

16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
WEA 7 & WEA 8												<input type="checkbox"/>	
WEA 7	33385631	5635217	50	51	26.3664	13	22	30.144	Berthelsdorf /Erzg.		29/15	<input type="checkbox"/>	
WEA 8	33385854	5634696	50	51	9.666	13	22	42.132	Berthelsdorf /Erzg.		39/9	<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Das Vorhaben befindet sich im Geltungsbereich der Planungsregion des Planungsverbandes Chemnitz. Aktuell gibt es kein gültiges raumordnerisches Konzept, welches den Ausbau der Windenergie in der Planungsregion Chemnitz regelt und steuert. Die Teilfortschreibung des neuen Raumordnungsplans Windenergie befindet sich aktuell in Neuaufstellung. Es gibt noch keine in Aufstellung befindlichen Ziele der Raumordnung.

An den Standorten der zwei beantragten Windenergieanlagen in der Gemarkung Berthelsdorf (Erzg.) greift daher das Konditionalprogramm des § 35 Abs.1 Nr. 5 BauGB, sprich die Außenbereichsprivilegierung für Windenergieanlagen.

Zum Zeitpunkt der Antragstellung steht weder ein Landesgesetz, noch die Ausschlusswirkung durch einen Regionalplan und auch keine kommunale Bauleitplanung mit Ausschlusswirkung entgegen.

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

In den beigefügten Herstellerdokumenten von Nordex sind die Angaben zu sicherheitstechnischen Einrichtungen und Vorkehrungen dokumentiert.

- Technische Dokumentation Blitzschutz und Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
- Technische Dokumentation Erdungsanlage der Windenergieanlage
- Technische Dokumentation Integrierter Sensor zur Eiserkennung

Anlagen:

- 11.1_E0003950753_DE_R09_Blitzschutz-und-EMV_D4k.pdf
- 11.2_NALL01_008521_DE_R12_Erdungsanlage_WEA.pdf
- 13_9016288_R00_Eiserkennung_WEA.pdf

**BLITZSCHUTZ UND ELEKTROMAGNETISCHE
VERTRÄGLICHKEIT (EMV)**

Product series Delta4000



- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

<p>Erstellt</p>  <p>20-12-2023</p>	<p>Geprüft</p>  <p>15-01-2024</p>	<p>Freigegeben</p>  <p>16-01-2024</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +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 N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.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.

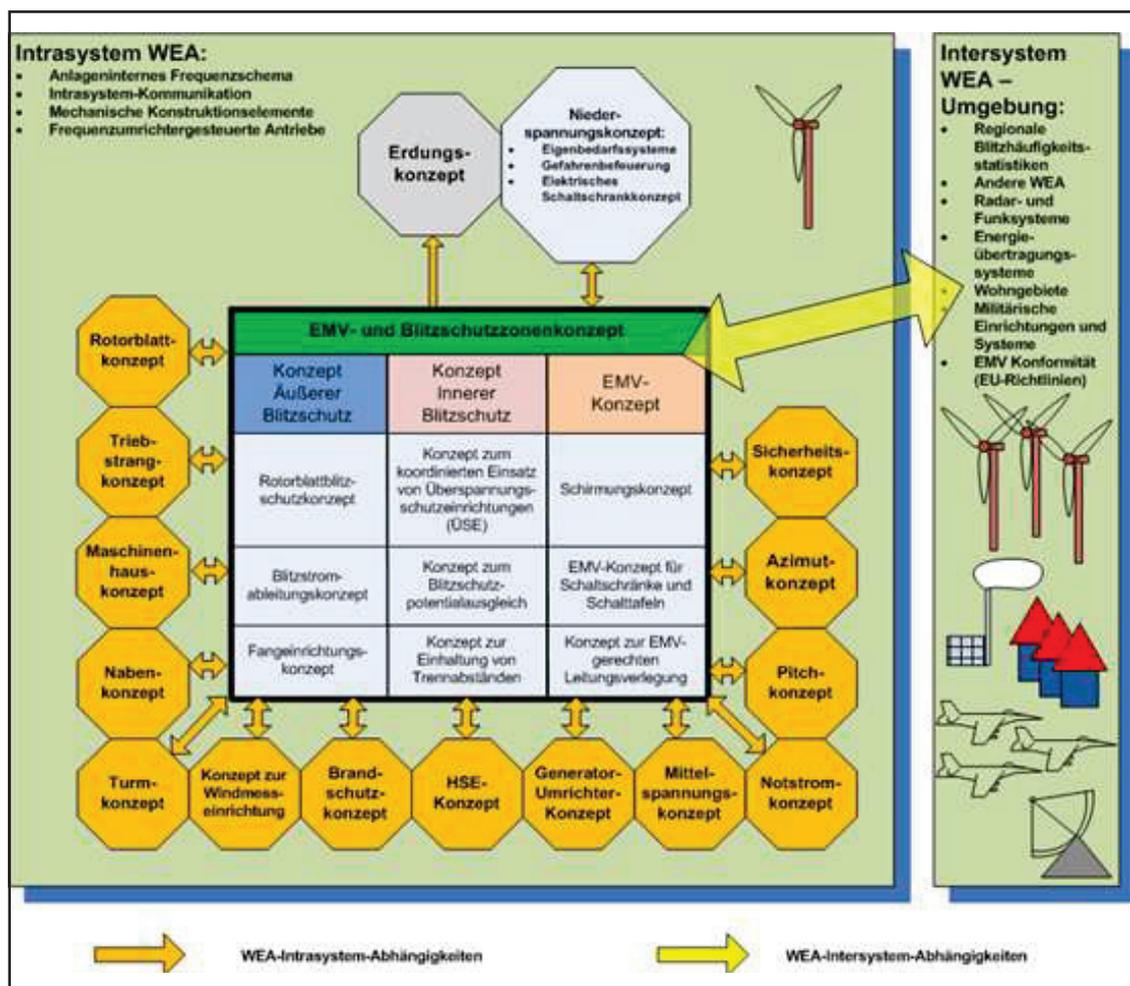


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

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.

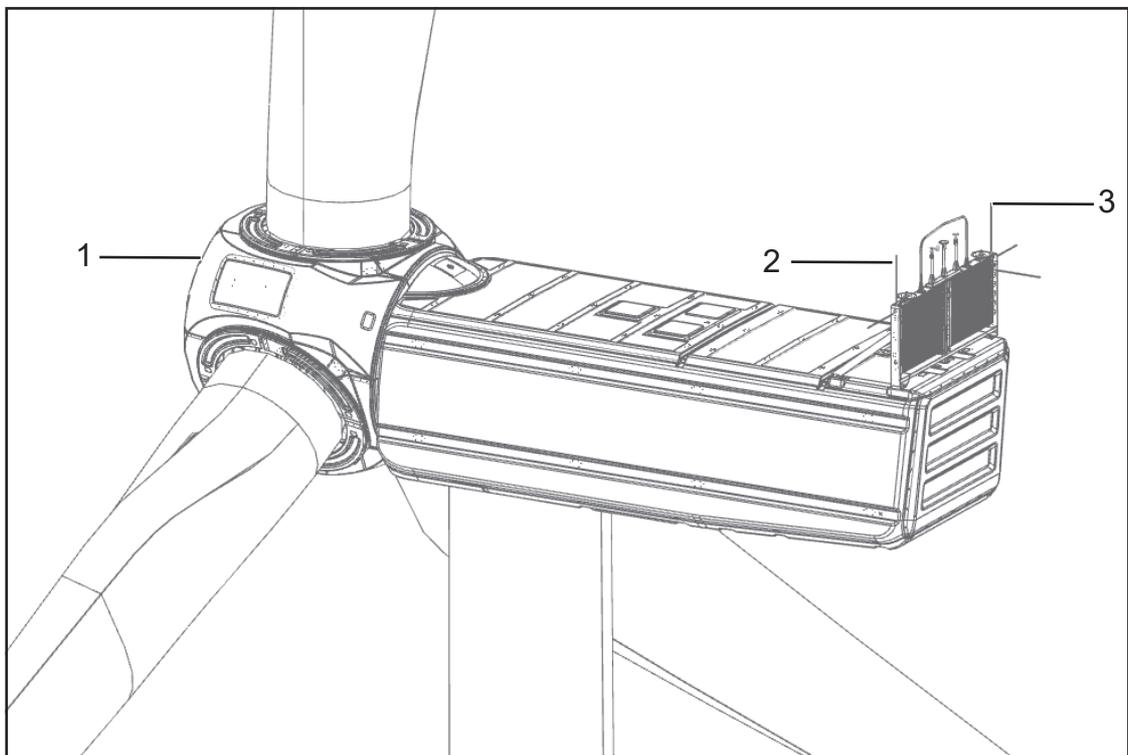


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

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

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

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

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

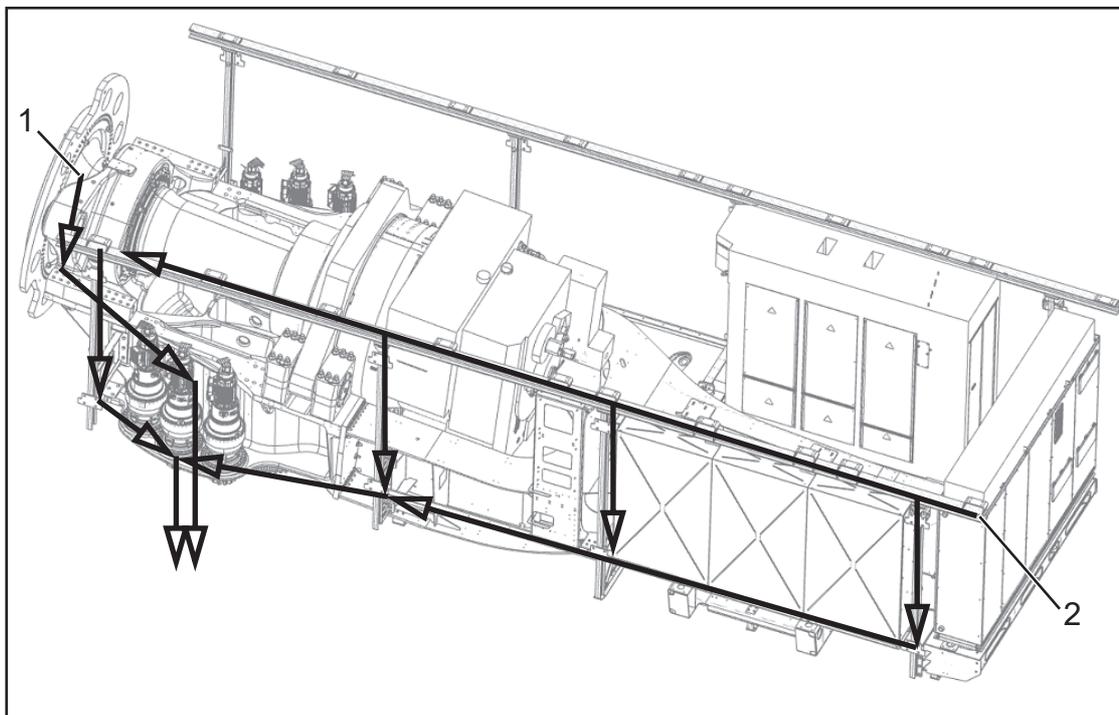


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

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

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

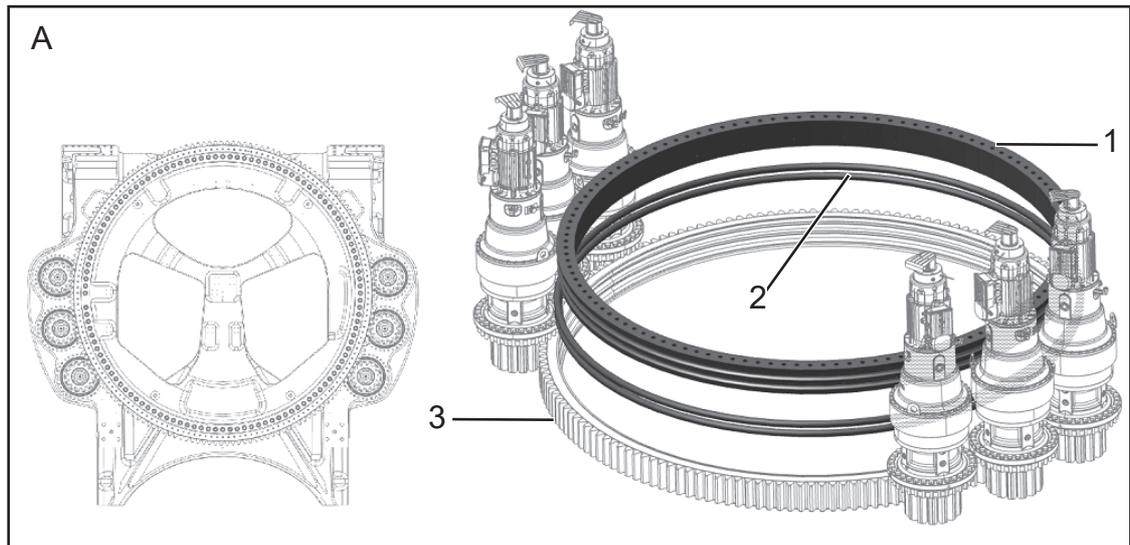


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring 3 Azimutdrehverbindung Außenring
2 Wälzlagerkugeln für
Azimutdrehverbindung

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

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

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

3. Innerer Blitzschutz und EMV

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

Zonenkonzept

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

Blitzschutzpotentialausgleich

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

Schirmung

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

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

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

Elektromagnetische Verträglichkeit

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

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

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



ERDUNGSANLAGE DER WINDENERGIEANLAGE

Product series K08 Gamma, K08 Delta, Delta4000



- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

<p>Erstellt</p>  <p>20-12-2023</p>	<p>Geprüft</p>  <p>15-01-2024</p>	<p>Freigegeben</p>  <p>16-01-2024</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

© 2023 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +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 N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.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 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 Blitzstroms 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.

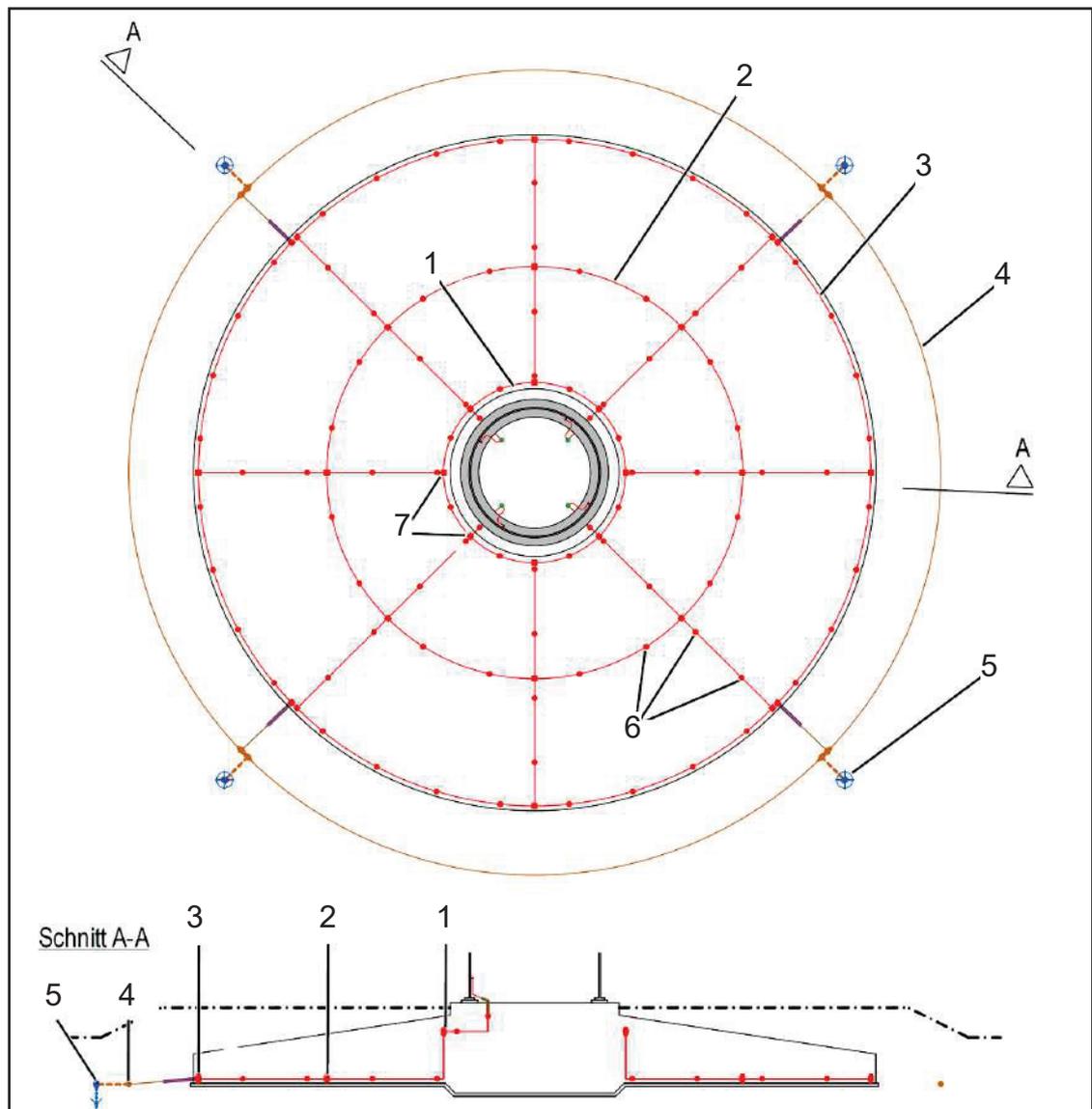


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

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

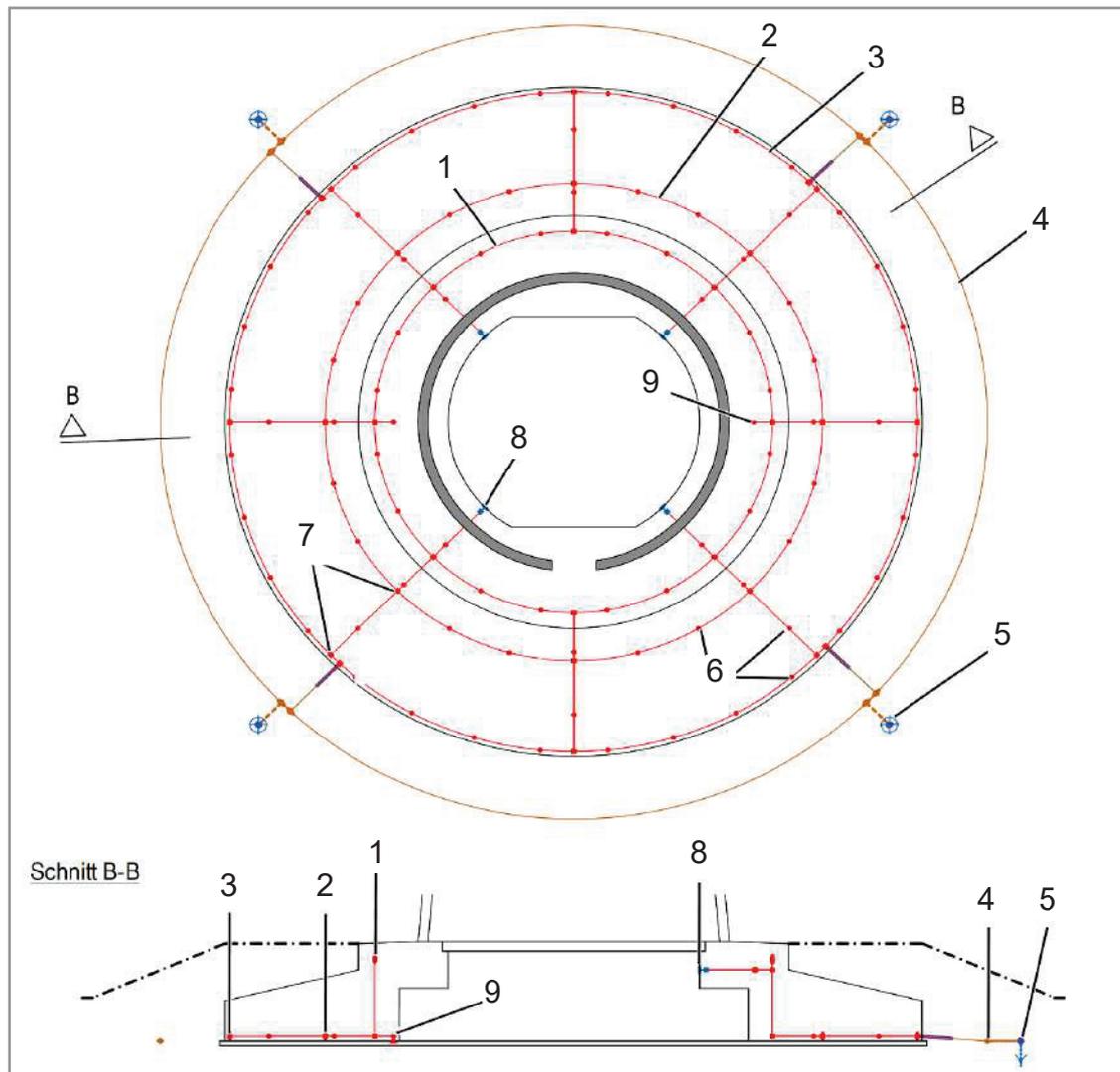
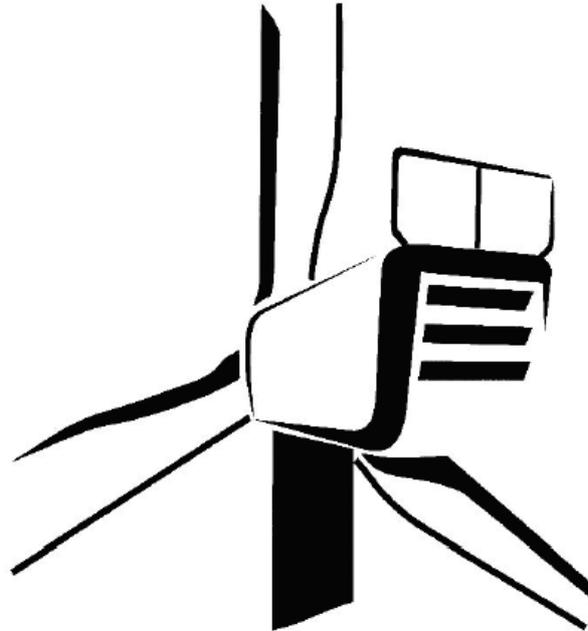


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

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



	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 1 / 8



- Übersetzung des Originaldokuments (9016288, Rev. 00) –

Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen.
Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE – Deutsch
Abteilung: Engineering/CPS/Processes & Documents

Bearbeiter  12-01-2024	Prüfer  11-03-2024	Freigeber  11-03-2024
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

© 2024 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 2 / 8

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2024 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

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

Anlagentyp/Produktserie	Produkt
K08 Delta	N117/3000 kontrolliert N117/3600 N131/3000 kontrolliert N131/3600 N131/3900
Delta4000	N133/4.X N149/4.X N149/5.X N163/5.X N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.X

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 4 / 8

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Systembeschreibung	6
2.1	Erkennungsfunktionen	6
2.2	Auswirkungen des erfassten Eisansatzes	7

	<p style="text-align: center;">ALLGEMEINE DOKUMENTATION</p>	<p>Dok.: 9016288</p>
<p style="text-align: center;">INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG</p>		<p>Rev.: 00</p>
	<p>Seite: 5 / 8</p>	

1 Einleitung

Die Windenergieanlagen von Nordex können verschiedene Funktionen nutzen, die einzeln oder in Kombination eine mögliche Eisbildung indirekt erfassen können.

Die integrierten Funktionen zur Eiserkennung können über das Betriebsführungssystem aktiviert werden und sind standardmäßig ausgeschaltet.

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 6 / 8

2 Systembeschreibung

2.1 Erkennungsfunktionen

Es gibt drei unabhängige Erkennungsfunktionen für die Erfassung von Eis mit Hilfe der integrierten Sensortechnologie. Alle drei Erkennungsfunktionen arbeiten parallel und können bei Überschreitung festgelegter Schwellenwerte einzeln oder in Kombination einen Eisansatz-Alarm auslösen. Daraufhin wird die Windenergieanlage mit einem Eisansatz-Alarm gestoppt.

Die Eiserkennungsfunktionen der integrierten Sensoren erfassen die Eisbildung nicht direkt, sondern leiten sie von anderen Betriebsparametern und Messungen ab. Daher muss bei der Verwendung dieser Funktionen zur Eiserkennung eine erhöhte Unsicherheit berücksichtigt werden.

Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

Das Eis bildet sich üblicherweise unregelmäßig und asymmetrisch auf den Rotorblättern. Die daraus entstehenden Gewichtsunterschiede auf den Rotorblättern führen bei der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht im Triebstrang. Diese Unwucht beeinträchtigt das Maschinenhaus und den Turm.

Die permanent arbeitenden Schwingungswächter erfassen die entstehenden Vibrationen.

Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

Wichtige Betriebsparameter wie Windgeschwindigkeit und Leistung werden während des Betriebs der Windenergieanlage laufend überwacht und mit den Sollwerten im Steuersystem verglichen. Wenn sich Eis bildet, ändert sich das aerodynamische Profil der Rotorblätter, so dass die tatsächliche Leistung von der erwarteten Leistung abweicht.

Diese Methode zur Erkennung ist auch bei einem gleichmäßigen bzw. symmetrischen Eisansatz wirksam, wenn also keine Unwucht erkannt werden kann.

Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

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

Das Ultraschallanemometer ist komplett beheizt, hat keine beweglichen Teile und misst die Windgeschwindigkeit bei Eisansatz ohne größere Veränderungen.

Die Messwerte der beiden Anemometer werden ständig miteinander verglichen. Größere oder dauerhafte Abweichungen bei den Messwerten deuten auf Eisansatz hin.

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 7 / 8

2.2 Auswirkungen des erfassten Eisansatzes

Standardmäßig reagiert die Windenergieanlage mit folgenden Maßnahmen auf möglichen Eisansatz:

- Die Windenergieanlage stoppt sofort mit einem sanften Bremsprogramm.
- Der Stopp der Windenergieanlage wird automatisch an die Fernüberwachung gemeldet. Die Fehlermeldung beinhaltet die Ursache des Fehlers.
- Der Stopp der Windenergieanlage wird automatisch im Alarmprotokoll des Steuersystems vermerkt. Das Alarmprotokoll steht zu späterem Nachweis zur Verfügung.
- Wenn der Alarm manuell quittiert wurde, nimmt die Windenergieanlage erneut den normalen Betrieb auf. Der Kunde legt fest, auf welche der folgenden Arten die Anlage zurückgesetzt wird:
 - Lokale Rücksetzung am Steuergerät der Windenergieanlage nach Überprüfung der Bedingungen vor Ort
 - Fernrücksetzung ohne Überprüfung der Bedingungen vor Ort

Aus Sicherheitsgründen ist die Option der lokalen Rücksetzung als Standardoption eingestellt.



ALLGEMEINE DOKUMENTATION

Dok.: **9016288**

Rev.: **00**

INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG

Seite: 8 / 8

16.1.4 Standsicherheit

Das Standsicherheits-/Turbulenzgutachten für den Nachweis der Standsicherheit der geplanten Windenergieanlagen wurde durch das unabhängige Gutachterbüro I17-Wind GmbH & Co. KG erstellt und befindet sich diesem Kapitel beigelegt.

Darüber hinaus sind dem Kapitel beigelegt die herstellerübergreifenden Berechnungen der Standsicherheit der im Windpark verbleibenden Bestandsanlagen Dritter.

Aktuell wird durch den Anlagenhersteller Nordex eine Lastberechnung bzgl. der neu geplanten Windenergieanlagen durchgeführt, um die im Gutachten enthaltenen sektoriellen Betriebseinschränkungen zu optimieren. Diese Lastberechnungen werden durch den Gutachter I17-Wind GmbH & Co. KG nach Vorliegen in das Gutachten eingearbeitet und eine Revision nachgereicht.

Die voraussichtliche Nachreichung wird im November 2024 erfolgen und somit noch innerhalb des laufenden Verfahrens.

- Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen nach DIBt 2012 für den Windpark Weißenborn-Lichtenberg

- Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg für Enercon E82 E1

- Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg für GE 1.5s

Anlagen:

- 240715_I17-SE-2024-082_Rev.01 Weißenborn-Lichtenberg.pdf
- IS-2408-AB_01_A_LR_Weißenborn-Lichtenberg_E-82.pdf
- IS-2408-AA_01_A_LR_Weißenborn-Lichtenberg_GE1.5s.pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Weißenborn-Lichtenberg
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-082 Rev.01



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

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Weißenborn-Lichtenberg

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-082 Rev.01

Auftraggeber: Windpark Weißenborn-Lichtenberg GmbH
Am Steinberg 7
D- 09603 Großschirma

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

Datum: 15. Juli 2024

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie c_t -Kurve und Schnelllaufzahl 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 – Entwurf	14.02.2024	Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Fiebelkorn
0	17.06.2024	Bericht mit vorläufigen Betriebsbeschränkungen	Drescher
1	15.07.2024	Einarbeitung der herstellerunabhängigen Lastrechnung	Drescher

Verfasser:

B. Sc. Lukas Drescher, Sachverständiger

Husum, 15.07.2024



Geprüft:

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger

Husum, 17.07.2024



Freigegeben:

B. Sc. Lukas Drescher, Sachverständiger

Husum, 17.07.2024



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten.....	8
1.2.2	Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung.....	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	30
3.6	Luftdichte ρ	31
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	32
4	Zusammenfassung.....	33
4.1	Neu geplante WEA	33
4.2	Bestehende WEA.....	34
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	34
4.2.2	Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter	34
4.2.3	Zusammenfassung.....	34
5	Standortbesichtigung	35
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	36
	Literaturverzeichnis.....	38
	Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort	40

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	26
Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1.....	27
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.....	27
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3.....	27
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.....	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W5.....	27
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W6.....	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W7.....	28
Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W8.....	28
Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	31
Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	32
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	33
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	34
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]	40
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]	40
Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1]	41
Tabelle A.4: Windverhältnisse am Standort WV 5/1 [22.1]	41
Tabelle A.5: Windverhältnisse am Standort WV 6/1 [22.1]	42
Tabelle A.6: Windverhältnisse am Standort WV 7/1 [22.1]	42
Tabelle A.7: Windverhältnisse am Standort WV 8/1 [22.1]	43

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

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

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

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

1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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

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

1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

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

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung 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.

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

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

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

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{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 Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert c_t und Schnelllaufzahl 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 acht WEA des Typs Nordex N163/6.X auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Weißenborn-Lichtenberg in Sachsen. Die WEA sollen mit einer Nennleistung von 6800 kW betrieben werden.

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

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.36, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W6 und W9.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

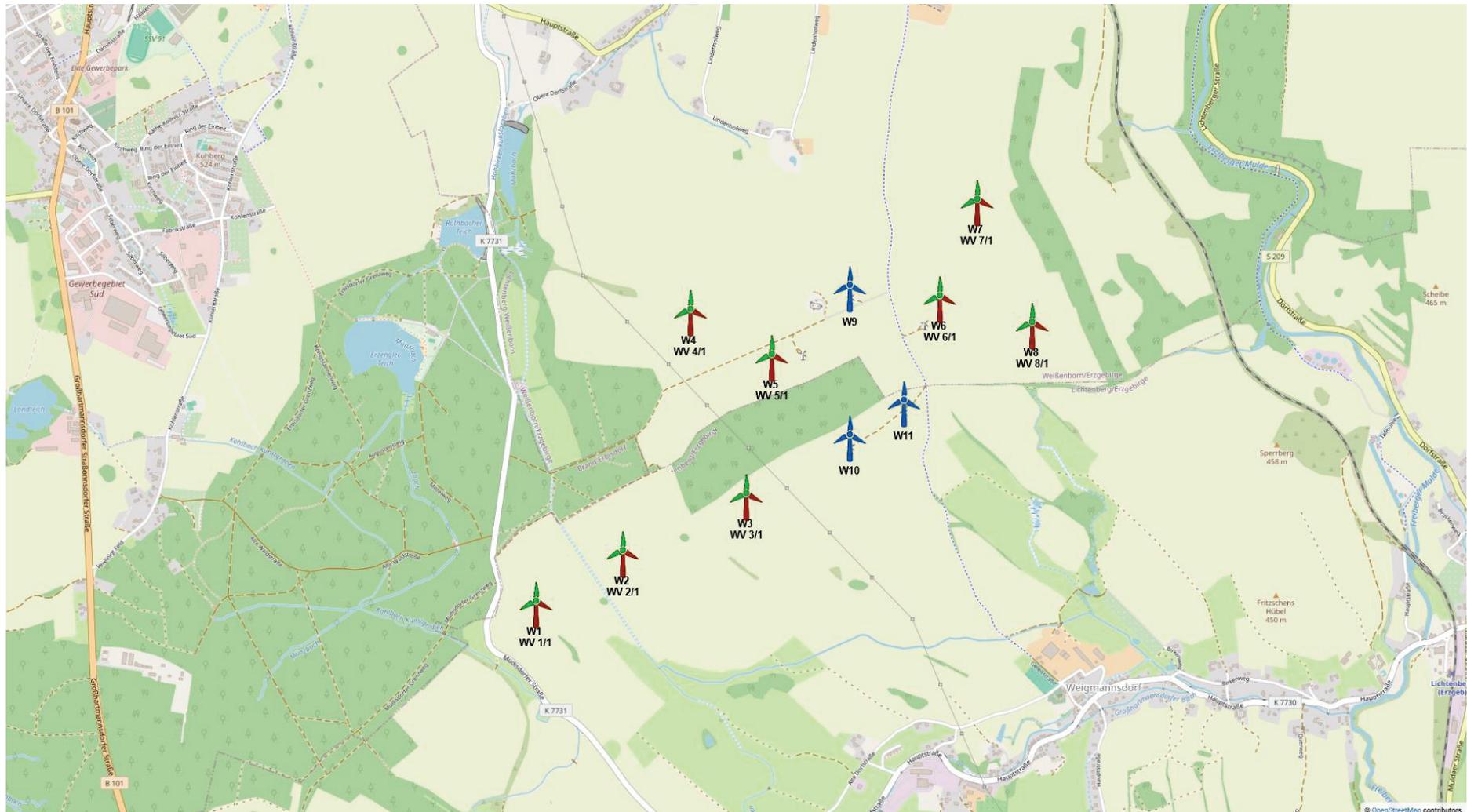
Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA 1	Neu	Ja	Nein	-	383724	5633575	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 1/1
W2	WEA 2	Neu	Ja	Nein	-	384098	5633779	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 2/1
W3	WEA 3	Neu	Ja	Nein	-	384627	5634005	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 3/1
W4	WEA 4	Neu	Ja	Nein	-	384406	5634780	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 4/1
W5	WEA 5	Neu	Ja	Nein	-	384749	5634585	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 5/1
W6	WEA 6	Neu	Ja	Nein	-	385465	5634816	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 6/1
W7	WEA 7	Neu	Ja	Nein	-	385631	5635217	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 7/1
W8	WEA 8	Neu	Ja	Nein	-	385854	5634696	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.0	6800	2012	S	25	14	WV 8/1
W9	BWEA 3	Bestand	Ja	Nein	-	385084	5634866	GE	GE-1.5s	64.7	70.5	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10	WV 6/1
W10	BWEA 4	Bestand	Ja	Nein	-	385069	5634241	Enercon	E-82 / 2.000 kW	98.3	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 5/1
W11	BWEA 5	Bestand	Ja	Nein	-	385301	5634381	Enercon	E-82 / 2.000 kW	98.3	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 6/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W8	DIBt 2012	S	S	7.50	2.40	40.30	S	8.0	0.25	1.237	25	[24]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

² Trotz der zu Grunde liegenden Typenprüfung nach DIBt 1993 wird eine Bewertung der windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 durchgeführt, da diese eine zuverlässigere Bewertung der effektiven Turbulenzintensitäten zulässt.



Neuanlagen
 Bestandsanlagen

 Referenzwindverteilung

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

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
383724	5633575	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.6	1.77	4.3	---
NNO 30			4.4	2.01	4.0	---
ONO 60			5.0	2.24	5.5	---
O 90			5.6	2.11	5.2	---
OSO 120			6.0	1.97	4.2	---
SSO 150			8.9	2.11	8.6	---
S 180			8.6	2.33	7.6	---
SSW 210			8.0	2.07	6.8	---
WSW 240			9.7	2.51	16.1	---
W 270			9.2	2.37	19.5	---
WNW 300			7.4	2.01	12.3	---
NNW 330			5.5	1.93	6.1	---
Gesamt			7.8	1.93	100.2	6.9

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	6.90	7.50	1.93	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W2	7.00	7.50	1.93	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W3 – W5	7.10	7.50	1.93	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W6	7.30	7.50	1.93	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W7	7.30	7.50	1.92	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W8	7.20	7.50	1.92	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 [13.1], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsbereichen 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 – W8	S	S	39.11	2	II	40.30	-	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

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

3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung 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 [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung 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 [13.2] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

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

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

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

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

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung TSI [°]			Index der Geländeabweichung TVI [%]		
		L	M	H	L	M	H
$5 z_{hub}$	360	10	15	20	2	4	6
$5 z_{hub}$	30						
$10 z_{hub}$							
$20 z_{hub}$							
	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: 164.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.123
NNO	30	0.130
ONO	60	0.124
O	90	0.118
OSO	120	0.126
SSO	150	0.127
S	180	0.120
SSW	210	0.124
WSW	240	0.131
W	270	0.129
WNW	300	0.122
NNW	330	0.127

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.

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 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

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

v_{hub}	W11	Referenz Klasse A
3	0.365	0.419
4	0.319	0.344
5	0.294	0.299
6	0.277	0.269
7	0.265	0.248
8	0.253	0.232
9	0.247	0.220
10	0.240	0.210
11	0.235	0.201
12	0.183	0.195
13	0.167	0.189
14	0.156	0.184
15	0.147	0.180
16	0.141	0.176
17	0.136	0.173
18	0.131	0.170
19	0.128	0.167
20	0.126	0.165
21	0.122	0.163
22	0.120	0.161
23	0.119	0.159
24	0.117	0.157
25	0.115	0.156

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

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	W8[S]	W9[A]	W10[A]	W11[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.312	0.320	0.315	0.315	0.329	0.326	0.308	0.324	-	0.369	0.369	0.332	0.419
4	0.275	0.289	0.271	0.283	0.297	0.292	0.272	0.293	0.309	0.317	0.324	0.282	0.344
5	0.265	0.287	0.255	0.279	0.295	0.284	0.265	0.291	0.301	0.291	0.301	0.253	0.299
6	0.242	0.270	0.235	0.259	0.275	0.260	0.247	0.272	0.281	0.267	0.282	0.233	0.269
7	0.221	0.255	0.220	0.242	0.258	0.240	0.233	0.256	0.264	0.248	0.268	0.219	0.248
8	0.199	0.239	0.206	0.223	0.240	0.219	0.217	0.238	0.246	0.229	0.255	0.208	0.232
9	0.178	0.222	0.193	0.205	0.222	0.200	0.202	0.221	0.229	0.212	0.248	0.200	0.220
10	0.164	0.213	0.184	0.194	0.211	0.188	0.193	0.211	0.219	0.201	0.241	0.193	0.210
11	0.151	0.199	0.174	0.180	0.197	0.174	0.180	0.197	0.206	0.188	0.235	0.188	0.201
12	0.141	0.187	0.165	0.167	0.183	0.160	0.169	0.183	0.193	0.175	0.185	0.183	0.195
13	0.136	0.174	0.155	0.155	0.169	0.150	0.158	0.169	0.180	0.164	0.169	0.179	0.189
14	0.132	0.163	0.148	0.146	0.158	0.143	0.149	0.158	0.170	0.155	0.158	0.176	0.184
15	0.129	0.154	0.141	0.138	0.148	0.137	0.141	0.148	0.161	0.147	0.149	0.173	0.180
16	0.126	0.146	0.136	0.133	0.141	0.132	0.135	0.140	0.154	0.141	0.143	0.171	0.176
17	0.124	0.140	0.131	0.129	0.135	0.128	0.131	0.134	0.148	0.136	0.138	0.169	0.173
18	0.121	0.135	0.128	0.126	0.130	0.125	0.127	0.130	0.144	0.132	0.133	0.167	0.170
19	0.120	0.131	0.125	0.123	0.127	0.122	0.124	0.126	0.140	0.129	0.129	0.165	0.167
20	0.118	0.128	0.123	0.121	0.124	0.120	0.122	0.123	0.137	0.126	0.127	0.163	0.165
21	0.116	0.124	0.120	0.119	0.121	0.118	0.119	0.120	0.133	0.123	0.123	0.162	0.163
22	0.115	0.120	0.117	0.117	0.118	0.116	0.117	0.117	0.130	0.120	0.121	0.161	0.161
23	0.113	0.117	0.115	0.115	0.116	0.115	0.115	0.115	0.127	0.118	0.119	0.159	0.159
24	0.112	0.115	0.113	0.114	0.114	0.113	0.113	0.113	0.125	0.116	0.117	0.158	0.157
25	0.110	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.123	0.115	0.115	0.157	0.156

3.3.3.4 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} und der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} an den neu geplanten WEA W1 – W8 wird eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers Nordex für diese WEA durchgeführt. Bis zur Vorlage der standortspezifischen Lastrechnung sind die folgenden sektoriellen Betriebseinschränkungen notwendig, um die Überschreitungen der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} und der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} zu verhindern.

Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	0	359	13.5	16.5	Abschaltung
W1	35	87	4.5	7.5	Abschaltung

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	0	359	13.5	16.5	Abschaltung
W2	215	267	3.5	12.5	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W3	0	359	13.5	16.5	Abschaltung
W3	351	33	4.5	7.5	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W4	0	359	13.5	16.5	Abschaltung
W4	92	148	3.5	10.5	Abschaltung

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W5

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W5	0	359	13.5	16.5	Abschaltung
W5	272	328	3.5	11.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W6

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	0	359	12.5	16.5	Abschaltung
W6	80	134	3.5	8.5	Abschaltung
W6	356	48	4.5	7.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W7

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W7	0	359	12.5	16.5	Abschaltung
W7	176	228	4.5	9.5	Abschaltung

Tabelle 3.16: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W8

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W8	0	359	12.5	16.5	Abschaltung
W8	260	314	3.5	11.5	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 3.17 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-1.2
W2	-0.2
W3	0.7
W4	0.7
W5	1.0
W6	0.9
W7	-0.7
W8	0.0

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

Tabelle 3.18 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.16
W2	0.16
W3	0.16
W4	0.16
W5	0.16
W6	0.16
W7	0.16
W8	0.16

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

Tabelle 3.19: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.165
W2	1.164
W3	1.164
W4	1.163
W5	1.163
W6	1.162
W7	1.163
W8	1.164

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

Tabelle 3.20: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8
3	0.357	0.359	0.335	0.358	0.362	0.359	0.354	0.354
4	0.325	0.327	0.295	0.330	0.334	0.327	0.322	0.326
5	0.321	0.323	0.281	0.329	0.333	0.322	0.317	0.323
6	0.298	0.300	0.259	0.306	0.310	0.298	0.295	0.301
7	0.279	0.281	0.241	0.287	0.291	0.280	0.276	0.282
8	0.259	0.260	0.224	0.266	0.269	0.259	0.256	0.261
9	0.239	0.241	0.209	0.245	0.248	0.240	0.236	0.241
10	0.228	0.229	0.199	0.234	0.237	0.228	0.225	0.229
11	0.212	0.214	0.187	0.217	0.220	0.213	0.210	0.214
12	0.198	0.199	0.176	0.202	0.205	0.199	0.196	0.199
13	0.184	0.185	0.165	0.186	0.189	0.184	0.182	0.184
14	0.172	0.173	0.157	0.174	0.176	0.173	0.170	0.172
15	0.162	0.163	0.149	0.163	0.165	0.163	0.160	0.161
16	0.153	0.154	0.143	0.154	0.156	0.154	0.152	0.152
17	0.146	0.147	0.138	0.146	0.148	0.147	0.145	0.145
18	0.141	0.142	0.134	0.141	0.143	0.142	0.140	0.140
19	0.137	0.138	0.130	0.136	0.138	0.138	0.136	0.135
20	0.133	0.134	0.128	0.133	0.135	0.135	0.133	0.132
21	0.129	0.130	0.125	0.128	0.130	0.130	0.128	0.127
22	0.126	0.126	0.122	0.124	0.126	0.127	0.125	0.124
23	0.122	0.123	0.119	0.121	0.123	0.124	0.122	0.120
24	0.119	0.120	0.117	0.118	0.119	0.121	0.119	0.117
25	0.117	0.118	0.115	0.115	0.117	0.118	0.116	0.115

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 – W8 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 – W8 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 – W8 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W8 unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W2	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W3	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W4	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W5	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W6	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W7	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W8	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W10 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

4.2.2 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter

Eine durch einen unabhängigen Gutachter durchgeführte Berechnung der standortspezifischen Lasten [25.1, 25.2] mittels eines generischen Lastmodells, kommt zu dem Ergebnis, dass die Standorteignung der WEA W9 und W11 durch den Vergleich mit den Auslegungslasten auch nach Zubau der geplanten WEA und der durch diese verursachte Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität nicht gefährdet ist.

Alle Informationen über das verwendete Lastmodell, berücksichtigte Unsicherheiten und die ermittelten Betriebsfestigkeitslasten können [25.1, 25.2] entnommen werden. Die Ergebnisse und das verwendete generische Lastmodell in [25.1, 25.2] werden als richtig, bzw. die zertifizierten Lasten der WEA konservativ abbildend vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25.1, 25.2] sind zu berücksichtigen.

4.2.3 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W9	GE	GE-1.5s	64.7	0.0	Siehe [25.1]
W10	Enercon	E-82 / 2.000 kW	98.3	0.0	Ja
W11	Enercon	E-82 / 2.000 kW	98.3	0.0	Siehe [25.2]

5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 28.09.2023 durch den Auftraggeber durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_c	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
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 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *eab New Energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: „AW: AW: Windpark Weißenborn-Lichtenberg: Angebotsanfrage Turbulenz-Berechnungen“ vom 19.10.2023; Datei: 231019_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_SE_Weißenborn-Lichtenberg.xlsx;*
- [22.1] *TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Prüfbericht – Prüfung der Standorteignung WEIßENBORN-LICHTENBERG (SACHSEN); Bericht-Nr.: MS-2007-059-SN-SC-de, Revision 02; 21.07.2023;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *Windpark Weißenborn-Lichtenberg GmbH; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Weißenborn-Lichtenberg Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2023-300; 19.10.2023;*
- [24] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N163/6.X (6.8 MW) Delta 50Hz NCV TCS164B-03 DIBt / IEC S; 14.02.2023;*
- [25.1] *P. E. Concepts GmbH; Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg; Dokument-Nr.: IS-2408-AA_01 (A); 08.04.2024;*
- [25.2] *P. E. Concepts GmbH; Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg; Dokument-Nr.: IS-2408-AB_01 (A); 08.04.2024;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
384098	5633779	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.8	1.75	4.3	---
NNO 30			4.5	2.00	4.0	---
ONO 60			5.0	2.24	5.5	---
O 90			5.6	2.12	5.2	---
OSO 120			6.0	1.96	4.2	---
SSO 150			9.0	2.10	8.6	---
S 180			8.8	2.34	7.6	---
SSW 210			8.3	2.07	6.8	---
WSW 240			9.9	2.52	16.1	---
W 270			9.3	2.37	19.5	---
WNW 300			7.4	2.01	12.3	---
NNW 330			5.6	1.94	6.1	---
Gesamt			7.8	1.93	100.2	7.0

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
384627	5634005	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.9	1.75	4.3	---
NNO 30			4.5	2.00	4.0	---
ONO 60			5.1	2.23	5.5	---
O 90			5.7	2.11	5.2	---
OSO 120			6.2	1.96	4.2	---
SSO 150			9.2	2.11	8.6	---
S 180			8.8	2.34	7.6	---
SSW 210			8.3	2.06	6.8	---
WSW 240			10.0	2.52	16.1	---
W 270			9.5	2.37	19.5	---
WNW 300			7.6	2.02	12.3	---
NNW 330			5.8	1.93	6.1	---
Gesamt			8.0	1.93	100.2	7.1

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
384406	5634780	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.9	1.75	4.3	---
NNO 30			4.6	1.99	4.0	---
ONO 60			5.2	2.24	5.5	---
O 90			5.7	2.12	5.2	---
OSO 120			6.0	1.96	4.2	---
SSO 150			9.1	2.10	8.6	---
S 180			8.9	2.34	7.6	---
SSW 210			8.4	2.05	6.8	---
WSW 240			10.0	2.52	16.1	---
W 270			9.4	2.37	19.5	---
WNW 300			7.5	2.01	12.3	---
NNW 330			5.7	1.94	6.1	---
Gesamt			8.0	1.93	100.2	7.1

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
384749	5634585	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.9	1.75	4.3	---
NNO 30			4.6	1.99	4.0	---
ONO 60			5.2	2.23	5.5	---
O 90			5.7	2.10	5.2	---
OSO 120			6.2	1.96	4.2	---
SSO 150			9.2	2.10	8.6	---
S 180			9.0	2.33	7.6	---
SSW 210			8.5	2.06	6.8	---
WSW 240			10.1	2.52	16.1	---
W 270			9.5	2.36	19.5	---
WNW 300			7.7	2.02	12.3	---
NNW 330			5.8	1.93	6.1	---
Gesamt			8.1	1.93	100.2	7.1

Tabelle A.5: Windverhältnisse am Standort WV 6/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
385465	5634816	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.0	1.74	4.3	---
NNO 30			4.8	1.99	4.0	---
ONO 60			5.3	2.25	5.5	---
O 90			5.8	2.10	5.2	---
OSO 120			6.2	1.96	4.2	---
SSO 150			9.2	2.09	8.6	---
S 180			9.2	2.33	7.6	---
SSW 210			8.8	2.06	6.8	---
WSW 240			10.4	2.52	16.1	---
W 270			9.7	2.36	19.5	---
WNW 300			7.7	2.02	12.3	---
NNW 330			5.8	1.94	6.1	---
Gesamt			8.2	1.93	100.2	7.3

Tabelle A.6: Windverhältnisse am Standort WV 7/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
385631	5635217	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.9	1.75	4.3	---
NNO 30			4.8	1.99	4.0	---
ONO 60			5.4	2.24	5.5	---
O 90			5.9	2.10	5.2	---
OSO 120			6.1	1.97	4.2	---
SSO 150			9.0	2.10	8.6	---
S 180			9.0	2.34	7.6	---
SSW 210			8.7	2.06	6.8	---
WSW 240			10.5	2.52	16.1	---
W 270			9.8	2.37	19.5	---
WNW 300			7.6	2.01	12.3	---
NNW 330			5.7	1.93	6.1	---
Gesamt			8.2	1.92	100.2	7.3

Tabelle A.7: Windverhältnisse am Standort WV 8/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
385854	5634696	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.1	1.75	4.3	---
NNO 30			4.9	1.98	4.0	---
ONO 60			5.3	2.25	5.5	---
O 90			5.7	2.11	5.2	---
OSO 120			6.0	1.97	4.2	---
SSO 150			9.1	2.08	8.6	---
S 180			9.2	2.34	7.6	---
SSW 210			9.0	2.06	6.8	---
WSW 240			10.5	2.52	16.1	---
W 270			9.5	2.35	19.5	---
WNW 300			7.4	2.01	12.3	---
NNW 330			5.7	1.94	6.1	---
Gesamt			8.1	1.92	100.2	7.2



Auftraggeber

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

Projekt

Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg

Auftrag

Standorteignung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg

Aufgabe

Nachweis der Standsicherheit durch Lastvergleich

Anlage

Enercon E-82 E1

Standort

Weißenborn-Lichtenberg

Dokument-Klassifikation

Kundenvertraulich

Dokument Nr. (Rev.)

IS-2408-AB_01 (A)

Datum (Rev.)

08.04.2024

Dieses Dokument umfasst insgesamt
28 Seiten

**Jannis
Burke** Digital unterschrieben
von Jannis Burke
Datum: 2024.04.08
14:57:16 +02'00'

Inhalt Rev. A

Jannis Burke

P. E. Concepts GmbH, Hamburg

**Matthias
Saathoff** Digital
unterschrieben von
Matthias Saathoff
Datum: 2024.04.08
17:17:46 +02'00'

Freigabe Rev. A

Matthias Saathoff

P. E. Concepts GmbH, Bremen

Die Unterschrift gilt für die jeweils aktuelle Version.

Änderungsverzeichnis

Rev.	Datum	Seiten	Änderung
A	08.04.2024	Alle	Erste Ausgabe

Referenzen

Zugehörige Daten und Dokumente

Nr.	Firma	Inhalt	Dateiname	Datum
(Ref1)	I17-Wind GmbH & Co. KG	Austauschdokument	240219_I17-SE-2024-082_Weißenborn-Lichtenberg_Austauschdokument.xlsx	19.02.2024
(Ref2)	P. E. Concepts GmbH	Typenprüfung E-82/BF/97/20/02	TÜV Nord T-7003/06-1	28.02.2011

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Symbole	5
1 Einleitung	6
2 Vorgehensweise	7
2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen	7
2.2 Verwendete Software	7
2.3 Betrachtete Komponenten	8
2.4 Lastfalldefinition	10
2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten	10
2.6 Unsicherheitsbetrachtung	11
2.6.1 Windbedingungen	11
2.6.2 Modellierung der WEA	11
3 Windbedingungen	12
3.1 Standortbeschreibung	12
3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen	12
4 Ergebnisse	15
5 Zusammenfassung	16
Literaturverzeichnis	17
A Modell E-82	20
A.1 Allgemein	20
A.2 Leistungskurve	21
A.3 Strukturdynamik	22
B Lastkollektive	24
B.1 Erklärung	24
B.2 Turm	25
B.3 Maschinenträger	27
B.4 Rotorblatt	28

Abkürzungsverzeichnis

DEL *damage-equivalent load*

DIBt 2004 DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung März 2004

DIBt 2012 DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012

IEC Ed.2 IEC 61400-1 Ed.2

IEC Ed.3 IEC 61400-1 Ed.3.1

NH Nabenhöhe

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

WEA Windenergieanlage

Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung	Seite(n)
A	m s^{-1}	Skalenparameter der Weibull-Verteilung	12
a	–	Nummer der Parksituation für letzten Ausbaurzustand	10
α	–	Höhenexponent	12
D	–	Schädigung	11
D_{rel}	–	relative Schädigung	11
D_{rel,S_j}	–	relative Schädigung bezogen auf T_{S_j} Jahre Parksituation S_j	11
γ_u	–	Sicherheitsfaktor für Modellunsicherheiten	11
i	–	laufende Nummer für die Rainflow-Klassen	10
j	–	laufende Nummer für die Parksituationen	10, 11
k	–	Formparameter der Weibull-Verteilung	12
m	–	Steigung der Wöhler-Kurve	8, 10, 11, 15
ΔM_{DEL}	kNm	schädigungsäquivalente Last	10
$\Delta M_{\text{DEL},A}$	kNm	schädigungsäquivalente Auslegungslast	11
$\Delta M_{\text{DEL},S_j}$	kNm	schädigungsäquivalente Standortlast in Parksituation S_j	11
ΔM_i	kNm	Schwingweite der Last einer Rainflow-Klasse	10
n_i	–	Schwingspielzahl einer Rainflow-Klasse	10
N_{ref}	–	Referenzschwingspielzahl	10
ρ	kg/m^3	Luftdichte	12
T_A	a	Auslegungslebensdauer	11, 12
v_{ave}	m/s	langfristige mittlere Windgeschwindigkeit	12
v_{in}	m/s	Einschaltwindgeschwindigkeit	10
v_{out}	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit	10
v_{ref}	m/s	Referenzwindgeschwindigkeit (IEC 61400-1)	10
z_{hub}	m	Nabenhöhe	12

1 Einleitung

Die Prüfung der Standorteignung für geplante WEA am Standort Weißenborn-Lichtenberg ergibt, dass es zu einer Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an benachbarten Bestandsanlagen kommt.

Die Standsicherheit kann in Übereinstimmung mit den Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung Oktober 2012) nur durch die Umsetzung sektoraler Betriebsbeschränkungen an einer oder mehrerer der betroffenen WEA oder durch eine Lastrechnung nachgewiesen werden. Die Standsicherheit der betroffenen Anlagen soll mittels eines Lastvergleiches geprüft werden. Im Folgenden wird die Bezeichnung der betrachteten WEA aus (Ref1) übernommen.

Durch den Zubau neuer WEA überschreitet die effektive Turbulenzintensität die Auslegungsturbulenzintensität an den folgenden Windenergieanlagen (WEA):

Tabelle 1.1: Nachzuweisende WEA (Ref1)

Nr.	Typ	Nabenhöhe
W11	E-82	98,2 m

Es soll durch einen Lastvergleich nachgewiesen werden, dass auch ohne die Berücksichtigung sektorieller Betriebsbeschränkungen die Standsicherheit der betroffenen WEA während der Auslegungslebensdauer nicht beeinträchtigt wird. Dies erfolgt durch einen Vergleich der Ermüdungslasten der jeweiligen WEA, die sich unter den in der Auslegung angesetzten Windbedingungen ergeben, mit den Ermüdungslasten, die sich unter Windbedingungen am Standort ergeben. Sofern nicht anders gekennzeichnet, wird die Lastrechnung mit teilgenerischen aeroelastischen Simulationsmodellen durchgeführt. Extremlasten werden hierbei nicht berücksichtigt.

Die wesentlichen Merkmale der Enercon E-82 E1 (kurz: E-82) sind in den vorliegenden Unterlagen (Ref2) definiert. Eine vollständige Liste der in der Lastsimulation verwendeten Parameter und Modelleigenschaften ist im Anhang A zusammengefasst.

2 Vorgehensweise

Um die Standsicherheit der WEA für die Dauer der Entwurfslebenszeit zu prüfen, wird durch einen Lastvergleich untersucht, welche Reserven hinsichtlich der Materialermüdung in den lastabtragenden Strukturkomponenten der WEA vorhanden sind. Zur Ermittlung solcher Reserven werden die in der Auslegung angesetzten Ermüdungslasten mit den Ermüdungslasten am Standort der WEA verglichen.

Die Auslegungslasten sowie die Standortlasten werden mit aeroelastischen Simulationen berechnet. Da in der Regel nicht alle Informationen zur vollständigen Beschreibung der WEA im Simulationsmodell vorliegen, werden für unbekannte Parameter sinnvolle Annahmen getroffen. Bekannte Modellparameter werden direkt in der Modellierung berücksichtigt. Wenn Parameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Ermüdungslasten haben können, nicht ausreichend genau bekannt sind, werden Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, um der Unsicherheit in den Ergebnissen Rechnung zu tragen.

Für die Ermittlung der Lasten spielen die Windbedingungen, denen die WEA bislang ausgesetzt war, und der sie in Zukunft ausgesetzt sein wird, eine wesentliche Rolle. Es werden die effektiven Turbulenzintensitäten für alle relevanten Parksituationen, z.B. vor und nach Zubau von Nachbaranlagen, berücksichtigt. Für jede dieser Parksituationen werden Lastkollektive erstellt. Unter Berücksichtigung der mittleren Windgeschwindigkeit und der daraus resultierenden Weibull-Verteilung kann die Ermüdungslast am Standort bestimmt werden. Durch den Bezug dieser Lasten auf die Auslegungslasten wird die rechnerische Lebensdauer der Strukturen berechnet.

2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen

In der Regel liegen nicht alle für die Berechnung der Ermüdungslast maßgebenden Informationen für die Modellierung der WEA im Simulationsprogramm vor. Eine genaue Berechnung der standortspezifischen Lasten wird dementsprechend nicht angestrebt. Da die Unsicherheiten im Modell sich in den Ergebnissen sowohl der Auslegungslasten als auch der Standortlasten widerspiegeln, ist die Berechnung der Materialermüdung durch den relativen Vergleich der Lasten zulässig. Für Betrachtungen, welche die absoluten Werte der Lasten voraussetzen, können die in diesem Dokument dargelegten Ergebnisse nicht verwendet werden.

2.2 Verwendete Software

Für die Lastsimulation der Windenergieanlage wird *OpenFAST* verwendet, das auf dem Programm *FAST8* vom *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) basiert. Die verwendeten Programmversionen sind in 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Verwendete Software

Name	Version	Zweck
<i>OpenFAST</i>	2.3	Aero-servo-elastische Simulation von WEA
<i>Aerodyn</i>	15.0	Berechnung der aeroelastischen Interaktion von Wind und Rotorblättern
<i>TurbSim</i>	1.5	Erzeugung turbulenter Windfelder nach IEC 61400-1 Ed. 3 [5]

2.3 Betrachtete Komponenten

Es werden alle Strukturkomponenten im Hauptlastpfad der WEA betrachtet. Die für die Enercon E-82 E1 relevanten Stellen sind in Abb. 2.1 abgebildet. Es werden für jede betrachtete Stelle die Lastkomponenten ausgewertet, die für die Schädigung des Bauteils oder der Verbindung maßgebend sind. Dies sind in der Regel die Biegemomente in den Richtungen der größten Belastung.

Für die Berechnung der schädigungsäquivalenten Last wird die Steigung der Wöhler-Kurve m für das jeweilige Material des Bauteils verwendet. Für alle Bauteile aus Stahl sowie für Schraubverbindungen liegt m zwischen 3 und 5. Für Gussbauteile liegt m zwischen 7 und 9. Für Bauteile aus faserverstärkten Kunststoffen (GfK, CfK) liegt m zwischen 9 und 14.

Die untersuchten Lastkomponenten sind in Tabelle 2.2 unter Angabe des Ortes der Auswertung aufgeführt. Die Orientierung der Koordinatensysteme für die Lasten ist in Abb. 2.2 dargestellt.

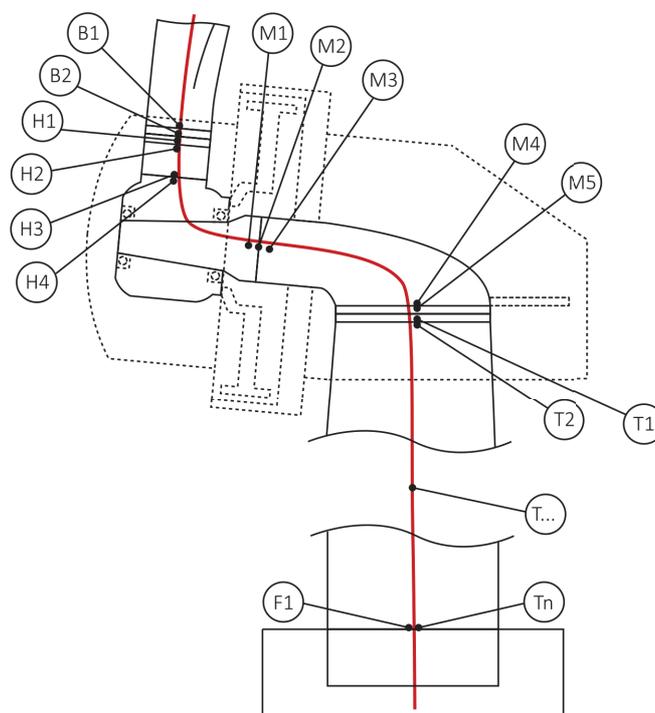


Abbildung 2.1: Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)

Tabelle 2.2: Betrachtete Baugruppen und Komponentenklassen

Symbol	Bauteil	Ort	Lastkomponente	Material
B1	Rotorblatt	Blattwurzel	M_{XS}, M_{YS}	GfK
B2	Verschraubung Blattlager	Rotorblatt	M_{XS}, M_{YS}	Stahl
H1	Verschraubung Blattlager	Blattadapter	M_{XB}, M_{YB}	Stahl
H2	Blattadapter	-	M_{XB}, M_{YB}	Guss
H3	Verschraubung Blattadapter	Nabe	M_{XB}, M_{YB}	Stahl
H4	Nabe	Blattlager	M_{XB}, M_{YB}	Guss
M1	Achszapfen	-	M_{YN}, M_{ZN}	Guss
M2	Verschraubung Achszapfen	Maschinenträger	M_{YN}, M_{ZN}	Stahl
M3	Maschinenträger	Achszapfen	M_{YN}, M_{ZN}	Guss
M4	Maschinenträger	Azimutlager	M_{YK}	Guss
M5	Verschraubung Azimutlager	Maschine	M_{YF}	Stahl
T1	Verschraubung Azimutlager	Turm	M_{YF}	Stahl
T2	Turmschale, Flanschverbindung	Turmkopf Stahlturm	M_{YF}	Stahl
T3	Turmschale, Flanschverbindung, Spannritzen	Oberkante Adapter	M_{YF}	Stahl
T4	Turmschale Bewehrung	2/3 Höhe Betonturm	M_{YF}	Stahl
T5	Turmschale Beton	2/3 Höhe Betonturm	M_{YF}	Beton
T6	Turmschale Bewehrung	1/3 Höhe Betonturm	M_{YF}	Stahl
T7	Turmschale Beton	1/3 Höhe Betonturm	M_{YF}	Beton
T8	Turmschale Bewehrung, Spannritzen	Turmfuß Betonturm	M_{YF}	Stahl
T9	Turmschale Beton	Turmfuß Betonturm	M_{YF}	Beton
F1	Fundament	-	M_{YF}	Stahlbeton

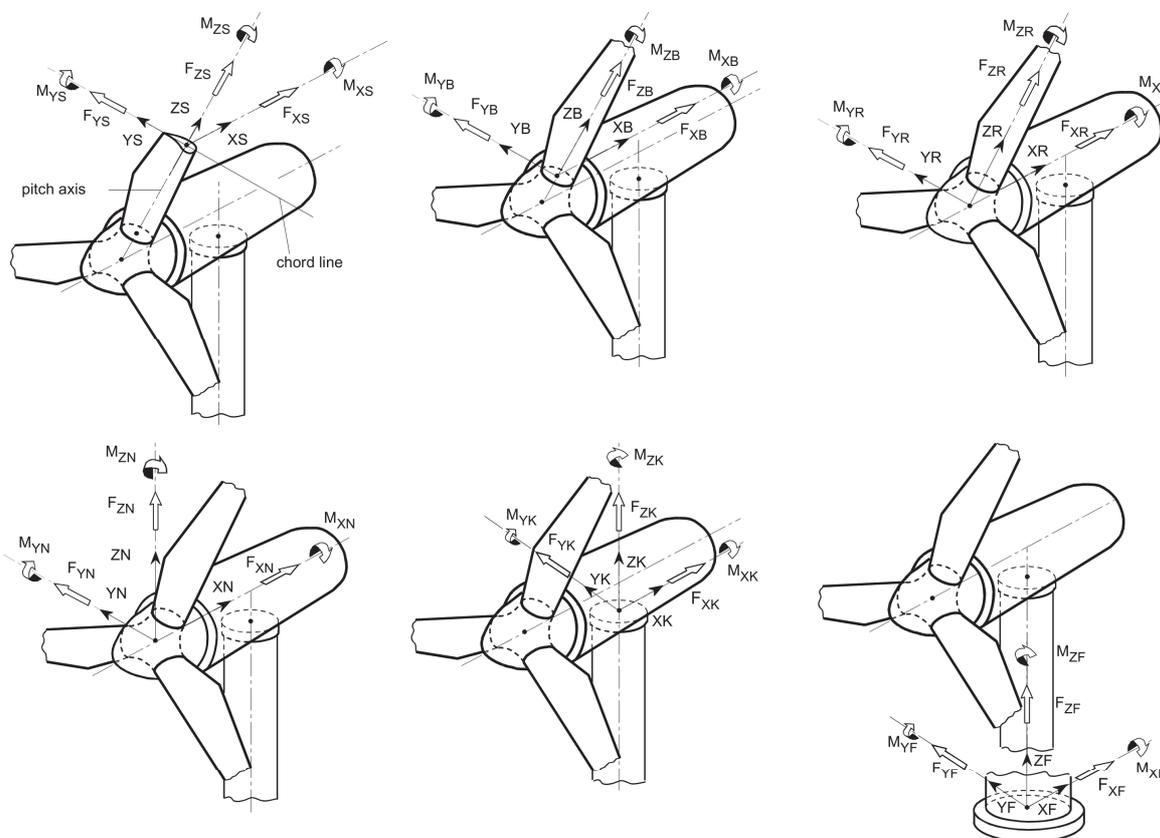


Abbildung 2.2: Verwendete Koordinatensysteme, nach [3]

2.4 Lastfallddefinition

Die Ermüdungslasten über die Lebensdauer der WEA werden unter Berücksichtigung der Lasten im normalen Produktionsbetrieb sowie der Lasten bei Stillstand der Anlage ermittelt. Diese Betriebszustände werden durch die Lastfallgruppen DLC 1.2 und DLC 6.4 nach IEC 61400-1 Ed.3.1 (IEC Ed.3) [5] berücksichtigt.

Weitere Lastfälle wie Start- und Stoppvorgänge sowie geparkte Situationen oder Fehlerzustände werden nicht berücksichtigt. Zur Beschreibung dieser Betriebszustände liegen keine ausreichenden Informationen vor und der Einfluss auf die Ermüdungslasten ist in der Regel gering.

Für DLC 1.2 werden die Betriebswindgeschwindigkeiten von Einschaltwindgeschwindigkeit v_{in} bis Abschaltwindgeschwindigkeit v_{out} mit einer Schrittweite von 1 m/s berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden Schräganströmungen von -8° , 0° und 8° verwendet, um die Azimut-Hysterese zu berücksichtigen. Für jede Kombination aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Anströmwinkel werden fünf verschiedene turbulente Windfelder erzeugt.

Für DLC 6.4 werden eine mittlere Windgeschwindigkeit von v_{in} stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $< v_{in}$ sowie von $0,7v_{ref}$ stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $> v_{out}$ berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden 15 verschiedene turbulente Windfelder erzeugt. Zusätzlich befinden sich die Rotorblätter in Fahnenstellung (Pitch-Winkel auf 90°) und der Generator ist vom Netz getrennt.

Die verschiedenen Lastfälle werden für die Auslegungsbedingungen sowie für alle relevanten Parksituationen am Standort berechnet. Die Auslegungssituation wird dabei mit A und die Standortsituationen werden mit S_j bezeichnet. j ist dabei eine fortlaufende Nummer für alle relevanten Ausbaustände des Windparks:

$$j = \{1, 2, 3, \dots, a\}$$

Die höchste Nummer a der Standortsituation S_a ist dabei der aktuelle Ausbaustand, der auch für die zukünftigen Lasten angenommen wird.

Zudem werden für jede Situation die effektiven Turbulenzintensitäten für die relevanten Steigungen der Wöhler-Kurve m in der Simulation verwendet.

Die Zufallszahlen, mit denen die turbulenten Windfelder erzeugt werden, werden für die verschiedenen Situationen wiederverwendet, um Vergleichbarkeit herzustellen. Alle Lastfälle und Windfelder werden über 630 Sekunden simuliert, wobei die ersten 30 Sekunden nicht berücksichtigt werden.

2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten

Die simulierten Lastzeitreihen werden nach IEC 61400-1 Ed. 3 [5] mit dem Rainflow-Zählverfahren ausgewertet, um die Schwingbreiten ΔM_i , die Schwingspielzahlen n_i sowie die Mittelwerte der Rainflow-Klassen i zu ermitteln. Die Zyklenzahlen aus einer Zeitreihe für eine mittlere Windgeschwindigkeit werden mit der Weibull-Verteilung gewichtet und auf eine Gesamtdauer von 20 Jahren extrapoliert. Hierbei wird die Verteilung der Lastfallgruppen wie in Abschnitt 2.4 berücksichtigt. Zusätzlich wird für die Standortsituationen der Zeitanteil im Produktionsbetrieb um die technische Verfügbarkeit der jeweiligen WEA korrigiert, sofern diese Informationen vorliegen.

Die Lastkollektive sind in Anhang B dargestellt. Aus den extrapolierten Lastkollektiven wird die schädigungsäquivalente Last ΔM_{DEL} (*damage-equivalent load* (DEL)) berechnet. Die Berechnung erfolgt für alle relevanten Lastkomponenten (siehe Tabelle 2.2) unter Berücksichtigung der materialabhängigen Steigung der Wöhler-Kurve m sowie der Referenzschwingspielzahl $N_{ref} = 5e6$:

$$\Delta M_{DEL} = \left(\frac{\sum n_i \Delta M_i^m}{N_{ref}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (2.1)$$

Es wird angenommen, dass der Hersteller bei der Auslegung das jeweilige Bauteil auf die Auslegungslbensdauer T_A ausgelegt hat. Das bedeutet, dass die Auslegungslasten $\Delta M_{\text{DEL},A}$ in den maßgebenden Komponenten der WEA eine Schädigung von $D = 1,0$ verursachen. Mit dieser Annahme lässt sich unter Vernachlässigung von nichtlinearen Zusammenhängen zwischen Last und Spannung die relative Schädigung bezogen auf T_{Sj} Jahre Parksituation Sj $D_{\text{rel},Sj}$ des Bauteils bestimmen. Die Berechnung erfolgt mit den Auslegungslasten $\Delta M_{\text{DEL},A}$, den Standortlasten $\Delta M_{\text{DEL},Sj}$ und der Steigung der Wöhler-Kurve m für jede Situation Sj nach:

$$D_{\text{rel},Sj} = \left(\frac{\Delta M_{\text{DEL},Sj}}{\Delta M_{\text{DEL},A}} \gamma_u \right)^m \quad (2.2)$$

Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors γ_u ist in Abschnitt 2.6.2 beschrieben.

Die Schädigung D_{rel} ist ein Maß für die Materialermüdung der jeweiligen Komponente. Bei einem Wert von $D_{\text{rel}} = 1,0$ ist theoretisch mit dem ersten Anriss des Materials zu rechnen. In diesem Fall ist die Standsicherheit nicht mehr gegeben, auch wenn das Bauteilversagen erst nach weiterem Rissfortschritt auftritt und die Dauer bis zum Versagen abhängig von der Komponente und der Art der Belastung ist.

2.6 Unsicherheitsbetrachtung

Für die Modellierung der Windbedingungen und des aeroelastischen Modells der WEA werden Eingangsparameter benötigt. Diese werden den zur Verfügung gestellten Eingangsdaten entnommen, aus diesen abgeleitet oder durch sinnvolle Annahmen bestimmt. Je nach Datenlage ergibt sich eine mit den Nennwerten verbundene Unsicherheit, die in den folgenden Abschnitten bemessen wird. Es werden für die unterschiedlichen Unsicherheiten Maßnahmen festgelegt, die sicherstellen, dass die in diesem Dokument ausgewiesenen Restnutzungsdauern auf der sicheren Seite liegend sind.

2.6.1 Windbedingungen

Die Windbedingungen sind (Ref1) entnommen und werden als richtig vorausgesetzt. Es werden für die Windbedingungen keine weiteren Sicherheitsbeiwerte angesetzt.

2.6.2 Modellierung der WEA

Im Vergleich eines simulierten Auslegungslastkollektivs mit dem einer Typenprüfung beiliegenden Kollektiv ergeben sich in der Regel Unterschiede. Diese Unterschiede resultieren aus Annahmen zu nicht exakt bekannten Parametern im Simulationsmodell. Die Annahmen betreffen in der Regel die Aerodynamik der Rotorblätter, die Regelung der WEA und die Strukturmechanik der Rotorblätter. Die Abweichungen in den simulierten Auslegungslasten und in den Standortlasten heben sich durch die Methodik des relativen Lastvergleiches weitestgehend auf. Die restliche Streuung im Verhältnis von Standortlasten und Auslegungslasten wird durch die Anwendung eines Sicherheitsfaktors γ_u berücksichtigt. Die Höhe des Sicherheitsfaktors bestimmt sich aus der Art der Komponente, der Art der Belastung und der Unsicherheit in den zugrunde liegenden Eingangsdaten. Außerdem ist die Art der Regelung der WEA entscheidend dafür, wie sich die Unsicherheiten auf die einzelnen Komponenten auswirken.

Die Verteilung der Sicherheitsfaktoren erfolgt wie in Abschnitt 4 dargestellt.

3 Windbedingungen

3.1 Standortbeschreibung

In Tabelle 3.1 sind die entsprechend den Eingangsdaten (Ref1) betrachteten WEA dargestellt.

Tabelle 3.1: Standort der betrachteten WEA

Bezeichnung	Kennnummer	Kontext	WEA-Typ	NH (m)	UTM ETRS 89 Zone 33	
					Rechtswert	Hochwert
W11	W11	Lastrechnung	Enercon E-82 / 2.000 kW	98,30	385301	5634381

3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen

Die Maschine der WEA wurde nach der IEC 61400-1 Ed.2 (IEC Ed.2) [4] ausgelegt (Ref2).

Turm und Gründung der WEA wurden nach der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung März 2004 (DIBt 2004) Anhang B [1] ausgelegt (Ref2).

Die Auslegungsbedingungen der WEA sind der Tabelle 3.2 zu entnehmen.

Die Maschinenkomponenten und die Rotorblätter des Typen können für höhere Windbedingungen ausgelegt worden sein, als der Turm und die Gründung. Sind diese bekannt, werden die entsprechenden Windbedingungen für Maschine und Rotorblatt abweichend von den Lastannahmen für Turm und Gründung angesetzt.

Die Windbedingungen am Standort sind (Ref1) entnommen. In Tabelle 3.2 sind die für die Modellierung der Windbedingungen verwendeten Größen zusammengefasst. Die für die Modellierung verwendeten Daten werden aus dem vorliegenden Gutachten (Ref1) und aus den Windbedingungen nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012 (DIBt 2012) [2] bestimmt. Der Wert für die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ist dem Gutachten entnommen. Die Luftdichte ρ und der Windgradient α werden nach DIBt 2012 [2] ermittelt. Alle weiteren Parameter zu den Windbedingungen sind dem Turbulenzgutachten (Ref1) entnommen.

Tabelle 3.2: Windbedingungen am Standort

Parameter	IEC 61400-1 Ed.2	DIBt 2004 (Anhang B)	Standortbewertung	Einheit
	Maschine	Turm	W11	
Nabenhöhe (NH) z_{hub}	-	98,3	98,3	m
Windzone	-	3	-	-
Klasse	2	-	-	-
Turbulenzkategorie	A	A	-	-
T_A	20,0	20,0	-	a
$v_{\text{ave}}(z_{\text{hub}})$	8,50	8,50	6,72	m/s
$A(z_{\text{hub}})$	9,59	9,59	7,57	m/s
k	2,00	2,00	1,93	-
α	0,20	0,16	0,17	-
\bar{I}_{rep}	18,0	18,0	14,6	%
ρ	1,225	1,225	1,170	kg/m ³

Die effektiven Turbulenzintensitäten, die in der nachfolgenden Tabelle 3.3 dargestellt sind, sind den Eingangsdaten (Ref1) entnommen.

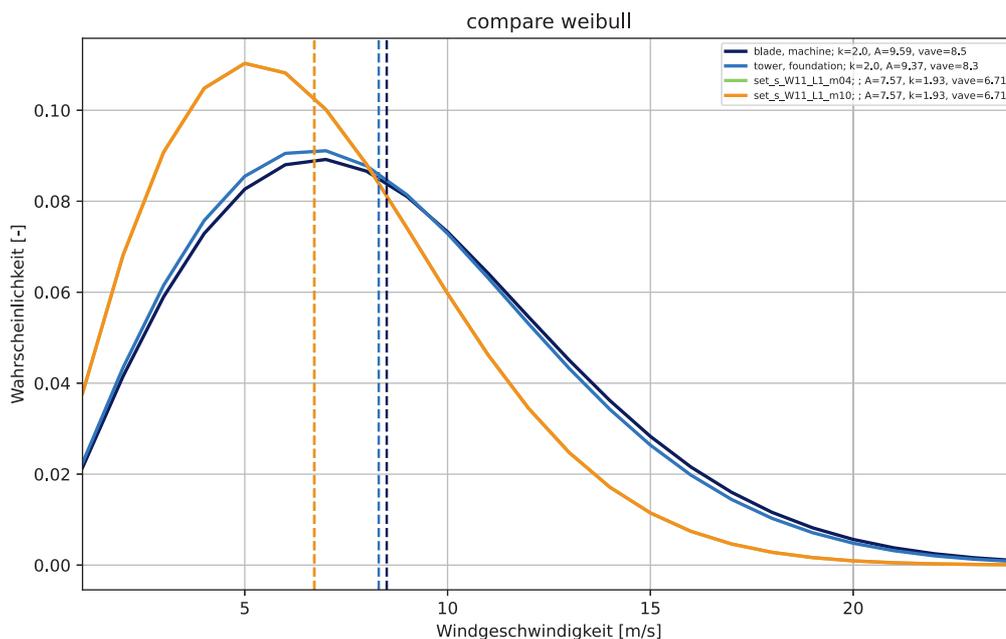


Abbildung 3.1: Vergleich der Weibull-Verteilungen

Tabelle 3.3: Effektive Turbulenzintensität

Wind (m/s)	W11	
	m=4 (%)	m=10 (%)
3,0	33,9	36,9
4,0	29,6	32,4
5,0	27,5	30,1
6,0	25,6	28,2
7,0	24,3	26,8
8,0	23,1	25,5
9,0	22,4	24,8
10,0	21,8	24,1
11,0	21,3	23,5
12,0	17,6	18,5
13,0	16,3	16,9
14,0	15,4	15,8
15,0	14,6	14,9
16,0	14,1	14,3
17,0	13,6	13,8
18,0	13,2	13,3
19,0	12,8	12,9
20,0	12,6	12,7
21,0	12,3	12,3
22,0	12,0	12,1
23,0	11,9	11,9
24,0	11,7	11,7
25,0	11,5	11,5

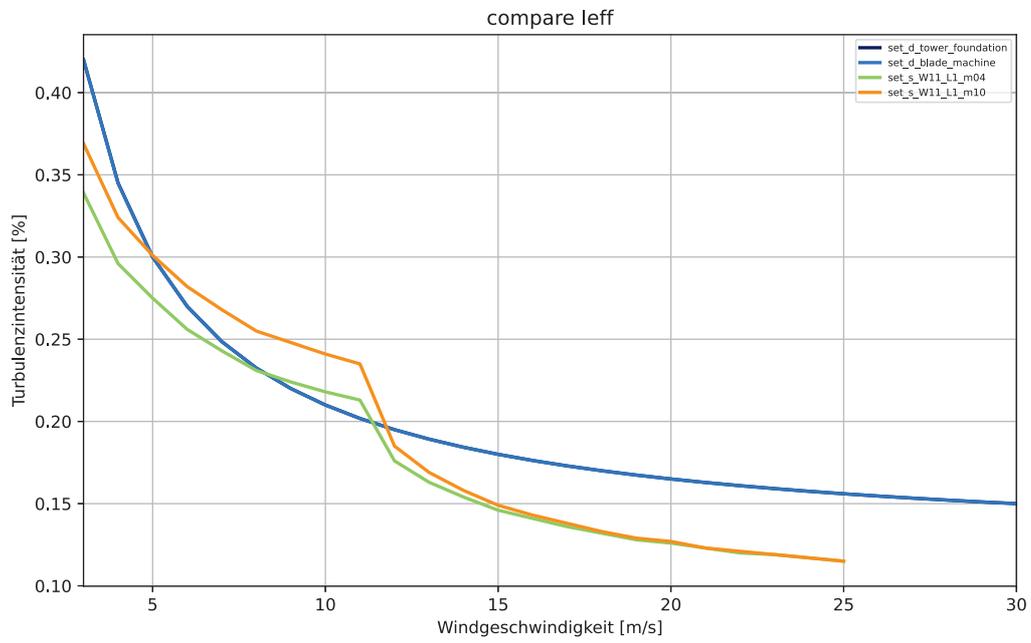


Abbildung 3.2: Effektive Turbulenzintensitäten

4 Ergebnisse

Für jede WEA und jeden definierten Lastsensor wird ein Lastvergleich mit den verschiedenen Wöhlerrsteigungen m durchgeführt und die entsprechende Schädigung bestimmt. Es werden nachfolgend die Ergebnisse für die Lastkomponente ausgewiesen, die die größte Schädigung an der jeweiligen Baugruppe verursacht.

Tabelle 4.1: Lastvergleich W11

Baugruppe (-)	Last (-)	m (-)	$\Delta M_{\text{DEL,A}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L1}}$ (kNm)	γ_u (-)	$D_{\text{rel,L1}}$ (-)	D_{rel} (-)
B1	M_{XS}	10	2798,6	2751,2	1,001	0,85	0,85
B2	M_{XS}	4	4586,1	4374,0	1,001	0,83	0,83
H1	M_{XB}	4	4612,0	4385,8	1,001	0,82	0,82
H2	M_{XB}	8	3049,9	2976,9	1,001	0,83	0,83
H3	M_{XB}	4	4612,0	4385,8	1,001	0,82	0,82
H4	M_{YR}	8	2158,8	1809,8	1,001	0,25	0,25
M1	M_{ZN}	8	1782,6	1514,3	1,030	0,34	0,34
M2	M_{ZN}	4	1995,9	1596,2	1,030	0,46	0,46
M3	M_{ZN}	8	1782,6	1514,3	1,030	0,34	0,34
M4	M_{YK}	8	1754,5	1471,6	1,030	0,31	0,31
M5	M_{YF}	4	1965,5	1560,0	1,030	0,45	0,45
T1	M_{YF}	4	1964,0	1560,0	1,030	0,45	0,45
T2	M_{YF}	4	1964,0	1560,0	1,030	0,45	0,45
T3	M_{YF}	4	3085,7	2441,7	1,030	0,44	0,44
T4	M_{YF}	10	5856,6	4926,5	1,030	0,24	0,24
T5	M_{YF}	4	5579,1	4421,8	1,030	0,44	0,44
T6	M_{YF}	10	12197,5	10457,8	1,030	0,29	0,29
T7	M_{YF}	4	11807,8	9516,2	1,030	0,47	0,47
T8	M_{YF}	10	22367,4	18941,1	1,055	0,32	0,32
T9	M_{YF}	4	23278,9	18600,6	1,055	0,50	0,50
F1	M_{YF}	4	23278,9	18600,6	1,055	0,50	0,50

5 Zusammenfassung

Die Standsicherheit der Gesamtanlage ist gewährleistet, wenn die relative Schädigung aller maßgebenden Komponenten der WEA (vgl. Tabelle 2.2), kleiner als 1 ist. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse (relative Schädigung D_{rel})

Baugruppe	W11
Blattwurzel	0,85
Verschraubung Blattlager	0,83
Blattadapter	0,83
Verschraubung Blattadapter	0,82
Nabe	0,25
Achszapfen	0,34
Verschraubung Achszapfen	0,46
Maschinenträger	0,34
Verschraubung Azimutlager	0,45
Turmschale, Flanschverbindung	0,45
Turmschale, Flanschverbindung, Adapter	0,44
Turmschale Betonturm	0,32
Bewehrung Betonturm	0,50
Fundament	0,50

Die Schädigung ist für alle Komponenten kleiner als 1. Damit wird die in der Auslegung vorgesehene Nutzungsdauer der Komponenten unter den gegebenen Standortbedingungen nicht unterschritten und die Standsicherheit der WEA ist nachgewiesen.

Tabelle 5.2: Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs

WEA-Nr.	WEA-Typ	Nachweis erbracht
WEA11	E-82	ja

Die ermittelten Ergebnisse sind gültig, solange keine weiteren Veränderungen im Windpark vorgenommen werden, die einen Einfluss auf die Ermüdungslasten der WEA haben.

Literaturverzeichnis

- [1] DIBt. *DIBt 2004: Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Deutsches Institut für Bautechnik, März 2004.
- [2] DIBt. *Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Deutsches Institut für Bautechnik, Okt. 2012.
- [3] DNVGL. *DNVGL-ST-0437: Loads and Site Conditions for Wind Turbines*. Nov. 2016.
- [4] IEC. *IEC 61400-1:1999(E): Wind turbine generator systems - Part 1: Safety Requirements*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2004.
- [5] IEC. *IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 CSV, Ed. 3.1: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2010.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)	8
2.2	Verwendete Koordinatensysteme, nach [3]	9
3.1	Vergleich der Weibull-Verteilungen	13
3.2	Effektive Turbulenzintensitäten	14
A.1	Vergleich der ermittelten Leistungskurven	21
A.2	Campbell-Diagramm des Simulationsmodells	23
B.1	Lasten am Turmfuß	25
B.2	Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe	25
B.3	Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe	26
B.4	Lasten am Turmkopf	26
B.5	Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	27
B.6	Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	27
B.7	Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel	28
B.8	Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel	28

Tabellenverzeichnis

1.1	Nachzuweisende WEA (Ref1)	6
2.1	Verwendete Software	7
2.2	Betrachtete Baugruppen und Komponentenklassen	9
3.1	Standort der betrachteten WEA	12
3.2	Windbedingungen am Standort	12
3.3	Effektive Turbulenzintensität	13
4.1	Lastvergleich W11	15
5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse (relative Schädigung D_{rel})	16
5.2	Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs	16
A.1	Allgemeine Anlagenparameter	20
A.2	Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells	22
A.3	Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA	23

A Modell E-82

A.1 Allgemein

Für das Simulationsmodell wurden die folgenden Anlagenparameter verwendet. Für aus den Eingangsdaten hervorgehende Parameter wurden Annahmen getroffen.

Tabelle A.1: Allgemeine Anlagenparameter

Größe	Wert	Einheit
Allgemein		
Name	E82-E1	
Nennleistung	2050.0	kW
Regelung	Pitch	
Einschaltwindgeschwindigkeit	3	m/s
Nennwindgeschwindigkeit	13.4	m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	25	m/s
Turm		
Nabenhöhe	98.3	m
Turmhöhe	97.1	m
Durchmesser unten	7500.0	mm
Durchmesser oben	2000.0	mm
Erste Eigenfrequenz	0.42	Hz
Maschine		
Rotordurchmesser	82.0	m
Nenndrehzahl	19.5	rpm
Überhang	4.62	m
Rotorneigung	5.0	deg
Blatttyp	E82-1 for E82-E1	
Blattlänge	38.8	m
Generator		
Getriebeübersetzung	1.0	-
Generatordrehzahl	19.5	rpm
Massen		
Blatt	8.0	t
Nabe	48.3	t
Gondel	59.75	t
Turm	775	t

A.2 Leistungskurve

Die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors wurden auf Grundlage von Profildatensätzen von Rotorblättern, die bei WEA ähnlicher Leistung und Auslegungsschnelllaufzahl zum Einsatz kommen, angenommen. Um das Verhalten der Regelung und das Modell der Rotor-aerodynamik zu prüfen, wird die Leistungskurve aus dem Datenblatt der Anlage mit den Ergebnissen der Simulation verglichen (Abbildung A.1).

Die rote Kurve im Diagramm entspricht der vom Hersteller herausgegebenen Leistungskurve. Die Punkte in dem Diagramm sind jeweils die Mittelwerte der abgegebenen Leistung aus einer Simulation (10-Minuten-Mittelwert). Die simulierten Mittelwerte stimmen gut mit der spezifizierten Leistungskurve überein. Abweichungen können mit der vergleichsweise hohen Turbulenzintensität in den dynamischen Simulationen erklärt werden. Die Übereinstimmung mit der statischen Leistungskurve wurde ebenfalls überprüft.

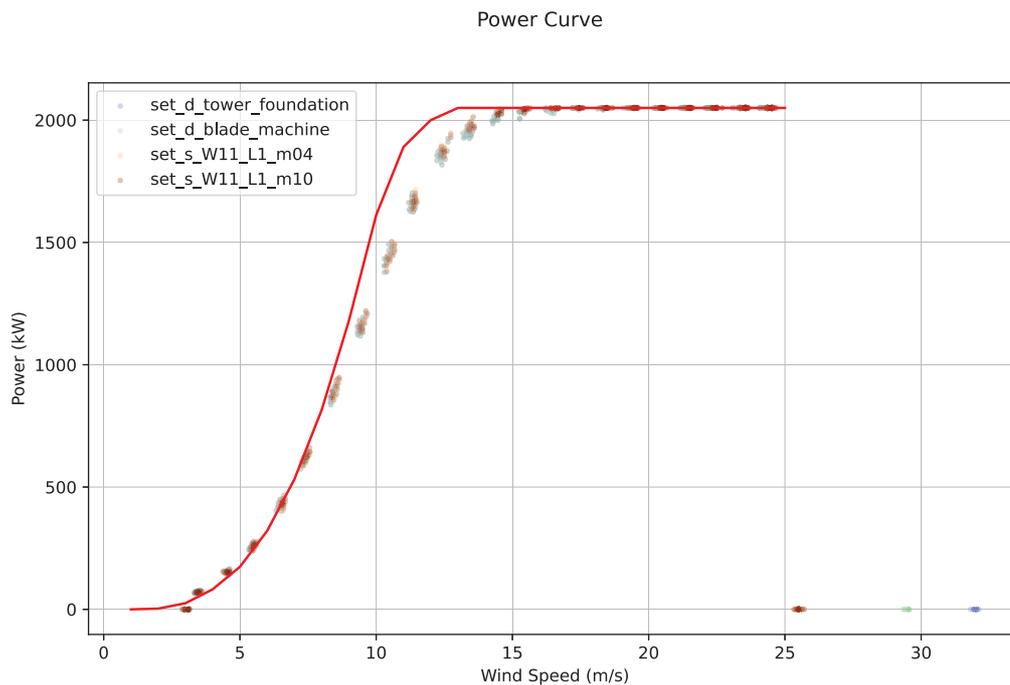


Abbildung A.1: Vergleich der ermittelten Leistungskurven

A.3 Strukturdynamik

Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen für das Turmmodell wurden auf Basis der zu Grunde liegenden Turmgeometrie bestimmt. Die aerodynamischen Eigenschaften des Turms werden mit einem über die Turmhöhe konstanten Widerstandskoeffizienten von 0,65 berücksichtigt.

Für das Modell des Rotorblattes wurde ein vergleichbares Rotorblatt als Grundlage verwendet. Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen wurden auf die bekannte Gesamtmasse und Länge skaliert.

Tabelle A.2: Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells

Knoten (-)	Höhe (m)	Durchmesser (mm)	Wandstärke (mm)	Masse (kg/m)	Steifigkeit (Nm ²)
bot	0.00	7500	300	16851	1.564E+12
n01	1.87	7102	300	16397	1.441E+12
n02	5.60	6726	300	15511	1.220E+12
n03	9.34	6369	300	14672	1.033E+12
n04	13.07	6032	300	13876	8.738E+11
n05	16.81	5712	300	13121	7.391E+11
n06	20.54	5409	300	12405	6.247E+11
n07	24.27	5122	300	11726	5.278E+11
n08	28.01	4851	300	11082	4.458E+11
n09	31.74	4594	300	10473	3.976E+11
n10	35.48	4365	300	9904	3.364E+11
n11	39.21	4155	300	9391	2.870E+11
n12	42.95	3970	300	8925	2.465E+11
n13	46.68	3792	300	8506	2.135E+11
n14	50.42	3623	300	8103	1.847E+11
n15	54.15	3461	300	7719	1.598E+11
n16	57.89	3306	300	7351	1.381E+11
n17	61.62	3158	300	6999	1.193E+11
n18	65.36	3019	360	7826	1.197E+11
n19	69.09	2910	50	3701	1.071E+11
n20	72.82	2802	28	1990	5.311E+10
n21	76.56	2000	22	1485	3.575E+10
n22	80.29	2000	22	1404	3.016E+10
n23	84.03	2000	22	1322	2.519E+10
n24	87.76	2000	22	1240	2.079E+10
n25	91.50	2000	22	1158	1.694E+10
n26	95.23	2000	25	1234	1.588E+10
top	97.10	2000	25	1234	1.588E+10

Mit den definierten Struktureigenschaften ergeben sich für das Simulationsmodell bei einer starren Einspannung am Turmfuß die in Tabelle A.3 dargestellten Systemeigenfrequenzen. Zum Vergleich sind die in der Typenprüfung angegebenen Eigenfrequenzen aufgeführt. Die Eigenfrequenzen liegen in guter Übereinstimmung zueinander.

Das dynamische Verhalten des Simulationsmodells ist in Abbildung A.2 als Campbell-Diagramm dargestellt.

Tabelle A.3: Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA

Beschreibung	Einheit	Modell	Typenprüfung
1. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	0,42	0,42
1. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	0,43	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,72	0,74
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,73	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,74	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,13	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,21	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,24	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,67	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,88	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	2,19	
2. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	2,22	
2. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	2,28	

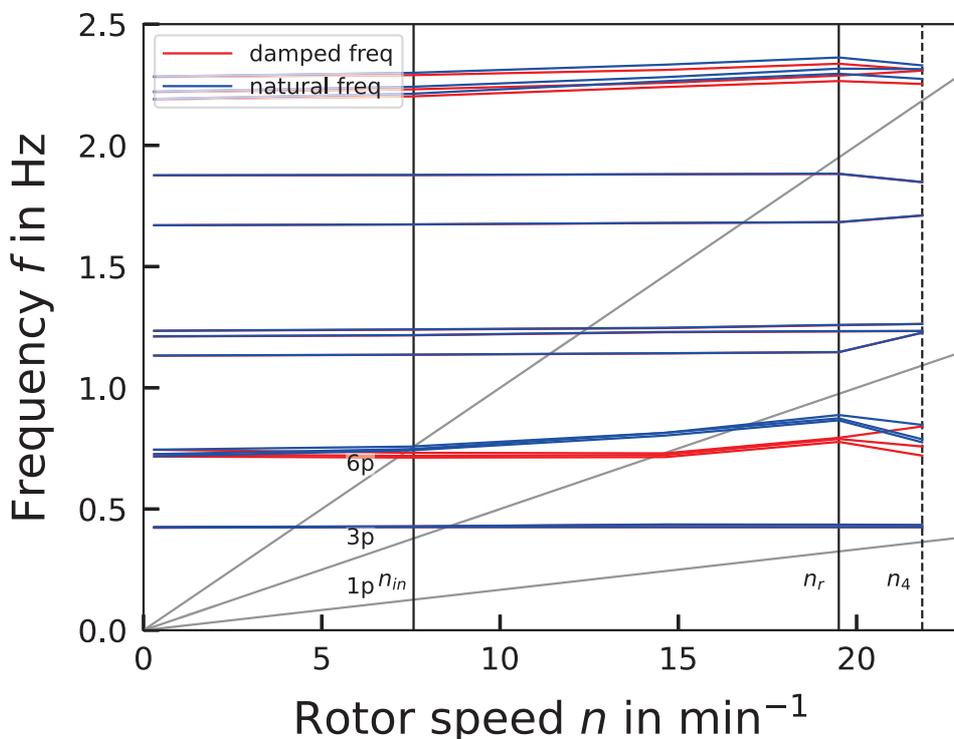


Abbildung A.2: Campbell-Diagramm des Simulationsmodells

B Lastkollektive

B.1 Erklärung

In den folgenden Abschnitten sind die auf die Auslegungslebensdauer extrapolierten Lastkollektive aus den durchgeführten Lastsimulationen zusammengefasst. Es werden die Lastkollektive an den wichtigsten Orten für die betrachteten Situationen mit den zugehörigen schädigungsäquivalenten Lasten für $m = 4$ dargestellt.

B.2 Turm

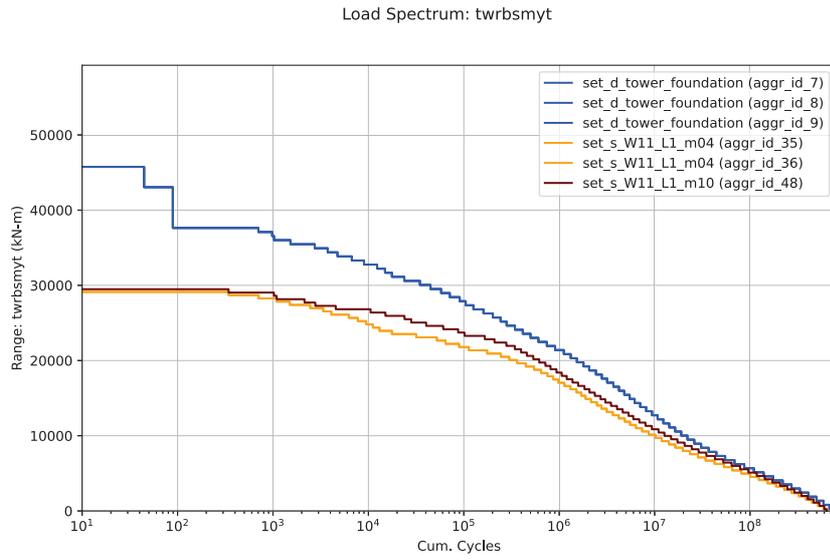


Abbildung B.1: Lasten am Turmfuß

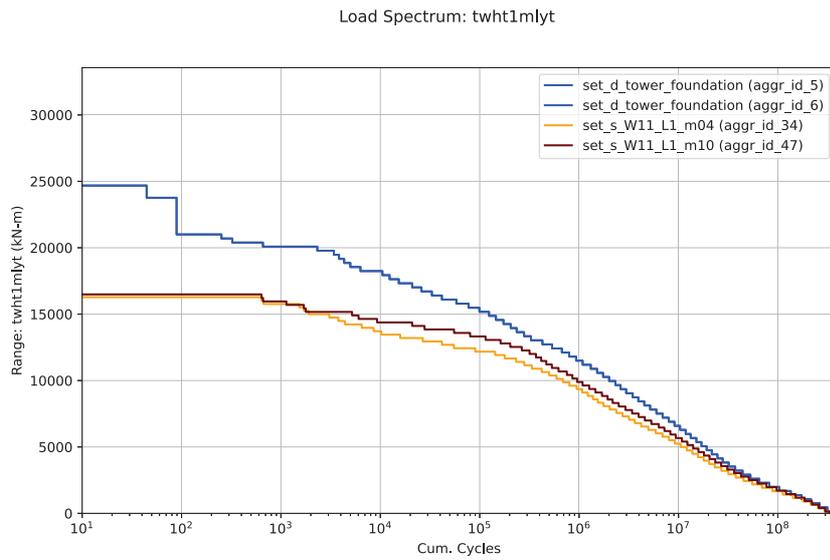


Abbildung B.2: Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe

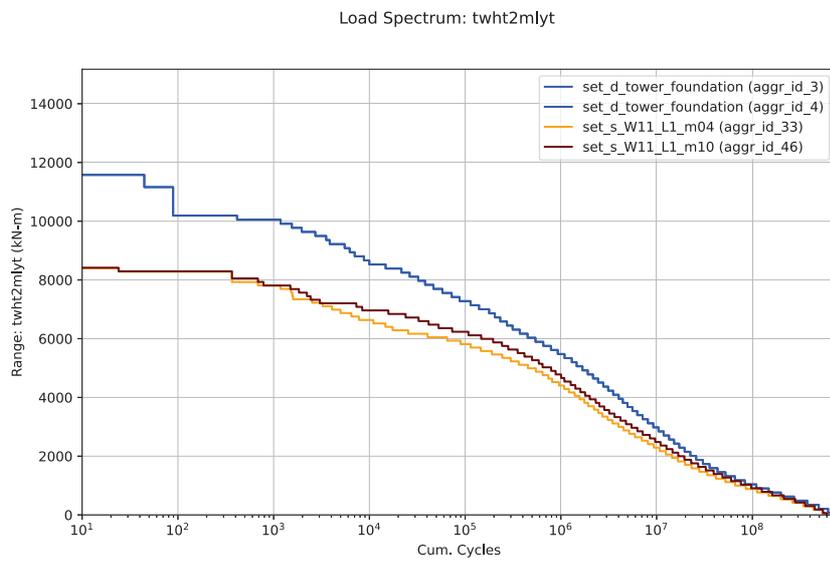


Abbildung B.3: Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe

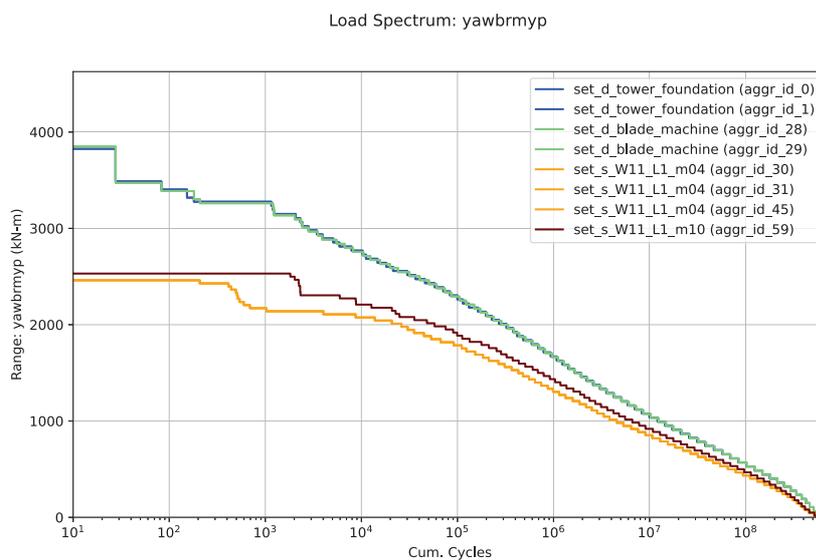


Abbildung B.4: Lasten am Turmkopf

B.3 Maschinenträger

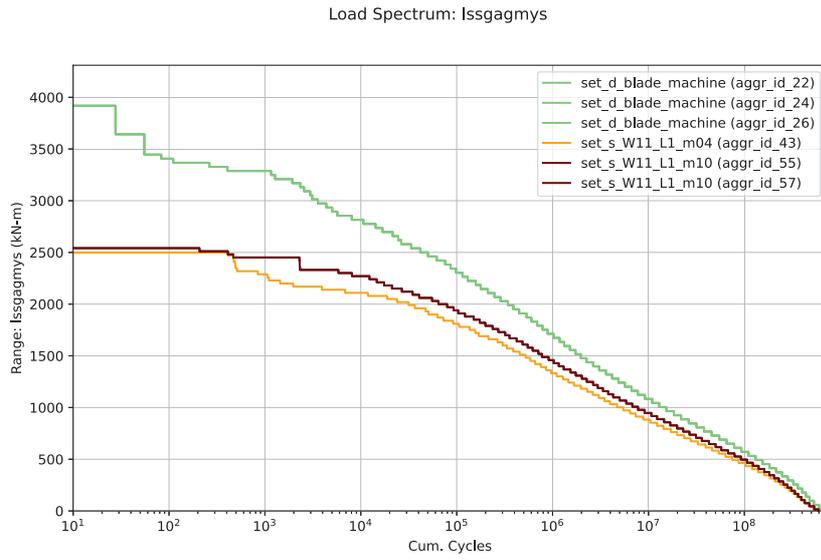


Abbildung B.5: Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

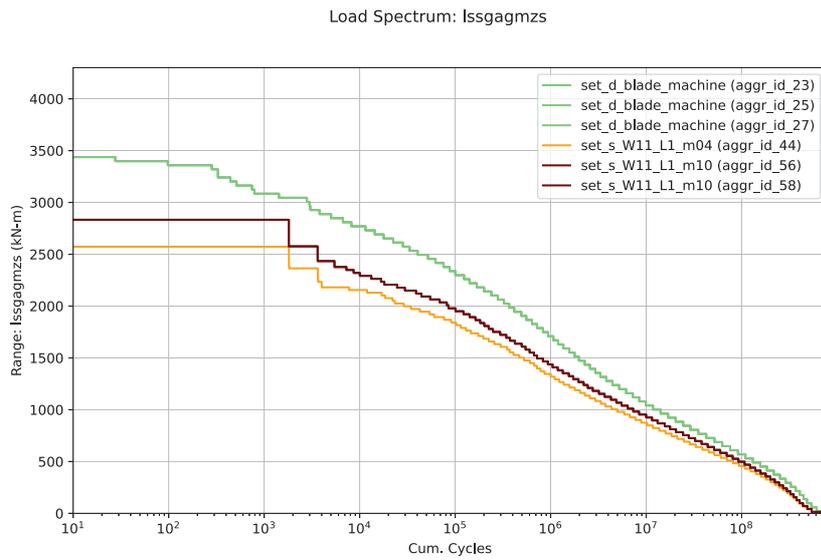


Abbildung B.6: Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

B.4 Rotorblatt

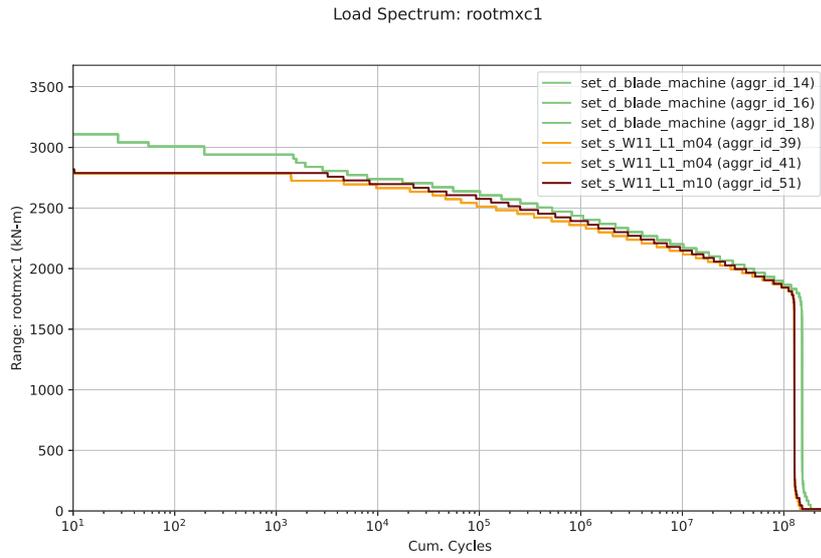


Abbildung B.7: Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel

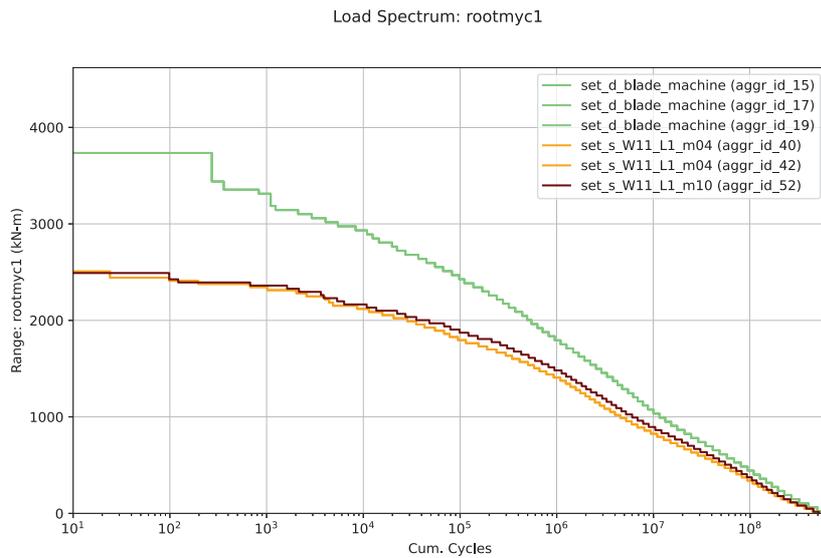


Abbildung B.8: Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel



Auftraggeber

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

Projekt

Lastrechnung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg

Auftrag

Standorteignung für Windpark Weißenborn-Lichtenberg

Aufgabe

Nachweis der Standsicherheit durch Lastvergleich

Anlage

GE 1.5s

Standort

Weißenborn-Lichtenberg

Dokument-Klassifikation

Kundenvertraulich

Dokument Nr. (Rev.)

IS-2408-AA_01 (A)

Datum (Rev.)

08.04.2024

Dieses Dokument umfasst insgesamt
30 Seiten

**Jannis
Burke** Digital
unterschieden von
Jannis Burke
Datum: 2024.04.08
15:06:33 +02'00'

Inhalt Rev. A

Jannis Burke

P. E. Concepts GmbH, Hamburg

**Matthias
Saathoff** Digital
unterschieden von
Matthias Saathoff
Datum: 2024.04.08
17:16:59 +02'00'

Freigabe Rev. A

Matthias Saathoff

P. E. Concepts GmbH, Bremen

Die Unterschrift gilt für die jeweils aktuelle Version.

Änderungsverzeichnis

Rev.	Datum	Seiten	Änderung
A	08.04.2024	Alle	Erste Ausgabe

Referenzen

Zugehörige Daten und Dokumente

Nr.	Firma	Inhalt	Dateiname	Datum
(Ref1)	I17-Wind GmbH & Co. KG	Austauschdokument	240219_I17-SE-2024-082_ Weißenborn-Lichtenberg_ Austauschdokument.xlsx	19.02.2024
(Ref2)	P. E. Concepts GmbH	Typenprüfung	Prf. Nr. 2403 5092 /2	16.11.1998
(Ref3)	P. E. Concepts GmbH	GE Technical Data Brochure	GE 1.5 brochure.pdf	01.09.2005

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Symbole	5
1 Einleitung	6
2 Vorgehensweise	7
2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen	7
2.2 Verwendete Software	7
2.3 Betrachtete Komponenten	8
2.4 Lastfalldefinition	10
2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten	10
2.6 Berechnung der Restnutzungsdauer	11
2.7 Unsicherheitsbetrachtung	11
2.7.1 Windbedingungen	11
2.7.2 Modellierung der WEA	11
3 Windbedingungen	13
3.1 Standortbeschreibung	13
3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen	13
4 Ergebnisse	16
5 Zusammenfassung	17
Literaturverzeichnis	18
A Modell GE 1.5s	21
A.1 Allgemein	21
A.2 Leistungskurve	22
A.3 Strukturdynamik	23
B Lastkollektive	25
B.1 Erklärung	25
B.2 Turm	26
B.3 Maschinenträger	28
B.4 Rotorwelle	29
B.5 Rotorblatt	30

Abkürzungsverzeichnis

DEL *damage-equivalent load*

DIBt 1993 DIBt-Richtlinie für Windkraftanlagen, Fassung Juni 1993

DIBt 2012 DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012

IEC Ed.2 IEC 61400-1 Ed.2

IEC Ed.3 IEC 61400-1 Ed.3.1

NH Nabenhöhe

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

WEA Windenergieanlage

Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung	Seite(n)
A	m s^{-1}	Skalenparameter der Weibull-Verteilung	13
a	–	Nummer der Parksituation für letzten Ausbaurzustand	10, 11
α	–	Höhenexponent	13
D	–	Schädigung	11
D_{rel}	–	relative Schädigung	11
D_{rel,S_a}	–	relative Schädigung bezogen auf letzten Ausbaurzustand S_a	11
D_{rel,S_j}	–	relative Schädigung bezogen auf T_{S_j} Jahre Parksituation S_j	11
γ_u	–	Sicherheitsfaktor für Modellunsicherheiten	11
i	–	laufende Nummer für die Rainflow-Klassen	10
j	–	laufende Nummer für die Parksituationen	10, 11
k	–	Formparameter der Weibull-Verteilung	13
m	–	Steigung der Wöhler-Kurve	8, 10, 11, 16
ΔM_{DEL}	kNm	schädigungsäquivalente Last	10
$\Delta M_{\text{DEL},A}$	kNm	schädigungsäquivalente Auslegungslast	11
$\Delta M_{\text{DEL},S_j}$	kNm	schädigungsäquivalente Standortlast in Parksituation S_j	11
ΔM_i	kNm	Schwingweite der Last einer Rainflow-Klasse	10
n_i	–	Schwingspielzahl einer Rainflow-Klasse	10
N_{ref}	–	Referenzschwingspielzahl	10
ρ	kg/m^3	Luftdichte	13
T_A	a	Auslegungslebensdauer	11, 13
T_{S_j}	a	Dauer der Parksituation S_j	11
T_{WB}	a	Restnutzungsdauer	11
v_{ave}	m/s	langfristige mittlere Windgeschwindigkeit	13
v_{in}	m/s	Einschaltwindgeschwindigkeit	10
v_{out}	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit	10
v_{ref}	m/s	Referenzwindgeschwindigkeit (IEC 61400-1)	10
z_{hub}	m	Nabenhöhe	13

1 Einleitung

Die Prüfung der Standorteignung für geplante WEA am Standort Weißenborn-Lichtenberg ergibt, dass es zu einer Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an benachbarten Bestandsanlagen kommt.

Die Standsicherheit kann in Übereinstimmung mit den Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung Oktober 2012) nur durch die Umsetzung sektoraler Betriebsbeschränkungen an einer oder mehrerer der betroffenen WEA oder durch eine Lastrechnung nachgewiesen werden. Die Standsicherheit der betroffenen Anlagen soll mittels eines Lastvergleiches geprüft werden.

Im Folgenden wird die Bezeichnung der betrachteten WEA aus (Ref1) übernommen.

Durch den Zubau neuer WEA überschreitet die effektive Turbulenzintensität die Auslegungsturbulenzintensität an den folgenden Windenergieanlagen (WEA):

Tabelle 1.1: Nachzuweisende WEA (Ref1)

Nr.	Typ	Nabenhöhe
W9	GE 1.5s	64,7 m

Es soll durch einen Lastvergleich nachgewiesen werden, dass auch ohne die Berücksichtigung sektorieller Betriebsbeschränkungen die Standsicherheit der betroffenen WEA während der Auslegungslebensdauer nicht beeinträchtigt wird. Da sich die betroffene WEA bereits im Weiterbetrieb befindet, wird darüber hinaus die rechnerische Restnutzungsdauer bestimmt. Dies erfolgt durch einen Vergleich der Ermüdungslasten der jeweiligen WEA, die sich unter den in der Auslegung angesetzten Windbedingungen ergeben, mit den Ermüdungslasten, die sich unter Windbedingungen am Standort ergeben. Sofern nicht anders gekennzeichnet, wird die Lastrechnung mit teilgenerischen aeroelastischen Simulationsmodellen durchgeführt. Extremlasten werden hierbei nicht berücksichtigt.

Die wesentlichen Merkmale der GE 1.5s (kurz: GE 1.5s) sind in den vorliegenden Unterlagen (Ref2) definiert. Eine vollständige Liste der in der Lastsimulation verwendeten Parameter und Modelleigenschaften ist im Anhang A zusammengefasst.

2 Vorgehensweise

Um die Standsicherheit der WEA für die Dauer der Entwurfslebenszeit zu prüfen, wird durch einen Lastvergleich untersucht, welche Reserven hinsichtlich der Materialermüdung in den lastabtragenden Strukturkomponenten der WEA vorhanden sind. Zur Ermittlung solcher Reserven werden die in der Auslegung angesetzten Ermüdungslasten mit den Ermüdungslasten am Standort der WEA verglichen.

Die Auslegungslasten sowie die Standortlasten werden mit aeroelastischen Simulationen berechnet. Da in der Regel nicht alle Informationen zur vollständigen Beschreibung der WEA im Simulationsmodell vorliegen, werden für unbekannte Parameter sinnvolle Annahmen getroffen. Bekannte Modellparameter werden direkt in der Modellierung berücksichtigt. Wenn Parameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Ermüdungslasten haben können, nicht ausreichend genau bekannt sind, werden Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, um der Unsicherheit in den Ergebnissen Rechnung zu tragen.

Für die Ermittlung der Lasten spielen die Windbedingungen, denen die WEA bislang ausgesetzt war, und der sie in Zukunft ausgesetzt sein wird, eine wesentliche Rolle. Es werden die effektiven Turbulenzintensitäten für alle relevanten Parksituationen, z.B. vor und nach Zubau von Nachbaranlagen, berücksichtigt. Für jede dieser Parksituationen werden Lastkollektive erstellt. Unter Berücksichtigung der mittleren Windgeschwindigkeit und der daraus resultierenden Weibull-Verteilung kann die Ermüdungslast am Standort bestimmt werden. Durch den Bezug dieser Lasten auf die Auslegungslasten wird die rechnerische Lebensdauer der Strukturen berechnet.

2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen

In der Regel liegen nicht alle für die Berechnung der Ermüdungslast maßgebenden Informationen für die Modellierung der WEA im Simulationsprogramm vor. Eine genaue Berechnung der standortspezifischen Lasten wird dementsprechend nicht angestrebt. Da die Unsicherheiten im Modell sich in den Ergebnissen sowohl der Auslegungslasten als auch der Standortlasten widerspiegeln, ist die Berechnung der Materialermüdung durch den relativen Vergleich der Lasten zulässig. Für Betrachtungen, welche die absoluten Werte der Lasten voraussetzen, können die in diesem Dokument dargelegten Ergebnisse nicht verwendet werden.

2.2 Verwendete Software

Für die Lastsimulation der Windenergieanlage wird *OpenFAST* verwendet, das auf dem Programm *FAST8* vom *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) basiert. Die verwendeten Programmversionen sind in 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Verwendete Software

Name	Version	Zweck
<i>OpenFAST</i>	2.3	Aero-servo-elastische Simulation von WEA
<i>Aerodyn</i>	15.0	Berechnung der aeroelastischen Interaktion von Wind und Rotorblättern
<i>TurbSim</i>	1.5	Erzeugung turbulenter Windfelder nach IEC 61400-1 Ed. 3 [5]

2.3 Betrachtete Komponenten

Es werden alle Strukturkomponenten im Hauptlastpfad der WEA betrachtet. Die für die GE 1.5s relevanten Stellen sind in Abb. 2.1 abgebildet. Es werden für jede betrachtete Stelle die Lastkomponenten ausgewertet, die für die Schädigung des Bauteils oder der Verbindung maßgebend sind. Dies sind in der Regel die Biegemomente in den Richtungen der größten Belastung.

Für die Berechnung der schädigungsäquivalenten Last wird die Steigung der Wöhler-Kurve m für das jeweilige Material des Bauteils verwendet. Für alle Bauteile aus Stahl sowie für Schraubverbindungen liegt m zwischen 3 und 5. Für Gussbauteile liegt m zwischen 7 und 9. Für Bauteile aus faserverstärkten Kunststoffen (GfK, CfK) liegt m zwischen 9 und 14.

Die untersuchten Lastkomponenten sind in Tabelle 2.2 unter Angabe des Ortes der Auswertung aufgeführt. Die Orientierung der Koordinatensysteme für die Lasten ist in Abb. 2.2 dargestellt.

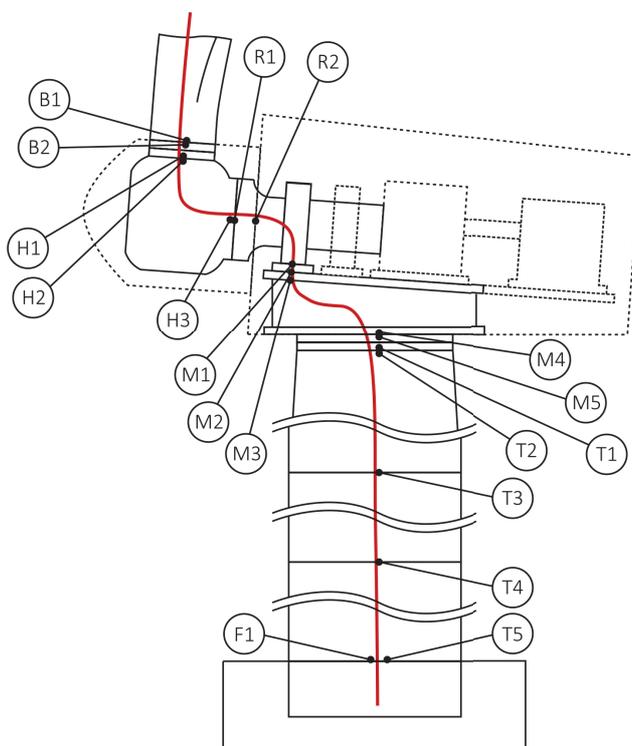


Abbildung 2.1: Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)

Tabelle 2.2: Betrachtete Baugruppen

Symbol	Bauteil	Ort	Lastkomponente	Material
B1	Rotorblatt	Blattwurzel	M_{XS}, M_{YS}	GfK
B2	Verschraubung Blattlager	Rotorblatt	M_{XS}, M_{YS}	Stahl
H1	Verschraubung Blattlager	Nabe	M_{XB}, M_{YB}	Stahl
H2	Nabe	Rotorblatt	M_{XB}, M_{YB}	Guss
H3	Nabe	Rotorwelle	M_{YR}, M_{ZR}	Guss
R1	Verschraubung Welle-Nabe	-	M_{YR}, M_{ZR}	Stahl
R2	Rotorwelle	-	M_{YR}, M_{ZR}	Stahl
M1	Hauptlagerbock	-	M_{YN}, M_{ZN}	Guss
M2	Verschraubung Hauptlagerbock	-	M_{YN}, M_{ZN}	Stahl
M3	Maschinenträger	Hauptlager	M_{YN}, M_{ZN}	Stahl
M4	Maschinenträger	Azimutlager	M_{YK}	Stahl
M5	Verschraubung Azimutlager	Maschine	M_{YF}	Stahl
T1	Verschraubung Azimutlager	Turm	M_{YF}	Stahl
T2	Turm, Flanschverbindung	Turmkopf	M_{YF}	Stahl
T3	Turm, Flanschverbindung	2/3 Höhe	M_{YF}	Stahl
T4	Turm, Flanschverbindung	1/3 Höhe	M_{YF}	Stahl
T5	Turm, Fundamentanker, -einbauteil	Turmfuß	M_{YF}	Stahl
F1	Fundament	-	M_{YF}	Stahlbeton

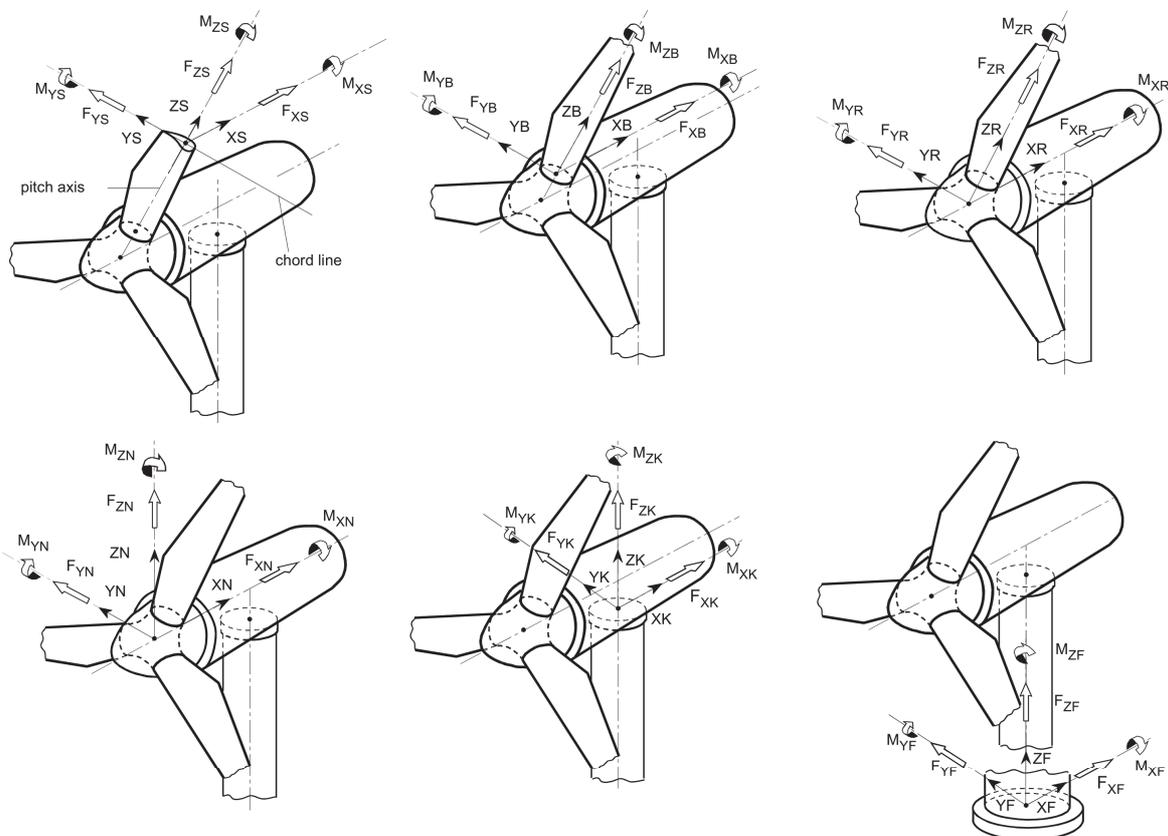


Abbildung 2.2: Verwendete Koordinatensysteme, nach [3]

2.4 Lastfallddefinition

Die Ermüdungslasten über die Lebensdauer der WEA werden unter Berücksichtigung der Lasten im normalen Produktionsbetrieb sowie der Lasten bei Stillstand der Anlage ermittelt. Diese Betriebszustände werden durch die Lastfallgruppen DLC 1.2 und DLC 6.4 nach IEC 61400-1 Ed.3.1 (IEC Ed.3) [5] berücksichtigt.

Weitere Lastfälle wie Start- und Stoppvorgänge sowie geparkte Situationen oder Fehlerzustände werden nicht berücksichtigt. Zur Beschreibung dieser Betriebszustände liegen keine ausreichenden Informationen vor und der Einfluss auf die Ermüdungslasten ist in der Regel gering.

Für DLC 1.2 werden die Betriebswindgeschwindigkeiten von Einschaltwindgeschwindigkeit v_{in} bis Abschaltwindgeschwindigkeit v_{out} mit einer Schrittweite von 1 m/s berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden Schräganströmungen von -8° , 0° und 8° verwendet, um die Azimut-Hysterese zu berücksichtigen. Für jede Kombination aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Anströmwinkel werden fünf verschiedene turbulente Windfelder erzeugt.

Für DLC 6.4 werden eine mittlere Windgeschwindigkeit von v_{in} stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $< v_{in}$ sowie von $0,7v_{ref}$ stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $> v_{out}$ berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden 15 verschiedene turbulente Windfelder erzeugt. Zusätzlich befinden sich die Rotorblätter in Fahnenstellung (Pitch-Winkel auf 90°) und der Generator ist vom Netz getrennt.

Die verschiedenen Lastfälle werden für die Auslegungsbedingungen sowie für alle relevanten Parksituationen am Standort berechnet. Die Auslegungssituation wird dabei mit A und die Standortsituationen werden mit S_j bezeichnet. j ist dabei eine fortlaufende Nummer für alle relevanten Ausbaustände des Windparks:

$$j = \{1, 2, 3, \dots, a\}$$

Die höchste Nummer a der Standortsituation S_a ist dabei der aktuelle Ausbaustand, der auch für die zukünftigen Lasten angenommen wird.

Zudem werden für jede Situation die effektiven Turbulenzintensitäten für die relevanten Steigungen der Wöhler-Kurve m in der Simulation verwendet.

Die Zufallszahlen, mit denen die turbulenten Windfelder erzeugt werden, werden für die verschiedenen Situationen wiederverwendet, um Vergleichbarkeit herzustellen. Alle Lastfälle und Windfelder werden über 630 Sekunden simuliert, wobei die ersten 30 Sekunden nicht berücksichtigt werden.

2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten

Die simulierten Lastzeitreihen werden nach IEC 61400-1 Ed. 3 [5] mit dem Rainflow-Zählverfahren ausgewertet, um die Schwingbreiten ΔM_i , die Schwingspielzahlen n_i sowie die Mittelwerte der Rainflow-Klassen i zu ermitteln. Die Zyklenzahlen aus einer Zeitreihe für eine mittlere Windgeschwindigkeit werden mit der Weibull-Verteilung gewichtet und auf eine Gesamtdauer von 20 Jahren extrapoliert. Hierbei wird die Verteilung der Lastfallgruppen wie in Abschnitt 2.4 berücksichtigt. Zusätzlich wird für die Standortsituationen der Zeitanteil im Produktionsbetrieb um die technische Verfügbarkeit der jeweiligen WEA korrigiert, sofern diese Informationen vorliegen.

Die Lastkollektive sind in Anhang B dargestellt. Aus den extrapolierten Lastkollektiven wird die schädigungsäquivalente Last ΔM_{DEL} (*damage-equivalent load* (DEL)) berechnet. Die Berechnung erfolgt für alle relevanten Lastkomponenten (siehe Tabelle 2.2) unter Berücksichtigung der materialabhängigen Steigung der Wöhler-Kurve m sowie der Referenzschwingspielzahl $N_{ref} = 5e6$:

$$\Delta M_{DEL} = \left(\frac{\sum n_i \Delta M_i^m}{N_{ref}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (2.1)$$

Es wird angenommen, dass der Hersteller bei der Auslegung das jeweilige Bauteil auf die Auslegungslbensdauer T_A ausgelegt hat. Das bedeutet, dass die Auslegungslasten $\Delta M_{DEL,A}$ in den maßgebenden Komponenten der WEA eine Schädigung von $D = 1,0$ verursachen. Mit dieser Annahme lässt sich unter Vernachlässigung von nichtlinearen Zusammenhängen zwischen Last und Spannung die relative Schädigung bezogen auf T_{Sj} Jahre Parksituation Sj $D_{rel,Sj}$ des Bauteils bestimmen. Die Berechnung erfolgt mit den Auslegungslasten $\Delta M_{DEL,A}$, den Standortlasten $\Delta M_{DEL,Sj}$ und der Steigung der Wöhler-Kurve m für jede Situation Sj nach:

$$D_{rel,Sj} = \left(\frac{\Delta M_{DEL,Sj}}{\Delta M_{DEL,A}} \gamma_u \right)^m \quad (2.2)$$

Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors γ_u ist in Abschnitt 2.7.2 beschrieben.

Die Schädigung D_{rel} ist ein Maß für die Materialermüdung der jeweiligen Komponente. Bei einem Wert von $D_{rel} = 1,0$ ist theoretisch mit dem ersten Anriss des Materials zu rechnen. In diesem Fall ist die Standsicherheit nicht mehr gegeben, auch wenn das Bauteilversagen erst nach weiterem Rissfortschritt auftritt und die Dauer bis zum Versagen abhängig von der Komponente und der Art der Belastung ist.

2.6 Berechnung der Restnutzungsdauer

Für $D_{rel} < 1,0$ ergibt sich für die jeweilige Baugruppe eine Restnutzungsdauer T_{WB} über die Auslegungslbensdauer T_A hinaus. Für die Berechnung der Restnutzungsdauer wird die Schädigung bei Erreichen der Standzeit T_A berechnet. Diese Vorschädigung besteht aus der Summe einzelnen Schädigungen der Parksituationen $\sum T_{Sj} D_{rel,Sj}$. Für die zukünftige Beanspruchung der Strukturkomponenten wird die Schädigung $D_{rel,Sa}$, die dem aktuellen Ausbauzustand des Parks entspricht, angesetzt. Die Restnutzungsdauer T_{WB} ergibt sich damit zu:

$$T_{WB} = \frac{T_A - \sum_j T_{Sj} D_{rel,Sj}}{D_{rel,Sa}} \quad (2.3)$$

2.7 Unsicherheitsbetrachtung

Für die Modellierung der Windbedingungen und des aeroelastischen Modells der WEA werden Eingangsparameter benötigt. Diese werden den zur Verfügung gestellten Eingangsdaten entnommen, aus diesen abgeleitet oder durch sinnvolle Annahmen bestimmt. Je nach Datenlage ergibt sich eine mit den Nennwerten verbundene Unsicherheit, die in den folgenden Abschnitten bemessen wird. Es werden für die unterschiedlichen Unsicherheiten Maßnahmen festgelegt, die sicherstellen, dass die in diesem Dokument ausgewiesenen Restnutzungsdauern auf der sicheren Seite liegend sind.

2.7.1 Windbedingungen

Die Windbedingungen sind (Ref1) entnommen und werden als richtig vorausgesetzt. Es werden für die Windbedingungen keine weiteren Sicherheitsbeiwerte angesetzt.

2.7.2 Modellierung der WEA

Im Vergleich eines simulierten Auslegungslastkollektivs mit dem einer Typenprüfung beiliegenden Kollektiv ergeben sich in der Regel Unterschiede. Diese Unterschiede resultieren aus Annahmen zu nicht exakt bekannten Parametern im Simulationsmodell. Die Annahmen betreffen in der Regel die Aerodynamik der Rotorblätter, die Regelung der WEA und die Strukturmechanik der Rotorblätter. Die Abweichungen

in den simulierten Auslegungslasten und in den Standortlasten heben sich durch die Methodik des relativen Lastvergleiches weitestgehend auf. Die restliche Streuung im Verhältnis von Standortlasten und Auslegungslasten wird durch die Anwendung eines Sicherheitsfaktors γ_u berücksichtigt. Die Höhe des Sicherheitsfaktors bestimmt sich aus der Art der Komponente, der Art der Belastung und der Unsicherheit in den zugrunde liegenden Eingangsdaten. Außerdem ist die Art der Regelung der WEA entscheidend dafür, wie sich die Unsicherheiten auf die einzelnen Komponenten auswirken.

Die Verteilung der Sicherheitsfaktoren erfolgt wie in Abschnitt 4 dargestellt.

3 Windbedingungen

3.1 Standortbeschreibung

In Tabelle 3.1 sind die entsprechend den Eingangsdaten (Ref1) betrachteten WEA dargestellt.

Tabelle 3.1: Standort der betrachteten WEA

Bezeichnung	Kennnummer	Kontext	WEA-Typ	NH (m)	UTM ETRS 89 Zone 33	
					Rechtswert	Hochwert
W9	W9	Lastrechnung	GE GE-1.5s	64,70	385084	5634866

3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen

Die Maschine der WEA wurde nach der IEC 61400-1 Ed.2 (IEC Ed.2) [4] ausgelegt (Ref2),(Ref3).

Turm und Gründung der WEA wurden nach der DIBt-Richtlinie für Windkraftanlagen, Fassung Juni 1993 (DIBt 1993) [2] ausgelegt, (Ref2).

Die Auslegungsbedingungen der WEA sind der Tabelle 3.2 zu entnehmen.

Die Maschinenkomponenten und die Rotorblätter des Typen können für höhere Windbedingungen ausgelegt worden sein, als der Turm und die Gründung. Sind diese bekannt, werden die entsprechenden Windbedingungen für Maschine und Rotorblatt abweichend von den Lastannahmen für Turm und Gründung angesetzt.

Die Windbedingungen am Standort sind (Ref1) entnommen. In Tabelle 3.2 sind die für die Modellierung der Windbedingungen verwendeten Größen zusammengefasst. Die für die Modellierung verwendeten Daten werden aus dem vorliegenden Gutachten (Ref1) und aus den Windbedingungen nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012 (DIBt 2012) [1] bestimmt. Der Wert für die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ist dem Gutachten entnommen. Die Luftdichte ρ und der Windgradient α werden nach DIBt 2012 [1] ermittelt. Alle weiteren Parameter zu den Windbedingungen sind dem Turbulenzgutachten (Ref1) entnommen.

Tabelle 3.2: Auslegungs- und Standortbedingungen

Parameter	IEC 61400-1 Ed.2	DIBt 1993	Standortbewertung	Einheit
	Maschine	Turm		
Nabenhöhe (NH) z_{hub}	-	67	64,7	m
Windzone	-	2	-	-
Klasse	2	-	-	-
Turbulenzkategorie	A	-	-	-
T_A	20,0	20,0	-	a
$v_{\text{ave}}(z_{\text{hub}})$	8,50	6,01	6,25	m/s
$A(z_{\text{hub}})$	9,59	6,78	7,05	m/s
k	2,00	2,00	1,93	-
α	0,20	0,16	0,19	-
\bar{I}_{rep}	18,0	20,0	15,7	%
ρ	1,225	1,250	1,173	kg/m ³

Die effektiven Turbulenzintensitäten, die in der nachfolgenden Tabelle 3.3 dargestellt sind, sind den Eingangsdaten (Ref1) entnommen.

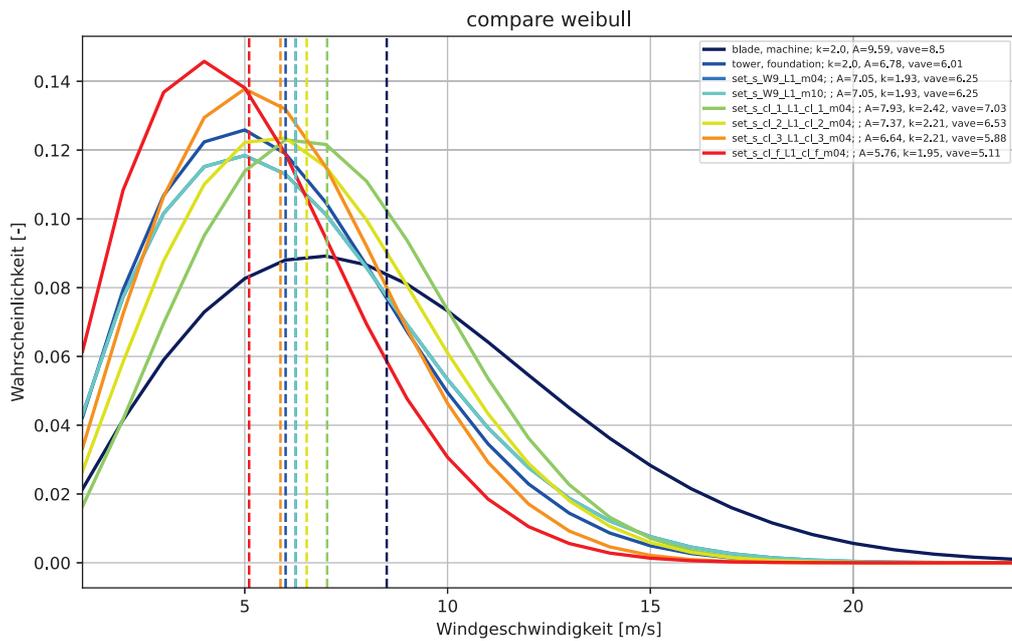


Abbildung 3.1: Vergleich der Weibull-Verteilungen

Tabelle 3.3: Effektive Turbulenzintensität

Wind (m/s)	W9 L1		cl_1 L1	cl_2 L1	cl_3 L1	cl_f L1
	m=4 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=4 (%)	m=4 (%)	m=4 (%)
3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4,0	29,7	30,9	34,4	30,7	28,0	26,4
5,0	28,0	30,1	33,6	29,4	24,8	22,9
6,0	26,0	28,1	31,3	27,1	22,6	20,6
7,0	24,4	26,4	29,3	25,3	21,0	19,0
8,0	22,9	24,6	27,2	23,5	19,7	17,8
9,0	21,5	22,9	25,1	21,8	18,8	16,8
10,0	20,6	21,9	23,9	20,8	18,0	16,1
11,0	19,6	20,6	22,4	19,5	17,4	15,4
12,0	18,3	19,3	20,9	18,3	16,0	14,9
13,0	17,3	18,0	19,5	17,2	15,4	14,5
14,0	16,4	17,0	18,3	16,2	15,0	14,1
15,0	15,7	16,1	17,3	15,4	14,6	13,8
16,0	15,1	15,4	16,5	14,8	14,3	13,5
17,0	14,6	14,8	15,8	14,2	14,0	13,2
18,0	14,1	14,4	15,3	13,8	13,7	13,0
19,0	13,8	14,0	14,9	13,5	13,5	12,8
20,0	13,5	13,7	14,5	13,2	13,3	12,6
21,0	13,2	13,3	14,1	13,0	13,1	12,5
22,0	12,9	13,0	13,7	12,8	12,9	12,3
23,0	12,7	12,7	13,4	12,7	12,8	12,2
24,0	12,4	12,5	13,1	12,5	12,6	12,1
25,0	12,2	12,3	12,9	12,4	12,5	11,9

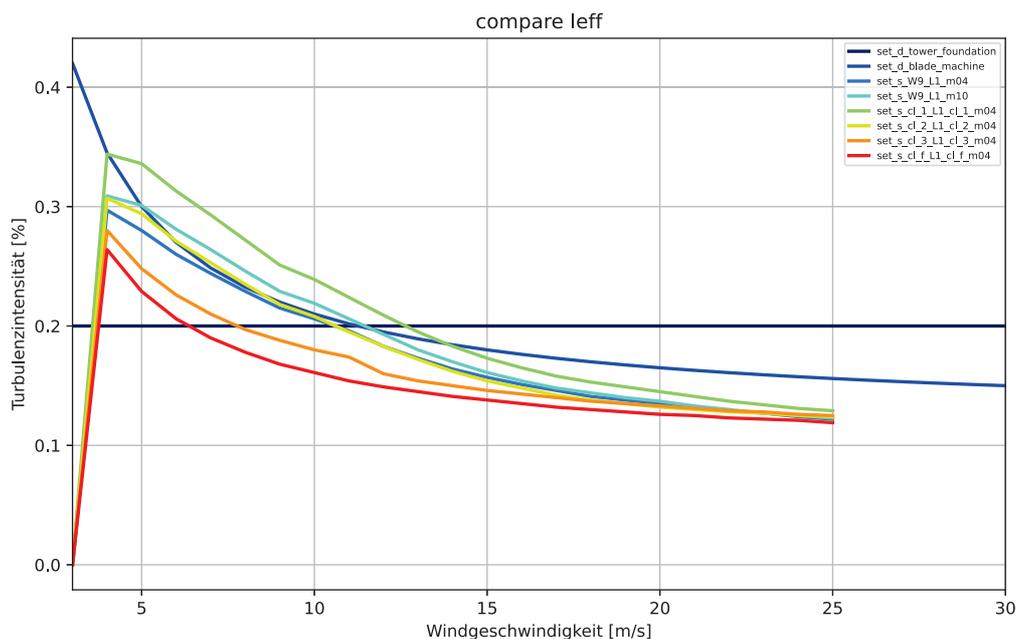


Abbildung 3.2: Effektive Turbulenzintensitäten

Für die Berechnung des Turms und des Fundaments wurden sektorale Turbulenzen berücksichtigt, die für die jeweilige Windrichtung wirksam sind. Es wurden 12 Sektoren betrachtet und im Uhrzeigersinn nummeriert, wobei Sektor 0 Norden ist. Es wurden teilweise Sektoren in Cluster zusammengefasst. Für jeden Cluster wurde eine Einhüllende der Turbulenzintensitäten der zugehörigen Sektoren gebildet, das heißt für jede Windgeschwindigkeit wurde die höchste Turbulenzintensität gewählt. In Tabelle 3.4 ist die Zuordnung der Sektoren zu den Turbulenzen dargestellt.

Tabelle 3.4: Zuordnung der sektoralen Turbulenzcluster

Sektoren	WEA12
0 N	cl_f
1 NNO	cl_3
2 ONO	cl_2
3 O	cl_1
4 OSO	cl_2
5 SSO	cl_2
6 S	cl_3
7 SSW	cl_2
8 WSW	cl_1
9 W	cl_2
10 WNW	cl_f
11 NNW	cl_f

4 Ergebnisse

Für jede WEA und jeden definierten Lastsensor wird ein Lastvergleich mit den verschiedenen Wöhlersteigungen m durchgeführt und die entsprechende Schädigung bestimmt.

Anschließend wird auf Basis der Schädigung eine voraussichtliche Lebensdauer T_{WB} extrapoliert.

Es werden nachfolgend die Ergebnisse für die Lastkomponente ausgewiesen, die über niedrigste voraussichtliche Lebensdauer T_{WB} an der jeweiligen Baugruppe verfügt.

Die Turmkomponenten werden sektoral ausgewertet, unter Berücksichtigung von Simulationen mit sektoralen Turbulenzen.

Tabelle 4.1: Lastvergleich W9

Baugruppe (-)	Last (-)	m (-)	$\Delta M_{DEL,A}$ (kNm)	$\Delta M_{DEL,L1}$ (kNm)	γ_u (-)	$D_{rel,L1}$ (-)	T_{WB} (a)
B1	M_{XS}	10	1814,9	1765,2	1,001	0,77	6,1
B2	M_{XS}	4	2906,7	2708,7	1,001	0,76	6,4
H1	M_{XB}	4	2928,7	2717,0	1,001	0,74	6,9
H2	M_{XB}	7	2081,6	1994,5	1,001	0,75	6,8
H3	M_{ZR}	7	1983,4	1650,4	1,015	0,31	>20
R1	M_{ZR}	4	2504,7	1992,6	1,015	0,43	>20
R2	M_{ZR}	4	2504,7	1992,6	1,015	0,43	>20
M1	M_{ZN}	7	1494,0	1155,9	1,030	0,20	>20
M2	M_{YN}	4	1667,0	1219,4	1,030	0,32	>20
M3	M_{YN}	4	1667,0	1219,4	1,030	0,32	>20
M4	M_{YK}	4	1638,0	1196,3	1,030	0,32	>20
M5	M_{YF}	4	1638,0	1196,3	1,030	0,32	>20
T1	M_{YF}	4	1239,4	-	1,030	0,63	11,7
T2	M_{YF}	4	1239,4	-	1,030	0,63	11,7
T3	M_{YF}	4	2918,6	-	1,030	0,63	11,6
T4	M_{YF}	4	5593,9	-	1,030	0,62	12,4
T5	M_{YF}	4	8567,9	-	1,055	0,66	10,2
F1	M_{YF}	4	8567,9	-	1,055	0,66	10,2

5 Zusammenfassung

Die Standsicherheit der Gesamtanlage ist gewährleistet, wenn die relative Schädigung aller maßgebenden Komponenten der WEA (vgl. Tabelle 2.2), kleiner als 1 ist. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse (T_{WB} in Jahren)

Baugruppe	W9
Blattwurzel	6,1
Verschraubung Blattlager	6,4
Nabe	6,8
Verschraubung Azimutlager	11,7
Turmschale, Flanschverbindung	11,6
Turm, Fundamentanker, -einbauteil	10,2
Fundament	10,2
weitere	>20

Die Schädigung innerhalb der Entwurfslebensdauer ist für alle Komponenten kleiner als 1. Darüber hinaus ist die W9 rechnerisch unter Berücksichtigung der zur Verfügung gestellten Windbedingungen (Ref1) für weitere 6,1 Jahre standsicher.

Tabelle 5.2: Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs

WEA-Nr.	WEA-Typ	Nachweis erbracht
W9	GE 1.5s	$T_{WB} = 6,1$ Jahre

Die ermittelten Ergebnisse sind gültig, solange keine weiteren Veränderungen im Windpark vorgenommen werden, die einen Einfluss auf die Ermüdungslasten der WEA haben.

Literaturverzeichnis

- [1] DIBt. *Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Deutsches Institut für Bautechnik, Okt. 2012.
- [2] DIBt. *Richtlinie für Windkraftanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Berlin, Deutschland: Deutsches Institut für Bautechnik, Juni 1993.
- [3] DNVGL. *DNVGL-ST-0437: Loads and Site Conditions for Wind Turbines*. Nov. 2016.
- [4] IEC. *IEC 61400-1:1999(E): Wind turbine generator systems - Part 1: Safety Requirements*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2004.
- [5] IEC. *IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 CSV, Ed. 3.1: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2010.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)	8
2.2	Verwendete Koordinatensysteme, nach [3]	9
3.1	Vergleich der Weibull-Verteilungen	14
3.2	Effektive Turbulenzintensitäten	15
A.1	Vergleich der ermittelten Leistungskurven	22
A.2	Campbell-Diagramm des Simulationsmodells	24
B.1	Lasten am Turmfuß	26
B.2	Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe	26
B.3	Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe	27
B.4	Lasten am Turmkopf	27
B.5	Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	28
B.6	Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	28
B.7	Lasten an der Rotorwelle (M_{YR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung	29
B.8	Lasten an der Rotorwelle (M_{ZR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung	29
B.9	Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel	30
B.10	Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel	30

Tabellenverzeichnis

1.1	Nachzuweisende WEA (Ref1)	6
2.1	Verwendete Software	7
2.2	Betrachtete Baugruppen	9
3.1	Standort der betrachteten WEA	13
3.2	Auslegungs- und Standortbedingungen	13
3.3	Effektive Turbulenzintensität	14
3.4	Zuordnung der sektoralen Turbulenzcluster	15
4.1	Lastvergleich W9	16
5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse (T_{WB} in Jahren)	17
5.2	Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs	17
A.1	Allgemeine Anlagenparameter	21
A.2	Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells	23
A.3	Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA	24

A Modell GE 1.5s

A.1 Allgemein

Für das Simulationsmodell wurden die folgenden Anlagenparameter verwendet. Für aus den Eingangsdaten hervorgehende Parameter wurden Annahmen getroffen.

Tabelle A.1: Allgemeine Anlagenparameter

Größe	Wert	Einheit
Allgemein		
Name	GE 1.5s	
Nennleistung	1500.0	kW
Regelung	Pitch	
Einschaltwindgeschwindigkeit	4	m/s
Nennwindgeschwindigkeit	13	m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	25	m/s
Turm		
Nabenhöhe	64.7	m
Turmhöhe	63.1	m
Durchmesser unten	3750.0	mm
Durchmesser oben	2600.0	mm
Erste Eigenfrequenz	0.4	Hz
Maschine		
Rotordurchmesser	70.5	m
Nennzahl	20.0	rpm
Überhang	5.19	m
Rotorneigung	4.0	deg
Blatttyp	WWK34G for GE 1.5s	
Blattlänge	34.0	m
Generator		
Getriebeübersetzung	89.9	-
Generatordrehzahl	1798.0	rpm
Massen		
Blatt	5.23	t
Nabe	14.0	t
Gondel	49.0	t
Turm	75.76	t

A.2 Leistungskurve

Die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors wurden auf Grundlage von Profildatensätzen von Rotorblättern, die bei WEA ähnlicher Leistung und Auslegungsschnelllaufzahl zum Einsatz kommen, angenommen. Um das Verhalten der Regelung und das Modell der Rotor-aerodynamik zu prüfen, wird die Leistungskurve aus dem Datenblatt der Anlage mit den Ergebnissen der Simulation verglichen (Abbildung A.1).

Die rote Kurve im Diagramm entspricht der vom Hersteller herausgegebenen Leistungskurve. Die Punkte in dem Diagramm sind jeweils die Mittelwerte der abgegebenen Leistung aus einer Simulation (10-Minuten-Mittelwert). Die simulierten Mittelwerte stimmen gut mit der spezifizierten Leistungskurve überein. Abweichungen können mit der vergleichsweise hohen Turbulenzintensität in den dynamischen Simulationen erklärt werden. Die Übereinstimmung mit der statischen Leistungskurve wurde ebenfalls überprüft.

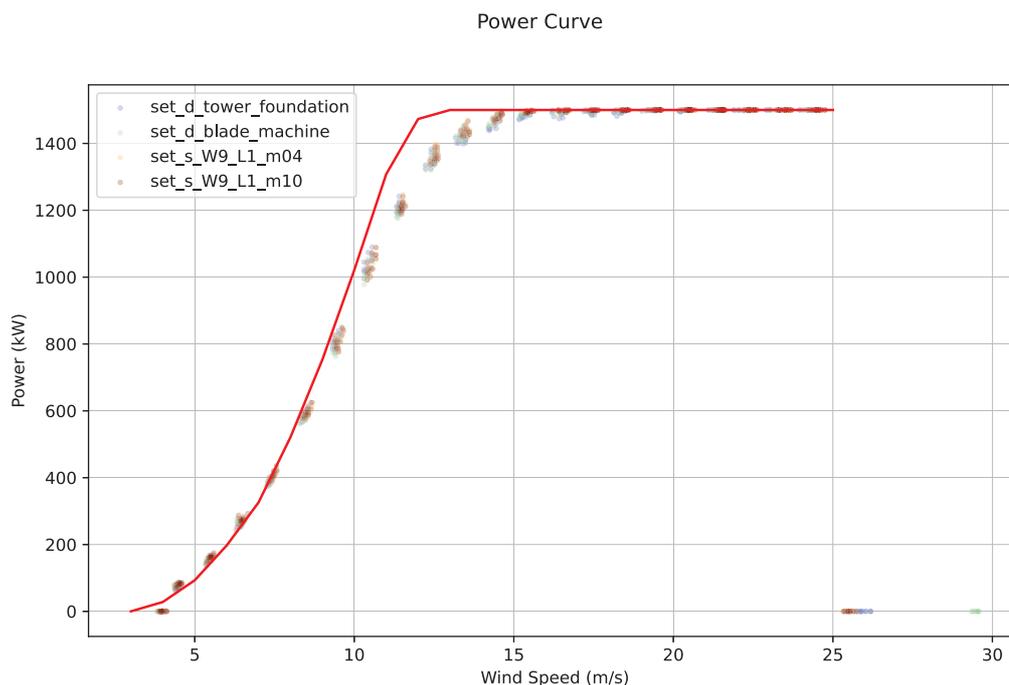


Abbildung A.1: Vergleich der ermittelten Leistungskurven

A.3 Strukturdynamik

Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen für das Turmmodell wurden auf Basis der zu Grunde liegenden Turmgeometrie bestimmt. Die aerodynamischen Eigenschaften des Turms werden mit einem über die Turmhöhe konstanten Widerstandskoeffizienten von 0,65 berücksichtigt.

Für das Modell des Rotorblattes wurde ein vergleichbares Rotorblatt als Grundlage verwendet. Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen wurden auf die bekannte Gesamtmasse und Länge skaliert.

Tabelle A.2: Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells

Knoten (-)	Höhe (m)	Durchmesser (mm)	Wandstärke (mm)	Masse (kg/m)	Steifigkeit (Nm ²)
bot	0.00	3750	20	1988	8.560E+10
n01	1.21	3697	20	1977	8.408E+10
n02	3.64	3645	18	1759	7.312E+10
n03	6.07	3592	18	1738	7.051E+10
n04	8.49	3592	18	1716	6.796E+10
n05	10.92	3540	16	1508	5.829E+10
n06	13.35	3488	16	1489	5.613E+10
n07	15.78	3436	16	1470	5.403E+10
n08	18.20	3383	16	1451	5.198E+10
n09	20.63	3330	16	1432	4.998E+10
n10	23.06	3330	16	1413	4.803E+10
n11	25.48	3278	15	1308	4.329E+10
n12	27.91	3225	15	1290	4.156E+10
n13	30.34	3173	14	1188	3.725E+10
n14	32.76	3121	14	1172	3.572E+10
n15	35.19	3069	14	1155	3.423E+10
n16	37.62	3016	14	1138	3.279E+10
n17	40.04	3016	14	1122	3.138E+10
n18	42.47	2963	14	1106	3.002E+10
n19	44.90	2911	12	934	2.464E+10
n20	47.33	2859	12	920	2.354E+10
n21	49.75	2806	10	755	1.876E+10
n22	52.18	2754	10	744	1.790E+10
n23	54.61	2754	10	732	1.706E+10
n24	57.03	2702	8	576	1.302E+10
n25	59.46	2650	8	567	1.240E+10
n26	61.89	2600	8	557	1.179E+10
top	63.10	2600	8	553	1.149E+10

Mit den definierten Struktureigenschaften ergeben sich für das Simulationsmodell bei einer starren Einspannung am Turmfuß die in Tabelle A.3 dargestellten Systemeigenfrequenzen. Zum Vergleich sind die in der Typenprüfung angegebenen Eigenfrequenzen aufgeführt. Die Eigenfrequenzen liegen in guter Übereinstimmung zueinander.

Das dynamische Verhalten des Simulationsmodells ist in Abbildung A.2 als Campbell-Diagramm dargestellt.

Tabelle A.3: Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA

Beschreibung	Einheit	Modell	Typenprüfung
1. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	0,39	0,40
1. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	0,40	0,40
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,09	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,11	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,14	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,68	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,81	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,84	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	2,88	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	3,16	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	3,20	
2. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	3,76	
2. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	3,81	

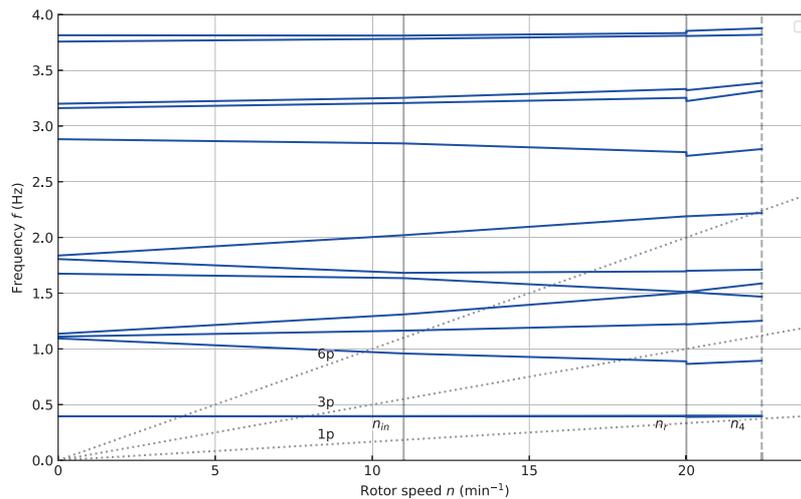


Abbildung A.2: Campbell-Diagramm des Simulationsmodells

B Lastkollektive

B.1 Erklärung

In den folgenden Abschnitten sind die auf die Auslegungslebensdauer extrapolierten Lastkollektive aus den durchgeführten Lastsimulationen zusammengefasst. Es werden die Lastkollektive an den wichtigsten Orten für die betrachteten Situationen mit den zugehörigen schädigungsäquivalenten Lasten für $m = 4$ dargestellt.

B.2 Turm

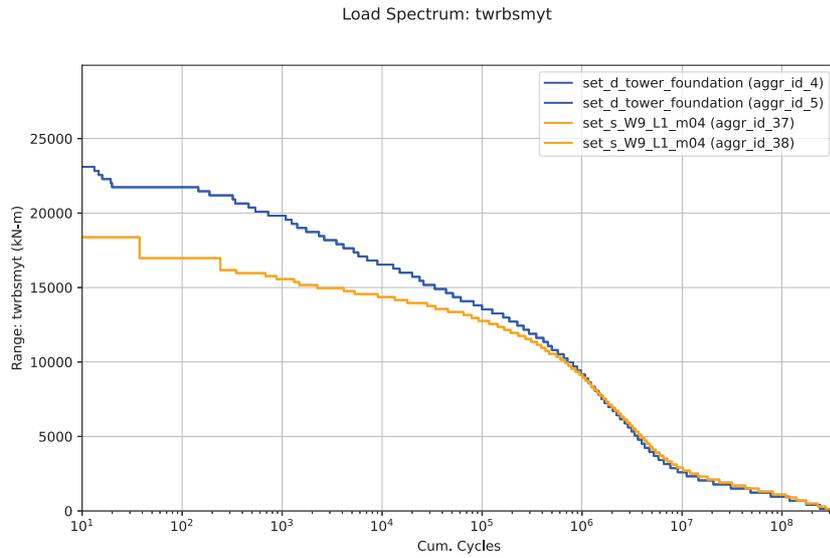


Abbildung B.1: Lasten am Turmfuß

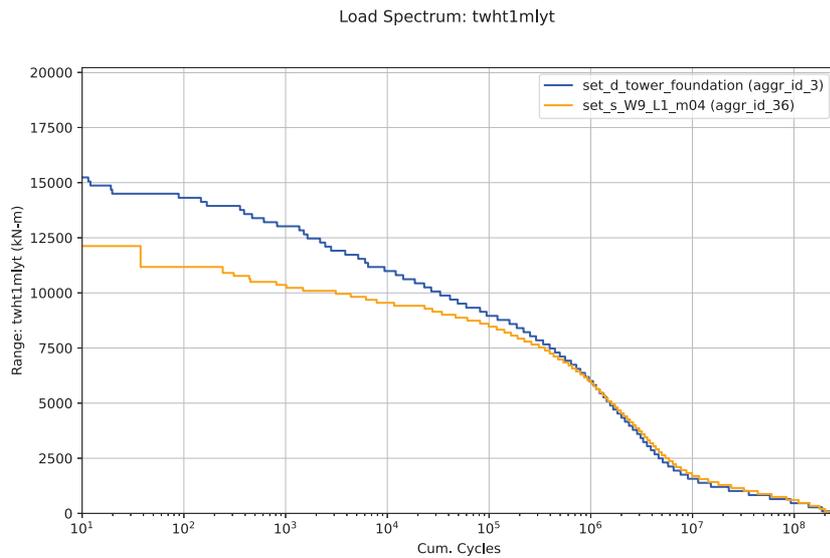


Abbildung B.2: Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe

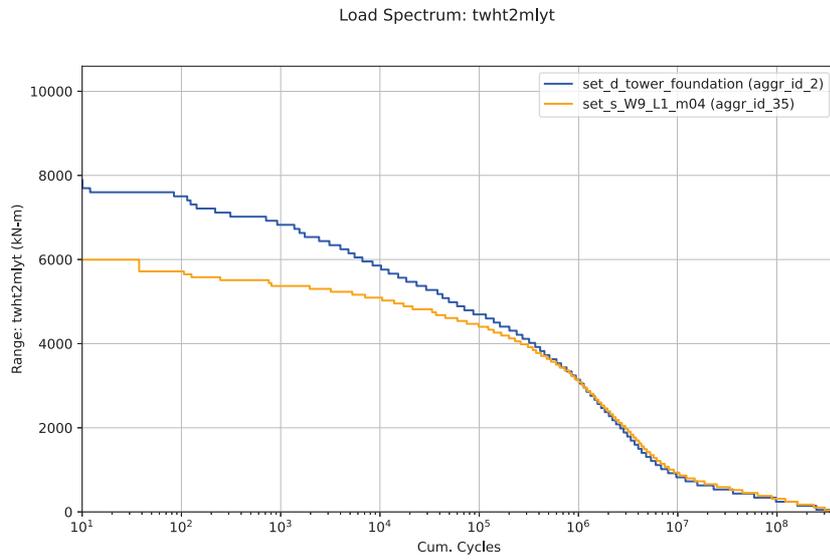


Abbildung B.3: Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe

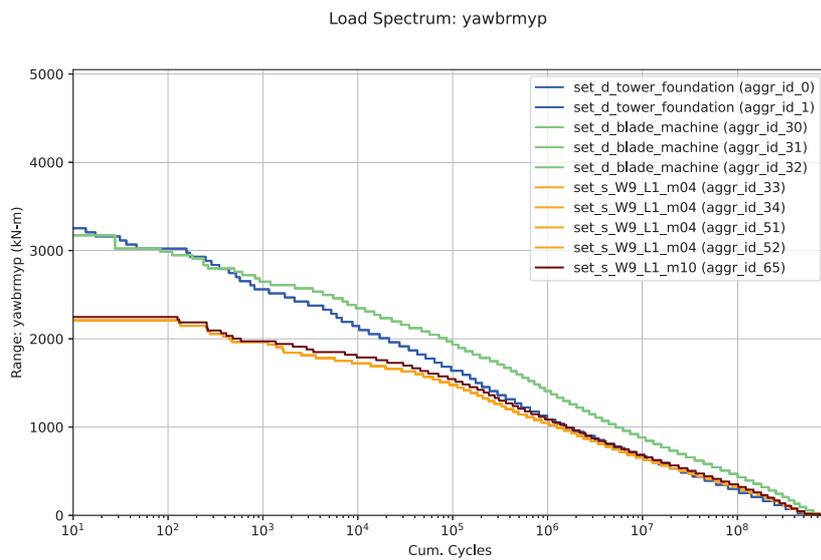


Abbildung B.4: Lasten am Turmkopf

B.3 Maschinenträger

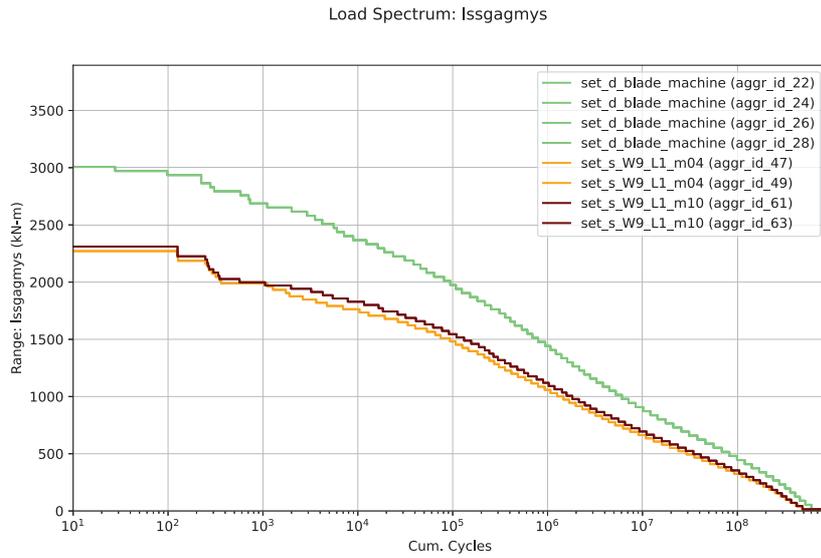


Abbildung B.5: Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

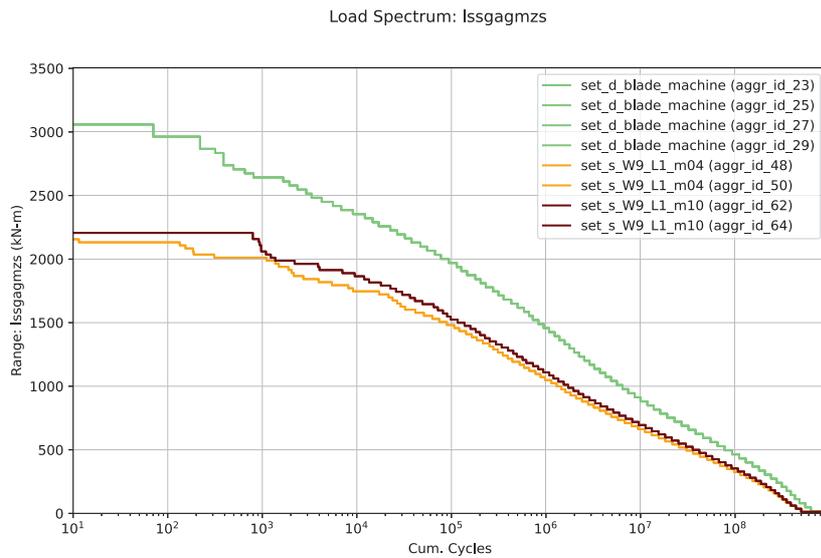


Abbildung B.6: Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

B.4 Rotorwelle

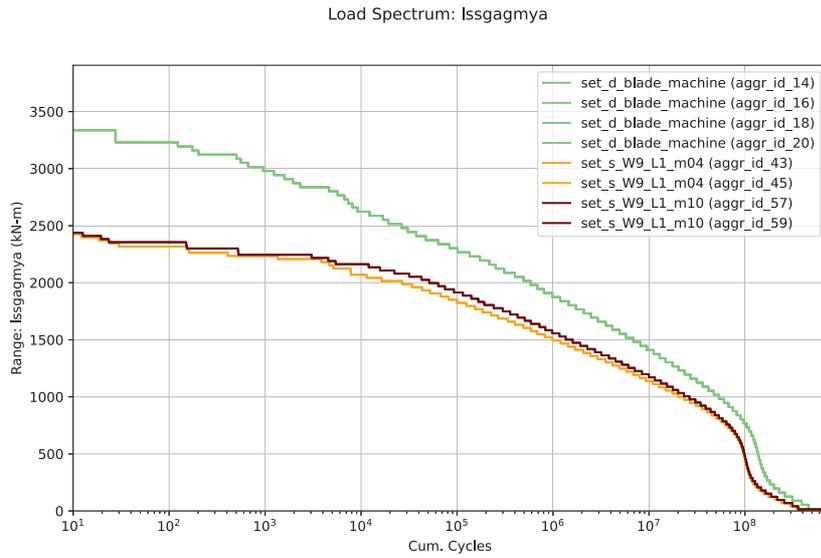


Abbildung B.7: Lasten an der Rotorwelle (M_{YR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

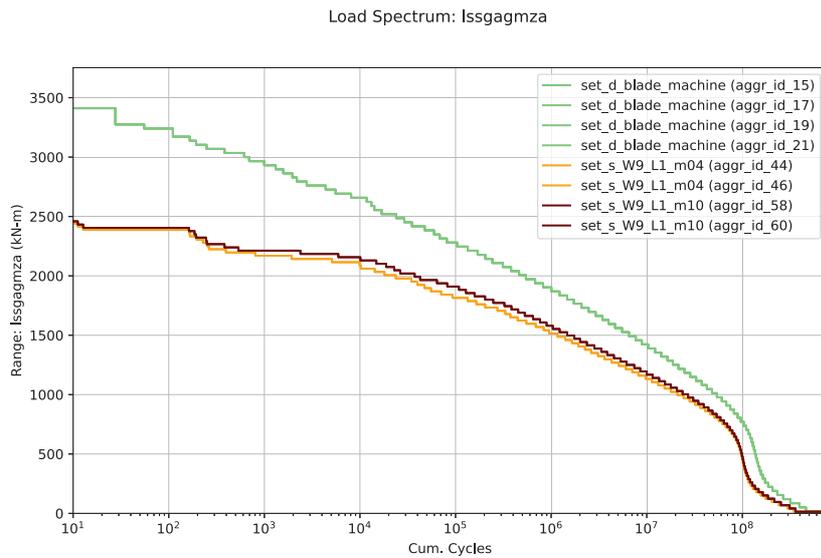


Abbildung B.8: Lasten an der Rotorwelle (M_{ZR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

B.5 Rotorblatt

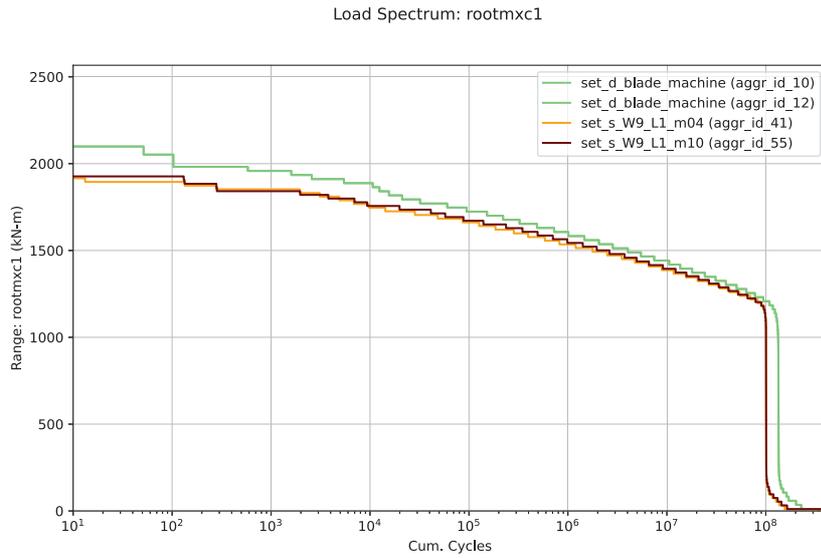


Abbildung B.9: Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel

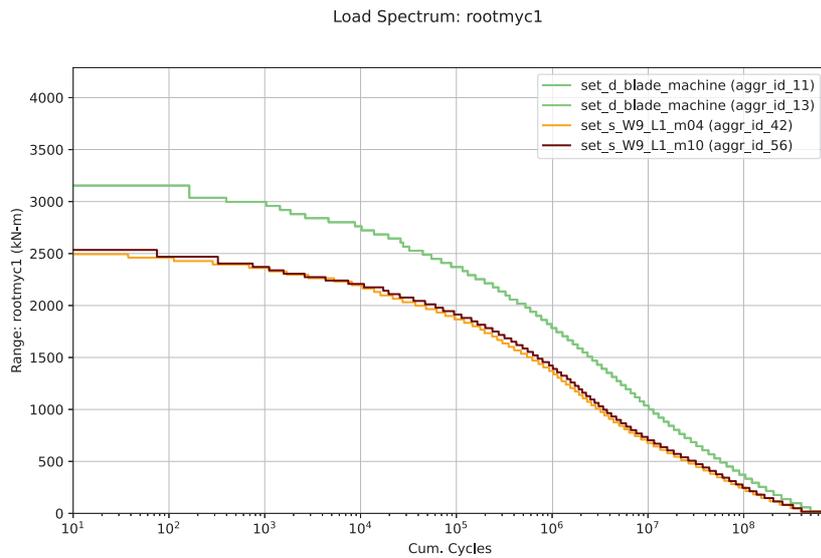


Abbildung B.10: Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel

16.1.5 Anlagenwartung

Dem Kapitel beigefügt der Wartungsplan für Nordex-Anlagen.

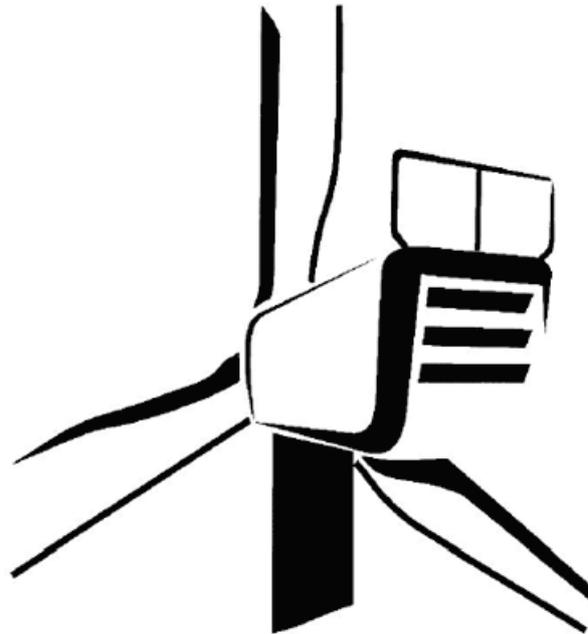
- Allgemeine Wartungsanleitung

Anlagen:

- E0004345392_13_pdf_E0003445392_13_WartungD4K_allgemein.pdf.pdf

ALLGEMEINE WARTUNGSANLEITUNG

Produktreihe Delta4000



- Übersetzung des Originaldokuments (E0004554203, Rev. 09) -
 Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen.
 Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE - German

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

<p>Bearbeiter</p>  <p>19-04-2024</p>	<p>Prüfer</p>  <p>22-04-2024</p>	<p>Freigeber</p>  <p>22-04-2024</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2024 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +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 N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.X

Änderungsindex

Rev.	Datum	Bearbeitung
13	05.03.2024	B. Nienberg/INTEC

Kapitel	Änderung
-	<ul style="list-style-type: none">• Dokument als Übersetzung gekennzeichnet.

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.....	8
2.	Sicherheitshinweise	9
3.	Wartungstypen	10
4.	Wartung bei tiefen Temperaturen	12
5.	Planung der Wartungsarbeiten.....	13
6.	Durchführung der Wartungsarbeiten.....	14
7.	Prüfpflichtige Ausrüstung	15

1. Zu dieser Anleitung

1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument enthält allgemeine Instruktionen für die Durchführung der Arbeiten, die für die Wartung der *Nordex*-Windenergieanlagen (WEA) 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. 2.	Handlungsanleitung mehrschrittig. 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
ESH	Extended Suitability Hub	-
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

Ausrüstung	Maßnahme	Prüffrist*
Löschmittelbehälter	Sichtprüfung auf Schwund	1 Jahr
Steigschutzsystem im Maschinenhaus	Prüfung	1 Jahr

* Die genannten Fristen sind Empfehlungen von Nordex Energy SE & Co. KG. Diese sollten nicht überschritten werden. Gegebenenfalls sind kürzere Intervalle aufgrund 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

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Die Erschließung der Anlagenstandorte erfolgt über die Bundesautobahn 4 - Abfahrt Siebenlehn.

Nach der Abfahrt erfolgt die Zuwegung über die Bundesstraße 101 bis nach Freiberg an die Kreuzung Bundesstraße 101 / Bundesstraße 173.

Die Erschließung folgt der Bundesstraße 173 an dieser Stelle bis zum Abzweig Karl-Kegel-Straße, welcher anschließend gefolgt wird, um erneut auf die Bundesstraße 101 Richtung Brand-Erbisdorf abzubiegen.

Der Bundesstraße 101 wird bis zum Markt in Brand-Erbisdorf gefolgt und dort nach links in Richtung Berthelsdorf/Erz. abgebogen. Im weiteren Verlauf erfolgt die Erschließung der beantragten WEA 7 und WEA 8 über die Ortschaft Berthelsdorf, in dem der Hauptstraße bis zum Abzweig auf die Gerichtsstraße gefolgt wird. Rechts abbiegend gelangt man über die bereits bestehende Zufahrt in den bestehenden Windpark und erschließt dann über teilweise neu anzulegende dauerhafte Wege die WEA 7 und WEA 8 östlich der Gerichtsstraße.

Das parkinterne Zuwegungs- und Infrastrukturkonzept ist durch mehrere Lagepläne diesem Kapitel visuell beigefügt.

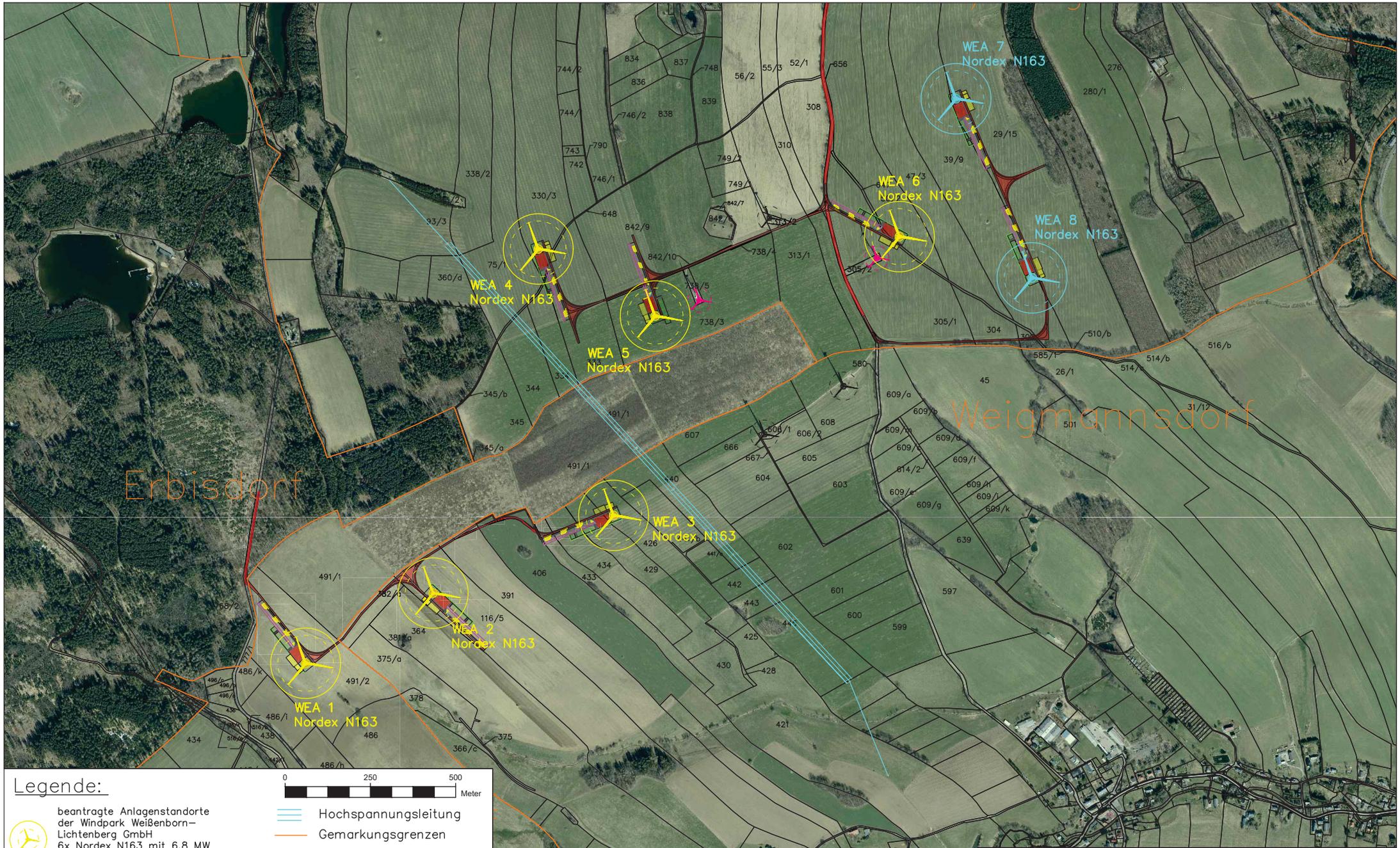
- Windpark Weißenborn-Lichtenberg - Übersichtslageplan Erschließung im Maßstab 1:10.000
- Windpark Weißenborn-Lichtenberg - Lageplan Erschließung WEA 7 & WEA 8 im Maßstab 1:6.000

Zur Nachvollziehbarkeit der Dimensionen ist zudem folgendes Herstellerdokument von Nordex beigefügt:

- Technische Dokumentation - Transport, Zuwegung und Krananforderungen

Anlagen:

- 240724_Weißenborn-Lichtenberg_Übersichtskarte_Erschließung.pdf
- 240724_Weißenborn-Lichtenberg_Erschließung_WEA 7 bis 8.pdf
- 05_2014650DE_R11_Transport_Zuwegung_D4k_6.X.pdf



Legende:


 beantragte Anlagenstandorte
 der Windpark Weißenborn-
 Lichtenberg GmbH
 6x Nordex N163 mit 6,8 MW
 Rotordurchmesser: 163m
 Nabenhöhe: 164m
 Gesamthöhe: 245,5m


 beantragte Anlagenstandorte
 der Windenergie Berthelsdorf GmbH
 & Co. KG
 2x Nordex N163 mit 6,8 MW
 Rotordurchmesser: 163m
 Gesamthöhe: 245,5m



-  Hochspannungsleitung
-  Gemarkungsgrenzen
-  dauerhafte Infrastruktur
-  temporäre Zuwegung
-  temporäre Infrastruktur (Montage-/Lagerflächen)
-  Lagerung Rotorblätter
-  Kranausleger Großkran
-  temporäre Infrastruktur

Erstellt am: 16.10.2024 Version: 2.8
 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

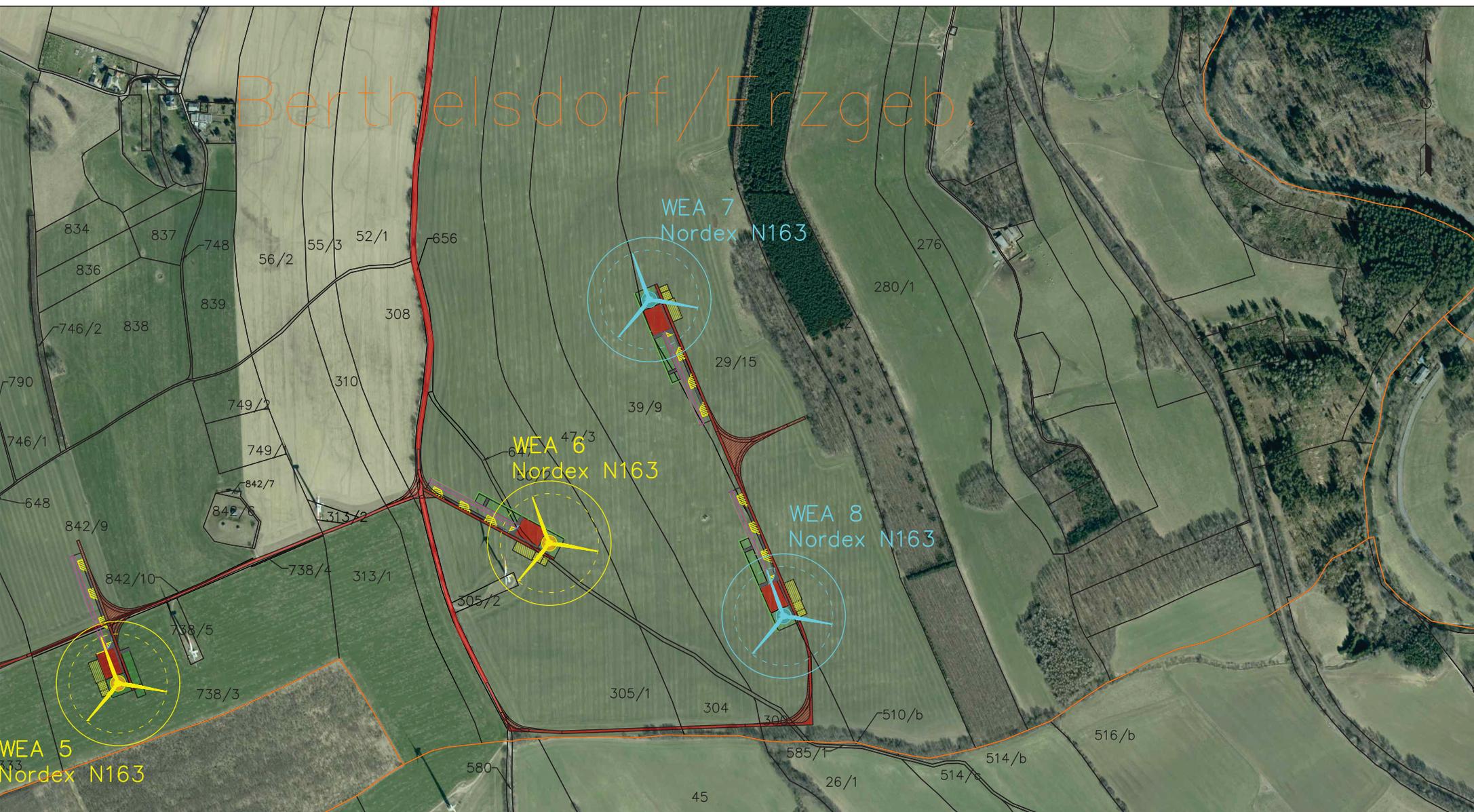
Änderung:		
Bezeichnung: Vorplanung Weißenborn-Lichtenberg		
Maßstab:	1 : 10.000	
Bearbeitung	Datum	Unterschrift
Zeichnung	12.11.2019	STR
Prüfung		
A3		

Rechte:
 Diese Zeichnung ist Eigentum der eab New Energy GmbH und darf ohne ausdrückliche
 Genehmigung des Eigentümers weder veröffentlicht noch Dritten zugänglich gemacht oder für
 Dritte verwendet werden. Zuwiderhandlungen verpflichten zum Schadensersatz.

Vorhaben:
 Windpark Weißenborn-Lichtenberg
 Erschließung und Infrastruktur

154/246 

Berthelsdorf/Erzgeb.



Legende:

- beantragte Anlagenstandorte der Windpark Weißenborn-Lichtenberg GmbH
6x Nordex N163 mit 6,8 MW
Rotordurchmesser: 163m
Nabenhöhe: 164m
Gesamthöhe: 245,5m
- beantragte Anlagenstandorte der Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG
2x Nordex N163 mit 6,8 MW
Rotordurchmesser: 163m
Gesamthöhe: 245,5m
- Hochspannungsleitung
- Gemarkungsgrenzen
- dauerhafte Infrastruktur
- temporäre Zuwegung
- temporäre Infrastruktur (Montage-/Lagerflächen)
- Lagerung Rotorblätter
- Kranausleger Großkran
- temporäre Infrastruktur

0 150 300 Meter

Erstelldatum: 16.10.2024 Version: 2.8 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

Weigmannsdorf

Änderung:			Rechte: Diese Zeichnung ist Eigentum der eab New Energy GmbH und darf ohne ausdrückliche Genehmigung des Eigentümers weder veröffentlicht noch Dritten zugänglich gemacht oder für Dritte verwendet werden. Zuwiderhandlungen verpflichten zum Schadensersatz.
Bezeichnung:	Vorplanung		
Weißenborn-Lichtenberg			Vorhaben: Windpark Weißenborn-Lichtenberg Erschließung und Infrastruktur
Maßstab:	1 : 6.000		
Bearbeitung:	Datum	Unterschrift	155/246
Zeichnung:	12.11.2019	STR	
Prüfung:			
A3			

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 2014650DE
		Rev.: 11
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN DELTA4000/6.X		Seite: 1 / 42



- Originaldokument -

Sprache: DE
Abteilung: Engineering/CPS

Bearbeiter  08-01-2024	Prüfer  22-01-2024	Überprüft  22-01-2024
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 2014650DE
		Rev.: 11
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN		Seite: 2 / 42

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

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	N163/6.X N175/6.X

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 und Gewichte von Komponenten	10
2.5.1	Maße und Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)	10
2.5.2	Maße und Gewichte bei Errichtung (ohne Transportgestell)	11
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.....	20
4.2.1	Kurven.....	20
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	23
4.2.3	Wegebau.....	24
4.2.4	Ausweichflächen.....	26
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	27
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	28
4.3	Reibseilabspannung	29
4.4	Öffentliche Straßen	30
5.	Krananforderungen	31
6.	Kranstellfläche	32

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 Dokuments zur Verfügung stellen.

Bei Überschreitung sowie Unterschreitung der Mindestanforderungen können zusätzliche Maßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind. Hierbei kann zusätzliches adäquates Equipment sowie Spezialtransportequipment zum Einsatz kommen, das im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex nicht inbegriffen ist. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet.

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 usw.) noch nicht montiert. Das Transportgestell für das Maschinenhaus besteht aus 2 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.

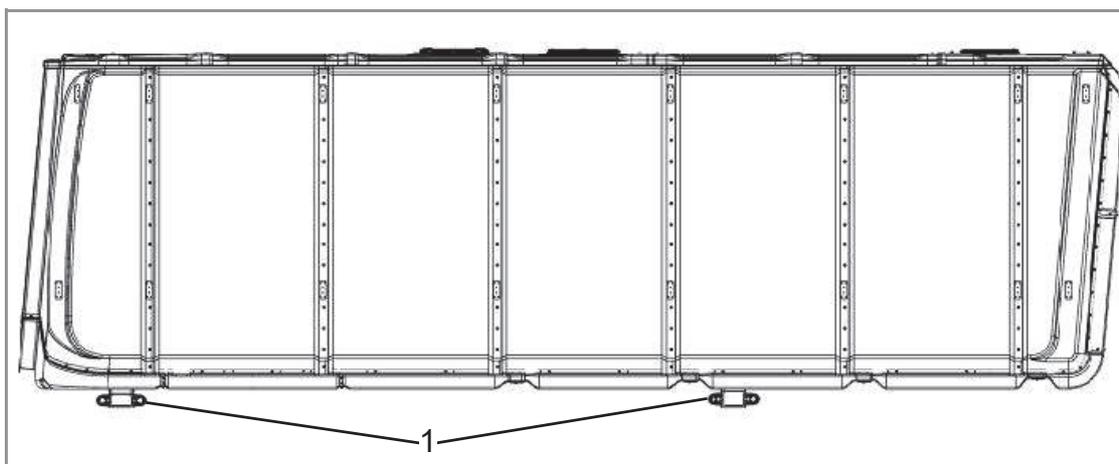


Abb. 1: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

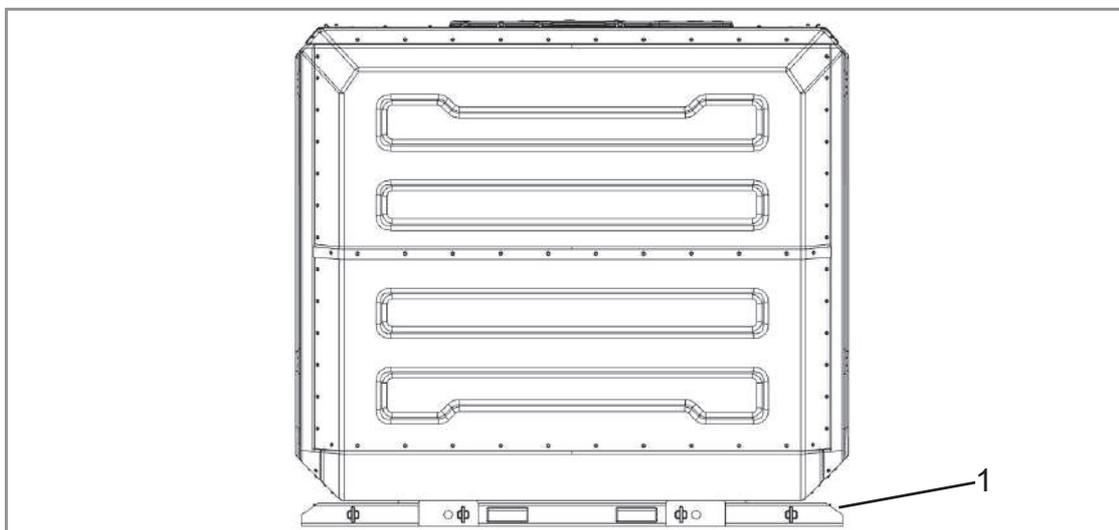


Abb. 2: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

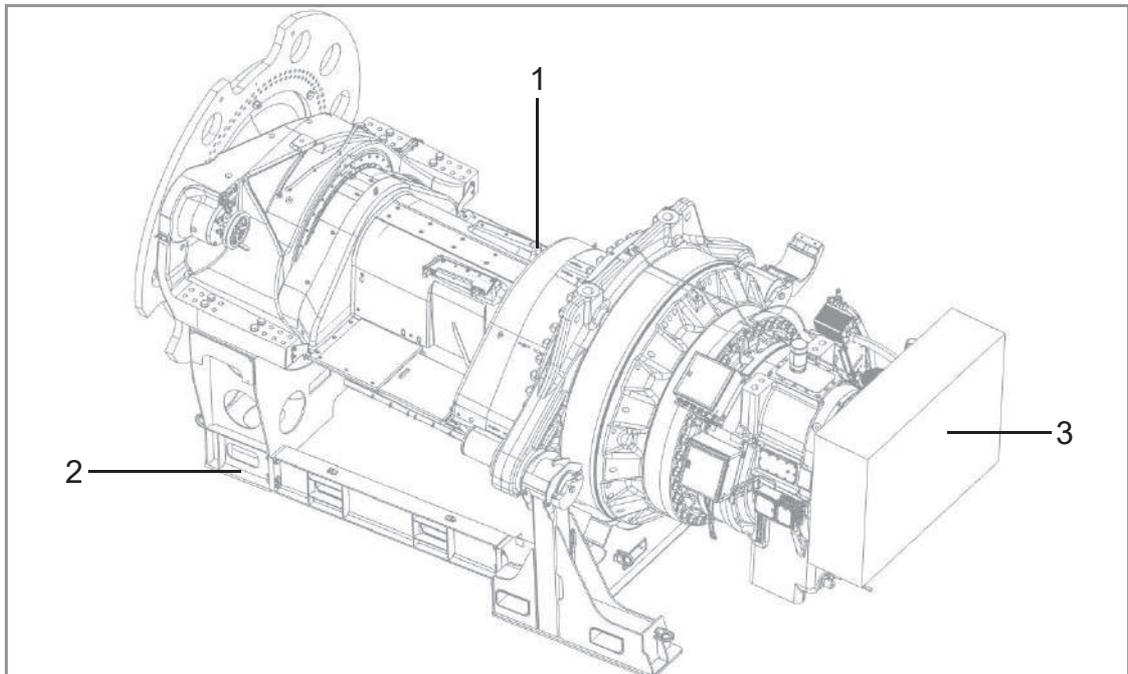


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

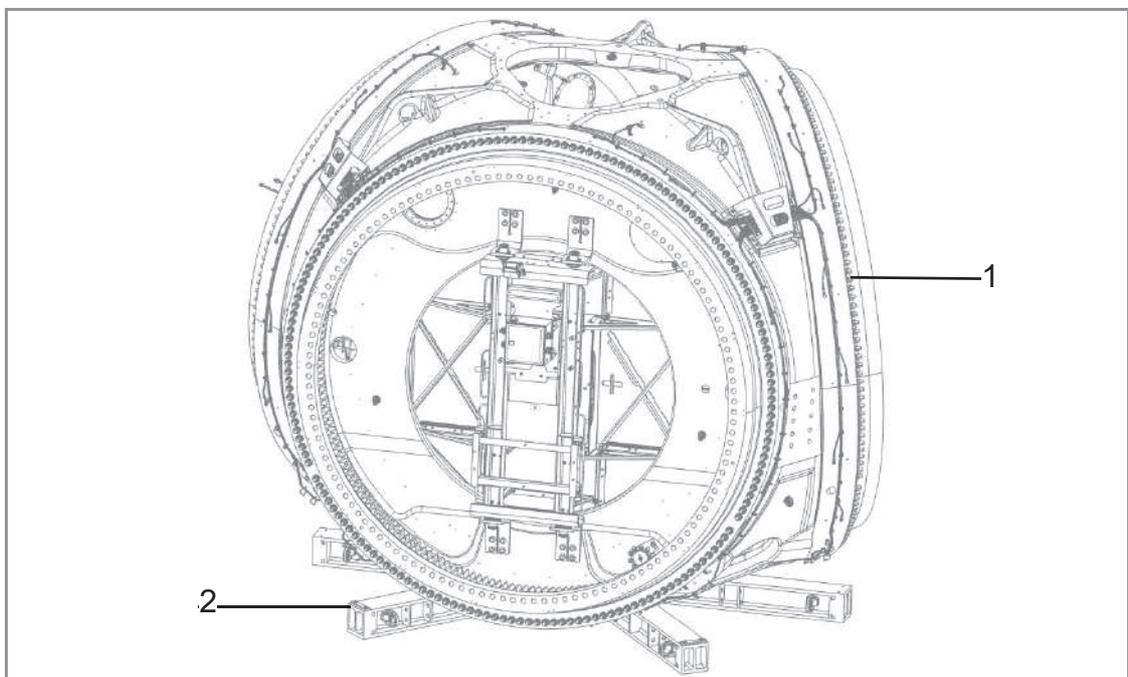


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport erfolgt auf Antirutschmatten. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21, Seite 34 und Abb. 22, Seite 35) montiert.

2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf 2 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.

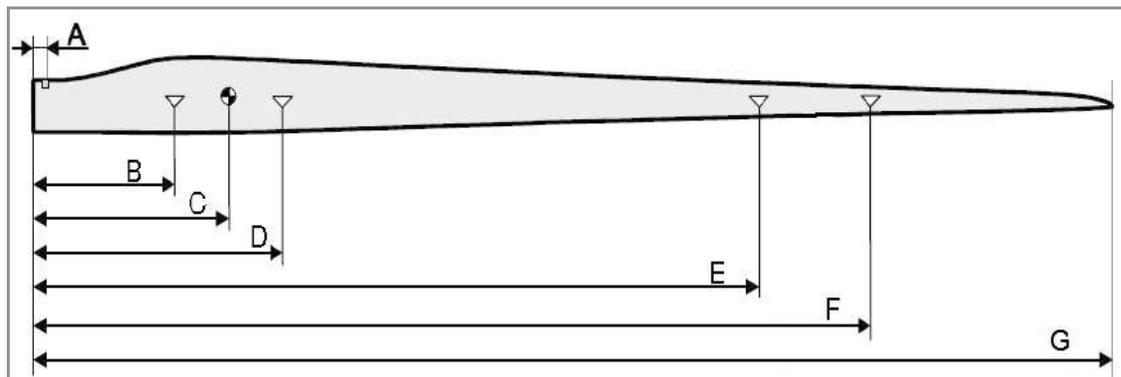


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

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

		NR81.5 [m]	NR87.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,50/1,00 ¹	0,50/1,00 ¹
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	auf Anfrage
C	Schwerpunkt	ca. 20,40	ca. 23,00
D	Hebepunkt EBM	auf Anfrage	auf Anfrage
E	Beginn Hebebereich ³	45,00	in Erstellung
F	Ende Hebebereich ³	53,50	in Erstellung
G	Länge	79,70	85,70
J	Transportbreite	ca. 4,40	ca. 4,53
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²	max. 4,00 ²
-	Auflagepunkt Transportgestell	47,00-67,00	57,5-75,7

¹ Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

² Mit Tipuntergestell auf Boden.

³ Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

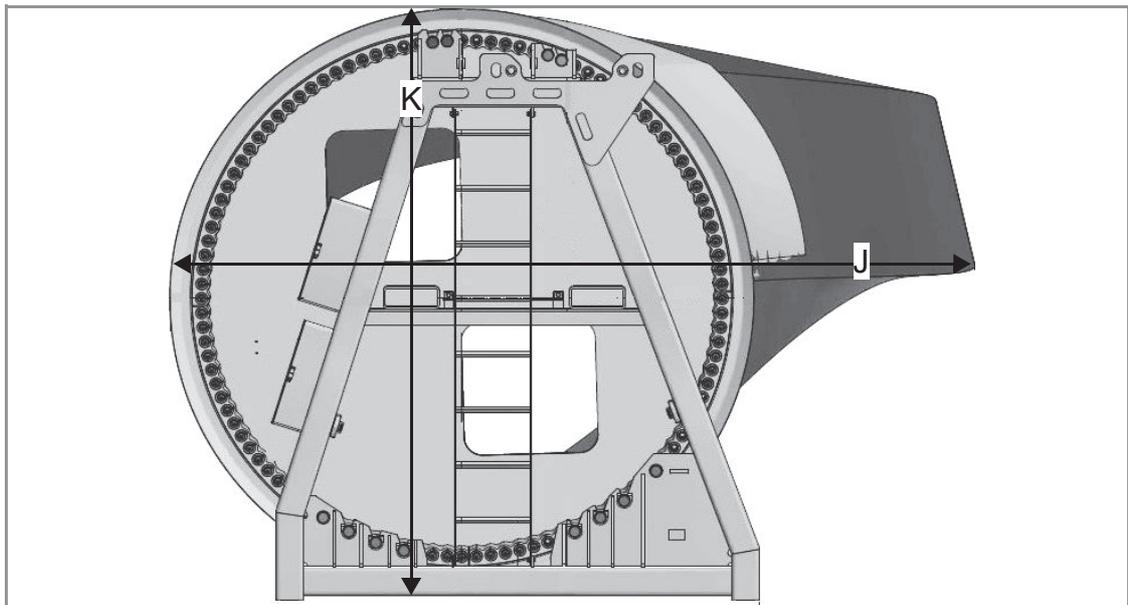


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße und Gewichte von Komponenten

2.5.1 Maße und Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	N163	N175
Höhe/Breite/Länge ohne Aufbauten	4,001 m/4,288 m/12,77 m	
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 73,23 t	max. 78,48 t

Triebstrang	N163	N175
Höhe/Breite/Länge	3,276 m/3,405 m/6,694 m	
Gewicht nur Triebstrang*	max. 83,8 t	max. 84,25 t

Rotornabe	N163	N175
Höhe/Breite/Länge ohne Spinner	3,995 m/4,422 m/4,845 m	
Gewicht*	max. 65,33 t	max. 68,48 t

* Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße und Gewichte bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	N163	N175
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten	6,87 m/5,11 m/13,25 m	
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang	max. 73,2 t	max. 79,48 t
Gewicht nur Triebstrang	max. 81,4 t	max. 82,71 t
Gewicht Maschinenhaus mit Triebstrang	max. 154,6 t	max. 162,19 t

Rotornabe	N163	N175
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m	
Gewicht*	max. 56,1 t	max. 73,06 t

Rotorblatt	N163	N175
Gewicht je Blatt	max. 26,9 t	max. 29,0 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.

Transport devices for all wind turbines		N163/N175	
Maschinenhaus		1.3 t	
Triebstrang		2.6 t	
Rotornabe		1.7 t	
Rotorblatt	Tip-Rahmen (zweiteilig)	2.5 t	
	Root-Rahmen	Straßentransport	1.33 t
		Seetransport	2.42 t zusätzlich

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

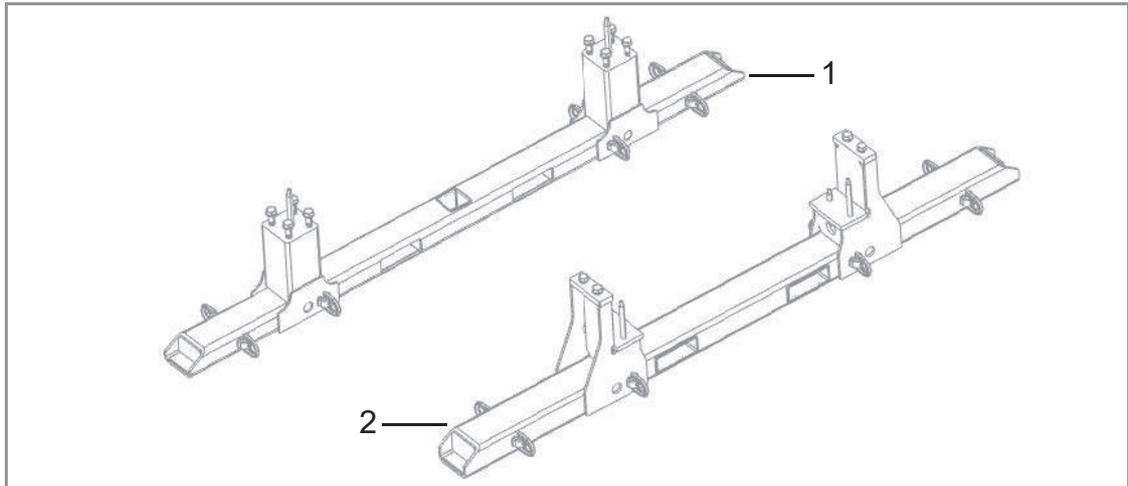


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

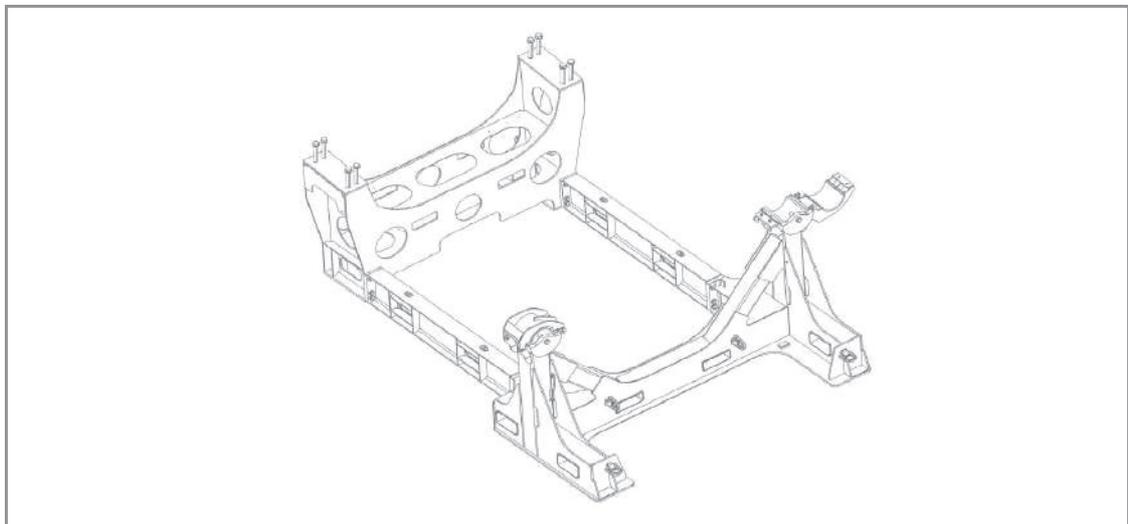


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

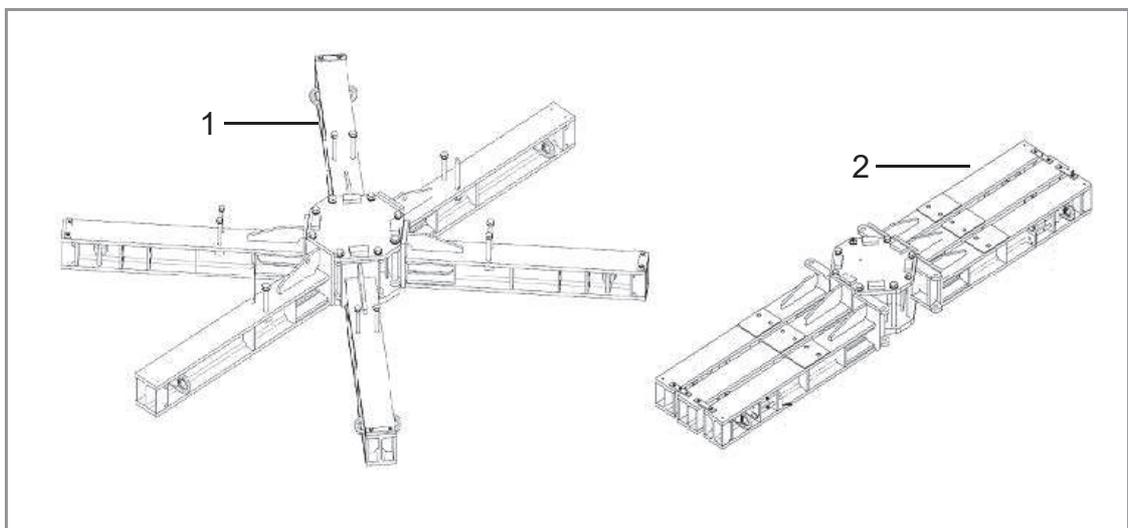


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

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.

N163/6.X

Türme					TS118-03	
Nabenhöhe					118,0 m	
Turmtyp	Stahlrohrturm					
Max. Sektionslänge					35,00 m	
Max. Sektionsgewicht					80 t	

Türme				TCS164B-03
Nabenhöhe				164,0 m
Turmtyp				Hybridturm
Max. Sektionslänge				30,00 m
Max. Sektionsgewicht				80 t

N175/6.X

Türme			TCS179-00
Nabenhöhe			179,0 m
Turmtyp			Hybridturm
Max. Sektionslänge			35,00 m
Max. Sektionsgewicht			90 t

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 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.

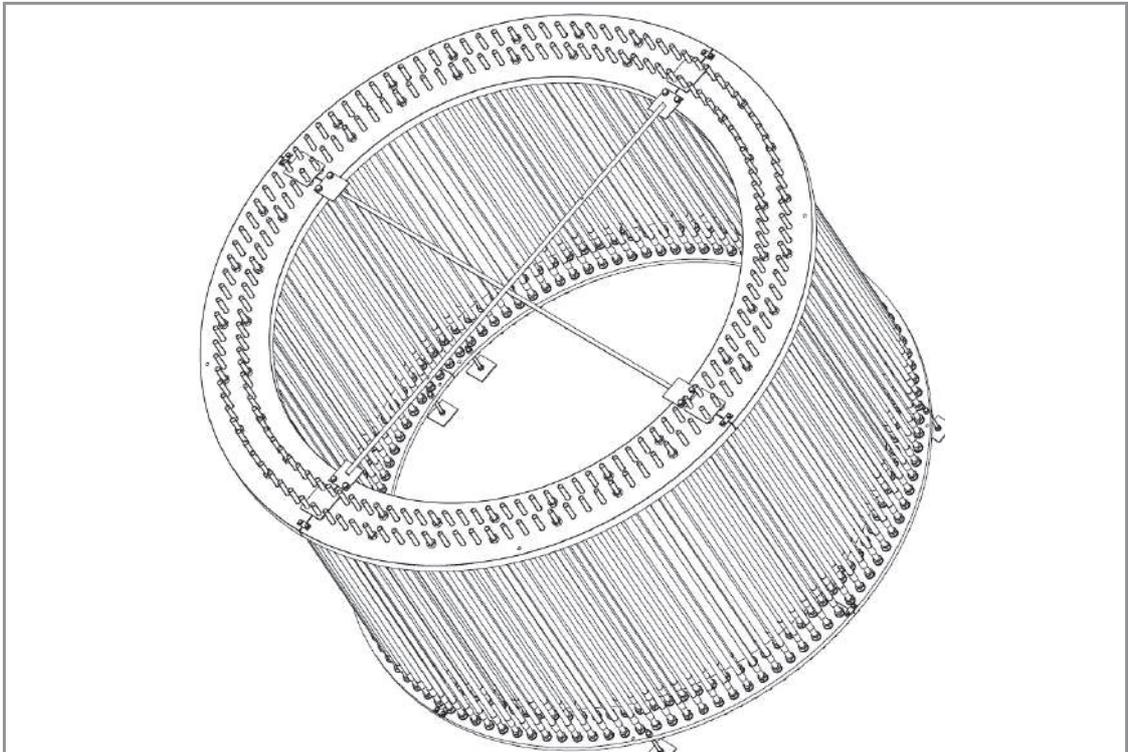


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 56 Ankerbolzen

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
z. B. N163/6.X	Lastverteilblech	4	100	außen Ø 5640	7,6
	Ankerplatte	4	50	außen Ø 5400	2,3
	Ankerbolzen	224	M42	L=3560	8,0
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 18,7 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, siehe 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. Z. B. 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 Projekts 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, sodass 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 und Demontage empfohlen. Exemplarisch erfolgt die Planung für eine Krankette bzw. für den Einsatz eines Hauptkrans mit der Verwendung von zwei Plattensätzen, sodass 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)
- 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. 100 m 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.

Bei Rückwärtsfahrten können mit Ausnahme der Rotorblatttransporte 2 % Steigung ohne zusätzliches Equipment (Zug- / Schubfahrzeuge) bewältigt werden. Die Rotorblattfahrzeuge können technisch bedingt nur in ebenem oder abfallendem Gelände rückwärts fahren.

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener Ausbauphase auch größere Steigungen bewältigt werden können. Die größeren Längen des Gesamtzuges sind in der Planung des Wegebauwerks 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, sodass der Einsatz von zusätzlichen Zugmaschinen oder Bremsfahrzeugen erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

Die vertikalen Radien R_{min} für Kuppen und Senken dürfen die in Abb. 11 dargestellten Werte 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.

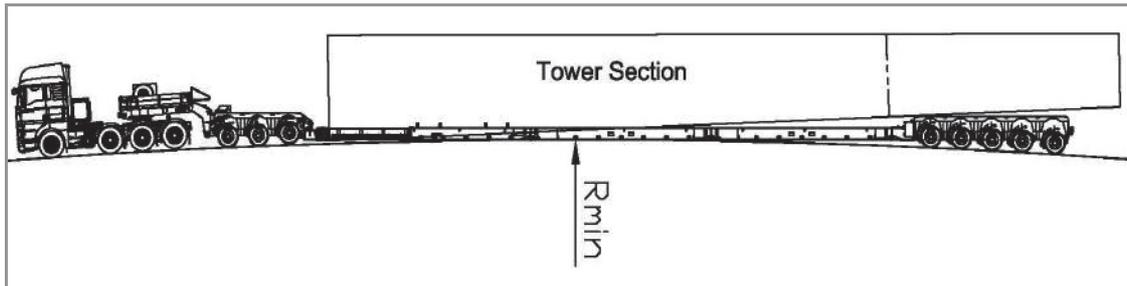


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe R_{min}

N163: $R_{min} = 400 \text{ m}$

N175: $R_{min} = \text{in Erstellung}$

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

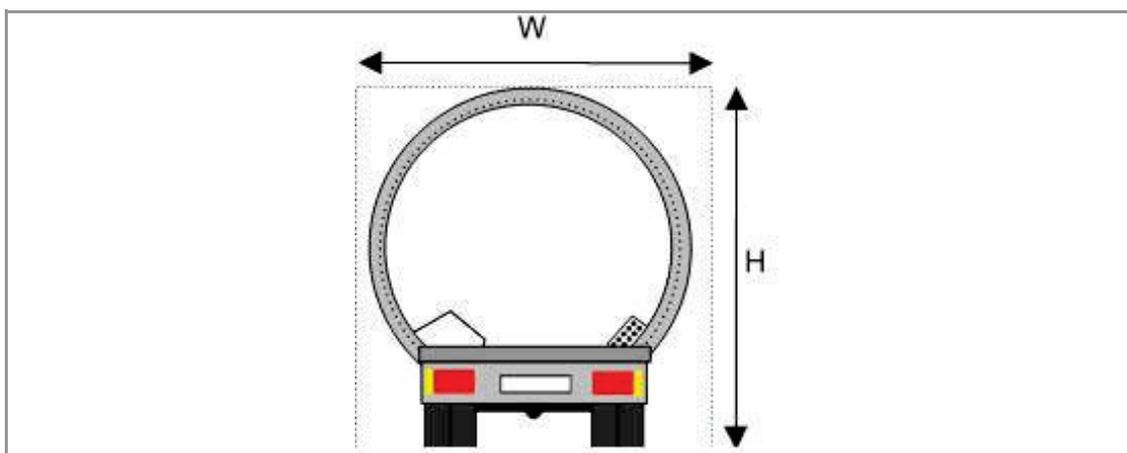


Abb. 12: Lichtraumprofil

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 (Topografie, 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. Der Einsatz von zusätzlichem adäquaten Equipment sowie Spezialtransportequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex inbegriffen. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet. 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 EN 50110 oder vergleichbarer landesspezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	0,3 m
bis 110 kV	2 m
bis 220 kV	3 m
bis 380 kV	4 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

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

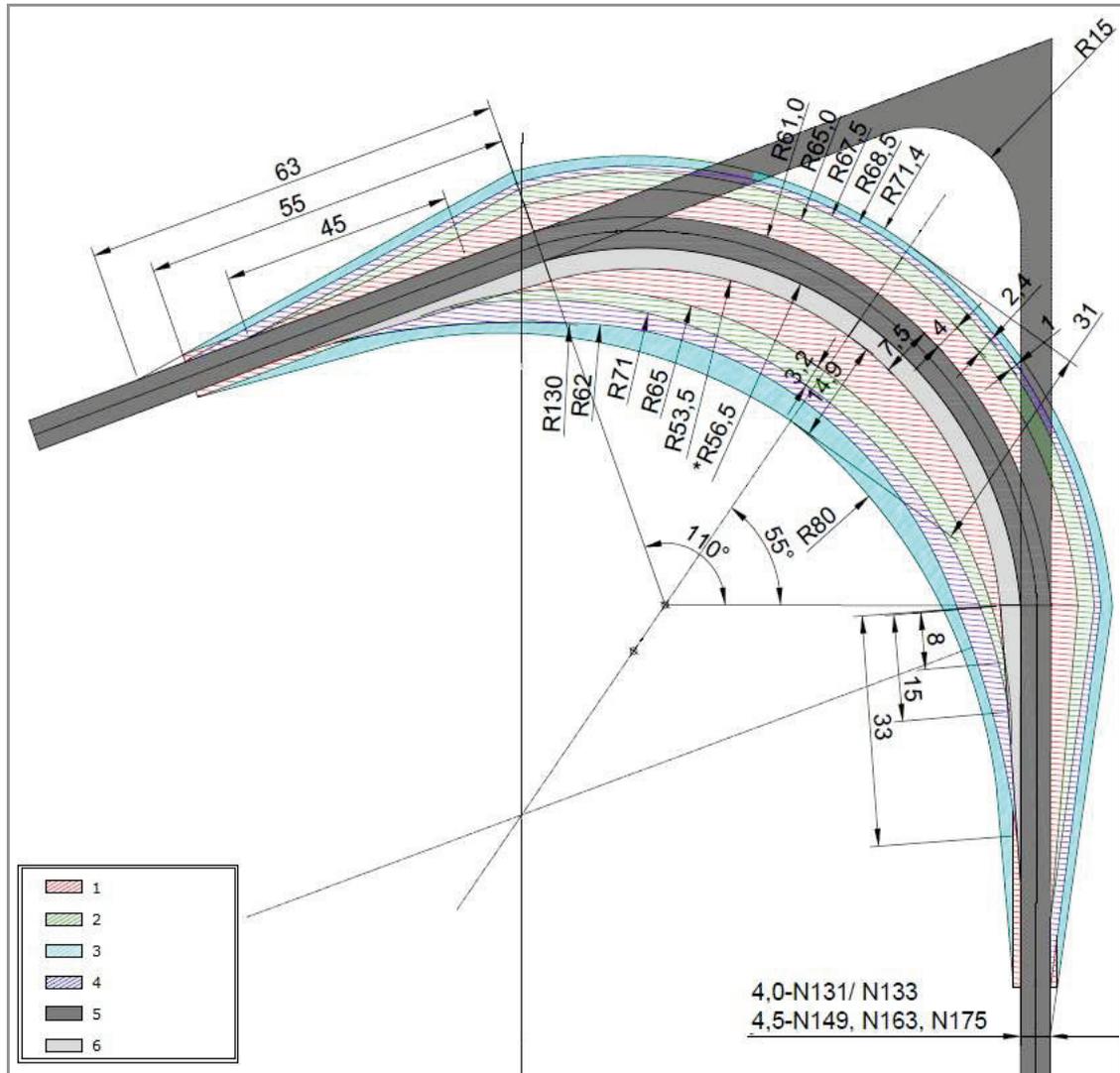


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

- 1 Schwenkbereich N131
- 2 Schwenkbereich N149
- 3 Schwenkbereich N175
- 4 Schwenkbereich N163
- 5 Fahrbahn
- 6 Fahrbahnerweiterung

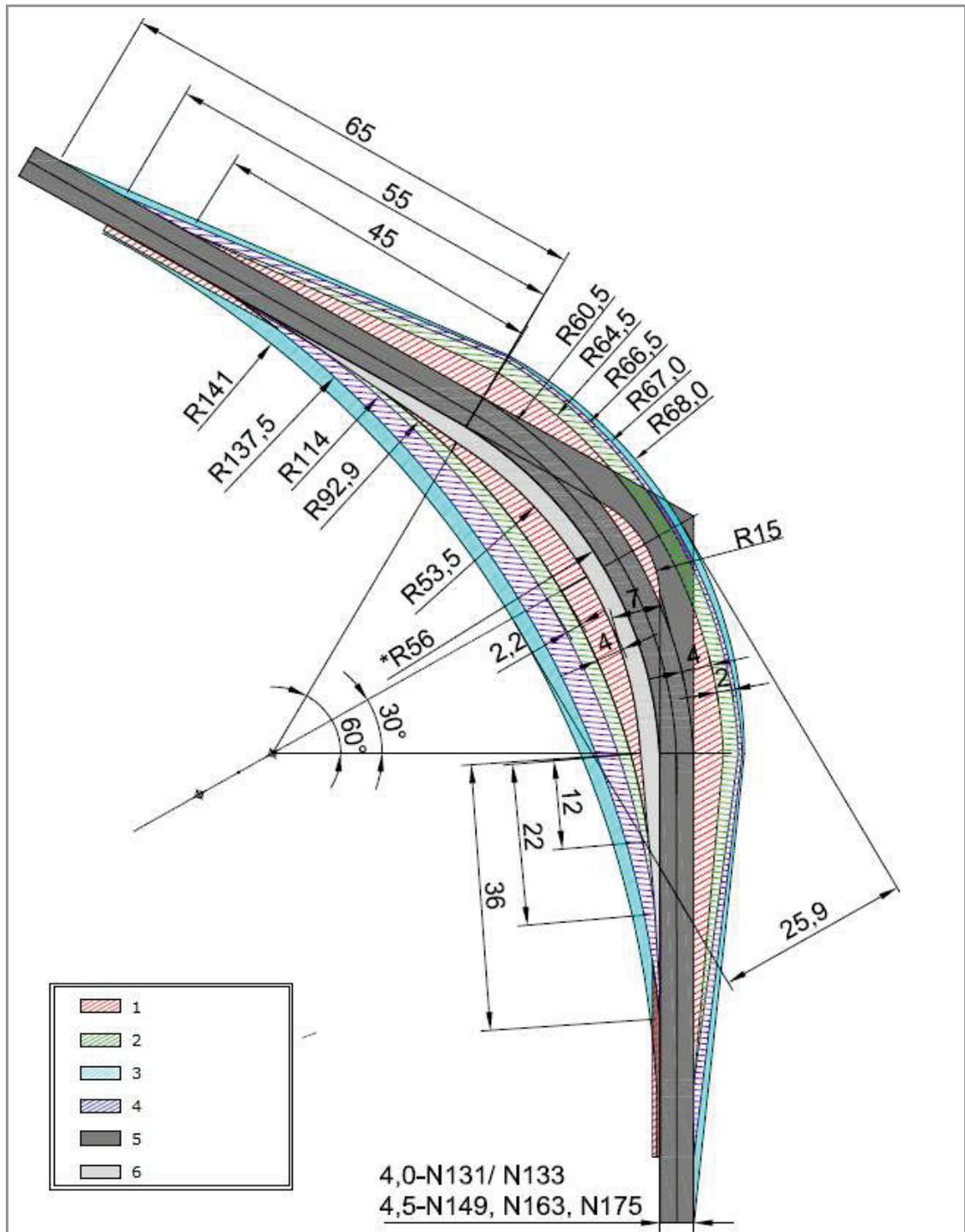


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

- 1 Schwenkbereich N131
- 2 Schwenkbereich N149
- 3 Schwenkbereich N175
- 4 Schwenkbereich N163
- 5 Fahrbahn
- 6 Fahrbahnerweiterung



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 85 m vor bis 85 m nach 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 vorwärtsfahrend 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 im Speziellen die Rotorblätter montagebedingt linksseitig der WEA, mit der Blattwurzel Richtung WEA, angeliefert werden. Sofern dies nicht möglich ist, müssen die Rotorblattfahrzeuge gedreht werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei Rückwärtsfahrten keine Steigungen

bewältigt werden können, siehe Kapitel 4.1.1. 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. Beispielsweise 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.

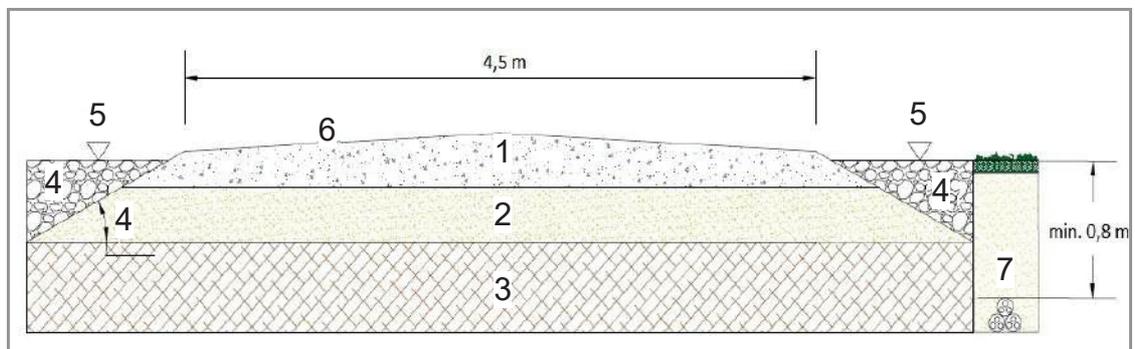


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | |
|----------------------------------------------|---------------------------------|
| 1 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 | |

- 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 sie 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 und 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.
- Der Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht ist denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als der oben genannten, 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 %.
- Die Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte müssen maschinell durchgeführt werden.
- Ebene Straßenoberflächen müssen hergestellt sein.
- Bei Ausbau der Zuwegung in Hanglage ist es je nach Böschungswinkel, Böschungstiefe (über 0,5 m) sowie tragfähigem Unterboden erforderlich, einen zusätzlichen Schutzstreifen von bis zu max. 2 m zusätzlich zur Fahrbahnbreite auszubauen. Die Fahrbahnkante ist in diesem Fall durch Reflektoren kenntlich zu machen. Die Breite des erforderlichen Schutzstreifens ist im Vorwege mit Nordex sowie einem Baugrundgutachter abzustimmen.
- Eine 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 Höheniveau 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 Verfahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.
- Sollte sich die Fahrbahnoberfläche durch die Bauweise nicht oder nur wenig von dem umliegenden Gelände unterscheiden lassen, muss die Fahrbahn durch

Reflektoren in 25 m Abständen auf geraden Streckenabschnitten kenntlich gemacht werden, in Kurvenbereichen in 5 m Abständen.

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 für die N163. Für andere Anlagen können andere Abmessungen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex abzustimmen sind. 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. . Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezonen zu verwenden sind.

Grundsätzlich ist mindestens eine Ausweichfläche/Parkfläche nahe der Windparkzufahrt zu planen, sodass 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 einer Länge $L=100$ m zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegenkommende 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 $L=300$ m 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.

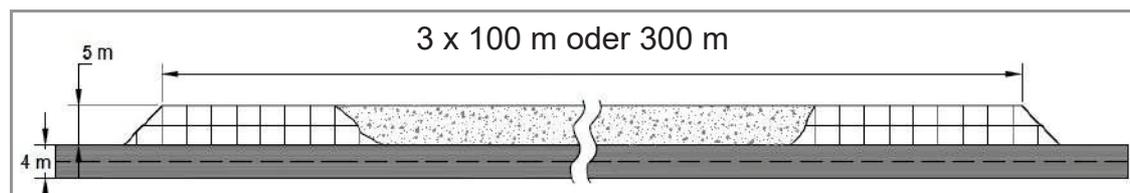


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

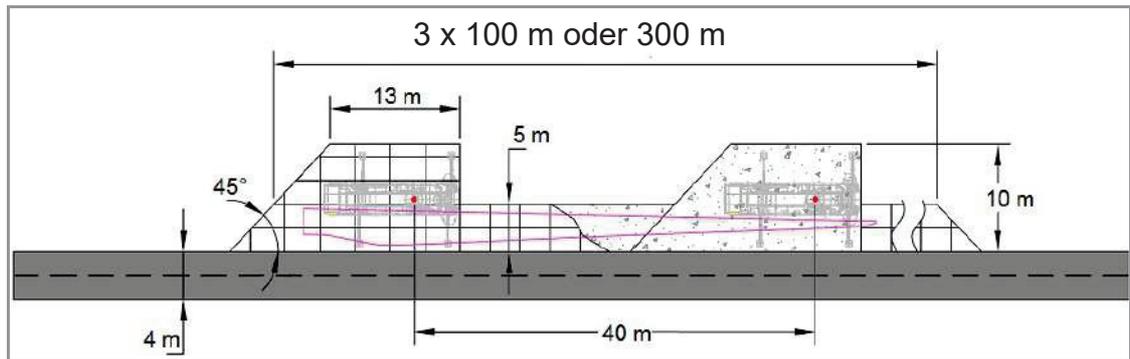


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

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

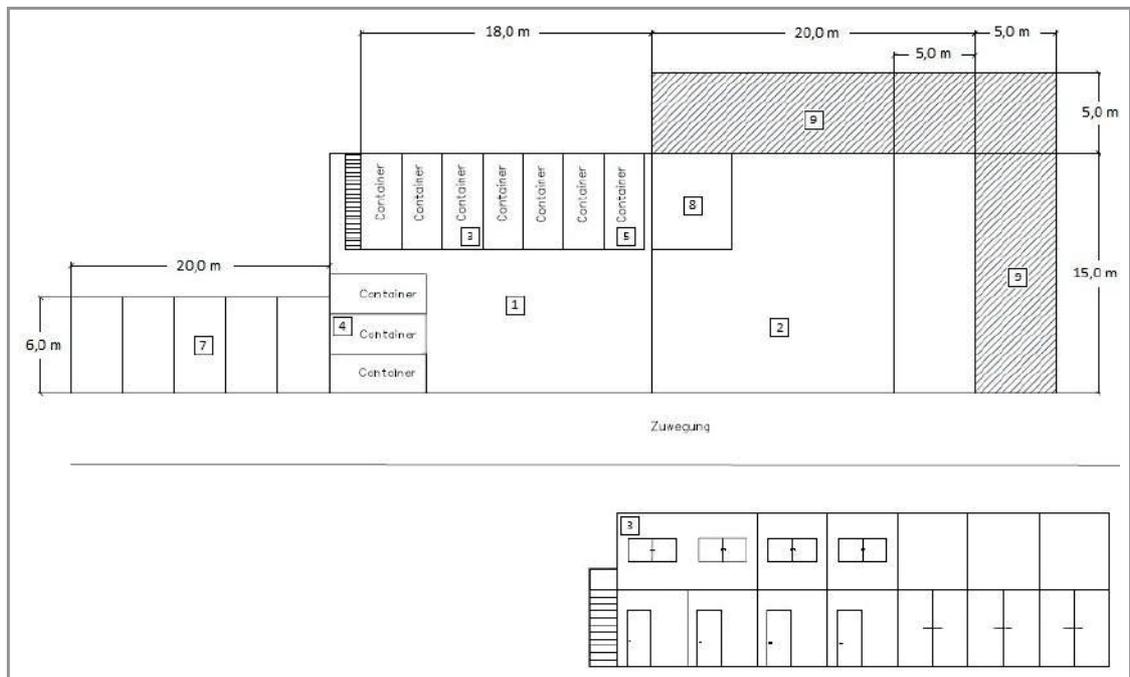


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

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

Anforderungen für die Bürofläche

- Die Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereichs (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").
- Der 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. 690 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 Wartungsbetriebs 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 (Lichttraumprofil 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 dies mit dem lokalen Kranunternehmen abgestimmt sein.

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

Turm	Abspannradius [m]
N163/6.X TS-Türme	max. 65 m
N175/6.X TS-Türme	in Erstellung

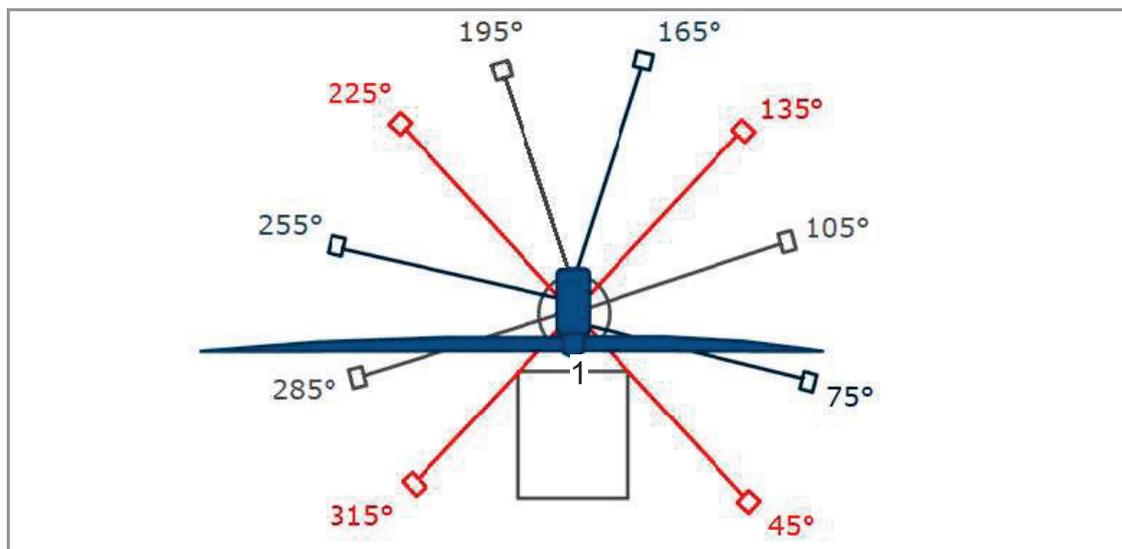


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle 1 Kranstellfläche

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 3-D-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.

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/m^2 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 Hybridtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 28) 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. 26 und Abb. 27.

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 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: Die konkreten Anforderungen sind aufgrund der Ergebnisse einer Ortsbegehung festzulegen. Projektspezifisch können abweichende Abmessungen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex abzustimmen sind.



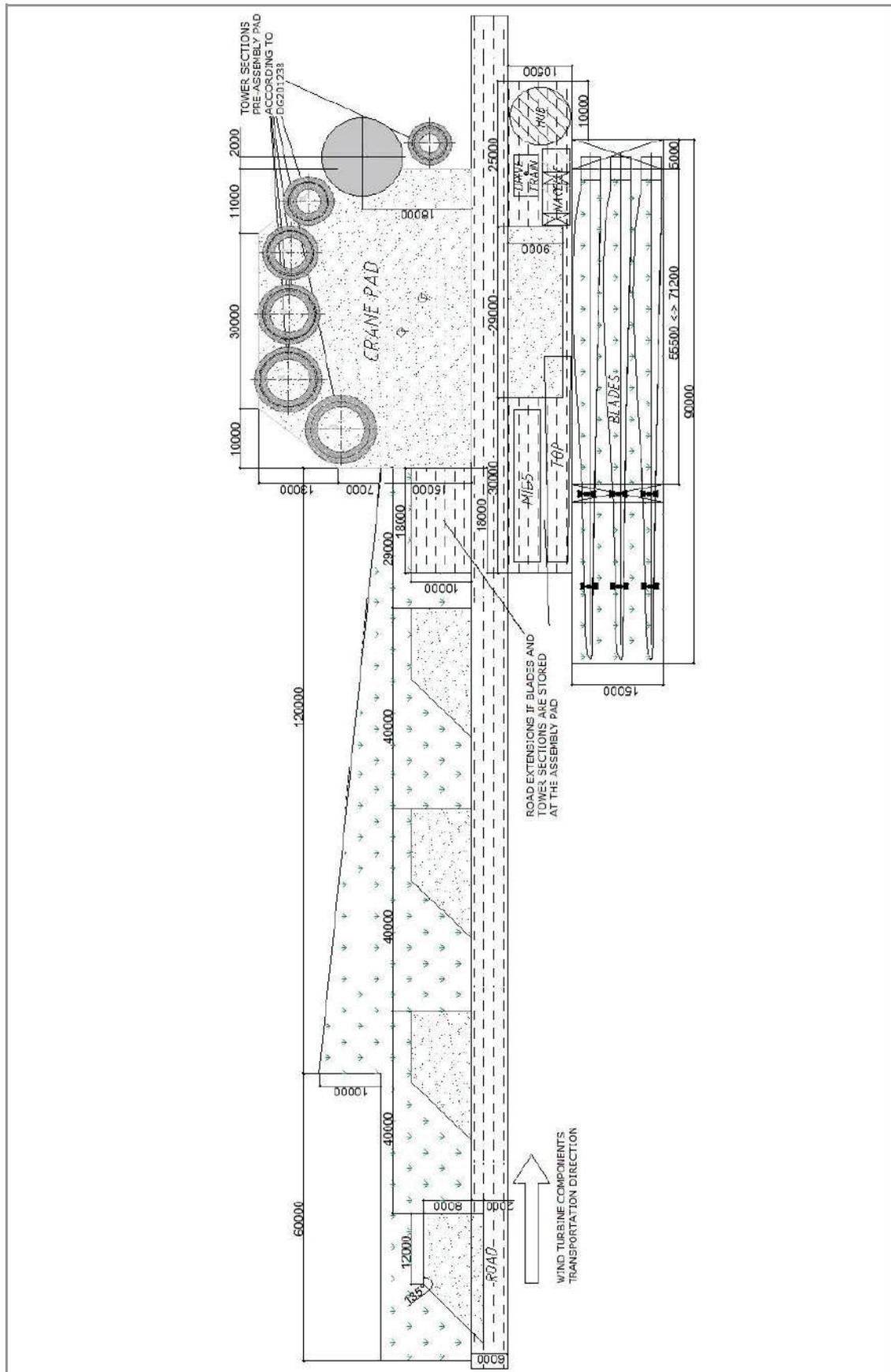


Abb. 24: Optimierte Kranstellfläche für TCS179-00

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm

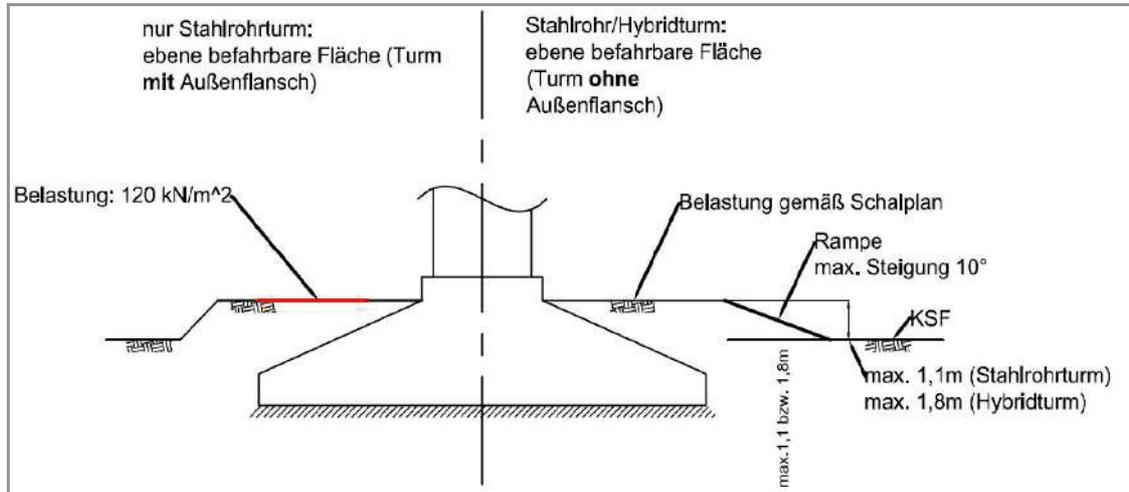


Abb. 25: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

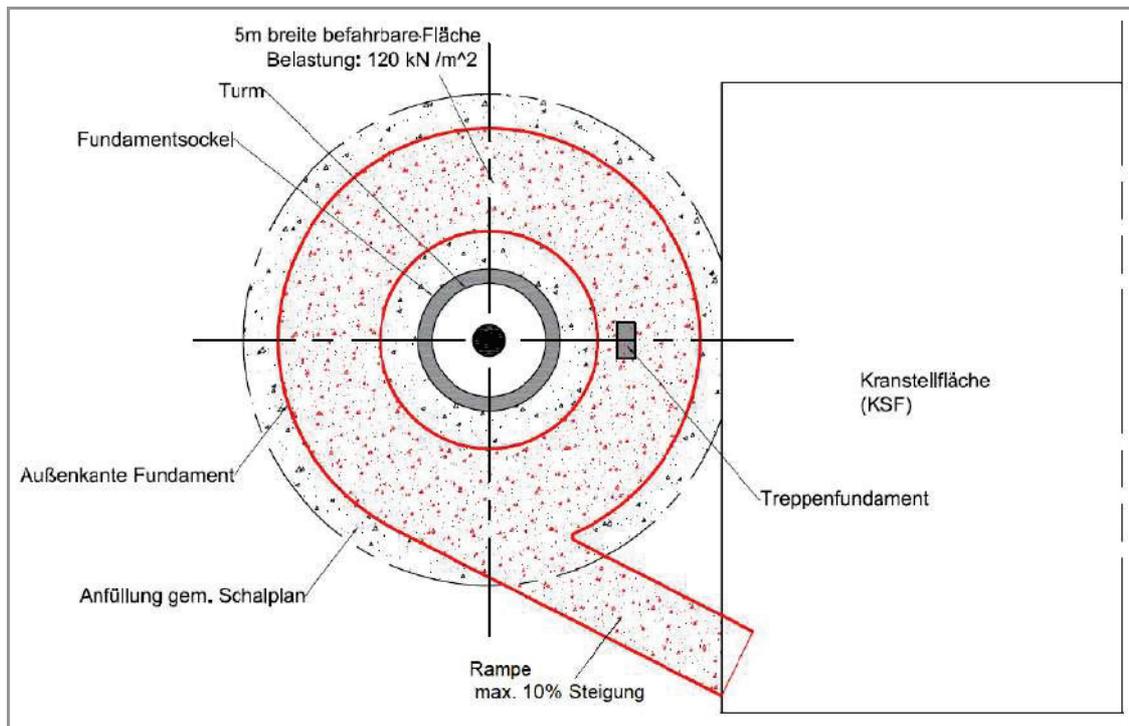


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

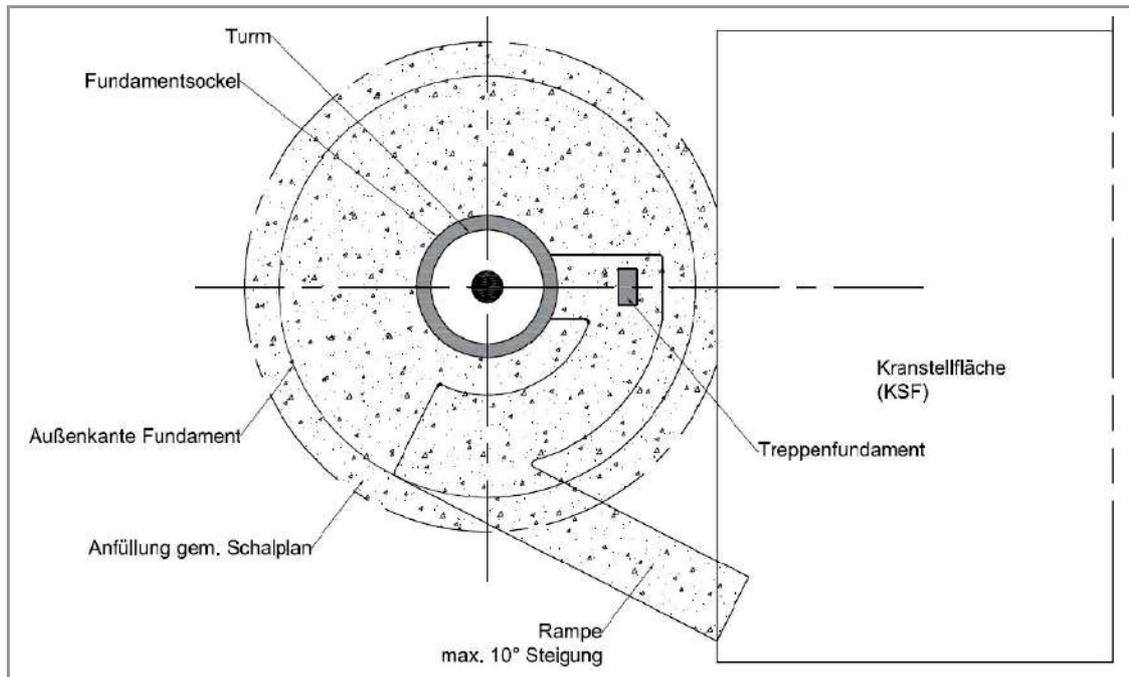


Abb. 27: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

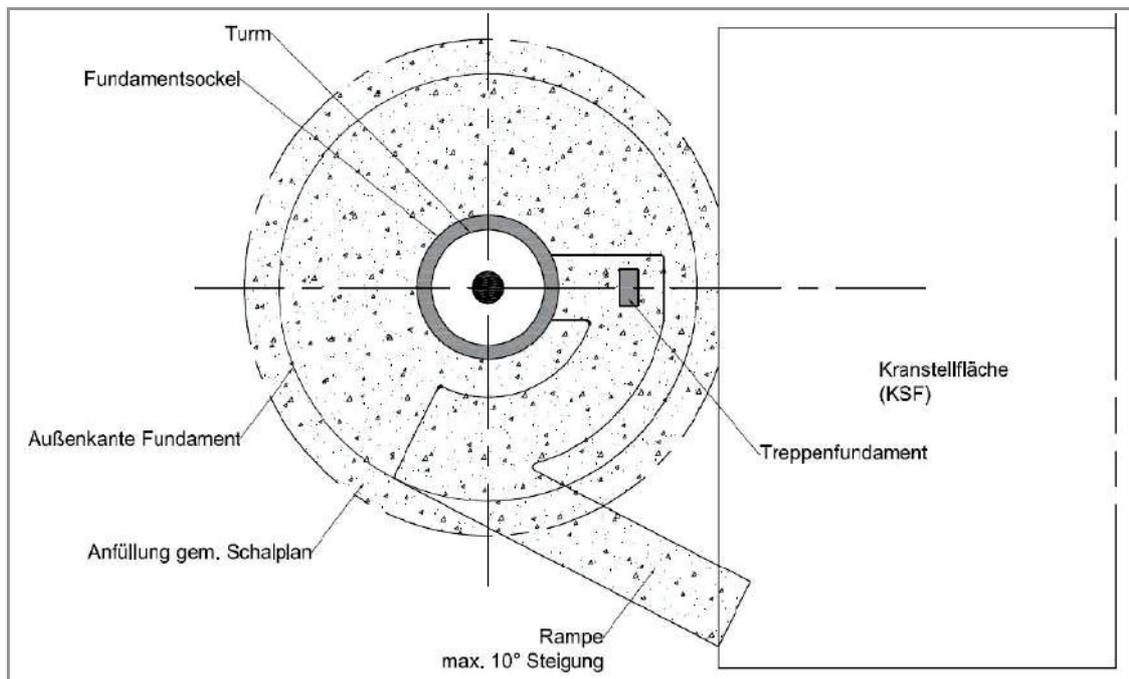


Abb. 28: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

Kranstellfläche	TS-Türme [m]		TCS164 B-03 [m]	TCS179-00 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	■	45	***
B - Breite KSF	35	■	35	***
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	85	■	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*	15 x 83	■	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.

** Siehe Abb. 23, Seite 36

*** Siehe Abb. 24, Seite 37

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

Die folgend aufgelisteten Herstellerunterlagen von Nordex enthalten die Angaben zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen.

- Technische Dokumentation - Kennzeichnung von Nordex-Windenergieanlagen
- Technische Dokumentation - Kennzeichnung von Nordex-Windenergieanlagen in Deutschland
- Technische Dokumentation - Sichtweitenmessung

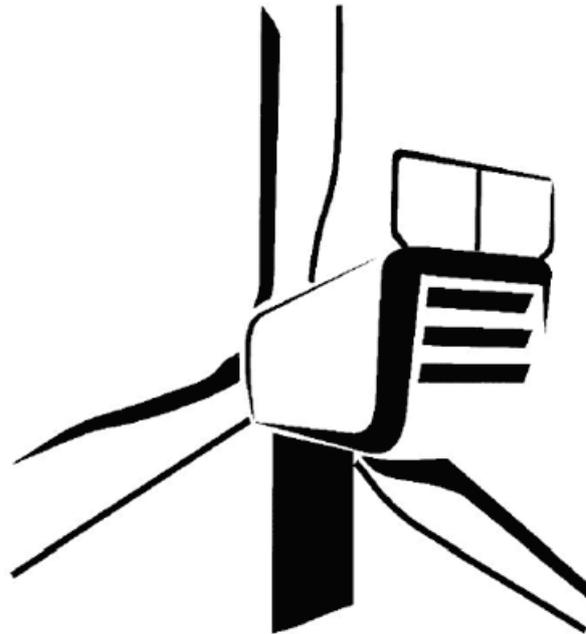
Die Einholung der Erteilung der luftrechtlichen Zustimmung/Genehmigung erfolgt durch die entsprechende Beteiligung der Landesdirektion Sachsen, Referat Luftverkehr und Binnenschifffahrt, im Zuge dieser Antragsstellung. Das Antragsformular ist diesem Kapitel ebenfalls beigefügt.

Anlagen:

- 14.1_E0004000420_DE_R08_Kennzeichnungen_allgemein_D4k.pdf
- 14.2_NALL01_064691_DE_R17_Kennzeichnungen DE.pdf
- 15_NALL01_020142_DE_R08_Sichtweitenmessung.pdf
- WEB_Antrag_luftfahrtrechtl_Genehmigung_Okt24_10102024.pdf

**KENNZEICHNUNG VON NORDEX-
WINDENERGIEANLAGEN**

Product series Delta4000



- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

<p>Erstellt</p>  <p>20-12-2023</p>	<p>Geprüft</p>  <p>15-01-2024</p>	<p>Freigegeben</p>  <p>16-01-2024</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

© 2023 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +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 N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.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
EHS	Extended Suitability Hub
GPS	Global Positioning System
ICAO	International Civil Aviation Organization
IR	Infrarot
LIOL	Low Intensity Obstruction Light
RAL	normierte Farbtonskala
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(verkehrsrrot) 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 (verkehrsrrot) 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.

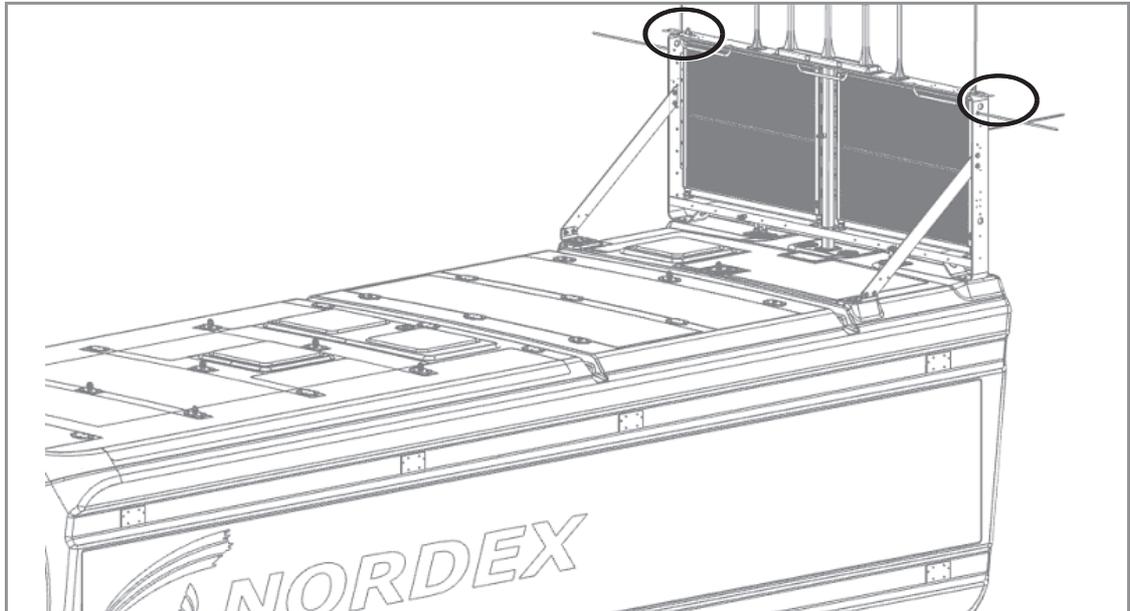


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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 Nachtbefeuern
- 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.

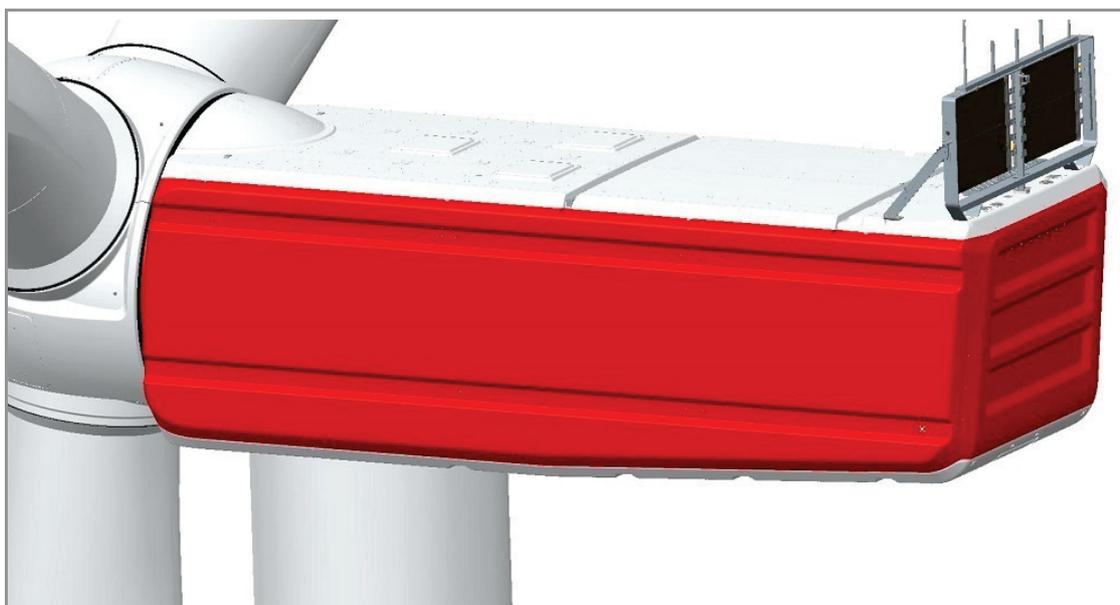


Abb. 2: *Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung*

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:
Kleberebereiche 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.

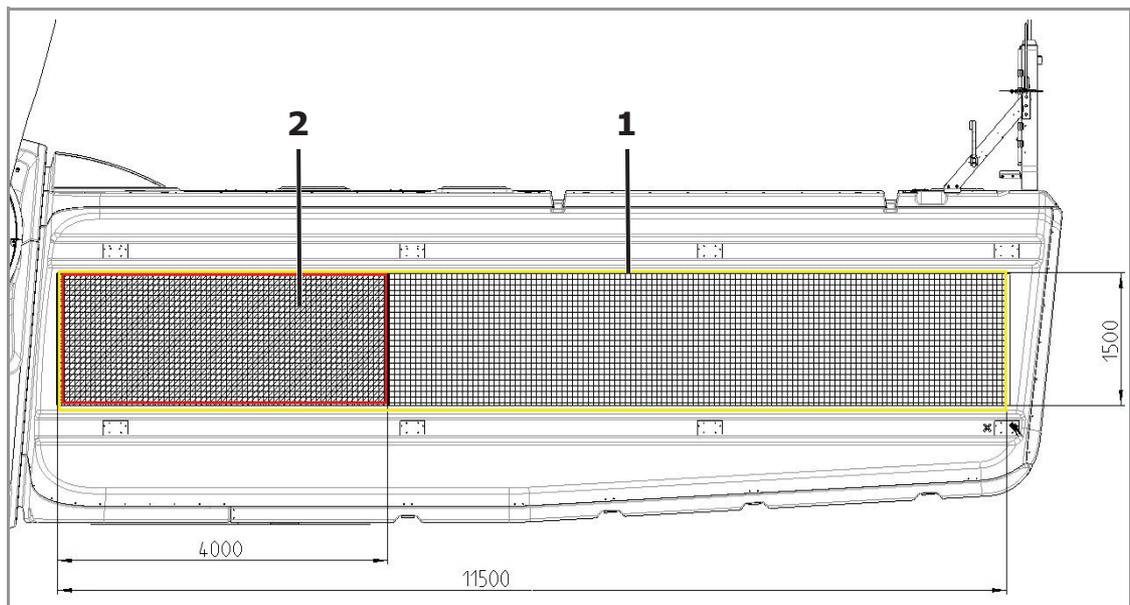


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

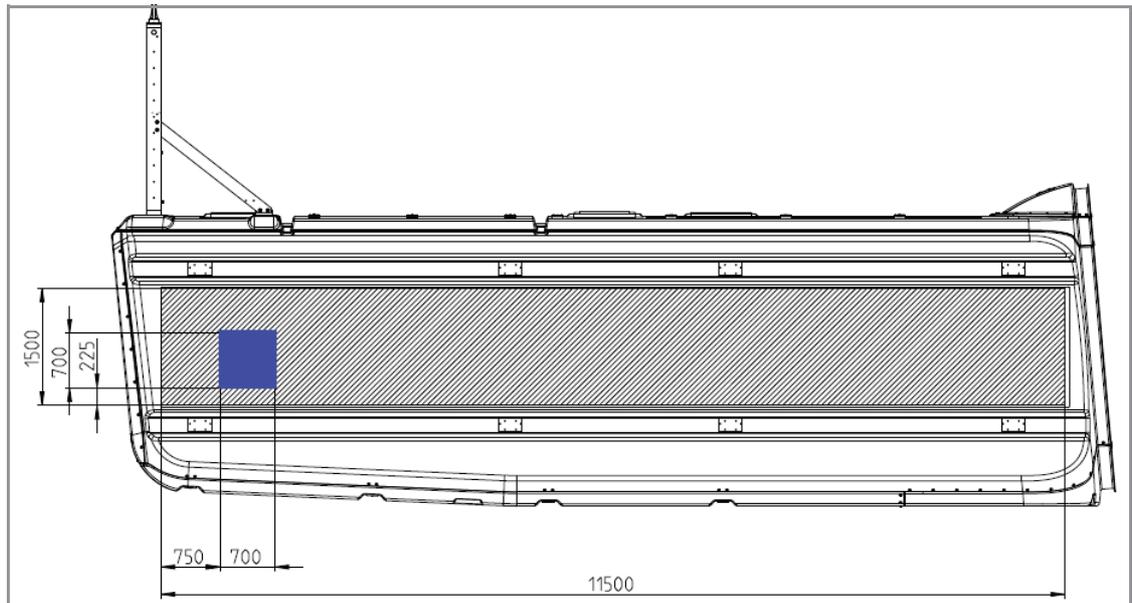


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



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-/Ausschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

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

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

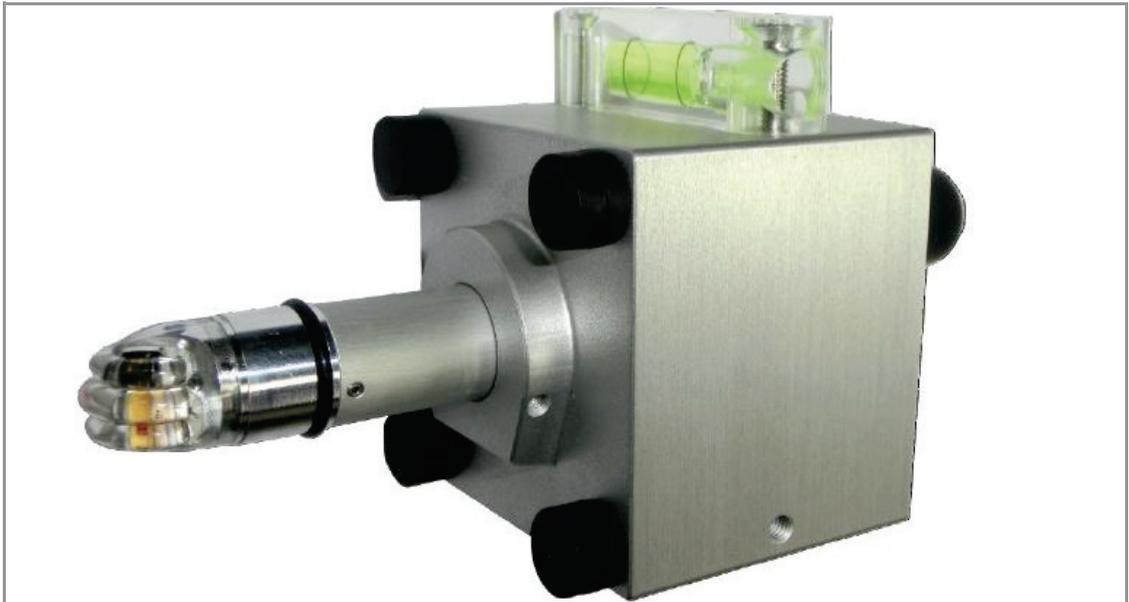


Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

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.

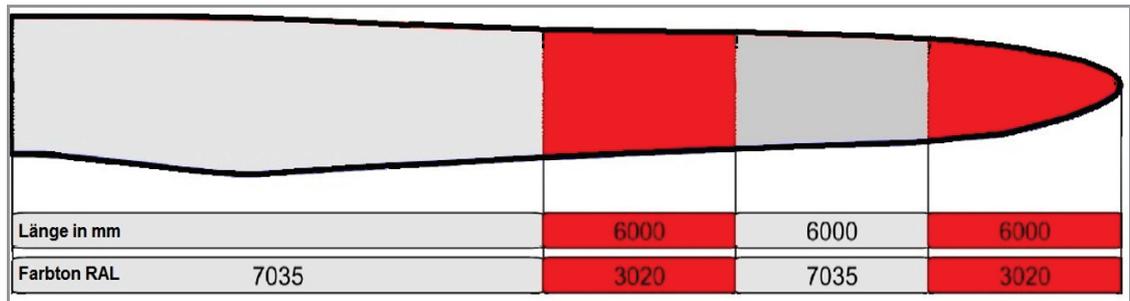


Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt

	<p>ALLGEMEINE DOKUMENTATION</p>	<p>Doc.: NALL01_064691_DE</p>
		<p>Rev.: 17</p>
<p>KENNZEICHNUNG VON NORDEX- WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND</p>		<p>Page: 1/10</p>



Language: DE - German
 Department: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Done	Reviewed	Approved
------	----------	----------

© 2023 NORDEX GROUP. All rights reserved.

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.

© 2023 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, N175/6.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*

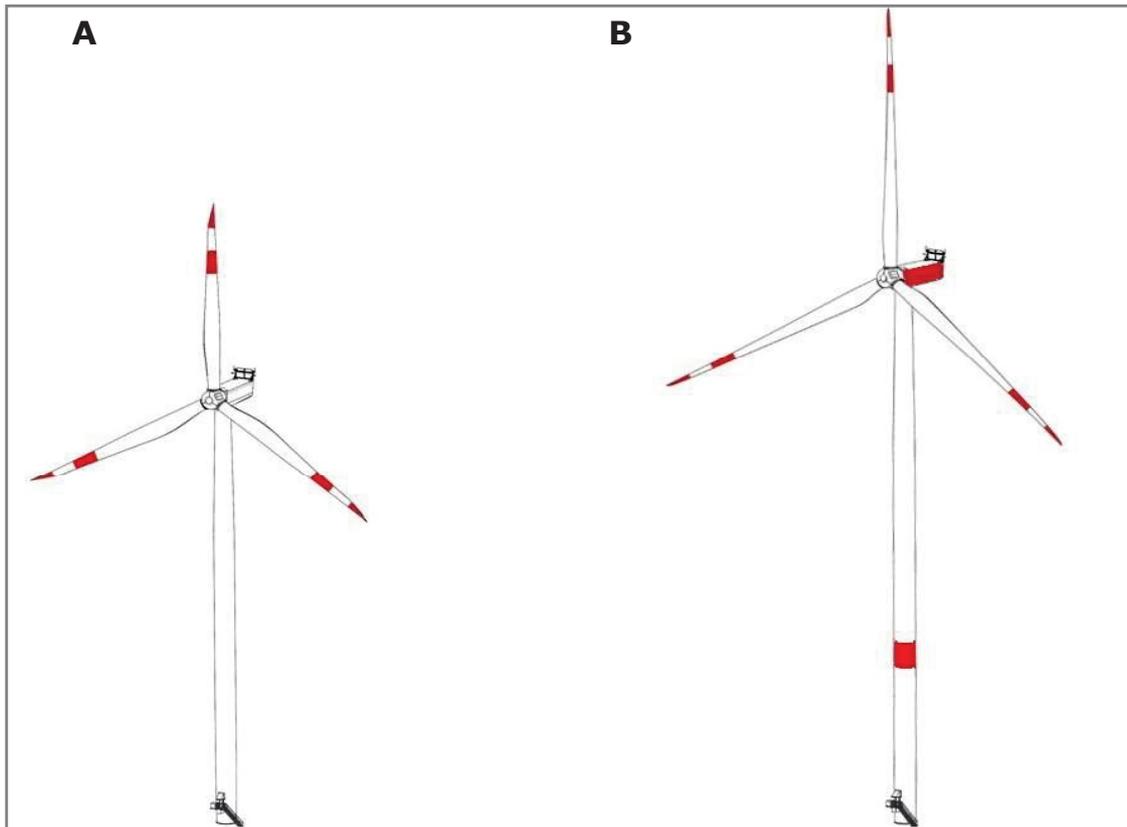


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

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

Gesamtbauwerkshöhe >150 m		
Blattkennzeichnung	Turm kennzeichnung	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

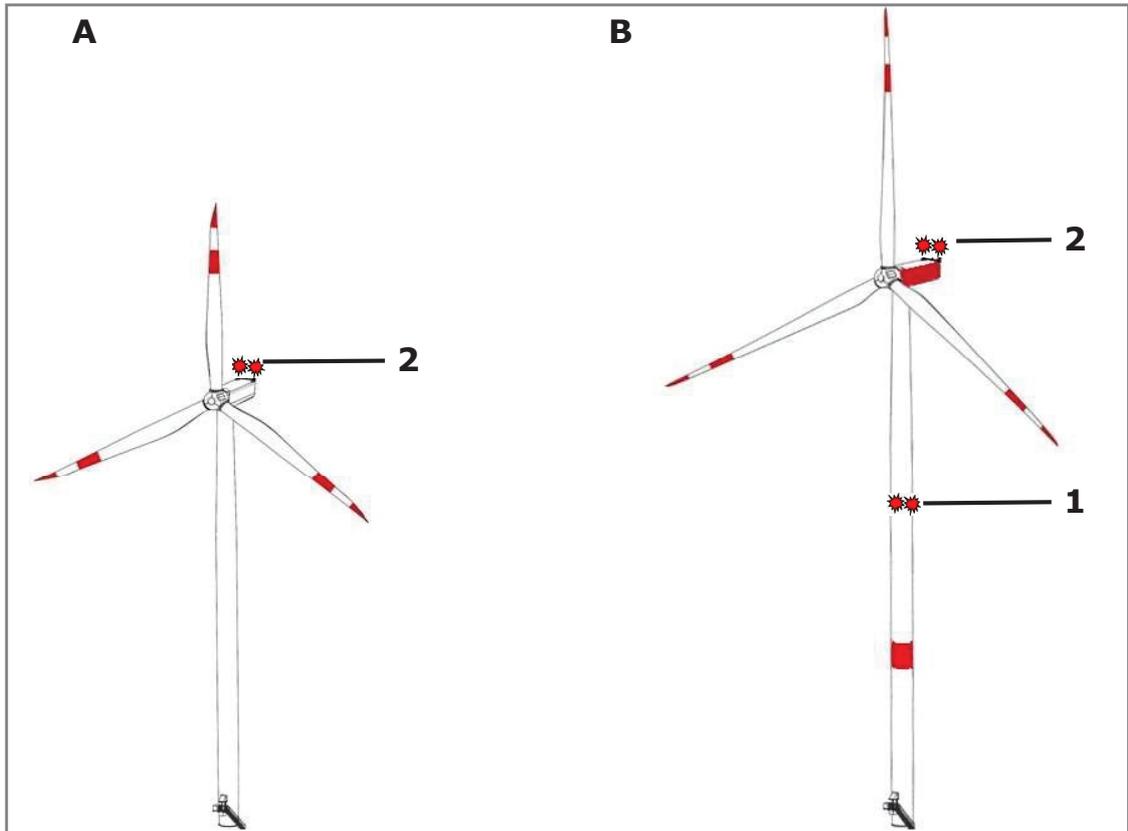


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

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- befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus- befeuerung
-	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/TS108-01	56,0 m	
	N163/TS118-00	59,0 m	
N163/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m		
N163/6.X			
N163/TCS164B-03 (N23) ¹⁾	86,4 m		
N163/TS118-03	62,7 m		

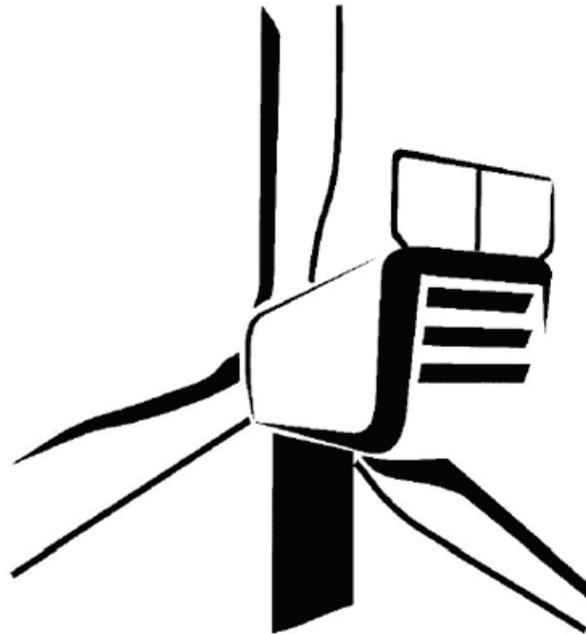
Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus- befeuerung
-	N175/6.X		2 x 170 cd W-rot ES, mit IR- Anteil und min. 16 h USV
	N175/TCS179-00	ca. 91,5 m ²)	
	N175/TS112-00	ca. 58,0 m ²)	

- 1) Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befeuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und des Maschinenhauses wird die Befeuerung über einen Generator gewährleistet.
- 2) Die angegebenen Turmfeuerhöhen sind die rechtlich vorgeschriebenen Höhen. Die Werte können sich im Zuge der Entwicklung noch verändern.



SICHTWEITENMESSUNG

Product series K08 Gamma, K08 Delta, Delta4000



- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

<p>Erstellt</p>  <p>12-03-2024</p>	<p>Gepüft</p>  <p>19-03-2024</p>	<p>Freigegeben</p>  <p>25-03-2024</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

© 2023 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

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

Alle Rechte vorbehalten.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +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 N163/5.X ESH N163/6.X N175/6.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 Messgeräts 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 Sichtweitenmessungen 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).



Alle Felder mit einem * sind unbedingt auszufüllen. Zutreffendes bitte ankreuzen bzw. ausfüllen!

Antrag auf Erteilung einer luftrechtlichen Zustimmung/Genehmigung

zur Errichtung oder Änderung eines
Bauwerkes/einer Anlage als
Luftfahrthindernis

gemäß §§ 12 ff. Luftverkehrsgesetz (LuftVG)

Absender

Landesdirektion Sachsen
Luftverkehr und Binnenschifffahrt
Stauffenbergallee 2
01099 Dresden

1. Antragsteller

Firma *

Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG

Name *

Küwen

Vorname *

Thomas

Straße / Haus-Nr. *

Großhartmannsdorfer Straße 15

PLZ *

09617

Ort *

Brand-Erbisdorf

Telefon

+49 1732401848

Telefax

E-Mail Adresse

thomas.kuewen@vereinigte-agrar.de

2. Kostenschuldner

(siehe Kostenübernahmeerklärung Nr. 8)

Bitte nur ausfüllen, wenn nicht identisch mit Antragsteller nach Nr. 1!

Firma

Name

Vorname

Straße / Haus-Nr.

PLZ

Ort

Telefon

Telefax

E-Mail Adresse

6. zusätzliche Angaben

Bemerkungen

Verweis auf die beigelegten Unterlagen im BImSchG-Antrag: Lageplan siehe Abschnitt 2 (Lagepläne) bzw. Abschnitt 12 (Bauantragsunterlagen), Technische Beschreibungen Kennzeichnung Tag/Nacht in Abschnitt 16.1.7

7. Antragsunterlagen

	liegt bei	wird nachgereicht bis:	(Datum)
Lageplan	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Schnittdarstellung(en)/Ansichten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Bauantragsunterlagen	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
gesonderte Kostenübernahmeerklärung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> weitere Unterlagen:			

8. Kostenübernahmeerklärung

Hinweis: Die Prüfung erfordert ggf. die Beteiligung der Flugsicherungsorganisation, deren Stellungnahme kostenpflichtig ist. Hierfür ist die Kostenübernahmeerklärung erforderlich. Ferner hat der Kostenschuldner im Fall einer Voranfrage die Kosten für den entstandenen Verwaltungsaufwand bei der Luftfahrtbehörde zu tragen.

Hiermit erkläre ich, dass ich die Kosten für die gutachterliche Stellungnahme nach § 31 Abs. 3 Luftverkehrsgesetz der Flugsicherungsorganisation übernehme und im Fall einer Voranfrage die Kosten für den Verwaltungsaufwand bei der Luftfahrtbehörde trage.

Datum * 24.09.2024 Ort: * Brand-Erbisdorf Datum Ort:

Unterschrift Antragsteller **Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co.KG**
Großhartmannsdorfer Str. 15
09618 Brand-Erbisdorf

Unterschrift Kostenschuldner

Hinweise

Datenschutzhinweis
Ihre Daten werden von der Landesdirektion Sachsen in Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß den geltenden Bestimmungen zum Datenschutz verarbeitet. Weitere Informationen über die Verarbeitung der Daten und Ihre Rechte bei der Verarbeitung der Daten, finden Sie unter dem Link <https://www.lids.sachsen.de/datenschutz> sowie in den dort eingestellten Informationsblättern.

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 7			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163 6.X mit 164 m Nabenhöhe und 163 m Rotordurchmesser und 6,8 MW Leistung	Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG			

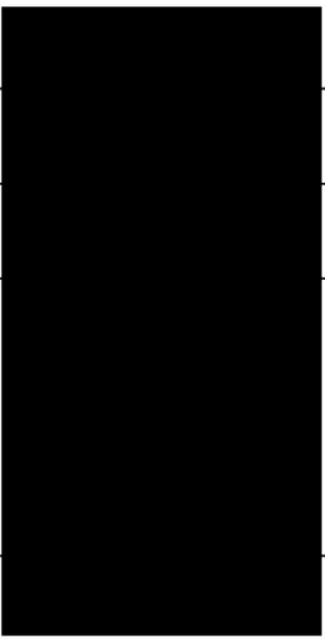
Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Weißenborn					

Abstand nach LBauO

Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		39/9		<input checked="" type="checkbox"/>
------------	--------------------	--	------	--------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Erschließung

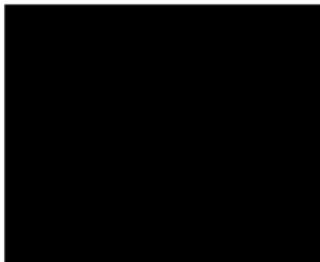
Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		656		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		305/1		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		304		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		300		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		647		<input checked="" type="checkbox"/>

Antragsteller: Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 16.10.2024 Version: 2.8 Erstellt mit: ELIA-2.8-b5

234/246

Weißenborn	Berthelsdorf /Erz.		39/9		<input checked="" type="checkbox"/>
------------	-----------------------	--	------	------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

Der Nachweis über die privatrechtliche Sicherung des Standort-Flurstückes (Flurstück 29/15, Gemarkung Berthelsdorf/Erz.) in Form eines Grundstücksnutzungsvertrages mit den Eigentümern liegt diesem Antrag nachstehend bei:

- Grundstücksnutzungsvertrag 

Weitere Nachweise, welche die Zustimmungen der betroffenen Grundstückseigentümerinnen und Grundstückseigentümer nachvollziehbar machen, werden - sofern verlangt und notwendig - durch den Antragsteller nachgereicht.

Anlagen:

- WEB_Grundstücksnutzungsvertrag_ 

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 8			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163 6.X mit 164 m Nabenhöhe und 163 m Rotordurchmesser und 6,8 MW Leistung	Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG		33385854	5634696

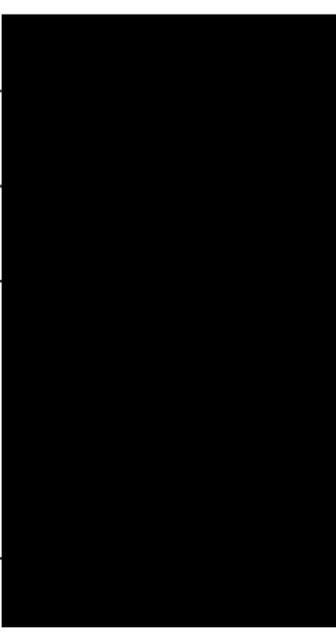
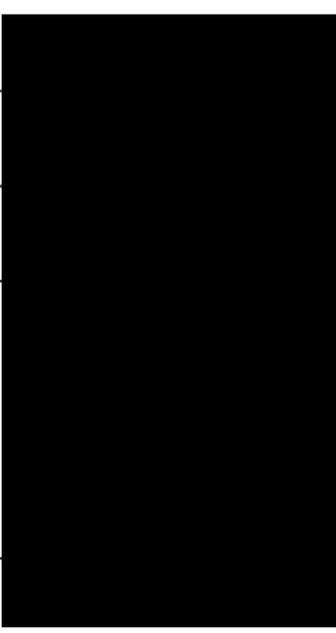
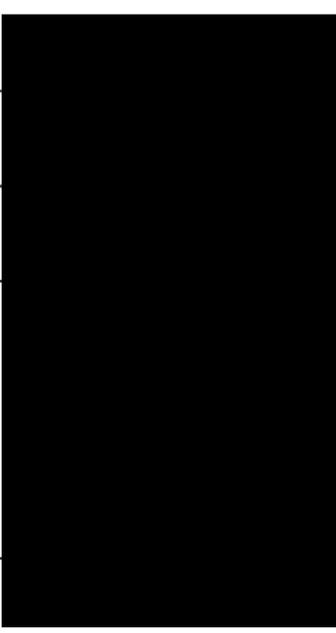
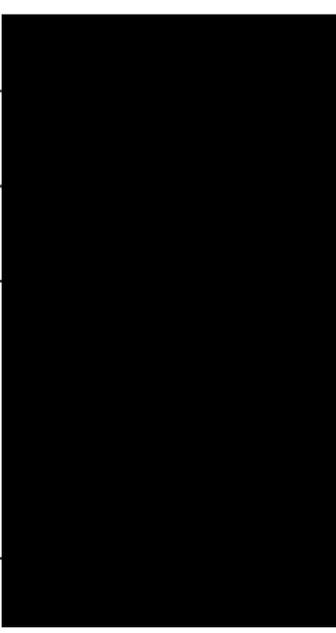
Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		39/9		

Abstand nach LBauO

Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		29/15		<input checked="" type="checkbox"/>
------------	---------------------	--	-------	--------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Erschließung

Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		656		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		305/1		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		304		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		300		<input checked="" type="checkbox"/>
Weißenborn	Berthelsdorf /Erzg.		647		<input checked="" type="checkbox"/>

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

Der Nachweis über die privatrechtliche Sicherung des Standort-Flurstückes (Flurstück 39/9, Gemarkung Berthelsdorf/Erz.) in Form eines Grundstücksnutzungsvertrages mit den Eigentümern liegt

diesem Antrag nachstehend bei:

- Grundstücksnutzungsvertrag

Weitere Nachweise, welche die Zustimmungen der betroffenen Grundstückseigentümerinnen und Grundstückseigentümer nachvollziehbar machen, werden - sofern verlangt und notwendig - durch den Antragsteller nachgereicht.

Anlagen:

- WEB_Grundstücksnutzungsvertrag

**Grundstücksnutzungsvertrag
über die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen
in der Gemeinde Weißenborn OT Berthelsdorf
("Vertrag")**

zwischen der

- im Folgenden „**Grundstückseigentümer**“ genannt -

und der

Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG, Großhartmannsdorfer Str. 15, 09618 Brand-Erbisdorf gesetzlich vertreten durch die Windenergie Berthelsdorf Verwaltungs GmbH und diese wiederum vertreten durch den alleinvertretungsberechtigten Geschäftsführer Herrn Thomas Küwen

- im Folgenden „**Nutzer**“ genannt -

- Grundstückseigentümer und Nutzer gemeinsam nachfolgend auch „**Parteien**“ genannt -



1. Vertragsgegenstand

1.1. Der Grundstückseigentümer ist Eigentümer der folgenden Grundstücke, die Vertragsgegenstand dieses Nutzungsvertrages sind:

Gemarkung	Flurstücksnummer	Grundbuchblatt	Amtsgericht
Berthelsdorf	29/15	543	Freiberg
Berthelsdorf	Teil von 647	259	Freiberg

1.2. Der Grundstückseigentümer gestattet hiermit dem Nutzer bzw. einem vom Nutzer (gemäß Ziffer 4.11.) benannten Rechtsnachfolger, diese Grundstücke im Rahmen der Windparkplanung zu nutzen, wie sie im vorläufigen Lageplan in **Anlage 1.2.** dargestellt ist.

Hierzu gestattet der Grundstückseigentümer dem Nutzer, dass dieser

- auf den vertragsgegenständlichen Grundstücken eine oder mehrere WEA einschließlich Fundament, Kranstellfläche sowie aller erforderlichen Nebeneinrichtungen (insbesondere Kabelleitungen, Zuwegungen, Übergabestation) errichtet und betreibt und/oder
- diese Grundstücke ohne Bebauung (bei Nutzung von Nachbargrundstücken) für erforderliche Abstands-/Baulastflächen und/oder Rotorrechte (aufgrund des Überstreichens der Grundstücke mit Rotoren der WEA) nutzt, sodass die betroffenen Flächen nicht durch andere Bauvorhaben überbaut werden können, und
- Voruntersuchungen im Rahmen planungstechnischer Erfordernisse wie z.B. Baugrunduntersuchungen, Windmessungen mit einem Lidar-Gerät, Vermessungen und Kartierungen durchführen lässt, zu welchen eine gesonderte Information durch den Nutzer erfolgt, und
- die bestehende(n) WEA später durch neue WEA ersetzt oder anpasst, sofern dies aufgrund von Verschleiß oder technischer Neuerungen geboten ist. Dies umfasst nicht das Recht, vollkommen neue WEA mit einer Höhe oder Leistung im Sinne eines Repowerings gemäß BImSchG zu errichten. Für ein Repowering muss ein neuer Nutzungsvertrag zwischen den Parteien geschlossen werden.

1.3.



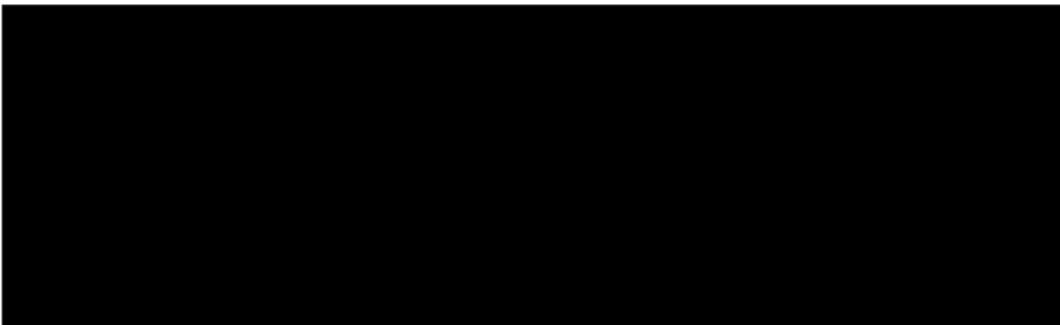
Der Grundstückseigentümer erklärt sich damit einverstanden, dass der Nutzer die im Vertrag enthaltenen personenbezogenen Daten entsprechend verarbeitet. Ergänzend wird auf **Anlage 8**. verwiesen.

9. Schlussbestimmungen

- 9.1. Mündliche Nebenabreden wurden nicht getroffen. Änderungen des Vertrages bedürfen der Schriftform. Dies gilt auch für die Abänderung des Schriftformerfordernisses.
- 9.2. Sollten einzelne Bestimmungen dieses Vertrages unwirksam oder undurchführbar sein oder werden oder sollten sich in diesem Vertrag Lücken befinden, so wird dadurch die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen nicht berührt. Anstelle der unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmung werden die Parteien eine solche wirksame Bestimmung vereinbaren, die dem Sinn und Zweck der unwirksamen Bestimmung bzw. dem, was die Parteien gewollt haben, am nächsten kommt. Die Parteien verpflichten sich außerdem für den Fall, dass die Voraussetzungen für den Ausspruch einer ordentlichen Kündigung gemäß Ziffer 6. des Vertrages gegeben sind, Verhandlungen mit dem Ziel einer Fortführung des Vertrages zu führen.

Unterschriften

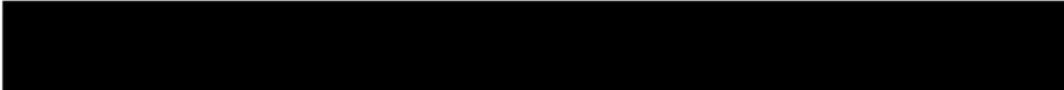
Freiberg, 24. März 2023



für den Nutzer, der Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG:



Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG
Thomas Küwen



Anlagen

Dieser Vertrag hat folgende Anlagen, die Vertragsbestandteil sind bzw. werden:

Anlage 1.2.: Vorläufiger Lageplan Windparkgebiet

Anlage 1.4.: Endgültiger Lageplan inkl. WEA-Standorte und Nebenanlagen

Anlage 2.1.5.: Protokoll der Inbetriebnahme der WEA

Anlage 2.2.2.3.: Übersichtsplan Grundstücke im Flächenpool –Berechnung der Nutzungsentgelte

Anlage 3.3.1.: Einverständniserklärung des Pächters

Anlage 3.3.2.: Negativerklärung

Anlage 4.5.: Muster Dienstbarkeitsbewilligung

Anlage 4.14.: Vollmacht Anforderung Grundbuchauszüge

Anlage 8.: Datenschutzerklärung

**Grundstücksnutzungsvertrag
über die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen
in der Gemeinde Weißenborn OT Berthelsdorf
("Vertrag")**

zwischen der

- im Folgenden „**Grundstückseigentümer**“ genannt -

und der

Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG, Großhartmannsdorfer Str. 15, 09618 Brand-Erbisdorf gesetzlich vertreten durch die Windenergie Berthelsdorf Verwaltungs GmbH und diese wiederum vertreten durch den alleinvertretungsberechtigten Geschäftsführer Herr Thomas Küwen

- im Folgenden „**Nutzer**“ genannt -

- Grundstückseigentümer und Nutzer gemeinsam nachfolgend auch „**Parteien**“ genannt -

1. Vertragsgegenstand

1.1. Der Grundstückseigentümer ist Eigentümer der folgenden Grundstücke, die Vertragsgegenstand dieses Nutzungsvertrages sind:

Gemarkung	Flurstücksnummer	Grundbuchblatt	Amtsgericht
Berthelsdorf	39/7	342	Freiberg
Berthelsdorf	300	342	Freiberg

1.2. Der Grundstückseigentümer gestattet hiermit dem Nutzer bzw. einem vom Nutzer (gemäß Ziffer 4.11.) benannten Rechtsnachfolger, diese Grundstücke im Rahmen der Windparkplanung zu nutzen, wie sie im vorläufigen Lageplan in **Anlage 1.2.** dargestellt ist.

Hierzu gestattet der Grundstückseigentümer dem Nutzer, dass dieser

- auf den vertragsgegenständlichen Grundstücken eine oder mehrere WEA einschließlich Fundament, Kranstellfläche sowie aller erforderlichen Nebeneinrichtungen (insbesondere Kabelleitungen, Zuwegungen, Übergabestation) errichtet und betreibt und/oder
- diese Grundstücke ohne Bebauung (bei Nutzung von Nachbargrundstücken) für erforderliche Abstands-/Baulastflächen und/oder Rotorrechte (aufgrund des Überstreichens der Grundstücke mit Rotoren der WEA) nutzt, sodass die betroffenen Flächen nicht durch andere Bauvorhaben überbaut werden können, und
- Voruntersuchungen im Rahmen planungstechnischer Erfordernisse wie z.B. Baugrunduntersuchungen, Windmessungen mit einem Lidar-Gerät, Vermessungen und Kartierungen durchführen lässt, zu welchen eine gesonderte Information durch den Nutzer erfolgt, und
- die bestehende(n) WEA später durch neue WEA ersetzt oder anpasst, sofern dies aufgrund von Verschleiß oder technischer Neuerungen geboten ist. Dies umfasst nicht das Recht, vollkommen neue WEA mit einer Höhe oder Leistung im Sinne eines Repowerings gemäß BImSchG zu errichten. Für ein Repowering muss ein neuer Nutzungsvertrag zwischen den Parteien geschlossen werden.

1.3.



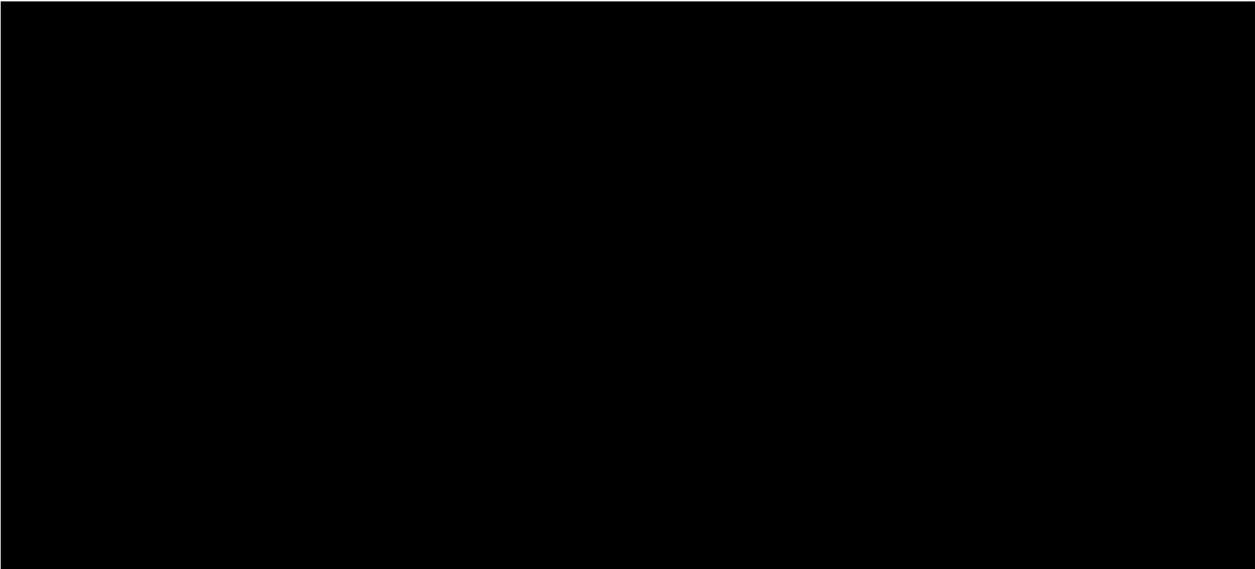
Der Grundstückseigentümer erklärt sich damit einverstanden, dass der Nutzer die im Vertrag enthaltenen personenbezogenen Daten entsprechend verarbeitet. Ergänzend wird auf **Anlage 8**. verwiesen.

9. Schlussbestimmungen

- 9.1. Mündliche Nebenabreden wurden nicht getroffen. Änderungen des Vertrages bedürfen der Schriftform. Dies gilt auch für die Abänderung des Schriftformerfordernisses.
- 9.2. Sollten einzelne Bestimmungen dieses Vertrages unwirksam oder undurchführbar sein oder werden oder sollten sich in diesem Vertrag Lücken befinden, so wird dadurch die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen nicht berührt. Anstelle der unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmung werden die Parteien eine solche wirksame Bestimmung vereinbaren, die dem Sinn und Zweck der unwirksamen Bestimmung bzw. dem, was die Parteien gewollt haben, am nächsten kommt. Die Parteien verpflichten sich außerdem für den Fall, dass die Voraussetzungen für den Ausspruch einer ordentlichen Kündigung gemäß Ziffer 6. des Vertrages gegeben sind, Verhandlungen mit dem Ziel einer Fortführung des Vertrages zu führen.

Unterschriften

Freiberg, 24. März 2023



für den Nutzer, der Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG:



Windenergie Berthelsdorf GmbH & Co. KG
Thomas Küwen

Anlagen

Dieser Vertrag hat folgende Anlagen, die Vertragsbestandteil sind bzw. werden:

- Anlage 1.2.: Vorläufiger Lageplan Windparkgebiet
- Anlage 1.4.: Endgültiger Lageplan inkl. WEA-Standorte und Nebenanlagen
- Anlage 2.1.5.: Protokoll der Inbetriebnahme der WEA
- Anlage 2.2.2.3.: Übersichtsplan Grundstücke im Flächenpool –Berechnung der Nutzungsentgelte
- Anlage 3.3.1.: Einverständniserklärung des Pächters
- Anlage 3.3.2.: Negativerklärung
- Anlage 4.5.: Muster Dienstbarkeitsbewilligung
- Anlage 4.14.: Vollmacht Anforderung Grundbuchauszüge
- Anlage 8.: Datenschutzerklärung

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WEA 7 & WEA 8									
WEA 7	Windpark Weißenborn- Lichtenberg	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	6,8	
WEA 8	Windpark Weißenborn- Lichtenberg	Nordex	N163 6.X		164	163	245,5	6,8	