16.1.1 Standorte der Anlagen

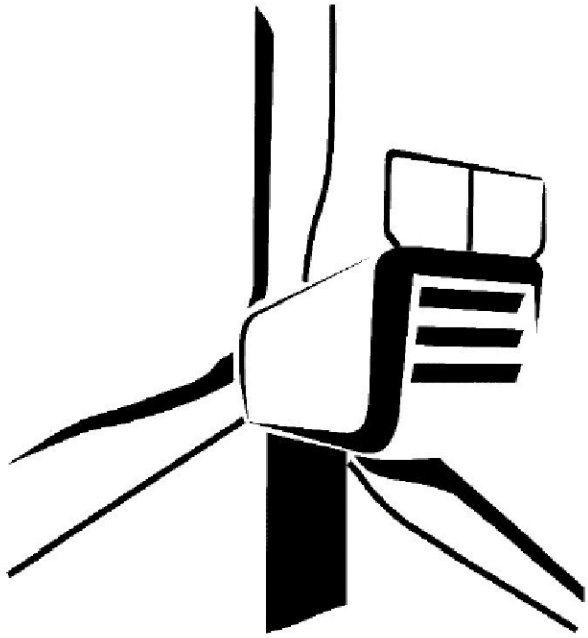
Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk-strecke verläuft durch den Einflussbe-reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes-netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe-einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
WEA 10 NORDEX N149 /5.X Leistung: 5,7 MW Nabenhöhe: 164,0 m Rotordurchmesser: 149,1 m Gesamthöhe: 238,55 m	33370843	6002845	13	1	19.3	54	9	26.7	Glashagen	1	151	☐	

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16_1_3_1_Blitzschutz.pdf
- 16_1_3_2_Erdungsanlage.pdf
- 16_1_3_3_Eiserkennung.pdf

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **E0003950753** Rev.: **11**
BLITZSCHUTZ UND ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT (EMV) Product series Delta4000		Seite: **1 / 11**



- Übersetzung des Originaldokuments (E0004514791, Revision 07) -

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

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Autor	Prüfer	Freigeber
[redacted]		
24-07-2024	09-08-2024	12-08-2024

© 2024 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.

© 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

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

Inhaltsverzeichnis

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 Blitzschutzzonenkonzept 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 Blitzschutzzonen 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.

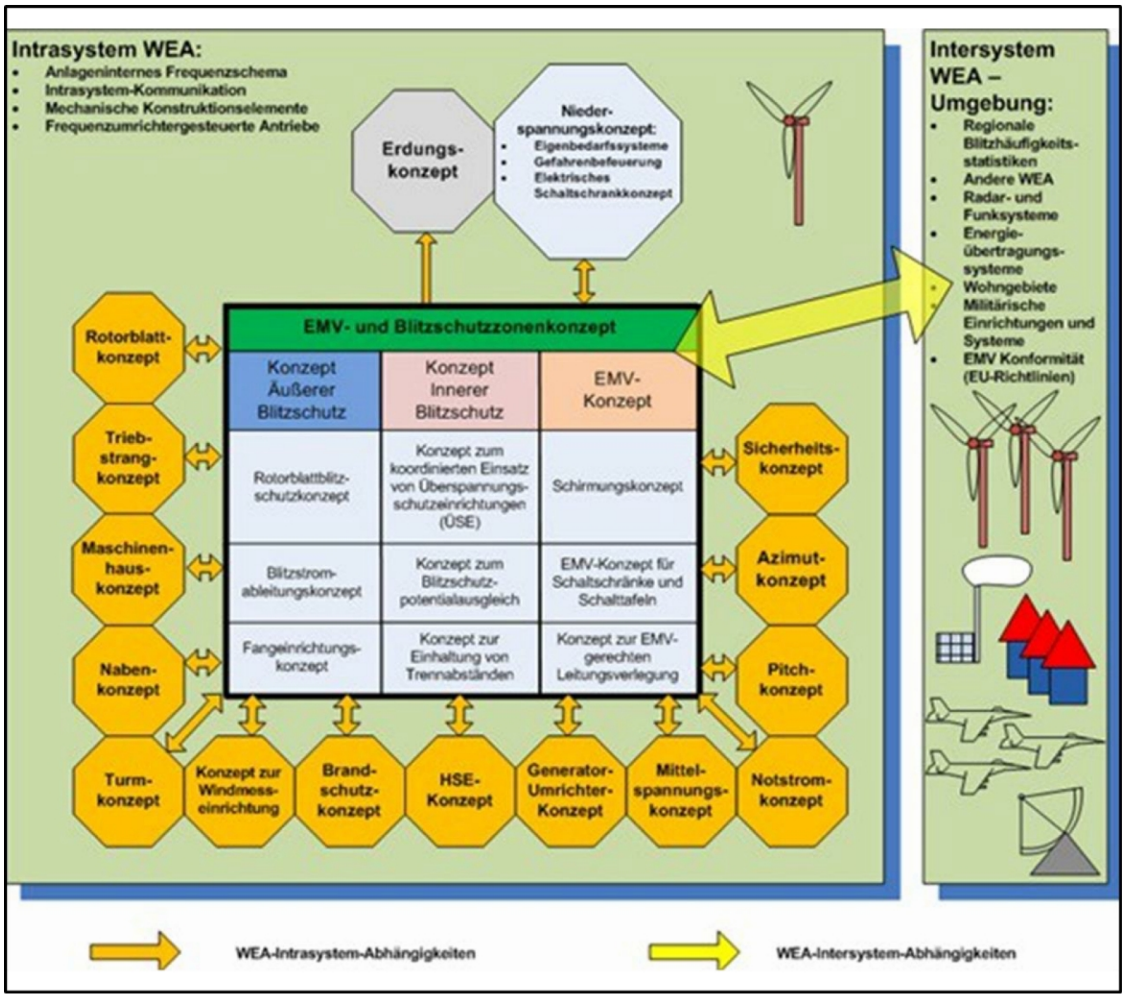


Abb. 1: *Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten*

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.

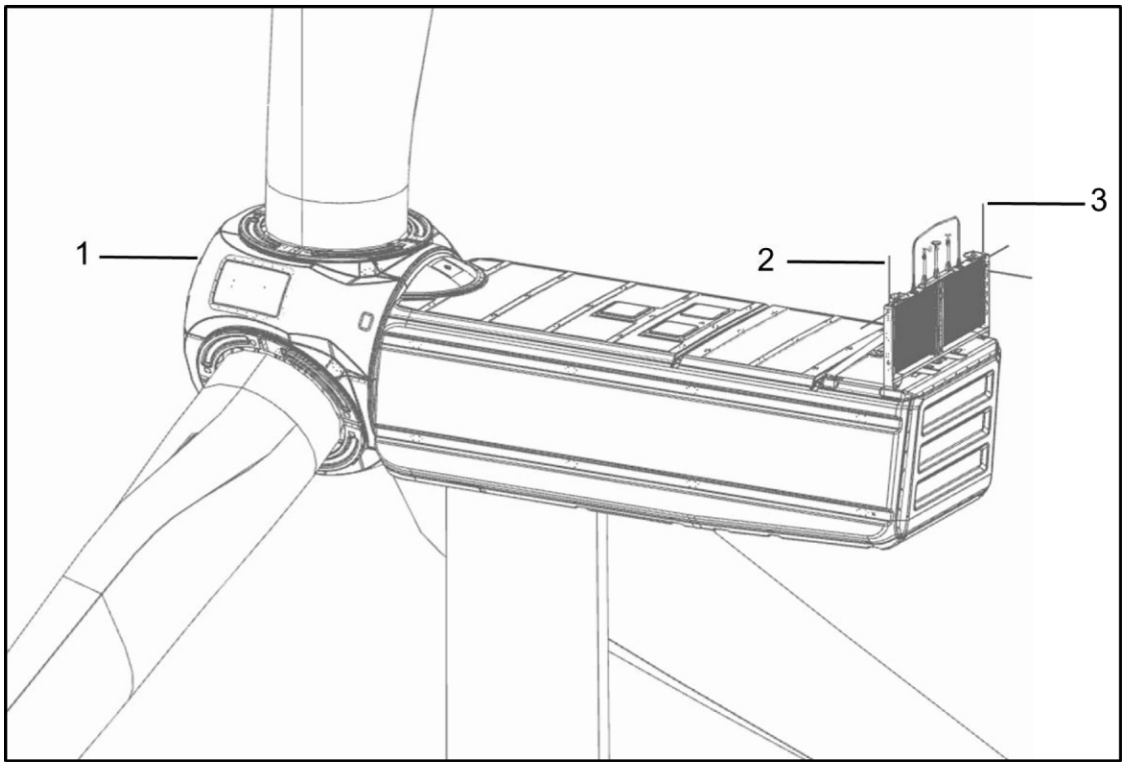


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

1 Fangeinrichtungen Rotornabe

2 Fangstangen Maschinenhaus Wärmeübertrager links

3 Fangstangen Maschinenhaus 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.

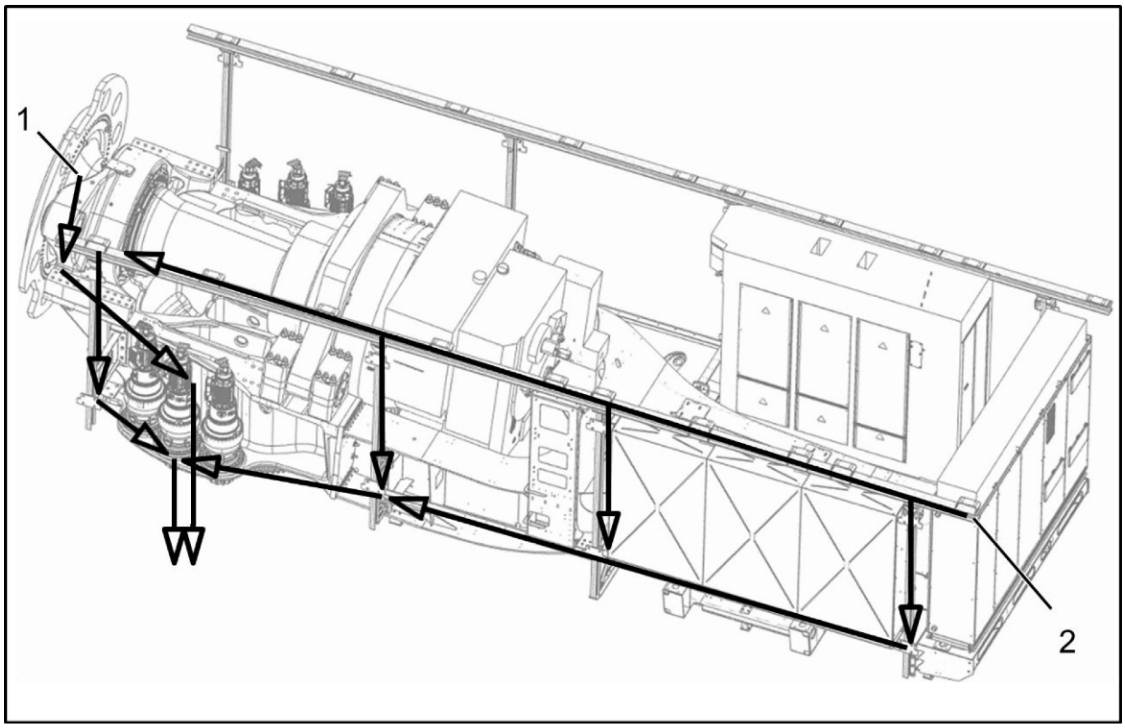


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

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.

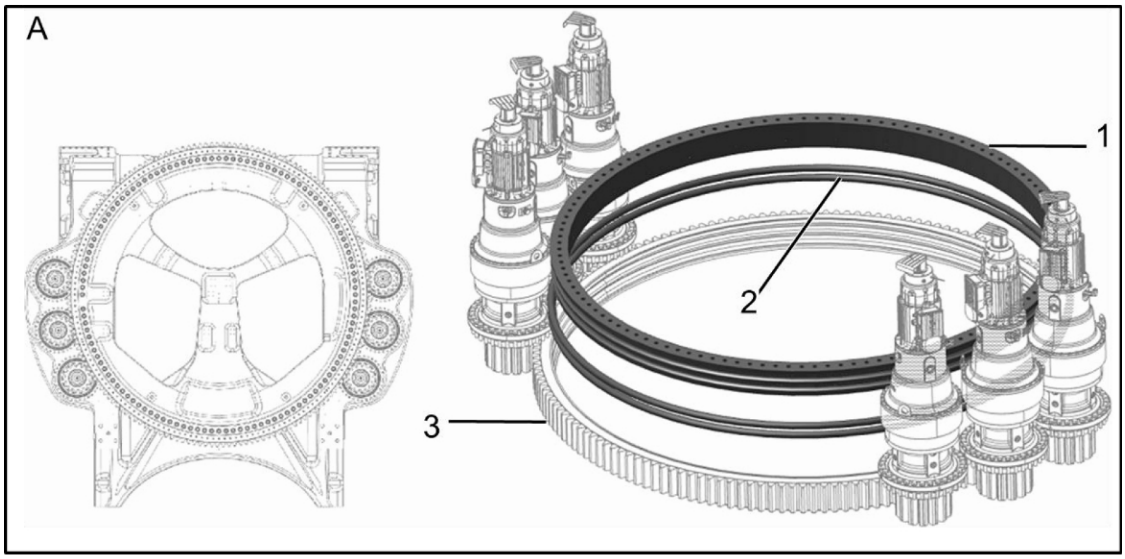


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

1 Azimutdrehverbindung Innenring

2 Wälzlagerkugeln für Azimutdrehverbindung

3 Azimutdrehverbindung Außenring

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

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

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

3 Innerer Blitzschutz und EMV

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

Zonenkonzept

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

Blitzschutzpotentialausgleich

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

Schirmung

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

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

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

Elektromagnetische Verträglichkeit

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

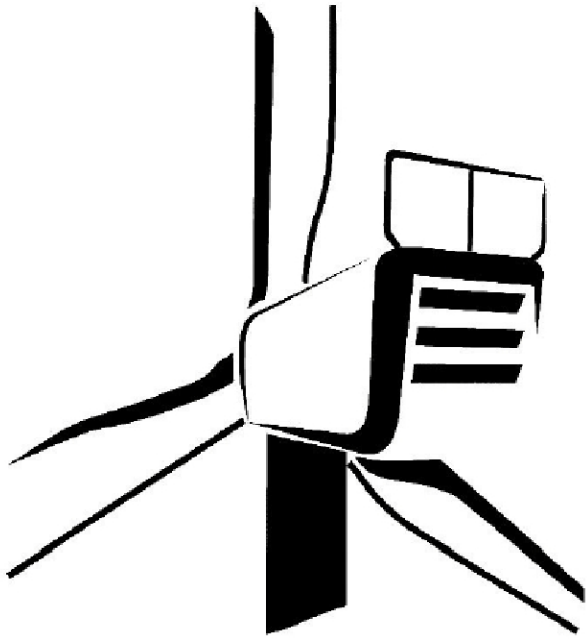
Zur systematischen Betrachtung der EMV wurde eine Beeinflussungsmatrix der elektrischen Systeme aufgestellt, sowie eine Leitungsklassifizierung vorgenommen. Dementsprechend erfolgen die Leitungsverlegung und das Schaltschranklayout.

Störende und störanfällige Komponenten werden soweit wie möglich räumlich voneinander getrennt. Eine Schleifenbildung in den Leitungswegen wird vermieden. Durch Leitungsschirmungen, metallische Kabeltrassen und die Schaltschrankgehäuse selbst wird eine ausreichende Schirmwirkung erreicht.

Zusätzlich kommen ÜSE Typ III für Datenleitungen, die durch EMV-Zonengrenzen verlaufen, zur Anwendung. An Geräten, die empfindlich hinsichtlich der Netzqualität sein können, kommen Netzfilter zum Einsatz.

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

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **NALL01_008521_DE**
		Rev.: **14**
ERDUNGSANLAGE DER WINDENERGIEANLAGE Produktreihe K08 Gamma, K08 Delta, Delta4000		Seite**: 1 / 9**



- Übersetzung des Originaldokuments (NALL01_008521_EN, Revision 14) -

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

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Autor	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
01-08-2024	22-08-2024	23-08-2024

© 2024 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.

© 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

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

Inhaltsverzeichnis

1	**Grundlagen**	**5**
1.1	Verwendungszweck	5
1.2	Allgemeines	5
2	**Aufbau/Funktionalität**	**6**
2.1	Stahlrohrtürme	6
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 Stahlrohrtürme

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.

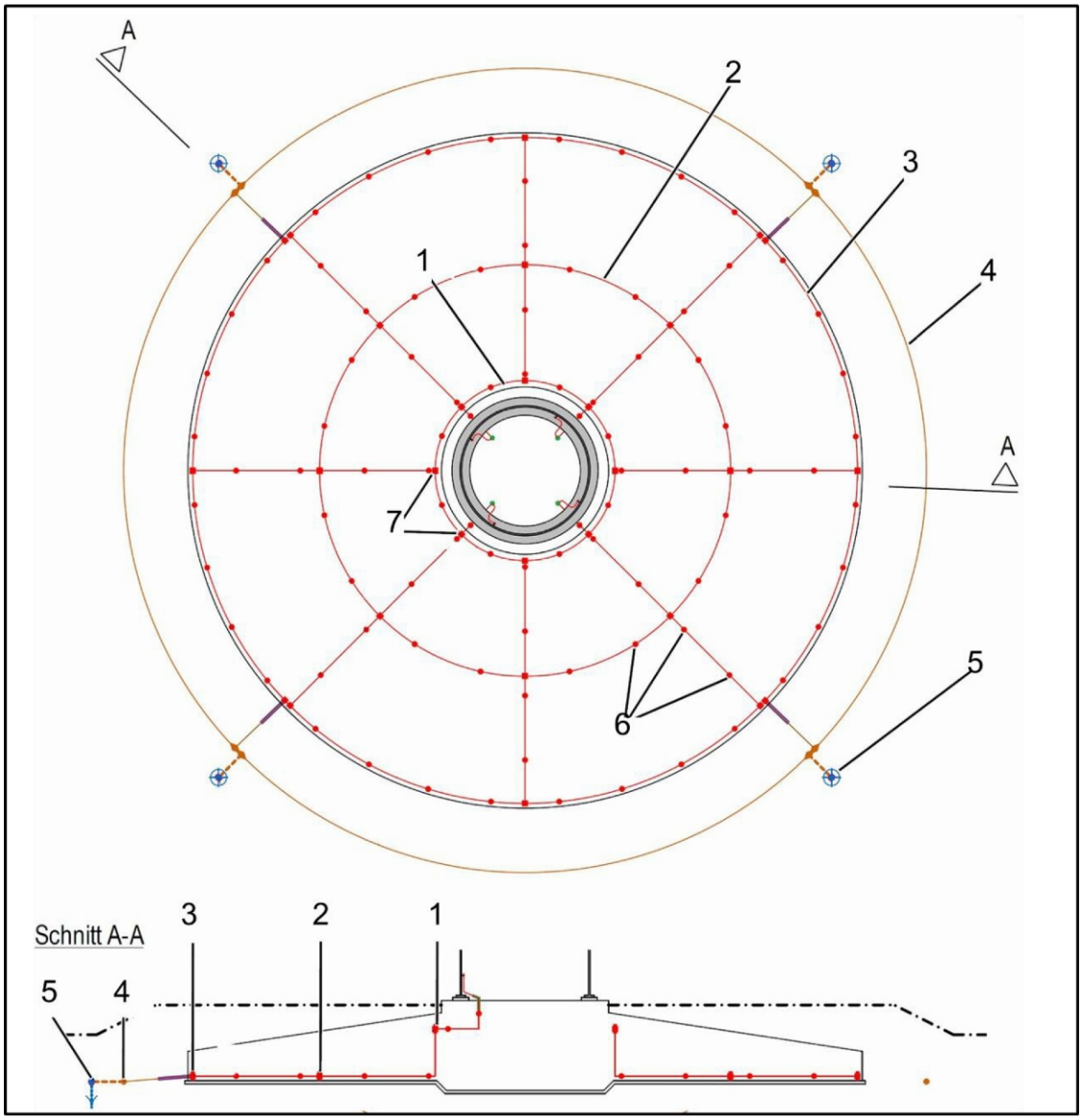


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

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

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.

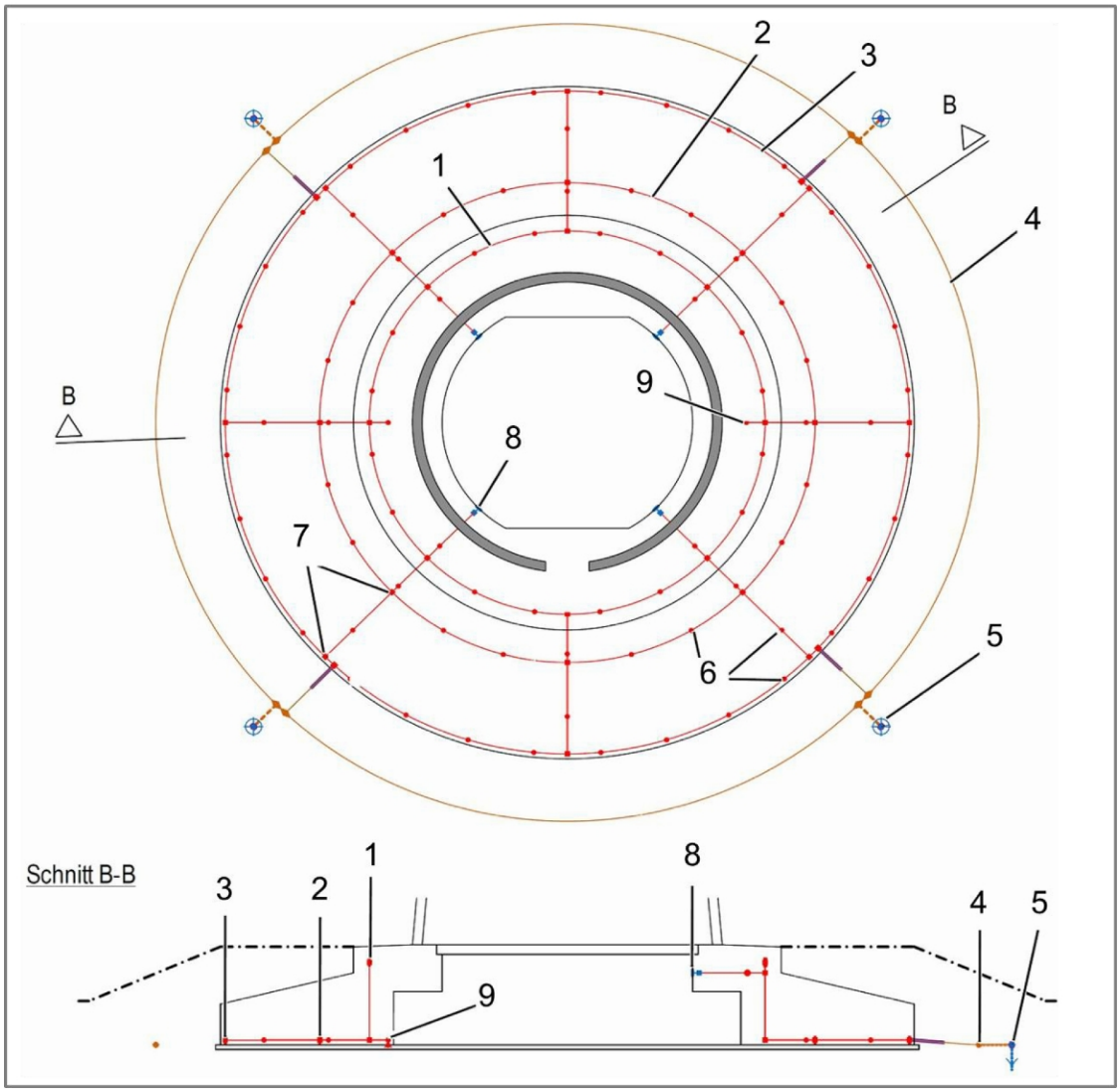
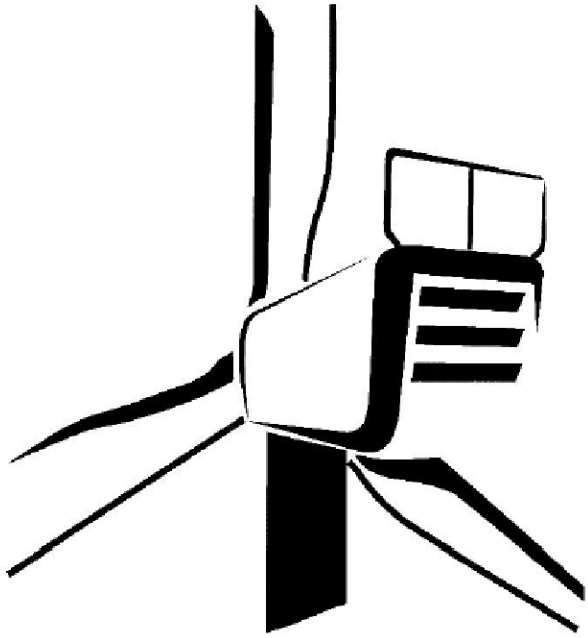


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

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



- 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	Prüfer	Freigeber
[redacted]		
12-01-2024	11-03-2024	11-03-2024

© 2024 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.

© 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

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 5

2 Systembeschreibung 6

2.1 Erkennungsfunktionen 6

2.2 Auswirkungen des erfassten Eisansatzes 7

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.

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.

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.

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16_1_4_Turbulenzgutachten.pdf

Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen

nach DIBt 2012 für den Windpark Papenhagen West III

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2025-295

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-21268-01-00

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

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den

Windpark Papenhagen West III

Bericht-Nr.:	I17-SE-2025-295
Auftraggeber:	WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH Am Strom 1 - 4 D-18119 Rostock OT Seebad Warnemünde
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:	30. April 2025

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	Verfasst
0 - Entwurf	29.04.2025	Entwurfsbericht zur Lastrechnung	[redacted]
0	30.04.2025	Bericht mit vorläufigen Betriebsbeschränkungen	

Verfasst:

[redacted]

Husum, 30.04.2025

Geprüft:

[redacted]

Husum, 30.04.2025

Freigegeben:

[redacted]

Husum, 30.04.2025

[redacted]

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 ... 28
3.5 Höhenexponent α ... 28
3.6 Luftdichte ρ ... 29
3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext} ... 30
4 Zusammenfassung ... 31
4.1 Neu geplante WEA ... 31
4.2 Bestehende WEA ... 32
4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten ... 32
4.2.2 Zusammenfassung ... 32
5 Standortbesichtigung ... 33
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis ... 34
Literaturverzeichnis ... 36
Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort ... 38

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 1/4 [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 Turbulenzintensität19
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 W13 27
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14 27
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W15 27
Tabelle 3.13 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA 28
Tabelle 3.14 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA 28
Tabelle 3.15: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA 29
Tabelle 3.16: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ 30
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA 31
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA 32
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/3 [22.1] 38

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 +/- 8°, 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/m³ oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m³ oder dem in der Typenprüfung angegeben Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

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 Lastvergleichs 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 Wahrscheinlichkeits-dichtefunktion 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 Wahrscheinlichkeitsdichte-funktionen 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 Windgeschwindigkeits-bereich 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.

Werden in unserem Gutachten Angaben zur Fundamenterhöhung gemacht, so beschreibt diese ausschließlich die relative Höhenabweichung zum Gelände und nicht der Geländehöhe selbst. Änderungen der für die Berechnung relevanten Windbedingungen über Grund ergeben sich lediglich bei einer Änderung der Fundamenterhöhung und nicht bei der Geländehöhe. Bei einer Abweichung der Fundamenterhöhung von maximal ± 2 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 einer WEA des Typs Nordex N149/5700 auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Papenhagen West in Mecklenburg-Vorpommern.

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

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand *s* einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.42, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser *D*. Dies betrifft die WEA W1 und W15.

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*[1] [m]	*D* [m]	Betriebsmodus	*FEH*[2] [m]	P_N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	$m_{max,TP}$ [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	*X* [m]	*Y* [m]												
W1	WEA 10	Neu	Ja	Nein	-	370843	6002845	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W2	B1	Bestand	Nein	-	-	372301	6002465	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W3	B2	Bestand	Ja	Nein	-	371792	6002537	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W4	B3	Bestand	Ja	Nein	-	371854	6002278	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W5	B4	Bestand	Nein	-	-	372544	6002285	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W6	B5	Bestand	Nein	-	-	372350	6002066	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W7	B6	Bestand	Nein	-	-	372835	6002453	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	113.0	Mode 1	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 1/3
W8	B7	Bestand	Ja	Nein	-	370199	6002962	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	152.0	mode 5600-102	0.0	5600	2012	A	20	10	WV 1/4
W9	B8	Bestand	Nein	-	-	368648	6003224	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W10	B9	Bestand	Nein	-	-	369054	6002940	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W11	B10	Bestand	Ja	Nein	-	369540	6002775	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W12	B11	Bestand	Ja	Nein	-	370069	6002670	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W13	B12	Bestand	Ja	Nein	-	370502	6002994	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W14	B13	Bestand	Ja	Nein	-	370585	6002535	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W15	B14	Bestand	Ja	Nein	-	371192	6002753	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4
W16	B15	Bestand	Ja	Nein	-	371250	6002356	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14	WV 1/4
W17	B16	Bestand	Nein	-	-	372978	6002019	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14	WV 1/4
W18	B17	Bestand	Nein	-	-	372626	6001705	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14	WV 1/4
W19	B18	Bestand	Ja	Nein	-	370604	6002103	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/4

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/m³]	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	Quelle
W1	DIBt 2012	S	S	7.5	2.40	42.0	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.1, 24.2]

[1] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3*

[2] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 4*



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 1/4 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v_{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h_{WV} [m]				
371250	6002356	164.0				
Sektor | Windrichtung [°]						
N | 0			6.8	2.05	3.9	---
NNO | 30			7.3	2.01	4.0	---
ONO | 60			7.6	2.64	6.3	---
O | 90			7.9	2.54	8.8	---
OSO | 120			7.9	2.40	8.0	---
SSO | 150			7.8	2.57	5.8	---
S | 180			8.7	2.54	7.1	---
SSW | 210			9.0	2.26	10.6	---
WSW | 240			9.8	2.37	15.9	---
W | 270			9.7	2.09	15.5	---
WNW | 300			8.5	1.97	9.4	---
NNW | 330			6.9	2.16	4.7	---
Gesamt			**8.6**	**2.17**	**100.0**	**7.6**

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	7.60	7.50	2.17	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 Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich v_{m50} mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich v_{m50} nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen $v_{m50, TP}$ der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ_{TP}	GK_{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ_{NH}	GK_{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	S	S	42.00	3	II	43.02	34.21	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]				
	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	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 Referenzturbulenzintensität 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: W1	*NH*: 164.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	**0**	0.125
NNO	**30**	0.120
ONO	**60**	0.112
O	**90**	0.120
OSO	**120**	0.113
SSO	**150**	0.117
S	**180**	0.117
SSW	**210**	0.117
WSW	**240**	0.117
W	**270**	0.122
WNW	**300**	0.126
NNW	**330**	0.129

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 glasfaser-verstärkte 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 Umgebungs-turbulenzintensität σ_o 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 Nabenhöhenunterschied 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 sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorielle 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 sektoriellen 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}	W3[A]	W4[A]	W8[A]	W12[S]	W16[C]	W19[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A	Referenz Klasse C
3	0.328	0.344	0.313	***0.399***	0.303	0.296	0.332	0.419	0.314
4	0.319	0.335	0.300	***0.310***	***0.274***	0.262	0.282	0.344	0.258
5	***0.319***	***0.330***	***0.306***	***0.275***	***0.265***	0.252	0.253	0.299	0.224
6	***0.298***	***0.303***	***0.296***	***0.252***	***0.251***	***0.237***	0.233	0.269	0.202
7	***0.280***	***0.281***	***0.279***	***0.234***	***0.233***	***0.220***	0.219	0.248	0.186
8	***0.262***	***0.260***	***0.263***	***0.218***	***0.217***	0.205	0.208	0.232	0.174
9	***0.231***	***0.226***	***0.238***	***0.205***	***0.197***	0.186	0.200	0.220	0.165
10	0.208	0.202	***0.221***	0.193	***0.183***	0.173	0.193	0.210	0.157
11	0.183	0.176	***0.206***	0.181	***0.171***	0.162	0.188	0.201	0.151
12	0.165	0.158	0.189	0.167	***0.158***	0.150	0.183	0.195	0.146
13	0.153	0.148	0.172	0.154	***0.147***	0.139	0.179	0.189	0.142
14	0.145	0.140	0.158	0.143	0.138	0.131	0.176	0.184	0.138
15	0.138	0.134	0.147	0.135	0.131	0.125	0.173	0.180	0.135
16	0.133	0.130	0.137	0.129	0.126	0.121	0.171	0.176	0.132
17	0.128	0.126	0.130	0.124	0.122	0.118	0.169	0.173	0.130
18	0.125	0.123	0.125	0.121	0.119	0.115	0.167	0.170	0.127
19	0.123	0.121	0.121	0.118	0.117	0.113	0.165	0.167	0.125
20	0.120	0.119	0.118	0.116	0.115	0.111	0.163	0.165	0.124
21	0.118	0.117	0.115	0.114	0.113	0.110	0.162	0.163	0.122
22	0.116	0.115	0.113	0.113	0.111	0.109	0.161	0.161	0.121
23	-	-	0.111	0.111	0.110	0.108	0.159	0.159	0.119
24	-	-	0.109	0.109	0.108	0.107	0.158	0.157	0.118
25	-	-	0.108	0.108	0.107	0.106	0.157	0.156	0.117

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

v_{hub}	W1[S]	W3[A]	W4[A]	W8[A]	W11[S]	W12[S]	W13[S]	W14[S]	W15[S]	W16[C]	W19[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A	Referenz Klasse C
3	0.318	0.328	0.344	0.313	0.297	***0.399***	***0.428***	0.316	0.316	0.304	0.296	0.332	0.419	0.314
4	***0.297***	0.319	0.335	0.300	0.258	***0.310***	***0.334***	0.278	***0.294***	***0.274***	0.262	0.282	0.344	0.258
5	***0.296***	***0.319***	***0.330***	***0.306***	0.244	***0.276***	***0.301***	***0.268***	***0.293***	***0.266***	0.252	0.253	0.299	0.224
6	***0.283***	***0.298***	***0.303***	***0.296***	0.230	***0.252***	***0.279***	***0.253***	***0.280***	***0.251***	***0.237***	0.233	0.269	0.202
7	***0.266***	***0.280***	***0.281***	***0.279***	0.214	***0.234***	***0.261***	***0.236***	***0.262***	***0.233***	***0.220***	0.219	0.248	0.186
8	***0.250***	***0.262***	***0.260***	***0.263***	0.201	***0.218***	***0.245***	***0.222***	***0.247***	***0.218***	0.205	0.208	0.232	0.174
9	***0.228***	***0.231***	***0.226***	***0.238***	0.185	***0.205***	***0.232***	***0.202***	***0.225***	***0.197***	0.186	0.200	0.220	0.165
10	***0.213***	0.208	0.202	***0.221***	0.175	0.193	***0.220***	0.189	***0.212***	***0.184***	0.173	0.193	0.210	0.157
11	***0.200***	0.183	0.176	***0.206***	0.165	0.181	***0.208***	0.177	***0.199***	***0.171***	0.162	0.188	0.201	0.151
12	***0.186***	0.165	0.158	0.189	0.156	0.167	***0.193***	0.165	***0.185***	***0.159***	0.150	0.183	0.195	0.146
13	0.172	0.153	0.148	0.172	0.147	0.154	0.178	0.153	0.172	***0.147***	0.140	0.179	0.189	0.142
14	0.160	0.145	0.140	0.159	0.139	0.143	0.165	0.144	0.160	***0.139***	0.131	0.176	0.184	0.138
15	0.150	0.138	0.134	0.147	0.133	0.135	0.154	0.136	0.150	0.132	0.125	0.173	0.180	0.135
16	0.142	0.133	0.130	0.137	0.128	0.129	0.146	0.130	0.142	0.127	0.121	0.171	0.176	0.132
17	0.135	0.128	0.126	0.130	0.124	0.124	0.139	0.125	0.136	0.123	0.118	0.169	0.173	0.130
18	0.130	0.125	0.123	0.125	0.121	0.121	0.134	0.121	0.131	0.119	0.115	0.167	0.170	0.127
19	0.126	0.123	0.121	0.121	0.118	0.118	0.129	0.118	0.127	0.117	0.113	0.165	0.167	0.125
20	0.123	0.120	0.119	0.118	0.116	0.116	0.125	0.116	0.124	0.115	0.111	0.163	0.165	0.124
21	0.121	0.118	0.117	0.115	0.114	0.114	0.122	0.114	0.121	0.113	0.110	0.162	0.163	0.122
22	0.118	0.116	0.115	0.113	0.113	0.113	0.119	0.113	0.119	0.112	0.109	0.161	0.161	0.121
23	0.116	-	-	0.111	0.111	0.111	0.117	0.111	0.117	0.110	0.108	0.159	0.159	0.119
24	0.113	-	-	0.109	0.110	0.109	0.115	0.109	0.114	0.109	0.107	0.158	0.157	0.118
25	0.111	-	-	0.108	0.108	0.108	0.113	0.108	0.112	0.107	0.106	0.157	0.156	0.117

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 der neu geplanten WEA W1 und den Bestands-WEA W13 – W15 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 [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	0	359	11.5	17.5	Abschaltung
W1	267	321	3.5	12.5	Abschaltung
W1	194	246	4.5	11.5	Abschaltung
W1	77	133	4.5	10.5	Abschaltung

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	87	141	4.5	9.5	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	14	66	v_{in}	14.5	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W15

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	257	313	v_{in}	v_{out}	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 3.13 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.13 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	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. Bei einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller kann ein alternativer, konservativ abdeckender Höhenexponenten zu Grunde gelegt werden.

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

Die folgende Tabelle 3.14 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.14 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.15

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.15 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.15: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m³]
W1	1.230

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

Tabelle 3.16: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1
3	0.349
4	0.329
5	0.328
6	0.315
7	0.295
8	0.278
9	0.253
10	0.237
11	0.222
12	0.206
13	0.190
14	0.176
15	0.165
16	0.155
17	0.148
18	0.142
19	0.137
20	0.133
21	0.130
22	0.128
23	0.125
24	0.122
25	0.119

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

i. W1 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweist (siehe Abschnitt 3.2.1),

ii. W1 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,\,TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und

iii. W1 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 durch das vorliegende Gutachten unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 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	N149/5700	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 W11 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W3, W4, W8, W12, W16 und W19 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W3, W4, W8, W12, W16 und W19hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W13 – W15 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W13 – W15 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 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
W3	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	0.0	Ja
W4	Siemens	SWT-3.2-113	127.5	0.0	Ja
W8	eno energy	eno 152-5.6 MW	165.0	0.0	Ja
W11	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja
W12	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja
W13	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W14	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W15	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W16	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W19	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja

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 18.04.2024 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 Standort-dokumentation 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/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

[1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*

[1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen" des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*

[2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[4] *International Electrotechnical Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*

[5] *International Electrotechnical Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Windturbines – 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] *WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH; E-Mail mit dem Betreff: "Papenhagen West III - WEA 10 / Eintaktung Standsicherheit + Schall + Schatten für Antragstellung nach §6 Wind BG" vom 25.03.2025; Datei: 250319_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_Papenhagen West III.xlsx; Grunddaten – Layout;*

[22.1] *WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH; E-Mail mit dem Betreff: "Papenhagen West III - WEA 10 / Eintaktung Standsicherheit + Schall + Schatten für Antragstellung nach §6 Wind BG" vom 25.03.2025; Datei: 250319_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_Papenhagen West III.xlsx; Grunddaten – Wind;*

[22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Papenhagen West; Berichts-Nr.: 25-0312-7250-769-Rev.00-EX-AR; 09.04.2025;*

[23] *WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Papenhagen West; Bericht-Nr.: I17-SV-2024-150; 19.04.2024;*

[24.1] *Nordex Energy SE & Co. KG; Design Information for Wind & Site Assessment N149/5.7 Delta 50Hz NCV TCS164B-01 (N21) DIBt S; 13.08.2021;*

[24.2] *Nordex Energy GmbH; Design Parameters (rotor diameter / hub height) Nordex WTG; Document no.: SEE_EUall_659 Revision 00; 18.05.2020;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

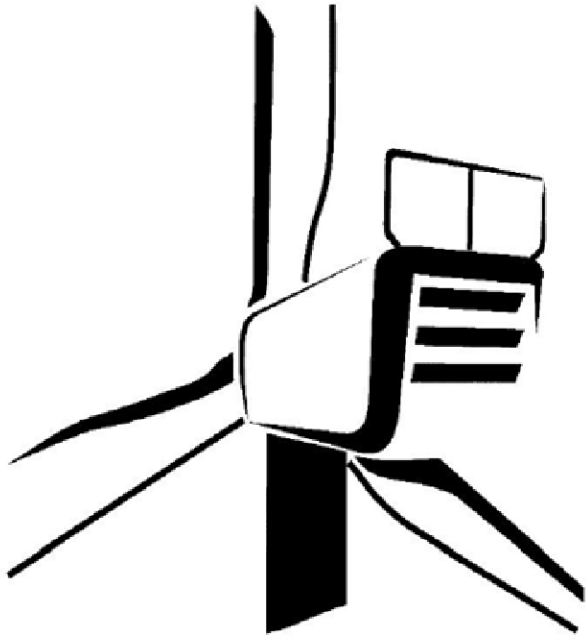
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/3 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v_{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h_{WV} [m]				
371250	6002356	150.0				
Sektor | Windrichtung [°]						
N | 0			6.6	2.06	3.9	---
NNO | 30			7.1	2.03	4.0	---
ONO | 60			7.4	2.65	6.3	---
O | 90			7.7	2.56	8.8	---
OSO | 120			7.7	2.42	8.0	---
SSO | 150			7.6	2.59	5.8	---
S | 180			8.5	2.55	7.1	---
SSW | 210			8.7	2.28	10.6	---
WSW | 240			9.5	2.39	15.9	---
W | 270			9.4	2.11	15.5	---
WNW | 300			8.3	1.98	9.4	---
NNW | 330			6.7	2.17	4.7	---
Gesamt			**8.3**	**2.18**	**100.0**	**7.4**

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16_1_5_1_Wartungsanleitung.pdf
- 16_1_5_2_Getriebeölwechsel.pdf



- 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

Bearbeiter	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
19-04-2024	22-04-2024	22-04-2024

© 2024 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.

© 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	[redacted]

Kapitel	Änderung
-	• 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
Kursiver Text	Kennzeichnung von: • 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

Tabellerische Übersicht über die Wartungen

Betriebs-zeit	Wartungs-typ	Erweiterter Wartungs-umfang	Betriebs-zeit	Wartungs-typ	Erweiterter Wartungs-umfang
500 bis 1500 h	Erst-wartung	–	18 Jahre	Jahres-wartung	X3
1 Jahr	Jahres-wartung	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

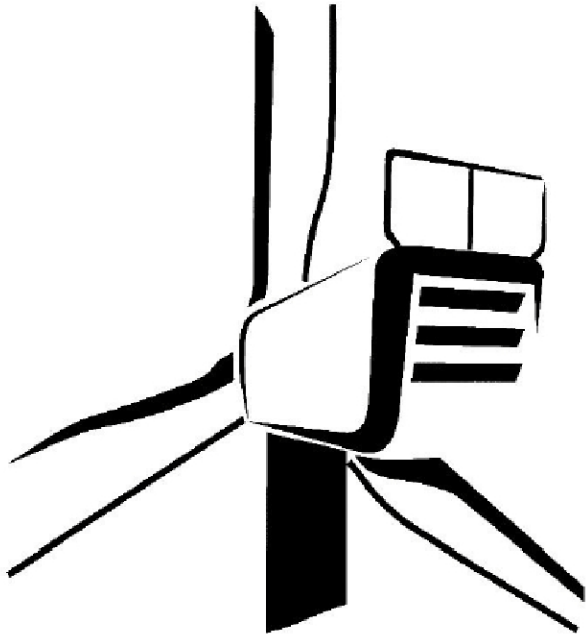
Ausrüstung	Maßnahme	Prüffrist*
Löschmittelbehälter	Sichtprüfung auf Schwund	1 Jahr
Steigschutzsystem im Maschinenhaus	Prüfung	1 Jahr

* 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

© 2023 Nordex Energy SE & CO. KG

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **NALL01_008534_DE**
		Rev.: **10**
GETRIEBEÖLWECHSEL AN NORDEX-WINDENERGIEANLAGEN Produktreihe K08 Gamma, K08 Delta, Delta4000		Seite**: 1 / 6**



- Übersetzung des Originaldokuments (NALL01_008534_EN, Revision 10) -
Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen. Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Autor	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
24-07-2024	09-08-2024	12-08-2024

© 2024 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.

© 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

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

Inhaltsverzeichnis

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

1 Allgemeines

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

2 Vorgehensweise

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

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

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

3 Komponentenaufbau

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

- Feinfiltration des Frischöls auf 10 µm.

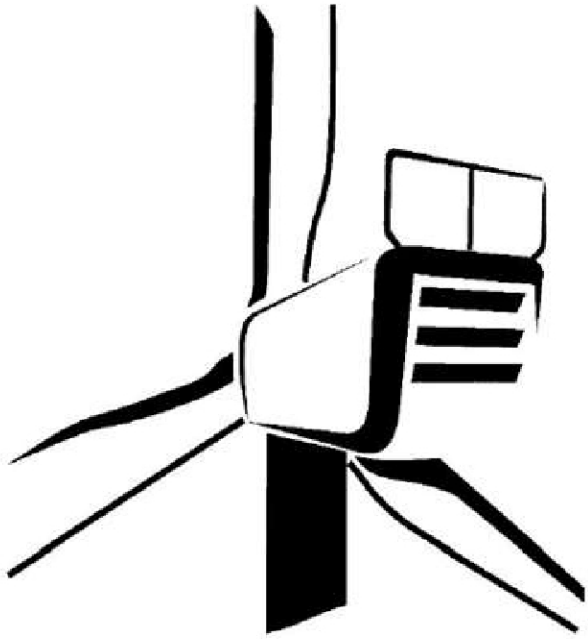
4 Besondere Leistungen und Vorteile

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

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 16_1_6_1_Technische Beschreibung Befahranlage.pdf
- 16_1_6_2_Transport_Zuwegung.pdf
- 16_1_6_3_Transport_Zuwegung.pdf



- Übersetzung des Originaldokuments (NALL01_022693_EN, Revision 12) -

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

Erstellt	Geprüft	Freigegeben
[redacted]	[redacted]	[redacted]
17-07-2024	22-07-2024	22-07-2024

© 2024 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.

© 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
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

1. Einführung 5
2. Beschreibung der Befahranlage..... 5
2.1 Stahlrohrtürme and Fa. Max Bögl-Türme..... 5
2.2 Betonturm (TC100N, TC120N) und Hybridturm (TC168N)..... 8
3. Technische Daten 9
4. Sicherheitseinrichtungen 9
5. Einbau und Bedienhinweise..... 10
6. Inspektion und Wartung 10
7. Sicherheitsbestimmungen..... 10
8. Vorschriften und Zulassungsgrundlagen 10
9. Lieferumfang..... 10

1. Einführung

Eine Befahranlage in Windenergieanlagen dient der vertikalen Beförderung von Personen und Material im Turm. Durch die Verwendung der Befahranlage wird die Personensicherheit in der Windenergieanlage erhöht und die Wirtschaftlichkeit über die gesamte Lebensdauer verbessert.

Eine Befahranlage kann in jede Nordex-Windenergieanlage installiert werden.

Diese technische Beschreibung erläutert die grundlegenden technischen Eigenschaften von Befahranlagen, die in Nordex-Windenergieanlagen eingesetzt werden können. Da Nordex die Befahranlagen nicht selbst fertigt, sind spezielle Details den Betriebs-, Montage- und Wartungsanleitungen der zugelassenen Hersteller zu entnehmen.

2. Beschreibung der Befahranlage

2.1 Stahlrohrtürme and Fa. Max Bögl-Türme

Die Befahranlage fährt geführt an der Steigleiter durch den Turm bis zur oberen Ausstiegsplattform. Die untere Halteposition befindet sich auf der Zugangsplattform. In der Position liegt der Einstieg in die Kabine ca. 30 cm über der Plattform. Die obere Halteposition befindet sich direkt unter der obersten, öldichten Turmplattform. Diese Plattform befindet sich 5,30 m unterhalb des Maschinenhauses (Turmoberkante). Alle beliebigen Zwischenpositionen und Plattformen können mit der Befahranlage erreicht werden. Die Fahrt der Befahranlage kann mit den Bedienelementen nach Bedarf gesteuert werden.

Der Betrieb der Befahranlage erfolgt mit einer Durchlaufwinde an einem Drahtseil (Tragseil), das an einem Träger im Turmkopf befestigt wird. Die Steigleiter dient zur Führung der Kabine im Turm. Die Leiterführung hat den Vorteil, dass im Notfall Personen aus der Kabine direkt an der Leiter sicher auf- bzw. absteigen können.

Die Kabine ist eine Aluminium- und/oder Stahlkonstruktion bestehend aus Tragrahmen und Verkleidungselementen und ist zum Schutz der Benutzer und gegen Absturz von Materialien allseitig geschlossen.

Die Zugangstür zur Kabine befindet sich auf der linken Seite mit Blickrichtung zur Steigleiter. Die Tür hat die Mindestabmessungen von 200 x 50 cm (Höhe x Breite). Die Kabine verfügt über Sichtfelder, so dass Bauteile außerhalb der Kabine während des Betriebs einsehbar sind.

Die Stromversorgung des Antriebs erfolgt über ein Kabel, welches in der Mitte des Turms angeschlossen und angehängt wird.

Für die Bedienung der Befahranlage bestehen zwei Möglichkeiten:

- Die Befahranlage kann manuell über die Bedienelemente in der Kabine bedient werden.
- Die Befahranlage verfügt über eine Automatikfunktion (Materialfahrt), die von außerhalb der Kabine bedient wird. An den beiden Haltepositionen oben und unten wird durch Endschalter an der Kabine die Automatikfahrt gestoppt.

Alle wesentlichen Steuerelemente sind gut zugänglich.

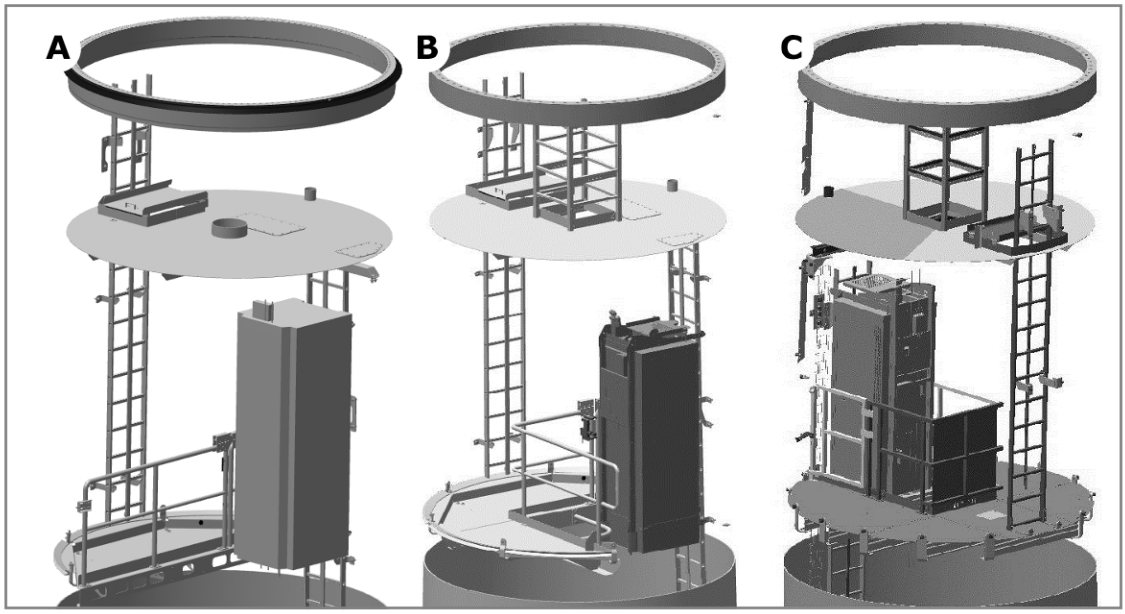


Abb. 1: Plattform Turmbefahranlage

A Turmgeneration 6 neu
B Turmgeneration 6
C Turmgeneration 5

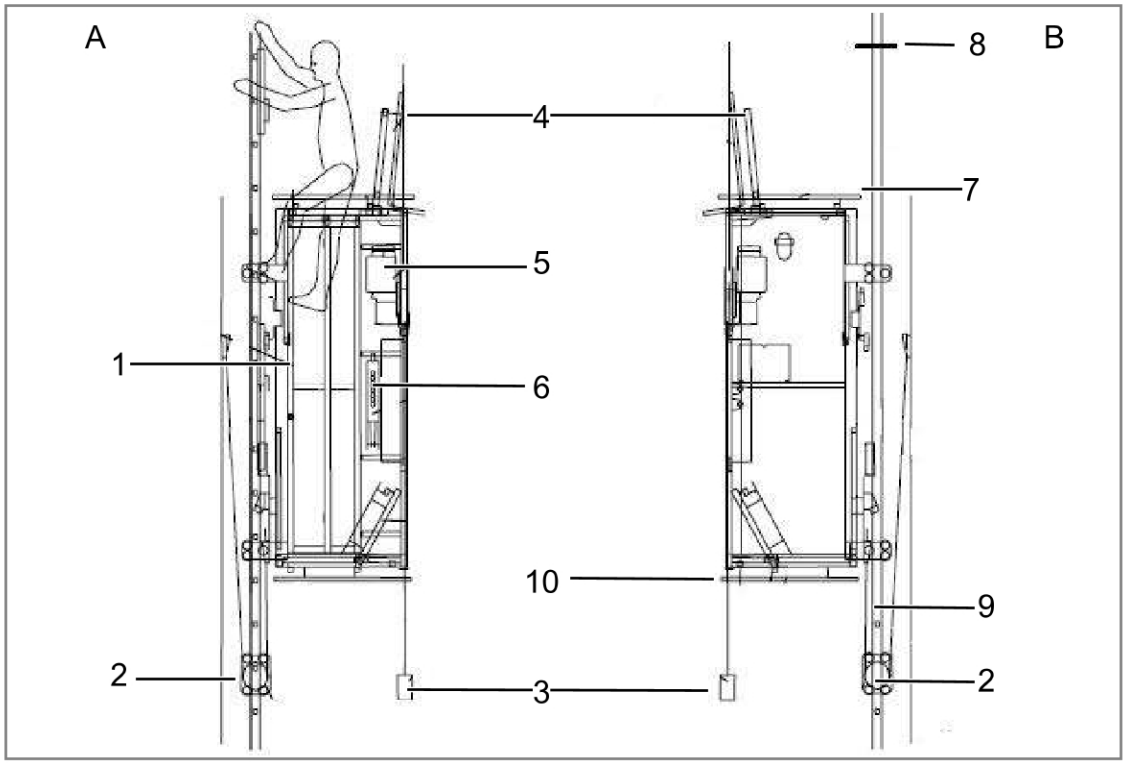


Abb. 2: Beispielhafte Darstellung einer Befahranlage auf der Steigleiter (Quelle: Betriebsanleitung Zarges)

1 Seitliche Einstiegstür
2 Kabelumlenkung
3 Ballastgewichte
4 Deckentaster geklappt
5 Durchlaufseilwinde und Fangvorrichtung
6 Bedienelemente
7 Deckentaster geschlossen
8 Endschalterplatte Betriebsende, Notende
9 Steigleiter
10 Bodentaster mit Klappe

2.2 Betonturm (TC100N, TC120N) und Hybridturm (TC168N)

Bei den o. g. Beton- und Hybridtürmen erfolgt der Zugang vom Aufzug zur Azimutplattform von der Oberseite des Aufzugs, wie in den folgenden Abbildungen dargestellt.



Abb. 3: JASO-Hebebühne für Beton- und Hybridturm (TC100N und TC168N)

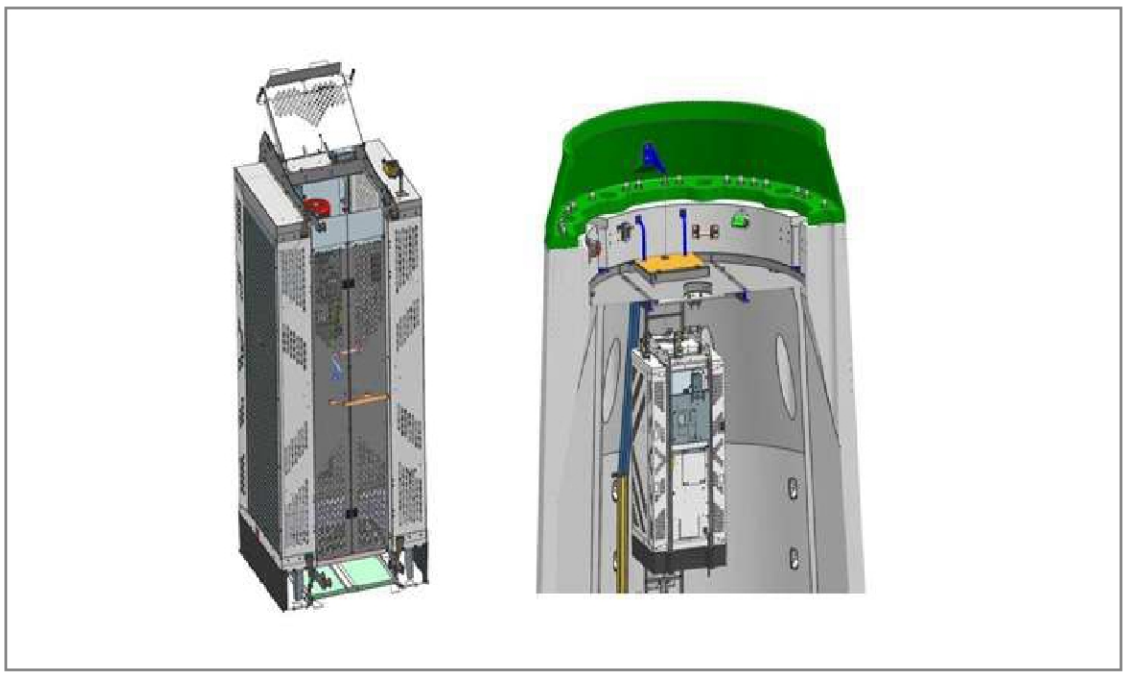


Abb. 4: HAILO Aufzug für Betonturm (TC120N)

3. Technische Daten

Parameter	Werte	
Nutzlast	250 kg	
Anzahl Personen	max. 2 Personen	
Winde	400 V, 50 Hz	USA: 400 V, 60 Hz
Betriebsgeschwindigkeit	18 m/min	USA: 22 m/min
Max. Hubhöhe	160 m	
Schutzart	Mindestens IP 43	
Äußere max. Abmessungen Kabine	1075 x 800 x 2700 mm (Tiefe ab Mitte Steigleiter x Breite x Höhe)	
Lebensdauer	≥20 Jahre Verschleißteile 250 h oder 5 Jahre (außer Trag- und Sicherheitsseil)	
Betriebsbedingungen	Temperaturbereiche: -20°C bis +55°C (Normal Climate Variante) -30°C bis +55°C (Cold Climate Variante, optional) Luftfeuchtigkeit: < 100 % rel. Feuchte	

Tab. 1: Technische Daten einer Befahranlage

4. Sicherheitseinrichtungen

Die Befahranlage ist mit umfangreichen Sicherheitseinrichtungen ausgestattet. Hierzu zählen:

- Bremse
- Not-Aus-Funktion
- Fangvorrichtung
- Überlastabschaltung
- Notablass
- Boden- und Deckentaster
- Endschalter

Die Kabine wird an einem zweiten Seil und der zugehörigen Fangvorrichtung gesichert. Die rechnerische Bruchkraft des Tragseils beträgt mindestens das 10-fache des zulässigen Gesamtgewichts der Kabine. Das Sicherheitsseil hat mindestens die gleiche Tragfähigkeit wie das Tragseil.

Innerhalb der Kabine befinden sich 2 farblich gekennzeichnete Anschlagpunkte zur Sicherung mit der persönlichen Schutzausrüstung.

Es gibt Notausstiegsmöglichkeiten aus der Kabine nach oben und nach unten. Über diese Funktion ist die Steigleiter bei nicht funktionsbereiter Befahranlage sicher zugänglich und weiter nutzbar. Die Kabine ist mit einer Akku gepufferten Not-Leuchte ausgerüstet (minimale Pufferung 2 Stunden).

5. Einbau und Bedienhinweise

Eine Vormontage der Befahranlage nach Herstellerinstruktion erfolgt während der Ausrüstung der Turmsektionen beim Turmlieferanten. Die Fertigstellung der Montage der Befahranlage und ihre Inbetriebnahme erfolgt im Rahmen der Errichtung der Windenergieanlage.

Der Einbau der Befahranlage darf nur durch berechtigtes bzw. geschultes Fachpersonal vorgenommen werden. Der Einbau muss anschließend von entsprechend ausgebildetem Fachpersonal abgenommen werden.

Die Befahranlage darf nur von Personen in Betrieb genommen und benutzt werden, die das 18. Lebensjahr vollendet haben, mit der Bedienungsanweisung vertraut und in die Bedienung der Befahranlage eingewiesen sind. Des Weiteren müssen die Personen für Arbeiten in der Höhe entsprechend ausgebildet sein und es muss ein medizinischer Nachweis der Höhentauglichkeit vorliegen.

6. Inspektion und Wartung

Die Befahranlage ist mindestens einmal im Jahr vom Betreiber zu warten und durch eine befähigte Person auf arbeitssicheren Zustand zu prüfen. Zusätzlich sind die lokalen Vorschriften zum Betreiben der Befahranlage zu beachten.

7. Sicherheitsbestimmungen

Die Befahranlage dient ausschließlich zum Heben von Personen und Material. Weiterhin sind die Sicherheitsbestimmungen des Herstellers der Befahranlage zu beachten.

8. Vorschriften und Zulassungsgrundlagen

Befahranlagen sind ein Hebezeug, das mittels eines Lastträgers zur Personen- und Güterbeförderung zwischen festgelegten, starren Ebenen bestimmt ist.

Die Befahranlage genügt den gültigen Normen und Verordnungen des Landes, in dem sie in den Verkehr gebracht wird, grundsätzlich jedoch der:

- EN 1808
- EG-Maschinenrichtlinie 2006/42/EG

Für die Befahranlage liegen Test- und Inspektionszertifikate, die Werksabnahme sowie notwendige Konformitätserklärungen des jeweiligen Herstellers vor.

9. Lieferumfang

Der Lieferumfang umfasst die Befahranlage wie vorangehend beschrieben.

Die Dokumentation enthält die Montageanleitung, Betriebsanleitung, Wartungsanleitung und Prüfanleitungen.

© 2024 by Nordex Energy SE & Co. KG

Kran- und Transportspezifikation
Region CENTRAL – Deutschland & Österreich

Ergänzung zu DG200853

Gültigkeit für

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X N149/4.X N149/5.X N163/5.X N163/6.X N175/6.X
Delta	Delta3000	N117/3.X N131/3.X

Revisionsstand: 02 / 15.08.2024

Bearbeiter	Prüfer	Überprüft
Tender Management Region CENTRAL	[redacted] Head of Tender Management Region CENTRAL	
	[redacted]	

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.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 11
2 Zuwegung 13
2.1 Überfahrbare Breiten und Wegeaufbau 13
2.1.1 Fahrzeugaufkommen je Windkraftanlage 13
2.1.2 Tragfähigkeit der Zuwegung 14
2.1.3 Wegebau 14
2.2 Kurven 17
2.2.1 Kurvenbeschreibung 18
2.2.2 70° Kurve 19
2.2.3 90° Kurve 20
2.2.4 120° Kurve 21
2.2.5 Kurvenanforderung für Lieferung TCS 164 22
2.2.6 Kurvenanforderung für Lieferung TCS 179 (vorläufig) 22
2.2.7 Kurvenausbau 23
2.3 Wendetrichter 23
2.3.1 Wendetrichter für Rotorblatttransporte 24
2.3.2 Wendetrichter für Turmtransporte 27
2.3.3 Wendetrichter für leere Schwerlasttransporte 28
2.3.4 Wendetrichter für Anlieferung Betonkomponenten 28
2.3.5 Ausbau Wendetrichter 29
2.4 Dauerhafte Zuwegung 29
2.5 Vertikale Radien (Kuppen und Senken) 29
2.5.1 Anlieferung Hauptkomponenten & Errichtung 29
2.5.2 Vertikale Radien – Anlieferung TCS164 30
2.5.3 Vertikale Radien – Anlieferung TCS179 (vorläufig) 30
2.6 Rettungswege 30
2.7 Park- und Ausweichflächen 31
2.7.1 Anforderungen 32
2.7.2 Park- und Ausweichflächen für die Anlieferung von Betonturmsektionen 33
2.8 Steigungen und Gefälle 34
2.8.1 Vorwärtsfahrt 34
2.8.2 Rückwärtsfahrt 34
2.9 Hindernisse 34

2.9.1 Lichtraumprofil für Transporte 35
2.9.2 Lichtraumprofil bei Hochspannungsleitungen 36
3 Temporärer Ausbau 38
4 Standortlayout 39
4.1 Maßnahmen an Anlagenstandorten 39
4.2 Montageflächen 40
4.2.1 Kranstellfläche 40
4.2.2 Auslegermontagefläche 43
4.2.3 Hilfskranstellflächen 45
4.2.4 Nabenvormontagefläche 47
4.3 Lagerflächen 49
4.3.1 Turmlagerfläche 49
4.3.2 Blattlagerfläche 53
4.3.3 Lagerflächen für Maschinenhaus und Triebstrang 56
4.3.4 Lagerfläche für TCS164 - Betonturm 57
4.3.5 Lagerfläche für TCS179 – Betonturm (vorläufig) 58
4.4 Fundament 59
4.4.1 Fundamentanfüllung 59
4.4.2 Baugrube 59
4.4.3 Fundamentzugang für Anlagen bis TCS164 60
4.5 Reibseilabspannung 63
4.5.1 Ausbau 64
4.5.2 Anordnung 64
4.6 BE-Fläche 65
4.6.1 Position der BE-Fläche 65
4.6.2 Aufbau und Abmessungen 66
4.6.3 Aufbau und Abmessungen für Hybridturmerrichtung 67
4.7 Lagerung von Erdaushub 67
5 Qualitätsprüfungen 68
5.1 Zuwegung 68
5.2 Kranstellfläche 68
5.3 Lagerfläche 69
5.4 Fundament 70
5.5 Wartungszeitraum 70

5.6 Dokumentation der Qualitätsprüfungen 70
6 Krananforderungen 71
6.1 Mindestabstände zu Freileitung während des Kranbetriebs 71
7 Anlagen 72

Revisionsänderungen

Rev.	Datum	Bearbeiter	Änderungsgegenstand / Kapitel
01	15/08/2024	KVO	Abbildungen für N175 auf TCS179 – Spiegelung Abb. 14 // Abb. 17 // Abb. 20 // Abb. 22 // Abb. 27 // Abb. 30 // Abb. 33 // Abb. 34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Beispielhafter Aufbau der Zuwegung 16
Abbildung 2 Beispielhafter Aufbau der Zuwegung neben Gräben oder in Hanglagen 17
Abbildung 3 Minimaler Kurvenausbau für eine 70° Kurve 19
Abbildung 4 Minimaler Kurvenausbau für eine 90° Kurve 20
Abbildung 5 Minimaler Kurvenausbau für eine 120° Kurve 21
Abbildung 6 Minimaler Ausbau eines Wendetrichters in Y-Form 25
Abbildung 7 Minimaler Ausbau eines Wendetrichters – vollflächig ausgebaut 26
Abbildung 8 Vertikaler Kuppenradius 30
Abbildung 9 Park- und Ausweichfläche neben der Hauptzuwegung 31
Abbildung 10 Park- und Ausweichflächen integriert in die Hilfskranstellflächen 31
Abbildung 11 Darstellung Lichtraumprofil 35
Abbildung 12 KSF in Vor-Kopf Anordnung und seitlicher Anordnung für alle Stahlturmtypen 41
Abbildung 13 KSF in Vor-Kopf Anordnung und seitlicher Anordnung für TCS164 42
Abbildung 14 KSF in Vor-Kopf Anordnung für TCS179 42
Abbildung 15 Anordnung der Auslegermontagefläche bei Vor-Kopf-Montage bis TCS164 44
Abbildung 16 Anordnung der Auslegermontagefläche bei seitlicher Montage bis TCS164 44
Abbildung 17 Anordnung der Auslegermontagefläche bei Vor-Kopf-Montage für TCS179 (vorläufig) 45
Abbildung 18 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF für Stahltürme 46
Abbildung 19 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF für den TCS164 47
Abbildung 20 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF und den Lagerflächen für den TCS179 (vorläufig) 47
Abbildung 21 Beispielhafte Positionierung einer Nabenvormontagefläche (rot) neben der KSF bis TCS164 48
Abbildung 22 Positionierung einer Nabenvormontagefläche (rot) neben der KSF für TCS179 (vorläufig) 49
Abbildung 23 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der KSF (Variante 1) 51
Abbildung 24 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) als T-Stück (Variante 2) 51

Abbildung 25 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der KSF (Variante 1) 52
Abbildung 26 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der Auslegermontagefläche (Variante 2) 52
Abbildung 27 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der Hauptzuwegung (beispielhaft für eine Anlagenkonfiguration mit Hybridturm oder Stahlturm unter 100 m) 55
Abbildung 28 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der AMF 55
Abbildung 29 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der AMF für die N175 auf TCS179 (vorläufig) 56
Abbildung 30 Positionierung von Maschinenhaus und Triebstrang neben der KSF bis N163/6.x 57
Abbildung 31 Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS164 58
Abbildung 33 Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS179 (vorläufig) 59
Abbildung 34 Alternative Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS179 (vorläufig) 59
Abbildung 35 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Stahltürmen ohne Außenflansch 60
Abbildung 36 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Hybridtürmen vom TCS164 61
Abbildung 37 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Stahltürmen mit Außenflansch 62
Abbildung 38 Schematische Darstellung der Wirkweise einer Reibseilabspannung und Toleranzen für die Anordnung 63
Abbildung 39 Darstellung eines Gestells für die Reibseilabspannung 63
Abbildung 40 Anordnung der Reibseilabspannungen 65
Abbildung 41 Anordnung der BE-Fläche auf der Baustelle 66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Achslasten und Gesamtlasten 14
Tabelle 2 Überfahrbare Breiten 16
Tabelle 3 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 70° Kurve 20
Tabelle 4 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 90° Kurve 21
Tabelle 5 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 120° Kurve 22
Tabelle 6 Längen für Wendetrichter in Y-Form 25
Tabelle 7 Längen für Wendetrichter in vollausgebauter Form 26
Tabelle 8 Anforderungen für Wendetrichter für Leerfahrzeuge 28
Tabelle 9 Anforderungen für Wendetrichter für die Anlieferung von Betonkomponenten für TCS164 28
Tabelle 10 Anforderungen für Wendetrichter für die Anlieferung Betonkomponenten für TCS179 28
Tabelle 11 Anforderungen für permanente Zuwegung 29
Tabelle 12 Vertikale Kuppenradien nach Anlagentypen 30
Tabelle 13 Transport- und Parkflächenlängen der Anlagentypen 32
Tabelle 14 Lichtraumprofil für Standardtransporte 35
Tabelle 15 Lichtraumprofil für Semi-Tieflader 36
Tabelle 16 Lichtraumprofil für Betonsektionen des TCS179 36
Tabelle 17 Mindestabstände zu Freileitungen 37
Tabelle 18 Abmessungen der Kranstellfläche 40
Tabelle 19 Zusätzliche maximale Fundamentanhebungen in Bezug auf die KSF 42
Tabelle 20 Abmessungen der Auslegermontagefläche 43
Tabelle 21 Abmessungen der Nabenvormontagefläche 48
Tabelle 22 Abmessungen der Turmlagerflächen 49
Tabelle 23 Abmessungen der Blattlagerflächen 53
Tabelle 24 Position des Tippgestells für die Lagerung der Rotorblätter 53
Tabelle 25 Position Blattschwerpunktes für die Lagerung der Rotorblätter 54
Tabelle 26 Abstandsradien und Installationshöhen der Reibseilabspannungen gem. Abbildung 37 64

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen	Beschreibung

1 Einleitung

Dieses Dokument ergänzt für die Region CENTRAL das Dokument DG200853 in Bezug auf 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.

In diesem Dokument sind die notwendigen Abweichungen gegenüber dem Dokument DG200853 dargestellt, die in der Region CENTRAL Anwendung finden.
Abweichungen zu DG200853 basieren auf länderspezifischen Anforderungen, welche in DG200853 nicht erfasst werden und betreffen folgende Kapitel:

DG200853	**DG XXXX**
Kapitel 5.1	Kapitel 2.1.2
Kapitel 5.2	Kapitel 2.1.3 / Kapitel 2.2.1
Kapitel 5.3	Kapitel 2.8
Kapitel 5.4	Kapitel 2.5
Kapitel 5.5	Kapitel 2.1.3.4
Kapitel 5.6	Kapitel 2.9
Kapitel 5.8	Kapitel 2.1.3
Kapitel 6	Kapitel 2
Kapitel 7	Kapitel 4 / Kapitel 5
Kapitel 8.1	Kapitel 2.3 / Kapitel 5
Kapitel 8.3	Kapitel 2.7 / Kapitel 5
Kapitel 8.5	Kapitel 2.6 / Kapitel 5
Kapitel 8.6	Kapitel 4.6 / Kapitel 5
Kapitel 8.7	Kapitel 4.6 / Kapitel 5
Kapitel 9	Kapitel 2.2

Zusätzlich beinhaltet dieses Dokument die Grundlagen zur Planung von Wegebau und Kranstellflächen, Lieferung, Lagerung und Installationen im Zuge der Herstellung der Infrastruktur von Windparks für die Anlagenklasse Delta3000.

Grundsätzlich ist bei der Planung und Ausführung zu beachten, dass für die gesamte Projektphase, speziell während der Lieferung, Lagerung und 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 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 Tendermanagement gelten die nachstehend aufgeführten Mindestanforderungen.

Alle in diesem Dokument angegebenen Werte beschreiben den aktuellen Entwicklungsstand der einzelnen Typen von Windenergieanlagen. 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, dass im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex nicht inbegriffen ist. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet.

2 Zuwegung

Im folgenden Kapitel werden die Anforderungen für die interne und externe Zuwegung, welche für die Anlieferung mittels Schwerlasttransporten oder Standardtransporten notwendig ist.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen ist je nach Anlagentyp zu unterschiedlichen Zeitpunkten notwendig:

- Anlagen mit Hybridtürmen – Fertigstellung der internen und externen Zuwegung ca. 3 Wochen vor Start der Anlieferung der Betonkomponenten
- Anlagen mit Stahlturm - Fertigstellung der internen und externen Zuwegung ca. 3 Wochen vor Start der Anlieferung der Betonkomponenten

Genauere Planungsdaten sind dem für das Projekt gültigen Bauzeitenplan zu entnehmen.

2.1 Überfahrbare Breiten und Wegeaufbau

2.1.1 Fahrzeugaufkommen je Windkraftanlage

Je Windkraftanlage ist abhängig von Turmtyp und Turmhöhe mit folgendem Verkehrsaufkommen während der Anlieferung und Errichtung zu rechnen:

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohrtürmen (TS) bestehend aus:
  - ca. 100 Betonfahrzeuge für das Fundament
  - ca. 100 Transporte für sonstige Ausrüstung und Pumpe
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS164) bestehend aus:
  - ca. 100 Betonfahrzeugen für das Fundament
  - ca. 90 pro für die Lieferung der Betonturmsektionen
  - ca. 60 Transporte für Errichtungskran und Hilfskrane
  - ca. 80 Transporte für sonstige Ausrüstung
- bis zu 220 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS179) bestehend aus:
  - ca. 120 Betonfahrzeugen für das Fundament
  - 33 Schwerlasttransporte für die Lieferung der Betonturmsektionen
  - ca. 60 Transporte für Errichtungskran und Hilfskrane
- ca. 80 Transporte für sonstige Ausrüstung
- bis 65 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 x Rotorblätter, 1 x Maschinenhaus, 1 x Rotornabe und 1 x Triebstrang)
- mehrere Standardtransporte für z. B. Schaltschrank, Kleinteile und Errichtungscontainer
- diverse Baufahrzeuge

2.1.2 Tragfähigkeit der Zuwegung

Folgende Tragfähigkeiten müssen auf den Zuwegungen sowohl parkintern als auch parkextern realisiert werden, um die Standardtransporte zu ermöglichen.

	Parkintern	Parkextern
Achslasten für den Komponententransport	max. 12 t / Achse	max. 12 t / Achse
Achslasten für das Umsetzen des Errichtungskranes / Hilfskrane	max. 20 t / Achse	-
Gesamtlast pro Transport	180 t	180 t

Tabelle 1 Achslasten und Gesamtlasten

2.1.3 Wegebau

Die Angaben für den Wegebau gelten für die Anlieferung durch Nordex und im Falle eines Hybridturms auch für die Anlieferung durch deren Lieferanten.
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 2.1.2 beschriebenen Tragfähigkeiten erreicht werden. Hierbei sind insbesondere die standortspezifischen Bodenverhältnisse zu berücksichtigen und die Planung und Bauausführung entsprechend anzupassen.
Für den Wegebau im Windpark sind folgende Kriterien für alle folgenden Ausbauarten einzuhalten:

- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren müssen, sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil (< 0,063 mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7%.
- Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
- Ebene Straßenoberfläche

- 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 auf gleichem Höhenniveau bzw. unter dem Höhenniveau 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.
- Die Zuwegung müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge und Baustellenfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- 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.
- Raupenkrane erfordern eine besondere Auslegung von Transport- und Verfahrwegen, wenn diese im mobilisierten Zustand außerhalb der Kranstellfläche verfahren müssen. Es können Spurbreiten von bis zu 12 m erforderlich sein und deutlich höhere Flächenpressungen notwendig werden. Die ist bereits in der Vertriebsphase mit Nordex abzustimmen und wird durch Nordex nur in Ausnahmefällen freigegeben.
- Nach erfolgter Herstellung der Wege muss die Qualitätsprüfung entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.

2.1.3.1 Standardwegebau

Der hier dargestellte Aufbau hat nur beispielhaften Charakter und entbindet den Auftraggeber nicht von einer projektspezifischen Bemessung und Planung, wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben.

Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten und in Kurvenbereichen (projektspezifisch) sind folgende befahrbare Breiten ausreichend:

	N117 / N131 / N133 /N149 / N163 / N175
Überfahrbare Breite auf gerader Strecke	4,50 m
Überfahrbare Breite im Kurvenbereich (Details in Kapitel 2.2)	7,50 m
Überfahrbare Breite auf gerader Strecke in Rückwärtsfahrt	5,50 m
Überfahrbare Breite auf gerader Strecke in Rückwärtsfahrt im Kurvenbereich	8,50 m
Böschungswinkel neben der Fahrbahn	1:2

Tabelle 2 Überfahrbare Breiten

Diese Standardwerte dürfen nicht unterschritten werden. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten. Des Weiteren gelten die angegebenen Mindestanforderungen.

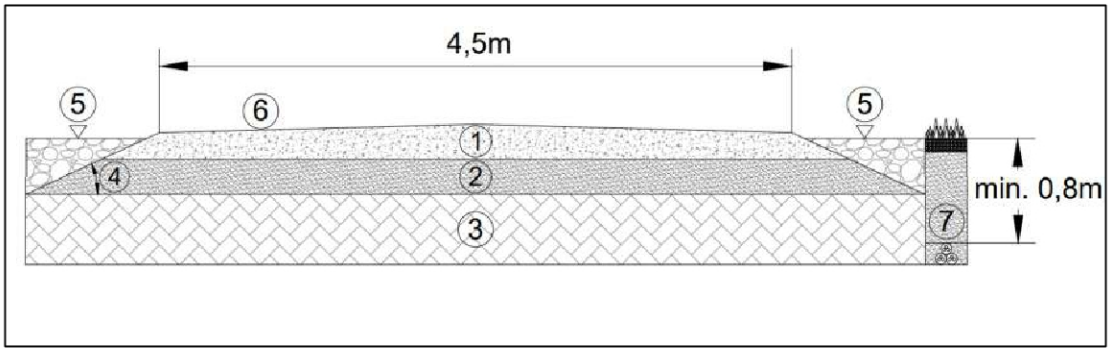


Abbildung 1 Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

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

2.1.3.2 Bestandswege

Asphaltierte oder betonierte Bestandswege (Panzerstraßen, landwirtschaftliche Plattenstraßen o.ä.) mit einer geringeren befahrbaren Breite als unter 2.1.3.1 genannt müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden. Des Weiteren gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Bei landwirtschaftlichen Plattenstraßen ist darauf zu achten, dass auch der Mittelstreifen entsprechend ausgebaut wird, damit die geforderten Achslasten gem. Tabelle 1 aufgenommen werden können.

2.1.3.3 Gräben und Hanglagen

Bei Ausbau der Zuwegung in Hanglage oder an Gräben ist es je nach Böschungswinkel, Böschungstiefe (über 0,5 m) sowie tragfähigem Unterboden erforderlich, einen zusätzlichen Schutzstreifen von min. 2 m zusätzlich zur Fahrbahnbreite auszubauen. Hierzu sind die Vorschriften der BG-Verkehr zu beachten.

Für die Böschungswinkel sind ebenfalls die Vorschriften der BG Bau heranzuziehen.

Die Fahrbahnkante ist in diesem Fall durch Reflektoren kenntlich zu machen. Die Breite des erforderlichen Schutzstreifens ist vorab mit Nordex sowie einem Baugrundgutachter abzustimmen. Des Weiteren gelten die angegebenen Mindestanforderungen gem. Kapitel 2.1.3.1.

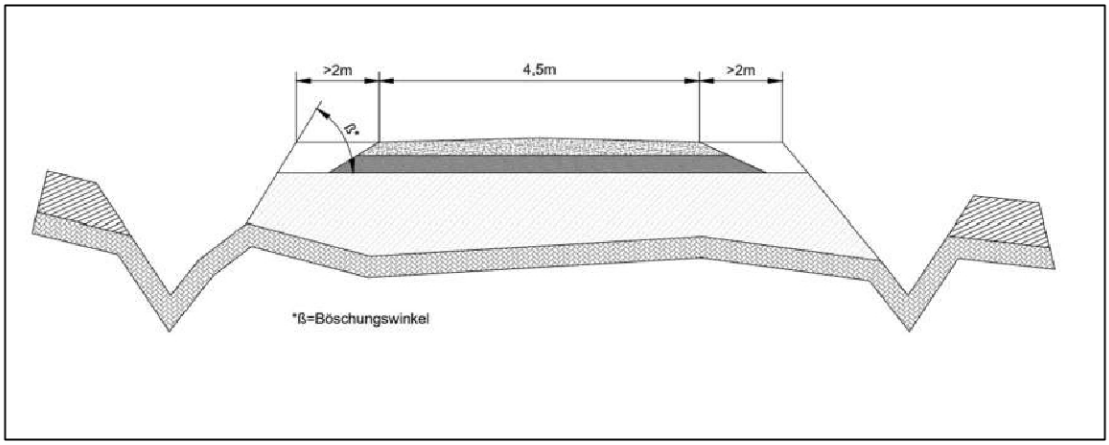


Abbildung 2 Beispielhafter Aufbau der Zuwegung neben Gräben oder in Hanglagen

2.1.3.4 Querneigung

Die Querneigung der Zuwegung darf 2% nicht übersteigen und 0,2% nicht unterschreiten, dies gilt für permanente und temporäre Zuwegungen.

2.2 Kurven

Im Folgenden wird der minimale Platzbedarf der Großkomponententransporte in Kurven dargestellt. Alle dargestellten Kurven gelten sowohl für Rechts- als auch für Linkskurven.

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

2.2.1 Kurvenbeschreibung

Die dargestellten Kurven gelten für den Transport aller Großkomponenten der Nordex mittels Standardtransporttechnik. Abweichungen in der Standardtransporttechnik, die sich projektspezifisch ergeben, können zu geänderten Anforderungen an den Platzbedarf im Kurvenbereich führen, die mit Nordex abzustimmen sind.

Kürzel	Beschreibung
A	Min. Kurvenradius für permanent überfahrbare Breite für Rotorblatttransporte
A1	Permanente überfahrbare Breite für Vorwärtsfahrten
A1`	Permanente überfahrbare Breite für Rückwärtsfahrten
B	Bankett rechts und links neben der überfahrbaren Breite
C	Auslauflänge der Fahrbahnverbreiterung vor Kurvenbeginn und nach Kurvenende
D	Auslauflänge des äußeren ffes nach Kurvenende
E	Auslauflänge des inneren Überschwenkbereiches nach Kurvenende
F	Max. Kurvenradius für den äußeren Überschwenkbereich bei Vorwärtsfahrt
F `	Max. Kurvenradius für den äußeren Überschwenkbereich bei Rückwärtsfahrt
F1	Max. Breite des äußeren Überschwenkbereiches gem. ab äußerem Kurvenradius im Scheitelpunkt der Kurve
G	Max. Kurvenradius für den inneren Überschwenkbereich bei Vorwärts- und Rückwärtsfahrt
G1	Max. Breite des inneren Überschwenkbereiches gem. ab inneren Kurvenradius im Scheitelpunkt der Kurve
H	Min. Kurvenradius für Rotorblatttransporte
H1	Temporäre überfahrbare Breite in Kurvenbereichen
I	Max. Kurvenradius der überfahrbaren Breite für Rotorblatttransporte für Vorwärtsfahrt
I`	Max. Kurvenradius der überfahrbaren Breite für Rotorblatttransporte für Rückwärtsfahrt

2.2.2 70° Kurve

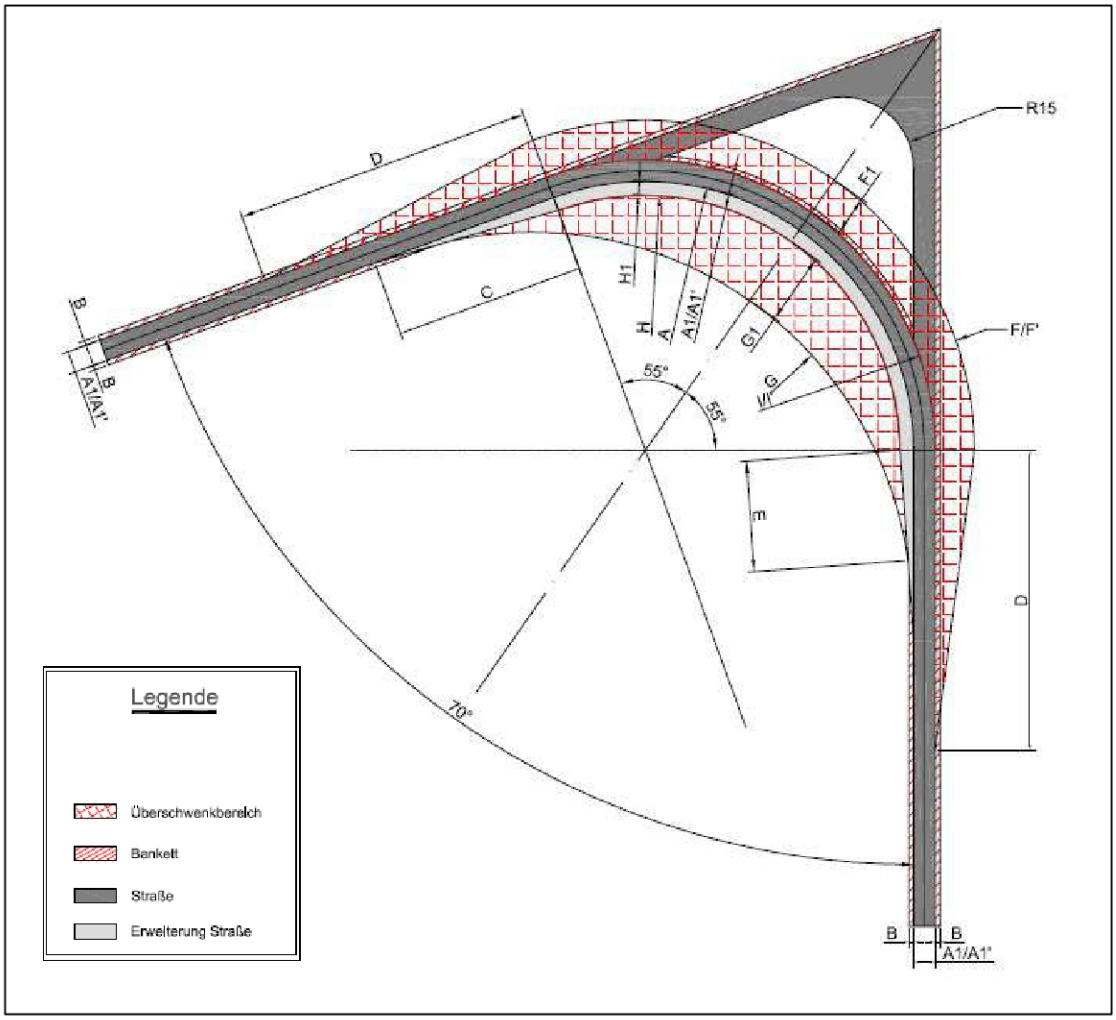


Abbildung 3 Minimaler Kurvenausbau für eine 70° Kurve

V = Vorwärtsfahrt // R = Rückwärtsfahrt

	Fahrtrich-tung	N117	N131 / N133	N149	N163	N175
A	V+R		56,50 m			
A1	V		4,50 m			
A1`	R		5,50 m			
B	V+R		1,00 m			
C	V+R		40,00 m			
D	V+R		45,00 m	45,00 m	55,00 m	63,00 m
E	V+R		5,60 m	18,10 m	21,90 m	23,30 m
F	V+R		65,00 m	67,50 m	68,50 m	69,30 m
F`	R		66,00 m	68,50 m	69,50 m	70,30 m
F1	V		4,00 m	6,50 m	7,50 m	9,00 m
G	V+R		64,40 m	70,50 m	77,50 m	79,80 m

	Fahrtrich-tung	N117	N131 / N133	N149	N163	N175
G1	V+R		6,20 m	9,90 m	14,40 m	15,20 m
H	V+R		53,50 m	53,50 m	53,50 m	53,50 m
H1	V+R			3,00 m		
I	V		61,00 m	61,00 m	61,00 m	61,00 m
I`	R		62,00 m	62,00 m	62,00 m	62,00 m

Tabelle 3 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 70° Kurve

2.2.3 90° Kurve

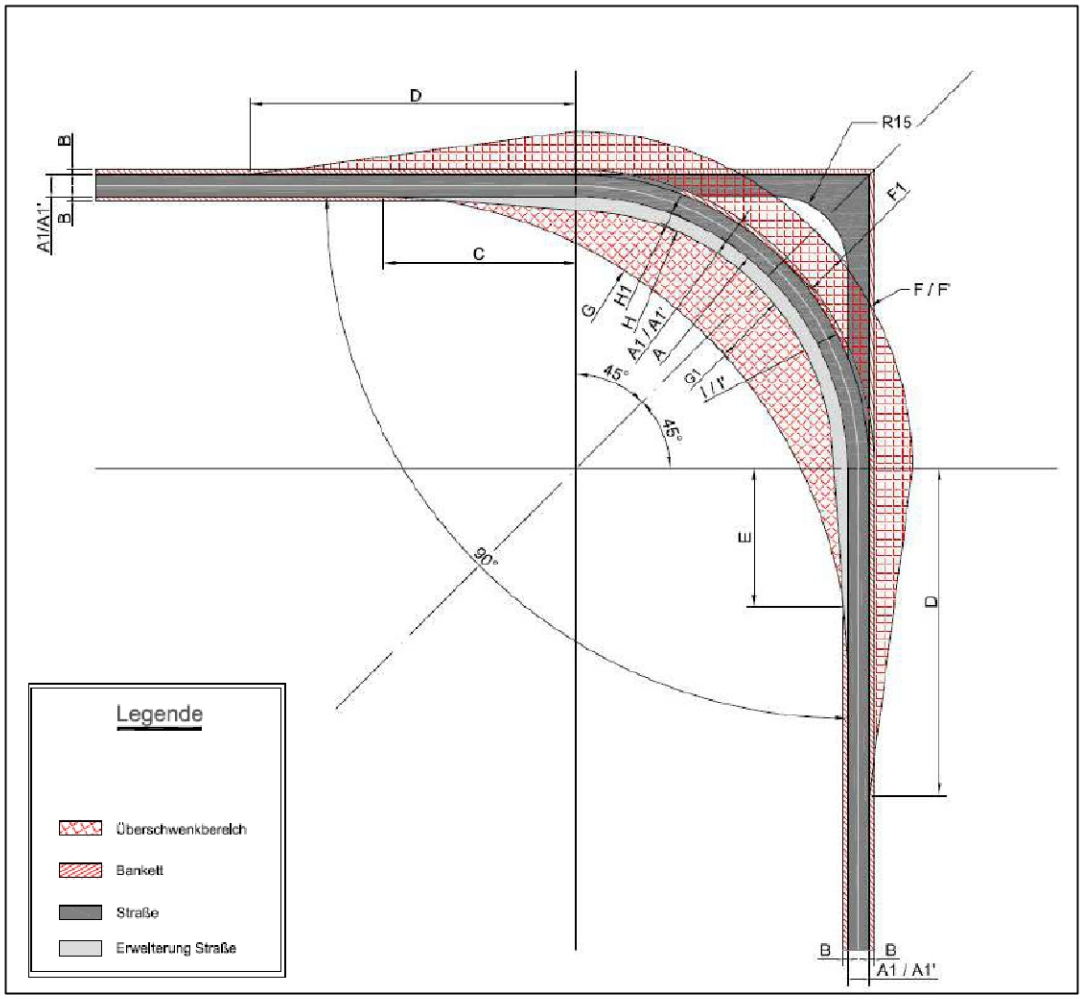


Abbildung 4 Minimaler Kurvenausbau für eine 90° Kurve

V = Vorwärtsfahrt // R = Rückwärtsfahrt

	Fahrtrich-tung	N117	N131 / N133	N149	N163	N175
A	V+R	53,00 m	56,50 m			
A1	V	4,50 m				
A1`	R	5,50 m				

	Fahrtrich-tung	N117	N131 / N133	N149	N163	N175
B	V+R	1,00 m				
C	V+R	45,00 m	40,00 m			
D	V+R	40,00 m	45,00 m	45,00 m	55,00 m	65,00 m
E	V+R	25,00 m	7,00 m	14,50 m	24,20 m	35,20 m
F	V+R	62,50 m	65,00 m	66,50 m	68,00 m	70,00 m
F`	R	63,50 m	66,00 m	67,50 m	69,00 m	71,00 m
F1	V	5,00 m	4,00 m	5,50 m	7,00 m	9,00 m
G	V+R	58,00 m	73,50 m	82,50 m	92,00 m	100,50 m
G1	V+R	6,60 m	6,10 m	9,00 m	12,20 m	15,00 m
H	V+R	50,00 m	53,50 m	53,50 m	53,50 m	53,50 m
H1	V+R	3,00 m				
I	V	57,50 m	61,00 m	61,00 m	61,00 m	61,00 m
I`	R	58,50 m	62,00 m	62,00 m	62,00 m	62,00 m

Tabelle 4 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 90° Kurve

2.2.4 120° Kurve

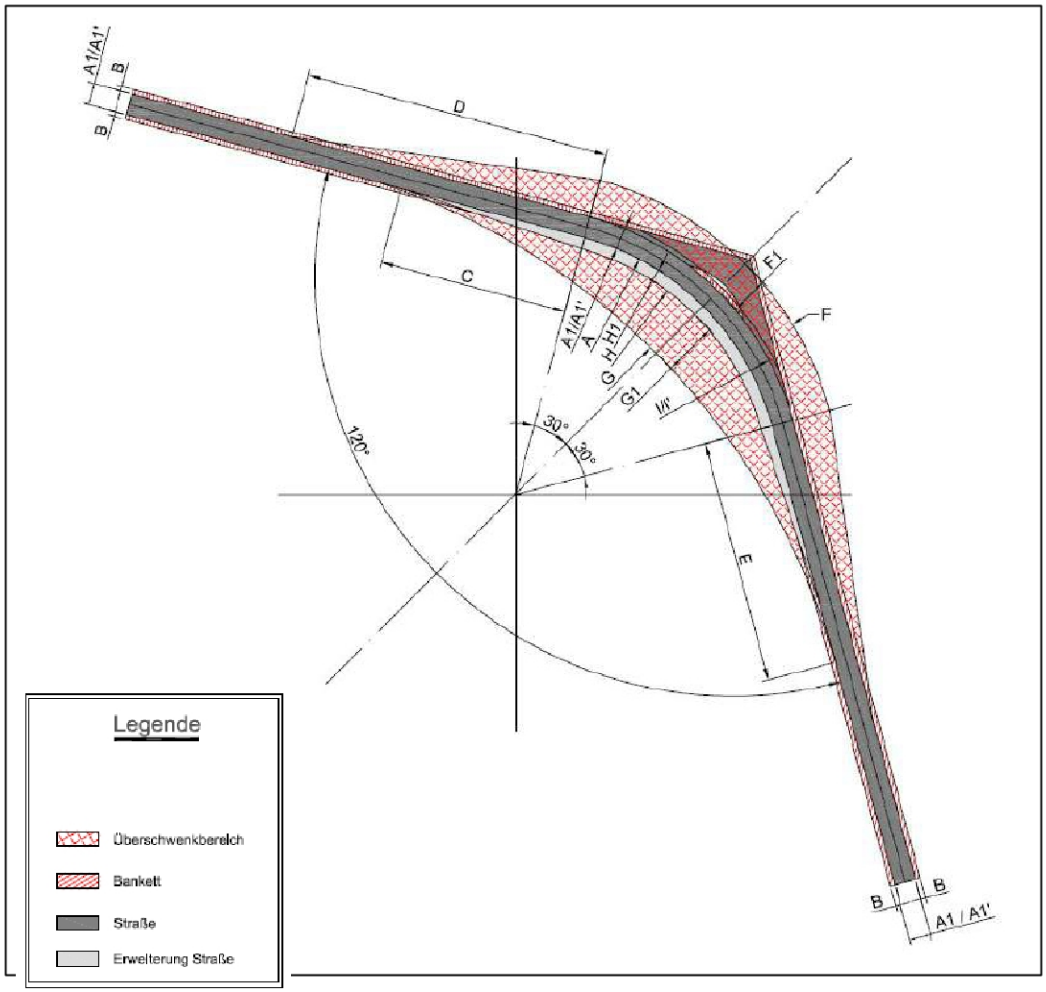


Abbildung 5 Minimaler Kurvenausbau für eine 120° Kurve

V = Vorwärtsfahrt // R = Rückwärtsfahrt

	Fahrtrich-tung	N117	N131 / N133	N149	N163	N175
A	V+R	53,00 m	56,50 m			
A1	V	4,50 m				
A1`	R	5,50 m				
B	V+R	1,00 m				
C	V+R	45,00 m	40,00 m			
D	V+R	40,00 m		45,00 m	55,00 m	65,00 m
E	V+R	25,00 m	11,40 m	20,10 m	40,00 m	51,50 m
F	V+R	62,50 m	64,50 m	67,00 m	67,50 m	68,50 m
F`	R	63,50 m	65,50 m	68,00 m	68,50 m	69,50 m
F1	V	5,00 m	4,00 m	6,00 m	7,00 m	9,00 m
G	V+R	58,00 m	92,50 m	113,40 m	141,00 m	147,50 m
G1	V+R	3,60 m	4,50 m	6,80 m	10,30 m	11,50 m
H	V+R	50,50 m	53,50 m	53,50 m	53,50 m	53,50 m
H1	V+R	2,50 m				
I	V	57,50 m	60,50 m	60,50 m	60,50 m	60,50 m
I`	R	58,50 m	61,50 m	61,50 m	61,50 m	61,50 m

Tabelle 5 Überfahr- und Überschwenkbereiche der 120° Kurve

2.2.5 Kurvenanforderung für Lieferung TCS 164

Der minimale Platzbedarf für die Transporte der Komponenten und Krantechnik für den TCS164 beträgt:

- Kurvenradius innen: 15,00 m gültig für den Fundamentbau
- Kurvenradius innen: 28,00 m gültig für die Anlieferung des Betonturmadapter
- Überfahrbare Breite: 7,50 m

Für den Ausbau der Kurven gelten die Anforderungen in Kapitel 2.1.3 sowie 2.2.7. Die Fertigstellung des notwendigen Ausbaus der Kurven ist bis 3 Wochen vor Start des Fundamentbaus // Start Anlieferung des Betonturmes sicherzustellen.

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

2.2.6 Kurvenanforderung für Lieferung TCS 179 (vorläufig)

Der minimale Platzbedarf für die Transporte der Komponenten und Krantechnik für den TCS179 beträgt:

- Kurvenradius innen: 15,00 m gültig für den Fundamentbau
- Kurvenradius innen: 45,00 m gültig für die Anlieferung des Betonsektionen
- Überfahrbare Breite: 7,50 m

Für den Ausbau der Kurven gelten die Anforderungen in Kapitel 2.1.3 sowie 2.2.7. Die Fertigstellung des notwendigen Ausbaus der Kurven ist bis 3 Wochen vor Start des Fundamentbaus // Start Anlieferung des Betonturmes sicherzustellen.

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

2.2.7 Kurvenausbau

Für den Ausbau der Kurven gelten die Anforderungen aus Kapitel 2.1.3. Zusätzlich sind folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Die maximale Querneigung im Kurvenbereich beträgt < 2%
- Der Ausbau einer Kurve mit Neigung bzw. Gefälle hat so zu erfolgen, dass keine Fahrbahnabstufungen vorhanden sind, um ein Aufsetzen der Komponenten oder Bodenkontakt zu verhindern
- Der Bereich von 100 m vor Beginn der Kurve bis 100 m nach der Kurve wird in diesem Fall als Kurvenbereich bezeichnet und ist als in sich ebene Fläche auszubauen.
- Der überschwenkte Bereich im Kurveninnenradius (G+G1+E) muss:
  - frei von Hindernissen sein und
  - darf max. 20 cm über dem Fahrbahnniveau der befestigten befahrbaren Fläche liegen.
- Der überschwenkte Bereich im Kurvenaußenradius (F+F1+D) muss:
  - frei von Hindernissen sein und
  - wird in einer Höhe von min. 150 cm überstrichen

Hinweis: 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 mit Nordex vor Vertragsunterzeichnung schriftlich abzustimmen.

2.3 Wendetrichter

Wendetrichter sind aus den folgenden Gründen im Windpark notwendig:

- um ein Wenden der Fahrzeuge und das Verlassen der Baustelle vorwärtsfahrend zu ermöglichen
- um ein Wenden und die damit richtige Ausrichtung der Fahrzeuge für die Anlieferung der Komponenten zu ermöglichen:
  - Rotorblätter müssen mit der Blattwurzel zum Fundament angeliefert werden

- Turmsektionen müssen je nach Standortlayout entweder vorwärts oder rückwärts oder in beiden Richtungen angeliefert werden.
- Rückwärtsfahrten im Windpark sind zu reduzieren, da diese zeitintensiv sind und damit einen negativen Einfluss auf den internen Baustellenverkehr hat. Weiterhin sind die Ausbauarbeiten für Rückwärtsfahrten aufwendiger und kostenintensiver.

Somit sind je nach Windparklayout Wendetrichter für die Leerfahrzeuge oder für beladene Schwerlasttransporte vorzuhalten.

Der Ausbau der Wendetrichter und deren Überschwenkbereiche entspricht einer doppelten 90° Kurve, wie unter Kapitel 2.2.3 dargestellt. Die Längen der Wendetrichter sind abhängig von dem Anlagentyp, wie im Folgenden dargestellt.

Die dargestellten Wendetrichter gelten für den Transport aller Großkomponenten der Nordex mittels Standardtransporttechnik.

Abweichungen in der Standardtransporttechnik die sich projektspezifisch ergeben, können zu geänderten Anforderungen an den Platzbedarf die Wendetrichter führen, der mit Nordex abzustimmen ist.

Die zwei Arten der Wendetrichter sind im Folgenden vorgestellt. Diese unterscheiden sich in der Art des Ausbaus, was sich vor allem in der Länge Wendetrichter äußert:

- Y-Form → Es werden lediglich zwei Fahrspuren ausgebaut
- Vollflächig ausgebaut → der Wendetrichter wird ab der Zuwegung vollflächig befahrbar ausgebaut

2.3.1 Wendetrichter für Rotorblatttransporte

Die Wendetrichter ergeben sich aus 2 zusammengesetzten 90° Kurven, daher können die Maße für die Kurven aus Kapitel 2.2.3 Tabelle 4 entnommen werden.

2.3.1.1 Wendetrichter – Y-Form

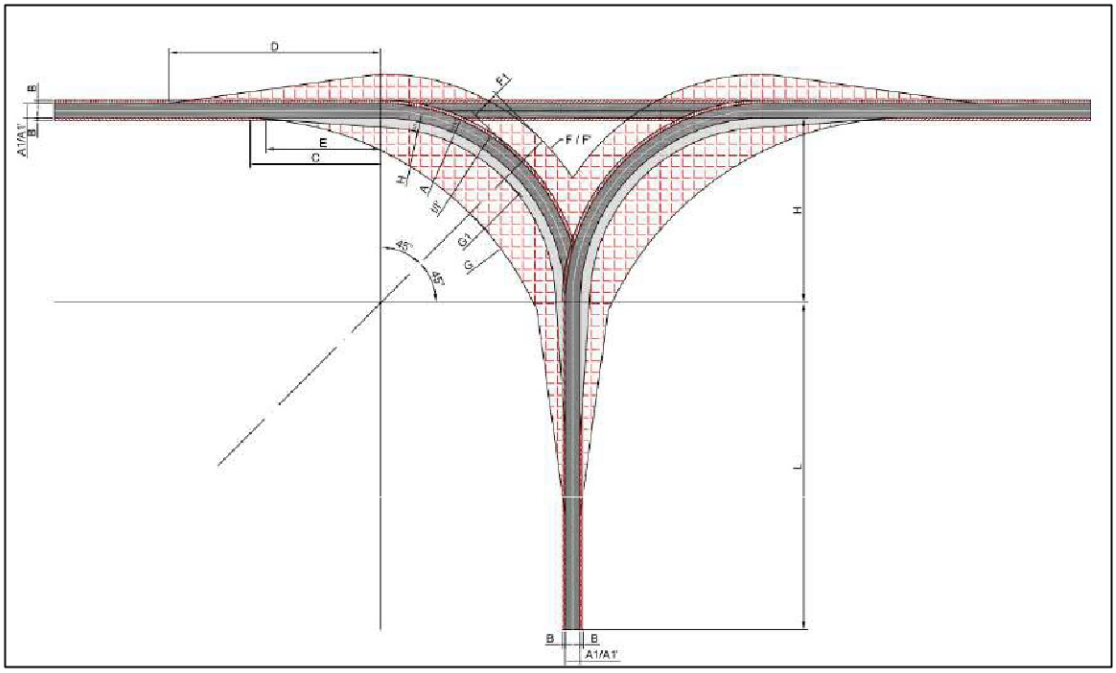


Abbildung 6 Minimaler Ausbau eines Wendetrichters in Y-Form

		N117	N131 / N133	N149	N163	N175
L	V+R	70,00 m	80,00 m	90,00 m	100,00 m	110,00 m

Tabelle 6 Längen für Wendetrichter in Y-Form

ACHTUNG: Die Länge L vergrößert sich um 30,00 m wenn eine Schlepphilfe zum Einsatz kommen muss, um die Schwerlasttransporte zu unterstützen.

2.3.1.2 Wendetrichter – voll ausgebaut

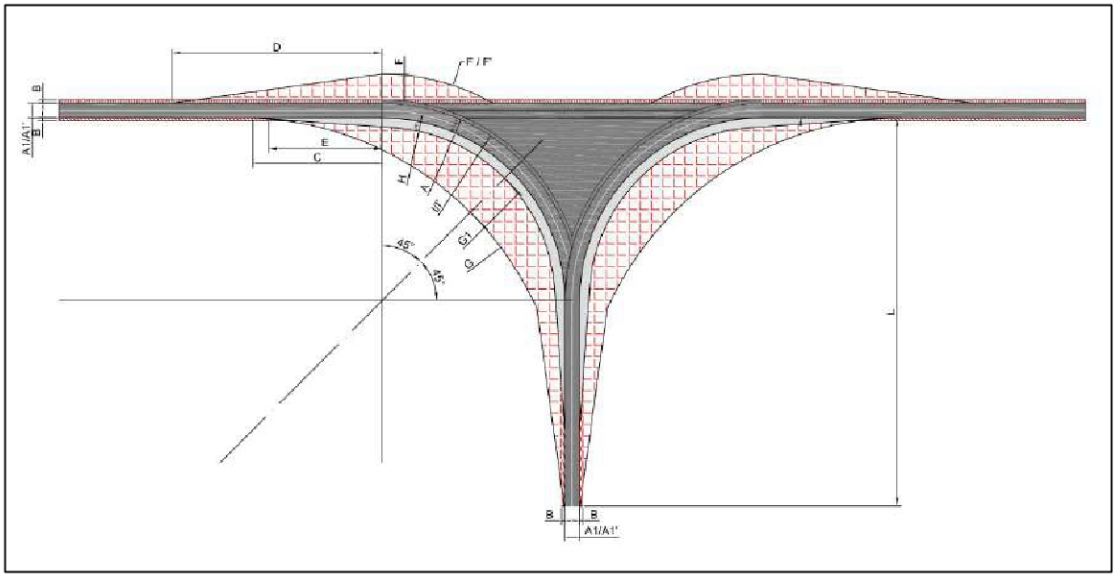


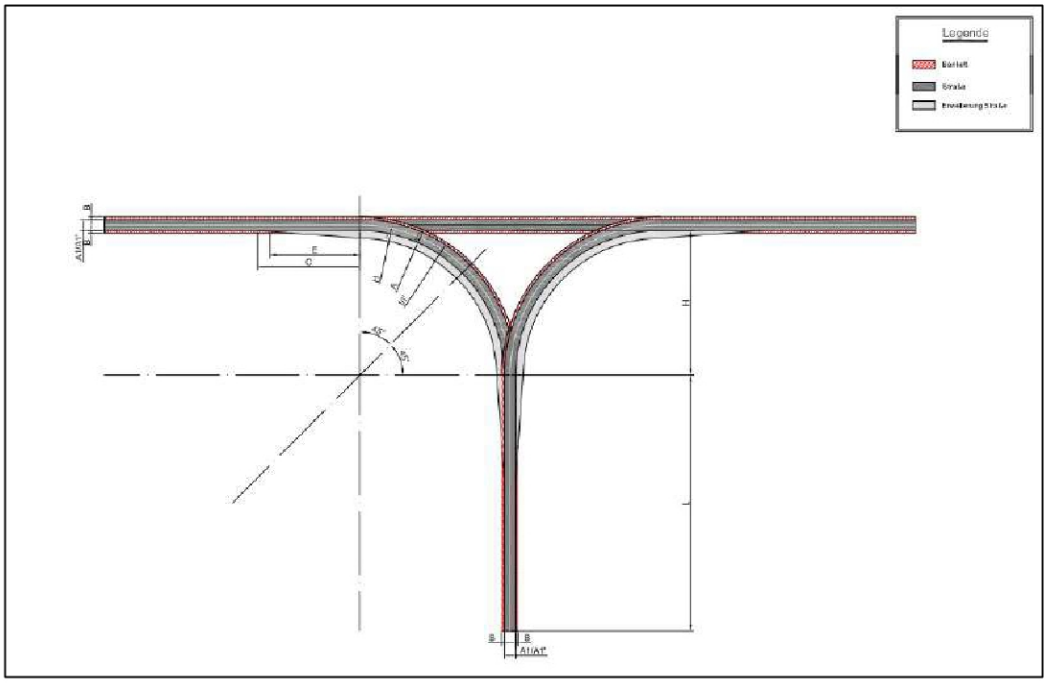
Abbildung 7 Minimaler Ausbau eines Wendetrichters – vollflächig ausgebaut

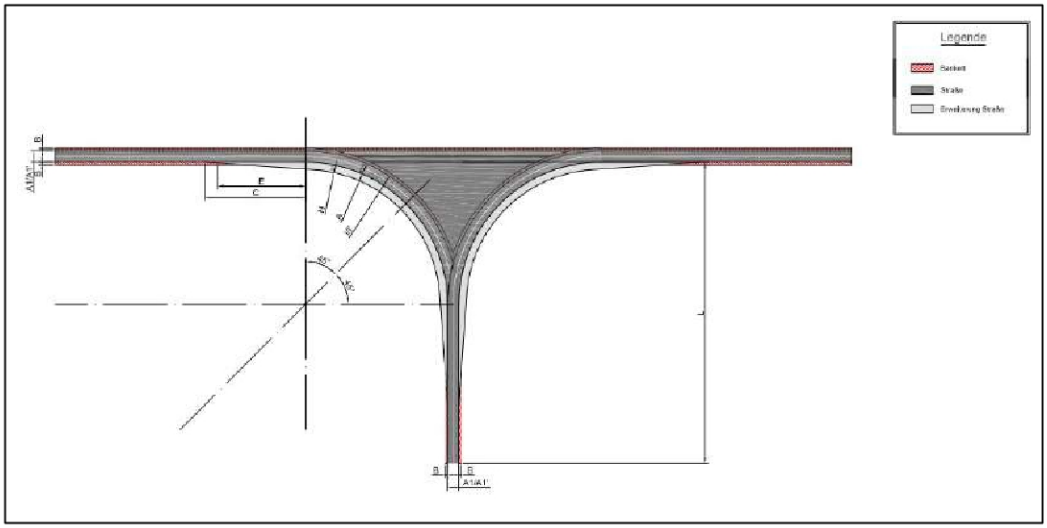
		N117	N131 / N133	N149	N163	N175
L		70,00 m	80,00 m	90,00 m	100,00 m	110,00 m

Tabelle 7 Längen für Wendetrichter in vollausgebauter Form

ACHTUNG: Die Länge L vergrößert sich um 30,00 m wenn eine Schlepphilfe zum Einsatz kommen muss, um die Schwerlasttransporte zu unterstützen.

2.3.2 Wendetrichter für Turmtransporte





Für Wendetrichter für Turmtransporte gelten die gleichen Maßgaben wie für die Rotorblatt-transporte unter Kapitel 2.3.1mit folgenden Abweichungen:

- Länge der Transporte L = 65,00 m
- Radius H = 45,00 m

Die übrigen Werte können der Tabelle 4 entnommen werden.

Es ist zu beachten, dass jeweils der Wendetrichter vorzusehen, ist der für den größten Großtransport (meist Rotorblätter) notwendig ist.

2.3.3 Wendetrichter für leere Schwerlasttransporte

Für die leeren Schwerlasttransporte gelten die folgenden Abmaße der Wendetrichter:

Kurvenradius innen:	35,00 m
Überfahrbare Breite im Kurvenbereich:	7,50 m
Länge L:	
Y-Förmig:	35,00 m ab dem Punkt, wo die Fahrspuren der Kurvenbereiche zusammentreffen
Vollflächig ausgebaut:	35,00 m ab Hauptzuwegung

Tabelle 8 Anforderungen für Wendetrichter für Leerfahrzeuge

ACHTUNG: Die Länge L vergrößert sich um 30,00 m wenn eine Schlepphilfe zum Einsatz kommen muss, um die Leertransporte zu unterstützen.

2.3.4 Wendetrichter für Anlieferung Betonkomponenten

2.3.4.1 TCS164

Für die Anlieferung der Komponenten für den Fundament- und Betonturmbau werden folgende Abmessungen für notwendige Wendetrichter gefordert:

Kurvenradius innen:	28,00 m
Überfahrbare Breite im Kurvenbereich:	7,50 m
Länge L:	
Y-Förmig:	35,00 m ab dem Punkt, wo die Fahrspuren der Kurvenbereiche zusammentreffen
Vollflächig ausgebaut:	35,00 m ab Hauptzuwegung

Tabelle 9 Anforderungen für Wendetrichter für die Anlieferung von Betonkomponenten für TCS164

ACHTUNG: Die Länge L vergrößert sich um 30,00 m wenn eine Schlepphilfe zum Einsatz kommen muss, um die Leertransporte zu unterstützen.

2.3.4.2 TCS179 (vorläufig)

Für die Anlieferung der Komponenten für den Fundament- und Betonturmbau werden folgende Abmessungen für notwendige Wendetrichter gefordert:

Kurvenradius innen:	45,00 m
Überfahrbare Breite im Kurvenbereich:	7,50 m
Länge L:	
Y-Förmig:	35,00 m ab dem Punkt, wo die Fahrspuren der Kurvenbereiche zusammentreffen
Vollflächig ausgebaut:	35,00 m ab Hauptzuwegung

Tabelle 10 Anforderungen für Wendetrichter für die Anlieferung Betonkomponenten für TCS179

ACHTUNG: Die Länge L vergrößert sich um 30,00 m wenn eine Schlepphilfe zum Einsatz kommen muss, um die Leertransporte zu unterstützen.

2.3.5 Ausbau Wendetrichter

Der Ausbau von Wendetrichtern erfolgt nach den Vorgaben in Kapitel 2.2.7 und 2.1.3.

2.4 Dauerhafte Zuwegung

Die dauerhafte Zuwegung zu einer Windkraftanlage, muss dafür ausgelegt werden, dass:

- die Erreichbarkeit für Wartungsfahrzeuge und
- Zugänglichkeit für Rettungswagen/Feuerwehr gewährleistet ist.

Dafür sind folgende Mindestanforderungen einzuhalten:

Kurvenradius innen:	15,00 m
Überfahrbare Breite im Kurvenbereich:	3,00 m

Tabelle 11 Anforderungen für permanente Zuwegung

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.

2.5 Vertikale Radien (Kuppen und Senken)

2.5.1 Anlieferung Hauptkomponenten & Errichtung

Die vertikalen Radien R_{min} für Kuppen und Senken für die Anlieferung der Hauptkomponenten von Nordex, sowie der Lieferfahrzeuge für den Errichtungskran dürfen die in Tabelle 12 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 notwendig, um eventuelle Alternativen im Sinne von anderen Routen oder Einsatz anderer Transporttechnik zu erörtern.

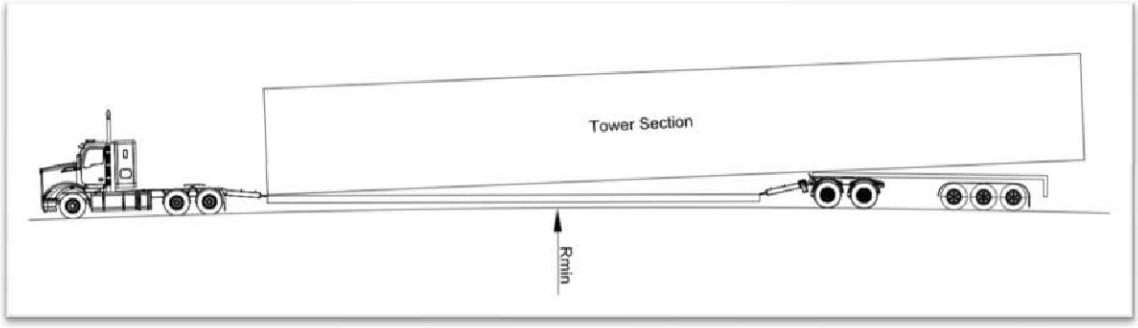


Abbildung 8 Vertikaler Kuppenradius

Folgende Mindestradien R_{min} sind je nach Anlagentyp einzuhalten:

		N117	**N131 / N133**	**N149**	**N163**	**N175**
R_{min}		375,00 m	375,00 m	400,00 m	400,00 m	400,00 m (vorläufig)

Tabelle 12 Vertikale Kuppenradien nach Anlagentypen

2.5.2 Vertikale Radien – Anlieferung TCS164

Die vertikalen Radien R_{min} für Kuppen und Senken für die Anlieferung des Betonturms des TCS 164 dürfen 250,00 m nicht unterschreiten.

2.5.3 Vertikale Radien – Anlieferung TCS179 (vorläufig)

Die vertikalen Radien R_{min} für Kuppen und Senken für die Anlieferung des Betonturms des TCS 179 dürfen 250,00 m nicht unterschreiten.

2.6 Rettungswege

Die Zuwegung ist so auszubauen, dass im Fall eines Notfalls Rettungsfahrzeuge die Standorte erreichen können, auch wenn die Hauptzuwegung durch Schwerlasttransporte oder andere Transportfahrzeuge nicht passierbar sind.
Bei der Zuwegung zur Windenergieanlage müssen die nachfolgenden Anforderungen gegeben sein, um eine Rettung im Notfall durchzuführen.

- Die Wege müssen für PKW, RTW, Feuerwehr und Kleintransporter befahrbar sein → 3,00 m breit
- Die Befahrbarkeit der Wege muss zu jeder Jahreszeit/Witterung gewährleistet sein, d.h.:
  - Im Sommer sind diese zu bewässern, um eine Staubentwicklung zu vermeiden.
  - Im Winter sind diese während der gesamten Bauzeit von Schnee und Eis freizuhalten.

- Für den Wartungsbetrieb muss ein Mindestradius von R = 15 m für Rettungsfahrzeuge / Feuerwehr gewährleistet sein.
- Die Länge der Rettungsgasse beträgt je nach Anlagenkonfiguration bis zu 96 m, um das längstes Transportfahrzeug (Rotorblatttransport) umfahren zu können
- Ein belastbares Rettungswegekonzept ist vor Baubeginn vorzulegen

2.7 Park- und Ausweichflächen

Die Park- und Ausweichflächen im Windpark sind essenzielle Bestandteile zur permanenten Erreichbarkeit der jeweiligen WEA-Standorte. Hiermit wird ein sicherer, funktionaler und wirtschaftlicher Transportfluss während der gesamten Bauphase ermöglicht. Die nachfolgenden Vorgaben an den Ausbau sind einzuhalten.
Diese Flächen:

- dienen ankommenden und bereits entladenen Fahrzeugen als Parkfläche und als Ausweichfläche für entgegenkommende Fahrzeuge
- dienen der permanenten Erreichbarkeit der Montageflächen während der Anliefer- und Errichtungsphase.
- Verringern der Verkehrsbeeinträchtigungen während der Bauphase

Die Positionierung dieser Flächen sind projektspezifisch mit NX abzustimmen.

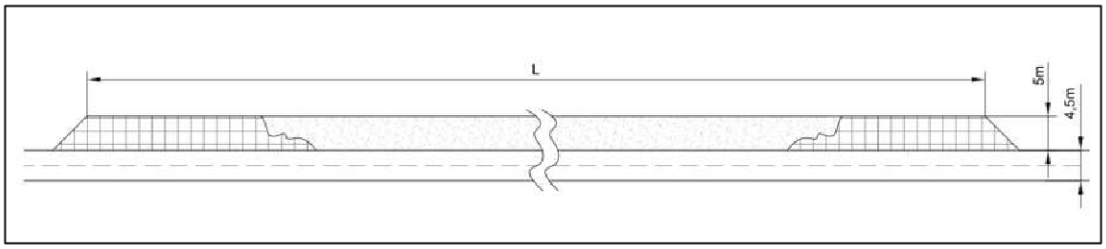


Abbildung 9 Park- und Ausweichfläche neben der Hauptzuwegung

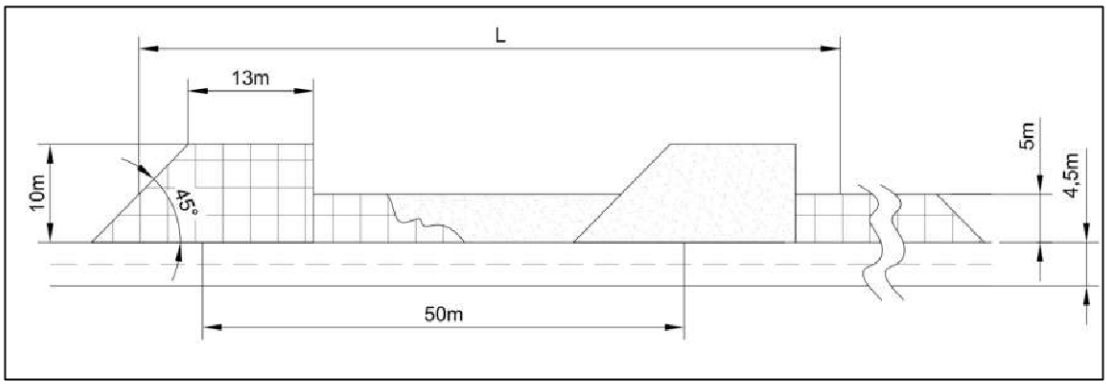


Abbildung 10 Park- und Ausweichflächen integriert in die Hilfskranstellflächen

2.7.1 Anforderungen

Die Anforderungen für Park- und Ausweichflächen sind wie folgt:

- Parkmöglichkeiten mit direkter Anbindung an WEA-Standort für min. 3 Blattfahrzeuge muss sichergestellt sein.
- Ausbau temporär mit Schotter oder verschraubten Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3
- Die Seitenneigung darf 2% nicht überschreiten, keine Steigung / Gefälle
- In topografisch anspruchsvollem Gelände sind Ausweichflächen oder Parkflächen nahe der WP-Einfahrt für nachts ankommende Schwerlasttransporte anzuordnen, da die Weiterfahrt dann aus Sicherheitsgründen parkintern erst tagsüber erfolgen wird
- Bei einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sind alle 500 m Ausweichflächen / Parkbuchten mit einer Länge für den längsten Schwerlasttransport (siehe Tabelle 13) zusätzlich geschaffen werden.
- Bei Zuwegungen bei denen die Zufahrt als An- und Abfahrt dient (Sackgasse) müssen die Ausweichflächen einseitig zusätzlich zu den bestehenden Wegen geschaffen mit einer Länge für den längsten Schwerlasttransport (siehe Tabelle 13) werden.
- 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 zu empfehlen.

Anlagentyp	**Transportlänge**	**Länge Parkfläche**
N117	65,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	75,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte
N131	75,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	85,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte
N133	75,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	85,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte
N149	85,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	95,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte
N163	95,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	105,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte
N175	98,00 m Rotorblätter // bis zu 65,00 m Turmtransport	110,00 m für Rotorblätter / 75,00 m für Turmtransporte

Tabelle 13 Transport- und Parkflächenlängen der Anlagentypen

2.7.2 Park- und Ausweichflächen für die Anlieferung von Betonturmsektionen

2.7.2.1 TCS164

Für die Anlieferung der Komponenten für den Fundamentbau und die Errichtung des Betonturms des TCS164 durch Max Bögl sind folgende Anforderungen für Park- und Ausweichflächen sind wie folgt:

- Ausbau temporär mit Schotter oder verschraubten Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3
- Die Seitenneigung darf 2% nicht überschreiten, keine Steigung / Gefälle
- mind. eine Ausweichfläche / Parkfläche nahe der WP-Einfahrt, für ankommende Betonfahrzeuge oder Transporte
- Bei einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 500 m) sind alle 300 m Ausweichflächen/Parkbuchten mit einer Länge von 5 m x 20 m plus je 5 m für Ein- und Ausfahrtstrichter für die Betonfahrzeuge oder Transporte herzustellen, um einen Begegnungsverkehr sicherstellen zu können.

2.7.2.2 TCS179 (vorläufig)

Für die Anlieferung der Komponenten für den Fundamentbau und die Errichtung des Betonturms des TCS179 sind folgende Anforderungen für Park- und Ausweichflächen sind wie folgt:

- Ausbau temporär mit Schotter oder verschraubten Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3
- Die Seitenneigung darf 2% nicht überschreiten, keine Steigung / Gefälle
- mind. eine Ausweichfläche / Parkfläche nahe der Windparkeinfahrt, für ankommende Betonfahrzeuge oder Transporte
- Bei einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 500 m) sind alle 300 m Ausweichflächen/Parkbuchten mit einer Länge von 5 m x 20 m plus je 5 m für Ein- und Ausfahrtstrichter für die Betonfahrzeuge oder Transporte herzustellen, um einen Begegnungsverkehr sicherstellen zu können.
- Für ankommende Schwerlasttranporte sind 6 Ausweichflächen/Parkbuchten mit einer Länge von 6,00 m x 30 m plus je 5 m für Ein- und Ausfahrtstrichter

2.8 Steigungen und Gefälle

Bei Steigungen bzw. Gefälle auf der Zuwegung müssen die nachfolgenden Anforderungen eingehalten werden, um eine sichere Komponentenanlieferung zu gewährleisten.

2.8.1 Vorwärtsfahrt

Für die Anlieferung der Großkomponenten für gelten die folgenden Angaben:

- bis 6 % Steigung - ungebundene Deckschicht / Schotter
- bis 7 % Steigung - gebundene Deckschicht / Asphalt
- ab 7 % Steigung – Zughilfe ist bereitzustellen

Beim Einsatz von Zug- / Schubfahrzeugen muss eine gebundene Deckschicht / Asphalt vorhanden sein, um eine optimale Traktion zu gewährleisten.
Die Anforderungen können sich je nach Jahreszeit / Witterung ändern.

2.8.2 Rückwärtsfahrt

Wenn auf Grund der besonderen Bedingungen des Projektes die Transportfahrzeuge manövrieren oder rückwärtsfahren müssen, dann gilt:

- Max. 3 % Steigung/Gefälle auf gerader Strecke auf 200 m möglich
- Max. 5 % Steigung/Gefälle auf gerader Strecke mit Verbesserung der Stabilität auf max. 200 m möglich
- Max. 2% Steigung/Gefälle im Kurvenbereich möglich
- Max. 3% Steigung/Gefälle im Kurvenbereich mit Verbesserung der Stabilität möglich
- Überfahrbare Breite in den Bereichen, wo Rückwärtsfahrt notwendig ist, sind gem. Tabelle 2 zu berücksichtigen

Abweichende und / oder zusätzliche Anforderungen müssen mit Nordex abgestimmt und schriftlich vereinbart werden.

2.9 Hindernisse

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 vom Bauherrn durchgeführt und Nordex zur Einsicht vorgelegt werden.
Für die Kennzeichnung ist der Kunde 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. 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.

Es ist sicherzustellen, dass alle überhängenden Äste, Bäume, Masten, Freileitungen, Telefonkabel und Bauwerke entlang der Baustellenzuwegung so weit entfernt werden, dass WEA-Komponenten keinen Schaden tragen.

2.9.1 Lichtraumprofil für Transporte

Für die Schwerlasttransporte muss ein lichtes Raumprofil oberhalb der Zuwegung vorhanden sein. Durch Einhaltung des angegebenen Raumprofils wird die Durchfahrt aller Transportfahrzeuge auf der Zuwegung sichergestellt. Es wird der Raum definiert, der während der Bauphase frei von Hindernissen aller Art gehalten werden muss.
Die nachfolgenden Anforderungen müssen umgesetzt werden.

2.9.1.1 Transport mit Standardtransporten

Für die Standardtransportfahrzeuge für die Anlieferung der Großkomponenten durch Nordex gelten folgende Mindestmaße:

5,0 m	Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen
5,0 – 6,0 m	Lichtraumhöhe innerhalb der Baustellenzuwegung
6,0 m	Lichtraumbreite

Tabelle 14 Lichtraumprofil für Standardtransporte

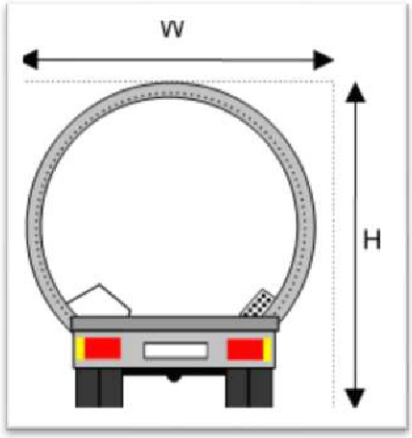


Abbildung 11 Darstellung Lichtraumprofil

2.9.1.2 Transport mit Semi-Tieflader

Für die Anlieferung der Großkomponenten durch Nordex mittels Semi-Tieflader gelten folgende Mindestmaße:

6,00 m	Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen
6,00 m	Lichtraumhöhe innerhalb der Baustellenzuwegung
6,00 m	Lichtraumbreite

Tabelle 15 Lichtraumprofil für Semi-Tieflader

2.9.1.3 Lichtraumprofil für Anlieferung von Betonturmsektionen

2.9.1.3.1 TCS164

Für die Anlieferung der Großkomponenten für die Betonsektionen des TCS164 gelten die Mindestmaße gem. Kapitel 2.9.1.1.

Hier ist darauf zu achten, dass dieses Lichtraumprofil bereits zur Anlieferung der Betonkomponenten für die Betonturmerrichtung herzustellen ist.

2.9.1.3.2 TCS179 (vorläufig)

Für die Anlieferung der Großkomponenten für die Betonsektionen des TCS179 gelten folgende Mindestmaße:

6,00 m	Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen
6,00 m	Lichtraumhöhe innerhalb der Baustellenzuwegung
7,00 m	Lichtraumbreite

Tabelle 16 Lichtraumprofil für Betonsektionen des TCS179

Hier ist darauf zu achten, dass dieses Lichtraumprofil bereits zur Anlieferung der Betonkomponenten herzustellen ist.

2.9.2 Lichtraumprofil bei Hochspannungsleitungen

Bei Hochspannungsleitungen müssen folgende Punkte beachtet werden:

- Es sind landesspezifische Standards zu beachten
- Leitungstypen sind zu beachten (z.B. Telefon, Strom, Hochspannung, Bahn, O-Bus, Straßenbahn, etc., isoliert oder unisoliert)

Je nach Spannungsebene gelten gem. der BG BAU die folgenden Mindestabstände zu Freileitungen in alle Richtungen:

Spannung	**Sicherheitsabstand zu Freileitungen in alle Richtungen**
1 KV	1 m
2 KV	2 m
bis 110 KV	3 m
bis 220 KV	4 m
bis 380 KV	5 m

Spannung	Sicherheitsabstand zu Freileitungen in alle Richtungen
Unbekannte Spannungen	5 m

Tabelle 17 Mindestabstände zu Freileitungen

Zusätzlich zu den Anforderungen der BG BAU sind die Anforderungen des jeweiligen Netzbetreibers zu berücksichtigen.

3 Temporärer Ausbau

Der Ausbau temporärer Flächen kann für den Transport der Großkomponenten zu den Anlagenstandorten, sowie für die Installationsphase notwendig sein.

- Der temporäre Ausbau ist durch verschraubbare Platten mit Profilbeschaffenheit aus Aluminium zu realisieren, sofern diese nachweislich für die entstehenden Belastungen der einzelnen Flächen ausgelegt sind.
  Diese haben folgende Vorteile:
  - Vermeidung von Verschiebungen durch Schwerlasttransporten im Vergleich zu nicht verschraubbaren Platten
  - Die Verwendung der Platten bietet eine flexible Einsatzfähigkeit zur kurzzeitigen Montage und Demontage
- Die Auslegung von Plattenstraßen erfolgt blockweise
- In Kurvenbereichen müssen die überfahrbaren Breiten gem. Tabelle 2 ausgebaut werden, was zu größeren Breiten bei Plattenstraße führen kann, basierend auf den Plattenabmessungen.
- Alternativ kann der temporäre Ausbau mit Schotter erfolgen. Dies kann je nach Einsatzdauer oder Region folgende Vorteile haben:
  - Kostengünstiger gegenüber verschraubbare Platten mit Profilbeschaffenheit
  - Bessere Verfügbarkeit gegenüber verschraubbare Platten mit Profilbeschaffenheit
- Anforderungen an die Auslegung von mobilen Plattenstraßen oder temporäre Flächen, sofern in den folgenden Kapiteln nicht anders definiert, in Bezug auf Steigungen und Gefälle:
  - Max. 5% Steigung / Gefälle
  - Max. 2% Querneigung
  - Max. 10% Steigung im Bereich der Auslegermontagefläche
- Die Einhaltung von maximal ± 5,0 cm Höhenunterschied zum umliegenden Gelände muss berücksichtigt werden. Um Schäden an den Fahrzeugen zu vermeiden, sind bei Höhenunterschieden im Übergangsbereich von der Zuwegung auf die verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit Gummilippen vorzusehen.

Bei Überschreitungen der vorgegebenen Anforderungen bedarf es einer Rücksprache und projektspezifischen Prüfung durch Nordex!!

Die Qualitätsanforderungen gem. Kapitel 5 sind zu berücksichtigen und einzuhalten.

4 Standortlayout

Am Anlagenstandort der WEA wird zum einen zwischen permanenten Flächen und temporären Flächen und zum anderen zwischen Montageflächen und Lagerflächen unterschieden. Die notwendigen Flächen werden im Folgenden im Hinblick auf

- Position,
- Dimension und
- Beschaffenheit beschrieben und dargestellt.

Projektspezifisch besteht die Möglichkeit, dass die im folgenden beschriebenen Flächen den individuellen Standortbedingungen angepasst werden. Unter Verwendung adäquater Kran-, Transport- und Montagetechnik können Flächenbedarfe optimiert werden. Jegliche Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Montage- und Lagerflächen können Mehrkosten verursachen, die separat abgerechnet werden.

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

Um einen reibungslosen Montageablauf zu gewährleisten, müssen an allen Montage- und Lagerflächen für alle Komponenten eingeplant/vorgehalten werden und 15 Kalendertage vor Anlieferungsstart je nach Anlagentyp fertiggestellt sein.

Jede Abweichung hiervon führt zu höheren Logistikkosten durch zusätzlichen Aufwand. Ferner ist jede Abweichung hierzu im Vorweg individuell mit Nordex abzustimmen.

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

4.1 Maßnahmen an Anlagenstandorten

Je nach Lage der Anlagenstandorte, hat der Kunde dafür Sorge zu tragen, dass eine sichere Anlieferung inkl. der Komponentenentladung und Errichtung durch Nordex und deren Nachunternehmen möglich ist.

Dazu gehören die temporäre oder permanente Sperrung von öffentlichen Straßen, im Umkreis von 1,2 x Höhe Kran des Krans in aufgerichtetem Zustand.

Ist eine Sperrung von öffentlichen Straßen kundenseitig nicht realisierbar, da ist gem. mit Nordex eine Risikoanalyse durchzuführen, um Maßnahmen zu definieren, die einen sicheren Baustellenablauf ermöglichen. Dies führt zu einer Verlängerung der Bauzeit und kann Mehrkosten nach sich ziehen, die der Kunde zu tragen hat.

Weiterhin ist der Kunde dafür verantwortlich eine ausreichende Baustellenabsperrung vorzunehmen, um sicherzustellen, dass keine baustellenfremden Personen, diese betreten können.

4.2 Montageflächen

Zu den Montageflächen zählen all jene Flächen, die notwendig sind, um die Windkraftanlage zu errichten. Sie dienen dabei sowohl als Stellflächen für den Errichtungskran (Kranstellfläche) oder der Hilfskräne (Hilfskranstellfläche), können aber auch gleichzeitig Lagerflächen für Anlagenkomponenten sein.

4.2.1 Kranstellfläche

Die Kranstellfläche ist eine permanente Montagefläche, die beginnend mit dem Fundamentbau über die Errichtung und gesamte Betriebsdauer der WEA permanent benötigt wird.

4.2.1.1 Dimensionen

Die Abmessungen der Kranstellflächen unterscheiden sich je nach Anlagenkonfiguration und diese sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen:

Abmessungen Kranstellflächen							
Bezeichnung	**Abmessungen**	**Kurzeichen**	**Schraffur**	**Beschaffenheit**	**Alle TS-Türme [m]**	**TCS164 [m]**	**TCS179 [m]**
Kranstellfläche	Länge	KSFL		Schotter min. 250 kN/m²	40	45	50
	Breite	KSFB			35	35	35
Abstand KSF-Fundament-außenkante					0,50	0,00	0,00

Tabelle 18 Abmessungen der Kranstellfläche

4.2.1.2 Aufbau

Für die Kranstellflächen gelten die folgenden Bedingungen, die bei der Herstellung durch den Bauherrn zu beachten sind.

- Die Kranstellfläche muss über die gesamte Fläche, ebenerdig sein und darf kein Gefälle aufweisen (0% Gefälle).
- Die Bereiche entlang der Kranstellfläche muss stabil sein und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 hergestellt werden, dies ist wichtig, damit die Lastübertragung sichergestellt werden kann.
- Die Kranstellfläche muss gemäß den lokalen Gegebenheiten und Krantechnik geplant und angepasst werden.
- Die Kranstellfläche muss der Flächenpressung der Kranstützen und der Kettenfahrzeuge standhalten. Die Größe der Flächenpressung richtet sich nach dem max. Gewicht der Komponenten und der Größe des verwendeten Krans (Mobilkran, Raupenkran) und muss mindestens 250 kN/m² betragen. Weitere Angaben dazu in Kapitel 5.2
- Im Kranstellflächen-, Aufbau- und Arbeitsbereich (u. a. Lichtraum) des Krans dürfen keine Hindernisse stehen, die den Aufbau und den Betrieb des Kranes stören.

- Aushub oder Abraum ist lediglich hinter dem Fundament oder außerhalb der dargestellten Montage-, Lagerflächen und Kurvenbereichen samt Überschwenkbereiche zu lagern.
- Abstände zwischen Kranstellfläche und Oberkante Fundament sind in Kapitel 4.2.1.3 beschrieben.

4.2.1.3 Anordnung für TCS164 und Stahltürme

Für die Anordnung der Kranstellfläche in Bezug auf das Fundament muss zwischen der horizontalen und der vertikalen Anordnung unterschieden werden.

4.2.1.3.1 Horizontale Anordnung der Kranstellfläche zum Fundament

Die horizontale Anordnung der Kranstellfläche in Bezug auf das Fundament kann, wie in den folgenden Abbildungen dargestellt, umgesetzt werden.
Dabei ist zu beachten, dass:

- die Fundamentaußenkante immer innerhalb der Flucht der Kranstellfläche liegen muss
- der maximale Abstand zwischen Kranstellfläche und Fundamentaußenkante 0,50 m für Stahltürme beträgt
- der maximale Abstand zwischen Kranstellfläche und Fundamentaußenkante 0,00 m für Hybridtürme beträgt

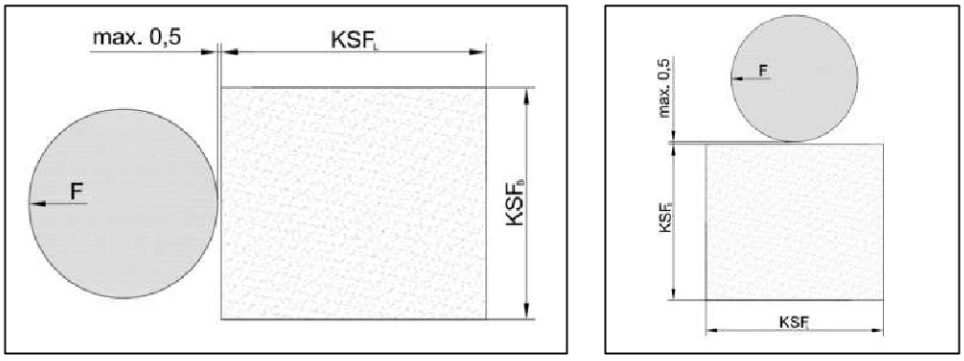


Abbildung 12 KSF in Vor-Kopf Anordnung und seitlicher Anordnung für alle Stahlturmtypen

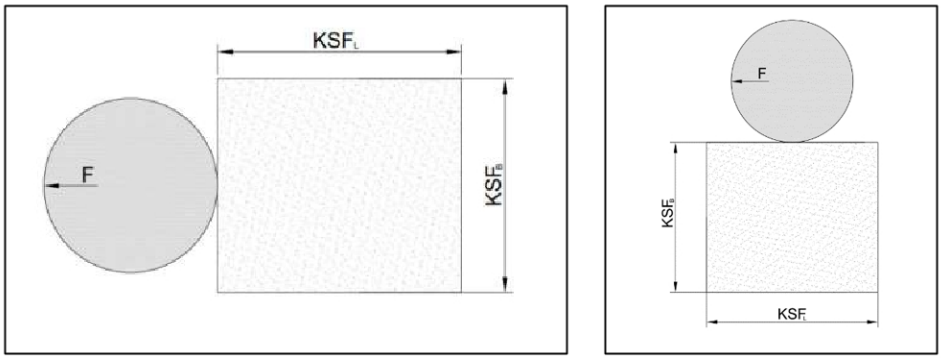


Abbildung 13 KSF in Vor-Kopf Anordnung und seitlicher Anordnung für TCS164

4.2.1.4 Anordnung für TCS179

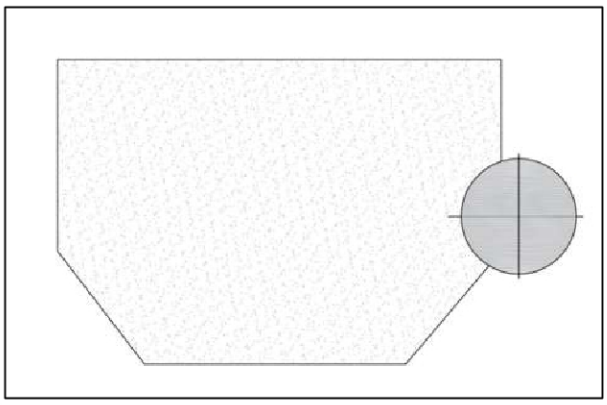


Abbildung 14 KSF in Vor-Kopf Anordnung für TCS179

4.2.1.4.1 Vertikale Anordnung der Kranstellflächen zum Fundament

Die standardmäßige vertikale Anordnung der Kranstellfläche in Bezug auf das Fundament ist aus den Schalplänen für die einzelne Anlagenkonfiguration zu entnehmen. Diese können auf Anfrage durch Nordex zur Verfügung gestellt werden.

Darüberhinausgehende Fundamentanhebungen sind eingeschränkt möglich. Die max. möglichen Fundamentanhebungen sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Anlagenkonfiguration		
WEA-Typ	**Turm-Typ**	**Max. Fundamentanhebung**
N149-4.5	TS105	2,15 m
N149-4.5	TS125-01	2,18 m
N149-4.5	TCS164B-00 (N20)	0,89 m
N149-5.X	TS105-01	2,15 m
N149-5.X	TS125-04	2,19 m
N149-5.X	TCS164B-01 (N21)	0,89 m
N163-5.X	TS118-00	1,48 m
N163-5.X	TCS164B-01 (N21)	0,89 m
N163-6.X	TS118-03	1,48 m
N163-6.X	TCS164B-03 (N23)	0,89 m
N175-6.X	TCS179	0,00 m

Tabelle 19 Zusätzliche maximale Fundamentanhebungen in Bezug auf die KSF

Für die dargestellten Fundamentanhebungen ergeben sich ggf. höhere Kosten für die einzusetzende Krantechnik sowie Verzögerungen im Bauablauf, die zu längeren Errichtungszeiten führen werden. Eventuell zusätzlich auftretende Mehrkosten durch die einzusetzende Krantechnik werden dem Bauherrn separat in Rechnung gestellt.

Fundamentabsenkungen gegenüber der Kranstellfläche sind projektspezifisch mit Nordex abzustimmen und entsprechende Vorkehrungen, die sich daraus ergeben können, sind durch den Bauherrn umzusetzen.

4.2.2 Auslegermontagefläche

Die Auslegermontagefläche wird für den Errichtungskran benötigt, diese dient während des Auf- und Abbaus als Ablagefläche des Kranauslegers. Während der Errichtung ist diese Fläche aus Sicherheitsgründen zwingend freizuhalten, damit der Ausleger jederzeit (z.B. bei Schlechtwetter) abgelegt werden kann.

4.2.2.1 Dimensionen

Bezeichnung	Abmessungen	Kurzzeichen	N117	N131/ N133	N149	N163	N175
Auslegermontagefläche für Hybridtürme (TCS)	Länge [m]	AMF_L	-	210,00	210,00	210,00	250,00
	Breite [m]	AMF_B	-	6,00	6,00	6,00	6,00
Auslegermontagefläche für Stahltürme (TS)	Länge [m]	AMF_L	160,00	160,00	160,00	160,00	-
	Breite [m]	AMF_B	6,00	6,00	6,00	6,00	-

Tabelle 20 Abmessungen der Auslegermontagefläche

Gemessen wird die Länge der Auslegermontagefläche ab Übergang Fundamentkante bis Kranstellflächenkante.
Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Auslegermontagefläche und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

ACHTUNG:
Sollte die Kranstellfläche gedreht werden, ist zwingend darauf zu achten, dass die Länge der Auslegermontagefläche die geforderte Länge aufweist.

4.2.2.2 Aufbau und Anordnung

Für die Auslegermontagefläche gelten die folgenden Bedingungen, die bei der Herstellung durch den Bauherrn zu beachten sind:

- Die Auslegermontagefläche muss über die gesamte Fläche, ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche und wurzelstockfrei sein.

- Die Auslegermontagefläche darf standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Befahrbar mit mindestens 8 t Achslast
- In den Bereichen der Auflagerpunkte des Auslegers:
  - Tragfähigkeit mindestens 180 kN/m²
  - Positionierung der Auflagerpunkte abhängig vom Anlagentype und Krantypen mit einer Größe von ca. 7 m x 7 m
- In den Bereichen der Auflagerpunktes des Kranhaken:
  - Tragfähigkeit mindestens 50 kN/m²
  - Positionierung der Auflagerpunkte abhängig vom Anlagentype und Krantypen
- Temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 herzustellen.
- Parallel zur Auslegermontagefläche sind Hilfskranstellflächen anzuordnen, damit dort Hilfskrane für die Montage- oder Demontage positioniert werden können.

Die Standardmäßige Anordnung der Auslegermontagefläche ist in der Verlängerung der Kranstellfläche, wie in der folgenden Abbildung dargestellt. Alternative Varianten sind projektspezifisch mit Nordex abzustimmen.

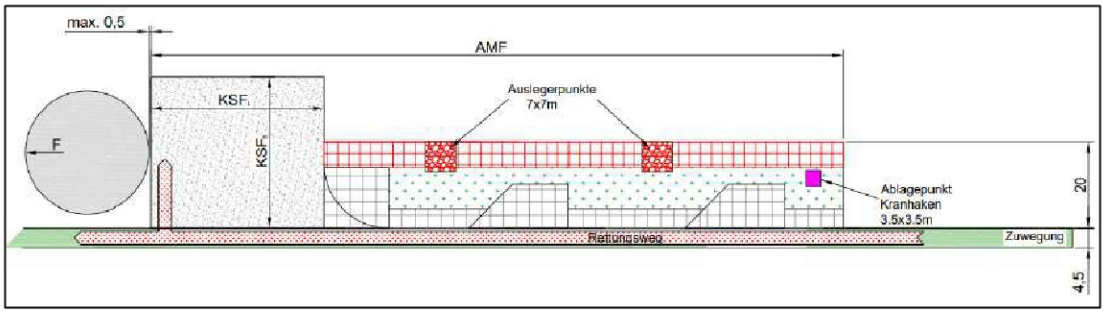


Abbildung 15 Anordnung der Auslegermontagefläche bei Vor-Kopf-Montage bis TCS164

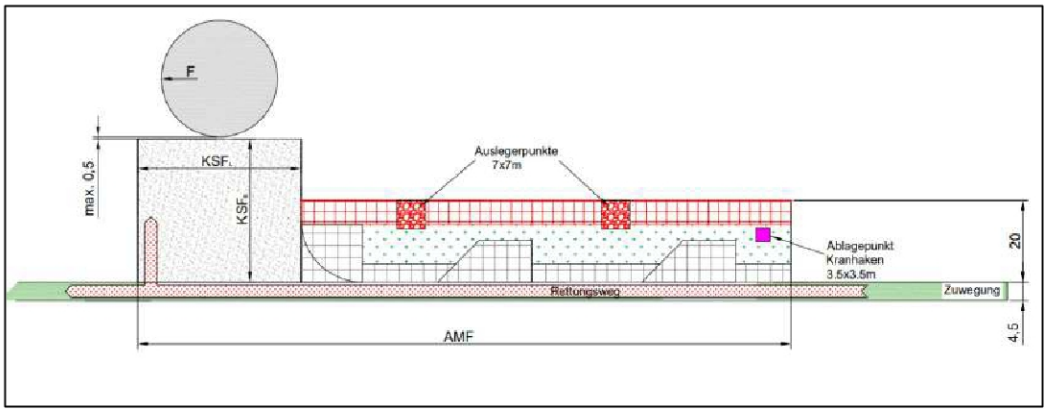


Abbildung 16 Anordnung der Auslegermontagefläche bei seitlicher Montage bis TCS164

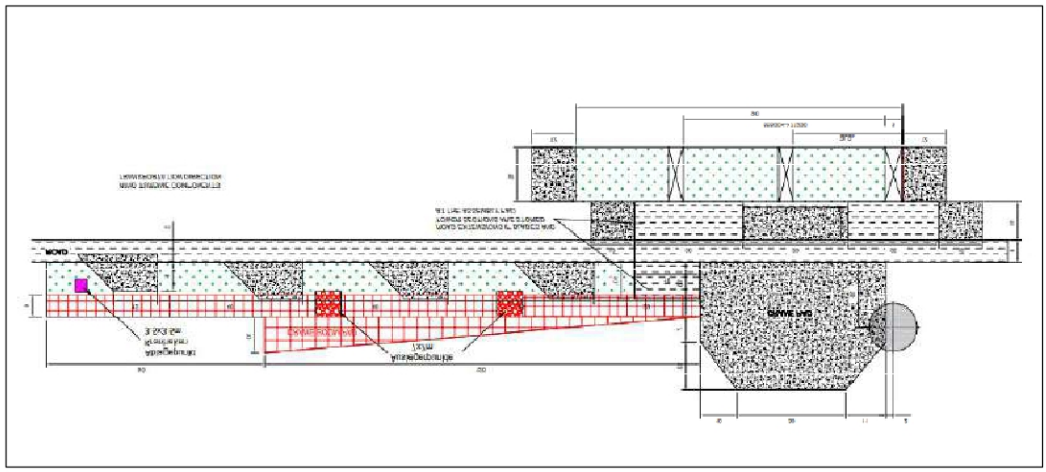


Abbildung 17 Anordnung der Auslegermontagefläche bei Vor-Kopf-Montage für TCS179 (vorläufig)

Bei Abweichungen (z.B. 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 und projektspezifisch abzustimmen.
Entstehende Mehrkosten werden separat an den Bauherrn abgerechnet.

4.2.3 Hilfskranstellflächen

Hilfskranstellflächen werden an verschiedenen Positionen am Standort benötigt, da Hilfskrane für folgende Arbeiten benötigt werden:

- Montage und Demontage des Errichtungskrans samt Ausleger
- Entladeoperationen von Komponenten von Standardtransporten oder Sondertransportequipment
- Unterstützung des Errichtungskrans während des Installationsprozesses.

Je nach Projektstadium befindet sich min. ein Hilfskran am Standort.

4.2.3.1 Dimensionen

Es werden zwei Arten von Hilfskrantaschen unterschieden.

4.2.3.1.1 Hilfskrantaschen parallel zur Auslegermontagefläche

Siehe Abbildung 18 - Abbildung 19

- Größe:
  - 10 m x 23 m entlang der Auslegermontagefläche
  - 14 m x 15 m direkt im Anschluss an die Kranstellfläche
- Abstand zueinander: 50 m jeweils zur Drehkranzmitte

- Anzahl je Auslegermontagefläche: 3 – 4 je nach Anlagenkonfiguration

4.2.3.1.2 Hilfskranstellflächen neben den Lagerflächen:

Siehe Kapitel 4.3

- Größe:
  - 12 m x 17 m für die Turmlagerflächen
  - 12 m x 15 m für die Blattlagerflächen

4.2.3.2 Aufbau und Anordnung

Für alle Hilfskranstellflächen gelten die folgenden Anforderungen für deren Aufbau:

- Befahrbar mit mindestens 12 t Achslast
- Tragfähigkeit mindestens 200 kN/m²
- Temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 herzustellen.
- Anordnung parallel zur Auslegermontagefläche oder neben den Lagerflächen für die Anlagenkomponenten
- Die Hilfskranstellflächen müssen über die gesamte Fläche, ebenerdig sein und dürfen standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Auf demselben Niveau anzuordnen, wie die umgebende Zuwegung zum Standort
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Hilfskranflächen und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

Die Anordnung der Hilfskrantaschen parallel zum Auslegermontagefläche ist für die verschiedenen Turmvarianten in Abbildung 18 und Abbildung 19 dargestellt.

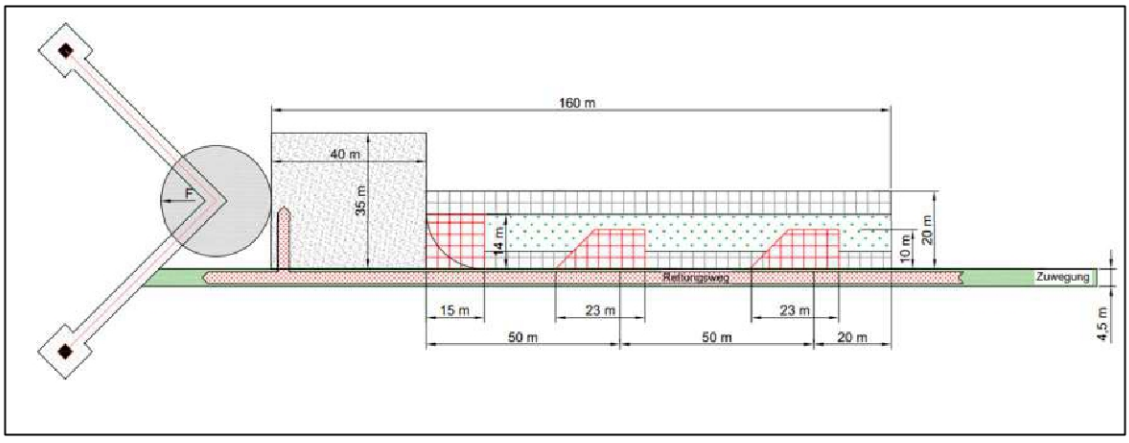


Abbildung 18 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF für Stahltürme

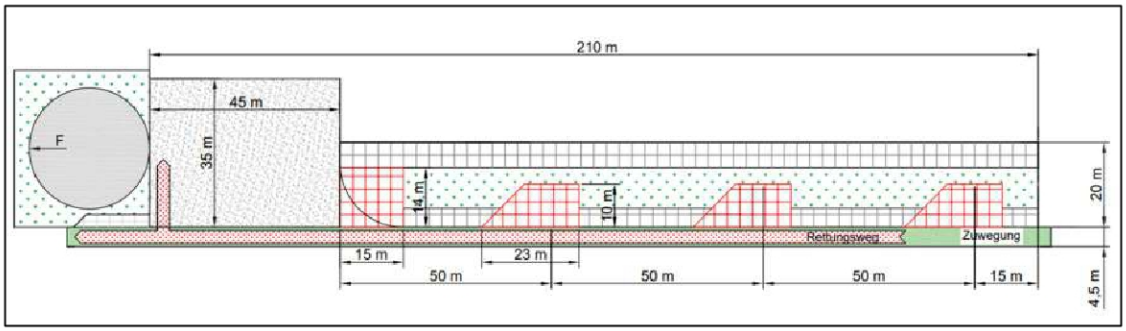


Abbildung 19 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF für den TCS164

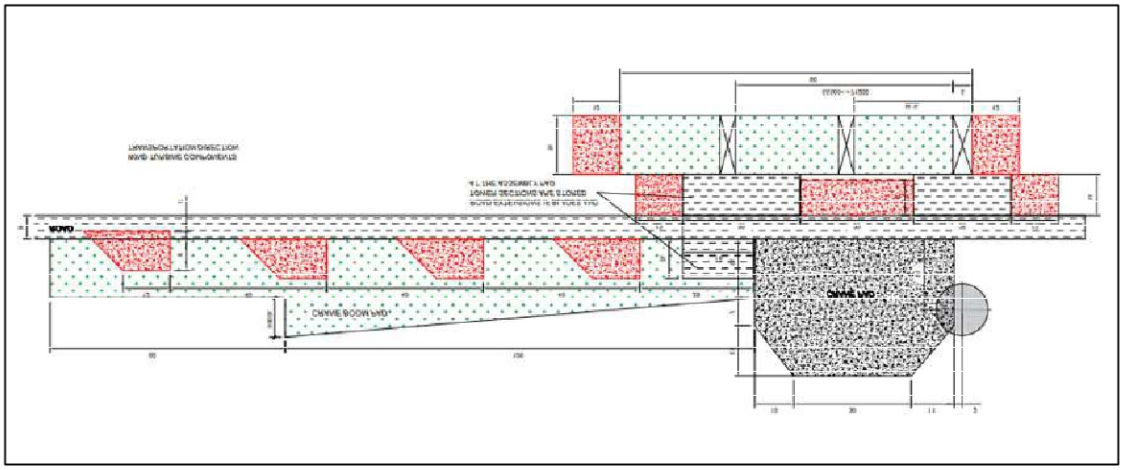


Abbildung 20 Anordnung der Hilfskrantaschen (rot) neben der AMF und den Lagerflächen für den TCS179 (vorläufig)

Die Anordnung der Hilfskranflächen neben den Lagerflächen wird in den jeweiligen Kapiteln beschrieben, siehe dazu Kapitel 4.3.1 und Kapitel 4.3.2.

4.2.4 Nabenvormontagefläche

Die Nabenvormontagefläche dient als Lager- und Endmontagefläche für die Nabe. Diese wird auf Grund von Größenbeschränkungen im Transport ohne die finale Verkleidung angeliefert, welche vor Ort montiert werden muss.

4.2.4.1 Dimensionen

Bezeichnung	Abmessungen	Kurzzeichen	N117 / N131/ N133 / N149 / 163/5.x	N163/ 6.x	N175[1]
Nabenvormontagefläche	Länge [m]	NVM_L	15,00	25,00	25,00
	Breite [m]	NVM_B	15,00	15,00	10,00

[1] Die Abmessungen gelten kombiniert für die Lagerung von Nabe, Maschinenhaus und Triebstrang

Tabelle 21 Abmessungen der Nabenvormontagefläche

4.2.4.2 Aufbau und Anordnung

Die Nabenvormontagefläche ist wie folgt aufzubauen:

- Die Nabenvormontagefläche darf standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Die Nabenvormontagefläche muss ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche liegen.
- Befahrbar mit mindestens 8 t Achslast
- Tragfähigkeit: 250 kN/m²
- Befahrbar von der Zuwegung oder Kranstellfläche aus
- Temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit herzustellen unter Berücksichtigung von Kapitel 3.
- Darf nicht im Bereich der unter Spannung stehenden Reibseilabspannung liegen.
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Nabenvormontagefläche und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

Auf Grund des Gewichts der Nabe ist es notwendig diese immer in der direkten Nähe der Kranstellfläche zu positionieren, so dass diese nach der Anlieferung nicht nochmal bewegt werden muss, außer bei der Installation durch den Errichtungskran.

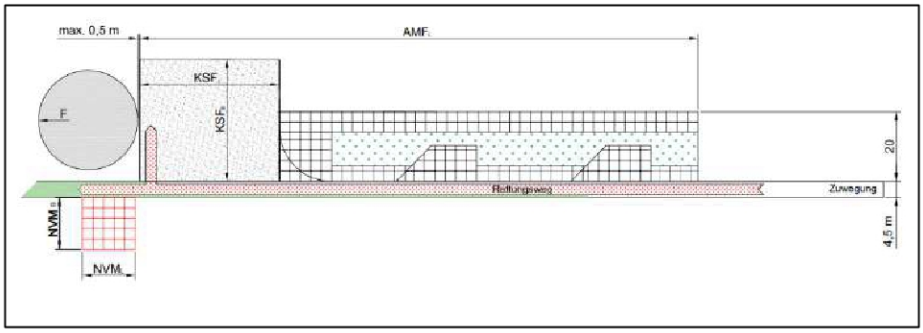


Abbildung 21 Beispielhafte Positionierung einer Nabenvormontagefläche (rot) neben der KSF bis TCS164

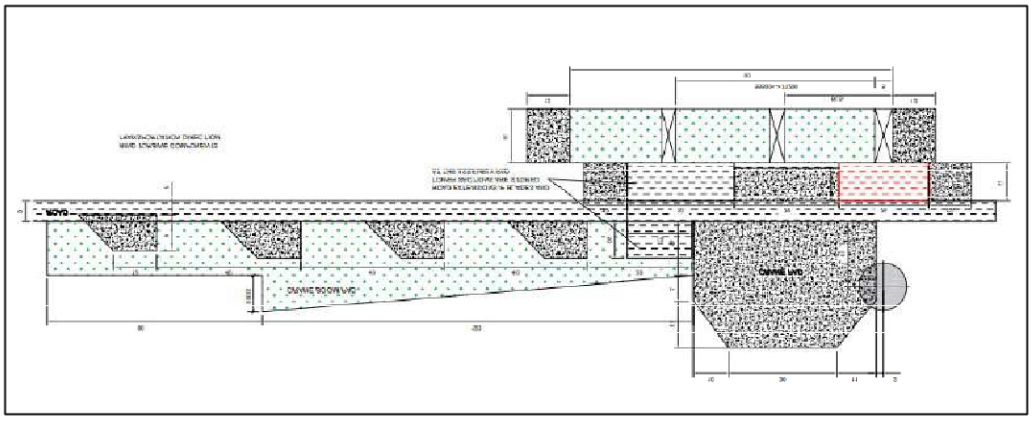


Abbildung 22 Positionierung einer Nabenvormontagefläche (rot) neben der KSF für TCS179 (vorläufig)

4.3 Lagerflächen

Das Standard – Layout für die Errichtung einer Windkraftanlage bei Nordex sieht vor das alle Lagerflächen inkl. der Nabenvormontagefläche direkt an den einzelnen Standorten vom Kunden hergerichtet werden.

Ist dies auf Grund von Waldstandorten oder topografisch anspruchsvollen Standorten nicht realisierbar, muss mindestens eine zentrale Fläche vorgehalten werden, an der das Ablegen von Komponenten möglich ist.

4.3.1 Turmlagerfläche

Je nach Anlagenkonfiguration besteht der Stahlturm von Nordex aus bis zu 6 Stahlsektionen, die am Standort zu lagern sind.

4.3.1.1 Dimensionen und Anzahl

Bezeichnung	Abmessungen	Kurzzeichen	N117 / N131 / N133 / N149 / N163	N175[2]
Turmlagerfläche 1 (TCS und TS)	Länge [m]	$TL1_L$	36,00 m	84,00 m
	Breite [m]	TL_B	17,00 m	10,50 m
Turmlagerfläche 2 (nur TS ab 100 m)	Länge [m]	$TL2_L$	36,00 m	-
	Breite [m]	TL_B	17,00 m	-

Tabelle 22 Abmessungen der Turmlagerflächen

Je nach Anordnung der Turmlagerflächen sind neben den Flächen jeweils beidseitig Hilfskrantaschen gem. Kapitel 4.2.3 vorzusehen.

[2] Die Abmessungen gelten kombiniert für die Lagerung von Turmsektionen, Nabe, Maschinenhaus und Triebstrang

4.3.1.2 Aufbau

Die Turmlagerflächen sind wie folgt aufzubauen:

- Die Turmlagerflächen müssen über die gesamte Fläche, ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche und wurzelstockfrei sein.
- Die Turmlagerflächen dürfen standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Die Enden der Turmlagerflächen (im Bereich der Auflagerflächen) sind temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 auszubauen, damit dort mit der Hebebühne vorbereitende Arbeiten für die Installation vorgenommen werden können. Die finale Position dieser Flächen ist abhängig von der Turmkonfiguration und kann von der dargestellten abweichen.

  Diese Flächen haben folgende Eigenschaften:
  - Befahrbar mit mindestens 8 t Achslast
  - Tragfähigkeit: 200 kN/m²
  - Befahrbar von der Zuwegung oder Kranstellfläche aus
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Turmlagerflächen und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.
- Vor und hinter den Turmlagerflächen sind Hilfskranflächen anzuordnen, siehe Kapitel 4.2.3.

4.3.1.3 Anordnung für Türme bis TCS179

Je nach Anordnung der Turmlagerflächen ist es notwendig, dass die Anlieferung der Turmsektionen vorwärts oder rückwärts erfolgt. Um diese Anlieferung zu ermöglichen ist sicherzustellen, dass im Windpark eine Wendemöglichkeit mit mind. einem beidseitigen Radius R = 45,00 m und einer Länge L = 65,00 m vorgesehen wird.

Die Turmlager sind so dimensioniert, dass immer max. 3 Turmsektionen nebeneinander gelagert werden können, somit ist sichergestellt das der Errichtungskran die hinterste Turmsektion noch erreichen kann.

Verschiedene Varianten der Anordnung der Turmlagerflächen werden im Folgenden dargestellt:

4.3.1.3.1 Anordnung von 2 Turmlagerflächen für einen max. 6-teiligen Stahlturm

Diese Anordnung ist für Nabenhöhen zwischen 100 m und 134 m anzuwenden.

Variante 1: Anordnung des Turmlagers direkt an der Zuwegung

Bedingungen für die Umsetzung von Variante 1:

- Für diese Anordnung ist eine Wendestelle wie in Kapitel 2.3 dargestellt notwendig.

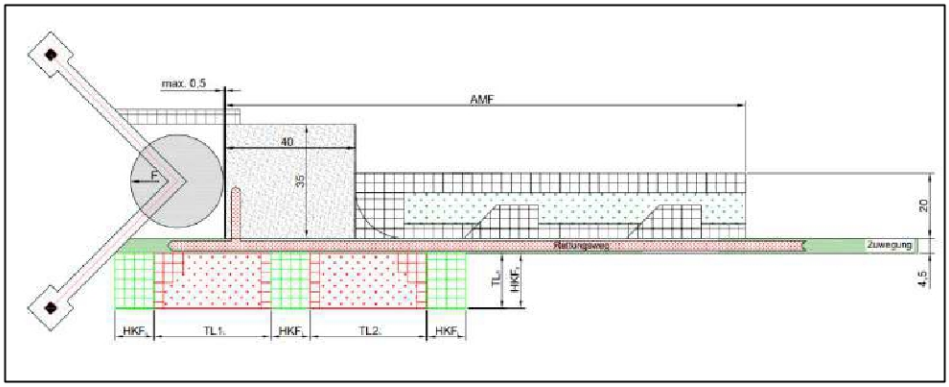


Abbildung 23 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der KSF (Variante 1)

Variante 2: Anordnung des Turmlagers an der Kranstellfläche

Bedingungen für die Umsetzung von Variante 2:

- Hilfskranstellflächen ist zu vergrößern, dass diese zwischen den Turmlagerflächen bis hinter die Turmlagerflächen reichen, so dass sich der Hilfskran zum Entladen und Errichten positionieren kann
- Anlieferung der Turmsektionen muss vorwärts erfolgen
- Die temporäre Zuwegung ist so auszubauen, dass diese zur Anlieferung der Turmlagerflächen verwendet werden kann, Anforderungen siehe Kapitel 2.1.3

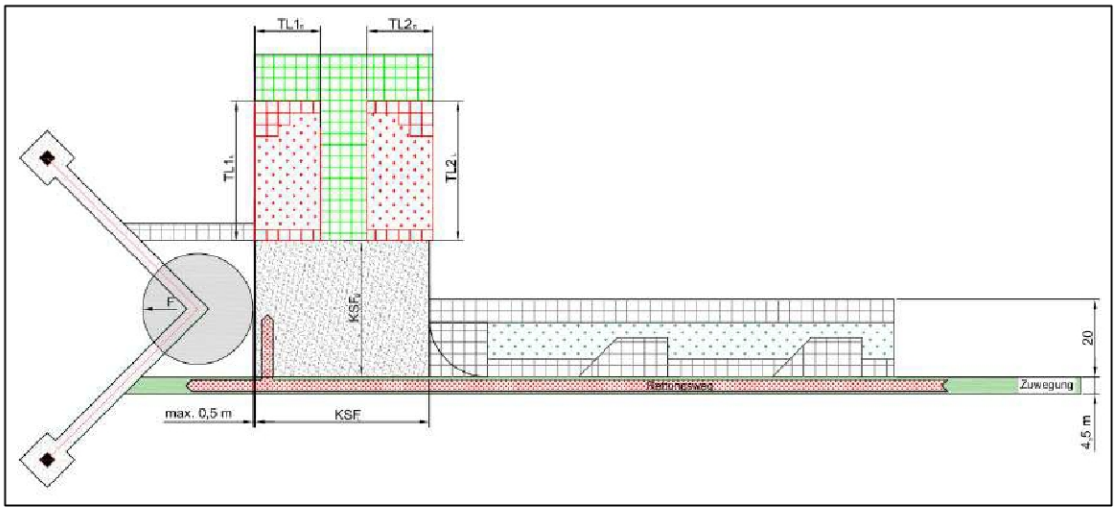


Abbildung 24 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) als T-Stück (Variante 2)

4.3.1.3.2 Anordnung einer Turmlagerfläche für einen max. 3-teiligen Stahlturm

Diese Anordnung ist für Nabenhöhen kleiner 100 m und 164 m anzuwenden.

Variante 1: Anordnung des Turmlagers direkt an der Zuwegung

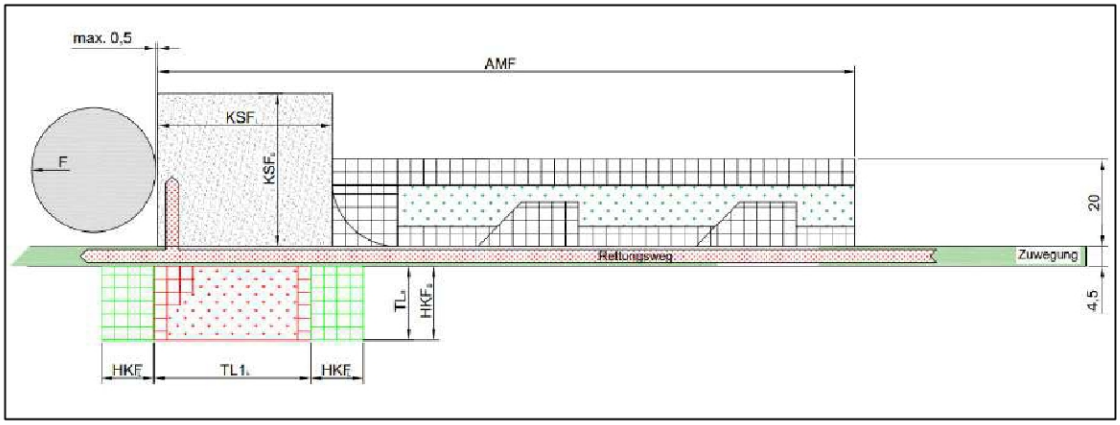


Abbildung 25 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der KSF (Variante 1)

Variante 2: Anordnung neben der Auslegermontagefläche

Bedingungen für die Umsetzung von Variante 2:

- Hilfskranstellfläche ist zu vergrößern, dass diese bis auf die Zuwegung reicht
- Anlieferung muss rückwärts erfolgen, daher wird wie bereits beschrieben eine Wendemöglichkeit gem. Kapitel 2.3 herzustellen benötigt
- Auslegermontagefläche ist so auszubauen, dass diese zur Anlieferung der Turmlagerflächen verwendet werden kann, Anforderungen siehe Kapitel 2.1.3

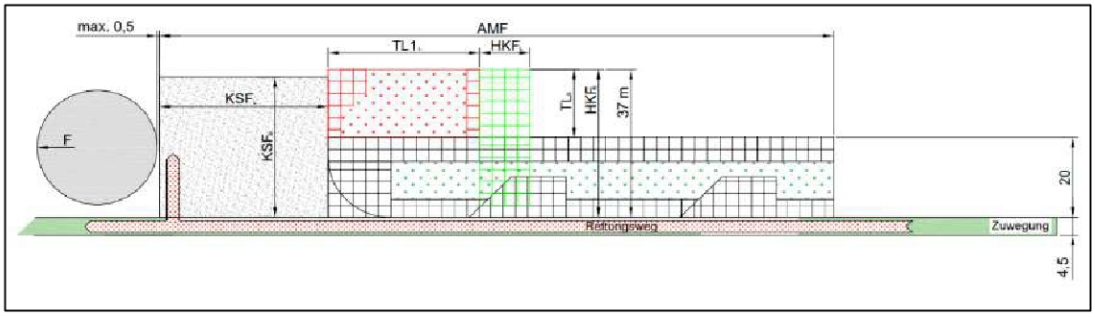


Abbildung 26 Positionierung der Turmlagerflächen (rot) inkl. der Hilfskrantaschen (grün) neben der Auslegermontagefläche (Variante 2)

Generell gibt verschiedene Möglichkeiten die Turmlagerflächen anzuordnen, die hier dargestellten stellen lediglich die gängigsten Varianten dar, weitere Varianten müssen projektspezifisch betrachtet und geplant werden.

Für beide Lagerungsvarianten gilt, dass diese auf dem gleichen Niveau wie die Kranstellfläche anzuordnen sind.

4.3.1.4 Anordnung für TCS179

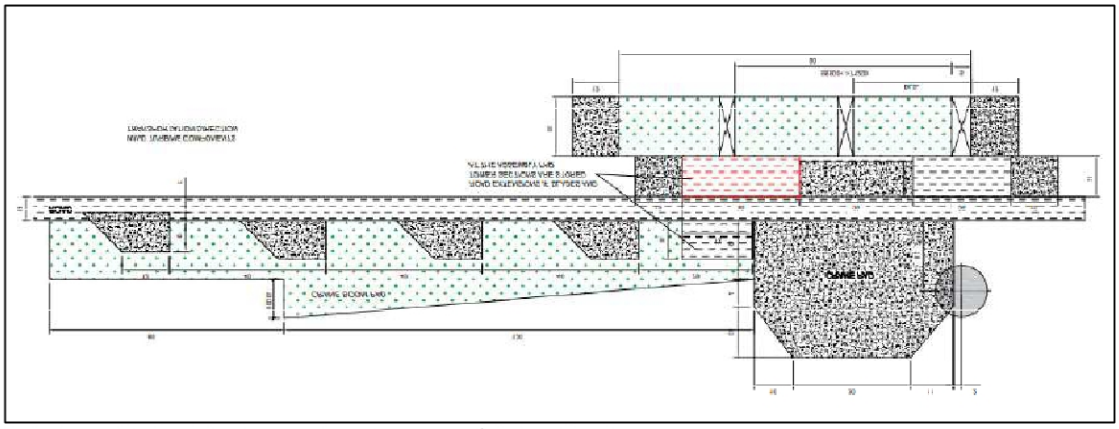


Abbildung 27 Positionierung der Turmlagerflächen (rot)

4.3.2 Blattlagerfläche

4.3.2.1 Dimensionen

Je nach Anlagenkonfiguration wird die Größe der Blattlagerflächen wie folgt definiert:

Bezeichnung	Abmessungen	Kurzzeichen	N117	N131/ N133	N149	N163/ 5.x / 6.x	N175
Blattlagerfläche	Länge [m]	BL_L	60,00	67,00	76,00	83,00	90,00
	Breite [m]	BL_B	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00

Tabelle 23 Abmessungen der Blattlagerflächen

Für die Lagerung der Rotorblätter müssen zwei Bereiche innerhalb der Blattlagerfläche mit Platten ausgelegt oder geschottert hergestellt werden, so dass die Blattgestelle darauf abgestellt werden können.

Ein Bereich befindet sich unter der Blattwurzel und der Bereich des Tipgestells hat je nach Anlagenkonfiguration eine unterschiedliche Position:

Bezeichnung	Abmessungen	Kurzzeichen	N117	N131/ N133	N149	N163	N175[3]
Lagerfläche für das Tipgestell	Abstand ab Blattwurzel bis Mitte Tipgestell [m]	BLS_L	38,00	47,85	57,50	63,00	70,00 oder 72,00
	Breite [m]		9,00				
	Länge [m]	BL_B	15,00				

Tabelle 24 Position des Tippgestells für die Lagerung der Rotorblätter

[3] Finale Position ist abhängig von der verwendeten Transporttechnik und wird festgelegt, wenn diese definiert wurde.

Weiterhin werden für die Vorbereitung des Rotorblattes zur Installation weitere Hilfsflächen benötigt, die geschottert oder mit Platten auszulegen sind:

- Arbeitsfläche mit 6 m x 15 m für den Hubsteiger vor der Blattwurzel (nur notwendig, wenn diese nicht direkt an die KSF anschließt)
- Arbeitsfläche mit 9 m x 15 m für den Hubsteiger im Bereich des Blattschwerpunktes

Bezeichnung	Abmes-sungen	Kurz-zeichen	N117	N131/ N133	N149	N163/ 5.x / 6.x	N175
Arbeitsfläche im Blatt-schwerpunkt	Abstand ab Blatt-wurzel bis Blatt-schwer-punkt [m]	M_L	15,90	17,80	ca. 19,80 m	20,40	23,00
	Breite [m]	M_L	6,00				
	Länge [m]	BL_B	15,00				

Tabelle 25 Position Blattschwerpunktes für die Lagerung der Rotorblätter

4.3.2.2 Aufbau

Die Blattlagerfläche ist wie folgt aufzubauen:

- Die Blattlagerfläche muss über die gesamte Fläche, ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche und wurzelstockfrei sein.
- Die Blattlagerfläche darf standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen, da es beim Anheben der Blätter mittels Traverse zur Durchbiegung des Blattes kommt.
- Im Bereich der Lagerflächen für die Transportgestelle und der Hilfskranflächen im Bereich der Blattlagerflächen und daneben gilt:
  - Die Flächen sind temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 ausbauen
  - Befahrbar mit mindestens 14 t Achslast
  - Tragfähigkeit mindestens 200 kN/m²
  - Befahrbar von der Zuwegung oder Kranstellfläche aus
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Turmlagerflächen und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

4.3.2.3 Anordnung der Rotorblätter für Anlagen kleiner TCS179

Bei der Anordnung der Blattlagerfläche ist darauf zu achten, dass die Rotorblätter immer mit der Blattwurzel Richtung Fundament angeliefert werden müssen. Dementsprechend sind die Lagerflächen für die Transportgestelle und die Hilfskrantaschen anzuordnen.
Je nach Anordnung der Turmlagerflächen können die Blätter standardmäßig in zwei unterschiedlichen Varianten gelagert werden.

Für beide Lagerungsvarianten gilt, dass diese auf dem gleichen Niveau wie die Kranstellfläche anzuordnen sind.

4.3.2.3.1 Anordnung des Blattlagers direkt an der Zuwegung

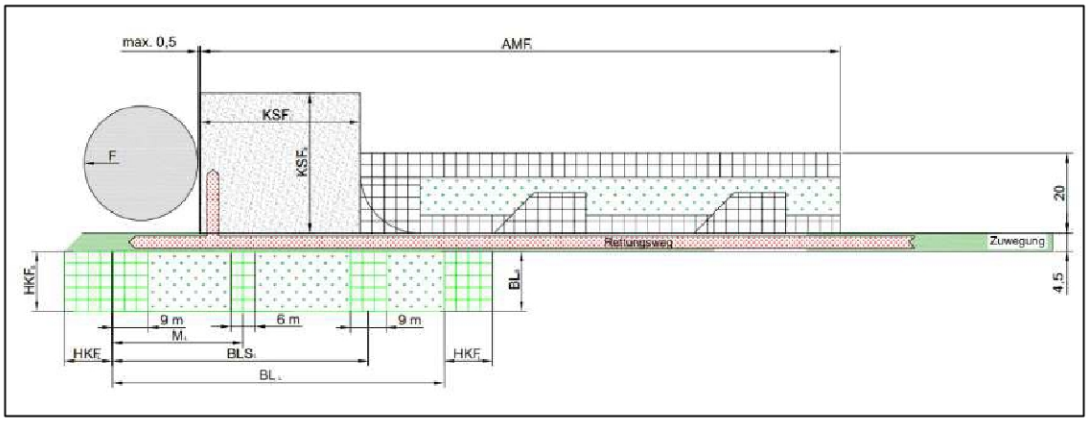


Abbildung 28 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der Hauptzuwegung (beispielhaft für eine Anlagenkonfiguration mit Hybridturm oder Stahlturm unter 100 m)

4.3.2.3.2 Anordnung neben der Auslegermontagefläche

Bedingungen für diese Umsetzung:

- Hilfskranstellfläche ist zu vergrößern, dass diese bis auf die Zuwegung reicht
- Auslegermontagefläche ist so auszubauen, dass diese zur Anlieferung der Rotorblätter verwendet werden kann, Anforderungen siehe Kapitel 2.1.3

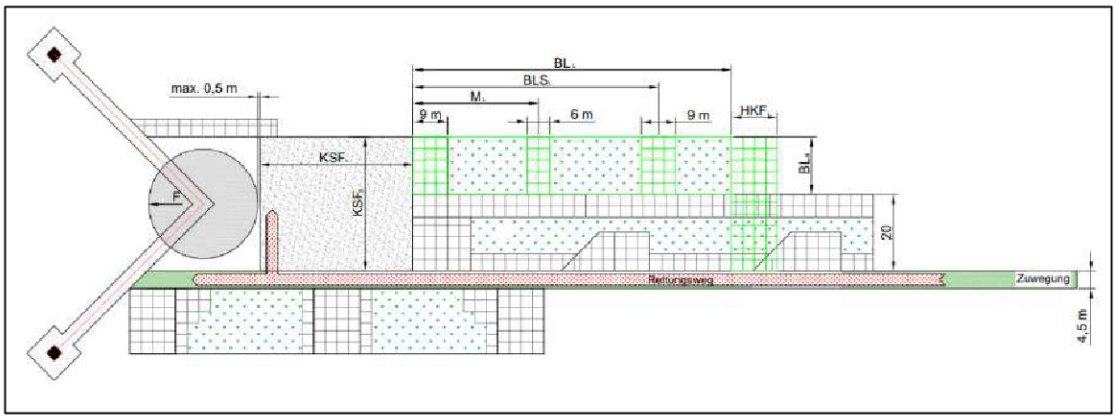


Abbildung 29 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der AMF

4.3.2.4 Anordnung der Rotorblätter für N175 auf TCS179

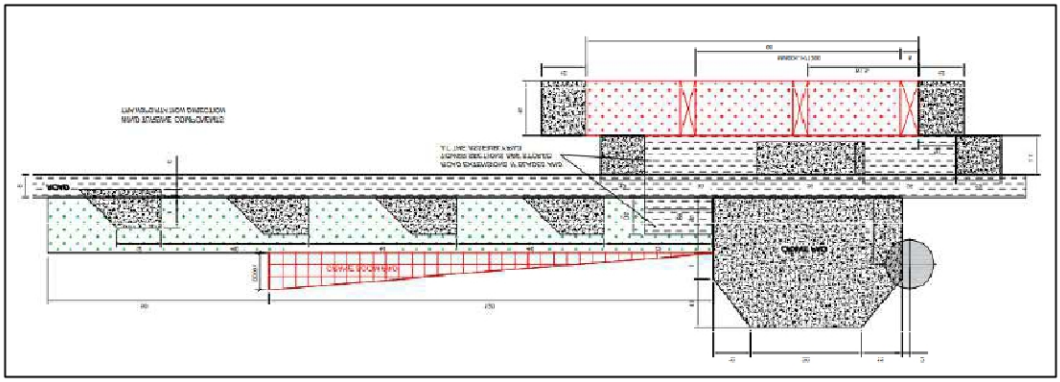


Abbildung 30 Anordnung einer Blattlagerfläche neben der AMF für die N175 auf TCS179 (vorläufig)

4.3.3 Lagerflächen für Maschinenhaus und Triebstrang

4.3.3.1 Dimensionen

Für das Maschinenhaus und den Triebstrang sind folgende Lagerflächen vorzusehen:

- Maschinenhaus: 4,5 m x 13 m
- Fläche für externe Kühler: 4,5 m x 2,5 m
- Triebstrang: 5,0 m x 7,5 m

4.3.3.2 Aufbau

Der Aufbau der Lagerflächen ist wie folgt:

- Die max. zulässige Neigung der Lagerflächen beträgt bis zu 2%
- Tragfähigkeit mindestens 250 kN/m²
- Die Lagerfläche muss wurzelstockfrei und eben sein.
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen den Lagerflächen und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

4.3.3.3 Anordnung

Die Lagerflächen sind neben der Kranstellfläche anzuordnen und es ist darauf zu achten, dass um die Fläche für den Kühler ausreichend Platz ist, um weitere Komponenten anbauen zu können.

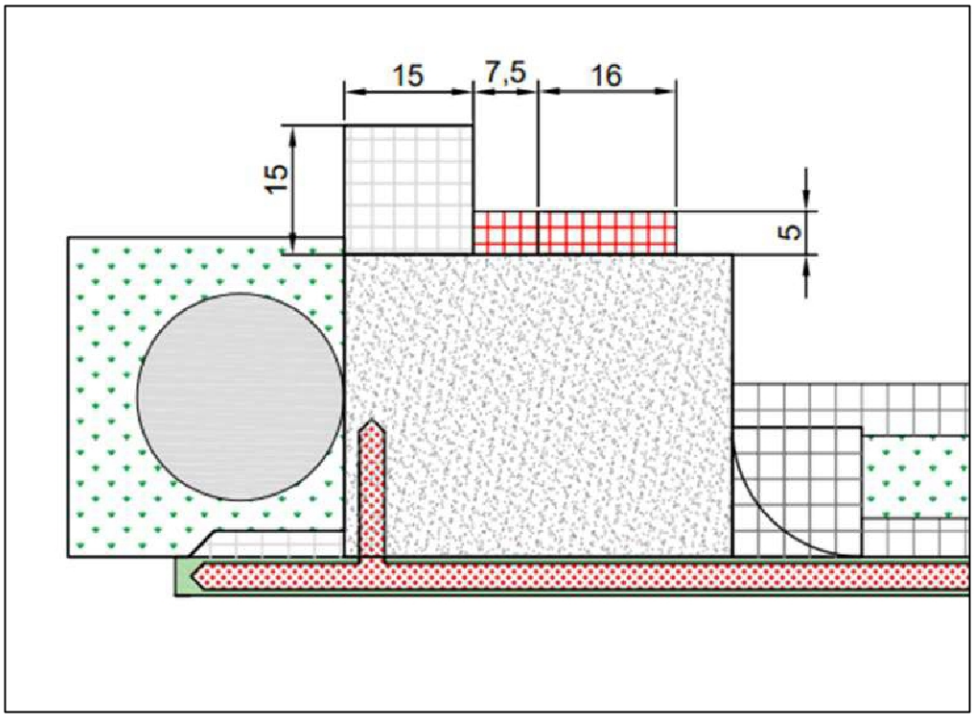


Abbildung 31 Positionierung von Maschinenhaus und Triebstrang neben der KSF bis N163/6.x

4.3.4 Lagerfläche für TCS164 - Betonturm

Für die Lagerung der Betondrittelschalen des Hybridturms wird eine Lagerfläche mit 17 x 36 m benötigt.

4.3.4.1 Aufbau

Die Lagerfläche ist wie folgt aufzubauen:

- Die Lagerfläche darf standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Die Lagerfläche muss ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche liegen.
- Befahrbar mit mindestens 8 t Achslast
- Befahrbar von der Zuwegung oder Kranstellfläche aus
- Temporär mit Schotter oder verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 herzustellen.
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Lagerfläche und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

4.3.4.2 Anordnung

Die Lagerfläche ist standardmäßig im Bereich der Kranstellfläche neben der Hauptzuwegung anzuordnen.

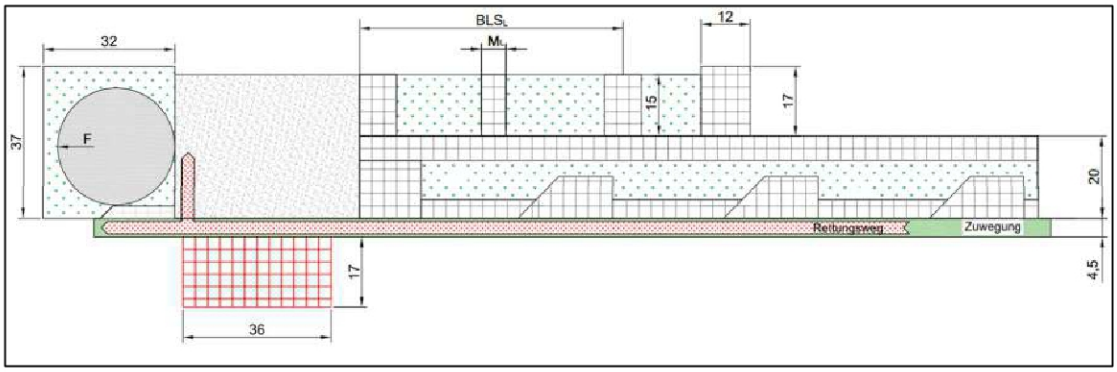


Abbildung 32 Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS164

4.3.5 Lagerfläche für TCS179 – Betonturm (vorläufig)

Für die Lagerung der Betonsektionen des Hybridturms werden die Lagerflächen der Anlagenkomponenten ab Stahlturm aufwärts benötigt.

4.3.5.1 Aufbau

Die Lagerfläche ist wie folgt aufzubauen:

- Die Lagerfläche darf standardmäßig weder Gefälle oder Steigung aufweisen.
- Die Lagerfläche muss ebenerdig auf dem Niveau der Zuwegung / Kranstellfläche liegen.
- Befahrbar mit mindestens 8 t Achslast
- Befahrbar von der Zuwegung oder Kranstellfläche aus
- Ausbau der Flächen wie dargestellt mit verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit (siehe Abbildung und Abbildung 34)
- Bei Waldstandorten ist ein Mindestabstand zwischen Lagerfläche und Waldrand von 2,00 m zu jeder Seite einzuhalten.

4.3.5.2 Anordnung

Die Lagerfläche ist standardmäßig im Bereich der Auslegermontagefläche oder der Kranstellfläche neben der Hauptzuwegung anzuordnen.

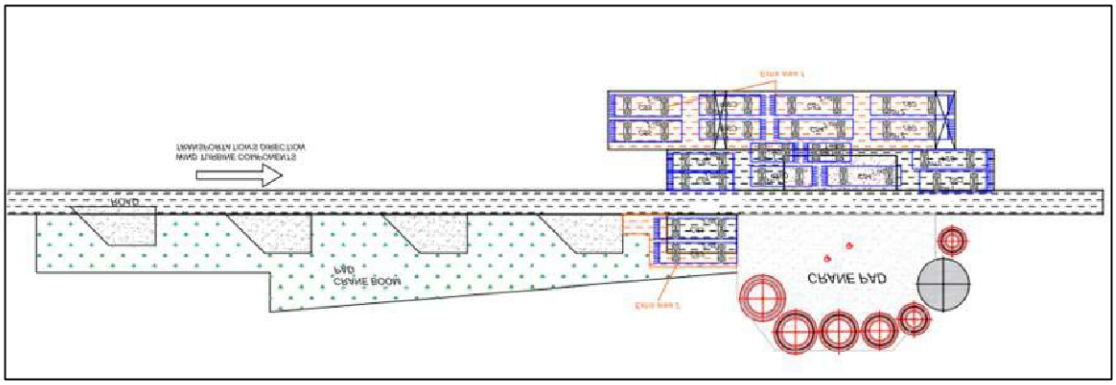


Abbildung 33 Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS179 (vorläufig)

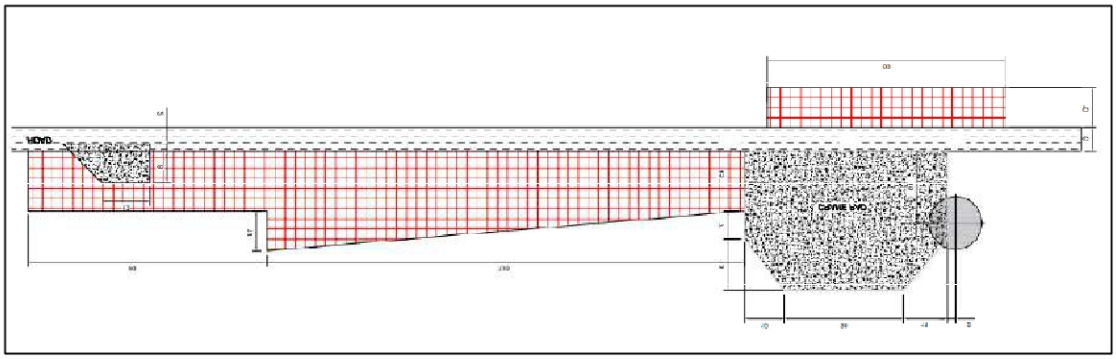


Abbildung 34 Alternative Anordnung Lagerfläche für Betonturmteile für TCS179 (vorläufig)

4.4 Fundament

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, muss ein Zugang in geschotterter Bauweise von der Kranstellfläche zur Tür der Anlage auf dem Fundament hergestellt werden.

4.4.1 Fundamentanfüllung

Die Anforderungen für die Anfüllung nach dem Bau des Fundaments sind auf aus den Anlagenspezifischen Schalplänen zu entnehmen, umzusetzen und durch geeignete Protokolle nachzuweisen.

Es ist auf einen Einbau, mit lagenweiser Verdichtung zu achten, bzw. auszuführen. Die Verdichtungsarbeiten sind mit geeignetem Gerät auszuführen und nachzuweisen, hier sind die DIN/ EN und ZTV E-Erdarbeiten / Straßenbau als Standardgrundlage zu beachten und zu berücksichtigen.

4.4.2 Baugrube

Die Baugrube ist gemäß Schalplan herzustellen. Es ist ein auseichender Arbeitsraum um das Fundament herum von mindestens 1m sicherzustellen. Die Böschung der Baugrube ist gemäß der Vorgabe des Baugrundgutachters auszuführen. Die Baugrubenabnahme durch den Baugrundgutachter ist rechtzeitig und spätestens 5 Tage vor Beginn der Fundamentbauarbeiten durch entsprechenden Nachweis zu bestätigen. Die Baugrube ist gemäß den Erfordernissen der HSE und den allgemeinen technischen Forderungen der Arbeitssicherheit anzulegen herzustellen.

Die Baugrube ist nach der Bodenklasse und den daraus resultierenden Böschungswinkeln inklusive der erforderlichen technisch notwendigen Arbeitsräume zu erstellen, die sich aus den aktuell gültigen DIN-Normen zum Erdbau ergeben.

4.4.3 Fundamentzugang für Anlagen bis TCS164

4.4.3.1 Hybridturm und Stahlturm ohne Außenflansch

Der Übergang zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament ist mittels einer Rampe mit einer Steigung von maximal 5° in geschotterter Bauweise herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Breite der Rampe sollte dabei 5,00 m betragen.

Die Rampe und die Fahrspur auf der Fundamentanschüttung müssen dabei mit min. einer Belastbarkeit von 120 kN/m² ausgebaut werden.

Abhängig vom Turmtypen sind folgende Belastungen für diese Zuwegung auf das Fundament vorzusehen:

- Hybridturm = Belastung gem. gültigem Schalplan
- Stahlturm ohne Außenflansch = Belastung gem. gültigem Schalplan

Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben.

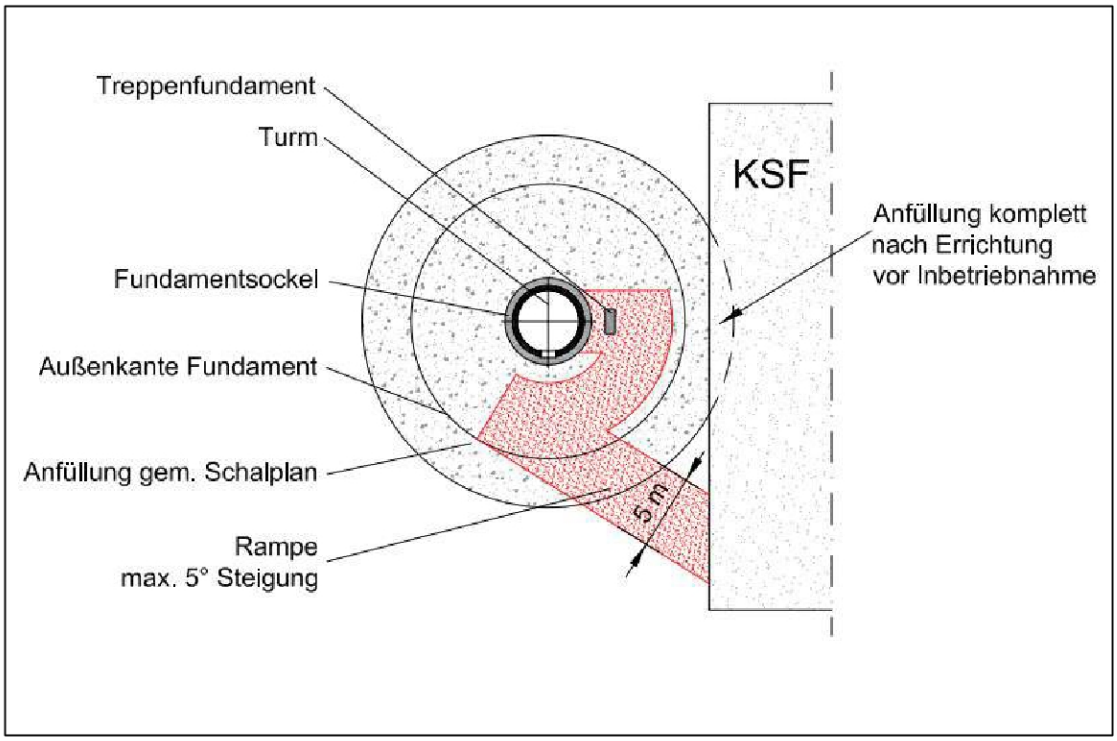


Abbildung 35 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Stahltürmen ohne Außenflansch

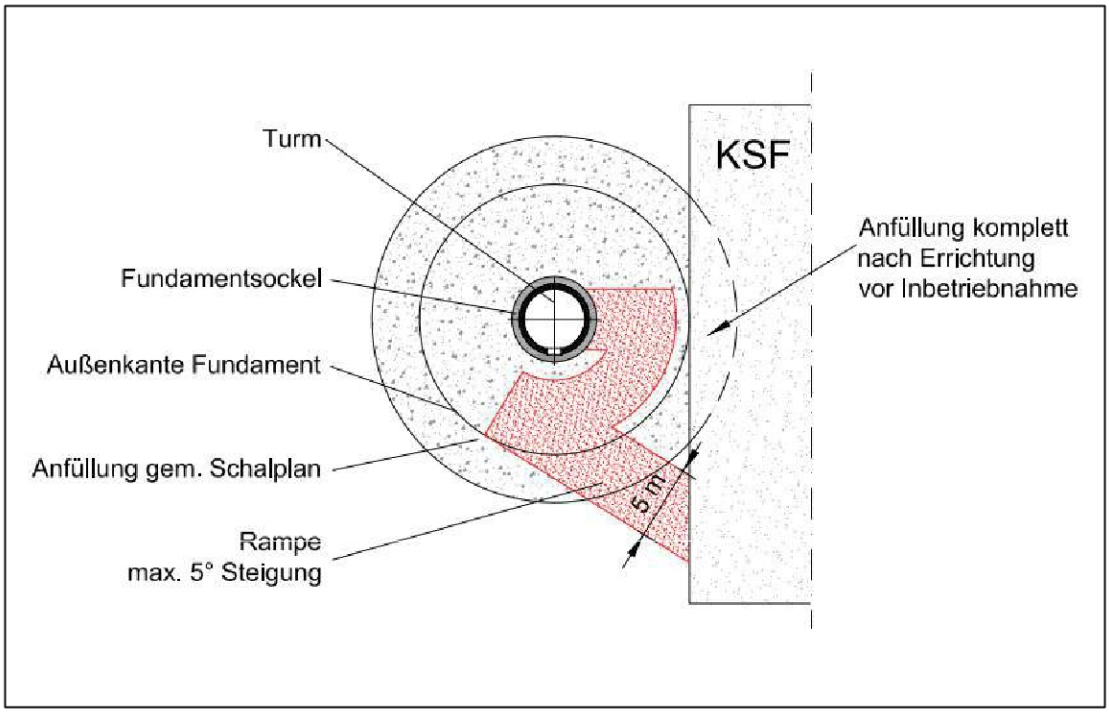


Abbildung 36 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Hybridtürmen vom TCS164

4.4.3.2 Stahlturm mit Außenflansch

Die Turmtypen TS118-03, TS125-01 und TS125-04 verfügen über einen Außenflansch. Diese Bauweise hat zur Folge, dass der Turm auf der Fundamentanschüttung komplett umfahren werden muss, um Installations- und Wartungsarbeiten vorzunehmen.

Der Übergang zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mittels einer Rampe mit einer Steigung von maximal 5° in geschotterter Bauweise herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren und auch umfahren können.
Die Breite der Rampe beträgt dabei 5,00 m.
Die Breite der Fahrspur auf der Fundamentanschüttung beträgt 5,00 m.
Die Rampe und die Fahrspur auf der Fundamentanschüttung müssen mit min. einer Belastbarkeit von 120 kN/m² ausgebaut werden.

Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben.

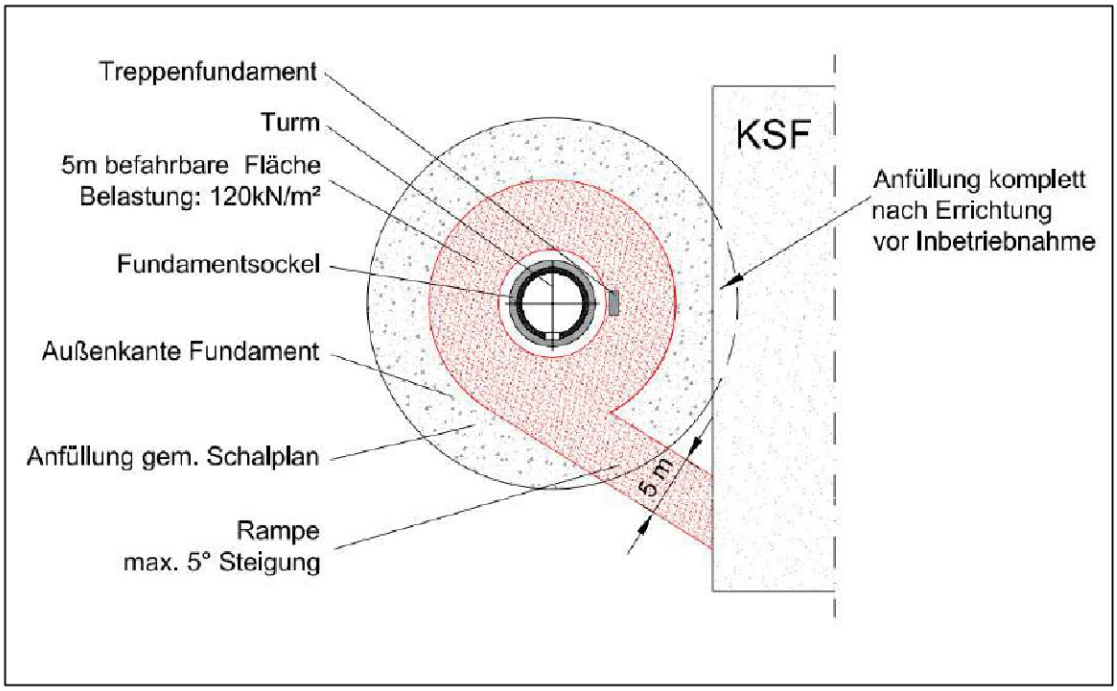


Abbildung 37 Rampe zwischen KSF und Fundament bei Stahltürmen mit Außenflansch

4.5 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von Stahlrohrtürmen über einer Nabenhöhe von 100 m wird eine Reibseilabspannung bestehend aus zwei Drahtseilen im Abstand von 90° installiert, um den Turm zu spannen.

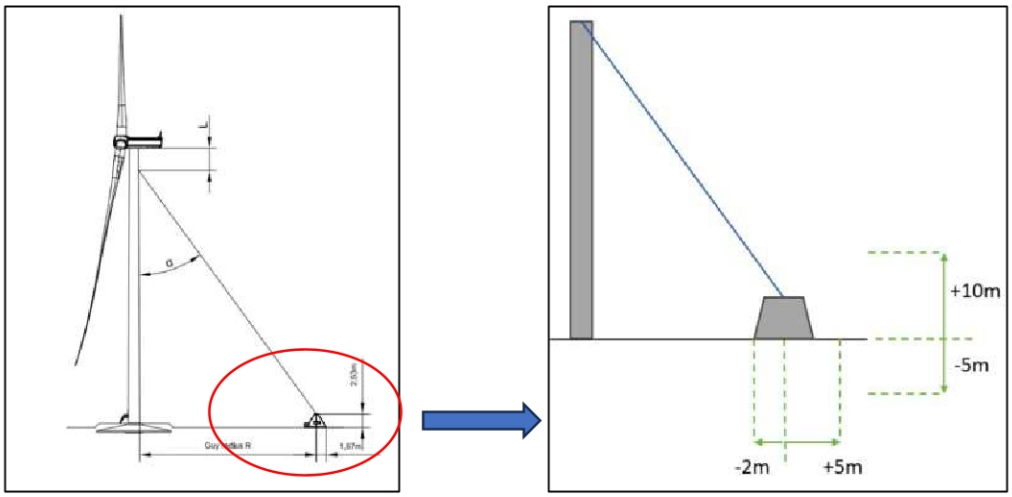


Abbildung 38 Schematische Darstellung der Wirkweise einer Reibseilabspannung und Toleranzen für die Anordnung

Dafür sind ausreichende Flächen für die Installation einer Reibseilabspannung vorzusehen und zur Verfügung zu stellen. Folgender Flächenbedarf ist dafür vorzusehen:

- 3,00 x 3,00 m Grundfläche für die Platzierung der Gestelle
- 10 m x 10 m für das notwendige Lichtraumprofil
- Zuwegung mit einer Breite von min. 4 m



Abbildung 39 Darstellung eines Gestells für die Reibseilabspannung

4.5.1 Ausbau

Die Flächen sind wie folgt auszubauen:

- Die Zuwegung muss mit 8 ton befahrbar sein, da die Positionierung mittels Stapler erfolgt
- Die Zuwegung ist zu schottern oder mit verschraubbaren Platten mit auszulegen.
- Die Fläche muss wurzelstockfrei und eben sein, je nach Bodenbeschaffenheit mit verschraubbaren Platten mit Profilbeschaffenheit unter Berücksichtigung von Kapitel 3 ausgelegt werden.

4.5.2 Anordnung

Bei der Anordnung der Reibseilabspannungen ist zwingend darauf zu achten, dass die nicht über Zuwegungen zu anderen Anlagenstandorten führt oder Lagerflächen (außer Turmlagerflächen), da ein Aufenthalt unter installierten Reibseilabspannungen nicht gestattet ist.

Die Anordnung der Reibseilabspannung muss innerhalb der in Abbildung 38 angegebenen Toleranzen erfolgen.
Der Radius für die Reibseilabspannung ist je nach Anlagenkonfiguration unterschiedlich und der Tabelle 26 zu entnehmen:

Anlage	Nabenhöhe / Turmtyp	Radius Reibseilabspannung [m]	Position der Reibseilabspannung am Turm unterhalb der Nabe [m]
N117/3.6	TS120	45	1,60
	TS134	45	Tbd.
N133/4.8	TS110	45	1,60
	TS125-02	55	22,50
N149/5.x	TS105-01	45	1,60
	TS125-04	36	1,60
N163/5.x	TS118-00	55	1,60
N163/6.x	TS118-03	Max. 65	Tbd.

Tabelle 26 Abstandsradien und Installationshöhen der Reibseilabspannungen gem. Abbildung 38

Standortspezifisch wird ausgewählt, welche dieser Positionen nicht mit den Hebeplänen kollidiert. Standardpositionierungen sind in Abbildung 40 dargestellt.

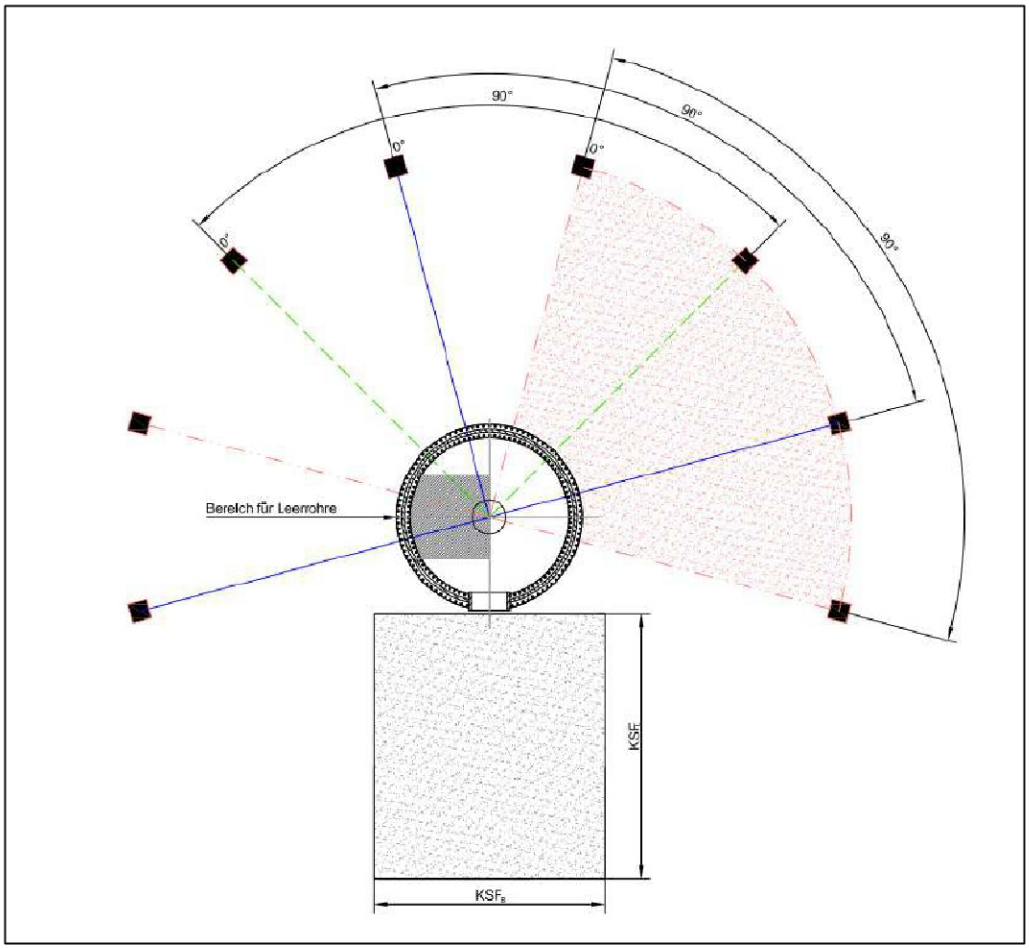


Abbildung 40 Anordnung der Reibseilabspannungen

4.6 BE-Fläche

Diese Fläche muss vor Start aller Arbeiten durch Nordex oder deren Nachunternehmer durch den Kunden gerichtet werden.

4.6.1 Position der BE-Fläche

Die Position der BE-Fläche sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den Windpark einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).

Die Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereichs der zu errichtenden Windkraftanlage liegen. Der Gefahrenbereich definiert sich aus Nabehöhe der Anlage + Blattlänge + 30 m.

Es besteht die Möglichkeit der Positionierung der BE-Fläche an einer Bestandsanlage unter den folgenden Voraussetzungen:

- Nur zwischen Mai und Oktober, dies ist projektspezifisch mit Nordex abzustimmen
- Fläche ist ausreichend groß für die definierte BE-Fläche gem. Abbildung 41
- Genehmigung des Anlagenbetreibers liegt vor
- Ausreichend Platz für Servicefahrzeuge des Anlagenbetreibers

4.6.2 Aufbau und Abmessungen

Eine Fläche von mind. 20,00 x 48,00 m ist durch den Kunden herzurichten, um notwendige Einrichtungen gem. Abbildung 41 zu positionieren.
Folgende Skizze zeigt eine allgemeine Darstellung eines Nordex-Baustellenbüros, das projektspezifisch zu erstellen ist:

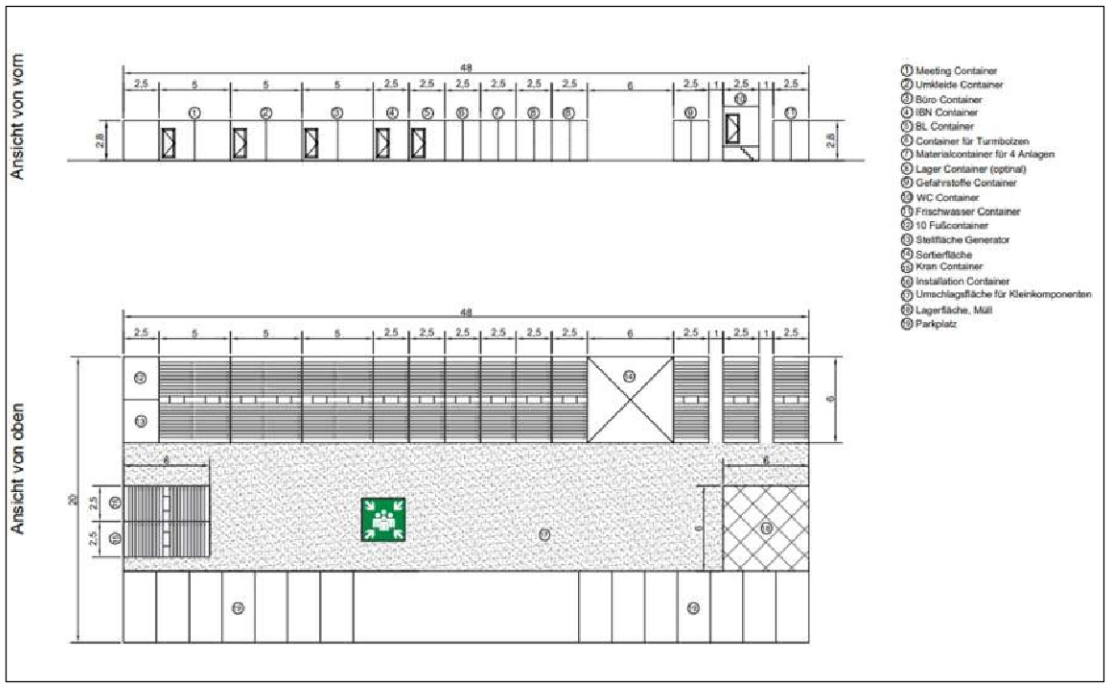


Abbildung 41 Anordnung der BE-Fläche auf der Baustelle

Bereich der Bürofläche kann mit einer Neigung von bis zu 2% ausgebaut werden. Die gesamte Bürofläche ist für die gesamte Projektphase temporär mit verschraubbaren Aluminiumplatten oder geschottert auszubauen (siehe auch Kapitel 3) und kann nach erfolgter Inbetriebnahme des Windparks zurückgebaut werden.
Dabei ist zu beachten, dass das Durchdringen von Erdreich im Bereich der verschraubbaren Aluminiumplatten verhindert wird.
Die BE-Fläche ist so auszubauen, dass die Container und Materialien ohne Behinderung angeliefert und positioniert werden können.

4.6.3 Aufbau und Abmessungen für Hybridturmerrichtung

Im Falle von Großprojekten mit Hybridtürmen kann es zu Überschneidungen zwischen der Errichtung der Betontürme durch Lieferanten und dem Start der Errichtung durch Nordex kommen. In diesem Fall muss zusätzlich zur BE-Fläche unter Kapitel 4.6.2 eine Fläche von 35,00 x 10 m vorgesehen werden, um die BE-Fläche des Lieferanten des Hybridturms sicherzustellen.

4.7 Lagerung von Erdaushub

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament oder außerhalb der dargestellten Montage- oder Lagerflächen (siehe Kapitel 4.2 und 4.3) sowie den Kurvenbereichen samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 2.2) zu lagern.

5 Qualitätsprüfungen

Folgende minimal erforderliche Qualitätsprüfungen von Zuwegungen, Kranstellflächen und Lagerflächen in Form eines Bodengutachtens inkl. Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis müssen vom Kunden ausgeführt werden.

Die Ergebnisse der Qualitätsprüfungen sind Nordex spätestens vier Wochen vor Beginn der Anlieferung vorzulegen.

Im Falle von Problemen bei der Installation des Windkraftanlagen behält sich Nordex das Recht vor, zu Lasten des Kunden Qualitätsprüfungen durch ein Drittunternehmen durchzuführen.

5.1 Zuwegung

Nach Fertigstellung der permanenten und temporären Zuwegung inkl. der Park- und Ausweichflächen im Windpark, ist hierfür eine Qualitätsprüfung vorzunehmen.

Diese Qualitätsprüfung hat die folgenden Kriterien zu erfüllen:

- Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 oder vergleichbarer lokaler Norm der Zuwegungen:
  - 1 Test alle 250 m schichtenweise für Unterbau, Tragschicht und Deckschicht
  - 1 Test alle 250 m im Böschungsbereich oder auf Bodenniveau
- Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* oder vergleichbarer lokaler Norm der Zuwegungen:
  - 3 Tests pro 5.000 m² auf der Deckschicht
- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis

* Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- Ev2 ≥ 100 MN/m² und Ev2/Ev1 ≤ 2,3
- Wenn der Ev1-Wert bereits 60 MN/m² erreicht, dann sind auch höhere Verhältniswerte Ev2/Ev1 zulässig.

Für die korrekte Durchführung der Qualitätsprüfungen gem. Vorgaben ist in einem geeigneten Nachweis an Nordex spätestens 14 Kalendertage vor Start der Anlieferung der Schwerlasttransporte schriftlich zu übermitteln.

5.2 Kranstellfläche

Nach Fertigstellung der Kranstellfläche am Windkraftanlagenstandort, ist hierfür eine Qualitätsprüfung vorzunehmen. Diese Qualitätsprüfung hat die folgenden Kriterien zu erfüllen:

- Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen:
  - 4 Tests pro Kranstellfläche

- Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* oder vergleichbarer lokaler Norm der Zuwegungen:
  - 2 Tests pro Kranstellfläche
- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis pro Kranstellfläche

* Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- Ev2 ≥ 100 MN/m² und Ev2/Ev1 ≤ 2,3
- Wenn der Ev1-Wert bereits 60 MN/m² erreicht, dann sind auch höhere Verhältniswerte Ev2/Ev1 zulässig.

Die Größe der Flächenpressung richtet sich nach dem max. Gewicht der Komponenten und der Größe des verwendeten Krans (Mobilkran, Raupenkran) und muss mindestens 250 kN/m² betragen.
Die Flächenpressung kann beim Aufrichten des Kranauslegers ggf. höher sein, je nachdem, welcher Errichtungskran zum Einsatz kommt, dies ist vor Beginn der Errichtung und nach Festlegung der eingesetzten Krantechnik mit Nordex abzustimmen und durch einen Grundbruchnachweis durch den Auftraggeber zu prüfen.

Für die korrekte Durchführung der Qualitätsprüfungen gem. Vorgaben ist in einem geeigneten Nachweis an Nordex spätestens 14 Kalendertage vor Start der Anlieferung der Schwerlasttransporte schriftlich zu übermitteln.

5.3 Lagerfläche

Nach Fertigstellung der Lagerflächen sowie der Bereiche für die Reibseilabspannungen, Auslegermontagefläche und Hilfskranflächen am Windkraftanlagenstandort, ist hierfür eine Qualitätsprüfung vorzunehmen. Diese Qualitätsprüfung hat die folgenden Kriterien zu erfüllen:

- Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen:
  - 4 Tests pro betrachteter Fläche
- Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* oder vergleichbarer lokaler Norm der Zuwegungen:
  - 2 Tests pro betrachtete Fläche
- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis pro Lagerfläche

* Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- Ev2 ≥ 100 MN/m² und Ev2/Ev1 ≤ 2,3
- Wenn der Ev1-Wert bereits 60 MN/m² erreicht, dann sind auch höhere Verhältniswerte Ev2/Ev1 zulässig.

Für die korrekte Durchführung der Qualitätsprüfungen gem. Vorgaben ist in einem geeigneten Nachweis an Nordex spätestens 14 Kalendertage vor Start der Anlieferung der Schwerlasttransporte schriftlich zu übermitteln.

5.4 Fundament

Für die korrekte Ausführung der Anfüllung gem. Vorgaben im Schalplan ist ein geeigneter Nachweis an Nordex spätestens vor Start der Inbetriebnahmearbeiten zu übermitteln.

5.5 Wartungszeitraum

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 durch den Kunden durchgeführt sein.

5.6 Dokumentation der Qualitätsprüfungen

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, Kranstellflächen und Lagerfläche ist ebenso sauber darzustellen.

6 Krananforderungen

Zur Errichtung einer Windenergieanlage wird ein Errichtungskran und mindestens ein Hilfskran benötigt. Der Hilfskran muss vor, während und nach der Errichtung mehrfach die Position wechseln können.

Die eingesetzten Kräne haben dabei je nach Krantyp und Hakenhöhe folgende Zwangsauslagen und Hakenhöhen haben:

- Zwangsauslage Errichtungskran: 15 – 30 m
- Zwangsauslage Hilfskran: 6 – 12 m
- Die erforderliche Hakenhöhe beträgt min. Nabenhöhe + 14 m

6.1 Mindestabstände zu Freileitung während des Kranbetriebs

Die Mindestabstände zu Freileitungen sind erforderlich, um jegliche Interferenzen mit dem Errichtungskran während der Errichtung zu vermeiden. Diese Mindestabstände betragen:

- 40 m vom Bladelagerbereich.
- L + 10 m von der Fundamentgrube, wobei L die Länge der Rotorblätter ist.

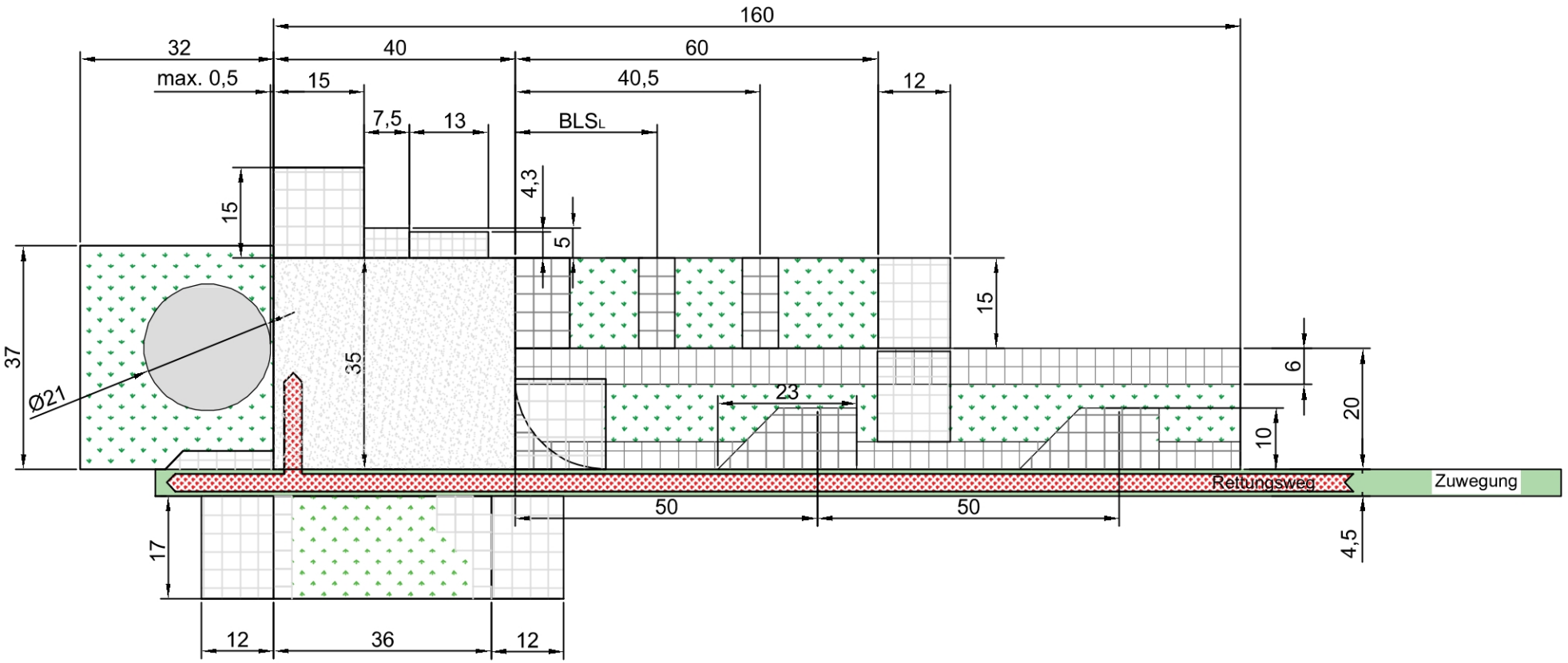
Unabhängig von den oben genannten Sicherheitsanweisungen müssen mindestens die nationalen Sicherheitsvorschriften des Netzbetreibers beachtet werden. Bei allen Kranaktivitäten, sowohl während der Bauphase als auch während jeder korrektiven Wartungsphase (zum Beispiel Blattwechsel), ist die nahegelegene Freileitung abzuschalten.

7 Anlagen

N117 TS91

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

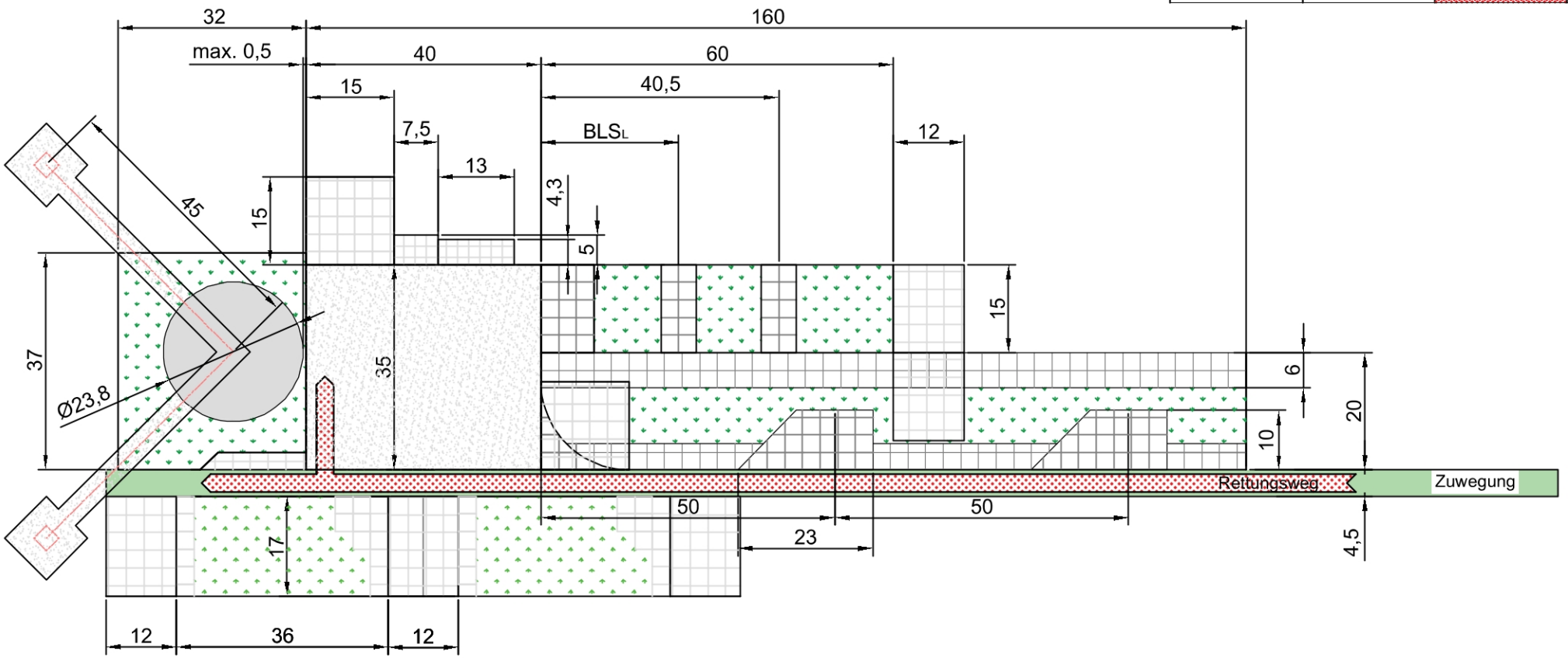


Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

N117 TS134

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

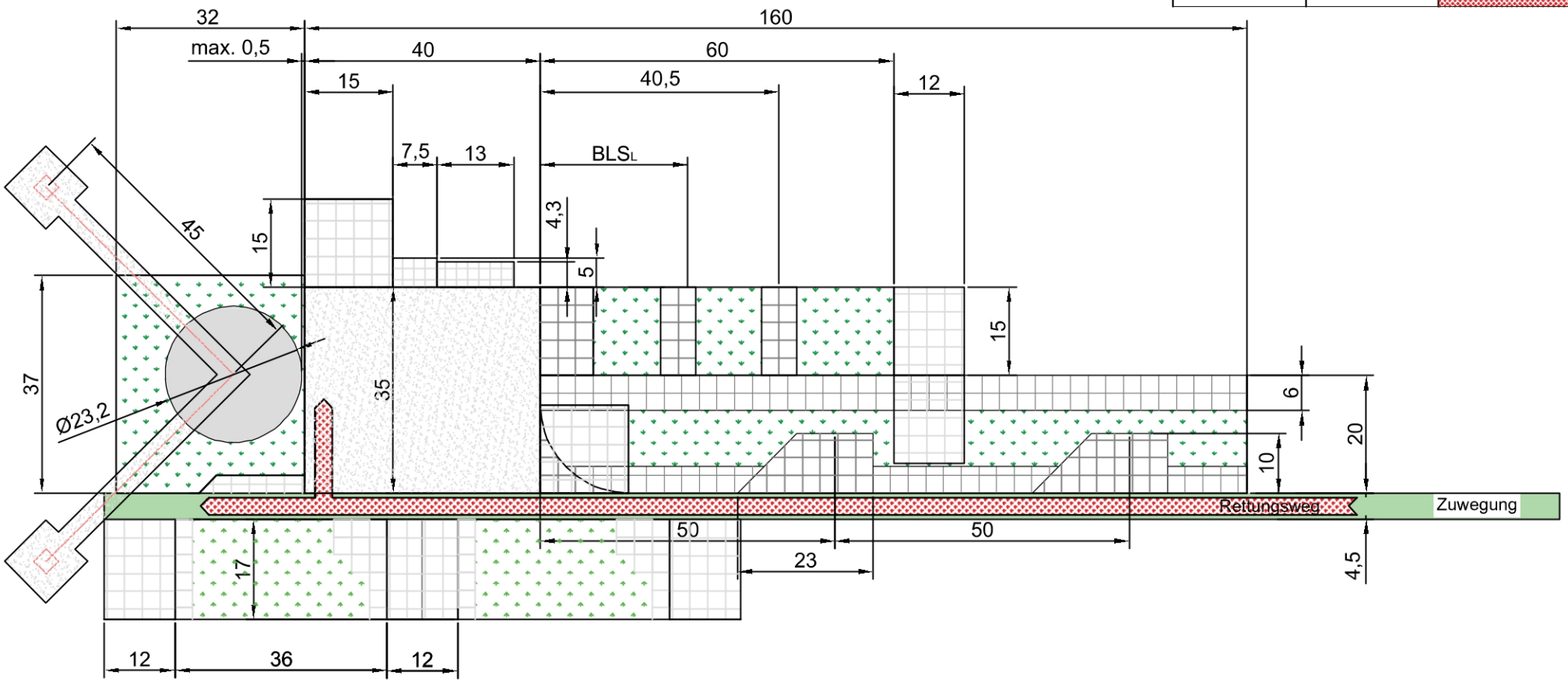


Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

N117 TS120

Fundament mit Auftrieb



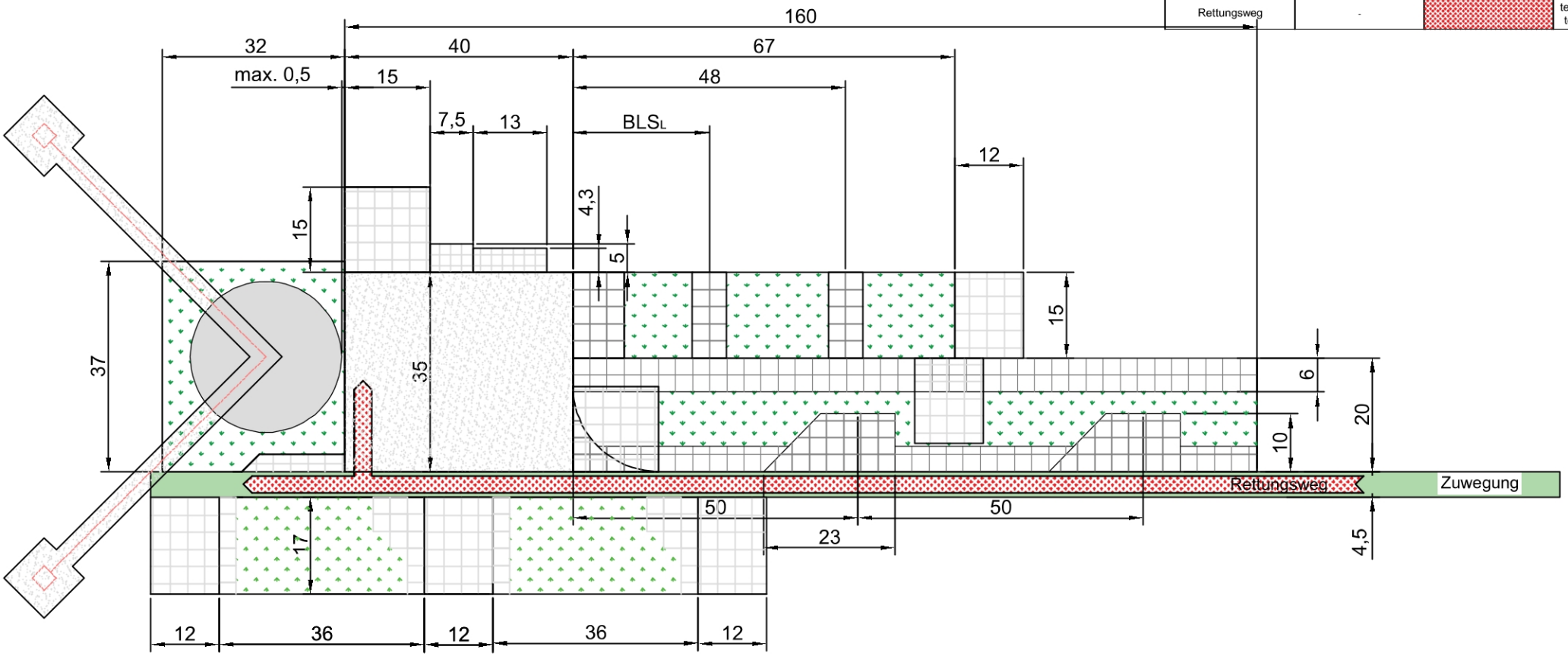
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

N133 TS125 - Fundamentgrößen gem. Schalplan
hier dargestellt FmA

Die Anlieferung der Turmsektionen muss hier vor- und rückwärts erfolgen

Reibseilabspannung ab Mitte Fundament anordnen
Zuwegung zur Reibseilabspannung notwendig

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB; EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

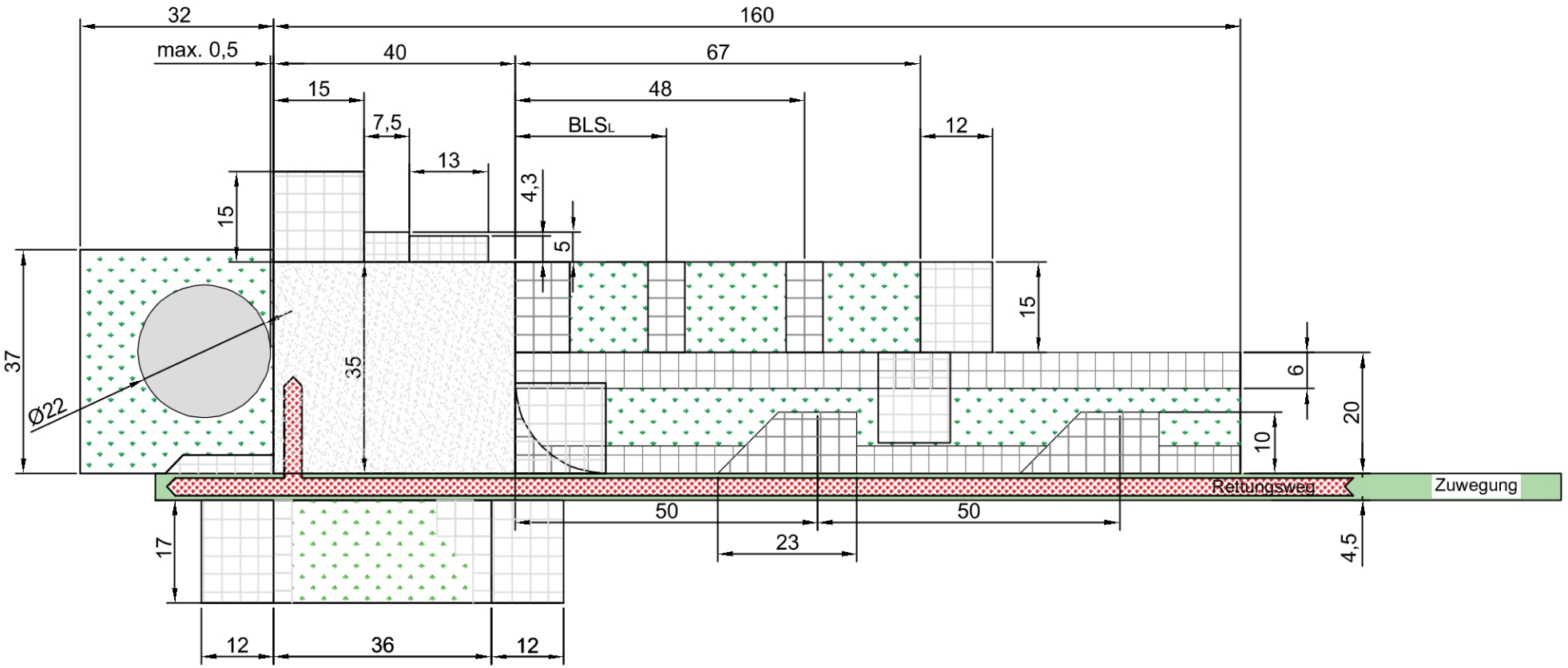


183/301
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

N133 4.8 TS83

Fundament mit Auftrieb



Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

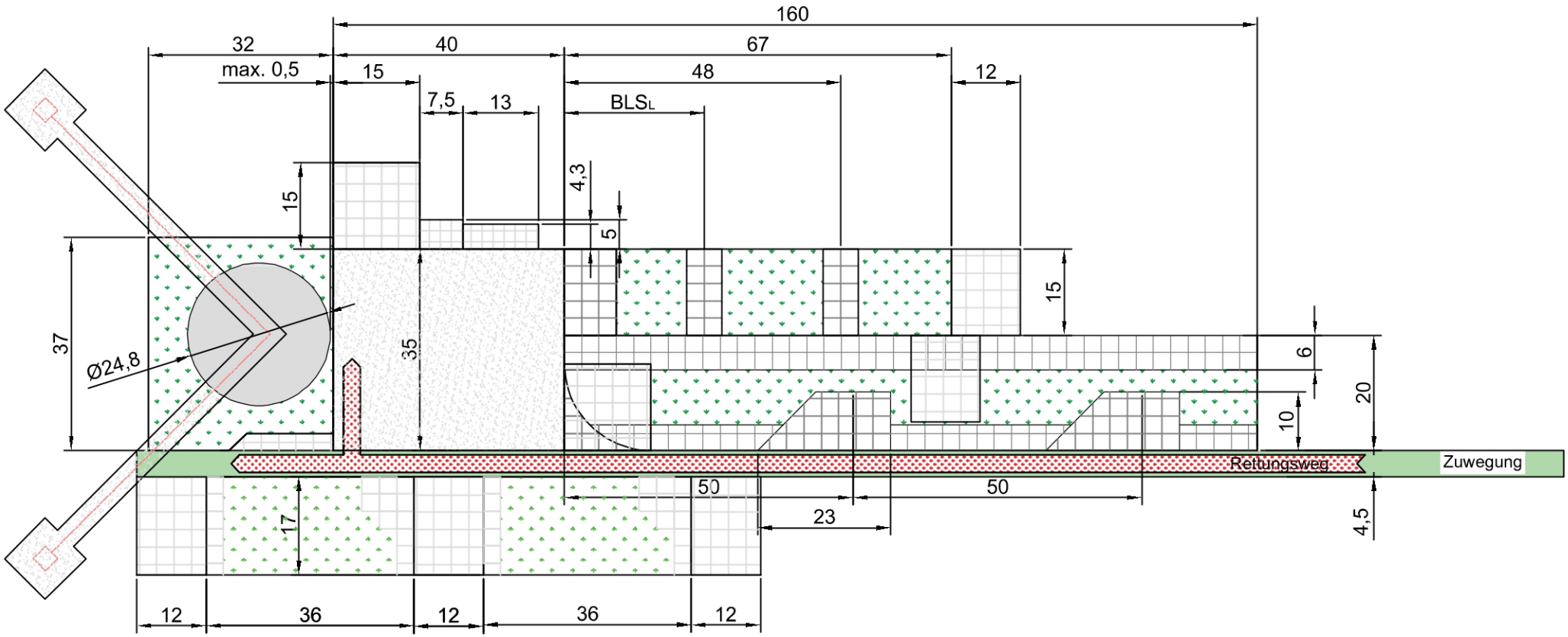
N133 TS110 - Fundamentgrößen gem. Schalplan

Fundament mit Auftrieb

Die Anlieferung der Turmsektionen muss hier vor- und rückwärts erfolgen

Reibseilabspannung ab Mitte Fundament anordnen
Zuwegung zur Reibseilabspannung notwendig

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB; EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

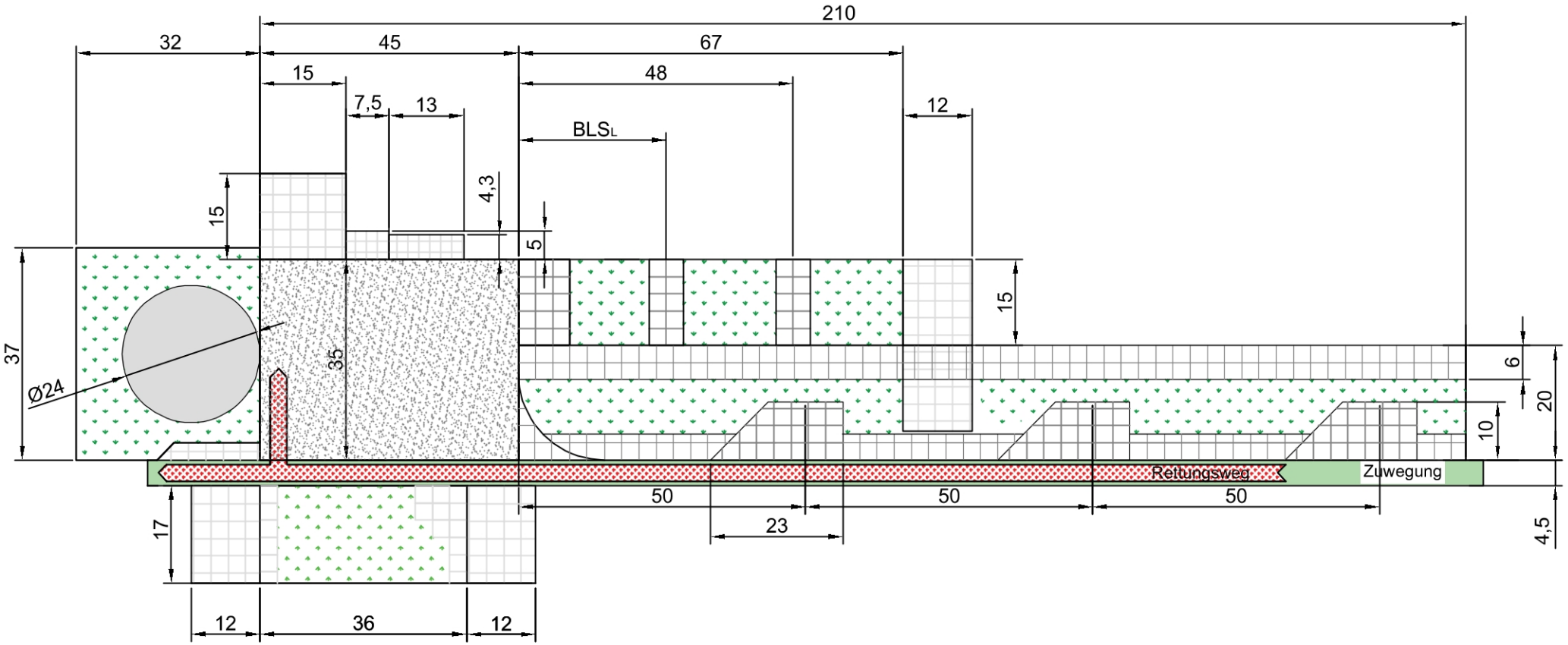


185/301
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

N133 TCS164

Fundament mit Auftrieb



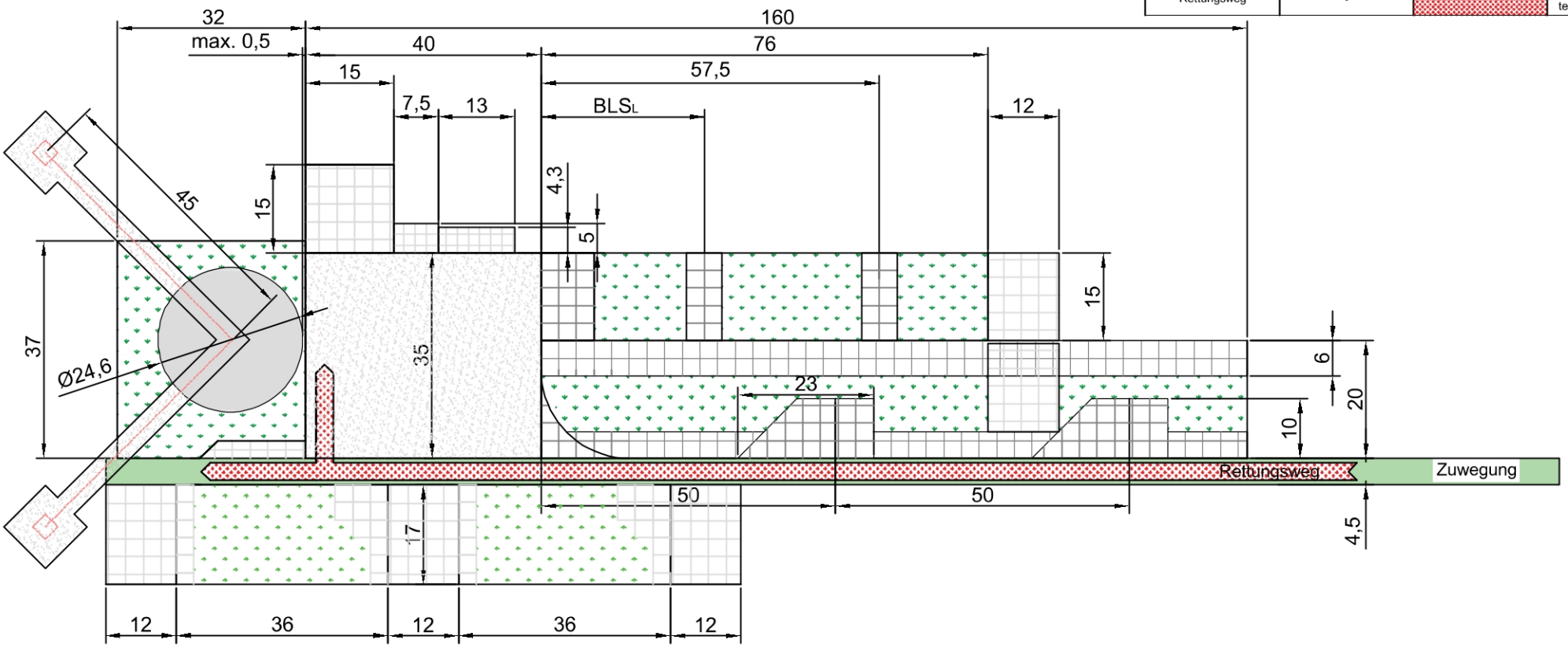
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

186/301

N149 5.X TS105

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär



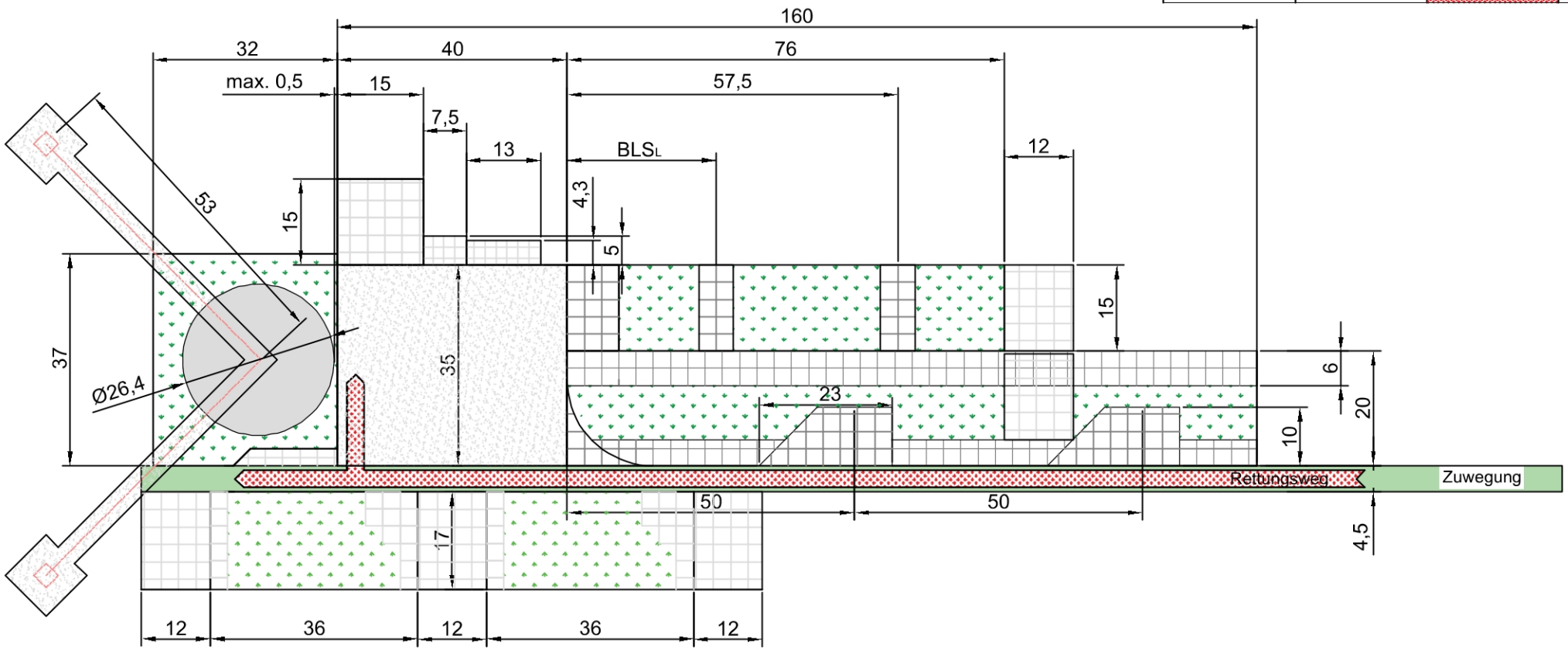
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

187/301

N149 5.X TS125

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär



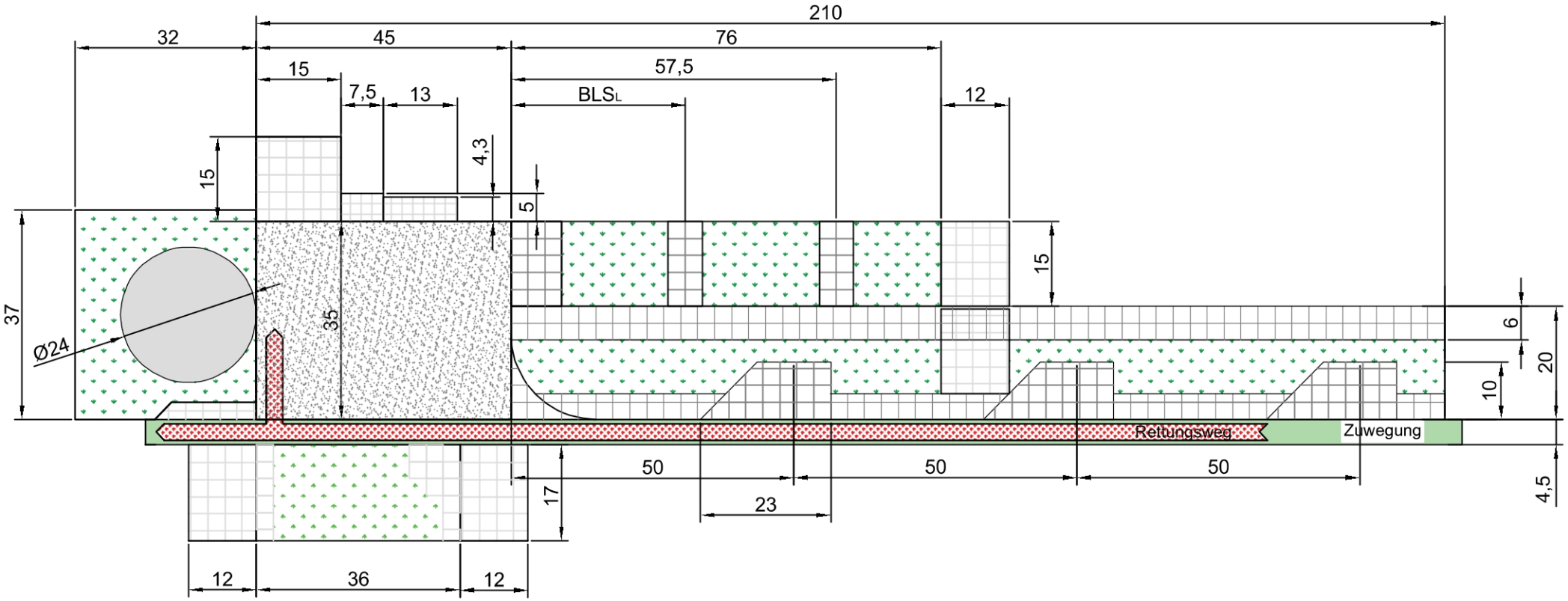
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

188/301

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

N149 5.X TCS164

Fundament mit Auftrieb/ Tiefgründung

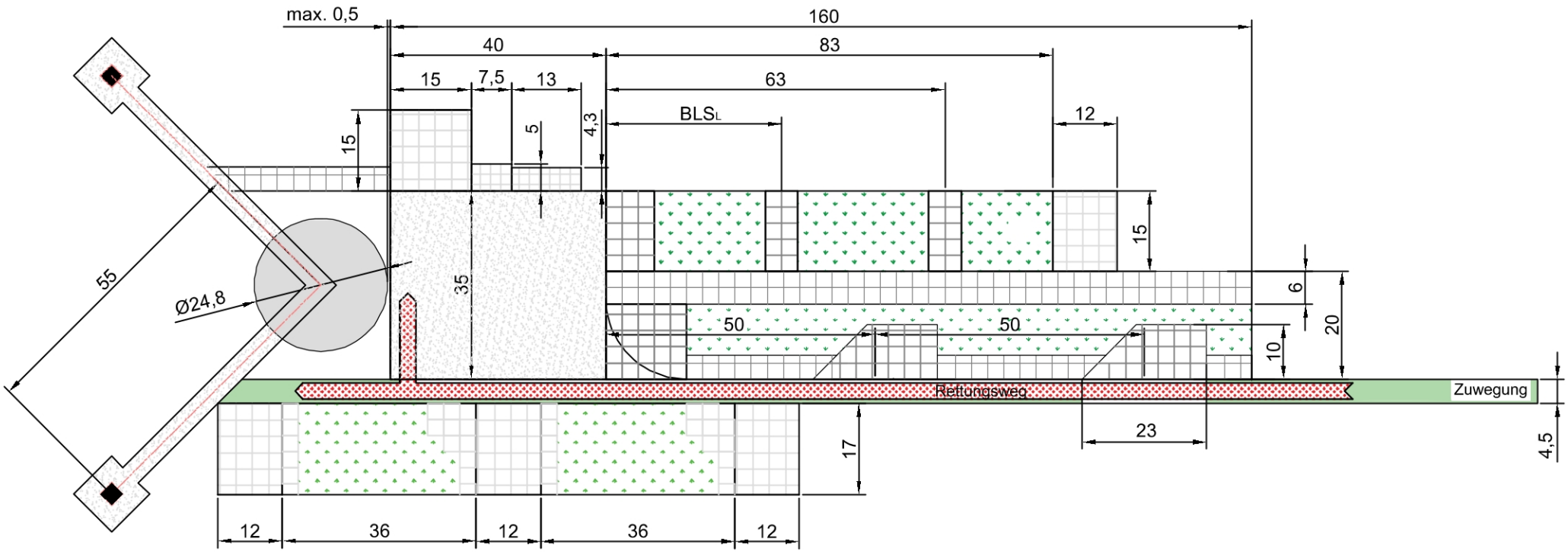


Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

N163 5.X TS 118

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvorrmontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär

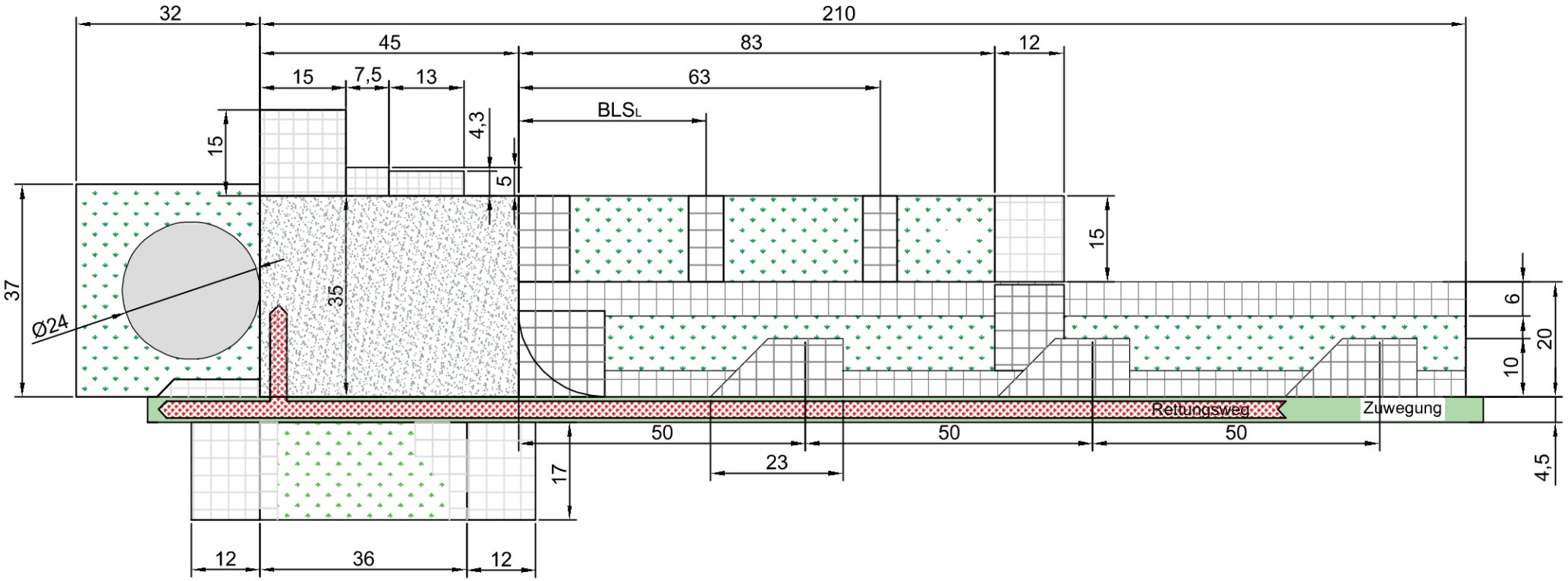


Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

N163 5.X TCS164

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB; EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär



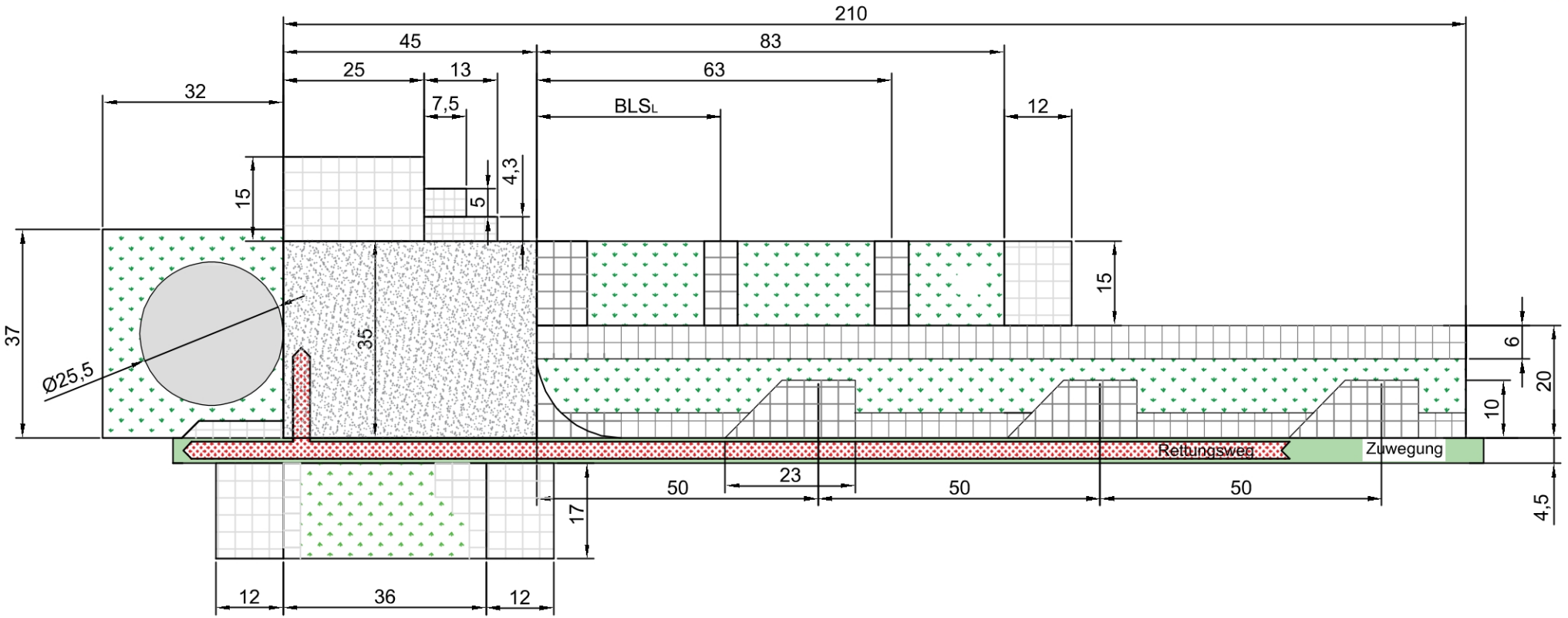
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

191/301

N163-6X TCS164

Fundament mit Auftrieb

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvormontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär



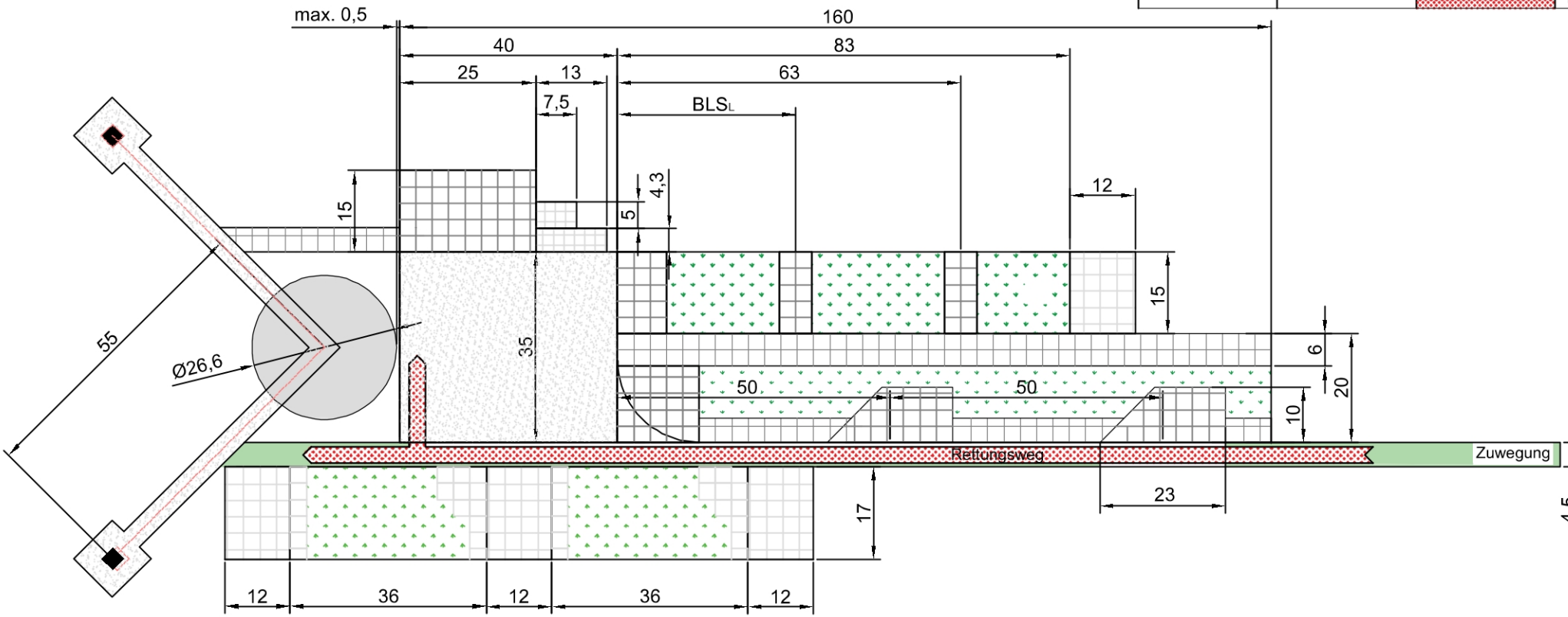
Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

192/301

N163 6.X TS 118

Fundament mit Auftrieb

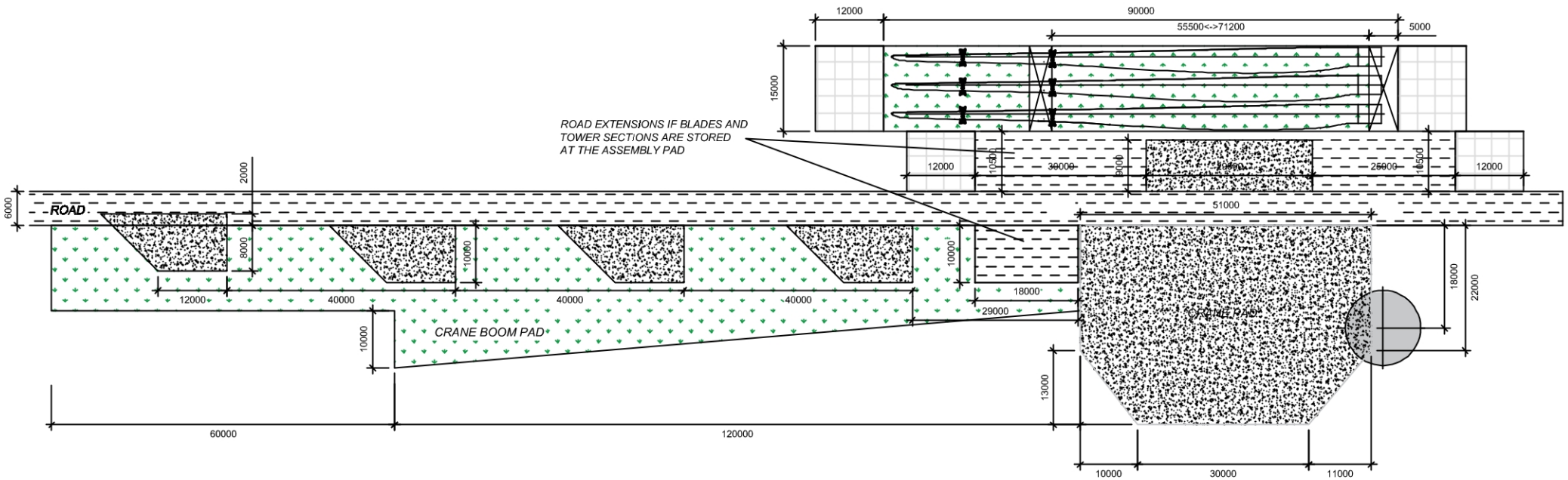
LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvorrmontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB/ EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Weg für Merlo	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Blattauflageflächen	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Auslegermontagefläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär
Zuwegung Reibseilabspannung	Platten oder Schotter		temporary/ temporär
Rettungsweg	-		temporary/ temporär



Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

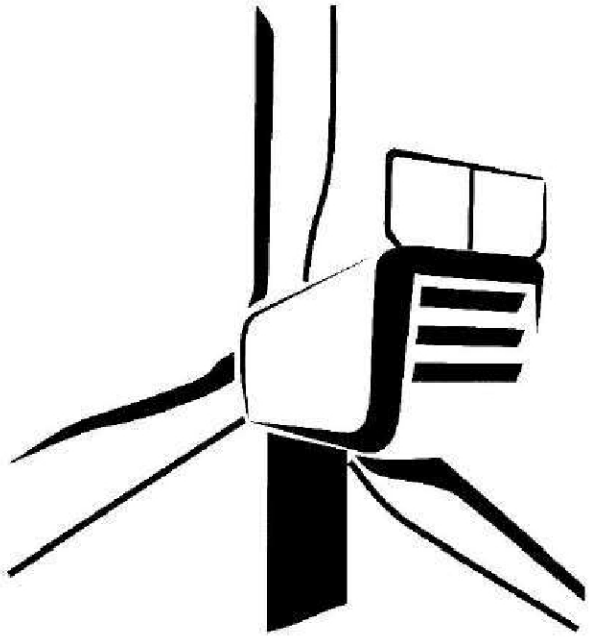
TCS179N-00 N175/6X

LEGENDE			
Fläche	Material	Schraffur	Art
Kranstellfläche	GRAVEL/ SCHOTTER		permanent
Nabenvorrmontage	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Rodungsbereich	IN-SITU CLEAR AND GRAB, EBEN UND WURZELSTOCKFREI		temporary/ temporär
Turm	Fundament/ Foundation		permanent
Hilfskranstellfläche	METAL/ ALU-/STAHLPLATTEN		temporary/ temporär
Turmlagerflächen	Platten und wurzelstockfrei		temporary/ temporär



Erstelldatum: 12.08.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b6

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **DG200853** Rev.: **23**
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN DELTA4000		Seite: **1 / 128**



- Übersetzung des Originaldokuments (DG200853, Rev. 23) –
Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen.
Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: PM-EPC / O2 / Installation Processes & Tools

Bearbeiter	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
20-11-2024	20-11-2024	22-11-2024

© 2024 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.

© 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

Produktreihe / Anlagentyp	Produkt
Delta4000 / N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N155/4.X, N155/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH, N163/6.X, N175/6.X	

Änderungsindex

Hinweis
Dieser Änderungsindex ist eine Übersetzung des Änderungsindex aus dem Quelldokument.

Rev.	Datum	Bearbeiter	Änderungsgegenstand / Kapitel	AST
23	19.11.2024	[redacted]	Gewicht der Dämpfer entsprechend TS148-01 und TS169-00 hinzugefügt.	
			TCS162-00, TCS199-00: Gewicht von Keystone und Turmsektion hinzugefügt.	
			TCS179-00: Gewicht von Keystone und Turmsektion aktualisiert.	
			Beschreibung des statischen Plattentests aktualisiert.	
			Anlage für TS125-06 gemäß TASK1576136 aktualisiert.	
			Der Parameter für den vertikalen Radius für N163 mit der Position des Transportgestells der Blattspitze unter 49 m wurde nach Auswertung der gewonnenen Erkenntnisse von 500 m auf 700 m erhöht.	
			Die Beschreibung der regulatorischen Bedingungen für die Abstände zu Freileitungen (OHL) wurde aktualisiert.	
			Der Schwerpunkt des Rotorblatts von NR87.5 wurde aktualisiert.	
			Gewichte von Maschinenhaus, Nabe und TRS während der Errichtung und des Transports aktualisiert.	
			Zeichnung der Anforderungen an den Montagebereich TCS162-00 und TCS199-00 hinzugefügt.	
			Zeichnung der Anforderungen an den Montagebereich TCS168N-00 und TCS179-00 aktualisiert.	
			Die Bestimmung der Größe der nivellierten und verpackten Fläche des RSA wurde aktualisiert.	

Rev.	Datum	Bearbeiter	Änderungsgegenstand / Kapitel	AST
23	19.11.2024		Die Anforderungen an den Montagebereich für TS112-00, TS125-06 N155 und TS125-06 N163 wurden aktualisiert und umfassen nun auch die 4-Rahmen-RSA-Konfiguration.	
			Einzelhub und Gewicht und Abmessungen des vollständigen Maschinenhauses aktualisiert.	
			Dokument mit den Spezifikationen für den Vormontagebereich der Turmsektionen für TCS179-00 und TCS199-00 hinzugefügt.	
		[redacted]	Abschnitt zur Einlagerung der Hauptbestandteile aktualisiert, um die Spezifikation für die Einlagerung des Schlusssteins für TCS179-00 aufzunehmen.	
			Gewicht während der Errichtung in Maschinenhaus, Nabe und Triebstrang aktualisiert, einschließlich Transportunterstützung und Hebevorrichtung für das Heck.	
			Einzelhub und Abmessungen des vollständigen Maschinenhauses aktualisiert.	
			TS116-01 Montageunterlage aktualisiert, um Störungen durch Maschinenhaus und Verfüllung zu beseitigen.	
		[redacted]	TRS- und MHA-Gewichte von N175/6.X unter Berücksichtigung von AIS aktualisiert.	

Inhaltsverzeichnis

1	**Allgemeines**	**10**
1.1	Inhalt	10
1.2	Zielgruppe	11
1.3	Definitionen und Abkürzungen	11
2	**Gewichte und Abmessungen**	**13**
2.1	Maschinenhaus	13
2.2	Triebstrang	14
	2.2.1 Standardlieferung	14
	2.2.2 Lieferung eines geteilten Triebstrangs	15
2.3	Rotornabe	17
2.4	Kombiniertes Anheben	18
2.5	Rotorblatt	19
2.6	Türme	21

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

1 Allgemeines

1.1 Inhalt

In diesem Dokument werden die Mindestanforderungen und technischen Anleitungen für Konstrukteure von Windparkinfrastrukturen wie Straßen, Montagebereiche für Windenergieanlagen und andere Elemente aufgeführt, die für die Lieferung, Lagerung, Installation, Inbetriebnahme und anschließende Service- und Wartungsarbeiten von Windparks erforderlich sind, um den reibungslosen Ablauf des gesamten Projekts und die konstante Einhaltung der Arbeitsschutzvorschriften zu gewährleisten. Diese Anforderungen allein reichen jedoch nicht für die vollständige Planung und Ausführung aller Windparkinfrastrukturen aus.
Für die Planung und den Bau von Windparkinfrastrukturen im Zusammenhang mit Bauarbeiten ist eine spezielle Projektierung durch qualifizierte Experten in Zusammenarbeit mit Nordex Group erforderlich, die nach schriftlicher Vereinbarung vor Beginn des Projekts durchgeführt wird.



Das Layout von Straßen, Montagebereichen und anderen Elementen hängt von der für das Projekt gewählten Transport- und Errichtungsmethode ab.

Die Planung muss für jeden einzelnen Windpark angepasst werden. Je nach Projekt sind unterschiedliche Varianten möglich.

Folgendes muss beachtet werden:

- Generell muss sichergestellt werden, dass während der gesamten Projektphase und insbesondere während der Lieferung, der Lagerung, der Installation, der Inbetriebnahme und für die anschließenden Service- und Wartungsarbeiten sämtliche Arbeitsbereiche am gesamten Standort stets zugänglich sind, so dass alle notwendigen Arbeiten uneingeschränkt durchgeführt werden können.
- Bei Planung und Ausführung von Bauarbeiten müssen die geltenden nationalen technischen Vorschriften, gesetzlichen Bestimmungen und Normen nach dem derzeitigen Stand der Technik berücksichtigt werden. Wenn die geltenden nationalen Vorschriften, gesetzlichen Bestimmungen und Normen über die unten aufgeführten Mindestanforderungen hinausgehen, sind diese entsprechend zu beachten.
- Alle in diesem Dokument enthaltenen Daten stellen den aktuellen Entwicklungsstand der Windenergieanlage dar. Diese Angaben können sich aufgrund der kontinuierlichen Verbesserung und Entwicklung ändern.
- In diesem Dokument werden die dynamischen Effekte, die Beschleunigung/Verzögerung, rutschige Fahrbahn, die Witterungsbedingungen, der Zustand der Transportmittel und der Reibungskoeffizient der Straße nicht berücksichtigt.
- Wenn irgendwelche in diesem Dokument aufgeführten Mindestanforderungen aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht erfüllt werden können, kann Nordex Group bei der Suche nach einer alternativen Lösung helfen. Eine derartige alternative Lösung muss mit Nordex Group vor Beginn des Projekts vereinbart werden.

Zudem enthält dieses Dokument Informationen über die Hauptkomponenten von Windenergieanlagen für die Definition von Transportausrüstung und Kränen. Die Informationen zu den verschiedenen Komponenten der Windenergieanlagen sowie deren Größe und Gewicht müssen vor Beginn des Projekts mit Nordex Group abgestimmt werden.

1.2 Zielgruppe

Dieses Dokument richtet sich an Kunden, Generalunternehmer, Transport-, Kran- und Montageunternehmen.

1.3 Definitionen und Abkürzungen

Definition / Abkürzung	Beschreibung
Balance of Plant / BOP	Bauarbeiten und elektrische Arbeiten im Windpark, ausgenommen die Windenergieanlagen.
Gittermast-Mobilkran	Liebherr LG1750 oder ähnlicher Kran.
Hauptkran	Muss geeignet sein, jede Komponente bis zum höchsten Punkt der Windenergieanlage zu heben.
Hilfskran	Mobil-/Raupenkräne dienen zum Errichten des Hauptkrans, aber auch als Hilfsmittel beim Abladen und Errichten der Komponenten der Windenergieanlage auf Bodenhöhe.
Kranbereich	Fester Standbereich, in dem der Hauptkran und die Hilfskräne während der Errichtung der Windenergieanlage aufgestellt werden.
Montagebereich	Bereich um die Windenergieanlage herum, einschließlich der Haupt- und Hilfskranbereiche, des Bereichs für die Montage des Hauptkranauslegers, des Lagerbereichs für Komponenten der Windenergieanlage (z. B. Rotorblattfinger, Bereiche für die Vorablieferung des Turms) und der RSA.
Reibseilabspannung / RSA	Werkzeug zur Dämpfung der Vibrationen des Turms während des Aufbaus der Windenergieanlage.
Routenübergangspunkt	Bestimmter Punkt auf der Transportroute von der Produktionsstätte zum Windpark (z. B. die letzte asphaltierte öffentliche Straße/Autobahn oder die Zufahrt zum Windpark, wie zwischen den Parteien vereinbart), an dem bestimmte Verantwortlichkeiten zwischen Kunde und Nordex Group geteilt werden
Straßen des Windparks	Diese Straßen werden für den Zugang mit Transportfahrzeugen und Kränen zwischen einer Windenergieanlage und einer anderen sowie zwischen den verschiedenen Ausrichtungen, die den Windpark bilden, angelegt.

Zuwegung	Bestehende oder eigens für den Transport von einer letzten öffentlichen Straße/Autobahn/einem Routenübergangspunkt zur ersten Windenergieanlage des Windparks gebaute Straßen.
Zuwegungsroute	Route, entlang der die einzelnen Komponenten vom Werk oder Lager zum Routenübergangspunkt befördert werden.

Definition / Abkürzung	**Beschreibung**
California Bearing Ratio / CBR (kalifornisches Tragfähigkeitsverhältnis)	Ein Maß für die Belastbarkeit des Untergrunds einer Straße oder einer anderen befestigten Fläche und der beim Bau verwendeten Materialien.
Dynamic Probe Super Heavy / DPSH	Dynamischer Penetrationstest vor Ort, der Informationen über die geotechnischen Bodeneigenschaften liefert.
Hauptkomponenten der Windenergieanlage	Maschinenhaus, Triebstrang, Rotornabe, Rotorblätter, Turmsektionen.
Noch zu definieren / TBD	Die Entwicklung der Windenergieanlage ist noch nicht abgeschlossen, weshalb Informationen fehlen. Wird im Rahmen der folgenden Dokumentrevisionen aktualisiert.
Standard-Penetration-Test	Dynamischer Penetrationstest vor Ort, der Informationen über die geotechnischen Bodeneigenschaften liefert.

2 Gewichte und Abmessungen

2.1 Maschinenhaus

Das Maschinenhaus wird ohne den Triebstrang und weitere Aufbauten (Kühlsystem, Gefahrenfeuer, Windmessgeräte, Blitzableiter usw.) transportiert. Die Transportausrüstung für das Maschinenhaus besteht aus zwei einzelnen Stützen, über die der Transport erfolgen muss. Alle Komponenten müssen stets auf rutschhemmenden Matten transportiert werden, außer beim Seetransport. Während der Installation vor Ort wird ein Teil des Daches des Maschinenhauses demontiert, um den Triebstrang zu installieren, und das Maschinenhaus muss nach der Installation der Transportstützen nivelliert werden.

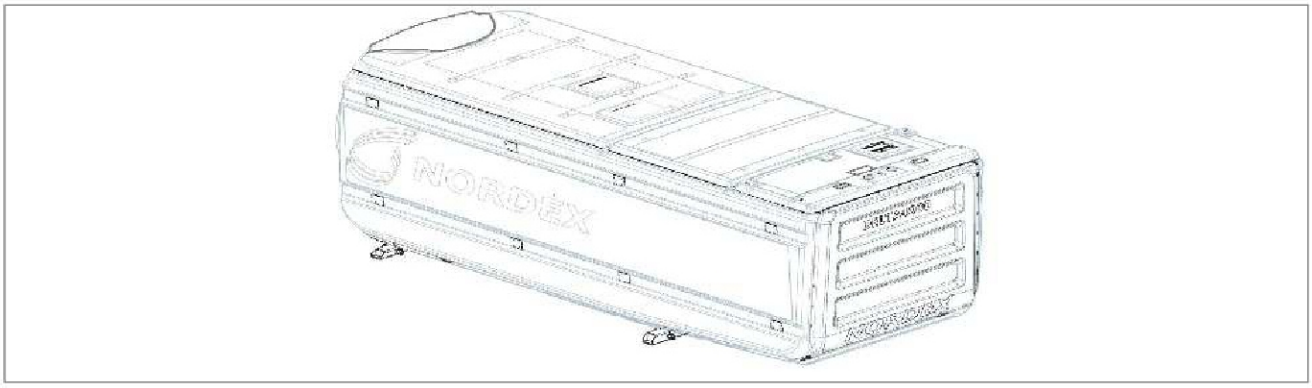


Abbildung 1: Auf den Transportstützen montiertes Maschinenhaus

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**				**Abmessungen [L x B x H]**
	N133/4.X N149/4.X	[redacted]	**N149/5.X N163/5.X N163/5.X ESH**	**N163/6.X**	**N175/6.X**	
Maschinenhaus während des Transports [a]	Max. 67,68 t		Max. 68,10 t	Max. 73,42 t	Max. 79,69 t	12,77 m x 4,29 m x 4,00 m
Maschinenhaus während der Errichtung	Max. 69,35 t [b]		Max. 69,97 t [b]	Max. 75,36 t [b]	Max. 80,24 t [b]	12,77 m x 6,98 m x 4,40 m [c]
Maschinenhausdach	Max. 0,57 t					--
Transportstütze für das Maschinenhaus	1,3 t					--
Hydraulikaggregat für den Rotordrehantrieb	0,82 t					--

(a) Ohne Triebstrang und Aufbauten; mit Transportstütze.

(b) Ohne Triebstrang und Takelage. Mit Maschinenhausdach, Hydraulikaggregat für den Rotor-Drehantrieb, Außenbaugruppen und Maschinenhaus-Transportunterstützung.

(c) Ohne Triebstrang, Transportstütze für das Maschinenhaus, Verspannung und Aufbauten, mit Maschinenhausdach. Wenn das Dach des Maschinenhauses nicht berücksichtigt wird, kann die Breite des Maschinenhauses bis auf 4,29 m reduziert werden.

2.2 Triebstrang

Abhängig von den Transport- und Errichtungsbedingungen in jedem Windpark kann der Triebstrang in zwei verschiedenen Lieferkonfigurationen geliefert werden: Standardlieferung und Lieferung mit geteiltem Triebstrang.

2.2.1 Standardlieferung

Der hintere Teil des Getriebes wird für den Transport mit einer Holzverkleidung geschützt. Diese Verkleidung ist in der Gesamtlänge berücksichtigt. Während der Installation vor Ort muss der Triebstrang mit installierten Transportstützen nivelliert werden.

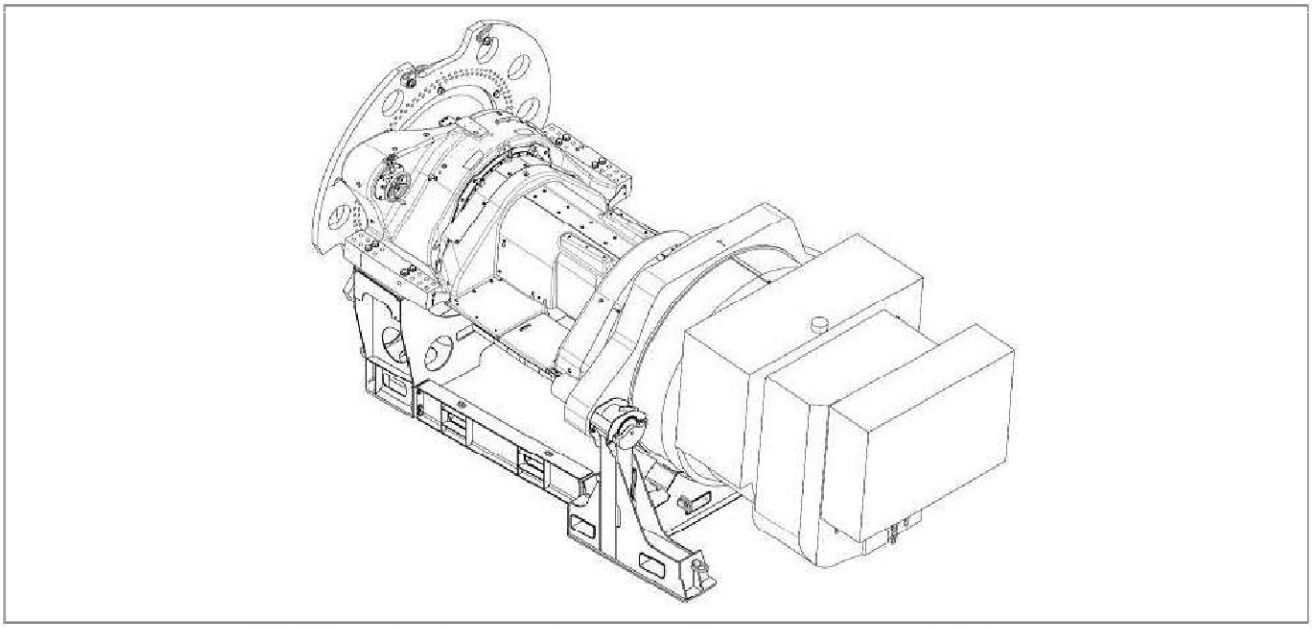


Abbildung 2: Auf den Transportstützen montierter Triebstrang

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**					
	N133/4.X N149/4.X	**N149/5.X**	[redacted]	**N163/5.X N163/5.X ESH**	**N163/6.X**	**N175/6.X**
Triebstrang während des Transports (a)	Max. 73,25 t	Max. 76,85 t		Max. 79,99 t	Max. 83,85 t	Max. 85,36 t
Triebstrang während der Errichtung (b)	Max. 73,25 t	Max. 76,85 t		Max. 79,99 t	Max. 83,85 t	Max. 85,36 t
Transportstütze für den Triebstrang	Max. 2,72 t					

(a) Mit Transportstütze.
(b) Mit Transportstütze. Ohne Rotordrehantrieb und Takelage.

Konfiguration der Komponenten	**Abmessungen [L x B x H]**			
	N133/4.X N149/4.X N149/5.X	[redacted]	N163/5.X N163/5.X ESH	N163/6.X	N175/6.X
Triebstrang während des Transports (a)	6,75 m x 3,41 m x 3,41 m				
Triebstrang während der Errichtung (b)	6,75 m x 3,41 m x 2,98 m				

(a) Mit Transportstütze.
(b) Ohne Transportstütze, Rotordrehantrieb und Verspannung.

2.2.2 Lieferung eines geteilten Triebstrangs

Das Getriebe und die Rotorwelle können aus Gründen des Transports und der Errichtung getrennt geliefert werden.

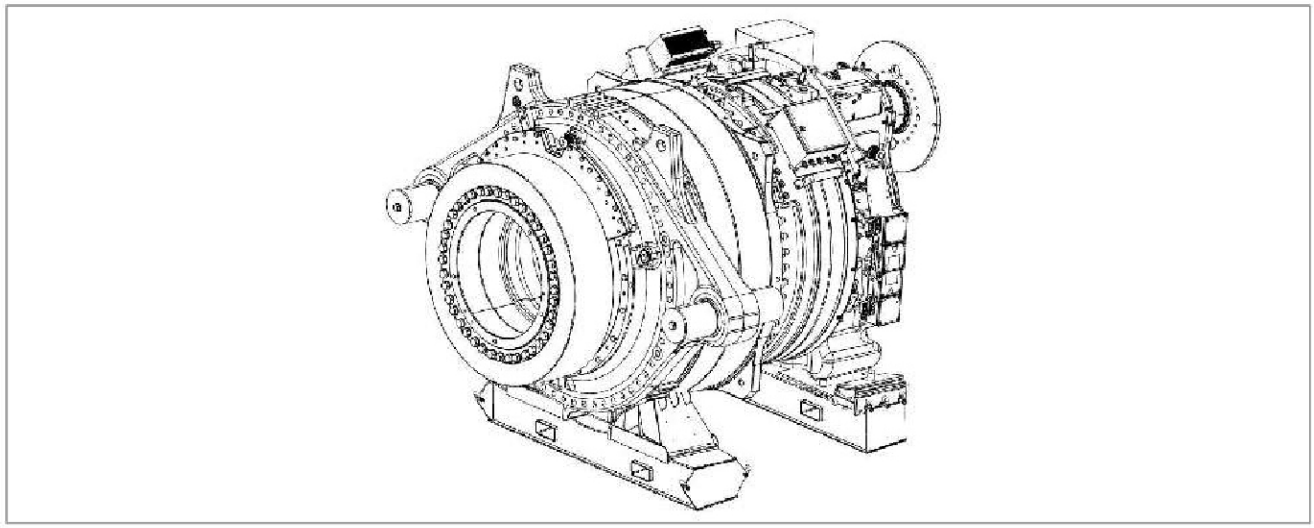


Abbildung 3: Getriebe auf Transportgestell

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**
	N163/6.X
Getriebe während des Transports (a)	Max. 48,56 t
Getriebe bei der Vorinstallation (b)	Max. 47,71 t
Transportgestell für Getriebe	Max. 0,85 t

(a) Mit Transportstütze.
(b) Ohne Transportstütze und Verspannung.

Konfiguration der Komponenten	**Abmessungen [L x B x H]**
	N163/6.X
Getriebe während des Transports[a]	3,73 m x 3,38 m x 2,78 m
Getriebe bei der Vorinstallation[b]	3,73 m x 3,38 m x 2,52 m

(a) Mit Transportstütze.
(b) Ohne Transportstütze und Verspannung.

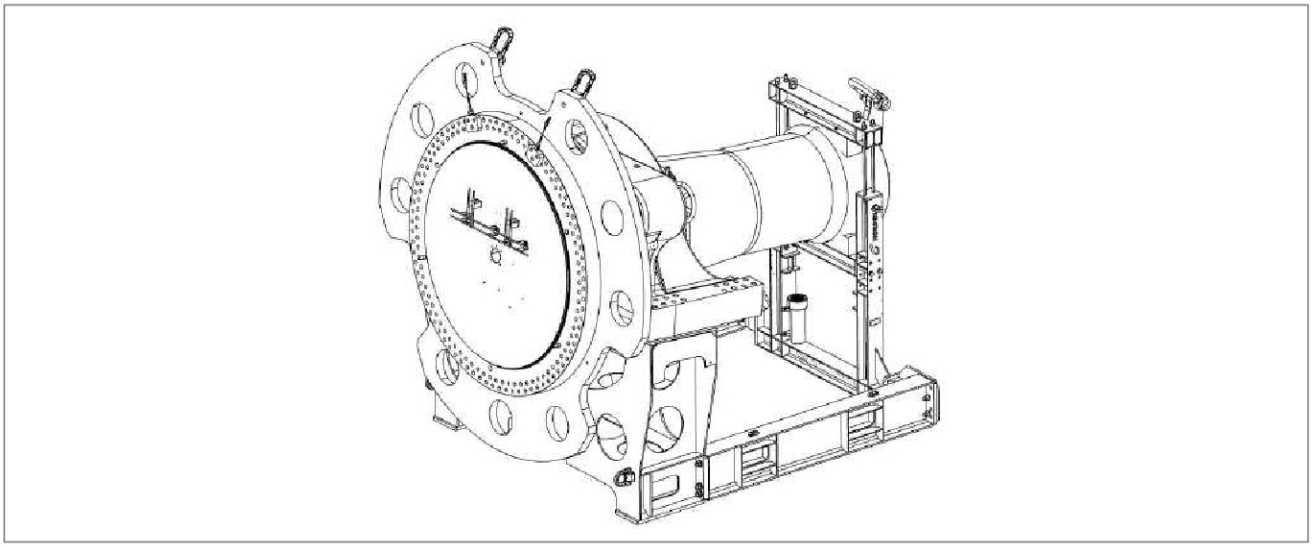


Abbildung 4: Langsamlaufende Welle auf Transportgestell

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**
	N163/6.X
Rotorwelle während des Transports [a]	Max. 35,86 t
Rotorwelle bei der Vorinstallation[b]	Max. 33,56 t
Transporthalterung für die Rotorwelle	Max. 2,30 t

(a) Mit Transportstütze.
(b) ohne Transportstütze und Verspannung.

Konfiguration der Komponenten	**Abmessungen [L x B x H]**
	N163/6.X
Rotorwelle während des Transports (a)	3,70 m x 3,14 m x 3,26 m
Rotorwelle bei der Vorinstallation(b)	3,46 m x 3,14 m x 3,14 m

(a) Mit Transportstütze.
(b) Ohne Transportstütze und Verspannung.

2.3 Rotornabe

Der Körper der Rotornabe wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportrahmen geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen.

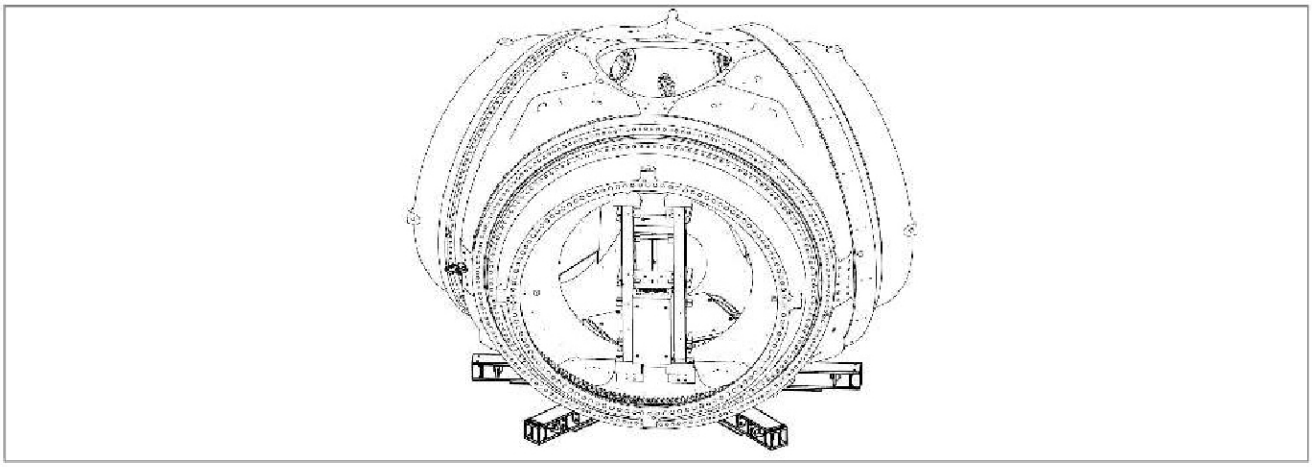


Abbildung 5: Auf den Transportstützen montierte Rotornabe

Konfiguration der Komponenten	**GEWICHT**					
	N133/4.X N149/4.X	N149/5.X	[redacted]	N163/5.X N163/5.X ESH	N163/6.X	N175/6.X
Rotornabe während des Transports (a)	Max. 63,55 t	Max. 63,29 t		Max. 55,13 t	Max. 56,53 t	Max. 64,50 t
Rotornabe während der Errichtung (b)	Max. 66,20 t	Max. 66,13 t		Max. 57,80 t	Max. 59,57 t	Max. 68,93 t
Naben-Stapelgestell	Max. 3,25 t					

(a) Mit Transportstütze.
(b) Naben-Hebegestell. Ohne Transportstütze und Verspannung.

Konfiguration der Komponenten	**Abmessungen [L x B x H]**			
	N133/4.X N149/4.X N149/5.X	[redacted]	N163/5.X N163/5.X ESH N163/6.X	N175/6.X
Rotornabe während des Transports (a)	5,28 m x 4,68 m x 4,00 m		4,82 m x 4,38 m x 4,00 m	5,03 m x 4,54 m x 3,89 m
Rotornabe während der Errichtung (b)	5,47 m x 5,70 m x 5,22 m		5,47 m x 5,70 m x 5,22 m	5,47 m x 5,70 m x 5,22 m

(a) Mit Transportstütze.
(b) Ohne Transportstütze und Verspannung.

2.4 Kombiniertes Anheben

Für die Errichtung ist es möglich, das Maschinenhaus und den Triebstrang (komplettes Maschinenhaus) zusammen anzuheben, oder auch das Maschinenhaus, den Triebstrang und die Nabe (einzelnes Anheben). Während der Installation vor Ort muss das Maschinenhaus mit installierten Transportstützen nivelliert werden.

Es liegt im Ermessen von Nordex Group, ob diese Art von Hebestrategie durchgeführt wird, da dafür spezielle Krantypen erforderlich sind und die Größe des Kranbereichs vergrößert werden muss.

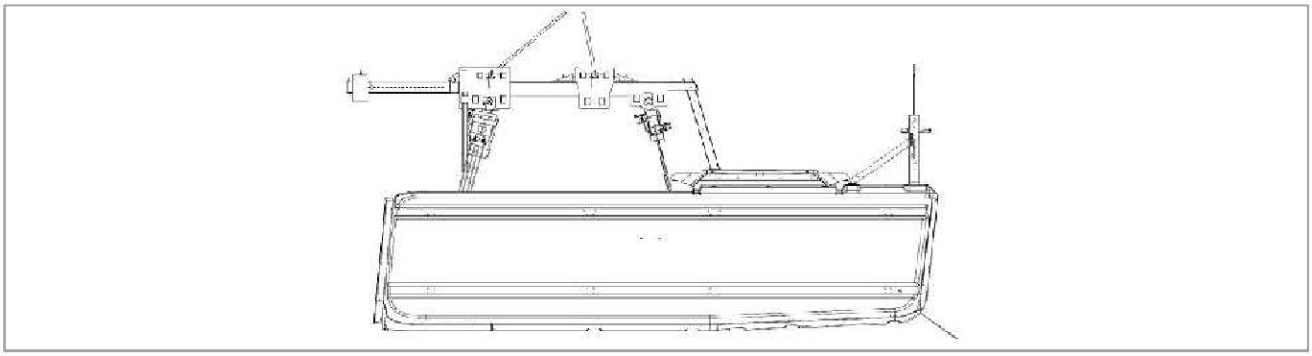


Abbildung 6: Option komplettes Maschinenhaus anheben, nur für die Errichtung

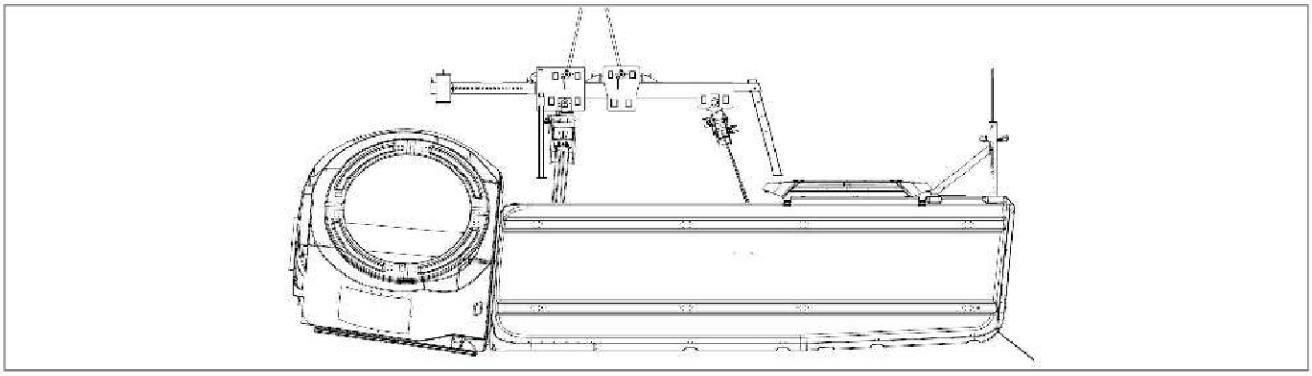


Abbildung 7: Option separat anheben, nur für die Errichtung

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**					
	N133/4.X N149/4.X	N149/5.X	[redacted]	N163/5.X N163/5.X ESH	N163/6.X	N175/6.X
Gesamtes Maschinenhaus (a)	Max. 140,0 t	Max. 144,1 t		Max. 147,2 t	Max. 156,6 t	Max. 165,6 t
Einzelanhebung (b)	Max. 203,5 t	Max. 207,5 t		Max. 202,3 t	Max. 213,4 t	Nicht möglich

(a) Mit Transportstütze für das Maschinenhaus und Hydraulikaggregat für den Rotordrehantrieb. Ohne Hebezeug oder Werkzeug und Transportvorrichtungen.

(b) Mit Transportstütze für das Maschinenhaus und kompletten Rotordrehantrieb. Ohne Hebezeug oder Werkzeug, TRS- und Naben-Transportvorrichtungen und Naben-Stapelgestell.

Konfiguration der Komponenten	**Abmessungen [L x B x H]**
Gesamtes Maschinenhaus	12,75 m x 4,29 m x 7,10 m
Einzelanhebung	17,35 m x 5,53 m x 7,36 m

2.5 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird auf einem Anhänger auf zwei Transportrahmen geliefert. Einer der Transportrahmen wird an der Rotorblattwurzel befestigt, der andere am Auflagepunkt.

Die Zeichnung zeigt nicht nur den Schwerpunkt, sondern auch die Bereiche, in denen die Gurtschlingen angebracht werden können. Das Rotorblatt darf nur an diesen Stellen angehoben werden, da die Wanddicke in diesen Bereichen verstärkt ist.

Wird bei der Installation eines einzelnen Rotorblattes eine Hubvorrichtung verwendet, wird diese an zwei Punkten befestigt, die sich 5 bis 11 m vom Schwerpunkt entfernt in Richtung Rotorblattwurzel und Rotorblattspitze befinden (Punkt A in der nachstehenden Abbildung).

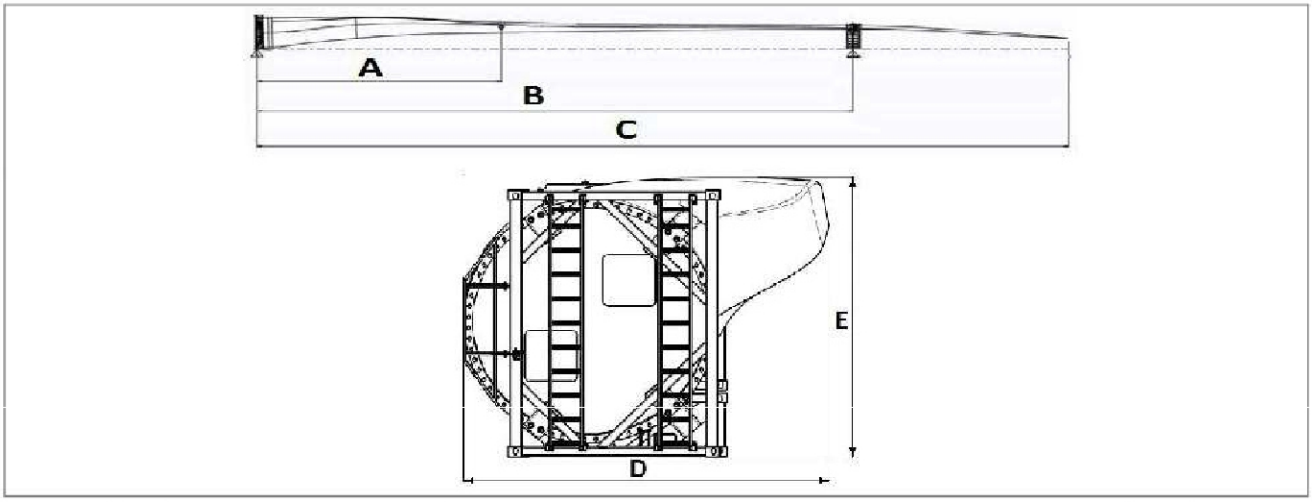


Abbildung 8: Voraussichtliche Transportposition des Rotorblattes, Seitenansicht (oben) und Ansicht von vorne (unten)

Abmessungen [m]						
Rotormodell		**N133**	**N149**	[redacted]	**N163**	**N175**
Rotorblatt		**NR65.5**	**NR74.5**		**NR81.5**	**NR87.5**
A	Schwerpunkt (ohne Transportstützen)	Ca. 18,17	Ca. 20,00		Ca. 21,10	Ca. 23,46
B	Position der Rotorblattspitze im Transportrahmen	47,85	47, 52 oder 57,5		47, 57.5 oder 63	57,5, 70 oder 72
C	Transportlänge	65,16	72,05 ↔ 72,86		79,66 ↔ 80,50	85,95 ↔ 86,14
D	Transportbreite	4,20	4,32 ↔ 4,49		4,39 ↔ 4,68	4,66 ↔ 4,83
E	Transporthöhe	3,17 ↔ 3,32	3,19 ↔ 3,58		3,61 ↔ 4,13	4,00

Konfiguration der Komponenten	**Gewicht**					
	N133/4X	N149/4X N149/5X	[redacted]	N163/5X	N163/6X	N175/6.X
	NR65.5	NR74.5		NR81.5-1	NR81.5-2	NR87.5
Rotorblatt während des STRAßEN-Transports (mit Transportstützen)	Max. 17,58 t	Max. 23,1 t		Max. 29,0 t	Max. 29,3 t	Max. 34,6 t
Rotorblatt während des SEE-Transports (mit Transportstützen)	Max. 17,58 t	Max. 25,7 t		Max. 30,5 t	Max. 30,3 t	Max. 37,5 t
Rotorblatt während der Errichtung (ohne Transportstützen)	Max. 15,7 t	Max. 21,5 t		Max. 26,6 t	Max. 26,9 t	Max. 29,7 t

2.6 Türme

Jede Stahlturmsektion wird auf einem Anhänger geliefert, mit oder ohne Transportsicherung, je nach der verfügbaren Anhängertechnologie. Beim Transport mit Transportsicherung wird diese generell an den oberen und unteren Flanschen der Turmsektion festgezurrt. Manche Turmkonstruktionen sehen jedoch Befestigungen in Zwischensektionen vor. Für Einzelheiten siehe die entsprechende Transportanleitung von Nordex Group.

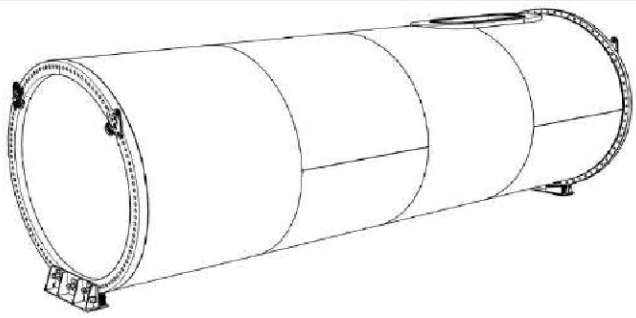


Abbildung 9: Stahlturmsektion mit Transportsicherungen

Jede Betonturmsektion ist in verschiedene Teile unterteilt, die als Keystones bezeichnet werden. Jeder Keystone wird ohne Transportsicherung geliefert. Für TC100N, TC120N-01, TCS162-00, TCS168N-00, TCS179-00 und TCS199-00 müssen jedoch Transportvorrichtungen auf dem Anhänger installiert werden.



Abbildung 10: Transport der Keystones der Türme TC100N / TC120N-01 / TCS162-00 / TCS168N-00 / TCS179-00 (top) und TCS164B-XX / TCS179-00 (bottom)

Bei den Modellen TC100N, TC120N-01, TCS162-00, TCS168N-00, TCS179-00 und TCS199-00 werden die Schlüsselsteine auf der Montageunterlage vormontiert, wodurch die Turmsektion geformt wird, und später werden diese errichtet.



Abbildung 11: Vormontage (links) und Montage (rechts) von Turmsektionen aus Beton vom Typ TC100N/TC120N-01/TCS162-00/TCS168N-00/TCS179-00/TCS199-00

Bei TCS164B-XX und TCS179-00 werden drei Schlusssteine direkt auf der Kranplattform montiert, die eine Turmsektion bilden, und später auf dem Fundament errichtet und installiert.



Abbildung 12: Turm des Typs TCS164B-XX / TCS179-00, Errichtung des Keystones (links) und der Sektion (rechts)

TURMSEKTIONEN			
Nabenhöhe		[redacted]	83 m
Turmtyp			Stahlturm
Turmbezeichnung			TS83
Anlagenmodell			N133/4.X
Turmsektion TOP			
Material			Stahl
Länge	m		34,24
Ø top	m		3,26
Ø bottom	m		4,02
Max. Gewicht	t		50,61
MID3-Turmsektion			
Material			--
Länge	m		
Ø top	m		
Ø bottom	m		
Max. Gewicht	t		
MID2-Turmsektion			
Material			--
Länge	m		
Ø top	m		
Ø bottom	m		
Max. Gewicht	t		
MID1-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		24,03
Ø top	m		4,02
Ø bottom	m		4,02
Max. Gewicht	t		47,80
Turmsektion BOTTOM			
Material			Stahl
Länge	m		21,02
Ø top	m		4,02
Ø bottom	m		4,30
Max. Gewicht	t		67,01

[3] Die Betonturmsektionen verfügen an ihrer Basis über Anschlussbewehrungen, die 0,84 m herausragen, die nicht im Längenfeld enthalten sind.

TURMSEKTIONEN				
Nabenhöhe		105 m	105 m	[redacted]
Turmtyp		Stahlturm	Stahlturm	
Turmbezeichnung		TS105	TS105-01	
Anlagenmodell		N149/4.X	N149/5.X	
Turmsektion TOP				
Material		Stahl	Stahl	
Länge	m	34,95	34,95	
Ø top	m	3,26	3,26	
Ø bottom	m	4,25	4,25	
Max. Gewicht	t	57,27	63,11	
MID3-Turmsektion				[redacted]
Material				
Länge	m	–	--	
Ø top	m			
Ø bottom	m			
Max. Gewicht	t			
MID2-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	
Länge	m	29,93	29,93	
Ø top	m	4,25	4,25	
Ø bottom	m	4,26	4,26	
Max. Gewicht	t	73,73	76,61	
MID1-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	
Länge	m	22,09	22,09	
Ø top	m	4,26	4,26	
Ø bottom	m	4,27	4,27	
Max. Gewicht	t	74,79	78,25	
Turmsektion BOTTOM				
Material		Stahl	Stahl	
Länge	m	14,52	14,52	
Ø top	m	4,27	4,27	
Ø bottom	m	4,30	4,30	
Max. Gewicht	t	77,67	81,48	

TURMSEKTIONEN			
Nabenhöhe		[redacted]	110 m
Turmtyp			Stahlturm
Turmbezeichnung			TS110
Anlagenmodell			N133/4.X
Turmsektion TOP			
Material			Stahl
Länge	m		34,70
Ø top	m		3,26
Ø bottom	m		4,02
Gewicht [1]	t		56,95
MID4-Turmsektion			
Material			
Länge	m		--
Ø top	m		
Ø bottom	m		
Gewicht [1]	t		
MID3-Turmsektion			
Material			
Länge	m		--
Ø top	m		
Ø bottom	m		
Gewicht [1]	t		
MID2-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		29,97
Ø top	m		4,02
Ø bottom	m		4,03
Gewicht [1]	t		68,76
MID1-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		25,41
Ø top	m		4,03
Ø bottom	m		4,28
Gewicht [1]	t		78,32
Turmsektion BOTTOM			
Material			Stahl
Länge	m		16,70
Ø top	m		4,28
Ø bottom	m		4,30
Gewicht [1]	t		80,12

[2] Vorläufige Gewichte und Abmessungen. Während des finalen Entwicklungsprozesses dieses Turmmodells ändern sich diese Daten.

TURMSEKTIONEN			
Nabenhöhe		[redacted]	118 m
Turmtyp			Stahlturm
Turmbezeichnung			TS118-00
Anlagenmodell			N163/5.X
Turmsektion TOP			
Material			Stahl
Länge	m		35,00
Ø top	m		3,26
Ø bottom	m		4,27
Max. Gewicht	t		60,57
MID4-Turmsektion			
Material			
Länge	m		--
Ø top	m		
Ø bottom	m		
Max. Gewicht	t		
MID3-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		29,97
Ø top	m		4,27
Ø bottom	m		4,28
Max. Gewicht	t		82,56
MID2-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		21,12
Ø top	m		4,28
Ø bottom	m		4,29
Max. Gewicht	t		81,40
MID1-Turmsektion			
Material			Stahl
Länge	m		16,43
Ø top	m		4,29
Ø bottom	m		4,29
Max. Gewicht	t		82,39
Turmsektion BOTTOM			
Material			Stahl
Länge	m		11,56
Ø top	m		4,29
Ø bottom	m		4,30
Max. Gewicht	t		81,32

[3] Die Betonturmsektionen verfügen an ihrer Basis über Anschlussbewehrungen, die 0,84 m herausragen, die nicht im Längenfeld enthalten sind.

TURMSEKTIONEN

Nabenhöhe		125 m	125 m	125 m
Turmtyp		Stahlturm	Stahlturm	Stahlturm
Turmbezeichnung		TS125-01	TS125-02	TS125-04
Anlagenmodell		N149/4.X	N133/4.X	N149/5.X
Turmsektion TOP				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	20,89	20,89	33,13
Ø top	m	3,26	3,26	3,26
Ø bottom	m	3,42	3,42	3,77
Max. Gewicht	t	31,08	31,08	57,20
MID5-Turmsektion				
Material				
Länge	m	–	--	–
Ø top	m			
Ø bottom	m			
Max. Gewicht	t			
MID4-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	23,54	23,54	24,62
Ø top	m	3,42	3,42	3,77
Ø bottom	m	3,72	3,72	4,13
Max. Gewicht	t	45,78 [1]	45,78 [1]	60,88 [1]
MID3-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	28,20	28,20	18,12
Ø top	m	3,72	3,72	4,13
Ø bottom	m	4,28	4,28	4,29
Max. Gewicht	t	70,23	70,23	58,59
MID2-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	21,12	21,12	20,51
Ø top	m	4,28	4,28	4,29
Ø bottom	m	4,29	4,29	4,30
Max. Gewicht	t	71,43	71,43	81,74
MID1-Turmsektion				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	16,43	16,43	14,81
Ø top	m	4,29	4,29	4,30
Ø bottom	m	4,31	4,31	4,31
Max. Gewicht	t	77,85	77,85	81,79
Turmsektion BOTTOM				
Material		Stahl	Stahl	Stahl
Länge	m	12,01	12,01	11,00
Ø top	m	4,31	4,31	4,31
Ø bottom	m	4,30	4,30	4,30
Max. Gewicht	t	79,26	79,26	80,36

[1] An der Basis dieser Sektion muss ein Dämpfer installiert werden. Daher ist bei der Errichtung dieser Turmsektion ein Zusatzgewicht von 5,5 t (TS125-01), 7,0 t (TS125-02), 7,3 t (TS125-04), 7,1 t (TS125-06), 9,1 t (TS135), 11,3 t (TS135-01) zu berücksichtigen.

[redacted]

TURMSEKTIONEN				
Nabenhöhe			[redacted]	164 m
Turmtyp				Hybridturm
Turmbezeichnung				TCS164B-00 (N20)
Anlagenmodell				N133/4.X N149/4.X
TOP	Material			Stahl
	Länge	m		28,89
	Ø top	m		3,26
	Ø bottom	m		4,28
	Max. Gewicht	t		49,12
MID6	Material			--
	Länge	m		
	Ø top	m		
	Ø bottom	m		
	Max. Gewicht	t		
MID5	Material			--
	Länge	m		
	Ø top	m		
	Ø bottom	m		
	Max. Gewicht	t		
MID4	Material			--
	Länge	m		
	Ø top	m		
	Ø bottom	m		
	Max. Gewicht	t		
MID3	Material			--
	Länge	m		
	Ø top	m		
	Ø bottom	m		
	Max. Gewicht	t		
MID2	Material			Stahl
	Länge	m		28,84
	Ø top	m		4,28
	Ø bottom	m		4,28
	Max. Gewicht	t		70,07
MID1	Material			Stahl
	Länge	m		18,76
	Ø top	m		4,28
	Ø bottom	m		4,29
	Max. Gewicht	t		63,73
BOTTOM	Material			--
	Länge	m		
	Ø top	m		
	Ø bottom	m		
	Max. Gewicht	t		

[1] An der Basis dieser Sektion muss ein Dämpfer installiert werden. Bei der Errichtung ist ein Zusatzgewicht von 10,9 t (TS155-02), 13,5 t (TS159-00), 16,6 t (TS159-01) zu berücksichtigen.

[2] Vorläufige Gewichte und Abmessungen. Während des finalen Entwicklungsprozesses dieses Turmmodells ändern sich diese Daten.

TURMSEKTIONEN								
Nabenhöhe			164 m	164 m		169 m	179 m	199 m
Turmtyp			Hybridturm	Hybridturm		Stahlturm	Hybridturm	Hybridturm
Turmbezeichnung			TCS164B-01 (N21)	TCS164B-03 (N23)		TS169-00	TCS179-00	TCS199-00[2]
Anlagenmodell			N149/5.X N163/5.X	N163/6.X		N163/6.X	N175/6.X	N175/6.X
TOP	Material		Stahl	Stahl		Stahl	Stahl	Stahl
	Länge	m	28,89	28,89		34,35	30,71	31,90
	Ø top	m	3,26	3,26		3,27	3,30	3,30
	Ø bottom	m	4,28	4,28		3,92	4,28	4,28
	Max. Gewicht	t	51,81	51,43		65,08	62,55	64,78
MID8	Material							Stahl
	Länge	m						25,96
	Ø top	m	–	–		--	--	4,28
	Ø bottom	m						4,07
	Max. Gewicht	t						79,92
MID7	Material						Stahl	Beton
	Länge	m					25,58	10,90 [3]
	Ø top	m	–	–		--	4,28	5,06
	Ø bottom	m					4,30	5,58
	Max. Gewicht	t					78,74	176,5
MID6	Material					Stahl	Beton	Beton
	Länge	m				24,45	12,47 [3]	15,65 [3]
	Ø top	m	–	–		3,92	4,30	5,58
	Ø bottom	m				4,39	5,58	6,42
	Max. Gewicht	t				69,25	174,40	175,8
MID5	Material					Stahl	Beton	Beton
	Länge	m				22,20	15,65 [3]	20,00 [3]
	Ø top	m	–	–		4,39	5,58	6,42
	Ø bottom	m				4,81	6,42	7,52
	Max. Gewicht	t				81,42 [1]	177,60	229,8
MID4	Material					Stahl	Beton	Beton
	Länge	m				20,91	20,00 [3]	19,10 [3]
	Ø top	m	–	–		4,81	6,42	7,52
	Ø bottom	m				5,21	7,52	8,54
	Max. Gewicht	t				87,59	229,80	247,3
MID3	Material					Stahl	Beton	Beton
	Länge	m				19,71	19,10 [3]	17,25 [3]
	Ø top	m	–	–		5,21	7,52	8,54
	Ø bottom	m				5,58	8,54	9,38
	Max. Gewicht	t				94,35	247,70	247,6
MID2	Material		Stahl	Stahl		Stahl	Beton	Beton
	Länge	m	28,84	28,84		18,03	17,25 [3]	15,70 [3]
	Ø top	m	4,28	4,28		5,58	8,54	9,38
	Ø bottom	m	4,29	4,29		5,59	9,38	10,13
	Max. Gewicht	t	74,98	74,62		100,18	247,50	244,9
MID1	Material		Stahl	Stahl		Stahl	Beton	Beton
	Länge	m	21,56	18,76		14,70	15,70 [3]	16,56 [3]
	Ø top	m	4,29	4,29		5,59	9,38	10,13
	Ø bottom	m	4,30	4,30		5,59	10,13	11,85
	Max. Gewicht	t	77,13	72,08		99,57	245,60	274,0
BOTTOM	Material					Stahl	Beton	Beton
	Länge	m				10,94	20,00 [3]	21,00 [3]
	Ø top	m	–	–		5,59	10,13	11,85
	Ø bottom	m				5,60	11,00	11,84
	Max. Gewicht	t				100,03	–	–

[1] An der Basis dieser Sektion muss ein Dämpfer installiert werden. Bei der Errichtung ist ein zusätzliches Gewicht von 9,7 t zu berücksichtigen (TS169-00).

[2] Vorläufige Gewichte und Abmessungen. Während des finalen Entwicklungsprozesses dieses Turmmodells ändern sich diese Daten.

[3] Die Betonturmsektionen verfügen an ihrer Basis über Anschlussbewehrungen, die 0,84 m herausragen, die nicht im Längenfeld enthalten sind.

KEYSTONE						
Turmbezeichnung	Sektion	Anz.	Länge [m]	Höhe [m]	Breite [m]	Max. Gewicht [t]
[redacted]						
[redacted]						
TCS179-00	MID6	3	10,90[1]	1,61	4,83	47,6
	MID5	4	15,65[1]	1,23	4,52	42,5
	MID4	4	20,00[1]	1,40	5,29	55,1
	MID3	5	19,10[1]	1,15	4,99	47,3
	MID2	5	17,25[1]	1,23	5,49	47,4
	MID1	6	15,70[1]	1,03	5,04	39,0
	BOTTOM	6	20,00[1]	1,14	5,47	55,3
TCS199-00[2]	MID7	3	10,90[1]	1,61	4,83	50,7
	MID6	4	15,65[1]	1,23	4,54	43,9
	MID5	4	20,00[1]	1,40	5,32	57,4
	MID4	5	19,10[1]	1,15	5,02	49,5
	MID3	5	17,25[1]	1,23	5,51	49,5
	MID2	6	15,70[1]	1,03	5,07	40,8
	MID1	6	16,70[1]	TBD	5,50	45,7
	BOTTOM	6	22,70[1]	TBD	5,16	48,5
TCS164B-00 (N20)	Größter Keystone	87	7,44	2,81	2,33	18,1
	Kleinster Keystone		4,04	2,81	1,35	9,5
	Übergangsring	1	4,53	2,81	4,53	55,5
TCS164B-01 (N21) TCS164B-03 (N23)	Größter Keystone	84	7,32	2,81	2,30	17,8
	Kleinster Keystone		4,04	2,81	1,35	9,5
	Übergangsring	1	4,53	2,30	4,53	55,5

[1] Die Keystones verfügen an ihrer Basis über Anschlussbewehrungen, die 0,8 m herausragen, die nicht im Längenfeld enthalten sind.

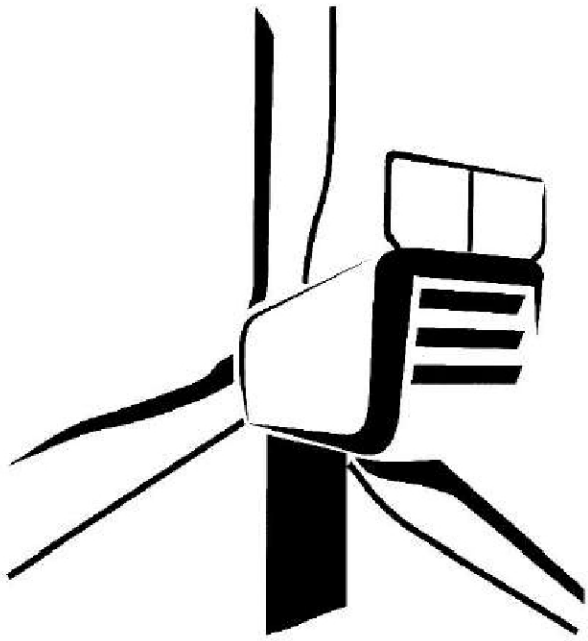
[2] Vorläufige Gewichte und Abmessungen. Während des finalen Entwicklungsprozesses dieses Turmmodells ändern sich diese Daten.

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16_1_7_1_Kennzeichnung allgemein.pdf
- 16_1_7_2_Kennzeichnung DE.pdf
- 16_1_7_3_Ersatzstromerzeugung.pdf
- 16_1_7_4_Sichtweitenmessung.pdf
- 16_1_7_5_Produktinformation BNK System.pdf

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **E0004000420**
		Rev.: **09**
KENNZEICHNUNG VON NORDEX-WINDENERGIEANLAGEN Product series Delta4000		Seite**: 1 / 14**



- Übersetzung des Originaldokuments (E0004284014, Revision 06) –

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

Sprache: DE-Deutsch

Abteilung: Engineering/ CPS / Processes & Documents

Bearbeiter	Prüfer	Freigeber
[redacted]		
12-06-2024	14-06-2024	14-06-2024

© 2024 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.

© 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

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

Inhaltsverzeichnis

1	**Allgemein**	**5**
1.1	Verwendungszweck	5
1.2	Abkürzungen	5
2	**Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten**	**6**
3	**Kennzeichnung Maschinenhaus**	**7**
3.1	Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer	7
3.2	Tageskennzeichnung Maschinenhaus	8
3.3	Nachtkennzeichnung Maschinenhaus	9
3.4	Kundenspezifische Gestaltung	9
4	**Kennzeichnung Turm**	**12**
4.1	Tageskennzeichnung Turm	12
4.2	Nachtkennzeichnung Turm	12
5	**Kennzeichnung Rotorblatt**	**14**

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

3 Kennzeichnung Maschinenhaus

3.1 Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

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

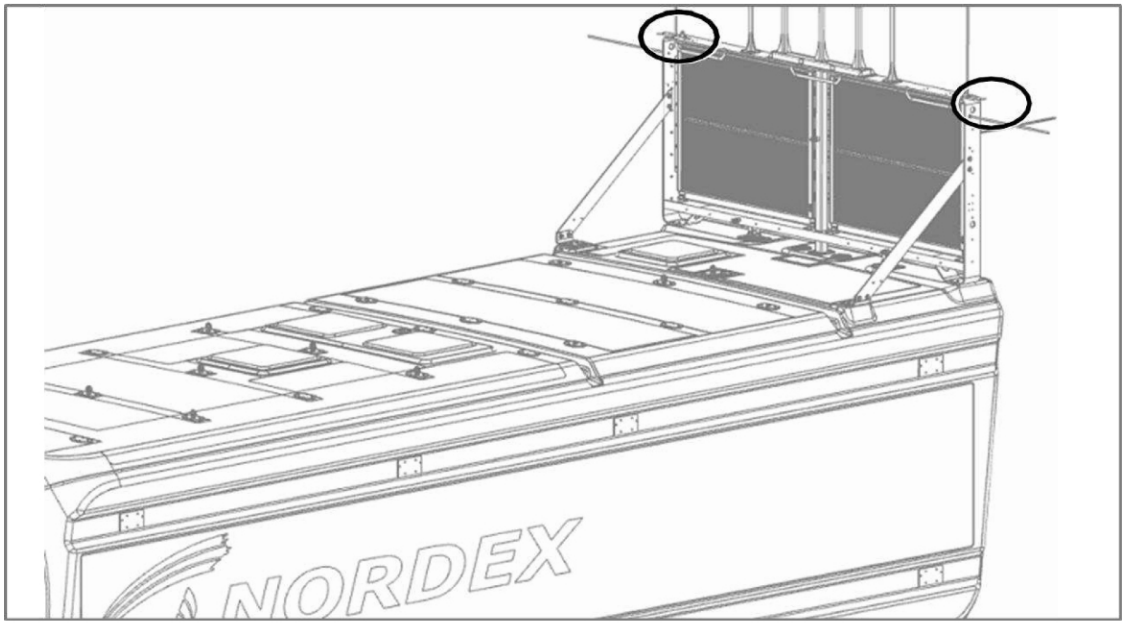


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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 Nachtbefeuerung
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung

3.2 Tageskennzeichnung Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung

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

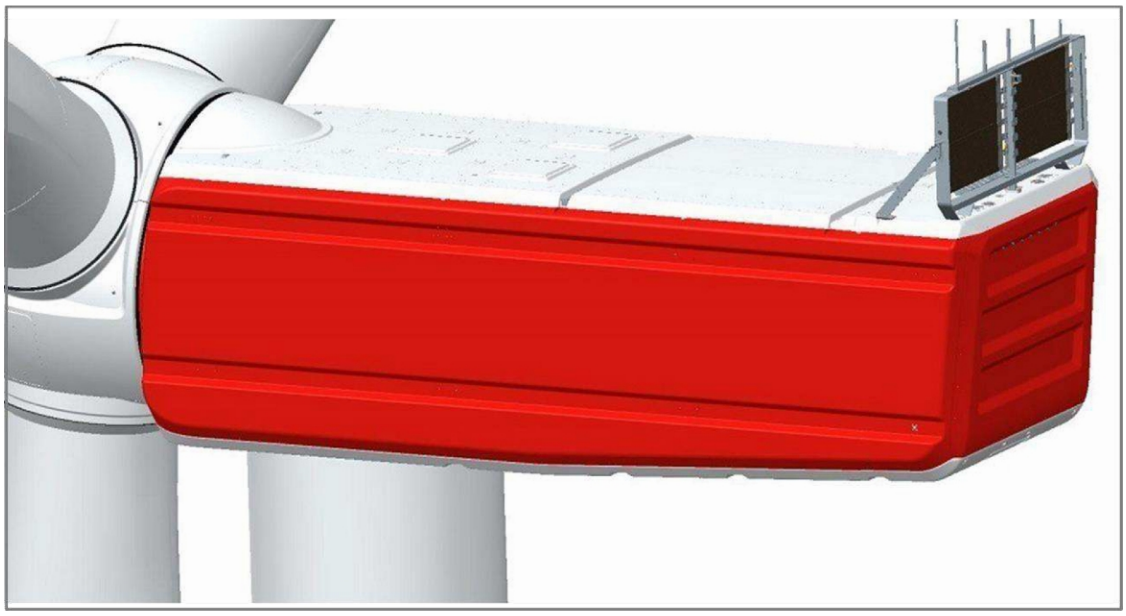


Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

Tagesbefeuerung

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

3.3 Nachtkennzeichnung Maschinenhaus

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

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

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

3.4 Kundenspezifische Gestaltung

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

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

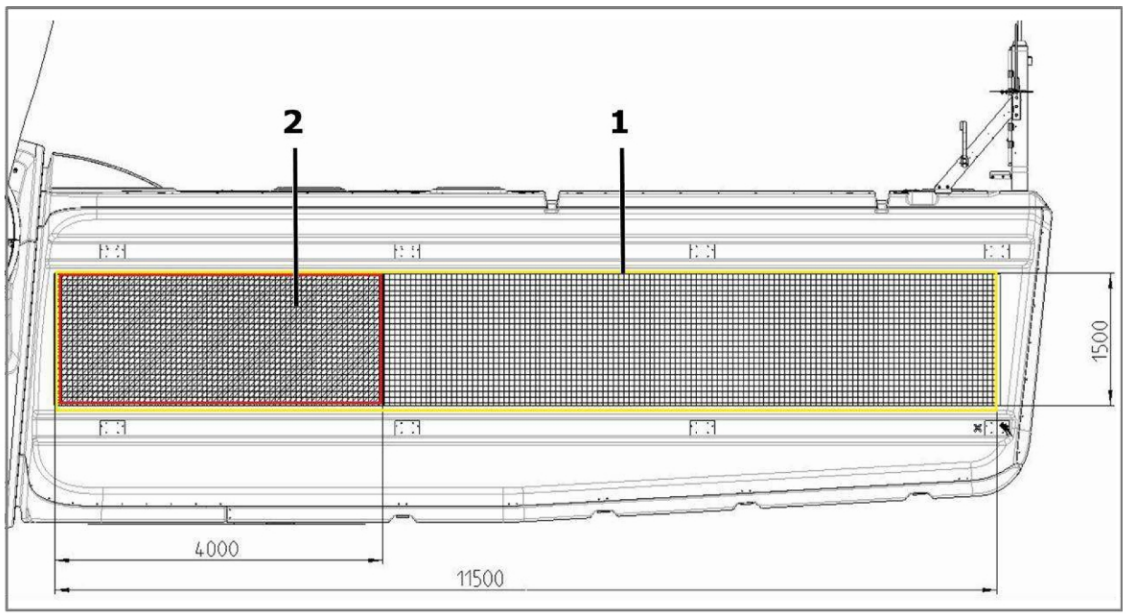


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

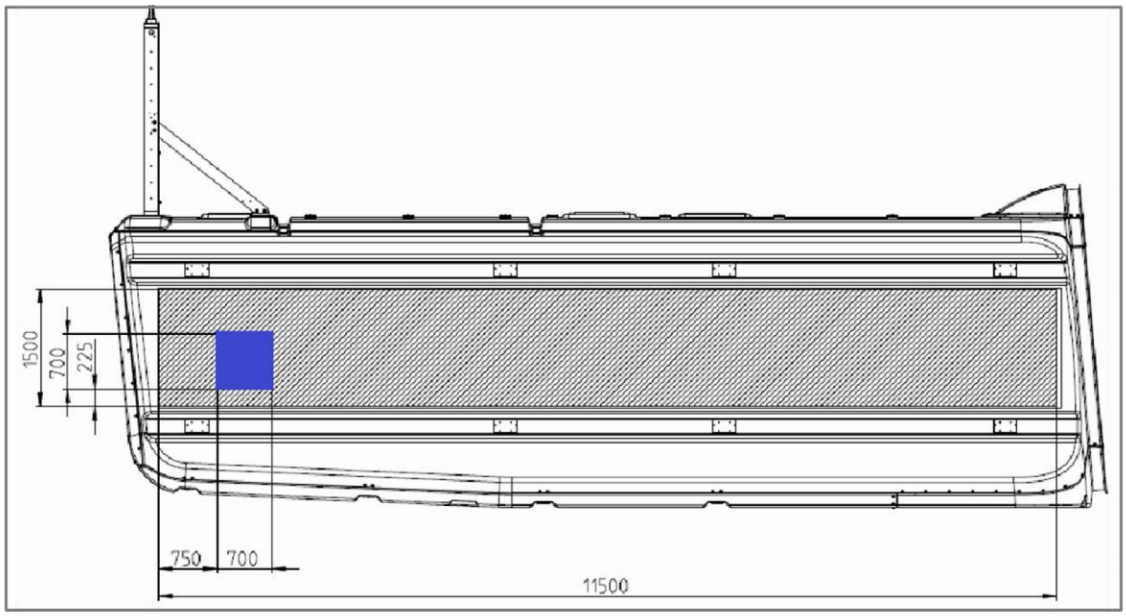


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



Abb. 5: Seitenansicht Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen

4 Kennzeichnung Turm

4.1 Tageskennzeichnung Turm

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



Abb. 6: Roter Farbring am Turm

4.2 Nachtkennzeichnung Turm

Der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd ist möglich. Pro Turmfeuerebene werden hierzu in der Regel vier Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/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.

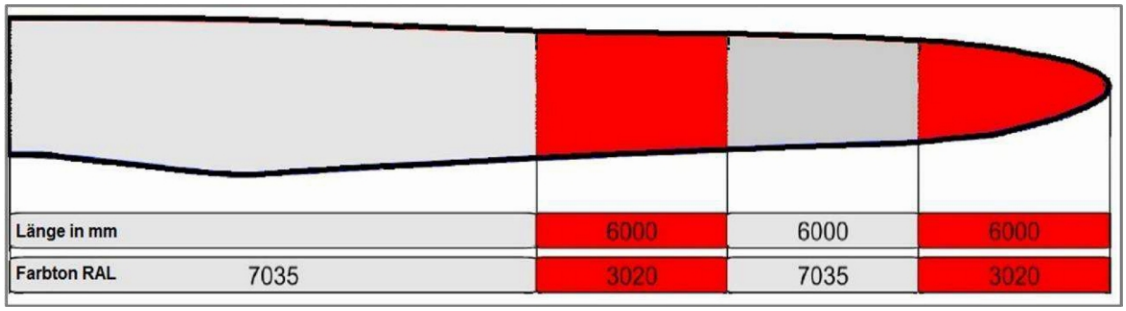
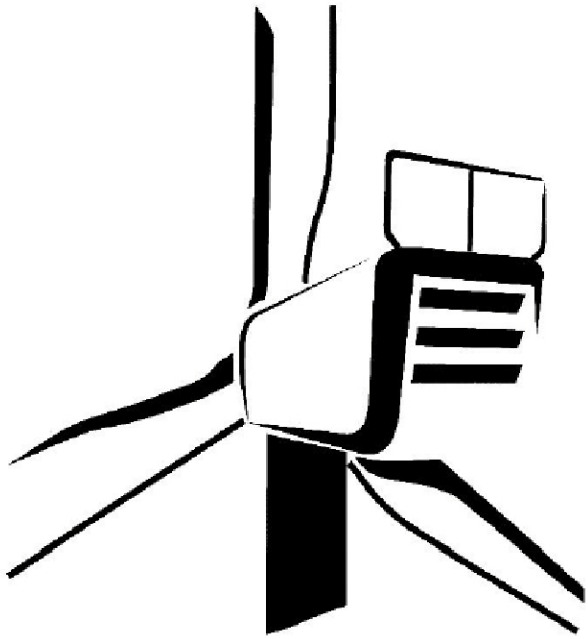


Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **NALL01_064691_DE** Rev.: **19**
KENNZEICHNUNG VON NORDEX-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND Produktreihen K08 Delta, Delta4000		Seite: **1 / 10**



- Übersetzung des Originaldokuments (E0004677289, Revision 10) -

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

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

Bearbeiter	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
30-10-2024	04-11-2024	05-11-2024

© 2024 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.

© 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

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

Inhaltsverzeichnis

1	**Rechtliche Vorgaben für Deutschland**	**5**
2	**Tageskennzeichnungen**	**5**
3	**Nachtkennzeichnungen**	**7**
3.1	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe <150 m	8
3.2	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m	8

1 Rechtliche Vorgaben für Deutschland

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

Allgemeine 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, Produktreihe Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen, Produktreihen K08 Gamma und K08 Delta*

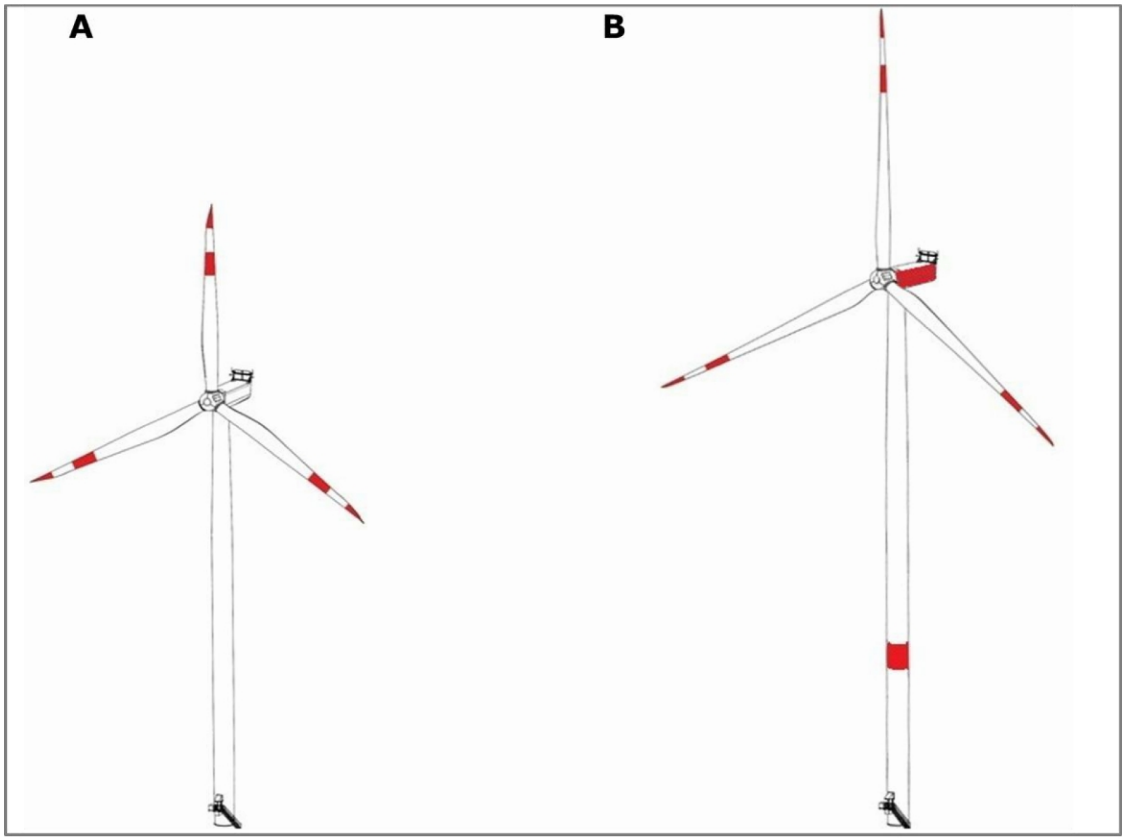


Abb. 1: Tageskennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100–150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland

Gesamtbauwerkshöhe 100–150 m		
Rotorblattkennzeichnung	**Turmkennzeichnung**	**Maschinenhaus-kennzeichnung**
3 Streifen mit je 6 m Breite von der Rotorblattspitze beginnend rot - grau - rot	–	–

Gesamtbauwerkshöhe >150 m		
Rotorblattkennzeichnung	**Turmkennzeichnung**	**Maschinenhaus-kennzeichnung**
3 Streifen mit je 6 m Breite von der Rotorblattspitze beginnend rot - grau - rot	Roter Ring, 3 m Breite, beginnend in ca. 40 m Höhe	Rote seitliche Flächen mit einer Höhe von ca. 3,4 m (rotorseitig) bis ca. 3,0 m heckseitig) und rote Heckfläche

3 Nachtkennzeichnungen

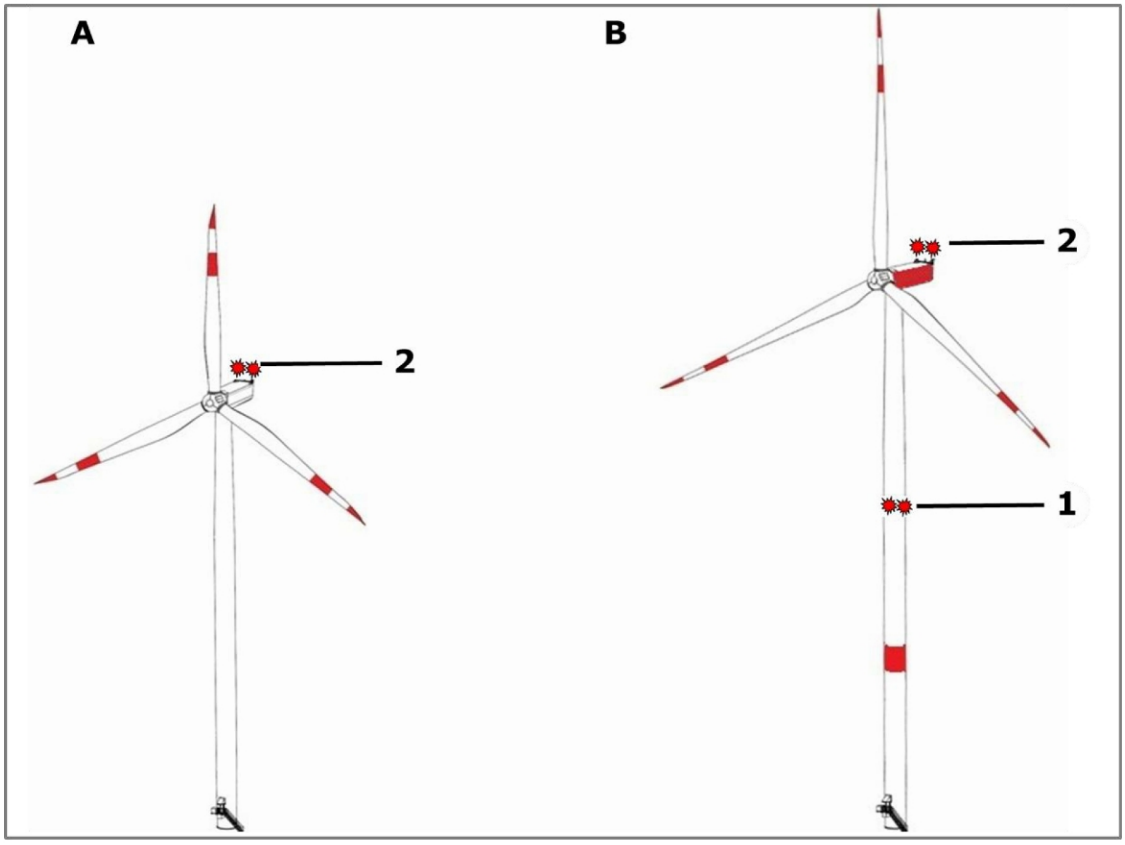


Abb. 2: Nachtkennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100–150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland

1 Turmbefeuerung *2 Maschinenhausbefeuerung*

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe <150 m

Rotorblatt-befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus-befeuerung
	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

Rotorblatt-befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus-befeuerung
	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 min.16 h USV
	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	

Rotorblatt-befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus-befeuerung
	Anlage/Turm	**Höhe [m]**	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
–	**N131/3900**		2 x 170 cd W-rot ES, mit IR-Anteil und min.16 h USV
	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	

Rotorblatt-befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus-befeuerung
	Anlage/Turm	**Höhe [m]**	
	N175/6.X		
	[redacted]		
	N175/TCS179-00	Ca. 91,5 m[2)]	
	N175/TCS199-00	Ca. 101,5 m[2)]	

[1)] Zwischen der Errichtung des Beton- und Stahlteils 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.











- Übersetzung des Originaldokuments (E0004287005, Rev. 04) -

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

Sprache: DE - German

Abteilung: Engineering/CPS

Bearbeiter	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
24-05-2024	27-05-2024	

© 2024 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.

© 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

Rev.	Datum	Änderung	Bearbeiter
05	23.05.2024	Allg.: • Dokument als Übersetzung gekennzeichnet. • Deckblatt aktualisiert. Kap. 6.1: • Anforderungen an den Generator als Übergabepunkt (Tabelle) aktualisiert. (INC512071)	[redacted]

Inhaltsverzeichnis

1. Verwendungszweck 5

2. Sicherheitshinweise 6

3. Konventionen 7

3.1 Symbole und Hinweise 7

3.2 Hinweise zur Textdarstellung 8

4. Ersatzstromversorgung 9

4.1 Anforderungen und Funktionen 10

4.1.1 Anforderungen an den Ersatzstromerzeuger 10

4.1.2 Funktionen des SPE-PRCD 10

4.2 Ersatzstromerzeuger in Betrieb nehmen 10

4.2.1 Ersatzstromerzeuger vorbereiten 11

4.2.2 Ersatzstromerzeuger prüfen 12

4.3 Ersatzstromversorgung herstellen 12

4.3.1 Ersatzstromversorgung während der Errichtung 12

4.3.2 Ersatzstromversorgung während der Servicearbeiten (Kundenanlage in Produktion) 15

5. Anhang A 17

5.1 Anhang A1 17

5.2 Anhang A2 23

6. Anhang B 26

6.1 B1 - Einspeisekonzept WEA ab Delta4000 26

6.2 B2 - Prüfanforderungen vor der Erstinbetriebnahme des Aggregats 28

6.3 B3 - Ersatzstromversorgung für Errichtung der WEA mit Baustromverteiler 29

1. Verwendungszweck

Diese Werksnorm beschreibt die Installationsschritte beim Herstellen einer Ersatzstromversorgung, eine sichere Verwendung der benötigten Komponenten sowie den Einsatz einer ortsveränderlichen Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit geschaltetem Schutzleiter (SPE-PRCD).

Die in dieser Werksnorm beschriebene Herstellung der Ersatzstomerzeugung, sowie die zur Verwendung genannten Komponenten, sind für alle Errichtungs- und Servicearbeiten an Nordex Windenergieanlagen bindend.

Die in dieser Werksnorm beschriebenen Arbeiten dürfen ausschließlich von dazu qualifiziertem, geschultem und beauftragtem Fachpersonal ausgeführt werden.

Alle elektrotechnischen Arbeiten dürfen nur von elektrotechnischen Fachkräften ausgeführt werden, die mindestens die Anforderungen nach EN 50110-1/EN 50110-2 (*DIN VDE 1000-10)* erfüllen.

2. Sicherheitshinweise

Abkürzung	Bezeichnung
QUIS	**Qu**ality **I**nformation **S**ystem



DOKUMENT BEACHTEN

- Sicherheitsanweisung *NALL01_011010 Sicherheitshandbuch Verhaltensregeln an, in und auf Windenergieanlagen Anlagenklassen: K06, K07, K08 bis einschließlich gamma*
- Sicherheitsanweisung *E0004226652 Sicherheitshandbuch Verhaltensregeln an, in und auf Windenergieanlagen Anlagenklasse K08 delta*
- Sicherheitsanweisung *E0003937116 Sicherheitshandbuch Verhaltensregeln an, in und auf Windenergieanlagen Produktreihe Delta4000*
- Verfahrensanweisung *G0112P1 Arbeiten in, an und auf Windenergieanlagen,* Aktualisierung und Veröffentlichung im QUIS

Das Sicherheitshandbuch und die Verfahrensanweisung *G0112P1* müssen gelesen und verstanden werden. Die Sicherheitshinweise müssen beachtet werden.

Voraussetzung zur Durchführung der beschriebenen Arbeiten ist die Einhaltung aller nationalen und von der Nordex Energy SE & Co. KG definierten sicherheitsrelevanten Normen und Vorgaben.

Alle in diesem Dokument beschriebenen Arbeiten dürfen nur von befähigtem und unterwiesenem Fachpersonal ausgeführt werden.

Grundlage für Arbeitssicherheit, Gesundheits- und Umweltschutz bildet das ausführliche Verfahren zum Arbeitsschutz in der Nordex Energy SE & Co. KG.

Die geltenden nationalen Unfallverhütungsvorschriften müssen eingehalten werden.

Bei Verwendung von Betriebsstoffen müssen in jedem Fall die Hinweise der Hersteller auf bestehende Gesundheitsgefahren beachtet und eingehalten werden.

Allgemeine Sicherheitshinweise, z. B. für die Handhabung der jeweiligen Werk- und Hebezeuge, Verweise auf einschlägige Richtlinien und Arbeitsschutzvorschriften sowie allgemein übliche Handlungsabläufe sind nicht aufgeführt.

3. Konventionen

3.1 Symbole und Hinweise

Warnung vor Personenschäden

GEFAHR

Werden die Anweisungen und Hinweise nicht befolgt, sind lebensgefährliche Verletzungen die Folge.

WARNUNG

Werden die Anweisungen und Hinweise nicht befolgt, können schwerste Verletzungen die Folge sein.

VORSICHT

Werden die Anweisungen und Hinweise nicht befolgt, sind Verletzungen die Folge.

Warnung vor Sachschäden

ACHTUNG

Warnung vor Anlagen- und Bauteilschäden.

Hinweise und Informationen



HINWEIS

Zusätzliche Informationen, Hinweise und Tipps



DOKUMENT BEACHTEN

Verweis auf Informationen in anderen Dokumenten

Eingebettete Sicherheitshinweise und Informationen

Im Text eingebette Informationen und Sicherheitshinweise. Durch das fett markierte Signalwort gekennzeichnet: Hinweis, Achtung, Vorsicht, Warnung.

Beispiel

Achtung: Turmsektionen nicht mit Erdboden in Berührung kommen lassen, um Lackschäden zu vermeiden.

3.2 Hinweise zur Textdarstellung

Aufzählungen und Handlungsschritte

- Handlung
  - ► Resultat einer Handlung
- Aufzählung
  - Untergeordnete Aufzählung

Kursiver Text

Kennzeichnung von Eigennamen: z. B. Herstellernamen, Dokumententitel.

4. Ersatzstromversorgung

Abkürzung	Bezeichnung
PAS	**P**otential**a**usgleichs**s**chiene
SPE-PRCD	**S**witched **P**rotective **E**arth - **P**ortable **R**esidual **C**urrent **D**evice Ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit geschaltetem Schutzleiter nach DIN IEC 62335, VDE 0661-20
PRCD	**P**ortable **R**esidual **C**urrent **D**evice Ortsveränderliche Fehlerstrom Schutzeinrichtung
RCD	**R**esidual **C**urrent protective **D**evice) Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (früher: FI-Schutzeinrichtung)
RCCB	**R**esidual **C**urrent operated **Ci**rcuit-**B**reaker Differenzstrom-Schutzschalter
WEA	Windenergieanlage



DOKUMENT BEACHTEN

- Bedienungsanleitung SPE-PRCD des Herstellers
- Errichtungsanleitung *K0801_019745 WEA bei langer Stillstandszeit ohne Netzanschluss*
- Messbericht *NALL01_036727 Erdungsanlage, Ausbreitungswiderstand und Abnahmeprüfung*
- Prüfanleitung *K0801_036711 Messung der elektrischen Sicherheit der WEA*
- Aktueller Stromlaufplan *E-Installation Turm*
- Prüfbericht *Prüfung Durchgängigkeit Schutzleiter Anlagenklasse der WEA*
- Messbericht *Prüfung Durchgängigkeit Schutzleiter-Turmhersteller*

Zur Versorgung von Werkzeugen bei Errichtungs- und Servicearbeiten an der Windenergieanlage wird das System mit einem Ersatzstromerzeuger betrieben. Dazu wird die vorhandene Turminstallation verwendet.Die Ersatzstromerzeuger sind bei der Verwendung im konkreten Anwendungsfall als Inselsysteme (TT/ TN-Netz) zu betrachten.

4.1 Anforderungen und Funktionen

4.1.1 Anforderungen an den Ersatzstromerzeuger

- Netzform TN-S / TN-C System
- RCD $I_{\Delta N} \leq 30$ mA
- 3-phasig mit Erdungsanschluss (PE) ⏚

4.1.2 Funktionen des SPE-PRCD

Ortsveränderliche Personenschutzeinrichtungen mit erweiterten Schutzfunktionen (SPE-PRCD) dienen dem Schutz vor elektrischem Schlag.

Der SPE-PRCD (z. B. *PRCD-S* der Firma *Kopp*) ist eine technische Schutzeinrichtung, die Fehler in der elektrischen Installation erkennt und beim Auftreten von Fremdspannungen eine sichere Trennung beim Betrieb von elektrischen Geräten sicherstellt.

Die Schutzfunktionen beinhalten:

- Fehlerstromschutzschalter mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA (FI)
- Schutzleitererkennung (Prüfung der Funktion vor dem Betrieb)
- Schutzleiterüberwachung (Prüfung der Funktion während des Betriebes)
- Fremdspannungserkennung
- Unterspannungsauslösung

Bei der Errichtung und Fertigstellung der WEA dürfen Elektrogeräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA (Ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit geschaltetem Schutzleiter nach DIN IEC 62335, VDE 0661-20) betrieben werden.

Auf die Verwendung des SPE-PRCD kann nur verzichtet werden, wenn das Stromverteilersystem vollständig geprüft ist und entsprechende Prüfprotokolle vorliegen.

Ist das Einschalten des SPE-PRCD zur Versorgung elektrischer Werkzeuge und Hilfsmittel nicht möglich, ist ein Weiterarbeiten nicht zulässig. Der Fehler ist im Stromverteilersystem durch eine Elektrofachkraft zu beheben.

4.2 Ersatzstromerzeuger in Betrieb nehmen

HINWEIS

Zur Einspeisung mit einem externen Generator ausschließlich Ersatzstromerzeuger mit einem Fehlerstromschutzschalter RCCB verwenden.

■ Bedienungsanleitung SPE-PRCD des Herstellers beachten

- SPE-PRCD entsprechend der technischen Anforderungen verwenden

4.2.1 Ersatzstromerzeuger vorbereiten

- Prüfen, dass die Erdungsmessung des Fundamentes vor der Errichtung vorliegt, siehe *NALL01_036727*
- Ersatzstromerzeuger standsicher in der Nähe des Turmzuganges aufgestellen
- Öltropfschutz, z. B. öldichte Auffangwanne unter dem Motor des Ersatzstromerzeugers anbringen
- Ersatzstromerzeuger mit der Erdungsanlage der WEA, z. B. Erdungsfahnen Fundament oder außenliegendem Erdungsfestpunkt am Fundament, verbinden, siehe Abb.1
  - Grüngelbe Erdungsleitung 16 mm²

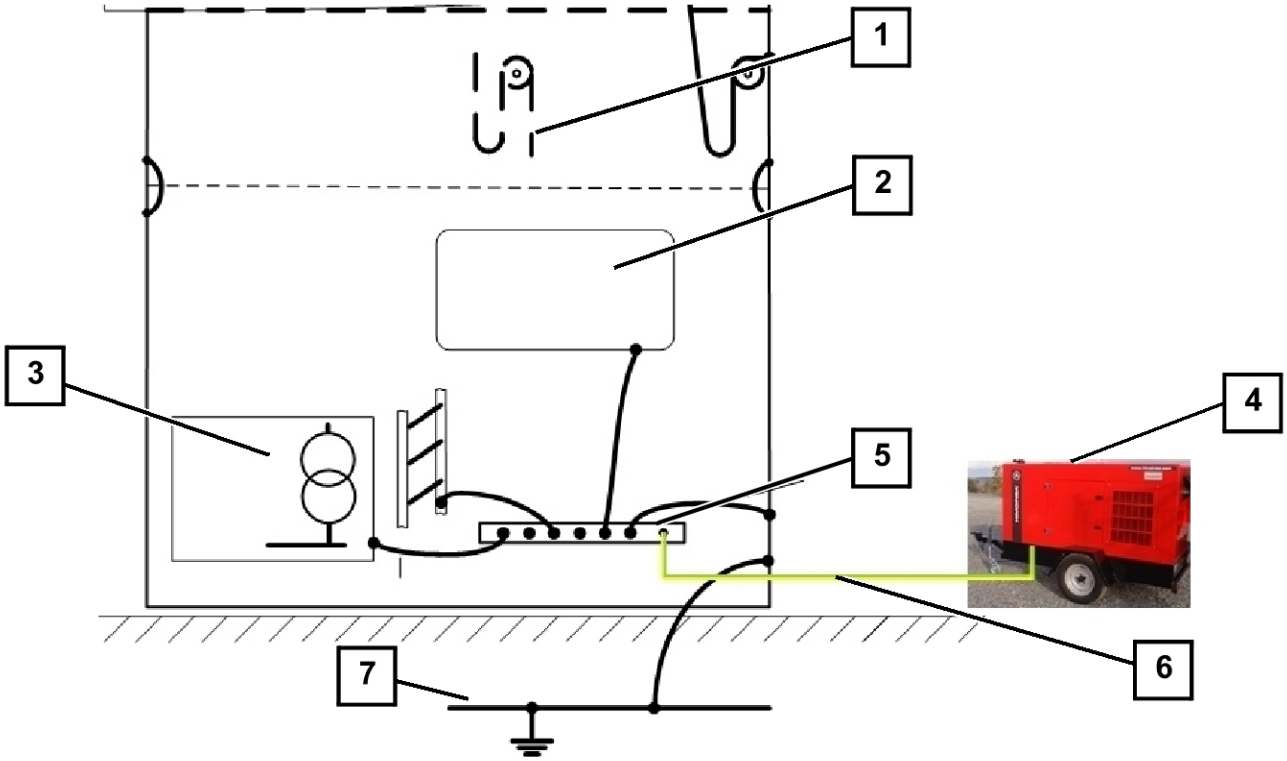


Abb. 1 Ersatzstromerzeuger mit der Erdungsanlage verbinden

1 Loop Bereich
2 Bottombox
3 MS-Schaltanlage
4 Externer Generator
5 Potentialausgleichsschiene
6 Grüngelbe Erdungsleitung 16 mm²
7 Erdungsanlage der WEA

- Kabel und Zuleitungen geschützt und trittsicher verlegen

4.2.2 Ersatzstromerzeuger prüfen

- Niederohmigkeit der Erdungsverbindung des Ersatzstromerzeugers durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) vor der Verwendung prüfen
- Niederohmigkeit der Erdungsverbindung des Ersatzstromerzeugers im Prüfbericht der WEA dokumentieren
- Ersatzstromerzeuger einschalten
- RCD's des Ersatzstromerzeugers mittels Prüftaste testen
  ► Einspeisung an dem Ersatzstromerzeuger schaltet ab

4.3 Ersatzstromversorgung herstellen

ACHTUNG

US-PROJEKTE

Für US-Projekte müssen Adapter für CEE-Steckverbinder und Schuko-Steckverbinder verwendet werden.

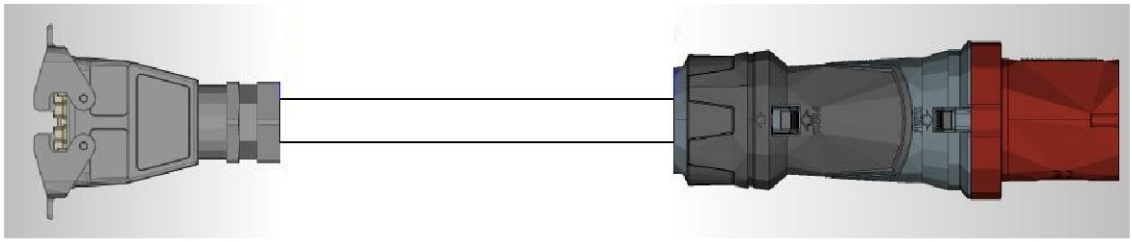


Abb. 2 Adapter Harting-CEE-Stecker (Abb. ähnlich)

4.3.1 Ersatzstromversorgung während der Errichtung

HINWEIS

Wenn die Prüfung der vormontierten Stromverteilersysteme durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) nicht möglich ist, dürfen elektrische Geräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA betrieben werden.

Im Fehlerfall ist ein Zuschalten der Stromversorgung über SPE-PRCD nicht möglich.

Ein Weiterarbeiten ist erst zulässig, wenn der Fehler durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) behoben wurde.



GEFAHR

GEFÄHRLICHE ELEKTRISCHE SPANNUNG

Mögliche fehlerhafte Anzeige beim Einschalten des SPE-PRCD mit Handschuhen.

Vorhandener Fehler in der Turminstallation wird nicht erkannt.

SPE-PRCD niemals mit Handschuhen einschalten.



GEFAHR

GEFÄHRLICHE ELEKTRISCHE SPANNUNG

Im Fehlerfall können Teile der elektrischen Anlage der WEA unter lebensgefährlicher Spannung stehen.

Prüfung der vormontierten Stromverteilersysteme durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) ist nicht möglich.

Elektrische Geräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA betreiben.

Das elektrische Versorgungssystem im Turm wird in vormontierten Elementen auf die Baustelle geliefert. Eine Komplettierung (Verbindung der Stromboxen) erfolgt erst bei der Errichtung der WEA auf der Baustelle.

Bereitgestelltes Material im Baustellencontainer

- 230 V Verlängerungsleitung mit SPE-PRCD 1-phasig
- 230 V Kabelroller mit SPE-PRCD 1-phasig
- 400 V Anschlussbox mit SPE-PRCD 3-phasig
- Erdungsleitung grün/gelb mit Erdungsklemme
- Adapter 32 A auf 16 A CEE

■ Ersatzstromerzeuger in Betrieb nehmen, siehe Kapitel 4.2

Ersatzstromversorgung an der Windenergieanlage

■ Das vormontierte Stromverteilersysteme der zu errichtenden WEA durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) auf fehlerfreie Installation prüfen

■ Niederohmigkeit der Erdungsverbindung prüfen und im Prüfbericht der WEA dokumentieren

■ Elektrische Geräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA betreiben, wenn die Prüfung nicht möglich ist

Ersatzstromversorgung an der Turmsektion

■ Mit Fortschreiten der Turmfertigstellung an jeder neuen Turmsektion das vormontierte Stromverteilersystem durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) auf fehlerfreie Installation prüfen

- Niederohmigkeit der Erdungsverbindung prüfen und im Prüfbericht der WEA dokumentieren
- Elektrische Geräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA betreiben, wenn die Prüfung nicht möglich ist, siehe Abb.3

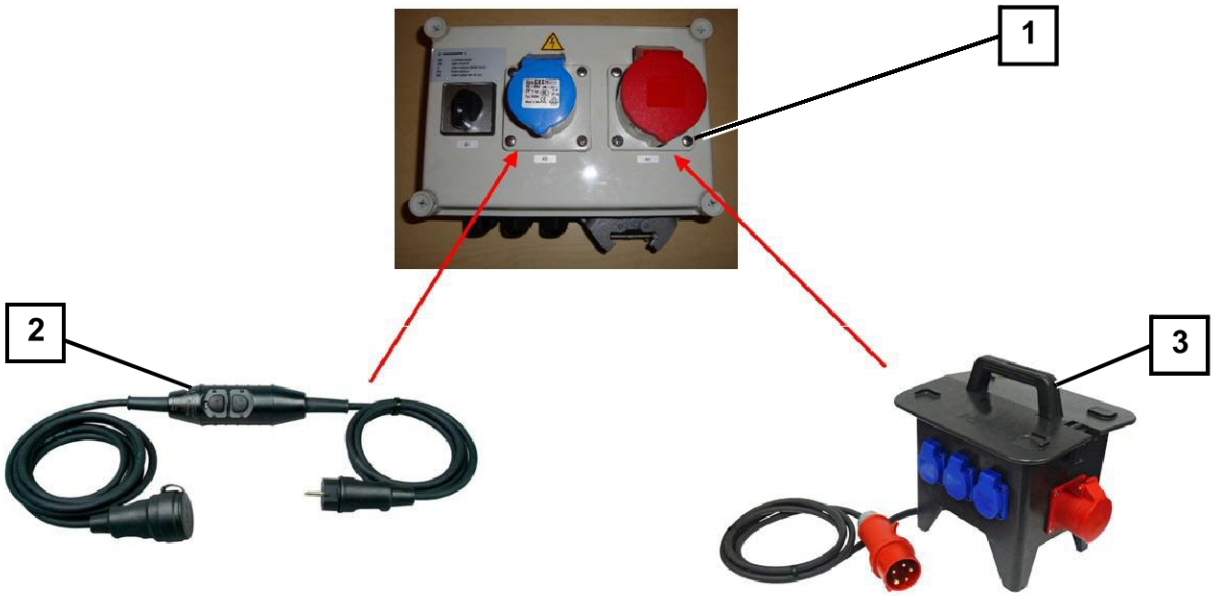


Abb. 3 Ersatzstromversorgung im Turm

1 Anschlussbox Turm
2 230 V SPE-PRCD
3 400 V SPE-PRCD

Ersatzstromversorgung an der öldichten Plattform

- 32 A Steckdose an der öldichten Plattform durch eine Elektrofachkraft (befähigte Person) auf fehlerfreie Installation prüfen
- Niederohmigkeit der Erdungsverbindung prüfen und im Prüfbericht der WEA dokumentieren
- Elektrische Geräte nur über SPE-PRCD mit $I_{\Delta N} \leq 30$ mA betreiben, wenn die Prüfung nicht möglich ist
- 32 A Steckdose prüfen
  - 400 V SPE-PRCD mittels 32/16 A Adapter in den CEE-16 A SPE-PRCD stecken, siehe Abb.4
  - ► 400 V SPE-PRCD lässt sich einschalten
  - ► 32 A Steckdose kann verwendet werden

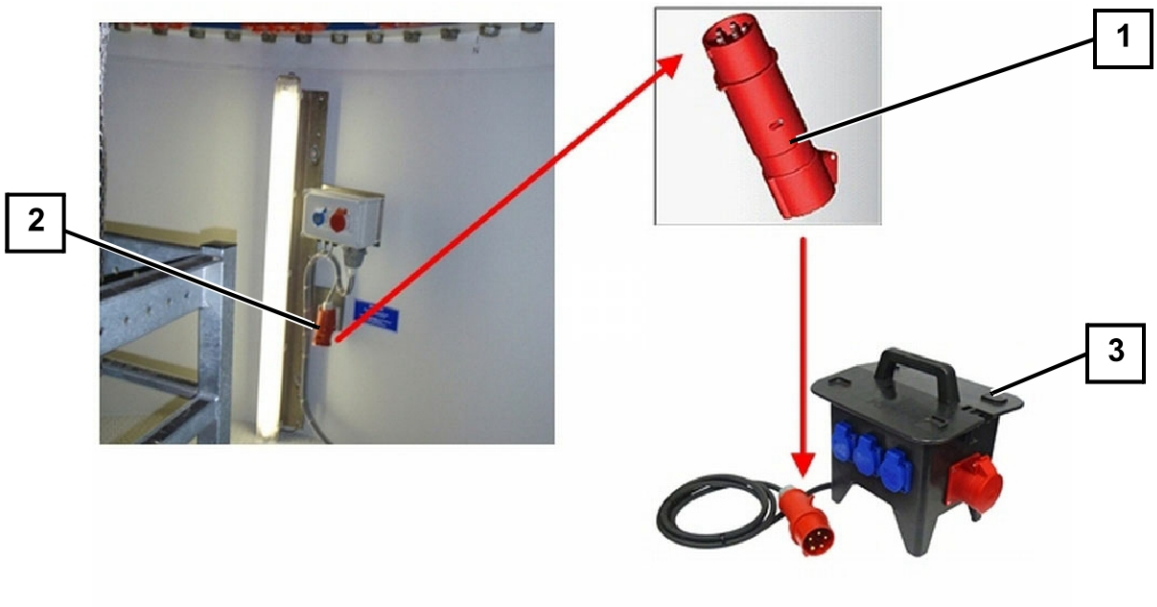


Abb. 4 Steckdose an der öldichten Plattform

1 32/16 A Adapter
2 CEE-16A SPE-PRCD Stecker
3 400 V SPE-PRCD

4.3.2 Ersatzstromversorgung während der Servicearbeiten (Kundenanlage in Produktion)

Abkürzung	Bezeichnung
LOTO	**L**ock **O**ut **T**ag **O**ut Sperren und Markieren

HINWEIS

Wenn das Stromverteilersystem der WEA innerhalb der festgelegten Intervalle geprüft wurde und keine Fehler bekannt sind, müssen keine SPE-PRCD verwendet werden.



GEFAHR

GEFÄHRLICHE ELEKTRISCHE SPANNUNG

Elektrischer Schlag durch unsachgemäße Handhabung der Elektrik.

Die elektrische Installation muss von Elektrofachkräften (befähigte Personen) ausgeführt werden.

Es müssen die 5 Sicherheitsregeln eingehalten werden:

- WEA freischalten
- WEA gegen Wiedereinschalten sichern
- Spannungsfreiheit der WEA feststellen
- WEA- Anschluss zum Mittelspannungs- Parknetz erden und kurzschließen
- Benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken

- WEA sicher vom Mittelspannungs- Parknetz trennen
- WEA mittels LOTO-Maßnahme, Schutz vor unbefugtem Zugriff oder unbeabsichtigtem Einschalten, sichern
- Einspeisung der Ersatzstromversorgung unter Beachtung der anlagen- und aufgabenspezifischen Anschlussbedingungen und Arbeitsanweisungen vornehmen
- Ersatzstromerzeuger in Betrieb nehmen, siehe Kapitel 4.2

5. Anhang A

5.1 Anhang A1

Prüfprotokoll für mobile Stromerzeuger

Prüfprotokoll für mobile Stromerzeuger

NORDEX	Prüfer/Prüferin:

Zu prüfendes Gerät

Hersteller/Herstellerin: _____

Typ: _____

Baujahr/Serien-Nr. _____

Ausführung: D ☐ (gemäß DGUV Information 203-032 / siehe letzte Seite)

Beachte! Stromerzeuger der Ausführung D sind durch eine Elektrofachkraft in Betrieb zu nehmen.

Betriebsstunden: _____ h

Grund der Prüfung:	Erstinbetriebnahme ☐	Wiederholungsprüfung ☐

Erforderliche Prüfausstattung:

- geeignete Prüf- und Messgeräte
- geeigneter Werkzeugsatz
- Prüfprotokoll
- Prüfplakette zur Kennzeichnung des Prüflings nach bestandener Prüfung

Sichtprüfung auf:	**Mangel** ja / nein:
1. Aktueller Prüfbericht für Stromerzeuger vorhanden und ohne Mängelanzeige	☐ ☐
zusätzlicher Prüfbericht für Baustromverteiler mit Schutzeinrichtungen	☐ ☐
2. Schäden am Gehäuse	☐ ☐
3. Beschädigung der zugänglichen Verbindungsleitungen	☐ ☐
4. Mängel an Biegeschutz und Zugentlastung der Verbindungsleitungen	☐ ☐
5. Anzeichen von Überlastung und unsachgemäßem Gebrauch	☐ ☐
6. Unzulässige Eingriffe/Änderungen	☐ ☐
7. Ordnungsgemäßer Zustand der Schutzabdeckungen	☐ ☐
8. Sicherheitsbeeinträchtigende Verschmutzung oder Korrosion	☐ ☐
9. Vorhandensein erforderlicher Luftfilter	☐ ☐
10. Freie Kühlluft-Öffnungen	☐ ☐
11. Dichtheit von Kraftstoff-, Schmierstoff- und Kühlsystem	☐ ☐
12. Einwandfreie Lesbarkeit von Aufschriften und Warnhinweisen	☐ ☐
13. Keine lockeren PE-/PB-Anschlüsse, keine losen Klemm-/Anschlussverbindungen	☐ ☐
14. Schutzart des Stromerzeugers IP54 gemäß Abschnitt 3.2	☐ ☐
Sichtprüfung in Ordnung	☐ ☐
Anmerkungen zur Prüfung:	

PE/PB Verbindungen			
Messstelle	**Grenzwert [Ω]**	**Istwert [Ω]**	**Mangel** ja / nein:
[1]PE/PB Stromerzeuger ⇆ WEA Erdungsanlage	≤ 10		☐ ☐
PE Baustromverteiler ⇆ WEA Erdungsanlage	≤ 10		☐ ☐
PE/PB der Steckdosen untereinander	≤ 0,1		☐ ☐
PE/PB der Steckdosen → Klemme PB/PE	≤ 0,1		☐ ☐

[2]Prüfung Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD) am Baustromverteiler

Typ: A ☐ F ☐ B ☐ B+ ☐

Zu prüfen ist die Auslösezeit Δ*t* mit dem Bemessungsdifferenzstrom $I_{\Delta n}$

Bei Typ B und B+ ist die Prüfung zusätzlich auch mit glattem Gleichfehlerstrom in Höhe des zweifachen Bemessungsdifferenzstroms $I_{\Delta n}$ durchzuführen.

Die Messungen sind für jeden RCD durchzuführen und zu dokumentieren.

Anmerkungen zur Prüfung:

RCD Nr.	**Grenzwert [ms]**	**Istwert [ms]**	**Mangel** ja / nein:
1	≤ 300		☐ ☐
2	≤ 300		☐ ☐
3	≤ 300		☐ ☐
4	≤ 300		☐ ☐
5	≤ 300		☐ ☐
6	≤ 300		☐ ☐

Erprobungen

Antrieb	**Mangel** ja / nein:

[1] PE Schutzleiter, engl.: protective earth / PB Schutzpotentialausgleich, engl.: potential bonding
[2] Wenn ein aktuelles Prüfprotokoll vorliegt ist es ausreichend, wenn die Funktion des RCD mit der Prüftaste getestet wird.

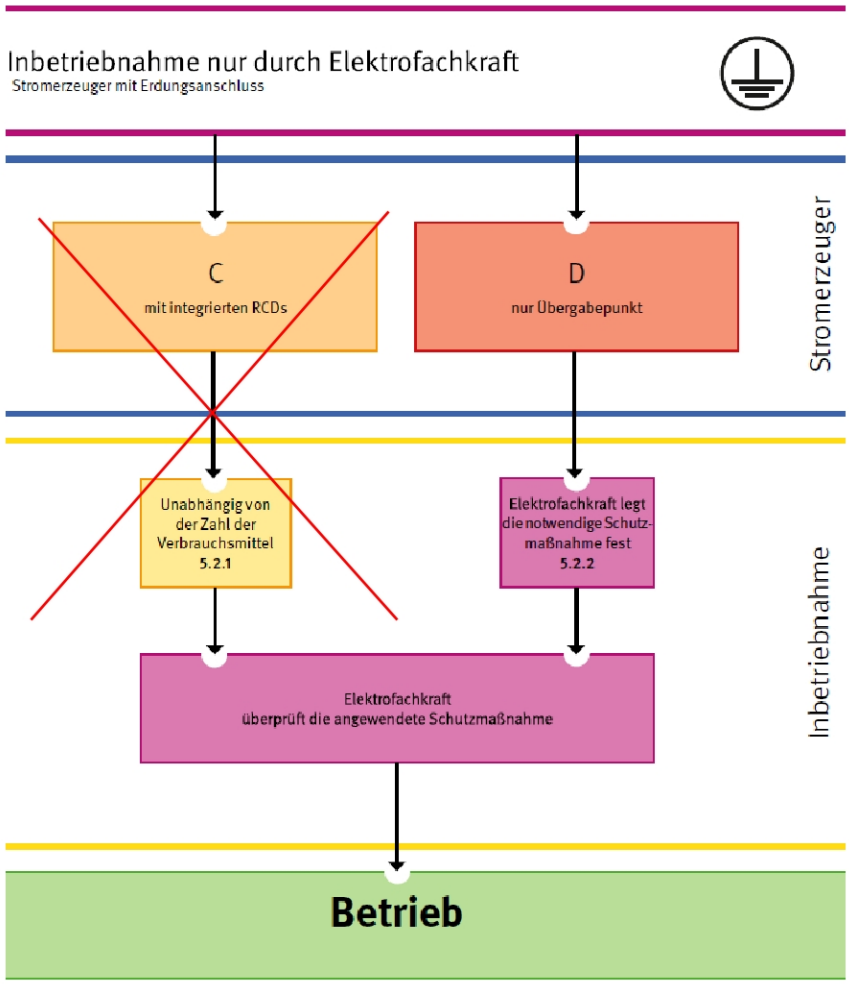
Starten (von Hand und Elektrostart)	☐ ☐
Runder Motorlauf	☐ ☐
Regelverhalten bei Lastzuschaltung (wenn möglich), schnelle Ausregelung	☐ ☐
Abgase ohne übermäßige Rauchentwicklung	☐ ☐
Anmerkungen:	

Spannung und Frequenz		**Mangel** ja / nein:
Die Ausführungsklassen nach DIN EN 12601 unterteilen die Anforderungen für Stromerzeuger hinsichtlich Spannungs- und Frequenzverhalten in gering (G1), mittel (G2) und hoch (G3).  Musterfirma Muster Stromerzeuger EN 12601 Sr/Pr (LPT G2) 11.0kVA/8.8kW S/N XXXXXX / XXXX Ur 3~/1~ 400V/230V fr 50Hz Ir 3~/1~ 15.9A/26.1A cos phi 0.8 IP(Gen.) 54 nr 3000 min⁻¹ hr 100m Tr 25°C Mfg Sep-13 m XXX kg	Spannung U_0 (zwischen Außenleiter und Neutralleiter) ohne Belastung an jeder Steckdose messen **Zulässige Spannungsabweichung** ***Klasse (gemäß Typschild):*** **G1:** ± 10 % bei Stromerzeugern **≤ 10 kW**, $U_{0,max.}$ 253 V **G1:** ± 5 % bei Stromerzeugern **> 10 kW**, $U_{0,max.}$ 242 V **G2:** ± 2,5 %, $U_{0,max.}$ 236 V **G3:** ± 1 %, $U_{0,max.}$ 232 V gemessen:_____V	☐ ☐
	Zulässige Frequenzabweichung (darf ohne Belastung gemessen werden) ***Klasse (gemäß Typschild):*** **G1:** ≤ 8 %, $f_{o,max.}$ 54,0 Hz **G2:** ≤ 5 %, $f_{o,max.}$ 52,5 Hz **G3:** ≤ 3 %, $f_{o,max.}$ 51,5 Hz gemessen:_____Hz	☐ ☐
Rechtsdrehfeld		☐ ☐
Funktion der Anzeigeinstrumente und der Bedienelemente **Anmerkungen:**		☐ ☐
Funktion des Betriebsstundenzählers (falls vorhanden) **Anmerkungen:**		☐ ☐

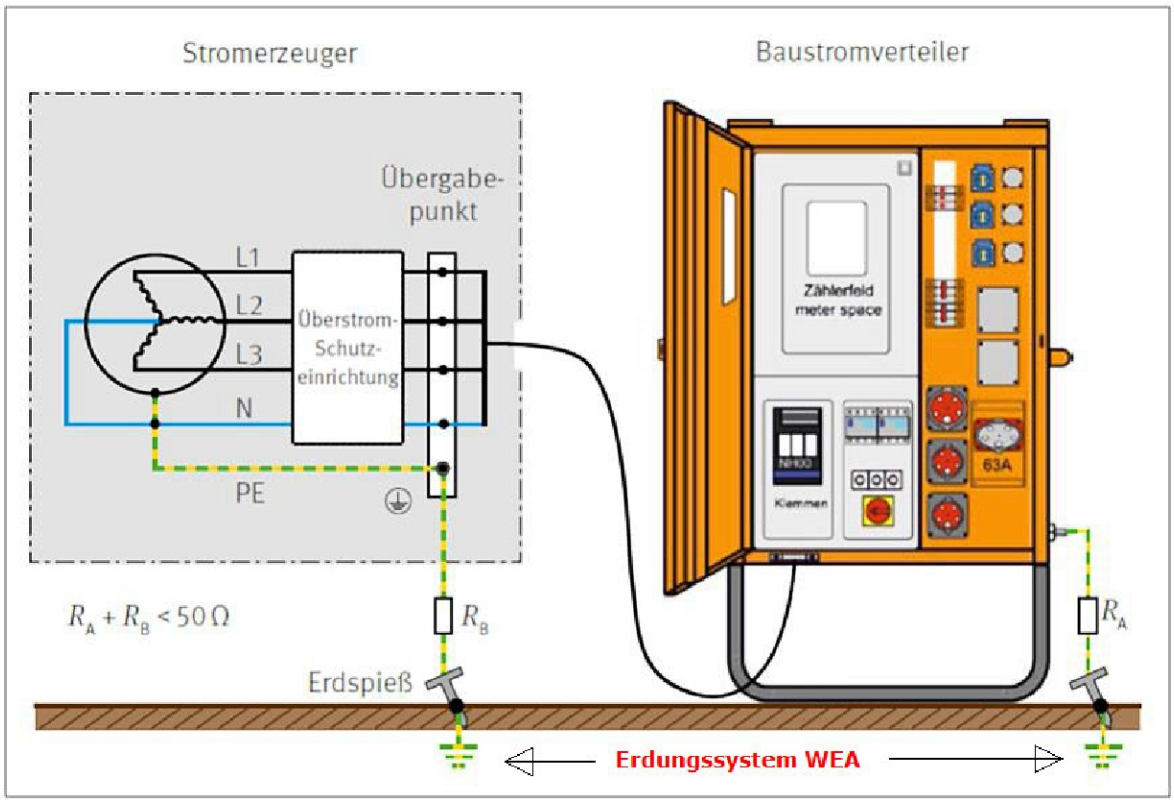
Prüfprotokoll für mobile Stromerzeuger

Bewertung der Prüfung	
	Mangel ja / nein:
Funktions- und Sicherheitsprüfung mängelfrei?	☐ ☐
Prüfplakette vorhanden/angebracht? **Nächster Prüftermin: _____ / _____ / 20_____**	☐ ☐
Anmerkungen:	
<u>Unterschrift</u> Prüfer/Prüferin: _____ Ort _____ Prüfdatum: _____	
Verwendete Prüf- und Messgeräte	kalibriert bis (TT.MM.JJJJ)

Übersicht aus DGUV Information 203-032



Typ D mit zusätzlichem Baustromverteiler



5.2 Anhang A2

Check FI Schalter (arbeitstäglich)

Check FI Schalter (arbeitstäglich)

Datum	Generator	Location/ Anlage	Prüfer	Unterschrift	Bemerkung

Check FI Schalter (arbeitstäglich)

Datum	Generator	Location/ Anlage	Prüfer	Unterschrift	Bemerkung

6. Anhang B

6.1 B1 - Einspeisekonzept WEA ab Delta4000

DOKUMENT BEACHTEN

Technische Mitteilung *2011095EN* 1h codierte Buchsen

Für die Ersatzstromversorgung von Anlagen ab der Generation Delta4000 ist ein mobiler Generator über eine speziell kodierte 63A CEE-Steckverbindung anzuwenden.

Der Generator wird dazu als Übergabepunkt betrieben und kann nicht zeitgleich für den direkten Anschluss elektrischer Betriebsmittel verwendet werden. Schutzmaßnahmen gemäß DIN VDE 0100-410 (IEC 60364-4-41) sind dazu am mobilen Stromversorger nicht erforderlich.

Der Anschluss an die WEA ist bereits bei Teilerrichtung der Anlage möglich, wenn das Erdungssystem der WEA geprüft ist und mit der Bottomsektion verbunden ist.

Der Generator wird mittels besonders robustem Kabel (z.B. TKW-PURFLEX/ HF®) oder geschützter Verlegung mit der WEA über eine Steckvorrichtung vom Typ 63 A CEE 1h 5-polig verbunden.



Abb. 5 Beispiel für geschützte Kabelverlegung (Kabelbrücke/Überfahrschutz)

ACHTUNG

BAUTEILSCHADEN

Falls während der Errichtung weitere steckbare Verbindungen direkt mit dem Generator hergestellt werden, sind diese ebenfalls mit der 1h-Kodierung durchzuführen, damit der direkte Anschluss von Betriebsmitteln und Geräten nicht möglich ist.

Bei nicht kompatiblen Stecksystemen ist die TM *2011095EN* zu beachten.

Anforderungen an den Generator als Übergabepunkt:

Netzform:	TN (Typ D nach DGUV-I 203-032 mit N-PE-Brücke)
Sicherheitseinrichtungen:	• Überlastschutz • Not-Aus-Taster • Abschließbarer Hauptschalter (LoTo Funktionalität)
Anschlussmöglichkeit:	CEE- Buchse 63A 1h-kodiert 5-polig
Erdungsanschlussklemme:	für TN-Netz
Betriebstemperatur (min/ max)	-25 °C / +45 °C
Emissionsstandard	Phase V nach EU 2016/1628
Leistungsklasse	G2 nach ISO-8528/5

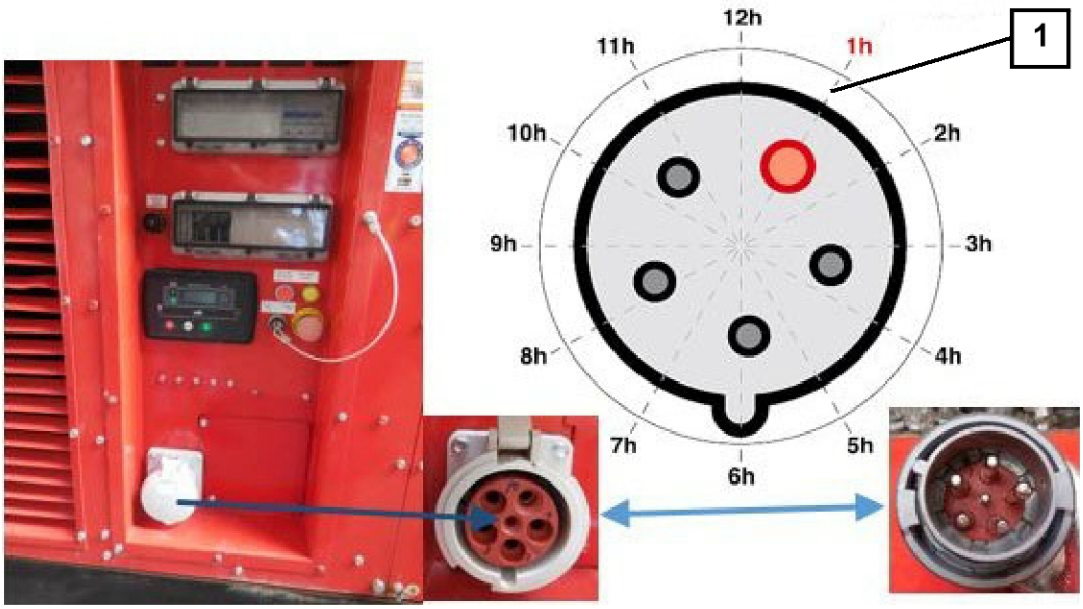


Abb. 6 Stecksystem CEE 63 A 1h 3P+N+PE

1 Stellung des Schutzleiterkontaktes bei 1h (Ansicht Vorderseite Steckdose)

6.2 B2 - Prüfanforderungen vor der Erstinbetriebnahme des Aggregats

Nach der fach- und umweltgerechten Aufstellung der mobilen Stromversorgung sind folgende Prüfschritte vor der ersten Inbetriebnahme durchzuführen:

1. Erdung des Generators am vorgesehenen Erdungspunkt, eine Verbindung mit dem Fundamenterdungssystem der WEA wird hergestellt
2. Kontrolle der Prüfberichte des mobilen Stromversorgers und des WEA-Erdungssystems
3. Verbindungskabel an Generator anschließen und Niederohmigkeitsprüfung gegen PE-WEA durchführen (N-PE-Brücke vorhanden)
   - Buchse PE < - > PE-WEA (der Messwerte sollte nicht größer als 1 Ohm sein)
   - Buchse N < - > PE-WEA (der Messwerte sollte nicht größer als 1 Ohm sein)
4. Kontrollieren, ob die WEA auf externe Einspeisung eingestellt ist
5. Kabel- Steckverbindung WEA - Generator herstellen
6. Kabelverlegung auf Schutz vor Beschädigung prüfen

6.3 B3 - Ersatzstromversorgung für Errichtung der WEA mit Baustromverteiler

Während der Errichtung der WEA ist bereits nach dem Aufbau der Bottomsektion die WEA über den Übergabepunkt am Generator einzuspeisen. Gleichzeitig muss die Nutzung elektrischer Betriebsmittel und Geräte mit den erforderlichen Schutzmaßnahmen gemäß DIN VDE 0100-410 (IEC 60364-4-41) möglich sein.

Zur Realisierung der WEA-Einspeisung über den Übergabepunkt am Generator und der Bereitstellung von Anschlusspunkten wird ein spezieller Baustromverteiler in die Einspeiseleitung der WEA geschaltet. Die Schutzmaßnahmen sind im Baustromverteiler integriert. Die erforderliche N-PE-Brücke muss im Generator vorhanden sein.

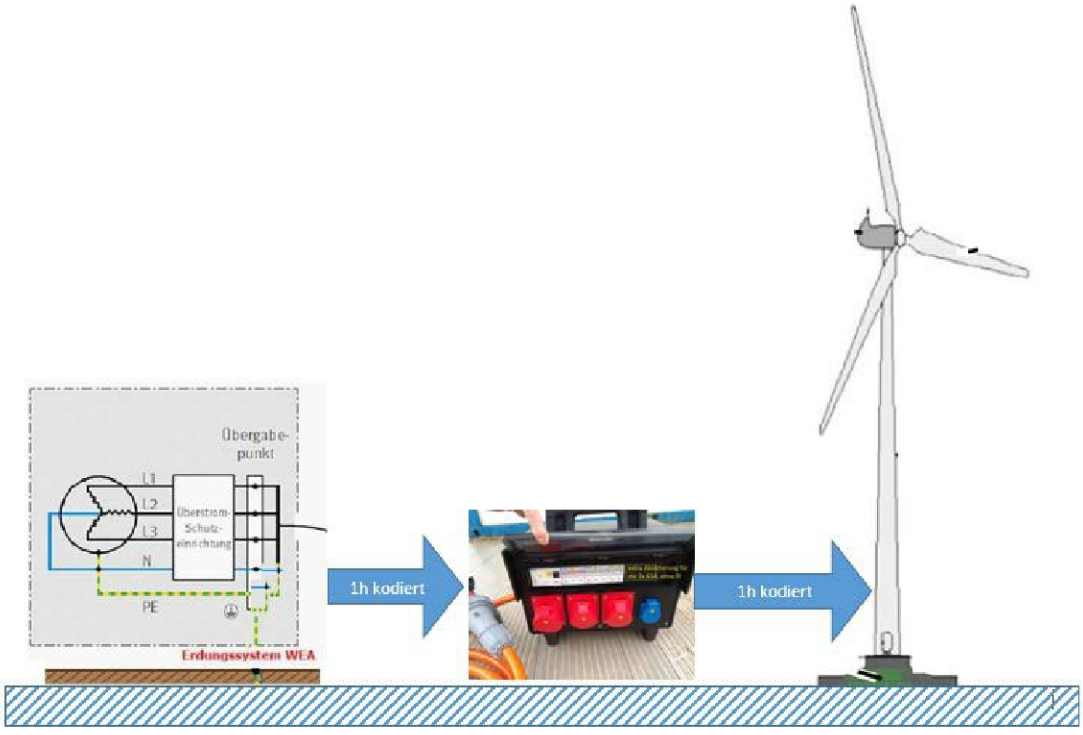


Abb. 7 WEA-Einspeisung

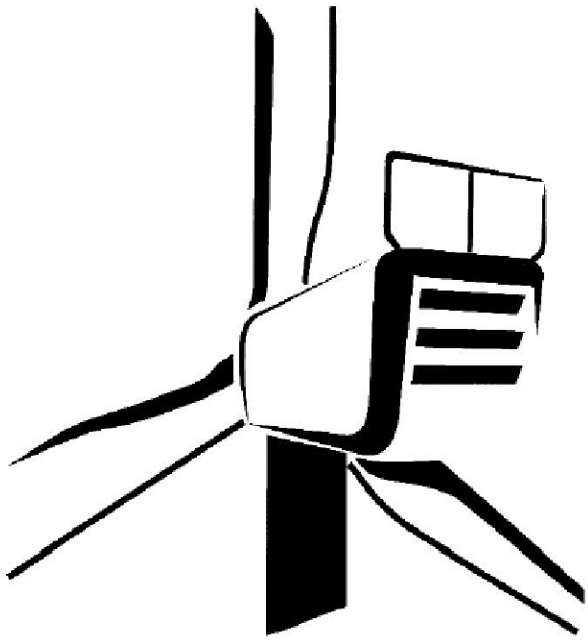
Anzahl	Art	Spezifikation	Verwendung
1	Mobiler Generator (Aggregat)	• Netzform: TN (Typ D nach DGUV-I 203-032 mit N-PE-Brücke) • Sicherheitseinrichtungen: Überlastschutz Not-aus-Taster Abschließbarer Hauptschalter (LoTo Funktionalität) • Anschlußmöglichkeit: CEE- Buchse 63A 1h-kodiert 5-polig • Erdungsanschlussklemme: ⏚ für TN-Netz	Stromversorgung für - Errichtung - Fertigstellung - IBN ohne Netz - Service
2	Anschlusskabel 25 m	• PURFLEX/HF® 5 x 15 mm² • Buchse-Stecker Typ 63 A CEE 1h 5- polig	Verbindung: Generator – BoB WEA Baustromverteiler – BoB WEA Generator - Maschinenhaus
1	Baustromverteiler (vollgummi IP 65)	Eingang: Anschlusskabel 63 A CEE-Stecker 1h 5-polig Ausgänge mit LS und RCD 2x 230 V einphasig 30mA RCD Typ B (Personenschutz) 2x 16 A CEE 6h 30mA RCD Typ B (Personenschutz) 1x 32 A CEE 6h 30mA RCD Typ B (Personenschutz) Ausgänge **ohne** LS und RCD 2x 63 A CEE **1h** ohne RCD / Personenschutz	→ Annschluss an Generator → Werkzeuge/Betriebsmittel → Werkzeuge/Betriebsmittel → Werkzeuge/Betriebsmittel → Einspeisung BoB / Maschinenhaus
1	Baustrom-Adapterbox	Eingang: Anschlusskabel 63 A CEE-Stecker **1h** 5-polig Ausgang 1x 32 A CEE **1h** über 3x LS B32 ohne RCD / Personenschutz	Querschnittsreduzierung zur direkten Einspeisung der Nabe (Centerbox) vom Aggregat
1	Anschlusskabel 10 m	• PURFLEX/HF® 5 x 6 mm² • Buchse-Stecker Typ 32 A CEE 1h 5- polig	Verbindung: Adapterbox oder Topbox - Centerbox

© 2024 by Nordex Energy SE & Co. KG

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

© 2024 by Nordex Energy SE & Co. KG

NORDEX acciona Windpower	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: **NALL01_020142_DE**
		Rev.: **11**
SICHTWEITENMESSUNG Produktreihen K08 Gamma, K08 Delta, Delta4000		Seite: **1 / 6**



- Übersetzung des Originaldokuments (NALL01_020142_EN, Revision 09) -
Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen. Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE – Deutsch

Abteilung: Engineering / CPS / Processes & Documents

Autor	Prüfer	Freigeber
[redacted]	[redacted]	[redacted]
10-10-2024	23-10-2024	24-10-2024

© 2024 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.

© 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

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 N169/5.X N175/6.X

Inhaltsverzeichnis

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 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 beachtet werden.

Der deutsche Gesetzgeber hat die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen" erlassen. Sie bietet 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 und 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 Vorwärtsstreumessung. 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 (World Meteorological Organization, WMO) und des Amerikanischen Wetterdienstes (National Weather Service, NWS).



Produktinformation

BNK-System

Unabhängige Lösung zur Nachrüstung
von Windenergieanlagen mit Bedarfsgesteuerter
Nachtkennzeichnung (Abk.: BNK)

Stand: 23.10.2020

Deutsche Windtechnik

Inhaltsverzeichnis

1 Kurzbeschreibung BNK-System 2
2 BNK-System: Allgemeine Funktionsweise 4
3 Konfigurationen des BNK-Systems 5
3.1 BNK-System: Standard Konfiguration 5
3.2 BNK-System Konfiguration zur Ansteuerung einer Windparkschnittstelle 5
3.3 BNK-System: Konfiguration Windparkschnittstelle 5
4 Lieferumfang und Installation 6
5 Betrieb und Wartung des BNK-Systems 6
6 Technische Daten 6
Anhang 7

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamtbeschreibung des BNK-Systems 4

1 Kurzbeschreibung BNK-System

Das BNK-System der Deutschen Windtechnik ist eine Transponder-basierte BNK und erfüllt die in der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV, Stand 24. April 2020) gelisteten Anforderungen an eine bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung.

Das BNK-System der Deutschen Windtechnik hat die in der AVV vorgeschriebene Baumusterprüfung erfolgreich absolviert und kann seit September 2020 zur Erfüllung der im EEG verankerten BNK-Pflicht für Windkraftanlagen eingesetzt werden.



Das BNK-System der Deutschen Windtechnik besteht im Wesentlichen aus drei Hardware-Komponenten:

1. Transponder-Empfangsmodul (TEM)
2. BNK-BOX
3. Antenneneinheit

Vervollständigt wird das BNK-System durch einen zentralen Server, der folgende Aufgaben erfüllt:

- Konfiguration der BNK-Installationen
- Reportmanager
- Alarmmanager
- Erstellung der AVV- und EEG-relevante Dokumentationen
- Berechnung und Dokumentation der BNK-Verfügbarkeit
- Schnittstelle zu Dritt-Systemen (SCADA)

Die Vorteile des BNK-Systems Deutsche Windtechnik auf einen Blick:

- ✓ Größere Rechtssicherheit durch zeitlich unbegrenzte Dokumentation der Funktionen
- ✓ Sicherung der EEG-Vergütung durch Protokollierung der Betriebszustände
- ✓ Betrieb in verschiedenen Konfigurationen möglich
- ✓ Automatische Generierung von Berichten und Alarmen
- ✓ Es funktioniert unabhängig von der Anlagentechnologie. Nur ein einziges installiertes BNK-System kann Turbinen unterschiedlicher Hersteller eines Windparks oder aneinandergrenzender Windparks mittels Funk einbinden
- ✓ Es wird unabhängig von der vorhandenen Parkinfrastruktur und dessen Kommunikationsnetzwerk eingesetzt
- ✓ Zeitsparender Einbau und potentiell geringere Betriebskosten durch eine integrierte automatisierte Testfunktion
- ✓ Sinnvolle Dimensionierung und Beschränkung der lokalen Funkstrecke zur Vermeidung von Überreichweiten und Störung von weiteren BNK-Installationen

2 BNK-System: Allgemeine Funktionsweise

Bei dem BNK-System der Deutschen Windtechnik handelt es sich um eine Transponder-BNK.

Der Transponderempfänger ist in dem TEM untergebracht, der den Luftraum in einem Radius von ca. 10 km beobachtet. Spätestens, wenn ein Luftfahrzeug innerhalb des Wirkungsraums geortet wird, sendet das TEM das Signal zum Aktivieren der Nachtkennzeichnung an alle zu dem TEM gehörenden BNK-BOXEN (siehe Abbildung **1**).

Die Aktivierungsbefehle, sowie Status-Rückmeldungen der angesteuerten Nachtkennzeichnungsanlagen werden mittels einer lokalen Funkstrecke übertragen.

Das gesamte BNK-System und jedes Subsystem sind *„fail-safe“* ausgelegt und verfügen über eigene Integritätsprüfungen. Fail-safe bedeutet in diesem Fall, dass die Nachtkennzeichnungsanlagen nur deaktiviert werden können, wenn die ordnungsgemäße Funktion des gesamten BNK-Systems und der betreffenden Subsysteme durch fortwährende interne Prüfungen gesichert ist. Nur wenn alle Module des Systems ordnungsgemäß arbeiten, wird die Nachtkennzeichnung unterdrückt und somit aktiv ausgeschaltet. Wird die Funktionstüchtigkeit als nicht gesichert festgestellt, werden die Nachtkennzeichnungsanlagen nicht mehr deaktiviert, sondern verbleiben im Normalzustand, d.h. die Nachkennzeichnung leuchtet.

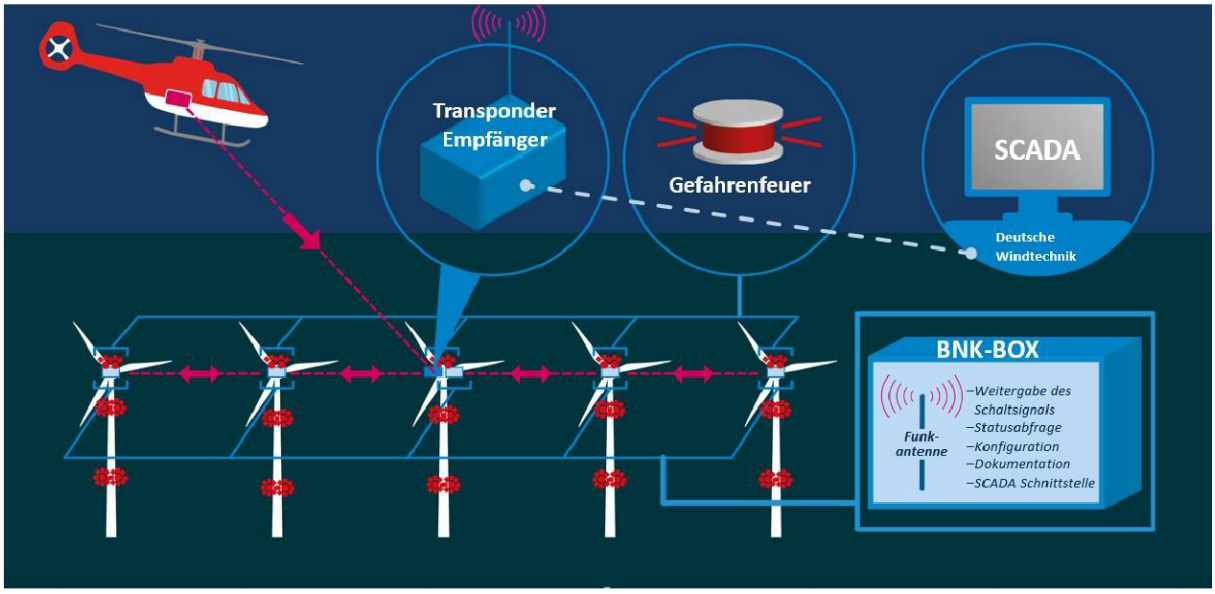


Abbildung 1: Gesamtbeschreibung des BNK-Systems

3 Konfigurationen des BNK-Systems

Das BNK-System der Deutschen Windtechnik kann in verschiedenen Konfigurationen installiert und betrieben werden:

3.1 BNK-System: Standard Konfiguration

In dieser Konfiguration wird ein TEM zentral im Windpark montiert.

Jede der angeschlossenen Windkraftanlagen erhält eine BNK-BOX, durch die die jeweilige Nachtkennzeichnungsanlage angesteuert wird.

Die Kommunikation innerhalb des Systems erfolgt über die lokale Funklösung der Deutschen Windtechnik und ist dadurch unabhängig von der vorhandenen Infrastruktur.

Informationen des Sichtweitenmessgeräts können innerhalb des BNK-Systems verarbeitet werden.

In diesem Fall übernimmt die Deutsche Windtechnik alle Nachweis- und Dokumentationspflichten.

3.2 BNK-System Konfiguration zur Ansteuerung einer Windparkschnittstelle

Wenn eine oder mehrere BNK-Windparkschnittstellen, bspw. eines Windkraftanlagen-Herstellers vorhanden sind, muss nicht mehr in jede Windkraftanlage eine BNK-BOX der Deutschen Windtechnik installiert werden. Es muss nur noch eine BNK-BOX an jede BNK-Windparkschnittstelle angeschlossen werden.

Auch in dieser Konfiguration ist ein zentraler TEM notwendig. Die Deutsche Windtechnik dokumentiert nur die Funktionsweise des TEM und den Signalweg bis zur Windparkschnittstelle. Es können konfigurationsbedingt keine anlagenbezogenen BNK-Daten durch die Deutsche Windtechnik dokumentiert werden. Dieses muss durch die BNK-Windparkschnittstelle geleistet werden.

3.3 BNK-System: Konfiguration Windparkschnittstelle

Sollen Windkraftanlagen an ein bestehendes BNK-System eines Dritten angeschlossen werden, kann das BNK-Signal des Fremd-BNK in die BNK-BOXEN der Deutschen Windtechnik, die in jeder Anlage verbaut sind, eingespeist und verteilt werden.

Die Deutsche Windtechnik erstellt in diesem Fall die anlagenbezogenen Dokumentationen und Nachweise. Die Ereignisse der Luftraumbeobachtung muss durch den Betreiber des Fremd-BNK geleistet werden.

4 Lieferumfang und Installation

Grundsätzlich wird der TEM nicht an den Kunden verkauft, sondern verbleibt im Eigentum und Verantwortung der Deutschen Windtechnik. Die Nutzung des TEM wird über einen Dienstleistungsvertrag, der für jede von dem TEM angesteuerte Windkraftanlage abgeschlossen werden muss, geregelt.

Der zentrale Server wird durch die Deutsche Windtechnik betrieben. Dessen Nutzung wird ebenfalls durch den o.g. Dienstleistungsvertrag geregelt.

Die BNK-BOXEN werden durch die Deutsche Windtechnik geliefert und Installiert, ebenso die zu den BNK-BOXEN gehörenden Antennenhalter für die lokale Funkverbindung.

Der genaue Lieferumfang ist abhängig von der im Kapitel 3 beschriebenen Konfiguration.

5 Betrieb und Wartung des BNK-Systems

Der Betrieb, die Wartung und der Unterhalt des TEM und des zentralen Servers obliegen der Deutschen Windtechnik.

Die im Kundeneigentum befindlichen BNK-BOXEN sind grundsätzlich wartungsfrei. Die Funktion der BNK-BOXEN wird durch den zentralen Server überwacht.

In Abhängigkeit von der unter Kapitel 3 beschriebenen Konfiguration und den mit der Deutschen Windtechnik geschlossenen (Voll-)Wartungsverträgen wird im Falle einer BNK-BOX-Störung unterschiedlich verfahren.

Alle Veränderungen im Betriebsstatus werden durch den zentralen Server dokumentiert und vordefinierte Alarme an die jeweils verantwortlichen Stellen abgesetzt.

6 Technische Daten

BNK-BOX:	30 cm x 30 cm x 16 cm (L x B x H)
TEM:	38 cm x 30 cm x 16 cm (L x B x H)
Anbringung:	Magnetbefestigung
Antennenart:	1090 MHz Empfangsantenne, Rundantenne
Funkstrecke Frequenz:	870 MHz
Funkstrecke Sendeleistung:	70 mW
Versorgungsspannung:	230V AC
Aufnahmeleistung:	BNK-BOX: 5 Watt
	TEM: 9 Watt
Kommunikationsschnittstelle:	LTE

Anhang

airsight

ZERTIFIKAT

BNK 170920 002 Rev. 00

Zertifikatsinhaber:	**Deutsche Windtechnik Steuerung GmbH & Co. KG** Osterport 2f 25872 Ostenfeld
Produkt:	System für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK)
Modell:	BNK Deutsche Windtechnik
Kenndaten:	s. Anhang 1
Geprüft nach:	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020

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

Gültigkeit:	bis auf Widerruf s. Anhang 2

[redacted]

airsight
airsight GmbH
Gustav-Meyer-Allee 25
D-13355 Berlin
tel +49 30 45 80 31 77
fax +49 30 45 80 31 88
web www.airsight.de

Berlin, 17.09.2020

benannte Stelle
[redacted]

airsight GmbH
Gustav-Meyer-Allee 25
13355 Berlin

Tel.: +49 30 45803177
Fax: +49 30 45803188
E-Mail: wind@airsight.de

Geschäftsführer / Managing Directors
Prof. Dr.-Ing. Holger Schulz Dr.-Ing. René Dörries

Register / Registration Court
Amtsgericht Berlin-Charlottenburg HRB- 71151

Änderungsverzeichnis

Datum	Erstellt von	Geprüft von	Freigegeben von	Änderung
22.10.2020	[redacted]			Rev.01
TT.MM.JJJJ				
TT.MM.JJJJ				
TT.MM.JJJJ				

Verantwortlicher Herausgeber:

Deutsche Windtechnik AG
Stephanitorsbollwerk 1
(Haus LEE)
28217 Bremen, Deutschland

Kontakt Telefon:+ 49 421 691 05-0
Telefax:+ 49 421 691 05-499

E-Mail Adresse: info@deutsche-windtechnik.com
Internet Adresse: deutsche-windtechnik.com

MANAGEMENT
SYSTEM ZERTIFIKAT

Zertifikat-Nr.:
10000407715-MSC-RvA-DEU-CC3

Datum der Erstzertifizierung:
31. März 2015

Gültig:
31. März 2021 – 30. März 2024

Unterzertifikat zu Hauptzertifikat-Nr.:
10000407715-MSC-RvA-DEU

Hiermit wird bescheinigt, dass das Unternehmen

Deutsche Windtechnik Steuerung GmbH & Co. KG

Osterport 2f, 25872 Ostenfeld, Deutschland

ein Qualitäts-Managementsystem in Übereinstimmung mit dem folgenden Standard eingeführt hat und anwendet:

ISO 9001:2015

Dieses Zertifikat ist gültig für die folgenden Produkt- oder Dienstleistungsbereiche:

Reparatur von elektronischen Bauteilen, Konstruktion von Testequiment, Optimierung von elektronischen Komponenten, Analyse und Programmierung

Ort und Datum:
Barendrecht, 18. Mai 2021

Zertifizierungsstelle:
DNV - Business Assurance
Zwolseweg 1, 2994 LB Barendrecht, Netherlands

MGMT. SYS. RvA C 024

Erie Koek
Leiter Zertifizierungsstelle

Bei Verstoß gegen die im Zertifizierungsvertrag genannten Bedingungen kann das Zertifikat seine Gültigkeit verlieren.

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 10 NORDEX N149 /5.X Leistung: 5,7 MW Nabenhöhe: 164,0 m Rotordurchmesser: 149,1 m Gesamthöhe: 238,55 m	WP Papenhagen West	NORDEX	N149/5.X		164,00	149,10	238,55	5,7	Transponder

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

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs-modus	Rotor-umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall-leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WEA 10 NORDEX N149/5.X Leistung: 5,7 MW Nabenhöhe: 164,0 m Rotordurchmesser: 149,1 m Gesamthöhe: 238,55 m	tags		87,3 (+ 1,7 Unsich erheit)	93,5 (+ 1,7 Unsich erheit)	97,2 (+ 1,7 Unsich erheit)	99,8 (+ 1,7 Unsich erheit)	100,5 (+ 1,7 Unsich erheit)	98,0 (+ 1,7 Unsich erheit)	90,4 (+ 1,7 Unsich erheit)	82,4 (+ 1,7 Unsich erheit)	105,6 (+ 1,7 Unsicherheit)
	nachts		87,3 (+ 1,7 Unsich erheit)	93,5 (+ 1,7 Unsich erheit)	97,2 (+ 1,7 Unsich erheit)	99,8 (+ 1,7 Unsich erheit)	100,5 (+ 1,7 Unsich erheit)	98,0 (+ 1,7 Unsich erheit)	90,4 (+ 1,7 Unsich erheit)	82,4 (+ 1,7 Unsich erheit)vvv	105,6 (+ 1,7 Unsicherheit)