

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 01	33243377	5962492	11	6	27.5	53	44	51.9	Groß Hundorf	2	54/2	☒	46024
WEA 02	33243260	5962958	11	6	19.7	53	45	6.8	Groß Hundorf	2	50/3	☒	46024

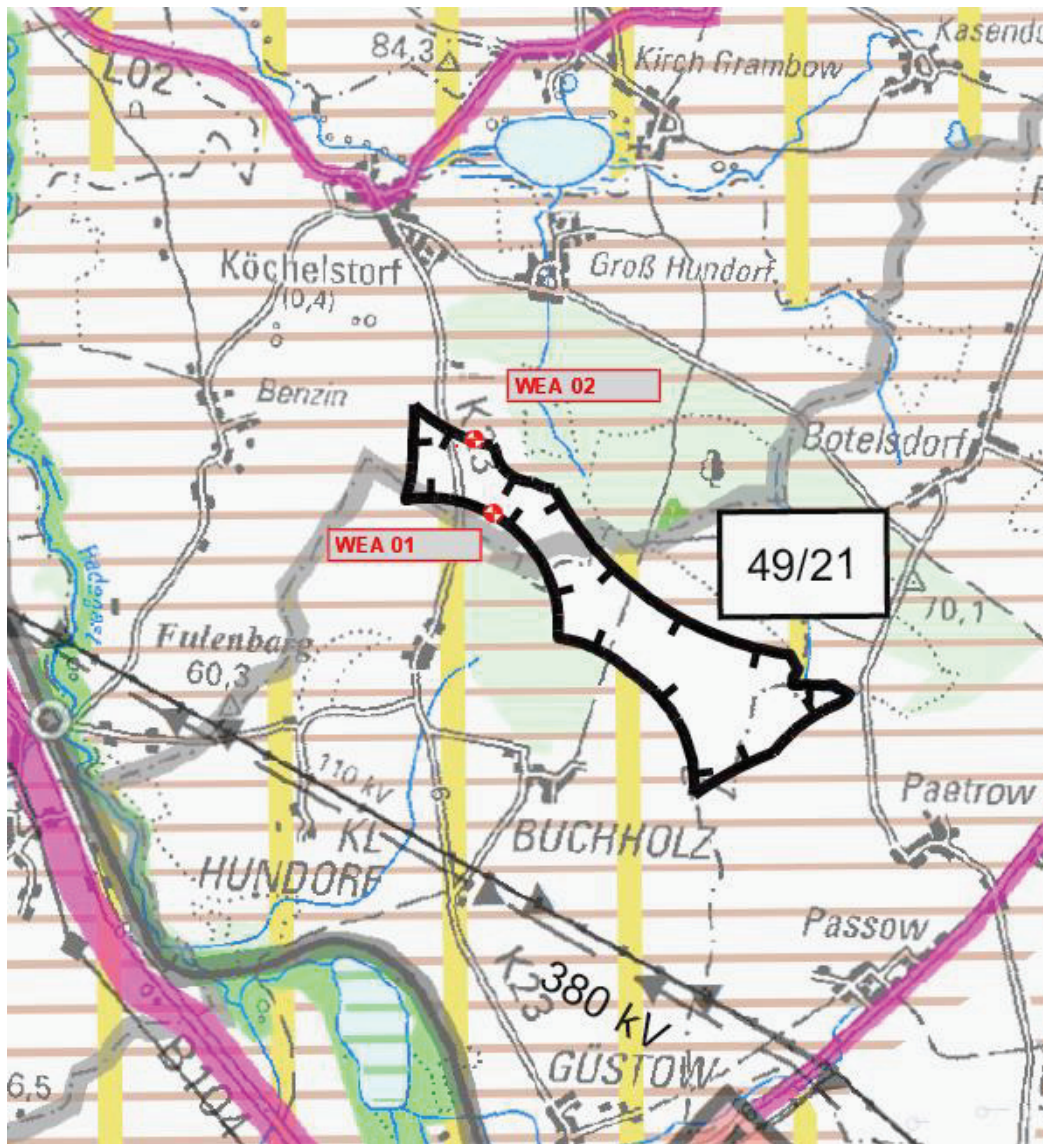
16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Anlagen:

- 16.1.2 Raumordnung, Zielabweichung, Regionalplanung.pdf

Raumordnung / Zielabweichung / Regionalplanung

Die Standorte der Windenergieanlagen liegen innerhalb des im dritten Änderungsentwurf des Regionalen Raumentwicklungsprogrammes Westmecklenburg (Stand: Mai 2021) ausgewiesenen Eignungsgebiet für Windenergieanlagen **49/21 Groß Hundorf**.



16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16.1.3.1.1 Gutachten zu Risiken durch Eiswurf, Eisfall und Bauteilversagen.pdf
- 16.1.3.1.2 Erläuternde Stellungnahme zum Gutachten.pdf
- 16.1.3.2 Eiserkennung an Nordex Windenergieanlagen - Nordex.pdf
- 16.1.3.3 Optionales Eiserkennungssystem IDDBlade - Nordex.pdf



Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Groß Hundorf

Referenz-Nummer:

2023-C-103-P4-R1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3, D-28217 Bremen

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Rebecca Bode, Sachverständige,

Hamburg, 15.10.2024

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 15.10.2024

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 53303680-79

Rebecca Bode: bode@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

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



Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Vereisung.....	4
2.2 Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko.....	5
2.3 Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen.....	7
2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	9
2.5 Vereisungshäufigkeiten.....	9
2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	11
2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	13
2.8 Grenzwerte und Risikobewertung.....	13
2.8.1 Grenzwerte individuelles Risiko.....	13
2.8.2 Grenzwerte kollektives Risiko.....	15
2.8.3 Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle.....	16
2.8.4 Risikobewertung.....	17
2.8.5 Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen.....	21
2.8.6 Risikomindernde Maßnahmen.....	22
2.8.7 Addition von Risiken.....	24
2.9 Gültigkeit der Ergebnisse.....	26
2.10 Systeme zur Prävention und Enteisung.....	26
2.11 Verwendete Begriffe und Symbole.....	27
3 Eingangsdaten.....	28
3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	28
3.2 Winddaten am Standort.....	28
3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	29
3.4 Aufenthaltshäufigkeiten.....	32
3.5 Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	33
3.5.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	33
3.5.2 Optionale Eiserkennungssysteme.....	33
3.5.3 Systeme zur Prävention und Enteisung.....	33
3.5.4 Betriebsführungssystem.....	33
3.6 Risikoreduzierende Maßnahmen.....	34
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	34
4.1 Standortbesichtigung.....	34
4.2 Vereisungsbedingungen am Standort.....	34
4.3 Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	35
4.4 Betrachtung der Einzelrisiken.....	35
4.4.1 Bauteilversagen.....	36
4.4.2 Eiswurf.....	36
4.4.3 Eisfall.....	36
4.5 Bewertung des Gesamtrisikos.....	36
5 Weitere Maßnahmen.....	37
6 Zusammenfassung.....	38
7 Formelzeichen und Abkürzungen.....	40
8 Literaturangaben.....	40



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	43
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	43
A.2 Schadenshäufigkeiten.....	44
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	46
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	46
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	47

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten. Weiterhin wird eine Gefährdung durch Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors an den WEA betrachtet.

Die Bewertung erfolgt auf Basis des Gesamtrisikos durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen.



2 Grundlagen

2.1 Vereisung

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif sublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und raueren Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in / 1.1/.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind /2.1/. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige



hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B. aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeresniveau übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind.

Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

2.2 Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen /2.2/. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Wind-



energieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

Weiterhin wird in /2.2/ ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.

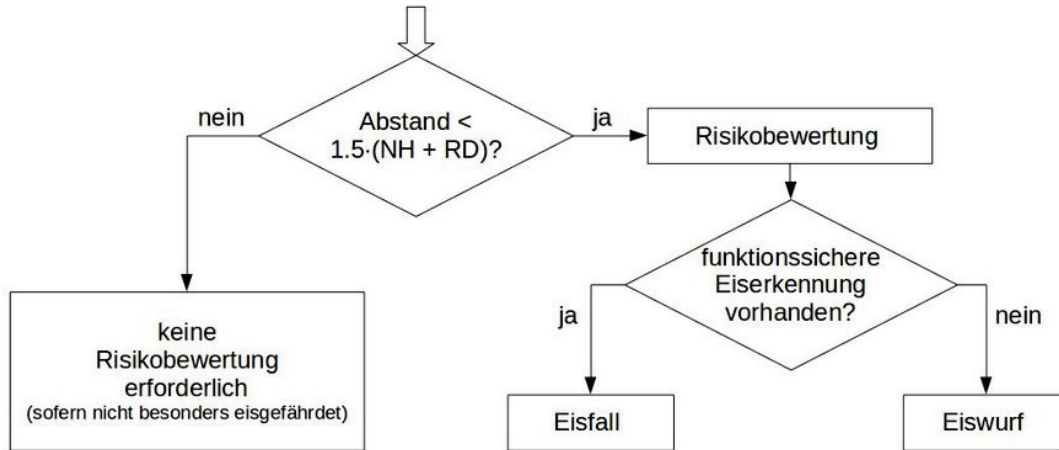


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.

2.3 Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Umfassende Untersuchungen hierzu finden sich z.B. in /1.11/. Hier werden folgende Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

Tabelle 2.3.1: Versagenshäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten nach /1.11/.

Anlagenteil	Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr		Maximale Wurfweite
	Erwartungswert	Erwartungswert zuzüglich Sicherheitszuschlag	
Ganzes Blatt	$6.3 \cdot 10^{-4}$	$8.4 \cdot 10^{-4}$	150m
Turm	$5.8 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-4}$	Gesamthöhe der WEA
Gondel oder Rotor	$1.8 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	Rotorradius



Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche durch Bauteilversagen ergeben sich aus den in Tabelle 2.1.1 aufgeführten maximalen Wurfweiten. Der potentielle Gefährdungsbereich ist dabei als der Bereich definiert, innerhalb dessen ein im Hinblick auf die Risikobewertung relevantes Risiko bestehen kann.

Für unterirdisch verlegte Objekte wird als Gefährdungsbereich für Turmversagen die Nabenhöhe samt Gondel zugrundegelegt. Es wird davon ausgegangen, dass am havarierten Turm verbliebene Blattteile keine relevante Gefahr für unterirdische Objekte darstellen und die hauptsächliche Gefährdung durch den Aufprall von Turm und Gondel verursacht wird.

Wurfweiten für Blattbruchstücke erreichen deutlich größere Werte als die in /1.3/ angegebene und in Tabelle 2.1.1 aufgeführte Wurfweite für das ganze Blatt. Als potentieller Gefährdungsbereich für Blattbruch kann hier in guter Näherung der potentielle Gefahrenbereich für Eiswurf vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser angenommen werden.

Außerhalb des potentiellen Gefährdungsbereiches sinkt das Risiko in der Regel nicht auf Null, da es zu sehr seltenen Ereignissen kommen kann, bei denen z.B. die Flugweite einzelner Blattbruchstücke den potentiellen Gefährdungsbereich übersteigt. Das Risiko durch solche Ereignisse ist aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen.

Bei kleinen WEA mit einer hohen Drehzahl oder z.B. bei stallgeregelten WEA mit verstellbaren Blattspitzen, deren Verlust als zusätzliches Risiko zu berücksichtigen ist, kann bei einer größeren Anzahl Bruchstücke eine höhere Wurfweite als die Ausdehnung des hier definierten potentiellen Gefährdungsbereichs erreicht werden. Dies wird im Einzelfall bei der Festlegung der Schutzobjekte in Kapitel 4.3 entsprechend berücksichtigt.

Im Gegensatz zum potentiellen Gefährdungsbereich, der zur Festlegung der zu betrachtenden WEA und Schutzobjekte dient, ergibt sich der standortspezifische Gefährdungsbereich aus der standortspezifischen Berechnung der Auftreffpunkte der Bruchstücke. Auch hier gilt, dass außerhalb des standortspezifischen Gefährdungsbereiches das Risiko in der Regel nicht Null beträgt, aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen ist.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in



der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt. Nicht mit abgedeckt ist das durch die Ausbreitung von brennenden Partikeln und Trümmern in der Umgebung bestehende Brandrisiko.

2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Eisstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

2.5 Vereisungshäufigkeiten

Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,



- Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
- Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
 - Nebel oder Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $> 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
 - Schneefall,
 - Schneeregen oder Eiskörner,
 - gefrierender Regen,
 - Schneeschauer bei Temperaturen $> 0^\circ$ Celsius,
 - Nebel bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die



Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

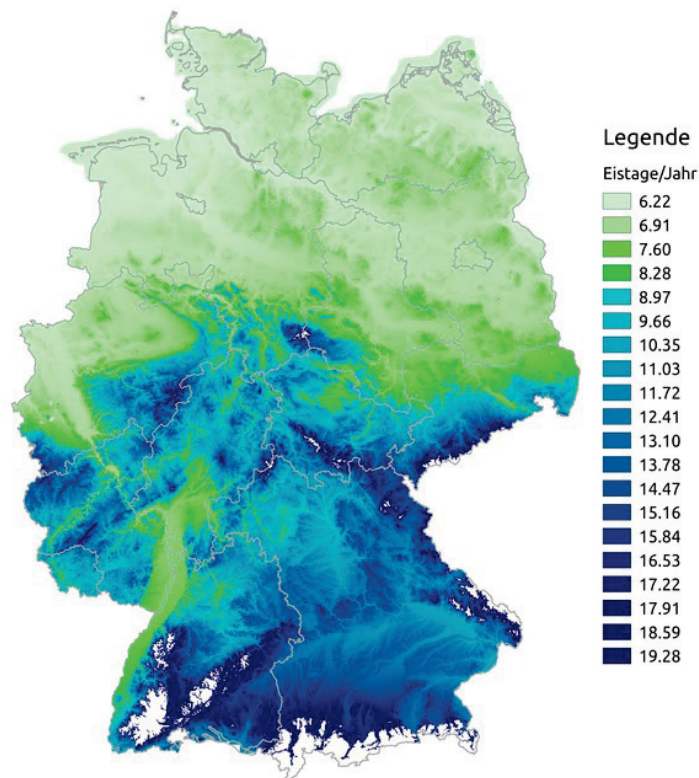


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Blattbruchstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Blattbruchstücke die Lage des Blattbruchstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Blattbruchstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden. In Abbildung 2.6.1 ist eine beispielhafte Flugbahn visualisiert.

Für die Berechnung werden für die Leistungsklasse der WEA repräsentative Daten zu Blattmassenverteilung, Geometrie, aerodynamischen Beiwerten (Auftrieb-, Schub- und Momentenbeiwerte an verschiedenen Blattschnitten) sowie Pitch- und Drehzahlverlauf unterstellt. Der Bruch wird in allen Fällen als glatter, plötzlicher Abriss



modelliert, der während des Bruchvorgangs keine Energie verbraucht.

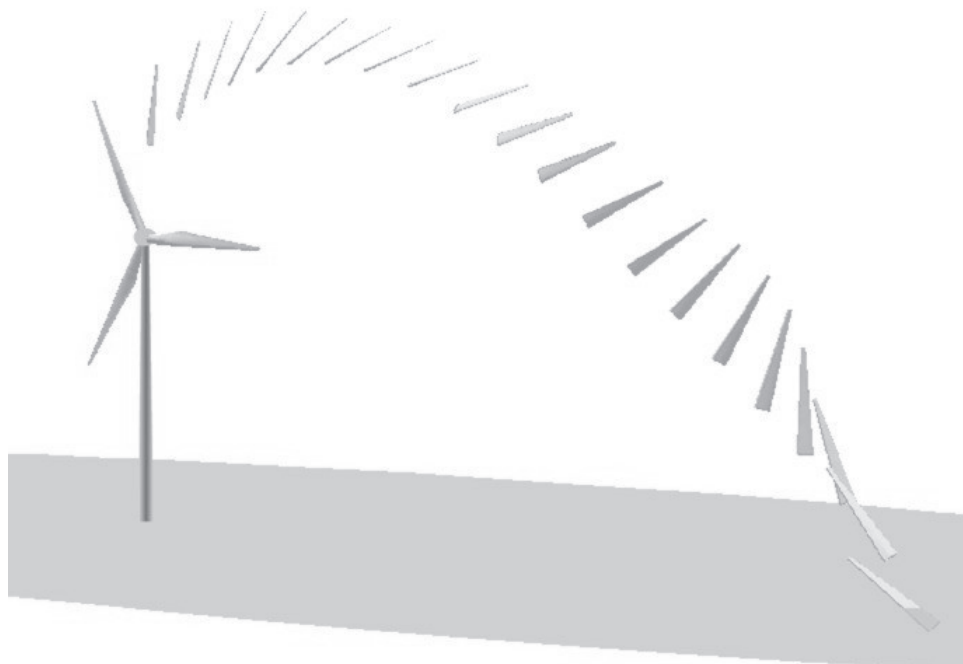


Abbildung 2.6.1: Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

Im Unterschied zu /1.11/, wo stets der Abriss des ganzen Blattes unterstellt wird, werden auch größere Blattbruchstücke betrachtet, die tendenziell zu größeren Flugweiten und damit zu einer konservativen Betrachtungsweise führen.

Folgende Randbedingungen wurden bei der Berechnung zugrunde gelegt:

- Abrisspunkte:
 - ganzes Blatt (50% der Ereignisse),
 - Bruchstücke von 90%, 70%, 50% und 30% der Blattlänge (jeweils 12.5% der Ereignisse).
- Windgeschwindigkeitsverteilung entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Windrichtung in 1° Grad-Schritten gewichtet mit der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Rotorblattstellung zum Zeitpunkt des Abrisses: gleichverteilt in 2°-Schritten.
- Drehzahl der WEA: Abhängig von der Windgeschwindigkeit entsprechend Kennlinie der WEA (Überdrehzahl wird vernachlässigt, da dies als Ursache für Blattbruch vernachlässigbar ist /1.11/).



- Geländehöhe: für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Gesamthäufigkeit, dass ein Blattbruchstück auf einer Fläche von einem Quadratmeter in der Umgebung einschlägt, ist anschließend die Eintrittswahrscheinlichkeit von $8.4 \cdot 10^{-4}$ für einen Blattbruch pro WEA und pro Jahr nach Tabelle 2.3.1 mit in Betracht zu ziehen.

2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen

Ermüdungsschäden an Türmen sind selten. Es kann angenommen werden, dass das Versagen eines Turmes aufgrund von Ermüdung durch die Bauüberwachung und wiederkehrenden Prüfungen weitestgehend ausgeschlossen werden kann /1.13/. Eine Gefährdung durch Turmversagen wird daher unterstellt, wenn es bei extremer Belastung (Sturm) aufgrund von Konstruktions-, Planungs- oder Wartungsfehlern zu einem Versagen des Turmes bzw. des Fundamentes kommt.

Aus den Abmaßen der WEA und der Lage der Schutzobjekte ergibt sich die Windrichtung aus denen die Starkwindlagen unterstellt werden müssen. Aus den Winddaten in Tabelle 3.2.1 werden anschließend die relativen Häufigkeiten für Starkwind mit einem 10-Minuten-Mittelwert von mehr als 16m/s auf Nabenhöhe für die jeweils zu betrachtenden Windrichtungen bestimmt. In Verbindung mit der Versagenhäufigkeit aus Tabelle 2.3.1 ergeben sich die Gesamthäufigkeiten.

2.8 Grenzwerte und Risikobewertung

2.8.1 Grenzwerte individuelles Risiko

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt /1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen defi-



nierte Grenzwert liegt bei $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht damit dem definierten MEM-Kriterium.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall, Eiswurf oder Bauteilversagen tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf, Eisfall oder Bauteilver-sagen nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.

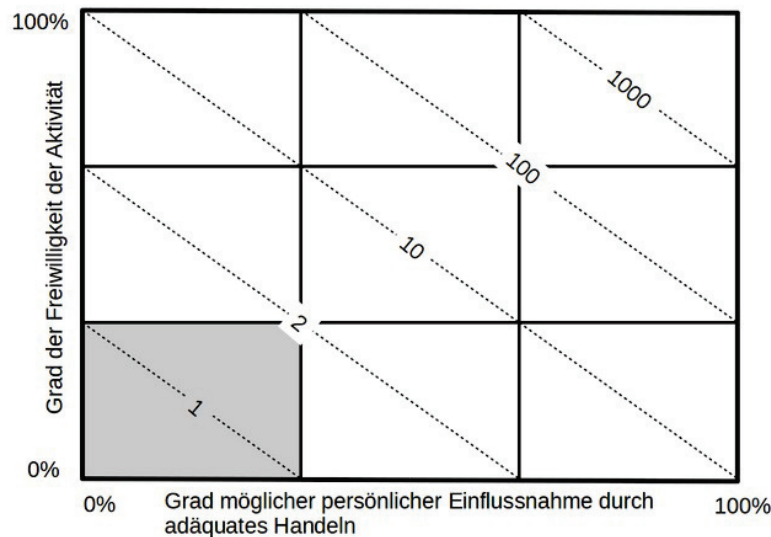


Abbildung 2.8.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen [1.7]. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium [2.3].

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden bezüglich des Eisfall/Eiswurf-Risikos folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Bis zu einer Geschwindigkeit von 50km/h kann angenommen werden, dass eine Person innerhalb eines Fahrzeuges vor direkten tödlichen Treffern durch Eisstücke geschützt ist. Oberhalb von 50km/h kann es neben einem direkten tödlichen Treffer auch zu einem schweren Unfall mit tödlichem Ausgang kommen, wenn ein Eisstück auf das Fahrzeug oder dicht vor dem Fahrzeug aufschlägt. Das Risiko für einen solchen Unfall steigt überproportional mit der Fahrzeuggeschwindigkeit. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem



Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl betroffener Personen ableiten lässt.

Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen, der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.

2.8.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei $1 \cdot 10^{-3}$ Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.8.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

Tabelle 2.8.2.1: Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210

In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische



Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Werden die Risikogrenzwerte standortspezifisch bestimmt, so sind sie in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von $1 \cdot 10^{-3}$ zugrunde gelegt werden.

2.8.3 Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle

Der in 2.8.2 verwendete Begriff des kollektiven Risikos orientiert sich an den Empfehlungen der IEA /2.1/ und betrachtet die Summe aller Todesfälle, die sich durch Ereignisse mit jeweils nur einem oder sehr wenigen Todesfällen ergeben. Für Risiken, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist, wie z.B. bei einem Flugzeugabsturz, ist zu beachten, dass das gesellschaftlich akzeptierte Risiko niedriger anzusetzen ist.

Im Zusammenhang mit WEA kommt dies zum Tragen, wenn das Risiko durch Bauteilversagen für eine sehr stark befahrene Straße wie z.B. eine Bundesautobahn oder eine Bahnlinie mit Personenverkehr bewertet wird. In beiden Fällen ist entweder aufgrund der hohen Verkehrsdichte und Geschwindigkeit und den resultierenden Folgeunfällen oder wegen einem Entgleisen bei hohen Geschwindigkeiten damit zu rechnen, dass es in einem Schadensfall zu einer größeren Anzahl von Toten kommt. In diesen Fällen erfolgt die Grenzwertbestimmung anhand sogenannter F-N-Kurven /2.1, 2.8/.

Es existieren verschiedene F-N-Kurven, die Ereignissen mit mehreren Toten unterschiedlich abnehmende Akzeptanzen zuweisen (sogenannte Risk-Aversion). Die IEA empfiehlt in /2.1/ eine F-N-Kurve mit einem Risk Aversion Faktor von eins. Dies entspricht auch dem für F-N-Kurven in /2.8/ angegebenen Beispiel und auch der aktuellen Praxis in Belgien /2.8/ und wird daher hier verwendet.

Bei sehr stark befahrenen Straßen wird standortspezifisch ermittelt, wie viele Tote pro Ereignis standortspezifisch zu erwarten sind. Im Anschluss wird die entsprechende F-N-Kurve auf den standortspezifischen Grenzwert bezogen.

Bei überregionalen Bahnstrecken mit Personenverkehr findet standortspezifisch eine konservative Abschätzung der Anzahl von Toten pro Ereignis statt.



2.8.4 Risikobewertung

Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

- Individuelles Risiko:
 - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
 - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
 - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
 - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).
 - Ereignisse, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist.

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Individuen zu addieren. In Fällen, bei denen pro Ereignis eine große Anzahl von Toten zu erwarten ist, sind die Grenzwerte für das kollektive Risiko entsprechend zu reduzieren.

Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der Fußgänger oder Radfahrer. Aufgrund der geringen Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilversagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. Die Ausweisung und Bewertung des Risikos kann daher im Einzelfall auf die für die Gesamtbewertung relevanten WEA begrenzt werden (siehe Kapitel 2.8.7).

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen

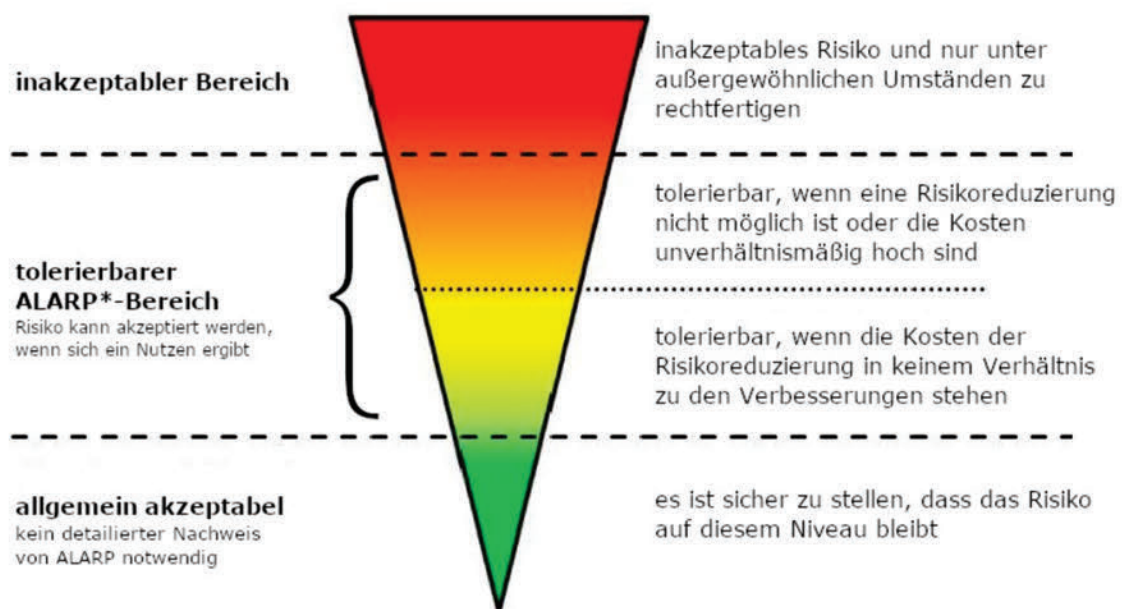


Bahnstrecken, da hier beim Szenario Eiswurf oder Eisfall nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

Beim Szenario Bauteilversagen gelten in der Nähe von Bahnstrecken die reduzierten Grenzwerte für das kollektive Risiko gemäß Kapitel 2.8.2, die in diesem Fall den hier definierten Grenzwerten für das individuelle Risiko entsprechen.

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.8.4.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



*: ALARP: as low as reasonably practicable
Risiko so niedrig, wie vernünftigerweise möglich

Abbildung 2.8.4.1: ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.



Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Die Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und dem allgemein akzeptablen Risiko liegt für das individuelle Risiko bei einer Sterbehäufigkeit von 10^{-7} pro Person und Jahr (einmal in 10 Millionen Jahren). Dies entspricht etwa dem Risiko durch Blitzschlag zu sterben /1.10/.

Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung der Risikowerte, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, jenseits fast aller bekannten Risiken liegen. Entsprechend kann die Abbildung 2.8.4.1 nach unten um einen blauen Bereich erweitert werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist. Der einzige bekannte Wert für das individuelle Risiko, der sich nach /1.10/ noch diesem Bereich zuordnen lässt, ist die Sterbehäufigkeit durch einen Meteoriteneinschlag (siehe auch Abbildung 2.8.4.2).

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den fünf in Tabelle 2.8.4.1 genannten Bereichen unterschieden.



Tabelle 2.8.4.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/ erweitert um einen Bereich für vernachlässigbares Risiko.*

Individuelles Risiko (Sterbehäufigkeit pro Person und Jahr)	Kollektives Risiko (Sterbehäufigkeit pro Jahr)	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
10^{-6} bis 10^{-5}	10^{-4} bis 10^{-3} oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10^{-7} bis 10^{-6}	10^{-5} bis 10^{-4} oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
10^{-8} bis 10^{-7}	10^{-6} bis 10^{-5} oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel
$< 10^{-8}$	$< 10^{-6}$ oder standortspezifisch	Blauer Bereich: Risiko vernachlässigbar

* Für Szenarien, bei denen pro Ereignis mit einer großen Anzahl von Toten zu rechnen ist, sind die Erläuterungen in Kapitel 2.8.3 zu beachten.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen im Anhang nicht dargestellt.

Abbildung 2.8.4.2 veranschaulicht die Risikobereiche für das individuelle Risiko noch einmal, indem für die einzelnen Risikobereiche Beispiele für Tätigkeiten und Gefahren genannt werden. Zusätzlich wird in Abbildung 2.8.4.2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen erreicht. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Da sehr viele Tätigkeiten mit ihrem Risiko in den inakzeptablen Bereich fallen, wurde dieser in Abbildung 2.8.4.2 noch weiter untergliedert.



Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr (Fahrleistung pro Jahr) /1.6/	Andere Beispiele /1.10/
-	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}		30.000 km	Hausarbeit
	10^{-5}		3.000 km	Arbeitsunfall
+	10^{-6}	+ tolerierbar	300 km	Gebäudebrand
++	10^{-7}	++ tolerierbar	30 km	Blitzschlag
+++	10^{-8}	+++ allgemein akzeptabel	3 km	Erdbeben
≈ 0		≈ 0 vernachlässigbar		Meteorit

Abbildung 2.8.4.2: Risikobereiche und Beispiele für das individuelle Sterberisiko.

2.8.5 Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen

Akzeptierte Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen finden sich in der DIN EN ISO 16708 /2.6/. Abhängig von der Art des transportierten Fluides, der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Leitung, dem Druck innerhalb der Leitung und dem Durchmesser der Leitung werden die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten definiert. Diese beziehen sich auf ein Jahr und einen Kilometer der Leitung.

In Abbildung 2.8.5.1 sind die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten pro Jahr und Leitungskilometer in Abhängigkeit vom Druck und Durchmesser der Leitung für die verschiedenen Sicherheitsklassen 1 bis 4 dargestellt. Die Sicherheitsklassen reichen von gering (1) an Orten mit einer mittleren Bevölkerungsdichte bis sehr stark (4) an Orten mit einer sehr hohen Bevölkerungsdichte. Die ebenfalls dargestellte



Klasse 5 entspricht dem individuellen Risiko für Personen die sich direkt über der Leitung aufhalten. Die daraus ermittelten maximal akzeptierten Versagenhäufigkeiten müssen noch für die Länge des jeweiligen betroffenen Streckenabschnitts angepasst werden.

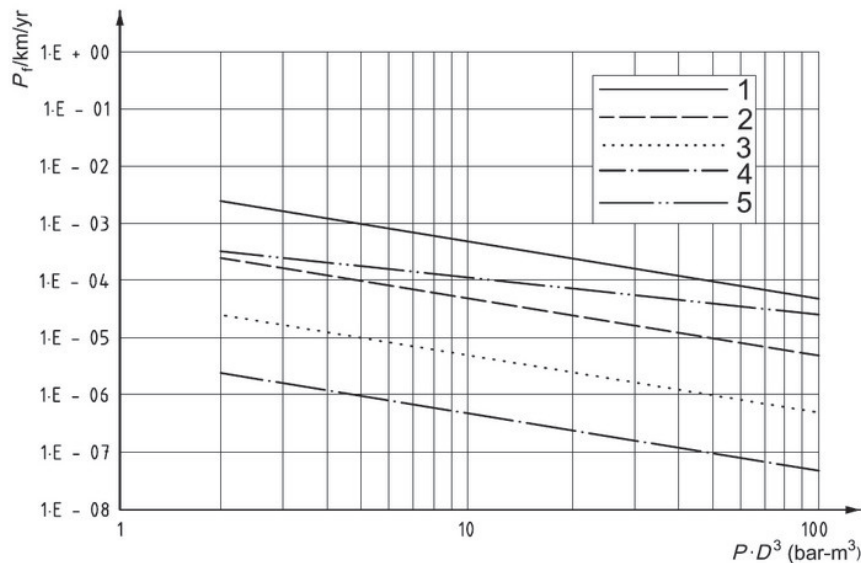


Abbildung 2.8.5.1: Maximal akzeptierte Versagenhäufigkeit für die Sicherheitsklassen 1 bis 4 und das individuelle Risiko (5) pro Kilometer und Jahr /2.6/.

Damit liegt eine Gefährdung nur vor, wenn der so definierte Grenzwert gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ überschritten wird.

2.8.6 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Installation eines Systems zur Erkennung von strukturellen Schäden an den Rotorblättern ,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,



- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.

Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.
- Einbau zusätzlicher Monitoring- und Überwachungssysteme,
- Aufklärung der direkten Nachbarn und Nutzer des umliegenden Bereichs,
- verkürzte Intervalle für Wartung und Inspektion

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko durch Eisfall und Eiswurf auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.14/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa $\frac{1}{3}$ verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.

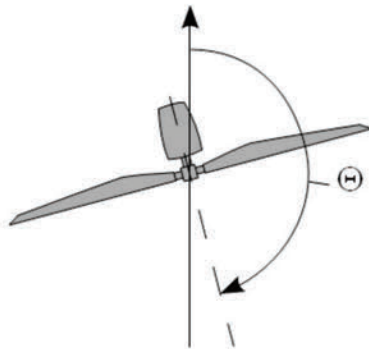


Abbildung 2.8.6.1: Definition des Azimutwinkels Θ .

Beim Einsatz von Warnschildern kann z.B. das von der IEA empfohlene Warnschilddesign verwendet werden. Dieses lässt sich auch um Hinweise zu Warnleuchten ergänzen.



Allgemeines Warnschild.

Allgemeines Warnschild mit Zusatzhinweis.

Abbildung 2.8.6.2: Warnschildbeispiele nach /2.1/.

2.8.7 Addition von Risiken

Die Risiken durch Eiswurf/Eisfall und durch Bauteilversagen sind grundsätzlich zu addieren und gemeinsam zu betrachten und zu bewerten.



Entlang von Verkehrswegen kann weiterhin in der Regel nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne oder alle Personen mehrere WEA passieren und damit einer Summe von Risiken ausgesetzt sind.

Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier entweder direkt mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.8.2) oder bei Verwendung der pauschalen Grenzwerte dies gemäß /2.1/ begründet werden kann.

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen. Dasselbe gilt für die Risikobewertung von Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen, da auch hier die Grenzwerte auf die Leitungslänge bezogen werden.

Bei der Bewertung von Verkehrswegen des regionalen bzw. des Nahverkehrs werden die akzeptierten Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko herangezogen. Für Kreisstraßen, Gemeindestraßen und sonstige Verkehrswege ist daher zu prüfen, ob die übliche Nutzung dazu führt, dass die Gefährdungsbereiche mehrerer WEA passiert werden. Diese Betrachtung kann aufgrund des regionalen Charakters dieser Verkehrswege dabei auf den zu betrachtenden Windpark beschränkt werden.

In einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks gibt es eine Vielzahl von Routen, die nicht alle betrachtet werden können. Es ist hier ausreichend eine repräsentative Route zu wählen, die eine konservative Bewertung gewährleistet.

In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 2.8.4)
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Aufgrund der geringe Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilver-



sagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. In diesen Fällen reicht es daher aus, das Risiko durch Bauteilversagen für die WEA zu ermitteln, die im zweiten Schritt für das Risiko entlang der repräsentativen Route relevant sind.

2.9 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eis- und Blattbruchstücken in der Umgebung der WEA hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind neben den WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung, Betriebsweise der WEA sowie Vorhandensein und Art des Eiserkennungssystems), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung) und die Vereisungsbedingungen am Standort. Mit letzterem sind neben der Anzahl der Vereisungstage auch die zu erwartende Eismasse auf dem Rotorblatt sowie die Massen- und Formverteilung der sich lösenden Eisstücke gemeint. Weiterhin ist die Risikobewertung abhängig von der Aufenthaltshäufigkeit und dem Bewegungsmuster von Personen im Umfeld der WEA.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.

Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eis- oder Blattbruchstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

2.10 Systeme zur Prävention und Enteisung

Zurzeit liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattenteisung im Einzelfall beeinflusst wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand führt der Einsatz einer Rotorblattenteisung wie zum Beispiel einer Rotorblattheizung dazu, dass die Größe der Eisstücke beim Eisfall sinkt, gleichzeitig aber die Anzahl der Eisstücke deutlich zunehmen kann.

Da zu den einzelnen Systemen keine spezifischen Untersuchungen vorliegen, wie sich die Rotorblattenteisung auf das Eisfallrisiko auswirkt, ist eine genau Quantifizierung im Rahmen der Berechnungen zurzeit nicht möglich. Der Einfluss dieser Systeme wird entsprechend in den Berechnungen nicht berücksichtigt.



Im Allgemeinen kann aber davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen für Eisfall den Einsatz einer Rotorblattenteisung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA abdecken und ihr Einsatz zulässig ist.

2.11 Verwendete Begriffe und Symbole

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

Tabelle 2.11.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA () nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Am Standort Groß Hundorf (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA 1 und 2).

Am Standort befinden sich 18 weitere benachbarte WEA (WEA 3 - 20).

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

In der Umgebung befinden sich die Kreisstraße K23 und ein Hof, welche im Rahmen dieser Untersuchung vom Auftraggeber als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.3.1).

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 1 und 2 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen durchgeführt.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen und sind in Tabelle 3.2.1 dargestellt.

Die vorliegenden Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Groß Hundorf vorausgesetzt.

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

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

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)	
1	A [m/s]	7.44	6.70	7.14	7.54	7.76	8.60	8.78	8.70	9.38	9.05	8.72	7.43	Höhe über Grund [m]	166
	k [-]	2.197	2.455	2.904	3.268	3.205	3.045	2.818	2.904	2.768	2.67	2.619	2.357	Ost	33243253
	f (100% = 1)	0.052	0.044	0.057	0.072	0.074	0.073	0.078	0.107	0.146	0.134	0.102	0.062	Nord	5962795

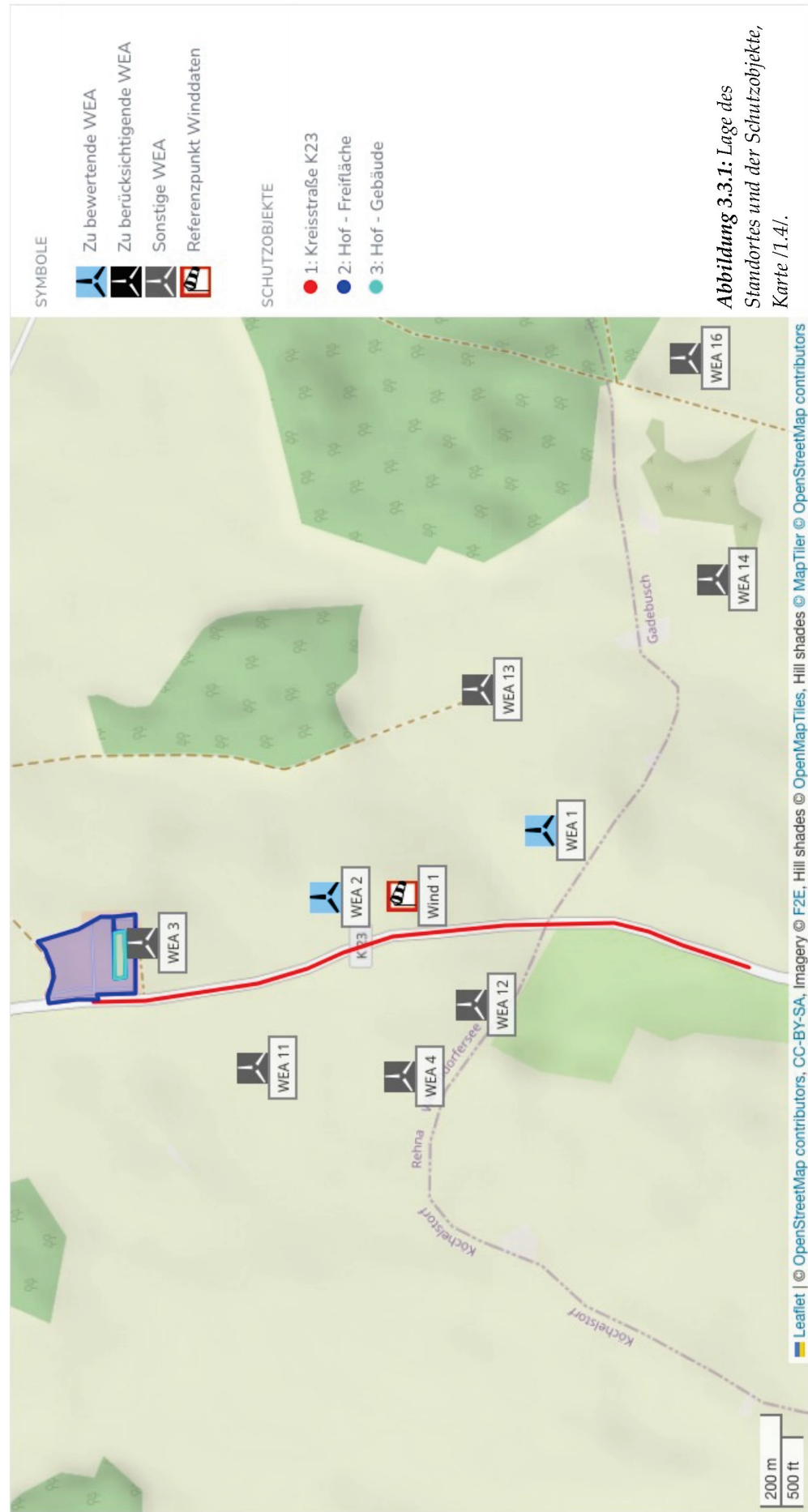
3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Tabelle 3.3.1: Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)		Wind-Datensatz Nr.
							East	North	
	1	WEA 01	Nordex N149/5.X	5.70	164.00	149.10	33243377	5962492	1
	2	WEA 02	Nordex N163/6.X	6.80	164.00	163.00	33243260	5962958	1
	3	WKA 1	ENERCON E-40 6.44	0.20	65.00	44.00	33243182	5963355	---
	4	WKA 01	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33242866	5962821	---
	5	WKA 02	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33244430	5961405	---
	6	WKA 03	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33244711	5961749	---
	7	WKA 04	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33244563	5961094	---

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)		Wind- Datensatz Nr.
							East	North	
	8	WKA 05	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33244904	5961227	---
	9	WKA 06	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33245116	5961516	---
	10	WKA 07	eno 160-6.0	6.00	165.00	160.00	33244828	5960885	---
	11	WKA 1	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33242903	5963132	---
	12	WKA 2	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33243012	5962659	---
	13	WKA 3	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33243685	5962609	---
	14	WKA 4	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33243891	5962097	---
	15	WKA 5	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33243873	5961696	---
	16	WKA 6	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33244368	5962130	---
	17	WKA 7	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33244260	5961752	---
	18	WKA 9	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33245531	5961285	---
	19	WKA 10	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33245210	5961072	---
	20	WKA 12	Nordex N163/6.X	7.00	164.00	163.00	33244822	5960559	---

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





3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

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

Verkehrsweg	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h*	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Kreisstraße K23	700**	90***	zweimal täglich	50	10	zweimal täglich	zweimal pro Woche	Radfahrer

* Bis zu einer Fahrzeuggeschwindigkeit von 50km/h kann das Risiko durch Eiswurf und Eisfall für Personen innerhalb des Fahrzeuges vernachlässigt werden (siehe Kapitel 2.8.1).

** Nach /3.2/ existiert auf der Kreisstraße K23 kein Zählpunkt. Die Verkehrsbelastung wurde aufgrund der Einbettung in das umliegende Straßennetz abgeschätzt.

*** Aufgrund von Wegbeschaffenheit und -verlauf im standortspezifischen Gefährdungsbereich angenommen.

Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Schutzobjekte, die sich nicht im standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereich der WEA befinden, sind Angaben zur Frequentierung daher nicht erforderlich. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.8.4 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird in Tabelle 3.4.1 ein kritisches Individuum zugrunde gelegt.



3.5 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.5.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 und 2 sind mit dem Nordex-Eiserkennungssystem bestehend aus drei unabhängigen Verfahren zur Erkennung von Eisansatz ausgerüstet /3.3/. Dabei wird Eisansatz entweder durch Vibrationen infolge ungleichmäßigen Eisansatzes, durch eine Abweichung von der Soll-Kennlinie aufgrund verschlechterter Aerodynamik oder durch eine Differenz zwischen der Schalensternanemometer- und der Ultraschallanemometer-Messung aufgrund vereister Anemometerschalen detektiert /3.3/.

3.5.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 und 2 können zusätzlich mit dem Eiserkennungssystem IDD.Blade der Firma Wölfel zur Erkennung von Eisansatz ausgerüstet werden. Dabei wird Eisansatz aufgrund der dadurch veränderten bauteilcharakteristischen Kennwerte wie der Eigenfrequenz des Rotorblattes detektiert /3.3/.

Gemäß /3.4/ entspricht das System dem Stand der Technik und alle Ergebnisse sprechen dafür, dass eine Eisdicke erkannt wird, die geringer als die individuelle kritische Eisdicke ist. Erst ab einer kritischen Eisdicke besteht eine Gefahr für ungeschützte Personen /3.4/. In /3.4/ wurde die Kompatibilität von IDD.Blade mit den Nordex Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen geprüft. Danach ist IDD.Blade als Eiserkennungssystem für Windenergieanlagen des Herstellers Nordex geeignet.

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

3.5.3 Systeme zur Prävention und Enteisung

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

3.5.4 Betriebsführungssystem

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



3.6 Risikoreduzierende Maßnahmen

Die im Anhang B dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Standortbesichtigung

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

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

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

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

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

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



Damit ergeben sich am Standort Groß Hundorf die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

Tabelle 4.2.1: Vereisungsbedingungen am Standort Groß Hundorf.

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
1	1.9	6.9	1142	3426
2			1365	4095

4.3 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

Gemäß Kapitel 2.2 und 2.3 ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.3.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte für Bauteilversagen und Eiswurf/Eisfall.

Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich	Gefährdung durch			
		Eiswurf/ Eisfall	Blatt- bruch	Turmfall	Gondel- verlust
1	Kreisstraße K23	X	X	X	---
2	Kreisstraße K23	X	X	X	---
	Hof	X	X	---	---

4.4 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Hinzu kommen die Trefferhäufigkeiten durch Bauteilversagen. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, den die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich beim Risiko durch Eiswurf oder Eisfall nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.



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

4.4.1 Bauteilversagen

Ein Risiko durch Bauteilversagen ist stets entsprechend der in Kapitel 2.3 aufgeführten Eintrittshäufigkeiten zu unterstellen.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

4.4.2 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der normale Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu betrachten. Ein eventueller anomaler Betrieb der WEA mit Eisansatz wird im Szenario Eisfall berücksichtigt.

4.4.3 Eisfall

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der normale Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz ausgeschlossen werden kann. Da für die Systeme zur Eiserkennung keine Zertifizierung vorliegt, wird angenommen, dass es trotz der Eiserkennung in 10% aller Fälle zu einem anomalen Betrieb der WEA mit Eisansatz und damit verbundenem Eiswurf während des Betriebes der WEA kommt.

Entsprechend Kapitel 2.2 besteht auch bei vorhandener funktionssicherer Eiserkennung stets ein Risiko durch Eisfall in der Umgebung einer WEA. Dieses Risiko ist daher standortspezifisch zu bewerten.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

4.5 Bewertung des Gesamtrisikos

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Groß Hundorf die in Tabelle 4.5.1 dargestellten Gesamtrisiken.

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar.



sigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken oder durch Bauteilversagen getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbe-
reich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet.

Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit
von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).

Da sich für das Schutzobjekt Kreisstraße K23 das zu betrachtende Risiko nicht
eindeutig festlegen lässt, werden sowohl das individuelle als auch das kollektive
Risiko betrachtet.

Sind gemäß Kapitel 2.8.7 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewer-
tung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.

Sind für die Bewertung des Risikos durch Bauteilversagen und durch Eisfall/Eiswurf
unterschiedliche Grenzwerte anzusetzen (siehe Kapitel 2.8.3), erfolgt die Bewertung
getrennt. Dargestellt wird in Tabelle 4.2.1 in diesen Fällen die Bewertung für das
führende, größere Risiko.

Tabelle 4.5.1: Bewertung der Gefährdung durch Eis und Bauteilversagen am Standort Groß
Hundorf.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
1	Kreisstraße K23	allgemein akzeptabel	allgemein akzeptabel
2	Kreisstraße K23	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
	Hof	---	vernachlässigbar*

*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt in den Berechnungen nicht von Eis- oder Blattbruchstücken der
WEA getroffen wird.

Aufgrund der Einzelergebnisse der Risikobewertung kann auf eine weitere Addition
von Risiken verzichtet werden.

5 Weitere Maßnahmen

Da die zugrunde gelegten Risikogrenzwerte am Standort Groß Hundorf in den
betrachteten Fällen deutlich unterschritten werden oder im unteren tolerierbaren
ALARP-Bereich liegen, sind weitere risikomindernde Maßnahmen nicht erforderlich.



6 Zusammenfassung

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

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 1 und 2 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen zusammengefasst.

Als Schutzobjekte wurden die Kreisstraße K23 und ein Hof in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt. Nicht mit abgedeckt ist das durch die Ausbreitung von brennenden Partikeln und Trümmern in der Umgebung bestehende Brandrisiko.

Die abschließende Bewertung des Gesamtrisikos ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden und zu berücksichtigenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

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

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

Tabelle 6.1: Übersicht über die Bewertung des Gesamtrisikos (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel, ≈ 0 = vernachlässigbar).

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung					Ergebnisse		
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
1	ja	0 – 360°	10% *	---	---	Kreisstraße K23	+++	---
2	ja	0 – 360°	10% *	---	---	Kreisstraße K23	++	---
						Hof	≈ 0	---

* In den Berechnungen wurde nur das interne System (siehe Kapitel 3.5.1) berücksichtigt. In diesem Gutachten wird davon ausgegangen, dass die WEA nicht mit dem optional verfügbaren System (siehe Kapitel 3.5.2) ausgestattet ist.



7 Formelzeichen und Abkürzungen

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

8 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1./ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2./ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3./ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4./ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5./ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /1.6./ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7./ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.



- /1.8./ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9./ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10./ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021..
- /1.11./ C. J. Faasen, P. A. L. Franck, A. M. H. W. Taris; Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herziene versie 3.1 september 2014; Nederland.
- /1.12./ T. Hahm, J. Kröning; Rotorblattversagen – Gefährdungsanalyse für die Umgebung von Windenergieanlagen; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002.
- /1.13./ J. Kesenheimer; Grundlagenforschung zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen; Technische Universität Hamburg-Harburg, April 2003.
- /1.14./ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.

Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).
- /2.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /2.6/ DIN EN ISO 16708; Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme - Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); Englische Fassung EN ISO 16708:2006; Deutsches Institut für Normung e.V., August 2006.
- /2.7/ ISO 13623; Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; ISO 13623:2000(E), International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.
- /2.8/ International Electrotechnical Commission (IEC); Wind energy generation systems – Part 31: Siting Risk Assessment; IEC TS 61400-31 ED1, Committee Draft (CD), 2022-04-29.



Projektspezifisch

- /3.1/ Winddaten zum Standort Groß Hundorf; als Datei 'Weibull-Verteilung GROHU.xlsx' per E-Mail vom Auftraggeber am 05.07.2023.
- /3.2/ Landesamt für innere Verwaltung Mecklenburg-Vorpommern, Amt für Geoinformation, Vermessungs- und Katasterwesen; GeoPortal.MV; Verkehrsstärke 2021; siehe Internet: <https://www.geoportal-mv.de/portal/Geodatenviewer/GAIA-MVlight>, abgerufen am 19.07.2023.
- /3.3/ Nordex Energy GmbH; Allgemeine Dokumentation, Eiserkennung an Nordex Windenergieanlagen, E0003946627, Rev. 03 / 01.04.2021; Hamburg, Deutschland.
- /3.4/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; Zusammenfassung des Gutachtens zur Bewertung der Funktionalität eines Eiserkennungssystems zur Verhinderung von Eisabwurf an NORDEX Windenergieanlagen; TÜV NORD Bericht Nr.: 8118 365 241 D Rev.1; 09.07.2021; Hamburg, Deutschland.
- /3.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /3.6/ DNV; Type Certificate, Ice Detection System IDD.BLade; Certificate No. TC-DNV-SE-0439-03577-3; Hamburg, 2022-01-17.
- /3.7/ Nordex Energy GmbH; Trudelbetrieb bei Eisansatz von Nordex Anlagen; per Email am 26.10.2020 und 8.3.2023.



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m^2) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.

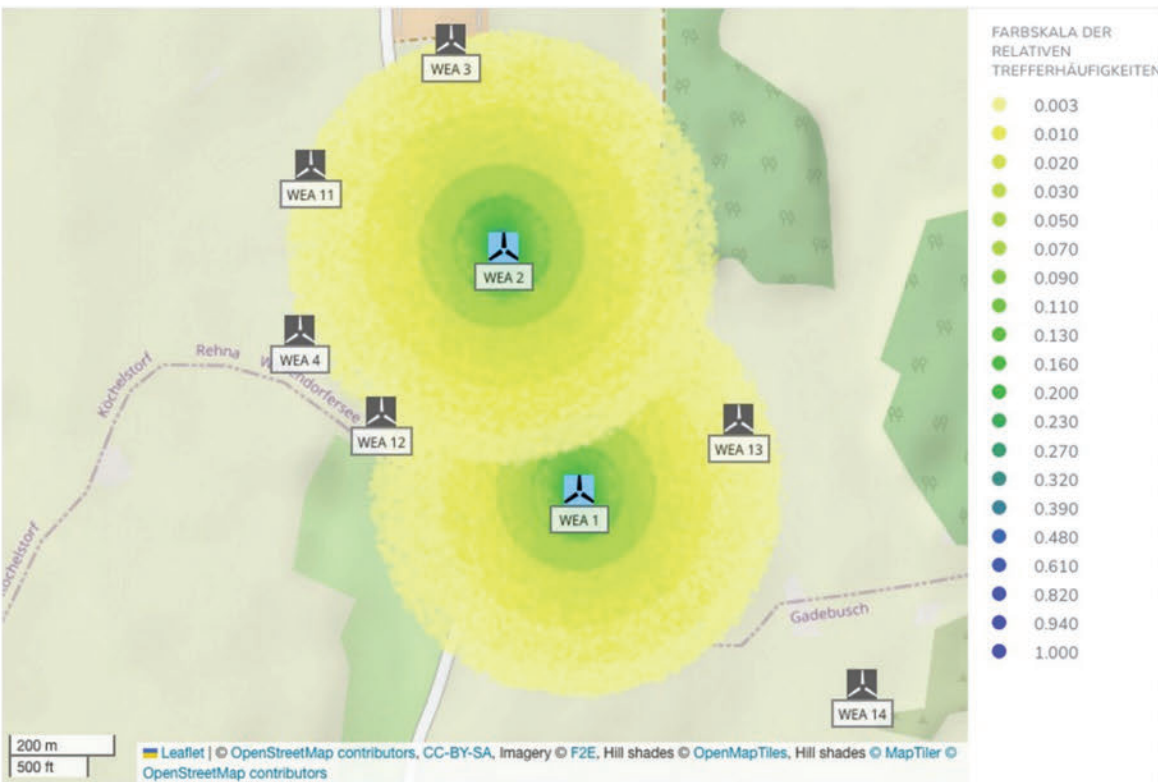


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m^2) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Groß Hundorf (Karte /1.4/).

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

Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Blattbruchstücke am Standort Groß Hundorf.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	395.8



Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
2	411.9

A.2 Schadenshäufigkeiten

Eine Gefährdung durch Blattbruch, Turmversagen oder Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist gemäß Kapitel 4.3 zu unterstellen. Es ergeben sich die in Tabelle A.2.1 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/.

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

Treten in Tabelle A.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.

Tabelle A.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Groß Hundorf durch Bauteilversagen.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftrefffhäufigkeit pro Jahr				Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
		Blattbruch	Turm- versagen	Verlust von Gondel oder Rotor	Tote pro Ereignis *		
1	Kreisstraße K23	$4.69 \cdot 10^{-6}$	$8.08 \cdot 10^{-8}$	---	---	$2.04 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 4.8 Mio. Jahren)	$4.99 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 2 Mrd. Jahren)
2	Kreisstraße K23	$1.50 \cdot 10^{-5}$	$3.15 \cdot 10^{-7}$	---	---	$1.09 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 921 000 Jahren)	$4.97 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 201 Mio. Jahren)
	Hof	0	---	---	---	---	---

*: Nur relevant für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle (siehe Kapitel 2.8.3). Angegeben wird dann das Maximum der Toten pro Ereignis aus den Schadensszenarien Blattbruch, Turmversagen und Verlust von Gondel oder Rotor.



Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

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

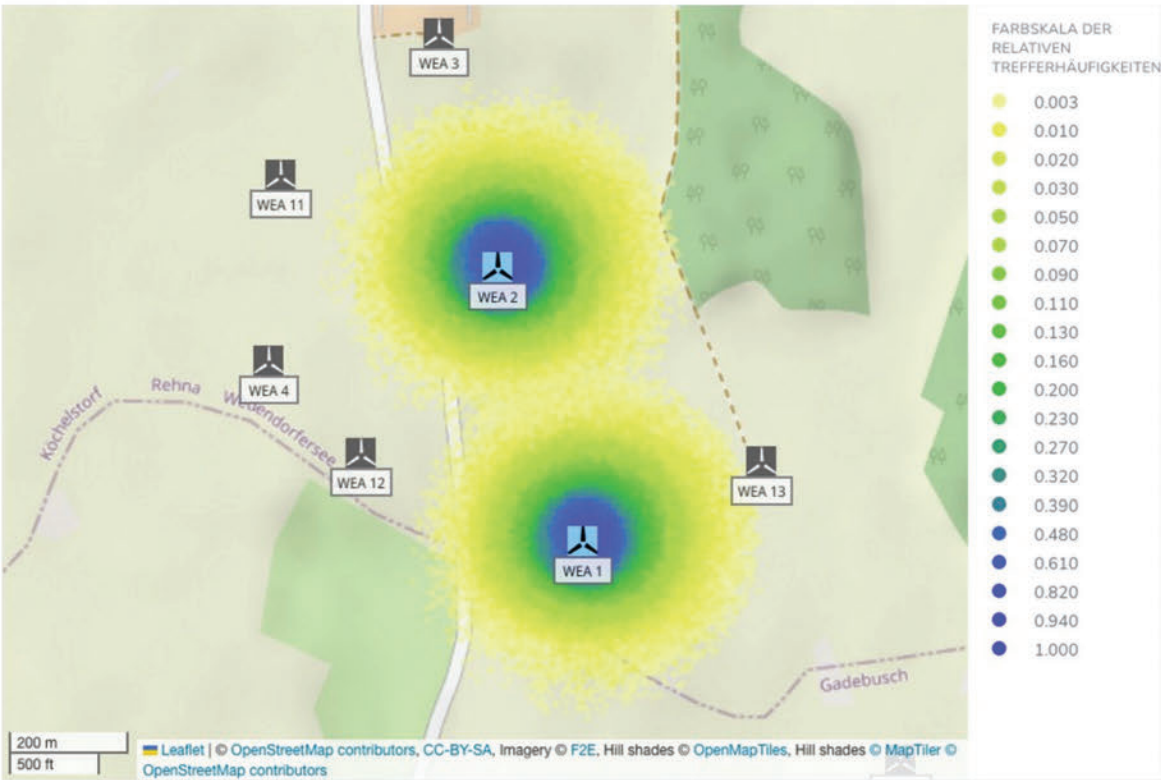


Abbildung B.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m^2) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Groß Hundorf (Karte /1.4/).

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

Tabelle B.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Groß Hundorf.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	312.6
2	326.0



B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA gemäß Kapitel 4.3 die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

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

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

Treten in Tabelle B.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.

Tabelle B.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Groß Hundorf.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
1	Kreisstraße K23	0.5	$6.22 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 160 000 Jahren)	$1.33 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 75.1 Mio. Jahren)
2	Kreisstraße K23	7.00	$9.07 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 11 000 Jahren)	$1.94 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 5.1 Mio. Jahren)
	Hof	0.0	---	---



Fluid & Energy Engineering
GmbH & Co. KG

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG, Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg

Borsteler Chaussee 178
22453 Hamburg

wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3,
D-28217 Bremen

phone: +49 (0)40 533 036 8-0
fax: +49 (0)40 533 036 80-79
email: info@f2e.de
web: www.f2e.de

Ihr Zeichen

Unser Zeichen
2025-A-010-P6-R0

Bearbeiter
Bode

Datum
09.01.25

Erläuternde Stellungnahme zum Standort Groß Hundorf

Sehr geehrte Damen und Herren,

Sie haben uns gebeten, zu unserem Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Groß Hundorf vom 15.10.2024 /1/ mit Bezug auf eine Änderung an der Windparkkonfiguration Stellung zu nehmen. Konkret geht es um eine Leistungserhöhung der WEA mit der laufenden Nummer 2 von 6.8MW auf 7MW.

Hierzu nehmen wir wie folgt Stellung:

Durch die Erhöhung der Nennleistung verändert sich die Drehzahlkennlinie der WEA 2, was die Berechnungsergebnisse für die Gefährdungsszenarien Eiswurf und Blattbruch beeinflusst.

- **Eiswurf/Eisfall:**

- Im Gutachten wurde für die WEA 2 die WEA-interne Nordex-Eiserkennung berücksichtigt. Da für die Systeme zur Eiserkennung keine Zertifizierung vorliegt, wird angenommen, dass es trotz der Eiserkennung in 10% aller Fälle zu einem anomalen Betrieb der WEA mit Eisansatz und damit verbundenem Eiswurf während des Betriebes der WEA kommt.
- Die Änderung der Drehzahlkennlinie führt zu etwas höheren Schnelllaufzahlen im Betrieb. Damit sind für das Szenario Eiswurf leicht höhere Flugweiten zu erwarten.

Amtsgericht Hamburg,
HRA 107878
USt-IdNr.: DE 258129690
Steuer-Nr.: 49/619/01117

Komplementär:
fluid & energy engineering Verwaltungsgesellschaft GmbH
Amtsgericht Hamburg, HRB 104049
Geschäftsführer: Silva Mäusling, Dr. Thomas Hahn



- Für das Szenario Eisfall sind die Trudeldrehzahlen der WEA relevant. Diese ändern sich durch die Leistungserhöhung nicht.
- **Blattbruch:**
 - Für das Szenario Blattbruch sind aufgrund der höheren Schnelllaufzahlen ebenfalls höhere Flugweiten zu erwarten.

In /1/ wurden die addierten Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen der WEA 2 für die Kreisstraße K23 mit „tolerierbar – Maßnahmen nicht erforderlich“ bewertet.

Da die Eiswurf-Berechnungen nur zu zehn Prozent in die Ergebnisse des Gefährdungsszenarios Eiswurf/Eisfall einfließen, kann davon ausgegangen werden, dass es nur zu geringen Änderungen bei den Trefferhäufigkeiten kommen wird.

Die Einzelergebnisse für das Gefährdungsszenario Blattbruch lagen in /1/ für die Kreisstraße K23 im allgemein akzeptablen Bereich. Der Hof im Norden wurde nicht durch Blattbruchstücke der geplanten WEA 2 getroffen. Durch eine leichte Erhöhung der Flugweite sind für das Szenario Blattbruch ebenfalls nur leichte Veränderung der Trefferhäufigkeit zu erwarten. Der Hof im Norden könnte allenfalls vom Randbereich des Trefferfeldes betroffen sein, wonach sich aller Erfahrung nach lediglich ein vernachlässigbares Risiko ergeben würde, das in der qualitativen Bewertung der Berechnung mit null Treffern gleichgesetzt wird.

Die qualitative Bewertung des Risikos der WEA 2 wird sich somit durch die Leistungserhöhung insgesamt nicht ändern.

Zusammenfassend kann daher festgestellt werden, dass bei sonst gleichen Randbedingungen die grundsätzlichen Aussagen zur Risikobewertung in /1/ für die WEA 2 am Standort Groß Hundorf bei der oben genannten Änderung der Planung weiterhin ihre Gültigkeit behalten.

Bei weiteren Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

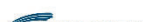
Mit freundlichen Grüßen

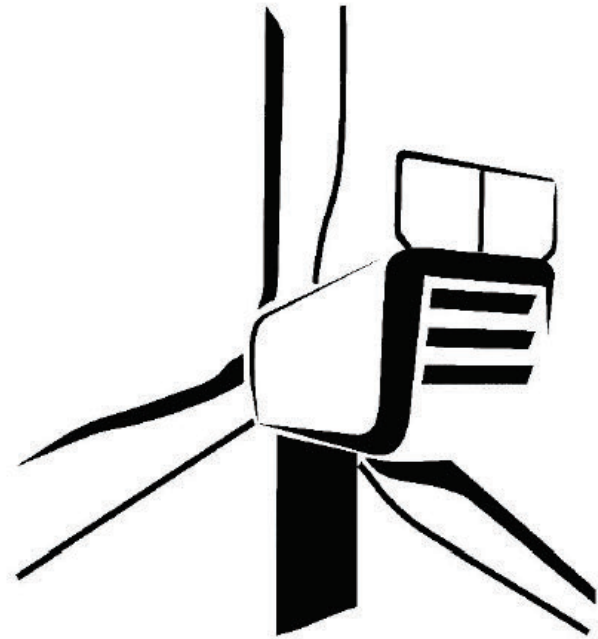
M.Sc. Rebecca Bode

Dr. Thomas Hahm

Literatur

- /1/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Gutachtliche Stellungnahme zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Groß Hundorf, Referenz-Nr.: 2023-C-103-P4-R1; Hamburg, 15.10.2024.

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



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

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

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

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

© 2024 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

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

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie

Nordex Energy SE & Co. KG.

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 3 / 8

Gültigkeit

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

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

Inhaltsverzeichnis

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

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 9016288
		Rev.: 00
INTEGRIERTER SENSOR ZUR EISERKENNUNG		Seite: 5 / 8

1 Einleitung

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Erkennungsfunktionen

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

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

Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

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

Die permanent arbeitenden Schwingungswächter erfassen die entstehenden Vibrationen.

Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

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

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

Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

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

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

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

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

2.2 Auswirkungen des erfassten Eisansatzes

Standardmäßig reagiert die Windenergieanlage mit folgenden Maßnahmen auf möglichen Eisansatz:

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

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

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

Vertriebsdokument

Option Rotorblatt-Eisdetektion in Nordex- Windenergieanlagen

**Gültig für Nordex K08-Anlagen
Generation gamma und delta**

K0801_055240_DE

Revision 01 / 26.04.2016

- Originalvertriebsdokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Engineering.

Technische Änderungen

Dieses Dokument wurde mit größter Sorgfalt und unter Berücksichtigung der aktuell gültigen Normen angefertigt.

Trotzdem können durch stetige Weiterentwicklungen Abbildungen, Funktionsschritte und technische Daten geringfügig abweichen.

Copyright

Copyright 2016 by Nordex Energy GmbH.

Dieses Dokument, einschließlich seiner Darstellung und seines Inhalts ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung oder Übersetzung dieses Dokuments oder Teilen davon in gedruckter, handschriftlicher oder elektronischer Form ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH sind ausdrücklich untersagt.

Alle Rechte vorbehalten.

Kontakt

Bei Fragen zu dieser Dokumentation wenden Sie sich bitte an:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

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

info@nordex-online.com

1. Einführung

Zur Erfüllung behördlicher Auflagen kann ein Eisdetektionssystem für Nordex-Windenergieanlagen (WEA) der Typen gamma und delta eingesetzt werden. Dieses erkennt auch im Stillstand der WEA, ob Eisansatz auf dem Rotorblatt vorhanden ist oder nicht. So erfolgt eine Alarmmeldung und Abschaltung der WEA nur, solange sich tatsächlich gefährliches Eis auf den Rotorblättern befindet.

2. Systembeschreibung

2.1 Funktionsprinzip

Das Rotorblatt-Eiserkennungssystem ist ein System zur Erfassung und Analyse von Meßdaten, mit denen Eisansatz an den Rotorblättern der WEA erkannt werden kann. Die Funktionsweise beruht auf der Messung von Beschleunigung und Temperatur im Innern aller Rotorblätter einer WEA. Grundsätzlich erkennt das Eisdetektionssystem Massenveränderungen am Rotorblatt durch Eis, weil dadurch die Eigenfrequenz der Rotorblätter verändert wird.

2.2 Systemübersicht

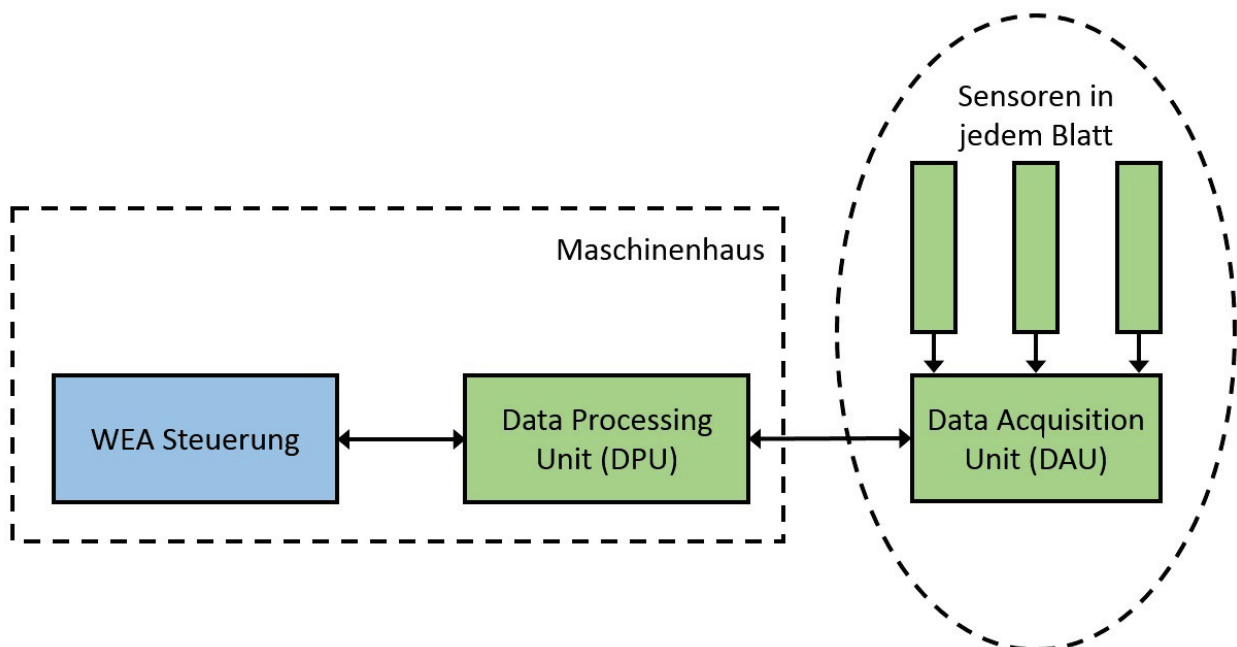


Abb. 1 Schematische Darstellung des in der Nordex-WEA integrierten Rotorblatt-Eisdetektionssystems

2.3 Funktionen

Eiserkennung

- fortlaufende Bestimmung des Vereisungszustandes der Rotorblätter bei mindestens 2,5 m/s Windgeschwindigkeit
 - im Teillastbetrieb oder
 - im Nennlastbetrieb oder
 - im Trudelbetrieb oder
 - bei WEA-Stillstand (ohne aktive Bremse oder Rotor-Lock)
- Eisansatz-Alarm beim Überschreiten des Alarmschwellenwertes und automatisches Abschalten der WEA
- Rücksetzen des Eisansatzalarms zum automatischen Wiedereinschalten der WEA, wenn kein gefährlicher Eisansatz mehr vorhanden ist oder alternativ manuelle Rücksetzung vor Ort oder im Fernzugriff parametrierbar

Systemfunktionen

- permanente Überwachung der Systemfunktionen und -komponenten
- Systemmeldungen, die einen sicheren Zustand der WEA gewährleisten
- unter bestimmten Umgebungsbedingungen kann das Anlaufen bzw. der Betrieb der Anlage um einige Minuten verzögert/unterbrochen werden

3. Liefer- und Leistungsumfang

Die folgenden Bauteile und Leistungen sind in der Option Rotorblatt-Eisdetektion enthalten:

- Sensoren für drei Rotorblätter
- eine Datenerfassungseinheit (Data Acquisition Unit - DAU)
- eine Datenverarbeitungseinheit (Data Processing Unit - DPU)
- Installation und Inbetriebnahme des Systems

4. Technische Daten des Gesamtsystems

Gesamtsystem	
Stromversorgung	100 ...240 V AC/ 45 ... 65 Hz, 24 V DC
Leistungsaufnahme	ca. 150 W

Gesamtsystem	
Betriebstemperaturbereich Normal Climate Version (NCV)	-20 °C bis +50 °C
Betriebstemperaturbereich Cold Climate Version (CCV)	-40 °C bis +50 °C
Blitz- und Überspannungsschutz	nach IEC 61400-24
EMV Störfestigkeit	entsprechend IEC 61000-6-2
EMV Störaussendung	entsprechend IEC 61000-6-2

5. Zertifikate und Konformität

CE-Konformität	- 2006/95/EG Niederspannungsrichtlinie - 2004/108/EG EMV-Richtlinie - 1999/5/EG Richtlinie für Funkanlagen und Telekommunikationsendeeinrichtungen - DIN EN 61439-1,-2 Niederspannungsschaltgeräte-Kombinationen
Hersteller Produkt-Zertifizierung	System "IDD.Blade" entspricht der GL-Richtlinie "Guideline for Condition Monitoring Systems of Wind Turbines" Edition 2013 vom Germanischen Lloyd
Gutachten TÜV NORD	"Zur Bewertung der Funktionalität eines Eiserkennungssystems zur Verhinderung von Eisabwurf an Nordex Windenergieanlagen"

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

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16.1.4.1 Gutachten zur Standorteigung.pdf
- 16.1.4.2 Typenprüfung.pdf
- 16.1.4.3 Baugrundgutachten.pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Groß Hundorf
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-426 Rev.02



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

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Groß Hundorf

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-426 Rev.02

Auftraggeber: wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3
D-28217 Bremen

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: 12. Dezember 2024

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

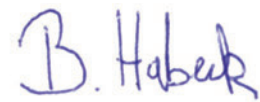
Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0 - Entwurf	28.08.2023	Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Pauls
0	12.09.2023	Einarbeitung der Lastrechnung	Habeck
1 - Entwurf	23.07.2024	Aktualisierung der Windverhältnisse Änderung der berücksichtigten Bestands-WEA Änderung der Nennleistung von W2 Änderung des Namens der Projektgesellschaft Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Habeck
2 – Entwurf	18.11.2024	Änderung der berücksichtigten Bestands-WEA	Habeck
2	12.12.2024	Bericht mit vorläufigen Betriebsbeschränkungen	Habeck

Verfasser:

B. Eng. Benjamin Habeck, Sachverständiger
Husum, 12.12.2024



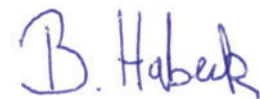
Geprüft:

M. Sc. Yannik Holste, Sachverständiger
Husum, 13.12.2024



Freigegeben:

B. Eng. Benjamin Habeck, Sachverständiger
Husum, 13.12.2024



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung.....	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA.....	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	29
3.6	Luftdichte ρ	30
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	31
4	Zusammenfassung.....	32
4.1	Neu geplante WEA	32
4.2	Bestehende WEA.....	33
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	33
4.2.2	Zusammenfassung.....	34
5	Standortbesichtigung	35
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	36
	Literaturverzeichnis.....	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 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	26
Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3.....	27
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14	27
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W21	27
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W22	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1.....	28
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.....	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W23	28
Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	31
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	32
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	34

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

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

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

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

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

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

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

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

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von einer WEA des Typs Nordex N149/5.X auf 164.0 m Nabenhöhe und einer WEA des Typs Nordex N163/6.X auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Groß Hundorf in Mecklenburg-Vorpommern. Die N149/5.X soll mit einer Nennleistung von 5.7 MW und die N163/6.X mit einer Nennleistung von 7.0 MW betrieben werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21.1, 21.2] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

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

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

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.02, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 und W23.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	wpd 01	Neu	Ja	Nein	-	243377	5962492	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14
W2	wpd 02	Neu	Ja	Nein	-	243260	5962958	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	S	20	14
W3	W01	Bestand	Ja	Nein	-	243178	5963357	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	2004 ²	A	20	10
W4	W02	Bestand	Nein	-	-	246243	5958440	NEG Micon	NM64-1500	68.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10
W5	W03	Bestand	Nein	-	-	246455	5958720	NEG Micon	NM64-1500	68.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10
W6	W04	Bestand	Nein	-	-	245956	5958103	Senvion	57/1000	60.0	57.0	Standard	0.0	1050	2004 ²	A	20	10
W7	W05	Bestand	Nein	-	-	245751	5958252	Senvion	57/1000	60.0	57.0	Standard	0.0	1050	2004 ²	A	20	10
W8	W06	Bestand	Nein	-	-	245682	5957851	Senvion	57/1000	60.0	57.0	Standard	0.0	1050	2004 ²	A	20	10
W9	W07	Bestand	Nein	-	-	245968	5957589	Senvion	57/1000	60.0	57.0	Standard	0.0	1050	2004 ²	A	20	10
W10	W08	Bestand	Nein	-	-	246224	5957748	Senvion	57/1000	60.0	57.0	Standard	0.0	1050	2004 ²	A	20	10
W11	W09	Bestand	Nein	-	-	246494	5958168	Senvion	MD77	61.5	77.0	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10
W12	W10	Bestand	Nein	-	-	247023	5959692	Senvion	MD77	61.5	77.0	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10
W13	W11	Bestand	Nein	-	-	246020	5958646	Senvion	MD77	61.5	77.0	Standard	0.0	1500	2004 ²	A	20	10
W14	eno 01	Bestand	Ja	Nein	-	242866	5962821	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W15	eno 02	Bestand	Nein	-	-	244430	5961405	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W16	eno 03	Bestand	Nein	-	-	244711	5961749	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W17	eno 04	Bestand	Nein	-	-	244563	5961094	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W18	eno 05	Bestand	Nein	-	-	244904	5961227	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W19	eno 06	Bestand	Nein	-	-	245116	5961516	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W20	eno 07	Bestand	Nein	-	-	244828	5960885	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	160.0	mode6000-980	0.0	6000	2012	S	20	10
W21	WKA 1	Bestand	Ja	Nein	-	242903	5963132	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W22	WKA 2	Bestand	Ja	Nein	-	243012	5962659	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W23	WKA 3	Bestand	Ja	Nein	-	243685	5962609	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W24	WKA 4	Bestand	Ja	Nein	-	243891	5962097	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W25	WKA 5	Bestand	Ja	Nein	-	243873	5961696	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W26	WKA 6	Bestand	Ja	Nein	-	244368	5962130	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W27	WKA 7	Bestand	Ja	Nein	-	244260	5961752	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W28	WKA 9	Bestand	Nein	-	-	245531	5961285	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W29	WKA 10	Bestand	Nein	-	-	245210	5961072	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14
W30	WKA 12	Bestand	Nein	-	-	244822	5960559	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 0	0.0	7000	2012	C	25	14

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	2.4	42.0	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.1, 24.2]
W2	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	40.3	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.3]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

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

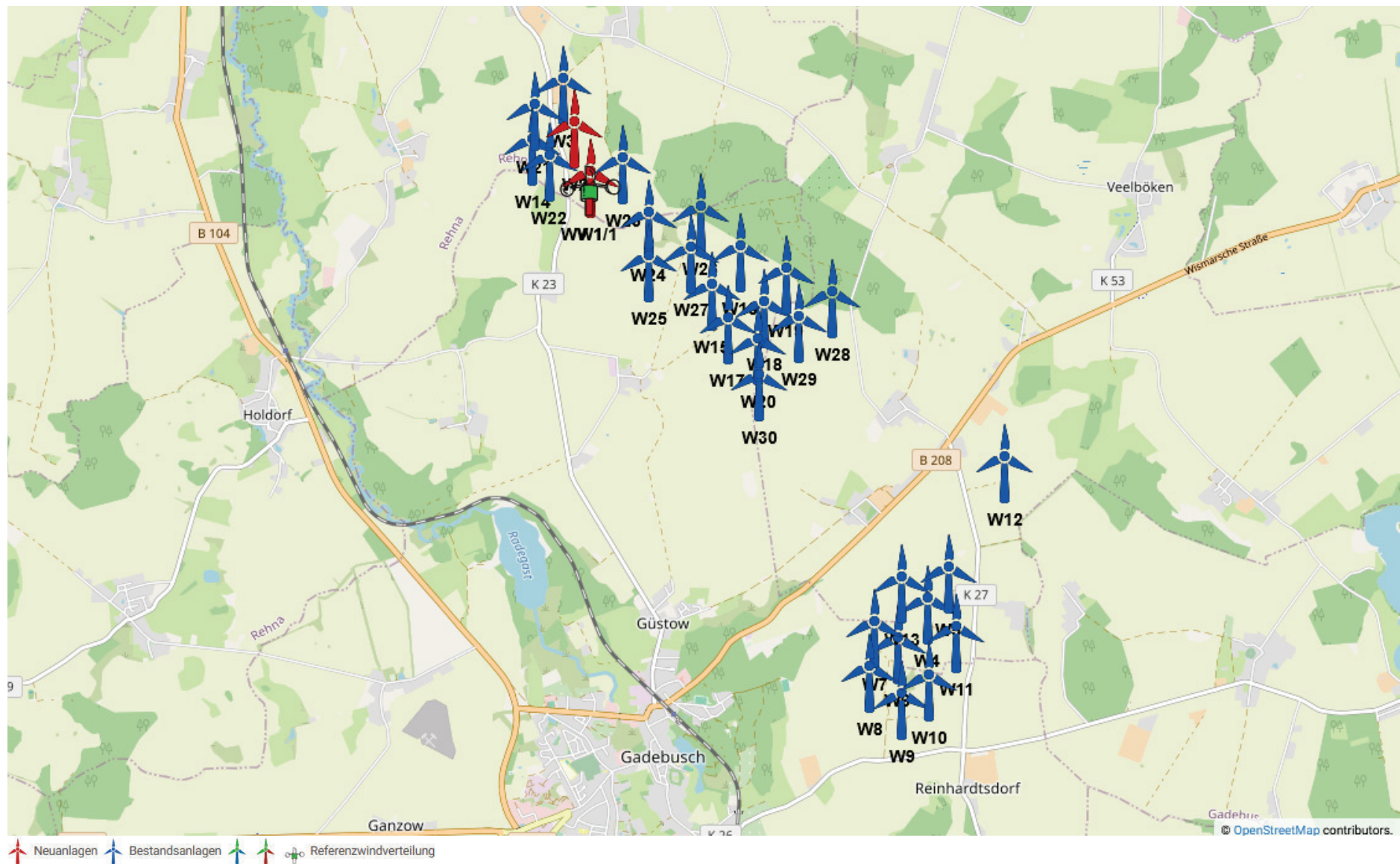


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-426 Rev.02

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Groß Hundorf

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
243369	5962494	164.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.71	1.946	3.85	---
NNO 30			6.08	2.089	4.71	---
ONO 60			6.78	2.258	4.96	---
O 90			7.48	2.387	6.69	---
OSO 120			8.03	2.623	6.75	---
SSO 150			8.06	2.438	7.04	---
S 180			8.32	2.394	7.13	---
SSW 210			9.32	2.879	11.50	---
WSW 240			9.76	3.010	16.25	---
W 270			9.07	2.750	14.04	---
WNW 300			8.12	2.609	11.39	---
NNW 330			6.31	2.044	5.69	---
Gesamt			8.29	2.422	100.00	7.25

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	7.25	7.50	2.42	2.40	-	Nein	Nein	Ja
W2	7.25	7.50	2.42	2.40	-	Nein	Nein	Ja

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

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

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

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

Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	S	S	42.0	3	II	43.02	32.29	Ja	Nein
W2	S	S	40.3	3	II	43.02	32.29	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

v_{hub} [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	-	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	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	
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

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

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

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

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

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{\text{hub}}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{\text{hub}}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

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

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

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W1	NH: 164.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.116
NNO	30	0.117
ONO	60	0.118
O	90	0.123
OSO	120	0.121
SSO	150	0.119
S	180	0.120
SSW	210	0.120
WSW	240	0.123
W	270	0.115
WNW	300	0.115
NNW	330	0.112

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_G 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. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

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

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

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

v_{hub}	W3[A]	W24[C]	W25[C]	W26[C]	W27[C]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse C
3	0.327	0.313	0.319	0.327	0.374	0.419	0.314
4	0.300	0.283	0.287	0.287	0.313	0.344	0.258
5	0.306	0.280	0.283	0.282	0.298	0.299	0.224
6	0.290	0.260	0.261	0.263	0.276	0.269	0.202
7	0.276	0.243	0.243	0.247	0.259	0.248	0.186
8	0.260	0.226	0.223	0.231	0.241	0.232	0.174
9	0.241	0.207	0.203	0.213	0.223	0.220	0.165
10	0.232	0.198	0.191	0.204	0.212	0.210	0.157
11	0.218	0.185	0.178	0.191	0.199	0.201	0.151
12	0.203	0.172	0.163	0.178	0.185	0.195	0.146
13	0.188	0.160	0.150	0.166	0.172	0.189	0.142
14	0.174	0.149	0.139	0.155	0.160	0.184	0.138
15	0.163	0.141	0.131	0.147	0.151	0.180	0.135
16	0.153	0.133	0.124	0.139	0.142	0.176	0.132
17	0.144	0.128	0.120	0.133	0.135	0.173	0.130
18	0.138	0.124	0.117	0.129	0.130	0.170	0.127
19	0.132	0.121	0.114	0.125	0.127	0.167	0.125
20	0.127	0.119	0.112	0.122	0.123	0.165	0.124
21	0.121	0.116	0.110	0.119	0.119	0.163	0.122
22	0.117	0.114	0.109	0.116	0.116	0.161	0.121
23	0.114	0.112	0.108	0.113	0.113	0.159	0.119
24	0.112	0.110	0.107	0.111	0.111	0.157	0.118
25	0.111	0.109	0.106	0.109	0.107	0.156	0.117

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

v_{hub}	W1[S1]	W2[S2]	W3[A]	W14[S3]	W21[C]	W22[C]	W23[C]	W24[C]	W25[C]	W26[C]	W27[C]	Referenz Klasse S1	Referenz Klasse S2	Referenz Klasse S3	Referenz Klasse A	Referenz Klasse C
3	0.329	0.334	0.331	0.384	0.409	0.533	0.307	0.313	0.319	0.327	0.374	0.332	0.353	0.393	0.419	0.314
4	0.307	0.297	0.305	0.383	0.335	0.429	0.292	0.284	0.287	0.287	0.313	0.282	0.328	0.323	0.344	0.258
5	0.310	0.295	0.310	0.406	0.305	0.383	0.298	0.280	0.283	0.282	0.298	0.253	0.308	0.281	0.299	0.224
6	0.288	0.277	0.293	0.382	0.281	0.350	0.290	0.260	0.261	0.263	0.276	0.233	0.292	0.253	0.269	0.202
7	0.269	0.261	0.279	0.359	0.262	0.324	0.275	0.243	0.243	0.247	0.259	0.219	0.271	0.233	0.248	0.186
8	0.248	0.244	0.262	0.332	0.245	0.304	0.261	0.226	0.223	0.231	0.241	0.208	0.253	0.218	0.232	0.174
9	0.225	0.225	0.243	0.300	0.229	0.283	0.239	0.208	0.203	0.213	0.223	0.200	0.231	0.206	0.220	0.165
10	0.213	0.216	0.233	0.284	0.214	0.261	0.224	0.198	0.191	0.204	0.212	0.193	0.217	0.197	0.210	0.157
11	0.197	0.203	0.220	0.262	0.199	0.238	0.211	0.186	0.178	0.191	0.199	0.188	0.203	0.189	0.201	0.151
12	0.180	0.188	0.204	0.237	0.183	0.214	0.196	0.172	0.163	0.178	0.185	0.183	0.189	0.183	0.195	0.146
13	0.166	0.175	0.190	0.214	0.168	0.192	0.180	0.160	0.150	0.166	0.172	0.179	0.177	0.177	0.189	0.142
14	0.152	0.163	0.175	0.192	0.156	0.174	0.167	0.149	0.139	0.155	0.160	0.176	0.165	0.173	0.184	0.138
15	0.142	0.154	0.165	0.176	0.146	0.159	0.156	0.141	0.131	0.147	0.151	0.173	0.155	0.169	0.180	0.135
16	0.133	0.144	0.154	0.160	0.137	0.147	0.146	0.133	0.124	0.139	0.142	0.171	0.147	0.165	0.176	0.132
17	0.126	0.137	0.146	0.149	0.131	0.138	0.139	0.128	0.120	0.133	0.135	0.169	0.140	0.162	0.173	0.130
18	0.122	0.132	0.140	0.141	0.126	0.130	0.133	0.124	0.117	0.129	0.130	0.167	0.136	0.159	0.170	0.127
19	0.118	0.128	0.134	0.136	0.122	0.124	0.128	0.121	0.114	0.125	0.127	0.165	0.132	0.157	0.167	0.125
20	0.116	0.124	0.130	0.132	0.119	0.119	0.124	0.119	0.112	0.122	0.123	0.163	0.129	0.155	0.165	0.124
21	0.112	0.120	0.125	0.126	0.116	0.115	0.120	0.116	0.110	0.119	0.119	0.162	0.126	0.153	0.163	0.122
22	0.110	0.116	0.121	0.122	0.114	0.112	0.117	0.114	0.109	0.116	0.116	0.161	0.124	0.151	0.161	0.121
23	0.108	0.113	0.118	0.117	0.112	0.110	0.114	0.112	0.108	0.113	0.113	0.159	0.123	0.149	0.159	0.119
24	0.106	0.110	0.116	0.114	0.110	0.107	0.110	0.110	0.107	0.111	0.111	0.158	0.122	0.148	0.157	0.118
25	0.104	0.107	0.113	-	0.105	0.103	0.107	0.109	0.106	0.109	0.107	0.157	0.121	-	0.156	0.117

3.3.3.4 Geforderte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

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

Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	153	183	v_{in}	5.5	Abschaltung
W2	153	183	5.5	7.5	Mode 17
W2	153	183	7.5	14.5	Mode 6
W2	153	183	14.5	v_{out}	Mode 16
Alternativ: W3	153	183	v_{in}	v_{out}	Abschaltung

Auf Grund der relativen Abstände von unter $2.0 D$ zwischen den Bestands-WEA W14, W21 und W22 müssen für diese WEA die effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} vor und nach dem geplanten Zubau ohne die jeweils benachbarte kritische Bestands-WEA, welche sich näher als $2.0 D$ zu der zu betrachtenden Bestands-WEA befindet, bewertet werden. Nach dieser Bewertung sind die folgenden sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig, um den Einfluss der neu geplanten WEA zu verhindern.

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W14

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	103	143	v_{in}	9.5	Abschaltung
W1	103	143	9.5	13.5	Mode 17
Alternativ W14	103	143	v_{in}	13.5	Abschaltung
W2	45	97	v_{in}	16.5	Abschaltung
Alternativ: W14	45	97	v_{in}	16.5	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W21

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	88	144	v_{in}	12.5	Abschaltung
W2	88	144	12.5	20.5	Mode 17
Alternativ: W21	88	144	v_{in}	20.5	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W22

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind-geschwindigkeit [m/s]	Endwind-geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	88	142	v_{in}	17.5	Abschaltung
Alternativ: W22	88	142	v_{in}	17.5	Abschaltung
W2	12	68	v_{in}	15.5	Abschaltung
Alternativ W22	12	68	v_{in}	15.5	Abschaltung

3.3.3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} an den neu geplanten WEA W1 und W2 und der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} an neu geplanten WEA W1, sowie der Bestands-WEA W23 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 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	0	359	7.5	9.5	Abschaltung
W1	39	99	3.5	11.5	Abschaltung
W1	268	322	4.5	9.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	0	359	7.5	9.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W23

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	219	279	v_{in}	v_{out}	Abschaltung
W2	287	331	v_{in}	13.5	Abschaltung

3.4 Schrāganströmung 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 Schrāganströmung 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 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schrāganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schrāganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.2
W2	-0.2

3.5 Höhenexponent α

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

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

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

Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.15
W2	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 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.223
W2	1.223

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

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

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

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

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

v_{hub}	W1	W2
3	0.371	0.351
4	0.351	0.325
5	0.358	0.325
6	0.334	0.302
7	0.314	0.284
8	0.292	0.263
9	0.267	0.242
10	0.254	0.230
11	0.237	0.216
12	0.218	0.200
13	0.201	0.185
14	0.185	0.172
15	0.173	0.161
16	0.161	0.151
17	0.152	0.144
18	0.145	0.138
19	0.140	0.134
20	0.136	0.131
21	0.130	0.126
22	0.126	0.122
23	0.121	0.118
24	0.117	0.115
25	0.114	0.112

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 und W2 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 und W2 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W1 eine Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W2 keine 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 und W2 durch das vorliegende Gutachten unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.5 nachgewiesen.

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N149/5700	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W2	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Die Bestands-WEA W24 – W27 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 W24 – W27 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W3 weist sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W3 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W23 weist sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W23 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W14, W21 und W22 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 W14, W21, W22 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in den Abschnitten 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde aufgrund des relativen Abstands von unter 2.0 D zwischen den betroffenen Bestands-WEA die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] für diese WEA ohne Berücksichtigung der jeweils benachbarten kritischen WEA 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	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W3	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W14	eno energy	eno160-6.0 MW	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W21	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W22	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W23	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W24	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W25	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W26	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja
W27	Nordex	N163/6.X	164.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 25.07.2023 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/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 Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

- [16] Frandsen, Sten T. (2007): *Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters*. Roskilde (DK);
- [17] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; *Normatmosphäre*; Dezember 1979;
- [18] Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.*;
- [19.1] OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org/>;
- [19.2] Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;
- [20] Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; *Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz*; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;
- [21.1] wpd onshore GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Angebotsanfrage Schall/Schatten WP Groß Hundorf " vom 19.12.2023; Datei: *Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_S3_AnKa.xlsx*; E-Mail mit dem Betreff: "WP Groß Hundorf // Schall- und Standsicherheitsgutachten " vom 07.05.2024;
- [21.2] ÖKOTEC Windenergie GmbH; E-Mail mit dem Betreff; WG: WP Groß Hundorf: bitte um Überarbeitung von Schall-,Schatten- und Turbulenzgutachten vom 12.09.2024; Datei: „240912_Vorbelastung_WEMAG_Stand_03.24“;
- [22.1] wpd onshore GmbH & Co. KG;E-Mail mit dem Betreff: "WP Groß Hundorf // Schall- und Standsicherheitsgutachten " vom 07.05.2024; Datei: *Groß_Hundorf_Weibull_Parameter_27.03.2024.xlsx*;
- [22.2] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Groß Hundorf*; Berichts-Nr.: 23-464-7231021-Rev.00-EX-MK; 28.08.2023;
- [23] I17-Wind GmbH & Co. KG; *Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Groß Hundorf Deutschland*; Bericht-Nr.: I17-SV-2023-236; 28.07.2023
- [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;
- [24.3] Nordex Energy SE & Co. KG; *Design Information for Wind & Site Assessment N163/6.X (7.0 MW) Delta 50Hz NCV TCS164B-03 DIBt (NX DIBt S3 advanced)*; 05.03.2024;

Typenprüfung - Hinweis

Die **Typenprüfungen** zu den Windenergieanlagentypen Nordex N149 und Nordex N163 werden dem Prüfsachverständigen rechtzeitig vor Baubeginn zur Prüfung des Standsicherheitsnachweises vorgelegt.

Erfahrungsgemäß werden die Typenprüfungsunterlagen im Rahmen des Genehmigungsverfahrens keiner behördlichen Prüfung unterzogen. Sollte dies dennoch der Fall sein, können diese gerne bei Bedarf zur Verfügung gestellt werden.

Baugrundgutachten - Hinweis

Das **Baugrundgutachten** wird nach Erhalt der beantragten Genehmigung und rechtzeitig vor Baubeginn dem Prüfsingenieur zur Prüfung der Standsicherheit vorgelegt.

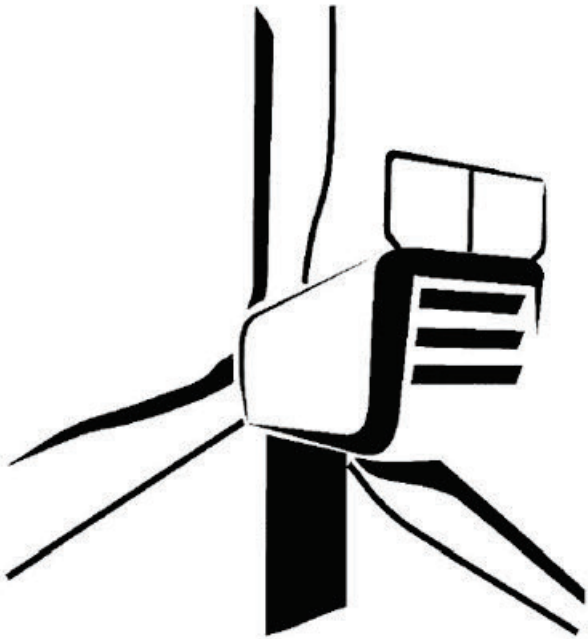
16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16.1.5.1 Wartungsbericht - Nordex.pdf

	WARTUNGSBERICHT	Dok.: E0004345416
		Rev.: 28
WINDENERGIEANLAGE Produktreihe Delta4000		Seite: 1/56

WEA-Nr.:



Sprache: DE - Deutsch
Department: Engineering / CPS / Processes & Documents

Erstellt  31-05-2024	Geprüft  03-06-2024	Freigegeben  03-06-2024
---	--	--

© 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

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

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

info@nordex-online.com

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

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

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

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Rev.	Datum	Bearbeitung
28	14.05.2024	S.Gastler/INTEC

Kapitel	Änderung
4.2.10	Rotor Sensor Hub hinzugefügt.
4.3.10	Differenzdruckanzeige des Druckfilters <i>HAWE</i> (vor 2024) prüfen hinzugefügt.

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

1.	Zu diesem Bericht	8
1.1	Verwendungszweck	8
1.2	Zielgruppe	8
1.3	Mitgeltende Dokumente	8
1.4	Abkürzungen und Begriffe	8
2.	Anlagendaten	9
3.	Wartungstypen	10
4.	Übersicht über die durchzuführenden Arbeiten	12
4.1	Wartung der Rotorblätter	12
4.1.1	Option Anti-Icing System	13
4.1.2	Option IDD-Blade-Eiserkennung	13
4.2	Wartung der Rotornabe	13
4.2.1	Extender (N133/4.X, N149/4.X und N149/5.X)	13
4.2.2	Spinner	13
4.2.3	Rotornabe	14
4.2.4	Pitchdrehverbindung	15
4.2.5	Pitchmotor	16
4.2.6	Pitchgetriebe	16
4.2.7	Pitchbox (Pitch Master 2+)	17
4.2.8	Pitchbox (PitchONE)	17
4.2.9	Akkubox	18
4.2.10	Centerbox	18
4.2.11	Pitchsensorik	19
4.2.12	Schmieranlage der Verzahnung der Pitchdrehverbindung	19
4.2.13	Option Schmieranlage der Laufbahn der Pitchdrehverbindung	19
4.2.14	Pitch-Proof-Test	20
4.2.15	Reinigung und Schutzkonservierung	20
4.3	Wartung des Triebstrangs	20
4.3.1	Rotorarretierungsscheibe	20
4.3.2	Rotorarretierung	20
4.3.3	Rotorlager	21
4.3.4	Rotorwelle	22
4.3.5	Drehzahlerfassung der Rotorwelle	22
4.3.6	Schmieranlage des Rotorlagers	23
4.3.7	Getriebe	23
4.3.8	Rotorbremsscheibe	24
4.3.9	Rotorbremse	24
4.3.10	Hydraulikaggregat	24
4.3.11	Schleifringübertrager	25
4.3.12	Option Triebstrang-CMS	25
4.3.13	Reinigung und Schutzkonservierung	25
4.4	Wartung des Maschinenhauses	26

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.1	Maschinenträger.....	26
4.4.2	Azimutdrehverbindung.....	26
4.4.3	Schmieranlage der Azimutdrehverbindung	28
4.4.4	Azimutmotor	28
4.4.5	Azimutgetriebe.....	29
4.4.6	Azimutwinkelgeber	29
4.4.7	Generatorträger	29
4.4.8	Kupplung	30
4.4.9	Generator	30
4.4.10	Schmieranlage der Generatorlager	31
4.4.11	Drehzahlerfassung der Generatorwelle.....	31
4.4.12	Kühlsystem.....	32
4.4.13	Elektrokettzug.....	32
4.4.14	Brückenkran	33
4.4.15	Maschinenhausverkleidung	33
4.4.16	Optionsrahmen	34
4.4.17	Windsensorik	35
4.4.18	Außentemperatursensor	35
4.4.19	Kühlerrahmen	36
4.4.20	Topbox	36
4.4.21	Hauptumrichter	37
4.4.22	Netzkabel auf der Niederspannungsseite.....	38
4.4.23	Statorkabel	38
4.4.24	Rotorkabel	38
4.4.25	Transformator	39
4.4.26	Eigenverbrauchstransformator	39
4.4.27	Sicherheitstests	39
4.4.28	Testlauf.....	40
4.4.29	Option LABKOTEC-Eiserkennung.....	40
4.4.30	Option Blitzerkennungssystem RayCap	40
4.4.31	Option Wettermastheizung	41
4.4.32	Option Gefahrenfeuer.....	41
4.4.33	Option Schattenwurfmodul	41
4.4.34	Option Niederschlagsmonitor (N133/4.X und N149/4.X).....	41
4.4.35	Option Klimasensor (N149/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH, N163/6.X und N175/ 6.X)	41
4.4.36	Option Metallpartikelerkennung.....	42
4.4.37	Option Brandmeldesystem	42
4.4.38	Option Feuerlöschsystem - Inertgas-Löschsystem	42
4.4.39	Option Feuerlöschsystem - Aerosol-Löschsystem (N163/6X).....	43
4.4.40	Option Statcom-Lüfter (N149/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH, N163/6.X und N175/ 6.X)	43
4.4.41	Option Lüfter Maschinenhaus (N133/4.X und N149/4.X)	44
4.4.42	Option Steigschutzsystem.....	44
4.4.43	Reinigung und Schutzkonservierung.....	44
4.5	Wartung des Turms	45
4.5.1	Turm (Stahlrohr-Segmente).....	45
4.5.2	Turm (Beton-Segment).....	47
4.5.3	Turmfundament	48

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.5.4	Schwingungsdämpfer bzw. Schwingungstilger	49
4.5.5	Turmkabel.....	49
4.5.6	Bottombox	49
4.5.7	Schaltanlage.....	50
4.5.8	CWE-Scada-Box (CSB).....	50
4.5.9	Yaw Power Backup System (YPBS)	51
4.5.10	Option Turmaufstiegshilfe.....	51
4.5.11	Option Einbruchmeldeanlage	51
4.5.12	Option Turmbefahranlage.....	51
4.5.13	Reinigung und Schutzkonservierung.....	52
5.	Unterschriften zur ausgeführten Wartung.....	53

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

1. Zu diesem Bericht

1.1 Verwendungszweck

Der Wartungsbericht dient der Auflistung der notwendigen Wartungstätigkeiten und gemäßiger Wartungszyklen sowie der Dokumentation der durchgeführten Wartungstätigkeiten.

1.2 Zielgruppe

Dieses Dokument ist nur für Mitarbeiter der *Nordex Energy SE & Co. KG* und von *Nordex* beauftragte Firmen sowie für den Eigentümer und von ihm beauftragte Firmen bestimmt. Auch die auszugsweise Weitergabe an Dritte ist untersagt.

Die in diesem Dokument genannten Wartungsarbeiten sind ausschließlich von qualifiziertem und geschultem Fachpersonal durchzuführen.

1.3 Mitgeltende Dokumente

Dok.-Nr.	Titel
E0004345413	Wartungsanleitung Delta4000
IMTO4000	Delt4000 wind turbine maintenance until being fully commissioned and energized

1.4 Abkürzungen und Begriffe

Abkürzung	Bezeichnung
AIM	Active Interface Module
ALM	Active Line Module
BMS	Battery Management System
CSB	CWE-Scada-Box
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
IPC-System	Individuelle Pitchsteuerung
NCV	Normal Climate Version
TCU	Temperature control unit
WEA	Windenergieanlage
YPBS	Yaw Power Backup System

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

2. **Anlagendaten**

Wartung	
Typ:	Datum:

Identifikation der Anlage	
WEA-Prod.-Nr.:	WEA-Typ:
Windpark:	Turmhöhe: m
	Turmtyp:
Datum der Inbetriebnahme:	

Betriebsdaten	
Energieproduktion:	MWh
Freigegeben für Betrieb:	h
In Betrieb:	h

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

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
- X2: Wartungsumfang alle 2 Betriebsjahre
- X3: Wartungsumfang alle 3 Betriebsjahre
- X4: Wartungsumfang alle 4 Betriebsjahre
- X5: Wartungsumfang alle 5 Betriebsjahre
- X7: Wartungsumfang alle 7 Betriebsjahre
- X10: Wartungsumfang alle 10 Betriebsjahre
- X15: Wartungsumfang alle 15 Betriebsjahre
- X20: Wartungsumfang alle 20 Betriebsjahre

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Tabellerische Übersicht der Wartungen:

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

4. Übersicht über die durchzuführenden Arbeiten



HINWEIS

In den nachfolgenden Kapiteln sind die Wartungstätigkeiten tabellarisch dargestellt. Mithilfe der Symbole aus der rechten Spalte den Bearbeitungsstand vermerken. Die Symbole haben folgende Bedeutung:

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



HINWEIS

Wenn die Schraubverbindungen gemäß IMTO4000 *Delt4000 wind turbine maintenance until being fully commissioned and energized* bereits bei der 15-wöchigen Wartung angezogen wurden, erfolgt kein Anziehen der Schraubverbindung bei der Erstwartung.

4.1 Wartung der Rotorblätter

Rotorblatt	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Äußeren Zustand des Rotorblatts prüfen.	X	X		
Inneren Zustand des Rotorblatts prüfen.	X	n. B.		
Rotorblätter innen auf Verschmutzung prüfen.	X	–		
0°-Position abgleichen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Rotorblätter durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen des Rotorblatts auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 5. Schraubverbindung des Rotorblatts auf Verspannkraft anziehen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.1.1 Option Anti-Icing System

Option Anti-Icing System	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Anti-Icing Systems prüfen.	–	X		

4.1.2 Option IDD-Blade-Eiserkennung

Option <i>IDD-Blade</i> -Eiserkennung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der <i>IDD-Blade</i> -Eiserkennung prüfen.	–	X		

4.2 Wartung der Rotornabe

4.2.1 Extender (N133/4.X, N149/4.X und N149/5.X)

Extender	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Extenders prüfen.	–	X10		

4.2.2 Spinner

Spinner	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der GFK-Segmente prüfen.	–	X5		
GFK-Segmente auf Undichtigkeiten prüfen.	X	X		
Regenabweiser am Rotorblatt prüfen.	–	X		
Zustand der Rettungsluke prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Spinners durchführen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Spinner	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Halter des Spinnertragwerks an den Rotornabengrundkörpers durchführen.	–	X		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.2.3 Rotornabe



HINWEIS
Je nach Vorhandensein von Optionen sind weitere Wartungsarbeiten erforderlich, siehe "Option Wettermastheizung" Seite 41.

Rotornabe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Rotornabengrundkörpers prüfen.	–	X10		
Zustand der Beleuchtung prüfen.	–	X		
Zustand der Kabelführung zwischen der Rotornabe und dem Rotorblatt prüfen.	–	X		
Zustand der Elastomerlager der Tragstruktur der Pitchkonsole prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Rotornabe durchführen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Halter der Elastomerlager der Pitchkonsole und des Rotornabengrundkörpers durchführen.	–	X		
Zustand der Lichtwellenleiter des IPC-Systems prüfen.	–	X		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.2.4 Pitchdrehverbindung



HINWEIS
Je nach Vorhandensein von Optionen sind weitere Wartungsarbeiten erforderlich, siehe "Option Wettermastheizung" Seite 41.

Pitchdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Pitchdrehverbindung prüfen.	–	X		
Zustand der Schmierung der Verzahnung der Pitchdrehverbindung prüfen.	–	X		
Pitchdrehverbindung schmieren.	–	X		
Fettauffangflaschen prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Pitchdrehverbindung durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Pitchdrehverbindung und dem Rotornabengrundkörper auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen der Pitchdrehverbindung und dem Rotornabengrundkörper auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Pitchdrehverbindung und dem Extender auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen der Pitchdrehverbindung und dem Extender auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.2.5 Pitchmotor

Pitchmotor	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Pitchmotors prüfen.	–	X		
Zustand der Pitchmotorbremse prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Pitchmotors durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Pitchmotor und dem Pitchgetriebe auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

4.2.6 Pitchgetriebe

Pitchgetriebe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Pitchgetriebearretierung prüfen.	–	X		
Zustand des Pitchgetriebes prüfen.	–	X		
Ölstand im Pitchgetriebe prüfen.	–	X		
Getriebeöl im Pitchgetriebe austauschen.	–	X7		
Zustand des Berührschutzes des Abtriebsritzels prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Pitchgetriebes durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Pitchgetriebe und dem Rotornabengrundkörper auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 5. Schraubverbindung zwischen dem Pitchgetriebe und dem Rotornabengrundkörper auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.2.7 Pitchbox (Pitch Master 2+)

Pitchbox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Pitchbox prüfen.	–	X		
Zustand der Heizung der Pitchbox prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Betriebsalter des Pitchumrichters prüfen.	–	X		
Pitchumrichter austauschen.	–	X5*		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Pitchbox durchführen.	–	X		

* Nach 80000 Pitchumrichter Betriebsstunden (entspricht ca. 5 Betriebsjahre des Pitchumrichters) austauschen.

4.2.8 Pitchbox (PitchONE)

Pitchbox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Pitchbox prüfen.	–	X		
Zustand der Heizung der Pitchbox prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Betriebsalter des Pitchumrichters prüfen.	–	X		
Pitchumrichter austauschen.	–	X10*		
Zustand des Energiespeichers prüfen.	–	X		
Betriebsalter des Energiespeichers prüfen.	–	X		
Energiespeicher und gegebenenfalls zugehöriges BMS austauschen.	–	X10**		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Pitchbox durchführen.	–	X		

* Nach 175000 Pitchumrichter Betriebsstunden (entspricht ca. 10 Betriebsjahre des Pitchumrichters) austauschen.

** Nach 10 Betriebsjahren des Energiespeichers austauschen.

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.2.9 Akkubox

Akkubox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Akkubox prüfen.	–	X		
Zustand der Heizung der Akkubox prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Betriebsalter der Akkupacks prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Akkubox durchführen.	–	X		
Akkupacks austauschen.	–	X10*		

* Tausch ist abhängig von der letzten Ladung der Akkupacks. (Vermerkt auf dem Label in Kalenderwoche/Jahr jedes Akkupacks.)

4.2.10 Centerbox

Centerbox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Centerbox prüfen.	–	X		
Zustand der Heizung der Centerbox prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Zustand der Elastomerlager der Centerbox prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Centerbox durchführen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Halter der Elastomerlager der Centerbox und des Rotornabengrundkörpers durchführen.	–	X		
Zustand des Rotor Sensor Hub prüfen.	–	X		
Rotor Sensor Hub austauschen.	–	X20*		

* Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 35 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.2.11 Pitchsensorik

Pitchsensorik	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Rotorblatt-Winkelgebers prüfen.	–	X		
N133/4.X und N149/4.X: Zustand des Endlagenschalters prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Kippspielsensor Pitchdrehverbindung prüfen.	–	X		
Rotorblatt-Winkelgeber austauschen.	–	X20*		

* **Alle Anlagen bis Stromlaufplan 23-1707 (Pitchmaster 2+):** Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 30 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.
Alle Anlagen ab Stromlaufplan 23-1708 (Pitch One): Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage 35 Jahre Laufzeit ausgelegt ist und Bauteil des Lieferanten *TWK* verbaut ist.

4.2.12 Schmieranlage der Verzahnung der Pitchdrehverbindung

Schmieranlage der Verzahnung der Pitchdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schmieranlage der Verzahnung der Pitchdrehverbindung prüfen.	–	X		
Schmiermittelbehälter befüllen.	–	X		

4.2.13 Option Schmieranlage der Laufbahn der Pitchdrehverbindung

Option Schmieranlage der Laufbahn der Pitchdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schmieranlage der Laufbahn der Pitchdrehverbindung prüfen.	–	X		
Schmiermittelbehälter befüllen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.2.14 Pitch-Proof-Test

Pitch-Proof-Test	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Pitch-Proof-Test durchführen	–	X20*		

* Test durchführen, wenn Laufzeit der Anlage länger als 20 Jahre ist.

4.2.15 Reinigung und Schutzkonservierung

Reinigung und Schutzkonservierung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Schutzanstrich und Schutzkonservierung ausbessern.	X	X		
Rotornabe reinigen.	X	X		

4.3 Wartung des Triebstrangs

4.3.1 Rotorarretierungsscheibe

Rotorarretierungsscheibe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Rotorarretierungsscheibe prüfen.	–	X5		

4.3.2 Rotorarretierung

Rotorarretierung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Rotorarretierung prüfen.	–	X		
Zustand des Schlüsseltransfersystems der Rotorarretierung prüfen.	X	X		
Zustand des Berührschutzes der Rotornabe prüfen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.3.3 Rotorlager

Rotorlager	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Dichtschnur des Rotorlagers prüfen.	–	X		
Zustand des Fettableitsystems des Rotorlagers prüfen.	–	X		
Hauptlager reinigen.	X	X		
Fettauffangbeutel austauschen. Masse des Fettauffangbeutels notieren _____ kg	–	X		
Rotorlager manuell schmieren. Masse des eingefüllten Lagerfetts notieren _____ kg	–	X		
Zustand der Blitzschutzbürste prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Rotorlagers durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem vorderen Rotorlagerdeckel und dem Rotorlagergehäuse auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen dem vorderen Rotorlagerdeckel und dem Rotorlagergehäuse auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Rotorlagergehäuse und dem Maschinenträger auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen dem Rotorlagergehäuse und dem Maschinenträger auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.3.4 Rotorwelle

Rotorwelle	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Berührschutzes der Rotorwelle prüfen.	–	X		
Zustand der Durchstiegs Luke zur öldichten Plattform prüfen.	–	X		
Zustand der Rotorwelle prüfen.	–	X5		
Zustand der Wellenmutter prüfen.	X	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung Schraubverbindungen der Rotorwelle durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Sicherungsblech und der Wellenmutter auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Sicht- und Lockerheitsprüfung des Sicherungsblechs durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Rotorwelle und der Rotornabe auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen der Rotorwelle und der Rotornabe auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		

4.3.5 Drehzahlerfassung der Rotorwelle

Drehzahlerfassung der Rotorwelle	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Drehzahlensoren auf der langsamen und schnellen Welle tauschen.	–	X20*		
Magnetspannband nach 10 Jahren tauschen.	–	X10		

* Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 35 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.3.6 Schmieranlage des Rotorlagers

Schmieranlage des Rotorlagers	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schmieranlage der Laufbahn des Rotorlagers prüfen.	–	X		
Schmiermittelbehälter befüllen. Masse des eingefüllten Lagerfetts notieren _____ kg	X	X		

4.3.7 Getriebe

Getriebe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Getriebegehäuses prüfen.	X	X		
Ölkühlsystem prüfen.	X	X		
Ölprobe entnehmen.	X	X*		
Getriebeölfilter austauschen.	X	X		
Ölstand im Getriebe prüfen	X	X		
Getriebeöl austauschen.	–	n. B.**		
BelüftungsfILTER prüfen.	X	X		
Magnetstab am Getriebegehäuse prüfen.	X	X		
Zustand der Elastomerlager des Getriebes prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Getriebes durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen den Getriebeklemmhälften und dem Maschinenträger auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen den Getriebeklemmhälften und dem Maschinenträger auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen den Axialscheiben und dem Getriebe auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

* Ab einer Öllaufzeit von mehr als 5 Jahren die Ölqualität alle 6 Monate anhand von Ölprobenanalysen prüfen.

** Getriebeöl in Abhängigkeit vom Ergebnis der Ölanalyse austauschen.

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.3.8 Rotorbremsscheibe

Rotorbremsscheibe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Rotorbremsscheibe prüfen.	–	X		

4.3.9 Rotorbremse

Rotorbremse	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Rotorbremse entlüften.	X	X		
Zustand der Rotorbremse prüfen.	–	X		
Bremsbelagstärke der Rotorbremse prüfen.	–	X		
Luftspalt zwischen den Bremsbelägen und der Bremsscheibe prüfen.	–	X		
Temperatursensor der Rotorbremse prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Rotorbremse durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Rotorbremse und dem Getriebe auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

4.3.10 Hydraulikaggregat

Hydraulikaggregat	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Hydraulikaggregats prüfen.	–	X		
Differenzdruckanzeige des Druckfilters <i>HAWE</i> (vor 2024) prüfen.	–	X		
Hydraulikölstand prüfen.	–	X		
Hydrauliköl austauschen.	–	X5		
Hydraulikschläuche austauschen.	–	X5		
Druckfilter austauschen.	–	X5		
Druckspeicher prüfen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Hydraulikaggregat	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Schlauch- und Rohrleitungssystems prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Hydraulikaggregats durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Hydraulikaggregat und dem Optionsrahmen auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

4.3.11 Schleifringübertrager

Schleifringübertrager	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Schleifringübertrager prüfen.	–	X		
Betriebsalter des Schleifringübertragers <i>GAT</i> prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		

4.3.12 Option Triebstrang-CMS

Option Triebstrang-CMS	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Triebstrang-CMS prüfen.	–	X		

4.3.13 Reinigung und Schutzkonservierung

Reinigung und Schutzkonservierung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Schutzanstrich und Schutzkonservierung ausbessern.	X	X		
Triebstrang reinigen.	X	X		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4 Wartung des Maschinenhauses

4.4.1 Maschinenträger

Maschinenträger	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Maschinenträgers prüfen.	–	X10		
Zustand des Schlüsseltransfersystems des Rotornabenzugangs prüfen.	X	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Maschinenträgers durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Maschinenträger und dem Generatorträger auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen dem Maschinenträger und dem Generatorträger auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.2 Azimutdrehverbindung

Azimutdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Azimutdrehverbindung prüfen.	–	X		
Zustand der Schmierung der Verzahnung der Azimutdrehverbindung prüfen und Verzahnung schmieren.	–	X		
Azimutdrehverbindung schmieren.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Maschinenträger und der Azimutdrehverbindung auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 5. Schraubverbindung zwischen dem Maschinenträger und der Azimutdrehverbindung auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Azimutdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Drehmomentgesteuert angezogene Sechskantschrauben				
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Azimutdrehverbindung durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch mit kombiniertem Anziehverfahren drehwinkelgesteuert anziehen.	X	–		
Klangprüfung der Schraubverbindung zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch durchführen.	–	X		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Mit kombiniertem Anziehverfahren angezogene Sechskantschrauben				
Alle Schraubverbindungen zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch mit kombiniertem Anziehverfahren drehwinkelgesteuert anziehen.	X	–		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Azimutdrehverbindung durchführen.	–	X		
Klangprüfung der Schraubverbindung zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch durchführen.	–	X		
Hydraulisch gespannte Stiftschrauben				
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Azimutdrehverbindung durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Klangprüfung der Schraubverbindung zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch durchführen.	–	X		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen der Azimutdrehverbindung und dem Turmflansch auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.3 **Schmieranlage der Azimutdrehverbindung**

Schmieranlage der Azimutdrehverbindung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schmieranlage der Verzahnung der Azimutdrehverbindung prüfen.	–	X		
Schmiermittelbehälter der Azimutdrehverbindung befüllen.	–	X		

4.4.4 **Azimutmotor**

Azimutmotor	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Azimutmotors prüfen.	–	X		
Automatischen Motorbremsentest durchführen.	–	X		
Zustand der Motorbremse prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Azimutmotors durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Azimutmotor und dem Azimutgetriebe auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.4.5 Azimutgetriebe

Azimutgetriebe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Azimutgetriebearretierung prüfen.	–	X		
Zustand des Azimutgetriebes prüfen.	–	X		
Ölstand in den Azimutgetrieben prüfen.	–	X		
Getriebeöl in den Azimutgetrieben austauschen.	–	X7		
Zustand des Berührschutzes des Abtriebsritzels prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Azimutgetriebe durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen den Azimutgetrieben und dem Maschinenträger auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 5. Schraubverbindung zwischen den Azimutgetrieben und dem Maschinenträger auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		

4.4.6 Azimutwinkelgeber

Azimutwinkelgeber	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Azimutwinkelgebers prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		

4.4.7 Generatorträger

Generatorträger	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Generatorträgers prüfen.	–	X		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.8 Kupplung

Kupplung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Kupplung prüfen.	–	X		
Zustand der Spannsätze der Kupplung prüfen.	X	X		
Zustand des Berührschutzes Kupplung prüfen.	–	X		
Zustand des Schlüsseltransfersystems der Kupplung prüfen.	X	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Kupplung durchführen.	–	X		
Nur CENTA: Alle Schraubverbindungen der Kupplung auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

4.4.9 Generator

Generator	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Generatorgehäuses prüfen.	–	X		
Zustand der Kohlebürsten prüfen.	X	X		
Restlänge der Kohlebürsten prüfen.	–	X		
Zustand der Schleifringbahnen prüfen.	X	X		
Zustand des Schleifringraums prüfen.	–	X		
Federträger der Kohlebürsten austauschen.	–	X5		
Zustand des Fettsammlers prüfen.	–	X		
Generatorausrichtung prüfen.	X	X		
Luftfiltermatten im Generator austauschen.	–	X		
Elastomerlager des Generators prüfen.	–	X		
Rotorkabelausleitungen im Innenraum des Generators prüfen.	X	X		
Anschluss des Rotorkabels im Generator prüfen.	X	–		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Rotorkabel und den Schleifringbahnen auf Anziehmoment anziehen.	X	–		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Generator	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Rotorausleitungsanschlüsse am Schleifring reinigen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Generators durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Generator und dem Elastomerlager des Generators auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Elastomerlager des Generators und dem Generatorträger auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Prüfung der Personenanslagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.10 **Schmieranlage der Generatorlager**

Schmieranlage der Generatorlagers	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schmieranlage der Generatorlager prüfen.	–	X		
Schmiermittelbehälter befüllen.	–	X		

4.4.11 **Drehzahlerfassung der Generatorwelle**

Drehzahlerfassung der Generatorwelle	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Drehzahlensoren auf der langsamen und schnellen Welle tauschen.	–	X20*		
Zustand der Magnetring auf der Generatorwelle prüfen.	–	X10		

* Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 35 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.12 Khlssystem

Khlssystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Khlwasserprobe nehmen.	–	X3		
Khlwasserdruck prüfen.	X	X		
Funktion der Khlwasserheizung prüfen.	–	X		
Kühlwasser austauschen.	–	n. B.		
Zustand des Schlauch- und Rohrleitungssystems prüfen	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Kühlsystems durchführen.	–	X		

4.4.13 Elektrokettenzug

Elektrokettenzug	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Kranlukengelnders prüfen.	X	X		
N133/4.X und N149/4.X: Zustand der Kranlukenverriegelung prüfen.	X	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Elektrokettenzugs durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Dachträger und dem Träger des Elektrokettenzugs auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Wartung des Elektrokettenzugs gemäß der Herstellervorgaben durchführen.	–	X		
Prüfung des Elektrokettenzugs durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.4.14 Brückenkran

Brückenkran	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Wartung des Brückenkrans mit Schiebefahrwerk gemäß der Herstellervorgaben durchführen.	–	X		
Prüfung des Brückenkrans mit Schiebefahrwerk durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.15 Maschinenhausverkleidung

Maschinenhausverkleidung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Maschinenhausverkleidung prüfen.	X	X		
Maschinenhaus auf Undichtigkeit prüfen.	X	X		
Zustand der Beleuchtung prüfen.	–	X		
N149/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH und N175/6.X: Zustand des Lüfters Maschinenhaus prüfen.	X	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Maschinenhausverkleidung durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Pfosten und dem Maschinen- sowie Generatorträger auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen dem Pfosten und dem Maschinen- sowie Generatorträger auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Pfosten und der Kranschiene auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen dem Pfosten und der Kranschiene auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Alle Schraubverbindungen des Tragwerks des Pfostens auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung des Tragwerk des Pfostens auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Maschinenhausverkleidung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Prüfung des Feuerlöschers durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Erste-Hilfe-Kastens durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.16 Optionsrahmen

Optionsrahmen	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der oberen Elastomerlager des Optionsrahmen prüfen.	–	X		
Zustand der unteren Elastomerlager des Optionsrahmen prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Optionsrahmens durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen des Optionsrahmen am oberen Haltewinkel auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen der oberen Elastomerlager des Optionsrahmens auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen des oberen Halteblechs an der Kranschiene auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen der unteren Elastomerlager des Optionsrahmens auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.4.17 Windsensorik

Windsensorik	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	—	X5		
Ausrichtung der Windsensorik prüfen.	—	X		
Zustand der Windsensorik prüfen.	—	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Windsensorik durchführen.	—	X		
Schalenkreuzanemometer NCV (<i>Thies Compact</i>) austauschen.	—	X20*		
Ultrasonic Anemometer 2D compact austauschen.	—	X20**		
		X20***		
FT Windsensor Typ FT702LT/D50-V22-FF austauschen.	—	X20***		

* Anemometer nach 20 Jahren tauschen, wenn Anlage für 25, 30 oder 35 Jahre ausgelegt ist.

** **Alle Anlagen bis Stromlaufplan 23-1707 (PitchMaster 2+):** Anemometer nach 20 Jahren tauschen, wenn Anlage für 25 oder 30 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.
Alle Anlagen ab Stromlaufplan 23-1708 (Pitch One) und Variante NCV: Anemometer nach 20 Jahren tauschen, wenn Anlage Option Anti-Icing enthält.

*** Anemometer nach 20 Jahren tauschen, wenn Anlage für 30 oder 35 Jahre ausgelegt ist.

4.4.18 Außentemperatursensor

Windsensorik	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Außentemperatursensor austauschen.	—	X20*		

* **Alle Anlagen bis Stromlaufplan 23-1707 (PitchMaster 2+):** Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 25 oder 30 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.
Alle Anlagen ab Stromlaufplan 23-1708 (Pitch One): Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 30 oder 35 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.
Alle Anlagen ab Stromlaufplan 23-1708 (Pitch One) und AIS: Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 25 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.19 Kühlerrahmen

Kühlerrahmen	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Passivkühler prüfen.	–	X		
Zustand der Anbauteile des Kühlerrahmens prüfen.	–	X		
Zustand des Schlauch- und Rohrleitungssystem prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Kühlerrahmens durchführen.	–	X		
Prüfung der Personenanslagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.20 Topbox

Topbox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Kombiniertes Lüfter- und Batteriemodul des <i>SIMOTION</i> -Reglermodul austauschen.	–	X3		
Betriebsstunden des Lüfters des <i>SINAMICS</i> -Einspeisemodul (ALM) prüfen.	–	X		
Betriebsstunden des Lüfters des <i>SINAMICS</i> -Schnittstellenmoduls (AIM) prüfen.	–	X		
Betriebsstunden der Lüfter der <i>SINAMICS</i> -Motormodule prüfen.	–	X		
Analog-Eingabemodul austauschen.	–	X20*		
Temperatur-Messumformer austauschen. (Nur erforderlich, wenn Typ <i>MACX MCR-T-UI-UP-C</i> verbaut ist.)	–	X10		
Temperatur-Messumformer austauschen.	–	X20*		
Funktion der Lüfter der Topbox prüfen.	–	X		
Luftfiltermatten austauschen.	–	X		
Funktion der Heizungen der Topbox prüfen.	–	X		
Zustand der Topbox prüfen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Topbox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der oberen Elastomerlager der Topbox prüfen.	–	X		
Zustand der unteren Elastomerlager der Topbox prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Topbox durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem oberen Elastomerlager und der Topbox auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem unteren Elastomerlager und der Topbox anziehen.	X	X10		

* Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 25 Jahre oder längere Laufzeit ausgelegt ist.

4.4.21 Hauptumrichter

Hauptumrichter	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Wartung des Hauptumrichters gemäß der Herstelldokumentation durchführen.	–	X		
Anschluss der Statorkabel im Hauptumrichter prüfen.	–	X		
Anschluss der Rotorkabel im Hauptumrichter prüfen.	–	X		
Temperaturüberwachung der Leistungskabelanschlüsse Umrichter prüfen.	X	X		
Funktionsprüfung der Störmeldezentrale (TCU) durchführen.	X	X		
Zustand der oberen Elastomerlager des Hauptumrichters prüfen.	–	X		
Zustand der unteren Elastomerlager des Hauptumrichters prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Hauptumrichters durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen der Konsole und dem Hauptumrichter auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Hauptumrichter	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Alle Schraubverbindungen zwischen dem oberen Elastomerlager und dem Hauptumrichter auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Sicherheitsrelais tauschen.	X	X20*		

* Alle Anlagen bis Stromlaufplan 23-1707 (PitchMaster 2+): Tausch nach 20 Jahren, wenn Anlage für 30 Jahre Laufzeit ausgelegt ist.

4.4.22 Netzkabel auf der Niederspannungsseite

Netzkabel	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Netzkabel prüfen.	–	X5		
Zustand des Berührschutzes der Netzkabel prüfen.	X	X		

4.4.23 Statorkabel

Statorkabel	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Statorkabel prüfen.	–	X5		

4.4.24 Rotorkabel

Rotorkabel	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Rotorkabel prüfen.	–	X5		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.4.25 Transformator

Transformator	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Transformators prüfen.	X	X		
Zustand der oberen Elastomerlager des Transformators prüfen.	–	X		
N133/4.X und N149/4.X: Zustand der unteren Elastomerlager des Transformators prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Transformators durchführen.	–	X		
Nicht eingeklebte Schraubverbindung: Schraubverbindungen zwischen Transformator und Generatorträger anziehen.	X	X10		
Zustand Transformatorfüße prüfen	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen auf der Niederspannungsseite prüfen.	–	X		

4.4.26 Eigenverbrauchstransformator

Eigenverbrauchstransformator	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Eigenverbrauchstransformators durchführen.	–	X		

4.4.27 Sicherheitstests

Sicherheitstests	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Warnhinweise prüfen.	–	X5		
Zustand der Signalleuchten prüfen.	–	X		
Zustand der Signalhörner prüfen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Sicherheitstests	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Not-Halt-Schalter im Maschinenhaus prüfen.	–	X		
Zustand der Not-Halt-Schalter im Turmfuß prüfen.	–	X		
Zustand des Ausschalters MS im Maschinenhaus prüfen.	–	X		
Zustand des Ausschalters MS an Box 8 prüfen.	–	X		

4.4.28 Testlauf

Testlauf	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Testlauf durchführen.	X	X		
Betriebsgeräusche der Rotorblätter prüfen.	X	X		
Betriebsgeräusche der Getriebe prüfen.	X	X		
Betriebsgeräusche der Generator prüfen.	X	X		
Betriebsgeräusche der Nebenaggregate prüfen.	X	X		

4.4.29 Option LABKOTEC-Eiserkennung

Option <i>LABKOTEC</i> -Eiserkennung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der <i>LABKOTEC</i> -Eiserkennung prüfen.	–	X		

4.4.30 Option Blitzerkennungssystem RayCap

Option Blitzerkennungssystem <i>RayCap</i>	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Blitzerkennungssystems <i>RayCap</i> prüfen.	–	X		
Batterie in der Auswerteeinheit wechseln	–	X2		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.4.31 Option Wettermastheizung

Option Wettermastheizung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Wettermastheizung prüfen.	–	X		

4.4.32 Option Gefahrenfeuer

Option Gefahrenfeuer	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Gefahrenfeuer prüfen.	–	X		
Akkus der Gefahrenfeuer austauschen.	–	X5		

4.4.33 Option Schattenwurfmodul

Option Schattenwurfmodul	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Schattenwurfmoduls prüfen.	–	X		

4.4.34 Option Niederschlagsmonitor (N133/4.X und N149/4.X)

Option Niederschlagsmonitor	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Niederschlagsmonitors prüfen.	–	X		

4.4.35 Option Klimasensor (N149/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH, N163/6.X und N175/6.X)

Option Niederschlagsmonitor	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Niederschlagsmonitors prüfen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.36 Option Metallpartikelerkennung

Option Metallpartikelerkennung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Metallpartikelsensors prüfen.	–	X		

4.4.37 Option Brandmeldesystem

Option Brandmeldesystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Brandmeldesystems prüfen.	–	X		
Rauchmelder des Brandmeldesystems austauschen.	–	X5		
Infusionsfilter des Ansaugrauchmelders austauschen.	–	X		
Prüfung des Brandmeldesystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.38 Option Feuerlöschsystem - Inertgas-Löschsystem

Option Feuerlöschsystem - Inertgas-Löschsystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Feuerlöschsystems prüfen.	–	X		
Funktion der Auslöseeinrichtungen prüfen.	–	X		
Löschmittelschläuche austauschen.	–	X5		
Löschmittelflasche austauschen.	–	X10		
Zustand der oberen Elastomerlager des Feuerlöschsystems prüfen.	–	X		
Zustand der unteren Elastomerlager des Feuerlöschsystems prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Option Feuerlöschsystem durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen der oberen Elastomerlager des Flaschenhalters auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Option Feuerlöschsystem - Inertgas-Löschsystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Alle Schraubverbindungen der unteren Elastomerlager des Flaschenhalters auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Prüfung des Feuerlöschsystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.39 Option Feuerlöschsystem - Aerosol-Löschsystem (N163/6X)

Option Feuerlöschsystem - Aerosol-Löschsystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Sichtprüfung des Aerosol-Feuerlöschsystems durchführen.	–	X		
Funktionsprüfung des Aerosol-Feuerlöschsystems durchführen.	–	X		
Komponenten des Aerosol-Feuerlöschsystems prüfen.	–	X		
Batterien tauschen.	–	X2		
Melder tauschen.	–	X5		
Aerosolgeneratoren tauschen.	–	X15		
Prüfung des Feuerlöschsystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.40 Option Statcom-Lüfter (N149/5.X, N163/5.X, N163/5.X ESH, N163/6.X und N175/6.X)

Option Statcom-Lüfter	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Statcom-Lüfter prüfen.	–	X		
Funktion prüfen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.4.41 Option Lüfter Maschinenhaus (N133/4.X und N149/4.X)

Option Lüfter Maschinenhaus	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Maschinenhauslüfters prüfen.	–	X		
Funktion prüfen.	–	X		

4.4.42 Option Steigschutzsystem

Option Steigschutzsystem	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Prüfung des Steigschutzsystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.4.43 Reinigung und Schutzkonservierung

Reinigung und Schutzkonservierung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Schutzanstrich und Schutzkonservierung ausbessern.	X	X		
Maschinenhaus reinigen.	X	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.5 Wartung des Turms

4.5.1 Turm (Stahlrohr-Segmente)

Turm (Stahlrohr-Segmente)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Stahlrohr-Segmente außen prüfen.	–	X		
Zustand der Stahlrohr-Segmente innen prüfen.	–	X		
Zustand der Turmplattformen prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	X	X		
Zustand der Kabelführung prüfen.	X	X		
Zustand der Beleuchtung prüfen	–	X		
Zustand der Turmtür prüfen.	–	X		
Zustand der Turmzugangsbeleuchtung prüfen.	–	X		
Zustand der Turmzugangstreppe prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Stahlrohrsegmente durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen den Plattformhaltern und der Turmwand auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
Jede 2. Schraubverbindung zwischen den Plattformhaltern und der Turmwand auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen zwischen den Leiterhaltern und der Turmwand auf Anziehmoment durchführen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen des Plattformgeländers auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Klangprüfung der Turmflanschverschraubungen durchführen.	–	X		
TCS164 (NV06)/TCS164-03 (NV07)/TCS164B-00 (N20),TCS164B-01 (N21), TCS164B-03 (N23) und TCS168N-00: Klangprüfung der Verschraubung zwischen Stahlrohrturm und Übergangsring des Betonturms durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen den Turmflanschen auf Anziehmoment anziehen.	X	–		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Turm (Stahlrohr-Segmente)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Jede 10. Schraubverbindung zwischen den Turmflanschen auf Anziehmoment anziehen.	–	X1 X10		
TCS164 (NV06)/TCS164-03 (NV07)/TCS164B-00 (N20) und TCS164B-01 (N21): Alle Schraubverbindungen zwischen Stahlrohrturm und Übergangsring des Betonturms auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
TCS164 (NV06)/TCS164-03 (NV07)/TCS164B-00 (N20) und TCS164B-01 (N21): Jede 10. Schraubverbindung zwischen Stahlrohrturm und Übergangsring des Betonturms auf Verspannkraft anziehen.	–	X1 X10		
TCS164B-03 (N23) und TCS168N-00: Alle Schraubverbindungen zwischen Stahlrohrturm und Übergangsring des Betonturms auf Verspannkraft anziehen.	X	X1		
TCS164B-03 (N23) und TCS168N-00: Jede 10. Schraubverbindung zwischen Stahlrohrturm und Übergangsring des Betonturms auf Verspannkraft anziehen.	–	X10		
Klangprüfung der Fundamentverschraubungen durchführen.	–	X		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Turmflansch und dem Turmfundament auf Verspannkraft anziehen.	X	–		
Jede 10. Schraubverbindung zwischen dem Turmflansch und dem Turmfundament auf Verspannkraft anziehen.	–	X1 X10		
Alle Schraubverbindungen zwischen dem Halter der Treppe und der Turmwand auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Alle Schraubverbindungen der Träger der Turmzugangsplattform auf Anziehmoment anziehen.	X	X10		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung der Steigleiter durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Steigschutzsystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Turm (Stahlrohr-Segmente)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Prüfung des Feuerlöschers durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Erste-Hilfe-Kastens durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.5.2 Turm (Beton-Segment)

Turm (Beton-Segmente)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Betonturmhülle prüfen.	–	X		
Zustand des Kopfplattenstoßes des geteilten Übergangsrings prüfen.	X	X		
Zustand des Abdeckblechs des Kopfplattenstoßes des geteilten Übergangsrings auf der Turmaußenseite prüfen.	–	X		
Zustand der Turmplattformen prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	X	X		
Zustand der Kabelführung prüfen.	X	X		
Zustand der Beleuchtung prüfen.	–	X		
Zustand der Turmtür prüfen.	–	X		
Zustand der Turmzugangsbeleuchtung prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung aller Schraubverbindungen des geteilten Übergangsrings im Turminnenen durchführen.	X	X		
TCS164 (NV06), TCS164B-00 (N20), TCS164B-01 (N21), TCS164B-03 (N23) und TCS168N-00: Sichtprüfung der Schraubverbindungen Leiterweg Betonsektion durchführen.	–	X		
TCS164 (NV05): Alle Schraubverbindungen zwischen den Leiterhaltern und den Abstandshaltern auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
TCS164 (NV05): Jede 2. Schraubverbindung zwischen den Leiterhaltern und den Abstandshaltern auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Turm (Beton-Segmente)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Sicht- und Lockerheitsprüfung des Plattformgeländers durchführen.	X	X		
TCS164 (NV05): Alle Schraubverbindungen zwischen den Abstandshaltern und dem Träger auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
TCS164 (NV05): Jede 2. Schraubverbindung zwischen den Abstandshaltern und dem Träger auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
TCS164 (NV05): Alle Schraubverbindungen zwischen den Leiterhaltern und der Betonwand auf Anziehmoment anziehen.	X	–		
TCS164 (NV05): Jede 2. Schraubverbindung zwischen den Leiterhaltern und der Betonwand auf Anziehmoment anziehen.	–	X10		
Zustand der Spannglieder prüfen.	–	X		
Prüfung der Personenanschlagpunkte durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung der Steigleiter durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Steigschutzsystems durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Feuerlöschers durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		
Prüfung des Erste-Hilfe-Kastens durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.5.3 Turmfundament

Turmfundament	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Turmfundaments prüfen.	–	X		
Zustand des Turmkellers prüfen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.5.4 Schwingungsdämpfer bzw. Schwingungstilger

ESM-Schwingungsdämpfer	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Schwingungsdämpfers prüfen.	–	X		
Verschleißmessung durchführen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Schwingungsdämpfers.	–	X		

Wölfe-Schwingungstilger	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Schraubverbindungen des Schwingungstilgers anziehen.	X	–		
Zustand des Schwingungstilgers prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen des Schwingungstilgers durchführen.	–	X5		
Zustand des Reibbelags prüfen.	–	X5		

4.5.5 Turmkabel

Turmkabel	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	X	X		
Zustand des Kabelstrumpfs des Mittelspannungskabels prüfen.	X	X		

4.5.6 Bottombox

Bottombox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Bottombox prüfen.	–	X		
Zustand der Heizung der Bottombox prüfen.	–	X		

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Bottombox	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des Lüfters der Bottombox prüfen.	–	X		
Luftfiltermatten austauschen.	–	X		
Zustand der Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Bottombox durchführen.	–	X		

4.5.7 Schaltanlage

Schaltanlage	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Schaltanlage prüfen.	–	X		
Zustand des Überstromschutzrelais prüfen.	–	X		
Zustand der Leistungskabel und Steuerleitungen prüfen.	–	X		
Fülldruck des Schutzgasbehälters prüfen.	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Schaltanlage durchführen.	–	X		

4.5.8 CWE-Scada-Box (CSB)

CWE-Scada-Box (CSB)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der CSB prüfen.	–	X		
Zustand der Steuerleitungen prüfen.	–	X5		
Wartung Klimagerät	–	X		
Sicht- und Lockerheitsprüfung der Schraubverbindungen der Bottombox durchführen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

4.5.9 Yaw Power Backup System (YPBS)

Yaw Power Backup System (YPBS)	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand des YPBS prüfen.	–	X		
Zustand der Batterie prüfen.	–	X		

4.5.10 Option Turmaufstiegshilfe

Option Turmaufstiegshilfe	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Wartung der Turmaufstiegshilfe gemäß der Herstellervorgaben durchführen.	–	X		
Prüfung der Turmaufstiegshilfe durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

4.5.11 Option Einbruchmeldeanlage

Option Einbruchmeldeanlage	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Zustand der Einbruchmeldeanlage prüfen.	–	X		

4.5.12 Option Turmbefahranlage

Option Turmbefahranlage	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK - B 0	Ausgeführt durch:
Wartung der Turmbefahranlage gemäß der Herstellervorgaben durchführen.	–	X		
Prüfung der Turmbefahranlage durch eine befähigte Person veranlassen.	–	X*		

	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

4.5.13 **Reinigung und Schutzkonservierung**

Reinigung und Schutzkonservierung	Erst- wartung	Jahres- wartung	OK – B 0	Ausgeführt durch:
Schutzanstrich und Schutzkonservierung ausbessern.	–	X		
Turm reinigen.	–	X		

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

5. Unterschriften zur ausgeführten Wartung



HINWEIS

Angaben unter folgenden Feldern in Druckschrift eintragen:

- "Wartung ausgeführt von"
- "Datum"

WEA betriebsbereit?

Ja ☐

Nein ☐

Datum:

Wartung ausgeführt von:

Unterschrift:

Firmenstempel:

 	Windenergieanlage	E0004345416 Rev. 28/14.05.2024
---	-------------------	-----------------------------------

Bemerkungen:

E0004345416 Rev. 28/14.05.2024	Windenergieanlage	 
-----------------------------------	-------------------	---

Bemerkungen:

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

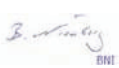
- 16.1.6.1 Transport-, Zuwegungs- und Krananforderungen - Nordex N149.pdf
- 16.1.6.2 Transport-, Zuwegungs- und Krananforderungen - Nordex N163.pdf

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: E0004928868
		Rev.: 12
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN DELTA4000/5.X		Seite: 1 / 42



- Originaldokument -

Sprache: DE
Abteilung: Engineering/CPS

Bearbeiter  05-09-2023	Prüfer  15-09-2023	Überprüft  15-09-2023
---	---	--

© 2023 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: E0004928868
		Rev.: 12
TRANSPORT, ZUWEGUNG UND KRANANFORDERUNGEN		Seite: 2 / 42

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

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

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie

Nordex Energy SE & Co. KG.

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N149/5.X N163/5.X N163/5.X ESH

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt.....	9
2.5	Maße der Komponenten am Kranhaken.....	10
2.5.1	Maße beim Transport (mit Transportgestell).....	10
2.5.2	Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)	11
2.6	Transportvorrichtungen	11
2.7	Türme.....	13
2.8	Ankerkörbe.....	15
3.	Anforderungen an die Zugangswege	16
3.1	Generelle Anforderungen	16
3.2	Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen.....	17
4.	Belastungen	18
4.1	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien	18
4.1.1	Steigungen und Gefälle	18
4.1.2	Vertikale Radien.....	19
4.1.3	Lichttraumprofil auf gerader Strecke	19
4.2	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter.....	20
4.2.1	Kurven.....	20
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	24
4.2.3	Wegebau.....	25
4.2.4	Ausweichflächen.....	26
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	28
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	29
4.3	Reibseilabspannung	30
4.4	Öffentliche Straßen	31
5.	Krananforderungen	32
6.	Kranstellfläche	33
6.1	Allgemein	33
6.2	Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm	38
6.3	Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Hybridturm TCS164B-01.....	39
6.4	Daten Kranstellflächen	40
6.5	Vormontagefläche für Betonsektion des Hybridturms TCS168N-00.....	41

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

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

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

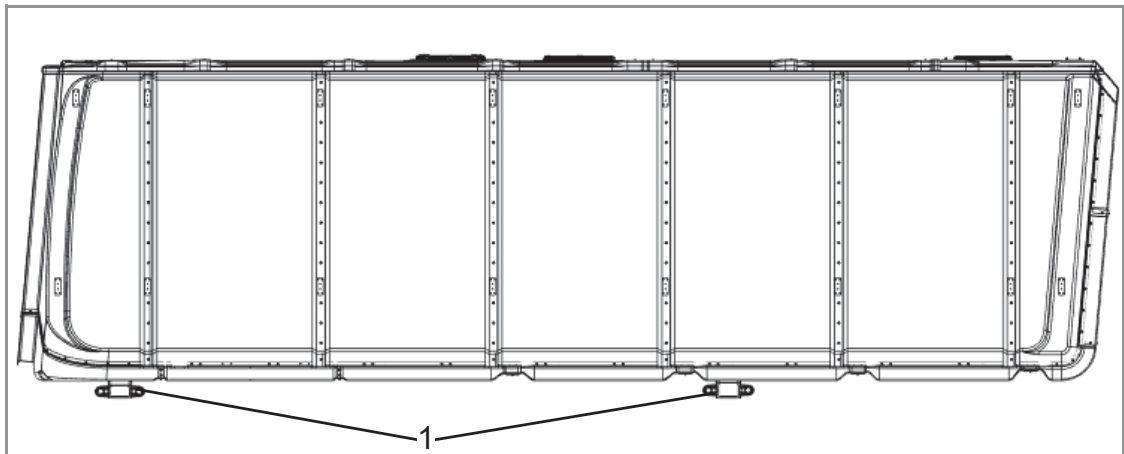


Abb. 1: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

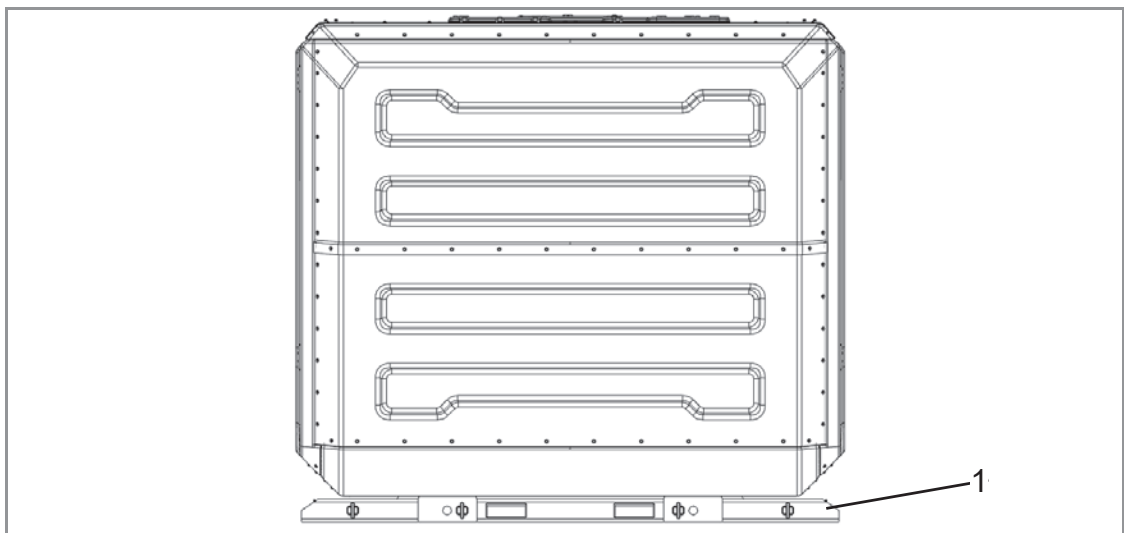


Abb. 2: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

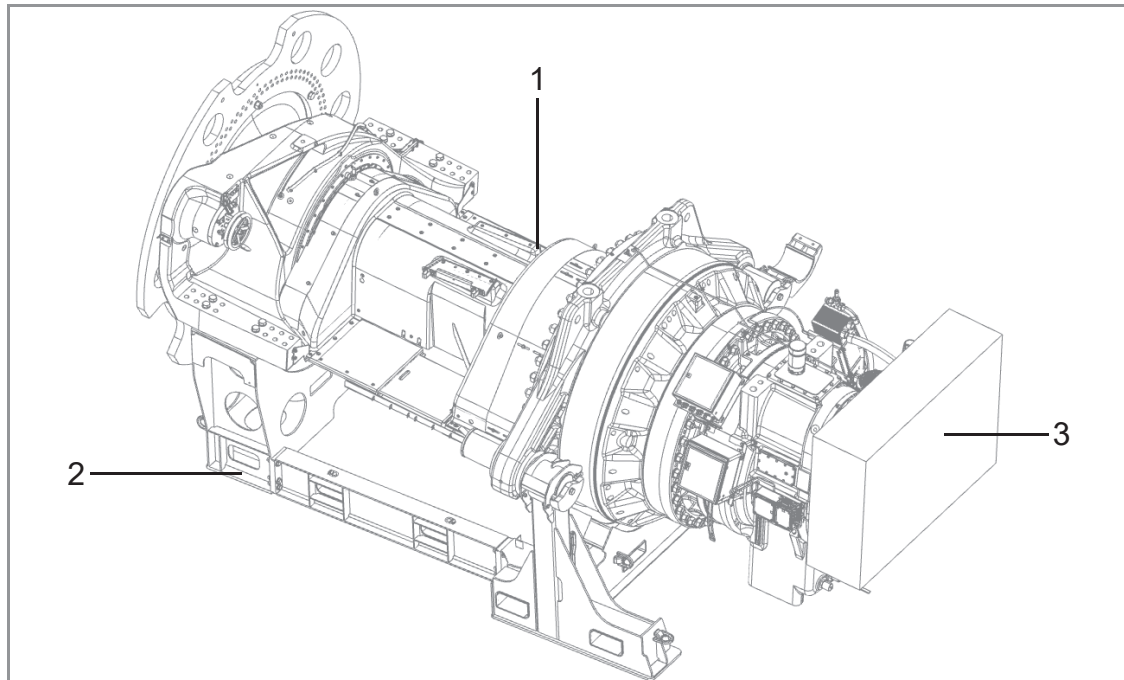


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

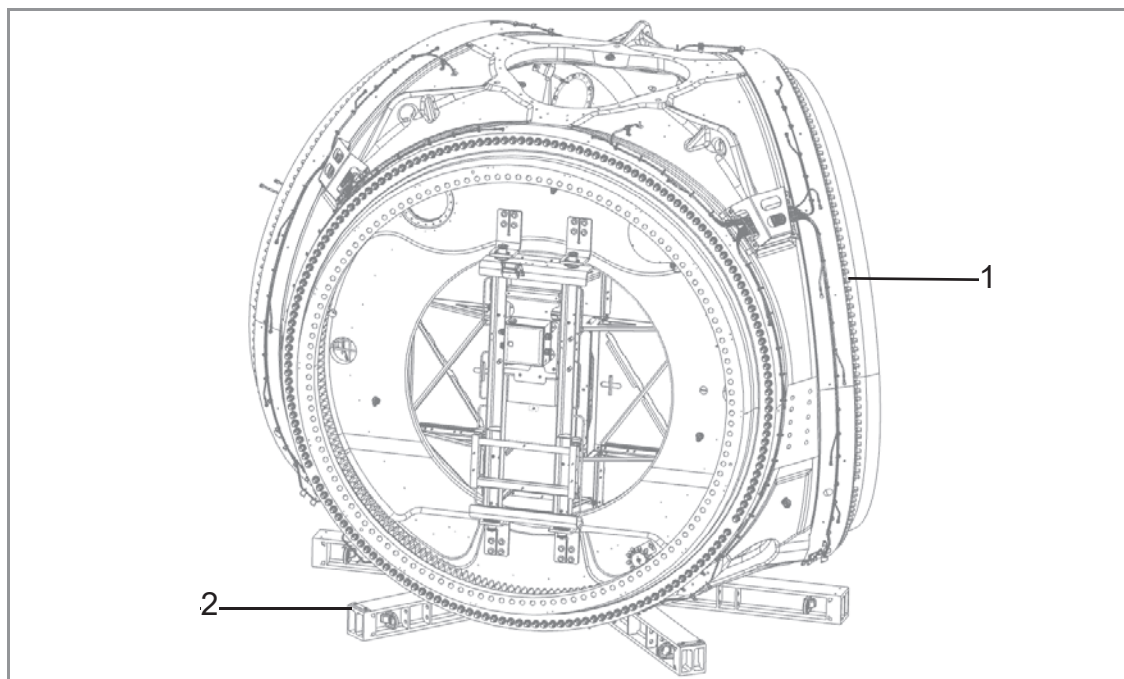


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21, Seite 35 und Abb. 22, Seite 36) montiert.

2.4 Rotorblatt

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

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

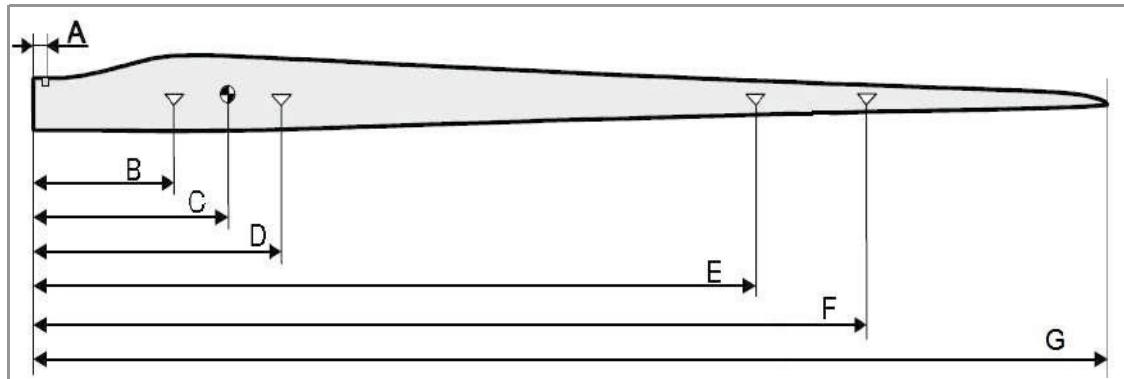


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

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

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

¹ Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

² Mit Tipuntergestell auf Boden.

³ Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

⁴ Abhängig von Variante (mit/ohne AIS)

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.
- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

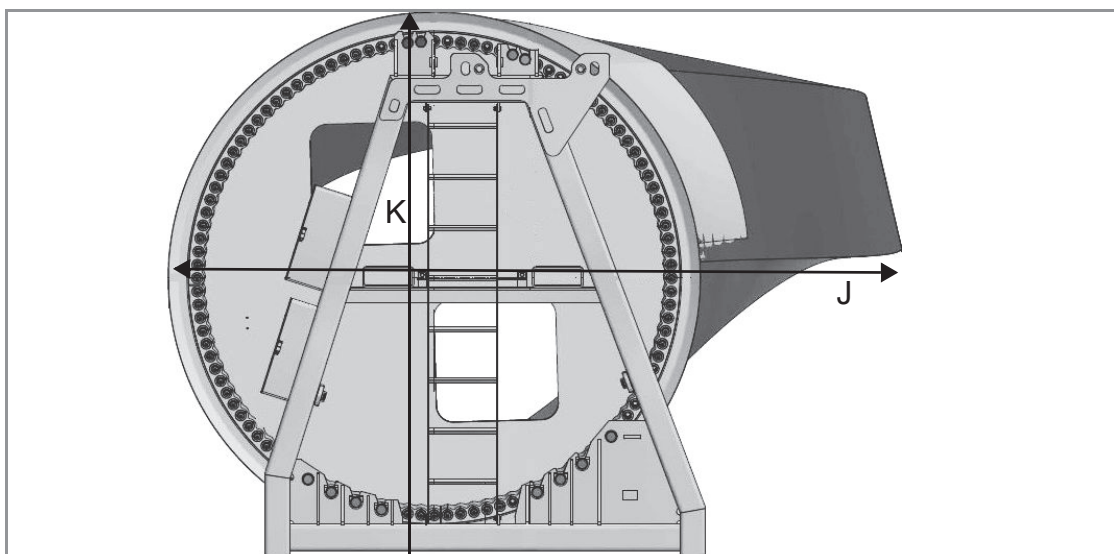


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

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

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

Rotornabe	N149	N163	N163 ESH
Höhe/max. Breite/max. Länge ohne Spinner	N149: 4,00 m/4,68 m/5,28 m N163: 4,00 m/4,38 m/4,78 m N163 ESH: 4,00 m/4,42 m/4,85 m		
Gewicht*	max. 63,5 t	max. 55,2 t	max. 65,4 t

* Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

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

Rotornabe	N149	N163	N163 ESH
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m		
Gewicht*	max. 69,9 t	max. 58,3 t	max. 56,1 t

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

* Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

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

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

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

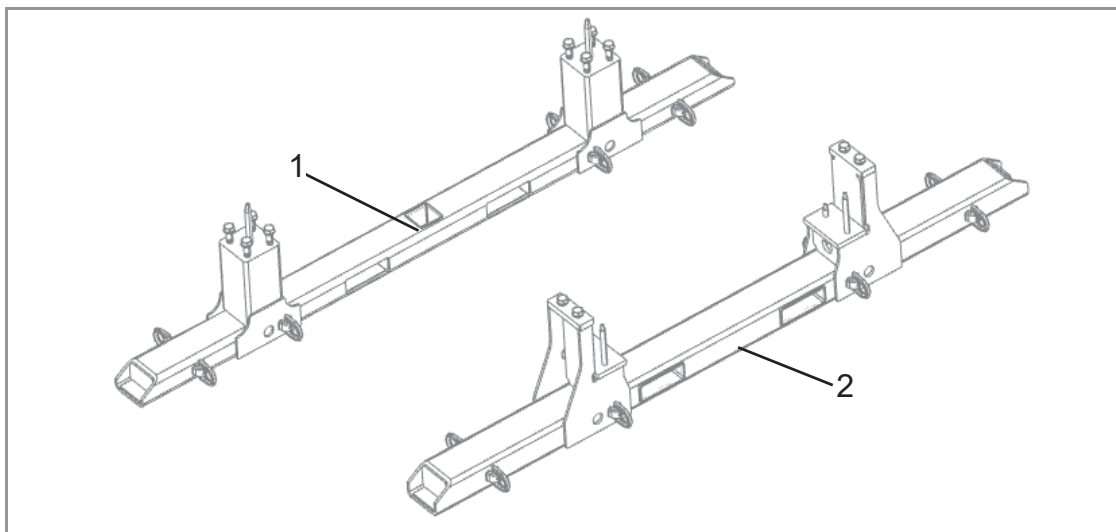


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

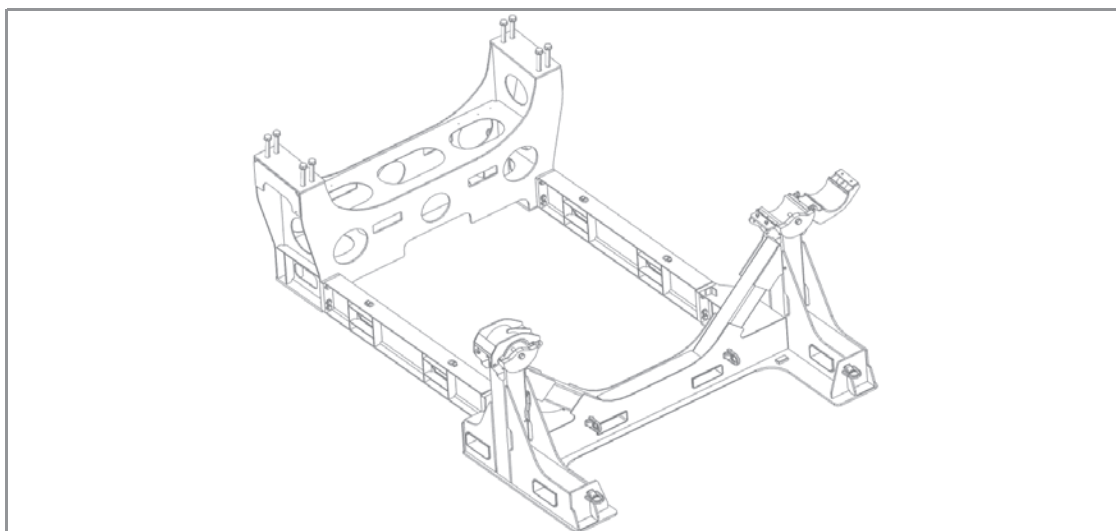


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

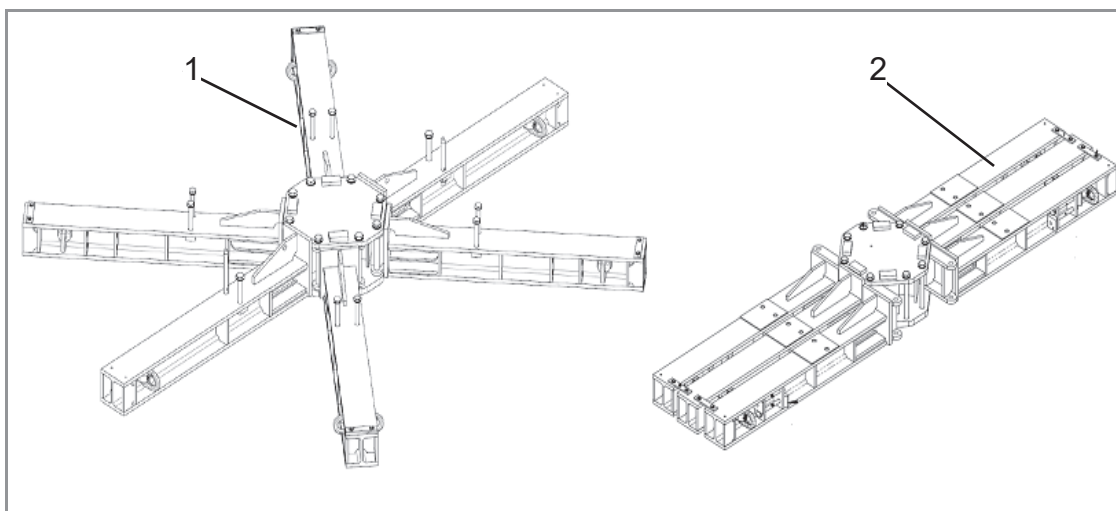


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

2.7 Türme

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

N149/5.X

Türme	TS100-00	TS105-01	TS125-04	TS155-02
Nabenhöhe	100,4 m	104,7 m	125,4 m	154,9 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			
Anzahl Sektionen	4	4	6	6
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	96 t	80 t	80 t	98 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,31 m	5,30 m

N149/5.X und N163/5.X

Türme	TC120N-01	TCS164B-01
Nabenhöhe	120,0 m	164,0 m
Turmtyp	Betonturm	Hybridturm
Anzahl Sektionen	Betonturm	3 Stahlsektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	20,00 m	30,00 m*
Max. Sektionsgewicht	ca. 260 t	72 t*
Max. Sektionsdurchmesser	9,00 m	4,30 m*

* Für Stahlteil des Turmes.

N163/5.X

Türme	TS98-01	TS100-00	TS108-01	TS108-05	TS118-00
Nabenhöhe	98,5 m	100,4 m	107,5 m	108,0 m	118,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				
Anzahl Sektionen	4	4	4	5	5
Maximale Sektionslänge	30,20 m	35,00 m	35,40 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	84 t	96 t	80 t	72 t	80 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	4,30 m	4,30 m	4,30 m

Türme	TS125-06	TS148-00	TS159-00	TCS168N-00
Nabenhöhe	125,0 m	148,0 m	158,5 m	168,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm			Hybridturm
Anzahl Sektionen	6	6	7	3 Stahlsekt. 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m [*]
Max. Sektionsgewicht	67,5 t	98 t	100 t	71,6 t [*]
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	5,00 m	5,30 m	4,30 m [*]

* Für Stahlteil des Turmes.

N163/5.X ESH (Extended Suitability Hub)

Türme	TC120N-01
Nabenhöhe	120,0 m
Turmtyp	Betonturm
Anzahl Sektionen	Betonturm
Maximale Sektionslänge	20,00 m
Max. Sektionsgewicht	ca. 260 t
Max. Sektionsdurchmesser	9,00 m

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

2.8 Ankerkörbe

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

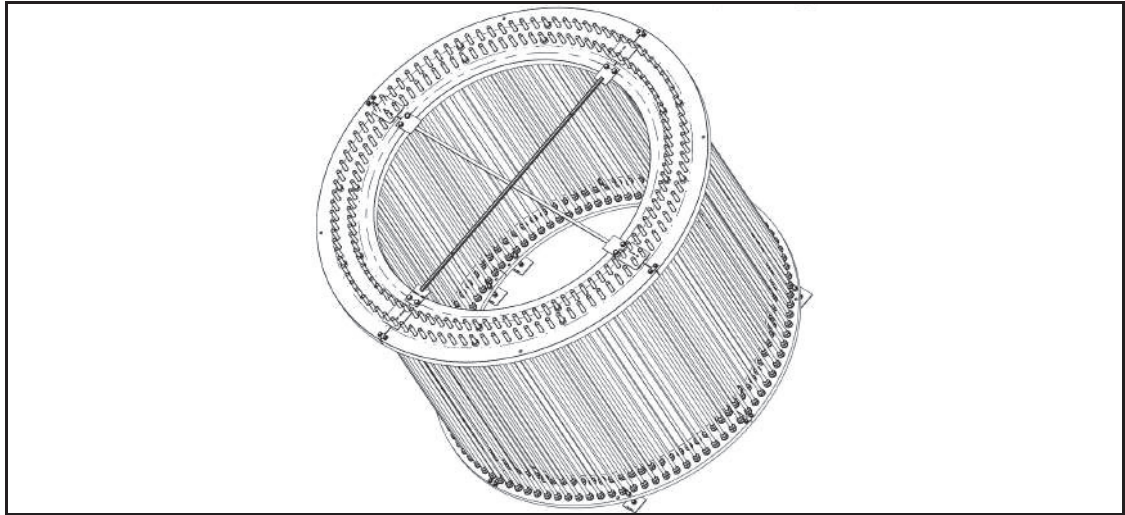


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

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

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

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

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

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



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

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

Fahrzeuggewichte

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

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

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

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

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

4.1.2 Vertikale Radien

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

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

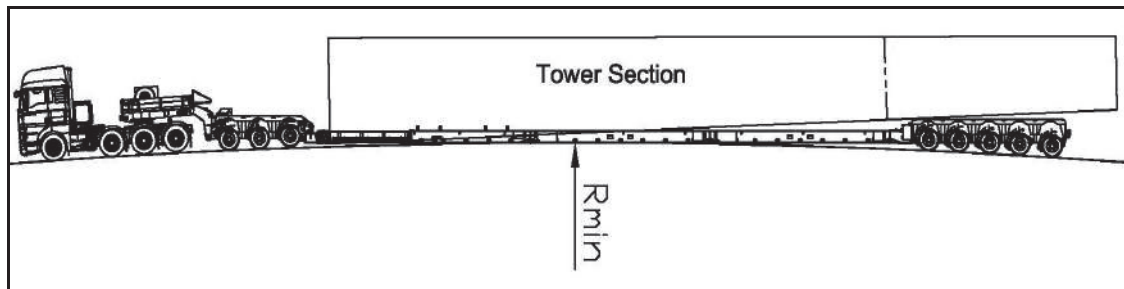


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

H	Lichtraumhöhe	ca. 5,00 - 6,80 m (je nach Anlage und Transporttechnik)
W	Lichtraumbreite	6,00 m

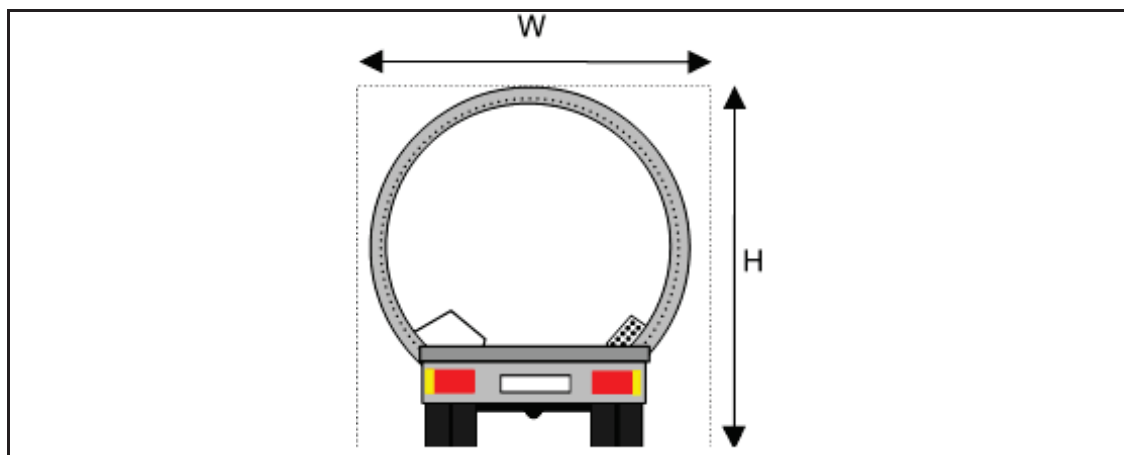


Abb. 12: Lichtraumprofil

Die Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen beträgt in der Regel brückenbedingt ca. 4,5 m. Innerhalb der Baustellenzuwegung ist projekt- bzw. standortbedingt eine Lichtraumhöhe von 5 m bis 6,80 m und eine Lichtraumbreite von mindestens 6 m zu gewährleisten.

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

abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

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



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

Spannung	Sicherheitsabstand (nach EN 50110 oder vergleichbarer landespezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	0,3 m
bis 110 kV	2 m
bis 220 kV	3 m
bis 380 kV	4 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

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

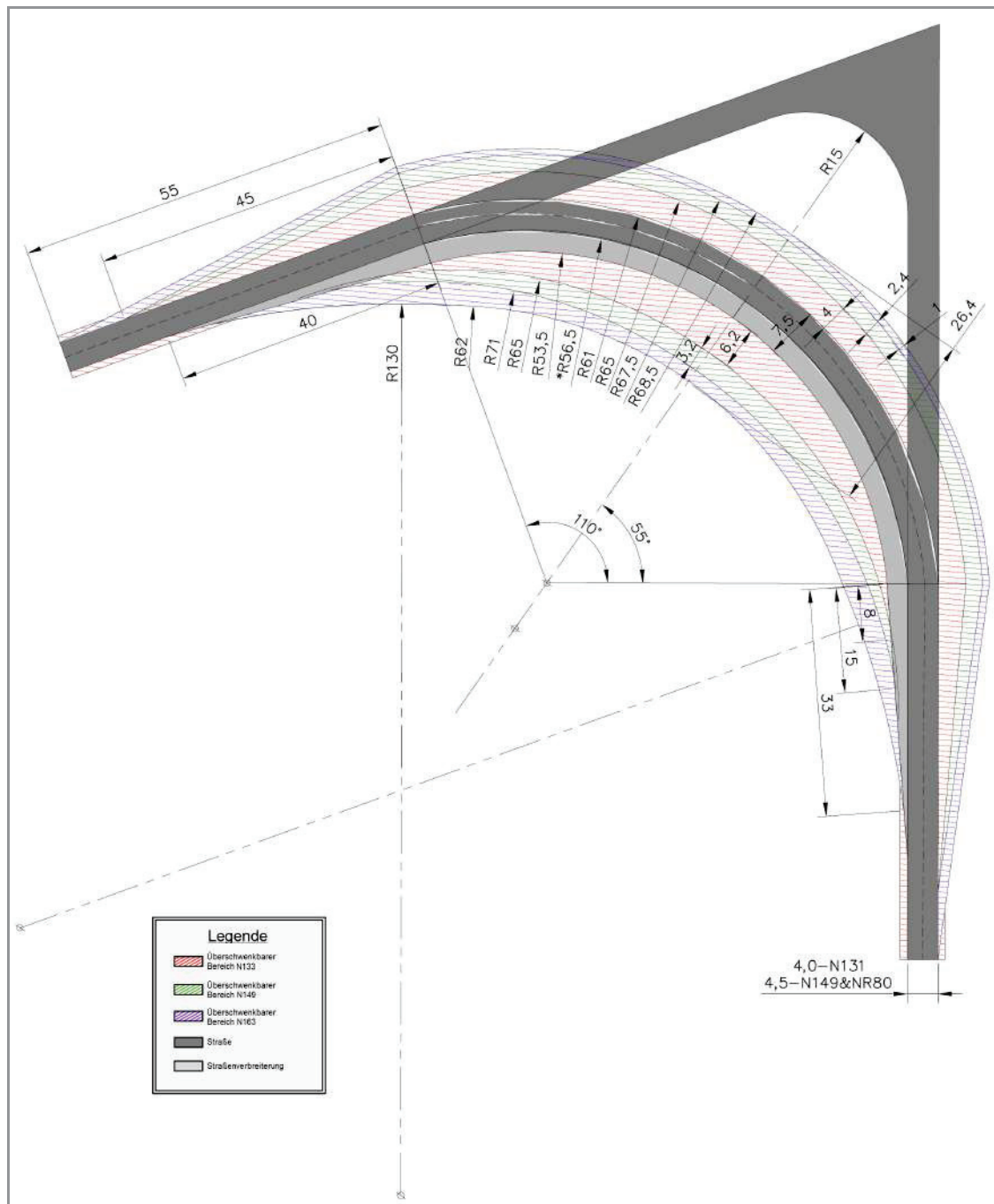


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

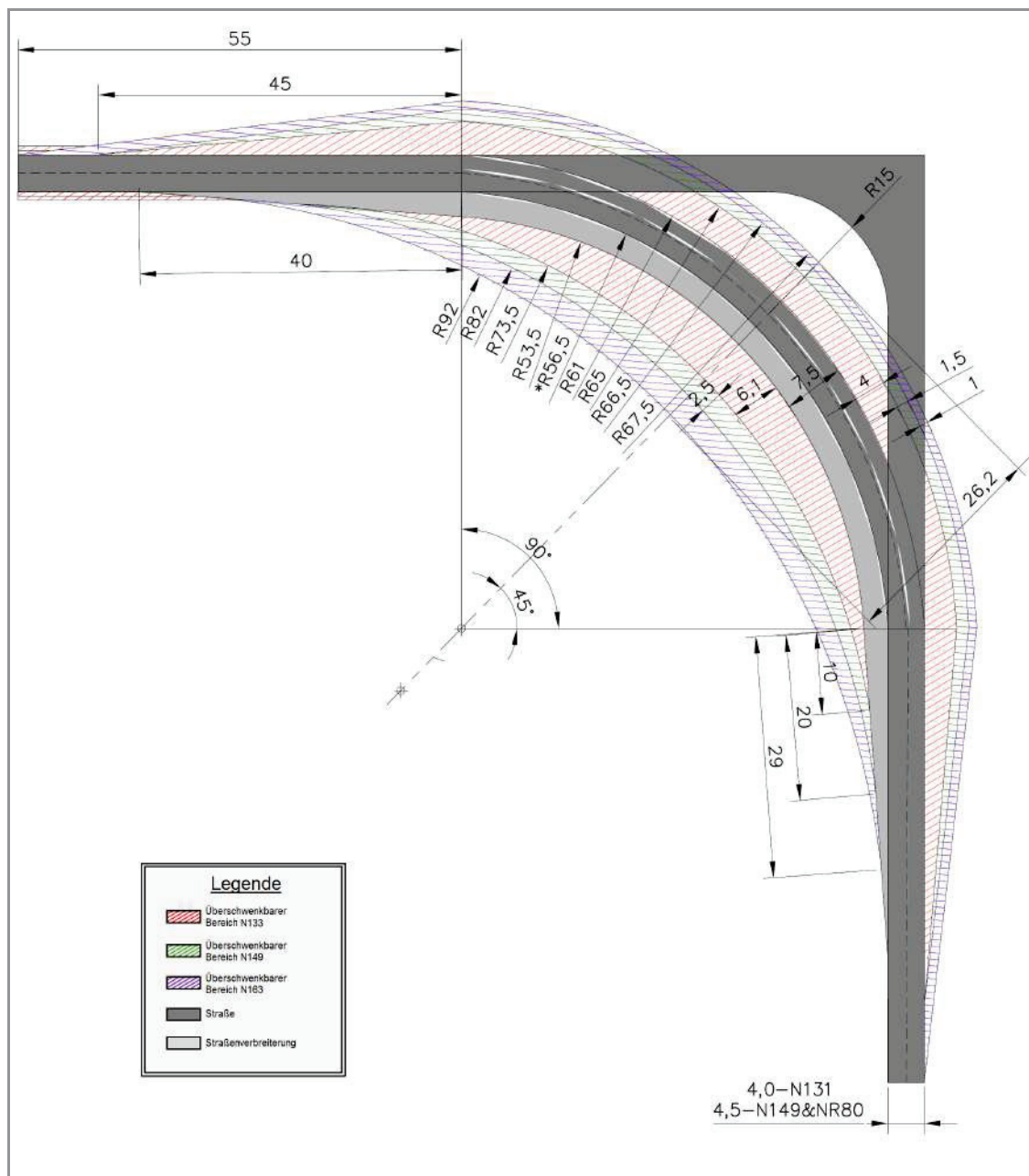


Abb. 14: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

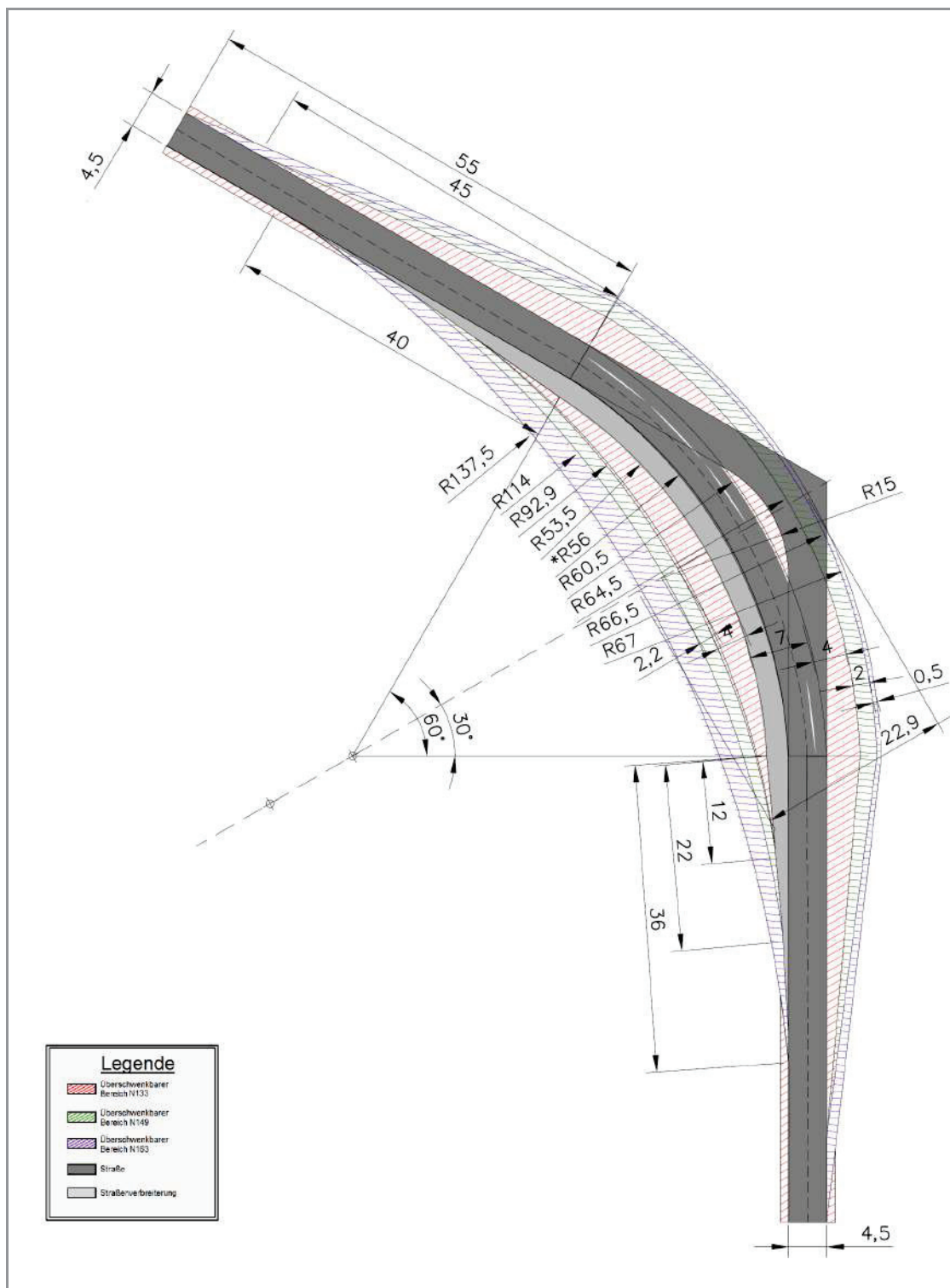


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



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

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

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

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

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



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

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

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

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

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

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



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

4.2.3 Wegebau

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

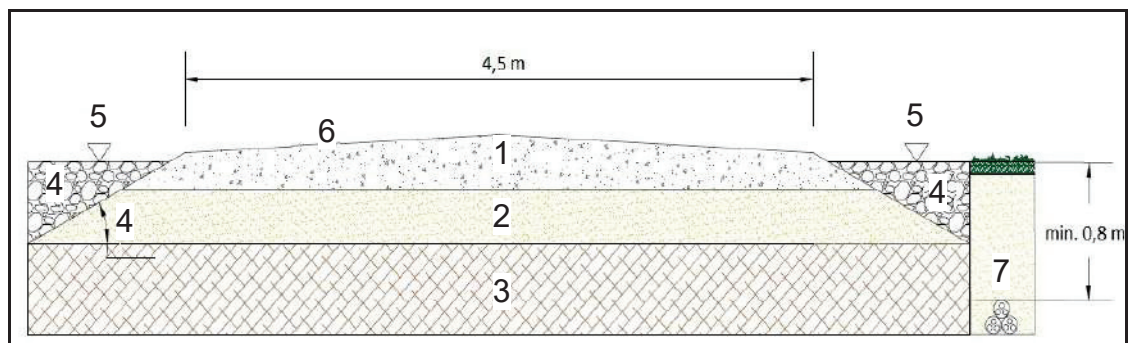


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

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

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

- Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als oben genannt müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ($< 0,063$ mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7 %.
- Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
- Ebene Straßenoberflächen.
- Einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter, muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung unter dem 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.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Verfahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.

4.2.4 Ausweichflächen

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

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

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

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

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

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

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

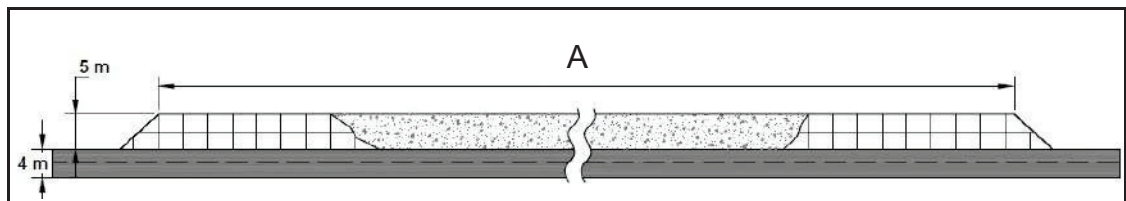


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: 3 x 90 m oder 270 m

N163: 3 x 100 m oder 300 m

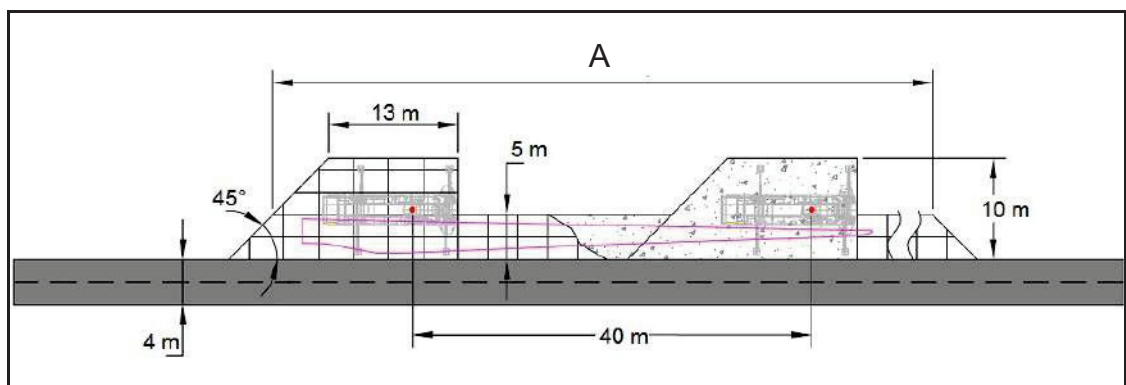


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: 3 x 90 m oder 270 m

N163: 3 x 100 m oder 300 m

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

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

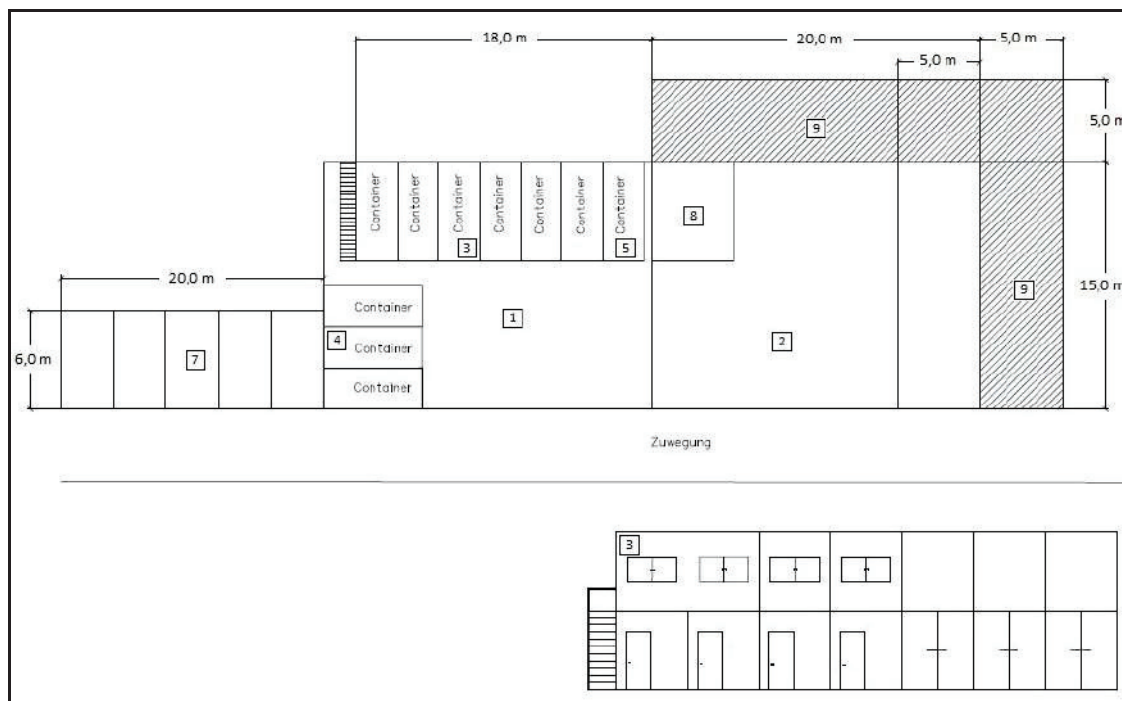


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

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

Anforderungen für die Bürofläche

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

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

- Nordex Büro 20-ft-Container

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

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

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

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

* Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

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

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



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

4.3 Reibseilabspannung

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

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

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

Turm	Abspannradius [m]
N149/5.X TS100-00	48
N149/5.X TS105-01	45
N149/5.X TS125-04	36
N149/5.X TS155-02	63
N163/5.X TS98-01	48
N163/5.X TS100-00	48
N163/5.X TS125-06	48
N163/5.X TS108-01	45
N163/5.X TS118-00	55
N163/5.X TS148-00	53
N163/5.X TS159-00	63

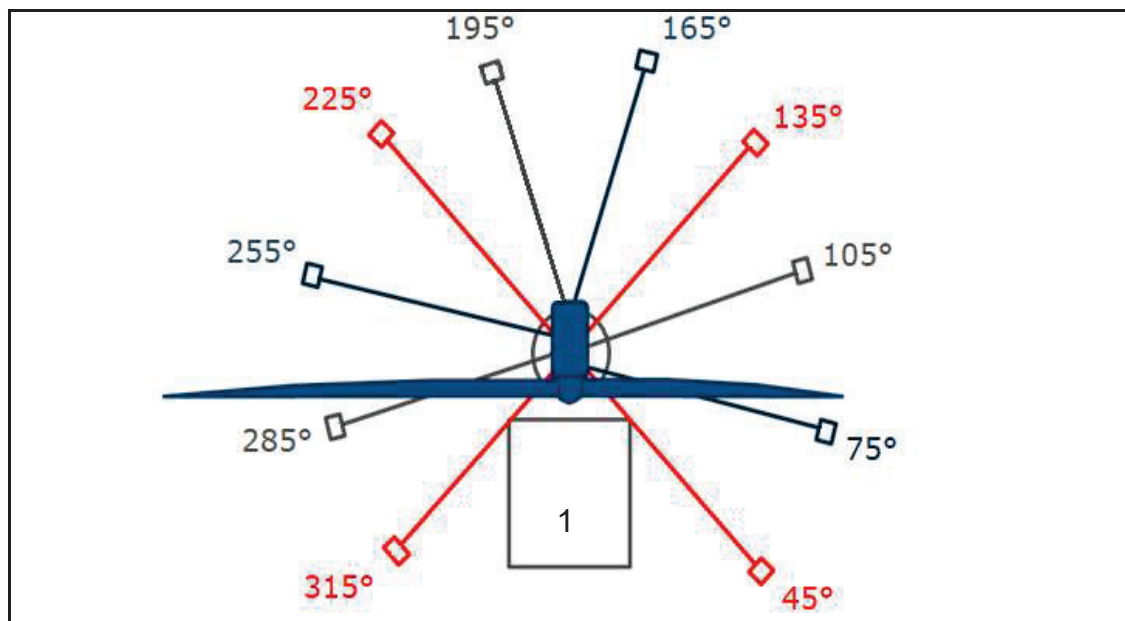


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

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

Nordex kann hierbei bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und der Benennung erforderlicher Baumaßnahmen behilflich sein. Hierzu kann es, je nach Komplexität der Zuwegung erforderlich sein, frühzeitig eine Probegenehmigung zu beantragen, eine Schleppkurvensimulation auf Basis einer 3D-Analyse oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

5. Krananforderungen

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

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

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

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

6. Kranstellfläche

6.1 Allgemein

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

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

Beim Hybridturm TCS164B-01 ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 27) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohrtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 25 und Abb. 26.

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

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

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

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

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

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

Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Kranstellflächen können Mehrkosten verursachen. Individuelle Änderungen/Transport-, Montage- und Krankonzepte sind unbedingt schriftlich im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

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

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

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

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

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

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

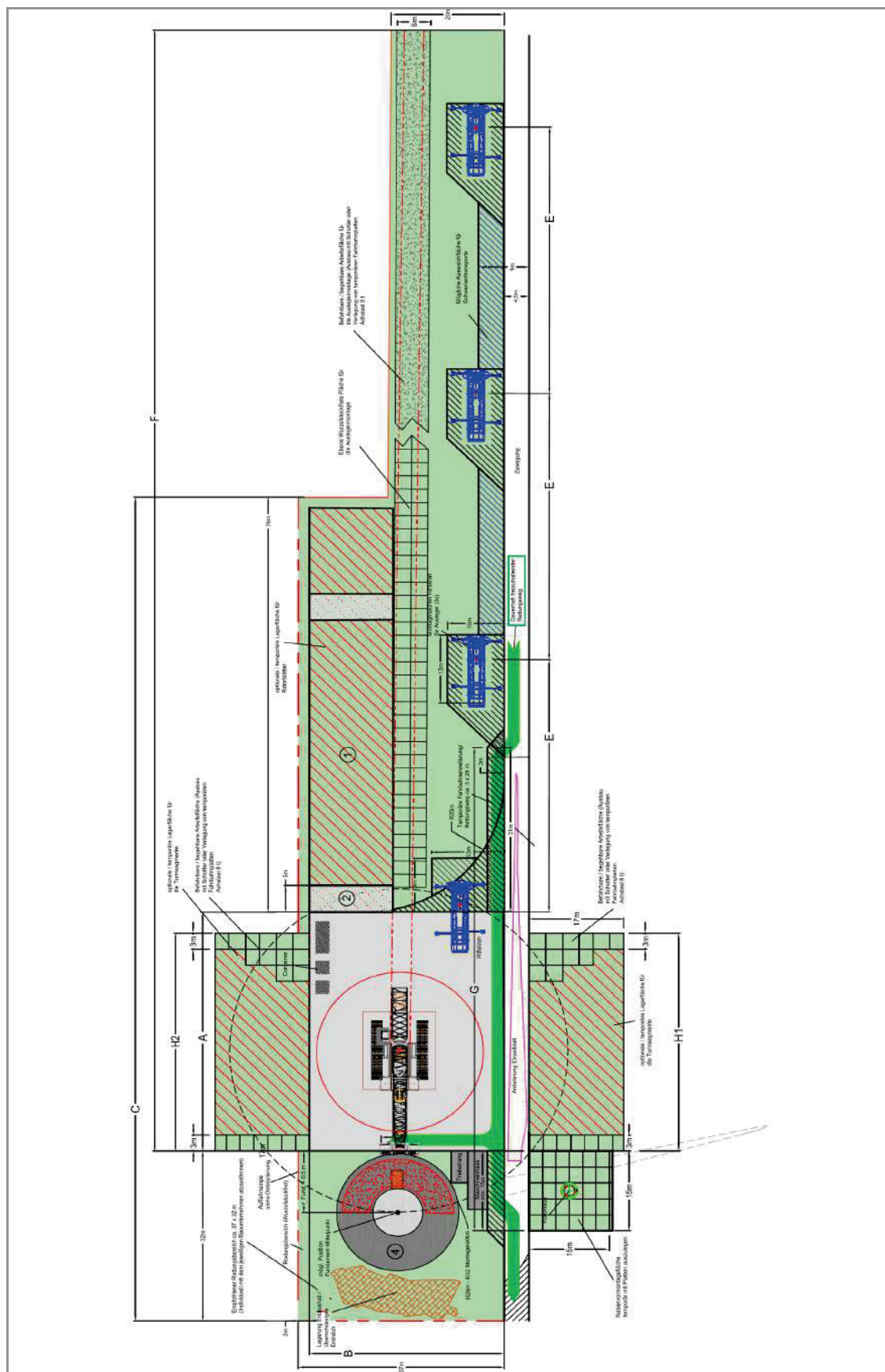


Abb. 21: Anforderungen an die Kranstellfläche Offenlandstandort bis max. 170 m

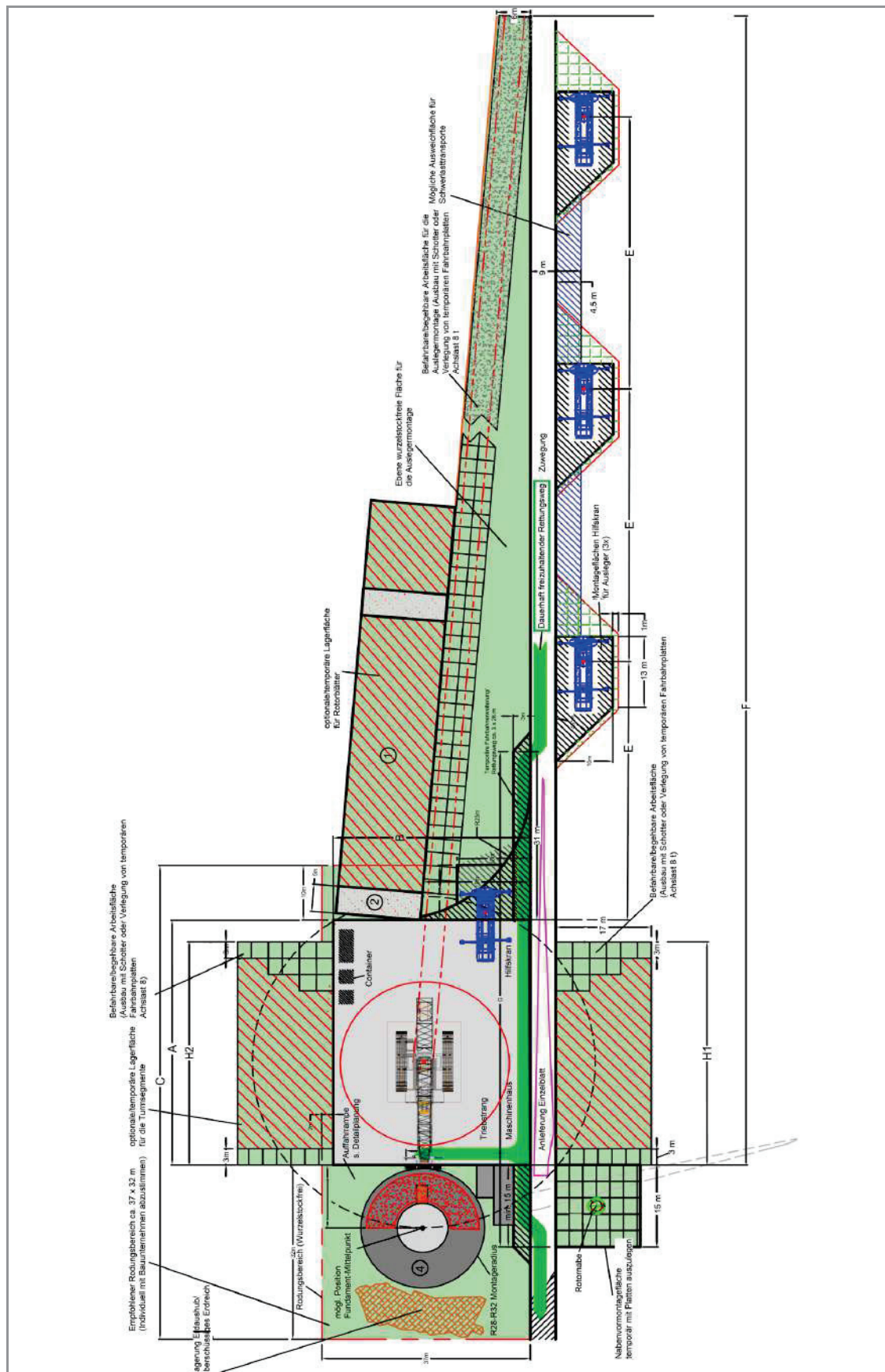


Abb. 22: Anforderungen Kranstellfläche Wald bis max. 170 m Nabenhöhe

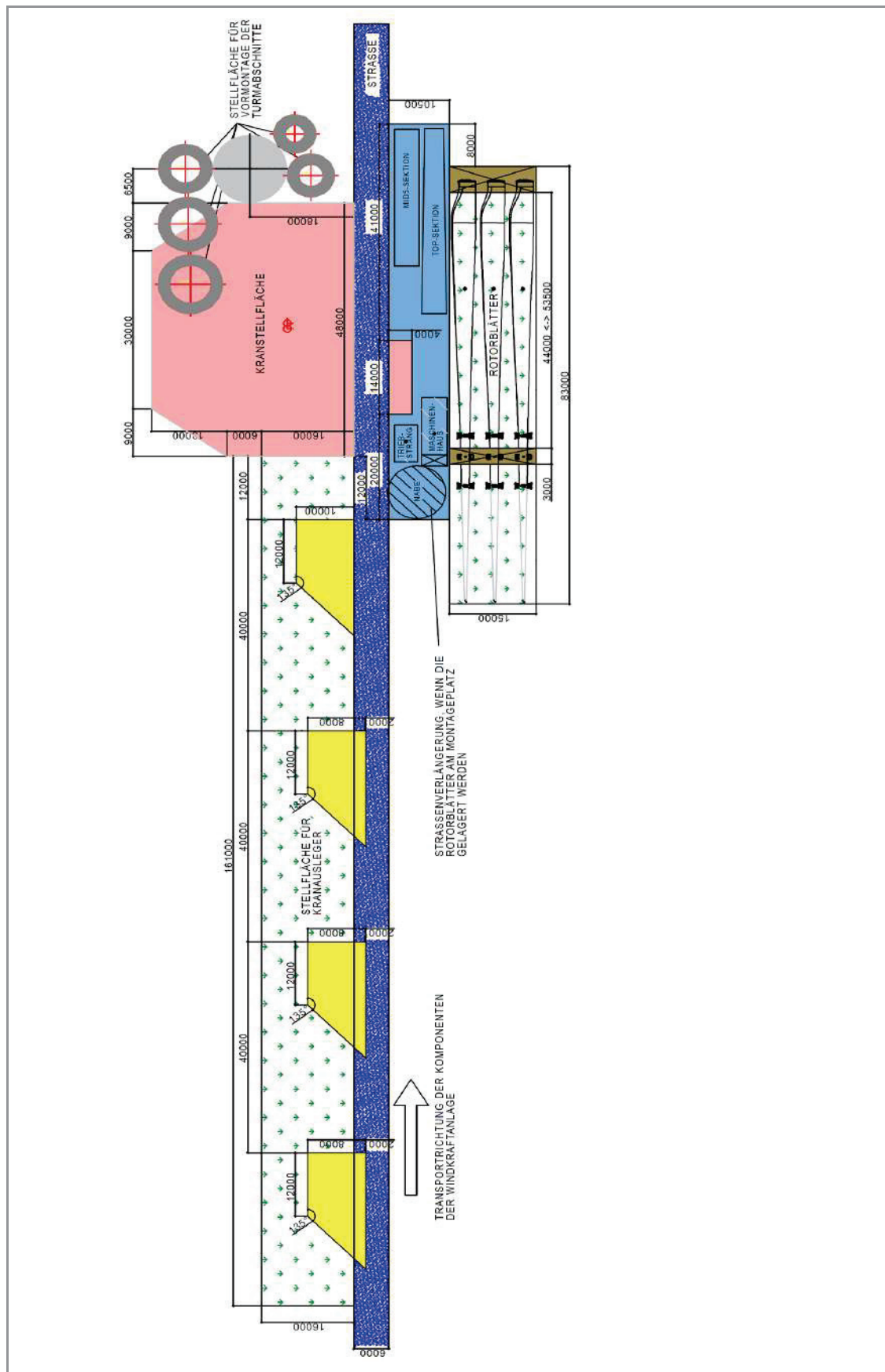


Abb. 23: Anforderungen Kranstellfläche für TCS168N-00

6.2 Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

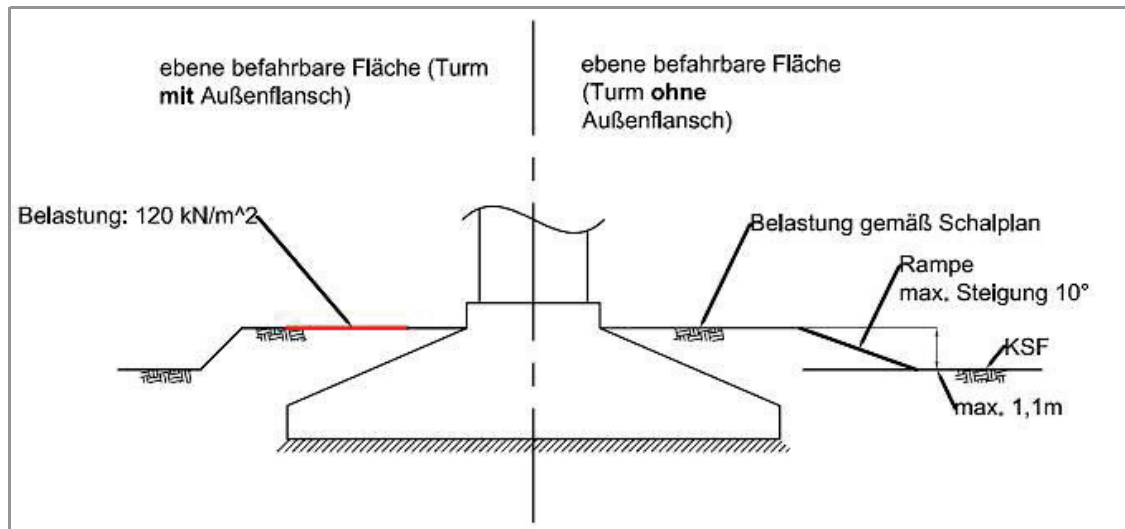


Abb. 24: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

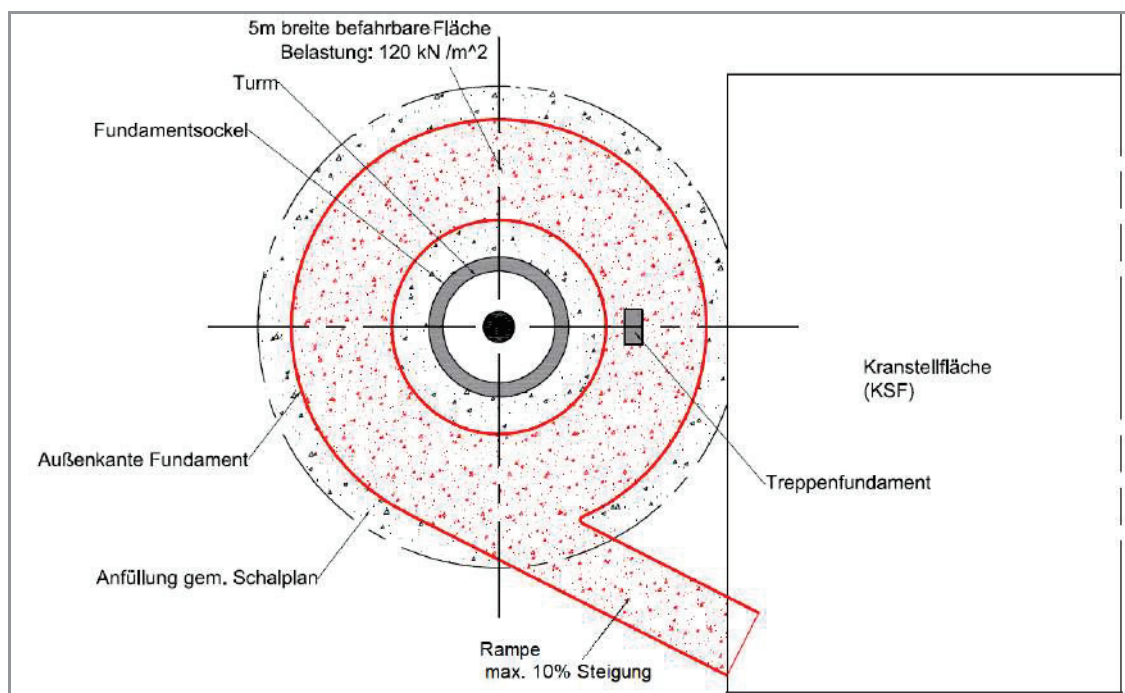


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

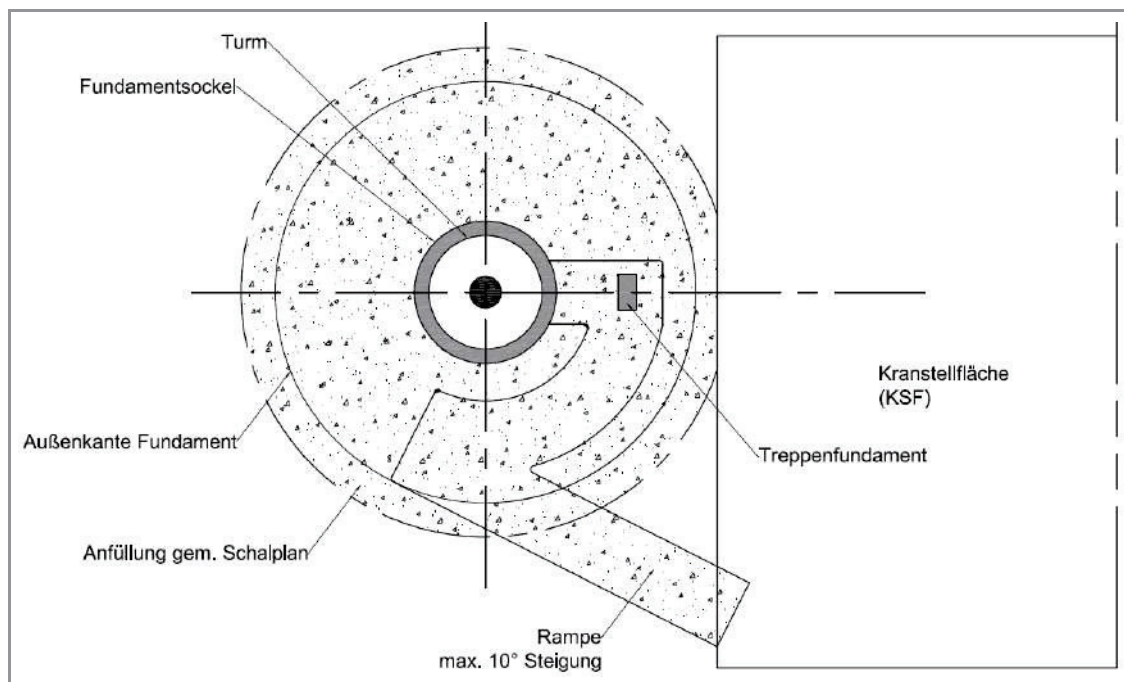


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

6.3 Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Hybridturm TCS164B-01

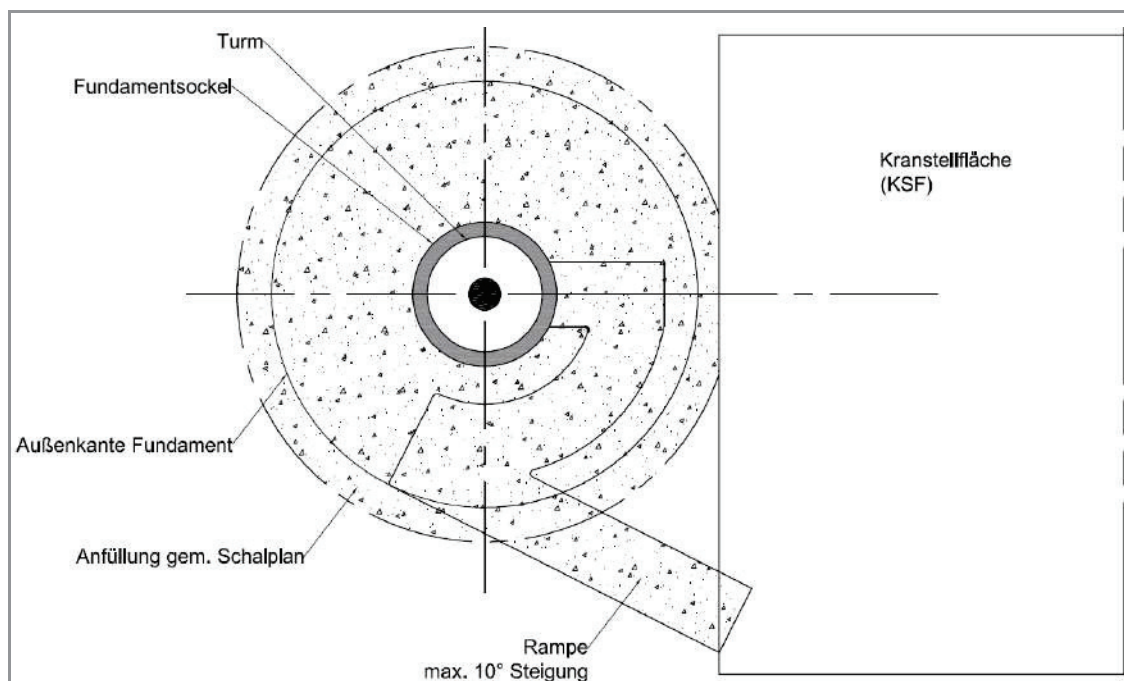


Abb. 27: Fläche um den Hybridturm TCS164B-01 in Draufsicht

6.4 Daten Kranstellflächen

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164B-01 [m]	TCS168N-00 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45	45
B - Breite KSF	35	35	35
C - Länge Rodungsbereich für Rotorblatt-Lagerfläche	N149: 78 N163: 85	N149: 78 N163: 85	N163: 85
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zur Drehkranzmitte	50	50	50
F - Länge Auslegermontagefläche, gerodet (gemessen ab Übergang Fundamentkante/ Kranstellflächenkante)	160	210	220
G - Länge Rettungsgasse/längstes Fahrzeug Rotorblatttransport muss umfahren werden können	96	96	96
H1 - Länge Turmlagerfläche	36	36	36
H2 - Länge Turmlagerfläche 2	36	–	–
1 - Rotorblatt-Lagerfläche*	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83	N163: 15 x 83
2 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15	5 x 15	5 x 15

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

Alternative Auslegungsvarianten:

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

6.5 Vormontagefläche für Betonsektion des Hybridturms TCS168N-00

Um den Sockel des Fundaments herum muss eine geräumte, eingeebnete, verdichtete Fläche mit einer Schottertragschicht angelegt werden, um darauf verschiedene Betonplatten zu verlegen. Diese Platten werden für die Montage des Schlusssteins und die Formgebung der Turmteile verwendet. Diese Betonplatten können entweder fest in allen Fundamentplattformen installiert werden oder wiederverwendbar sein, indem sie zwischen den Plattformen verschoben werden. Bei Verwendung der wiederverwendbaren Platten muss die endgültige Anzahl der Platten mit Nordex im Vorfeld abgestimmt werden.

Der Bereich der Betonflächen sollte sich auf dem gleichen Niveau wie die Kranstellfläche befinden. Für den Fall einer komplizierten Topographie, muss Nordex im Voraus kontaktiert werden, um die beste Lösung für die Position der vormontierten Platten und damit der Kranaufstellung zu finden.

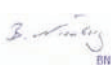
Es muss sichergestellt sein, dass die Platten vollständig auf dem Boden aufliegen. Wenn dies nicht möglich ist, sollte unmittelbar vor dem Auflegen der Platten auf den Boden eine Sandschicht aufgebracht werden. Dies gehört nicht zum Lieferumfang von Nordex, sofern nicht anders vereinbart. Diese Sandschicht muss die Nordex-Spezifikationen erfüllen

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



- Originaldokument -

Sprache: DE
Abteilung: Engineering/CPS

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

© 2023 NORDEX GROUP. Alle Rechte vorbehalten.

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

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

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

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie

Nordex Energy SE & Co. KG.

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N163/6.X N175/6.X

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt	9
2.5	Maße und Gewichte von Komponenten	10
2.5.1	Maße und Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)	10
2.5.2	Maße und Gewichte bei Errichtung (ohne Transportgestell)	11
2.6	Transportvorrichtungen	11
2.7	Türme.....	13
2.8	Ankerkörbe.....	14
3.	Anforderungen an die Zugangswege	15
3.1	Generelle Anforderungen	15
3.2	Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen.....	16
4.	Belastungen	17
4.1	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien	17
4.1.1	Steigungen und Gefälle	17
4.1.2	Vertikale Radien	18
4.1.3	Lichtraumprofil auf gerader Strecke	18
4.2	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter	20
4.2.1	Kurven.....	20
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	23
4.2.3	Wegebau.....	24
4.2.4	Ausweichflächen.....	26
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	27
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	28
4.3	Reibseilabspannung	29
4.4	Öffentliche Straßen	30
5.	Krananforderungen	31
6.	Kranstellfläche	32

1. Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

HINWEIS

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

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

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

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

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

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

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

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

Beim Transport des Maschinenhauses sind Triebstrang, Rotornabe und weitere Aufbauten (Haube, Gefahrenfeuer, Windmessgeräte, Blitzableiter usw.) noch nicht montiert. Das Transportgestell für das Maschinenhaus besteht aus 2 Füßen, auf denen der Transport erfolgen muss. Der Transport aller Komponenten muss immer auf Antirutschmatten erfolgen, außer beim Seetransport.

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

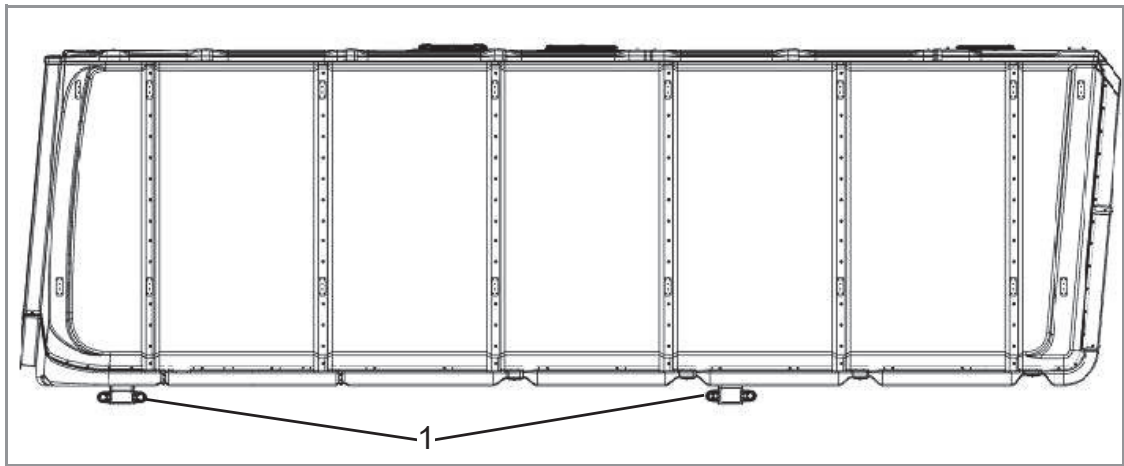


Abb. 1: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

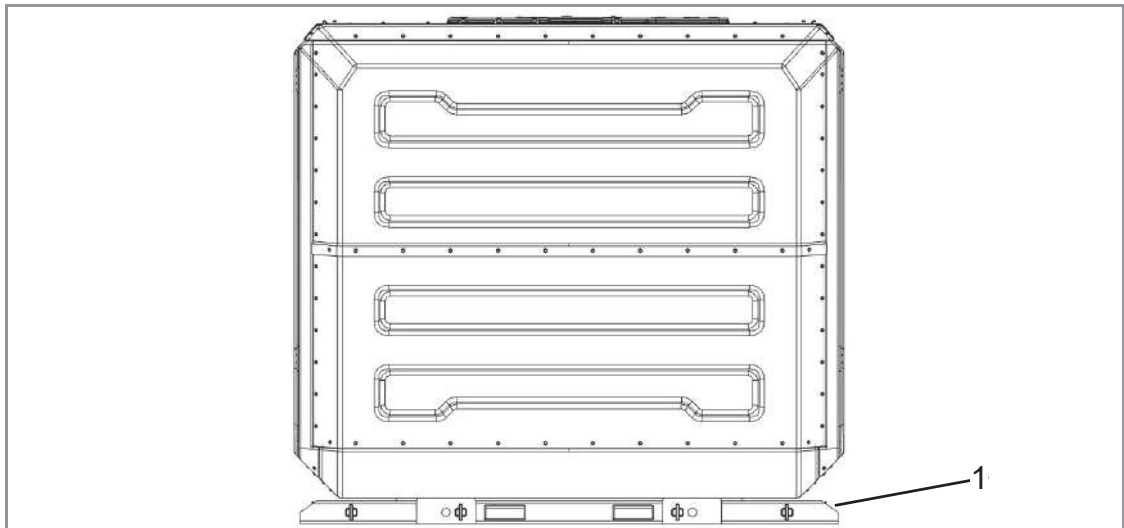


Abb. 2: Beispieldarstellung Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

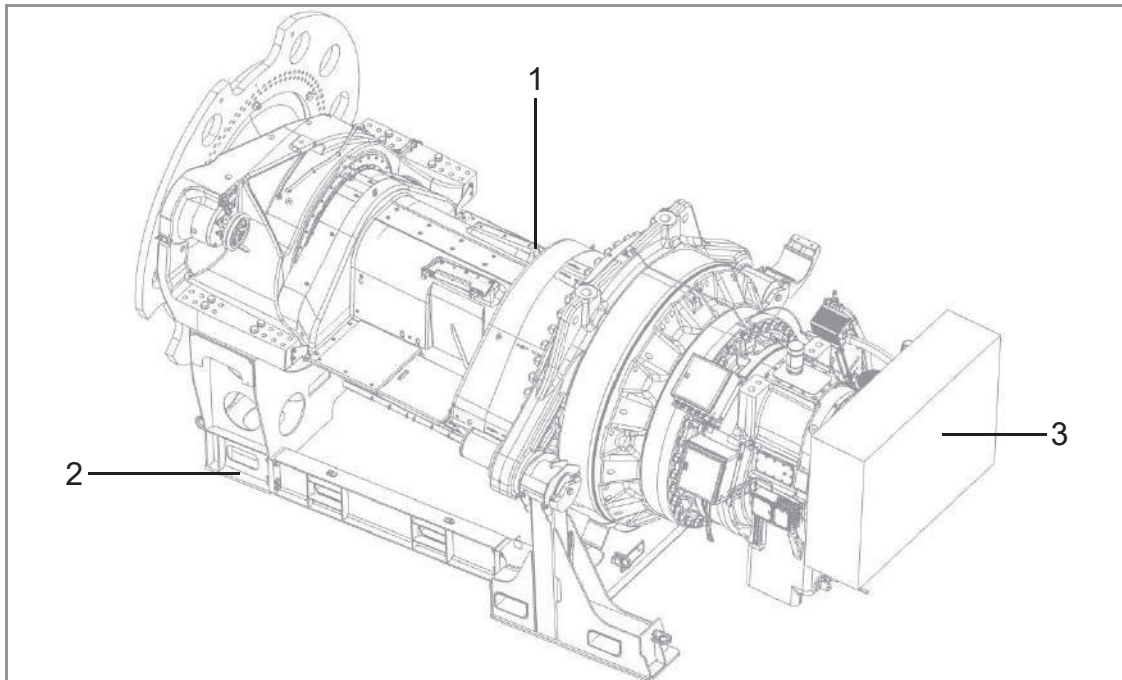


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

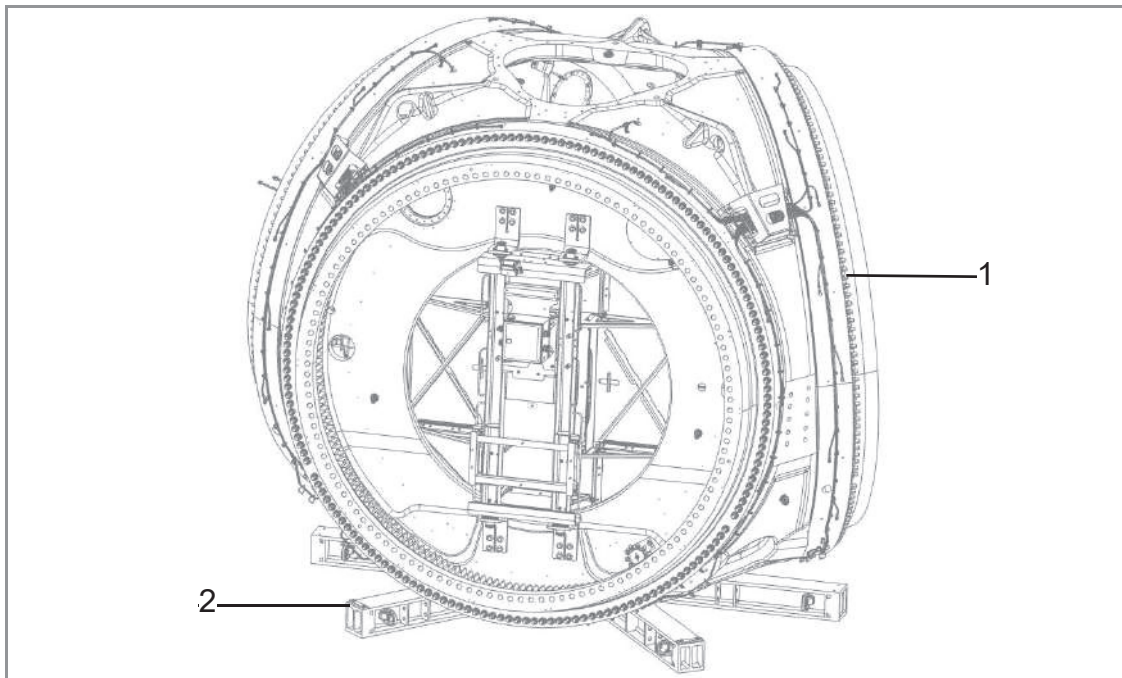


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

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

2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf 2 Transportgestellen angeliefert. Ein Transportgestell ist an der Blattwurzel befestigt, das andere am Stützpunkt. Aufgrund der Blattlänge und Struktur wird das Blatt im flachen Zustand transportiert. Die Hinterkante zeigt in Fahrtrichtung nach links, siehe Abb. 6.

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

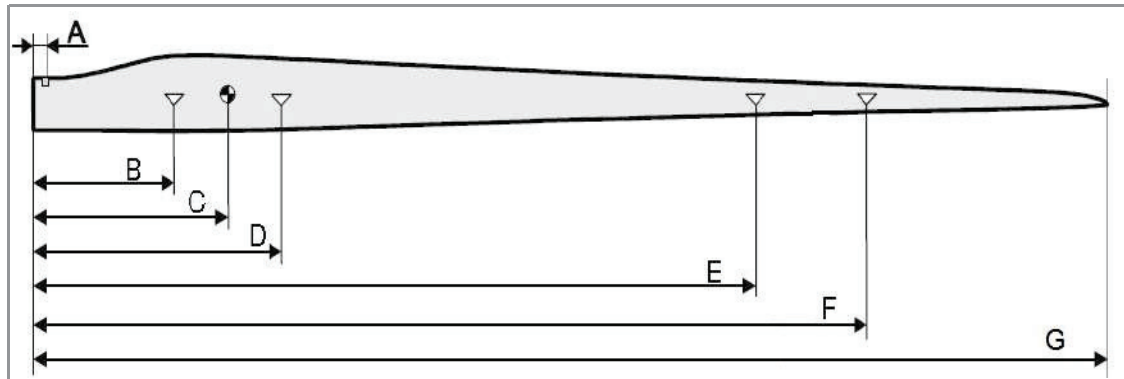


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

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

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

¹ Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

² Mit Tipuntergestell auf Boden.

³ Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

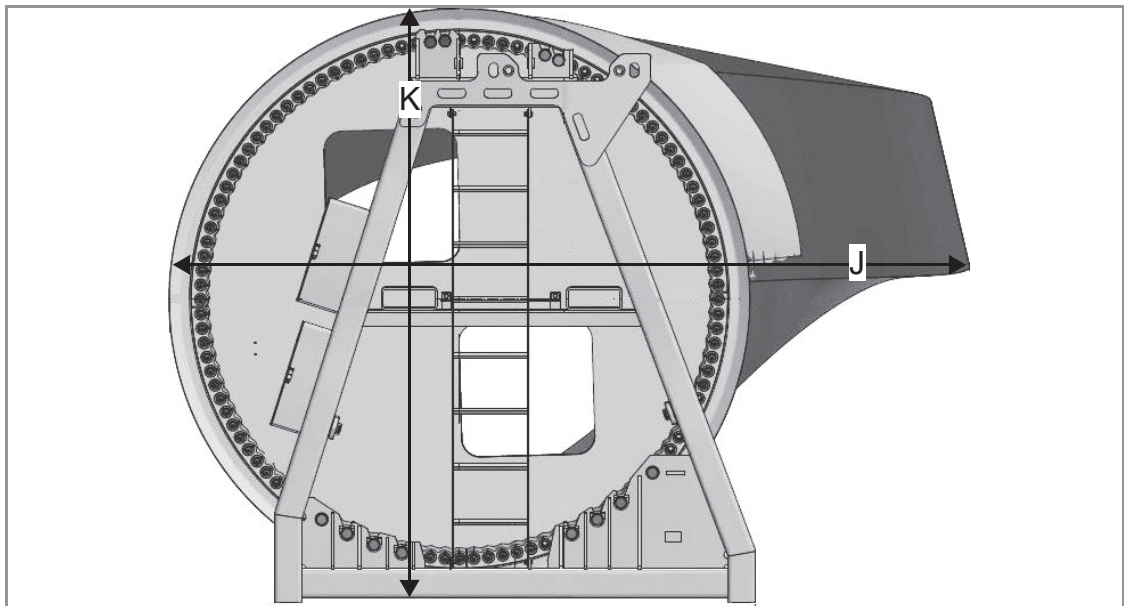


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße und Gewichte von Komponenten

2.5.1 Maße und Gewichte beim Transport (mit Transportgestell)

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

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

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

* Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße und Gewichte bei Errichtung (ohne Transportgestell)

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

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

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

* Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

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

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

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

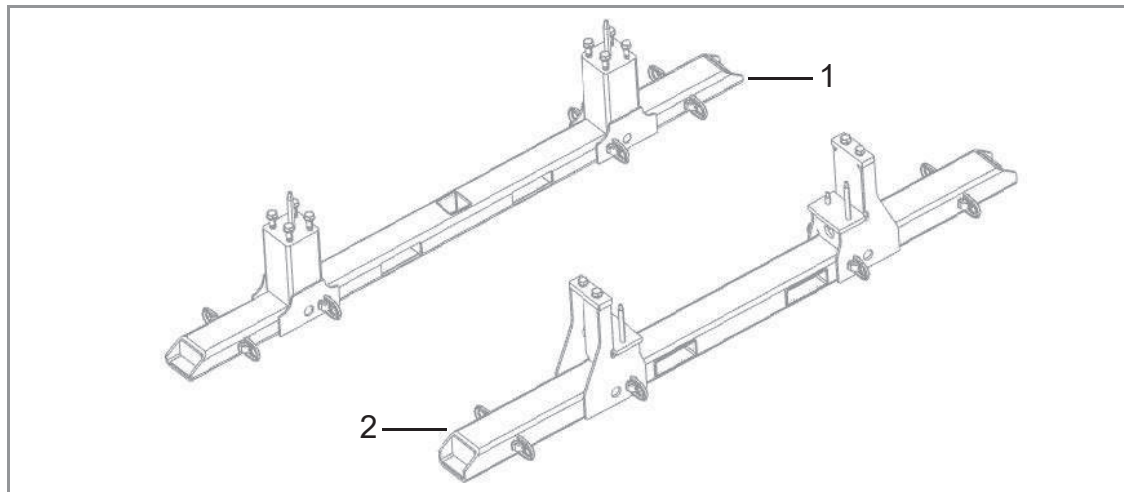


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

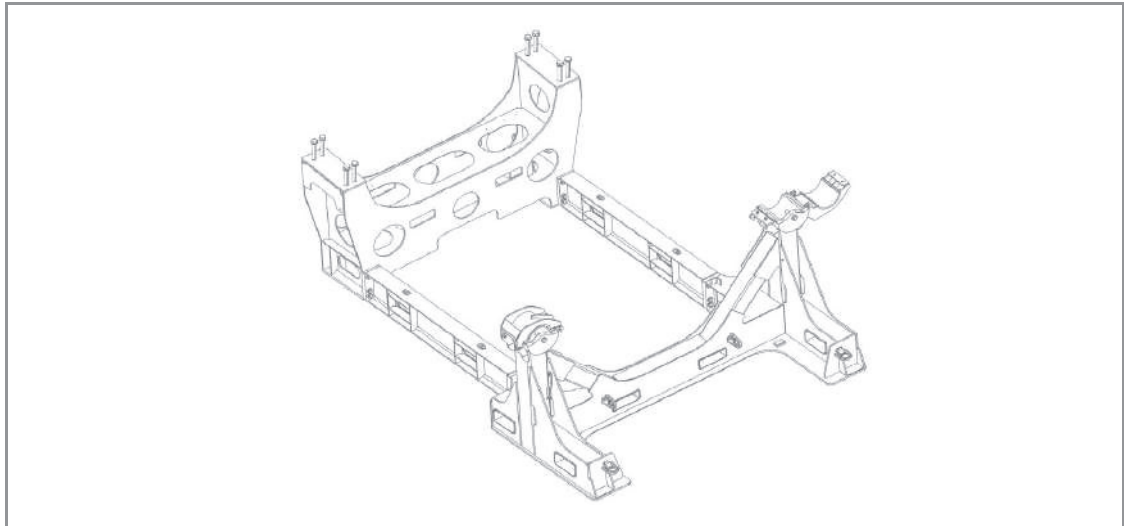


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

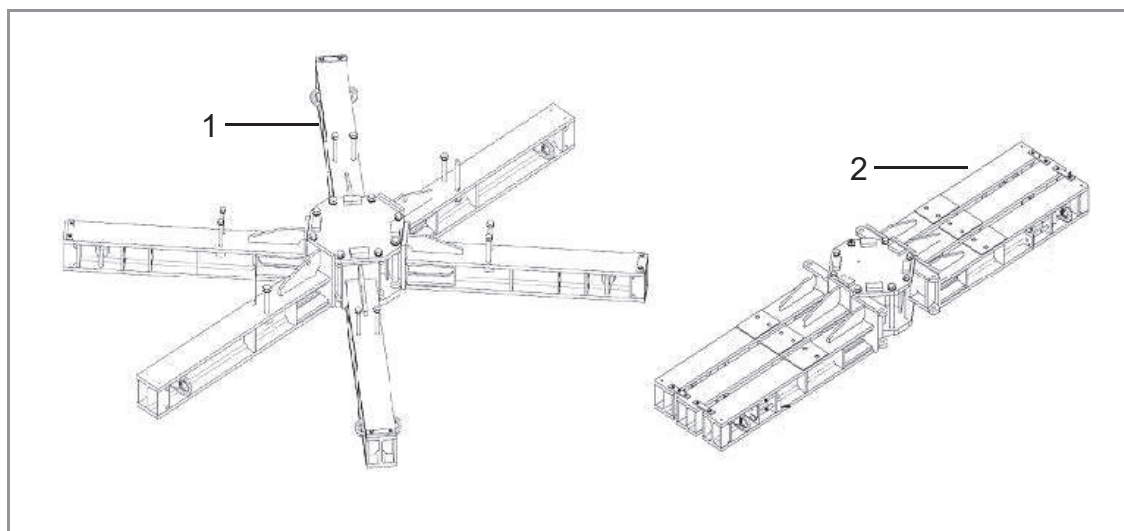


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

2.7 Türme

Die Turmsektionen für die Stahltürme werden einzeln angeliefert und haben am oberen und unteren Flansch Transportvorrichtungen montiert.

Jede Sektion eines Betonturms ist in verschiedene Teile (Keystones) geteilt. Diese Keystones werden einzeln angeliefert und auf der Baustelle zu einer Sektion verbunden. Diese Sektionen werden dann zu einem Betonturm errichtet.

N163/6.X

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

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

N175/6.X

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

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

2.8 Ankerkörbe

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

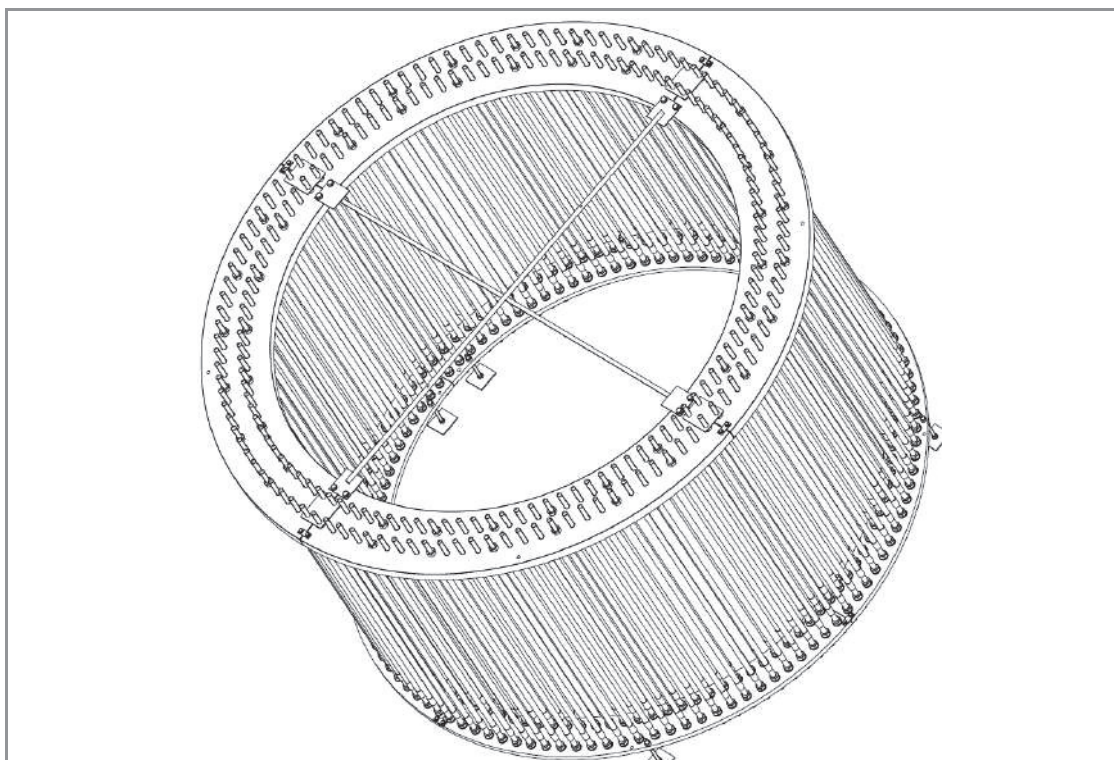


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 56 Ankerbolzen

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

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 18,7 t.

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

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

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

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



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

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

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

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

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

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

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

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

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

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

4. Belastungen

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

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohrtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybriddtürmen (TCS)
- ca. 15 bis 55 Standard- und Schwertransporter für den Auf- und Abbau des Krans (je nach Nabenhöhe)
- ca. 8 bis 12 Schwertransporter mit den Anlagenkomponenten (2 bis 6 für Turmsektionen, 3 für Rotorblätter, 3 für Maschinenhaus, Rotornabe und Triebstrang, sowie mehrere Standardtransporte für z. B. Schaltschrank, Kleinteile und Errichtungscontainer)
- maximale Zuglänge ca. 100 m für Rotorblatttransport und 49 m für Turmtransport
- erforderliche Lichtraumbreite auf öffentlichen Straßen, ab Baustelleneinfahrt: 6 m
- diverse Baufahrzeuge

Fahrzeuggewichte

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

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

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

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

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

Jahreszeiten- und witterungsbedingt können sich die Anforderungen an Steigungen und Gefälle ändern, sodass der Einsatz von zusätzlichen Zugmaschinen oder Bremsfahrzeugen erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

Die vertikalen Radien $R_{\min}$ für Kuppen und Senken dürfen die in Abb. 11 dargestellten Werte nicht unterschreiten. Auf 30,0 m Länge (größter relevanter Achsabstand) darf der Höhenunterschied zwischen zwei Punkten 0,30 m nicht überschreiten.

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

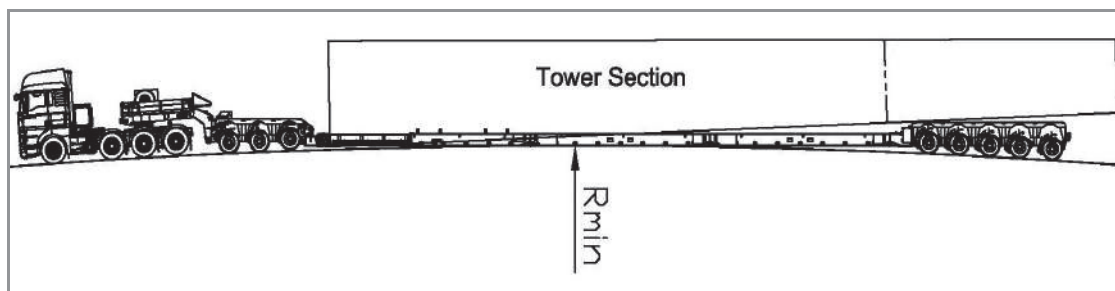


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe $R_{\min}$

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

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

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

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

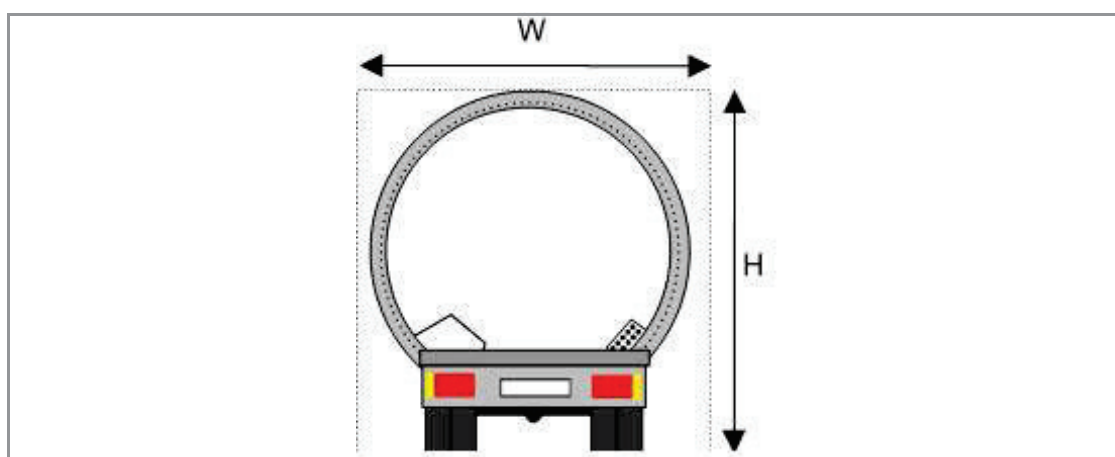


Abb. 12: Lichtraumprofil

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

Sollte der Einsatz der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topografie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Der Einsatz von zusätzlichem adäquaten Equipment sowie Spezialtransportequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex inbegriffen. Jegliche in diesem Zusammenhang entstehenden Mehrkosten werden gesondert verrechnet. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

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

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



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

Spannung	Sicherheitsabstand (nach EN 50110 oder vergleichbarer landesspezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	0,3 m
bis 110 kV	2 m
bis 220 kV	3 m
bis 380 kV	4 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

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

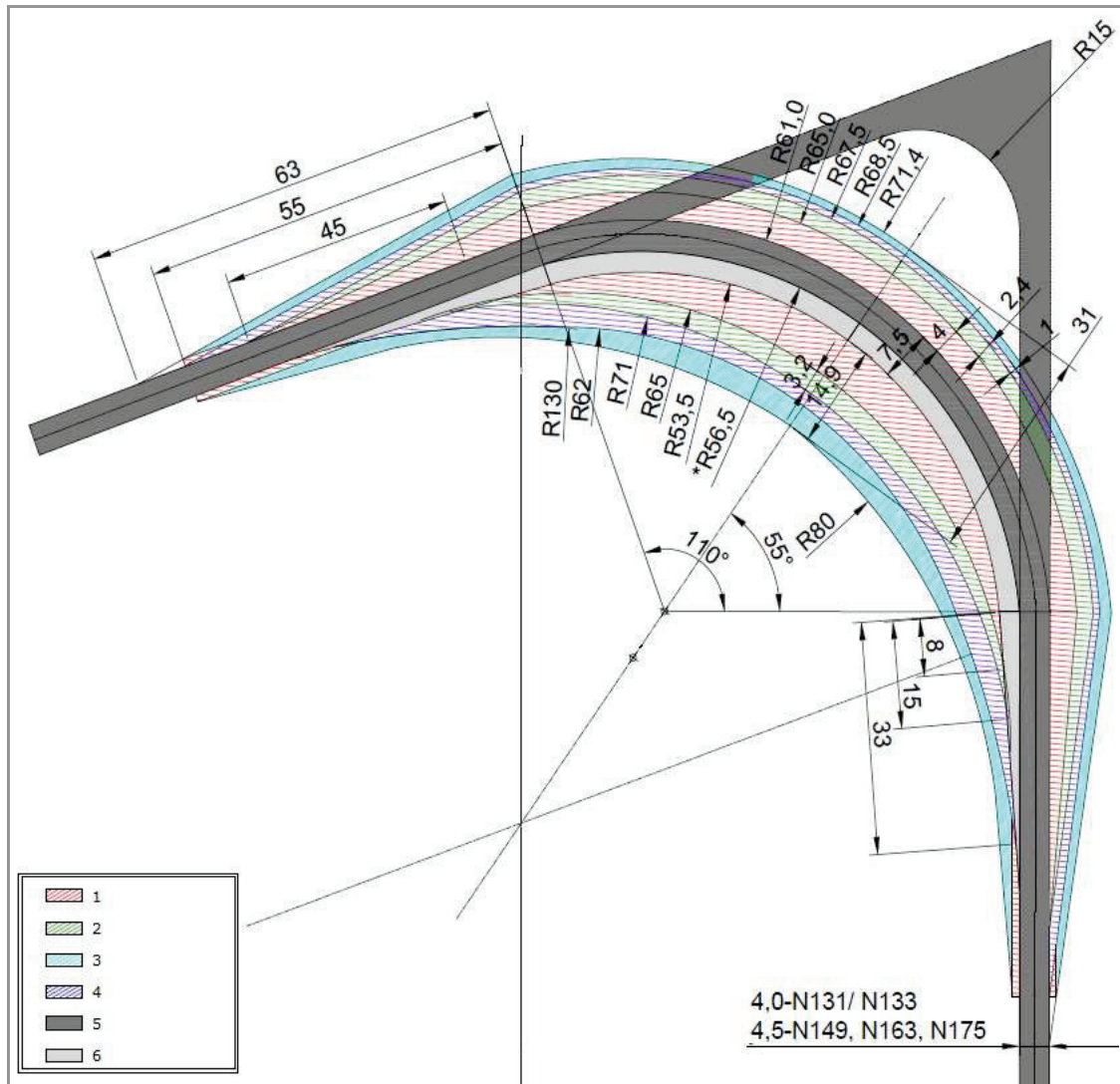


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

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

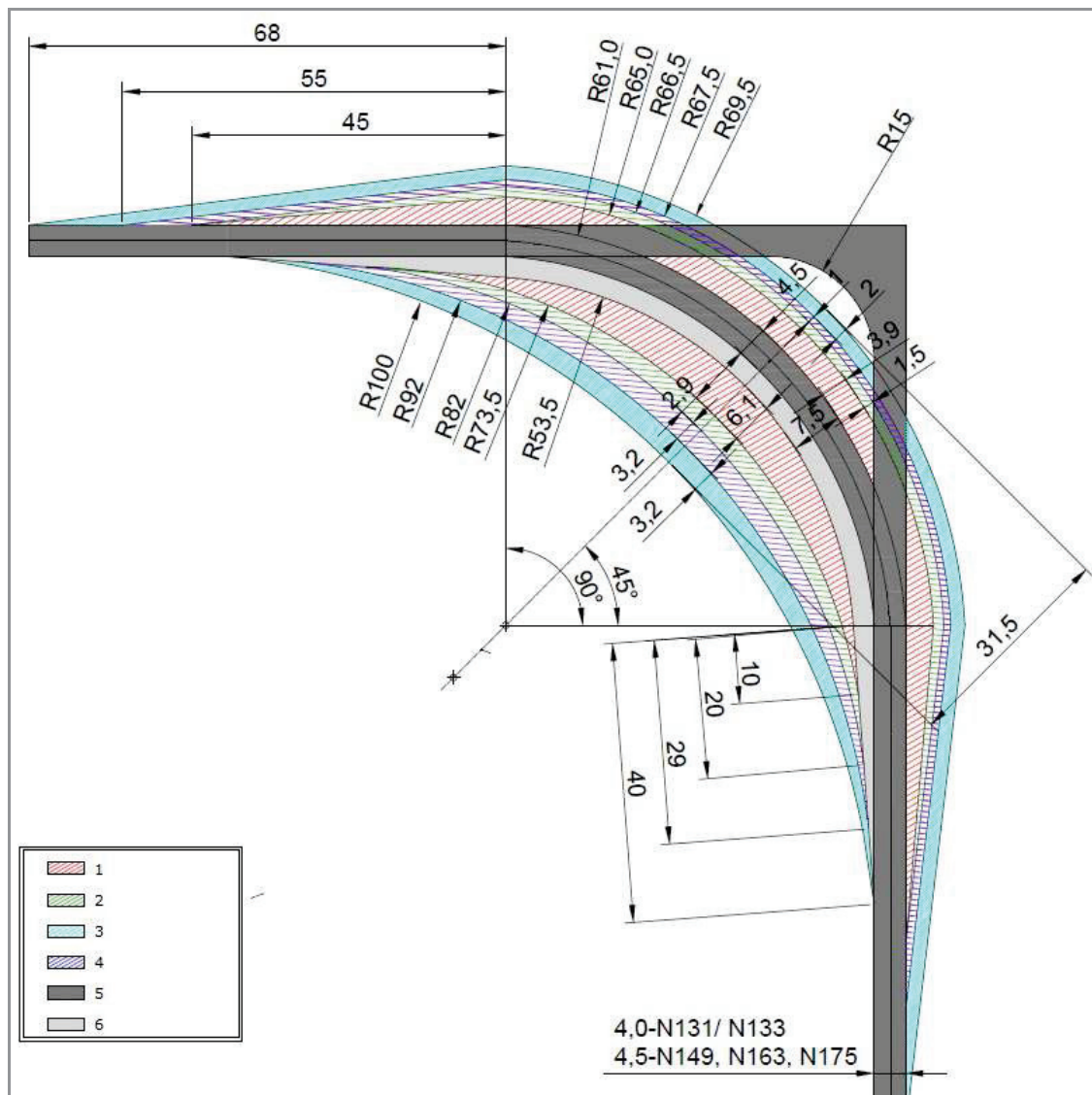


Abb. 14: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

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

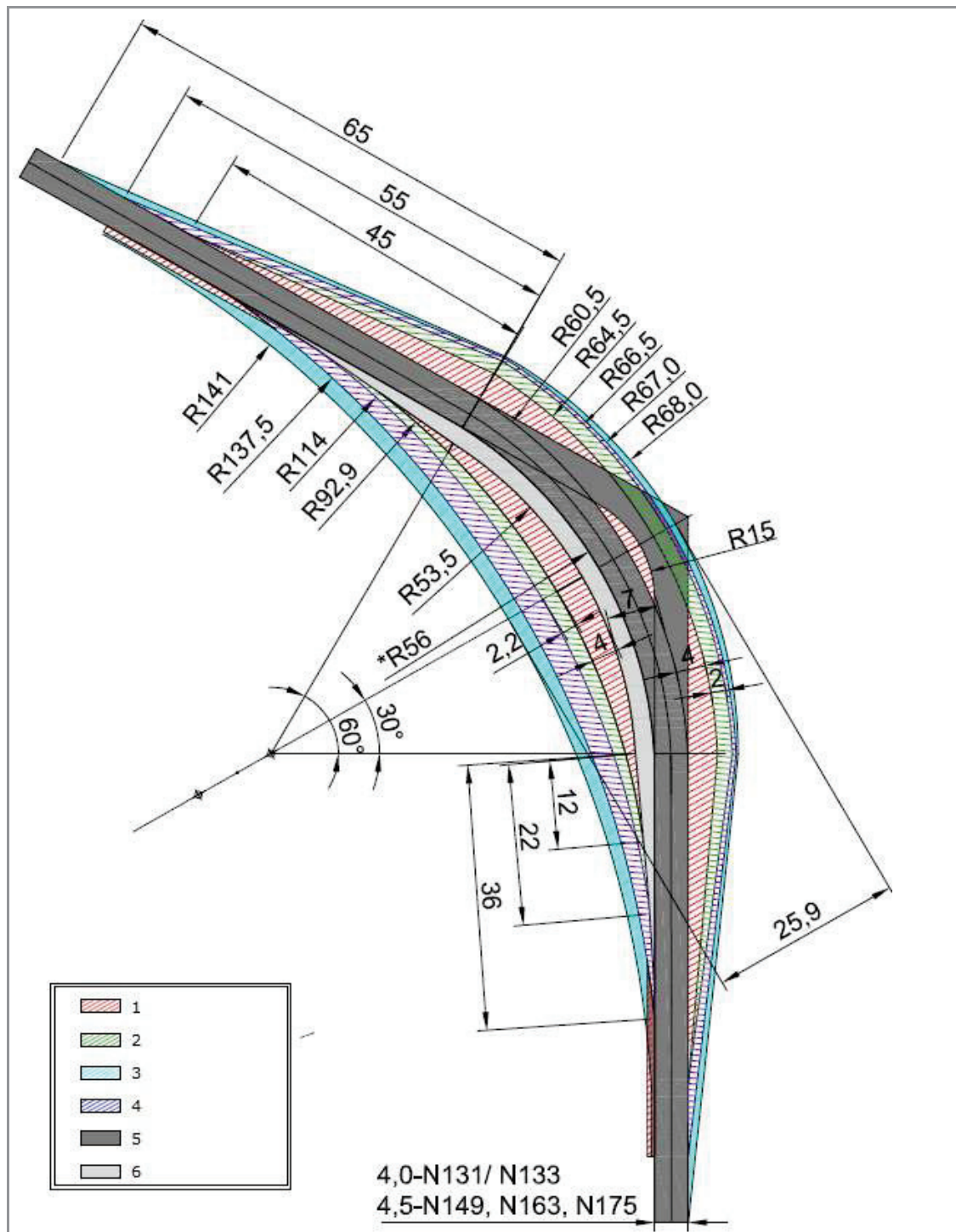


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

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



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

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

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

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

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



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

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

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

Der Ausbau eines Doppel- oder Wendetrichters ist notwendig, um ein Wenden der Fahrzeuge und das Verlassen der Baustelle vorwärtsfahrend zu ermöglichen. Mit strategischen Knotenpunkten ist hierbei gemeint, dass die Trichter so zu platzieren sind, dass Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozess auswirken. Ferner müssen im Speziellen die Rotorblätter montagebedingt linksseitig der WEA, mit der Blattwurzel Richtung WEA, angeliefert werden. Sofern dies nicht möglich ist, müssen die Rotorblattfahrzeuge gedreht werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei Rückwärtsfahrten keine Steigungen

bewältigt werden können, siehe Kapitel 4.1.1. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

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



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

4.2.3 Wegebau

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

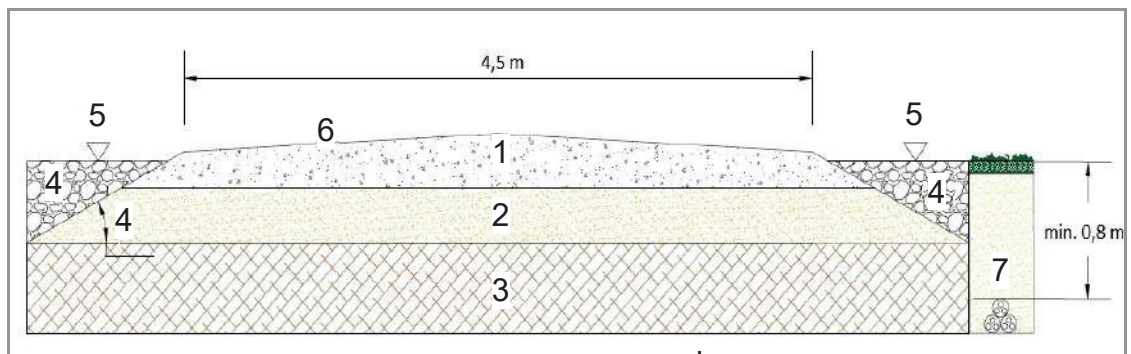


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

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

- Nach erfolgter Herstellung der Wege müssen Qualitätsprüfungen entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.
- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren, müssen sie an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der

Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.

- Auf geraden und ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.
- Der Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht ist denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als der oben genannten, müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ($< 0,063$ mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7 %.
- Die Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte müssen maschinell durchgeführt werden.
- Ebene Straßenoberflächen müssen hergestellt sein.
- Bei Ausbau der Zuwegung in Hanglage ist es je nach Böschungswinkel, Böschungstiefe (über 0,5 m) sowie tragfähigem Unterboden erforderlich, einen zusätzlichen Schutzstreifen von bis zu max. 2 m zusätzlich zur Fahrbahnbreite auszubauen. Die Fahrbahnkante ist in diesem Fall durch Reflektoren kenntlich zu machen. Die Breite des erforderlichen Schutzstreifens ist im Vorwege mit Nordex sowie einem Baugrundgutachter abzustimmen.
- Eine einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung unter dem Höhen-niveau der umliegenden Felder, Acker etc. liegen, muss für entsprechende Drainage/Entwässerung der Wege gesorgt werden.
- Vor Baubeginn ist eine detaillierte, projekt- und standortspezifische Ausführungsplanung der Zuwegung notwendig. Dabei müssen die detaillierten Anforderungen seitens des Statikers, des Bodengutachters, des Fuhrunternehmers und von Nordex berücksichtigt werden. Bei Nichtumsetzung der erforderlichen Maßnahmen kann es zum zeitlichen Verzug und Mehrkosten für den Einsatz anderer, adäquater Transporttechnik kommen.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Verfahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.
- Sollte sich die Fahrbahnoberfläche durch die Bauweise nicht oder nur wenig von dem umliegenden Gelände unterscheiden lassen, muss die Fahrbahn durch

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

4.2.4 Ausweichflächen

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

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen für die N163. Für andere Anlagen können andere Abmessungen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex abzustimmen sind. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbaren/verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2 % nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb. 17 bis Abb. . Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezonen zu verwenden sind.

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

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit einer Länge $L=100$ m zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegenkommende Fahrzeuge ausweichen können. Dies gilt für alle Fahrzeuge.

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

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

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

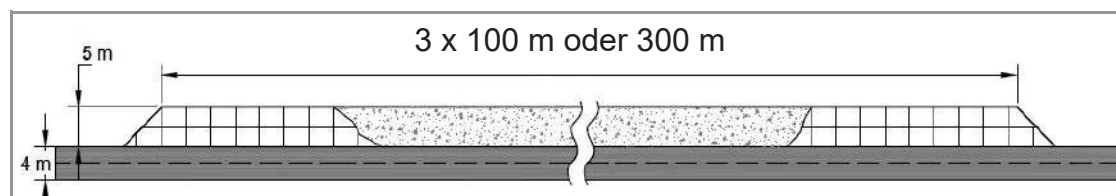


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

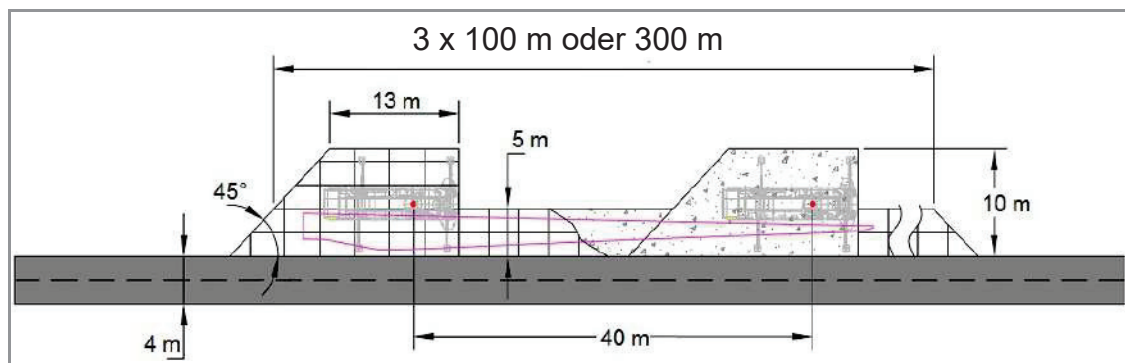


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

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

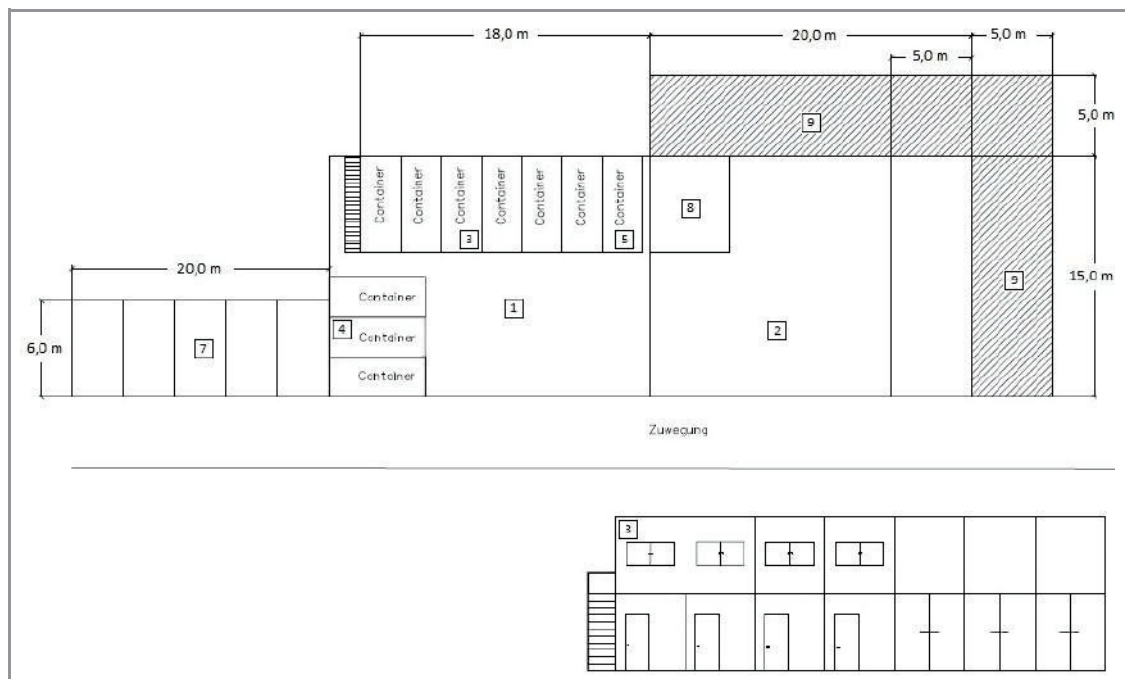


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

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

Anforderungen für die Bürofläche

- Die Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereichs (Anlagenhöhe +30 m) liegen.

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

Eine Fläche von mind. 690 m² ist durch den Auftraggeber zur Verfügung zu stellen, um folgende Einrichtungen unterzubringen:

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

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

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

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

* Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

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

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



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

4.3 Reibseilabspannung

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

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

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

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

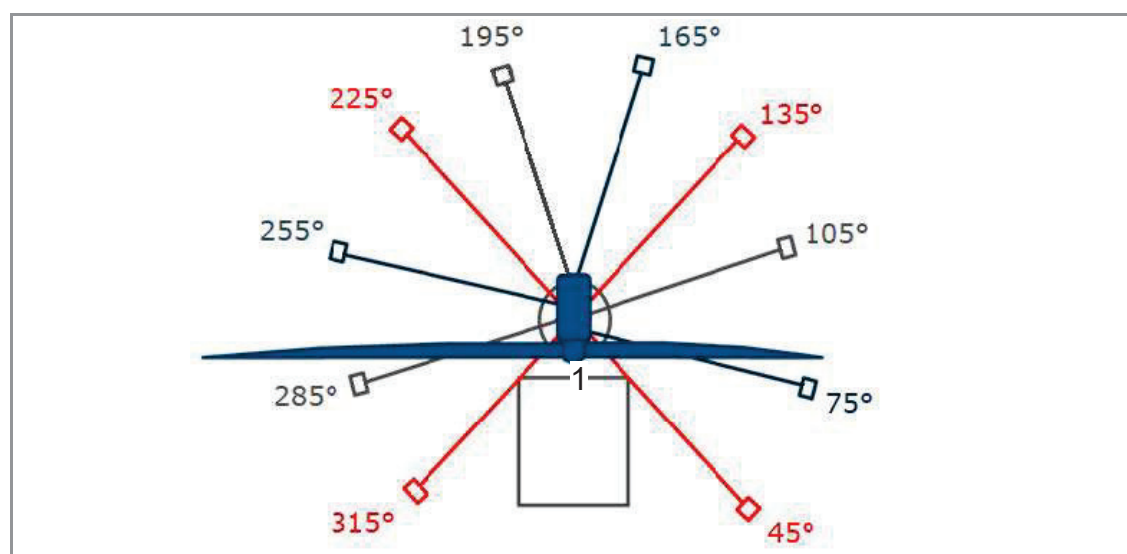


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle
1 Kranstellfläche

4.4 Öffentliche Straßen

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

Nordex kann hierbei bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und der Benennung erforderlicher Baumaßnahmen behilflich sein. Hierzu kann es je nach Komplexität der Zuwegung erforderlich sein, frühzeitig eine Probegenehmigung zu beantragen, eine Schleppkurvensimulation auf Basis einer 3-D-Analyse oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

5. Krananforderungen

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

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

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

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

6. Kranstellfläche

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

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

Bei Hybriddtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 28) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohrtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 26 und Abb. 27.

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

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

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, muss ein Zugang in geschotterter Bauweise von der Kranstellfläche zum Fundament (WEA-Tür) hergestellt werden.

Direkt um das Fundament herum muss ein begehbare Arbeitsraum von ca. 2 m Breite vorhanden sein. Das Maschinenhaus darf nur auf der Kranstellfläche oder unter Verwendung von Baggermatten/Holzunterlagen auf geeignetem, tragfähigem Boden abgestellt werden.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Folgende Beispiele zeigen eine beispielhafte Kranstellfläche für Wald bzw. offenes Gelände: Die konkreten Anforderungen sind aufgrund der Ergebnisse einer Ortsbegehung festzulegen. Projektspezifisch können abweichende Abmessungen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex abzustimmen sind.

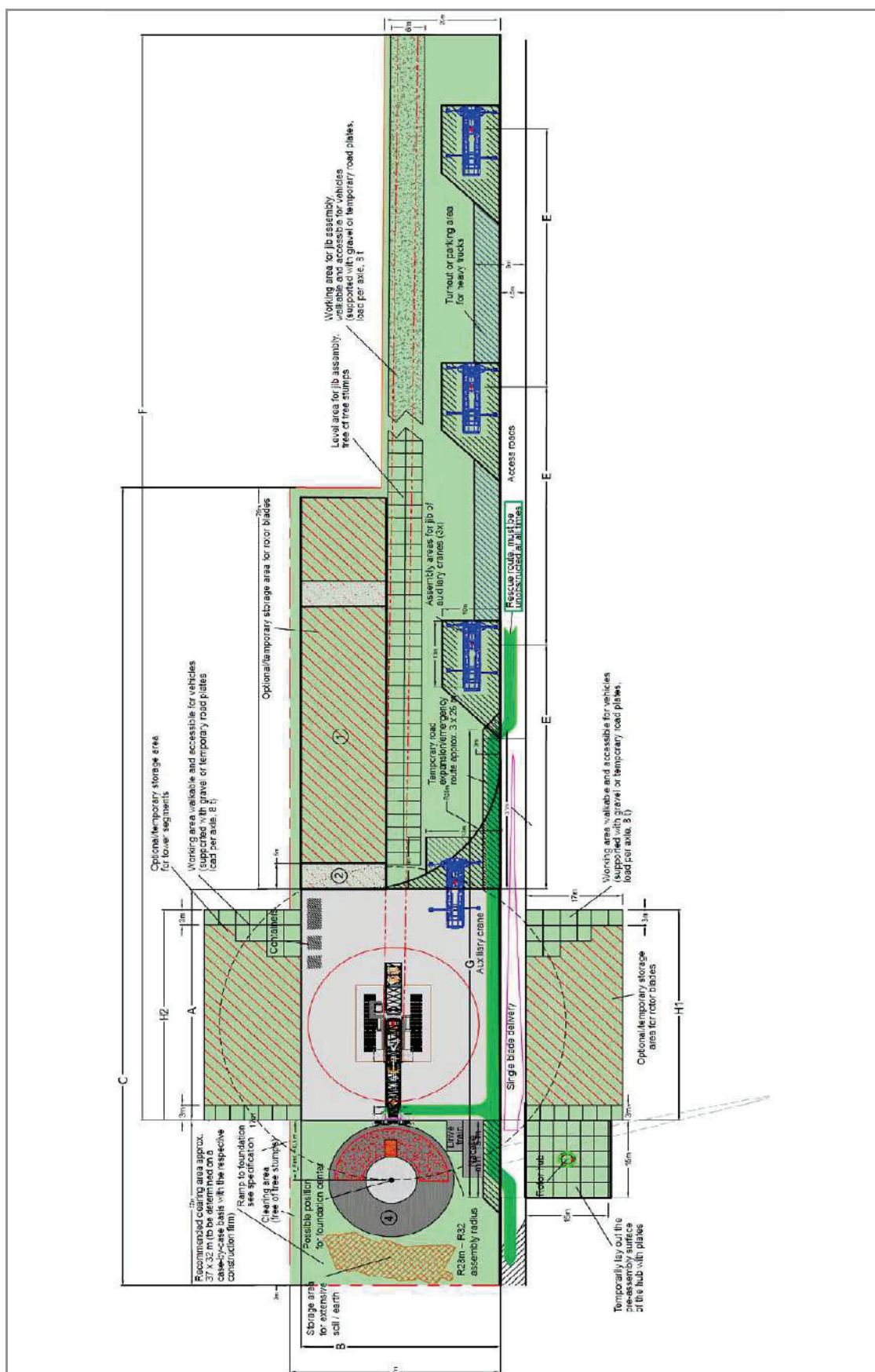


Abb. 21: Anforderung an die Kranstellfläche Offenlandstandort bis max. 170 m

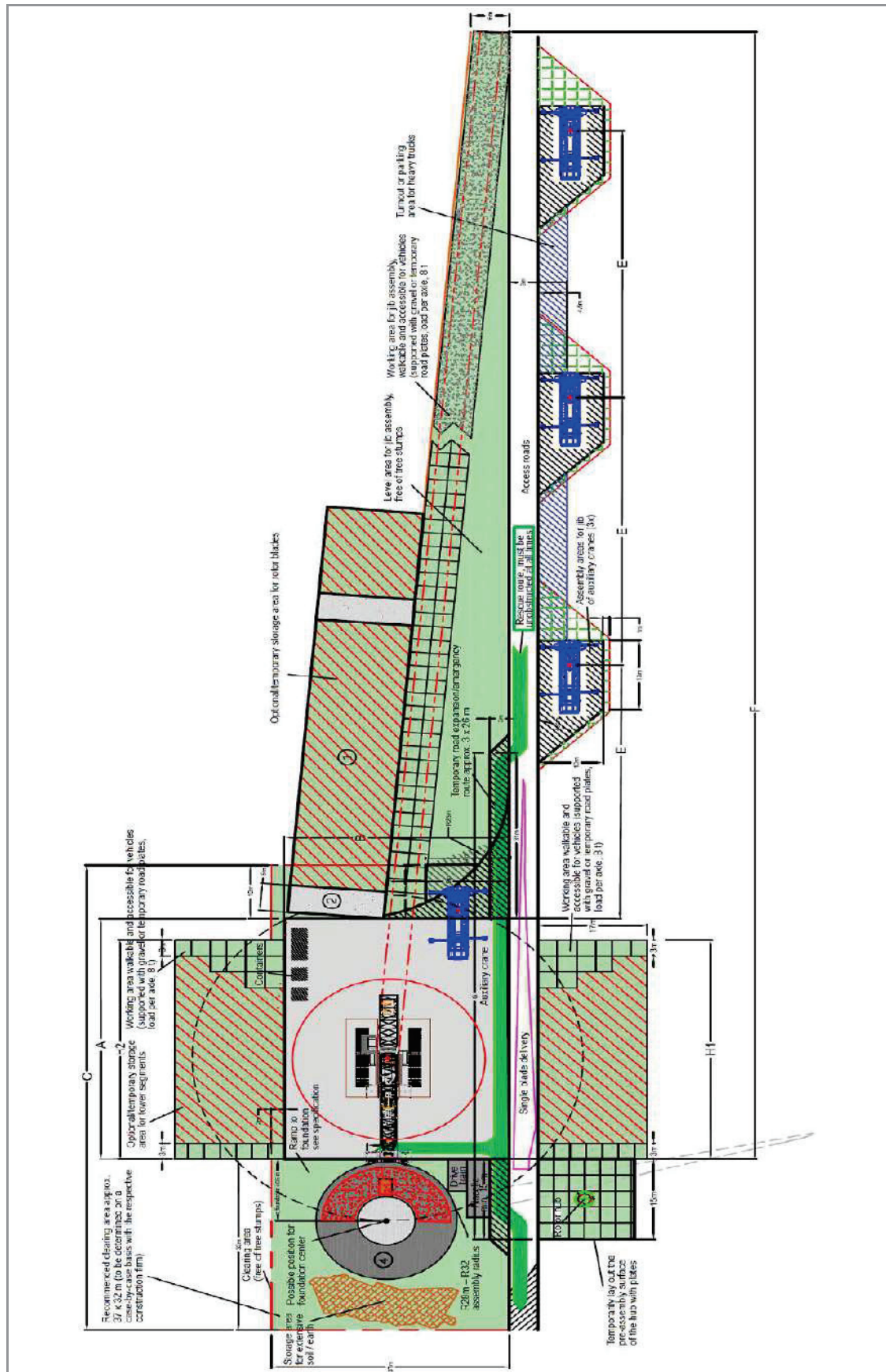


Abb. 22: Anforderung Kranstellfläche Wald bis max. 170 m Nabenhöhe



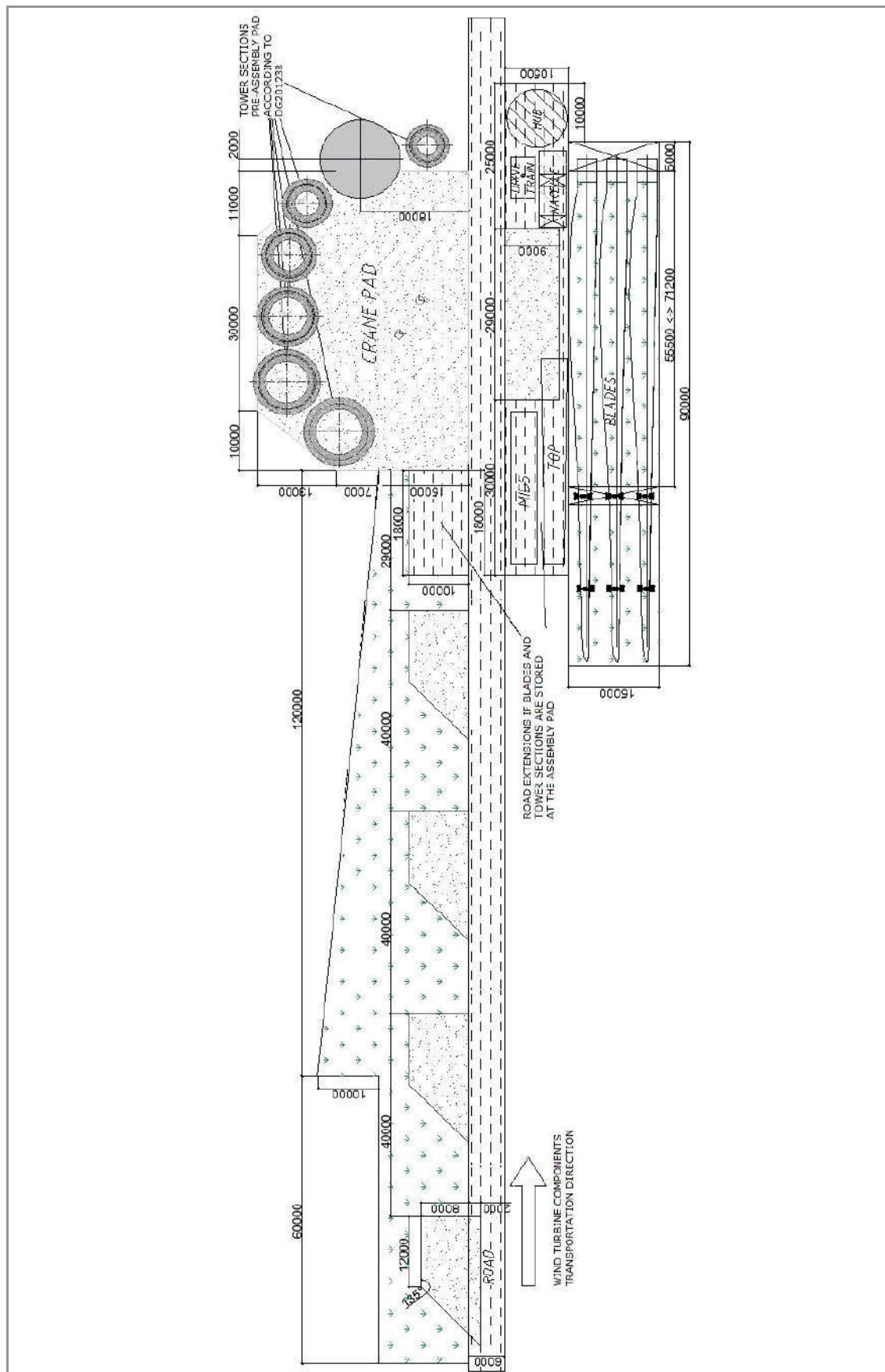


Abb. 24: Optimierte Kranstellfläche für TCS179-00

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm

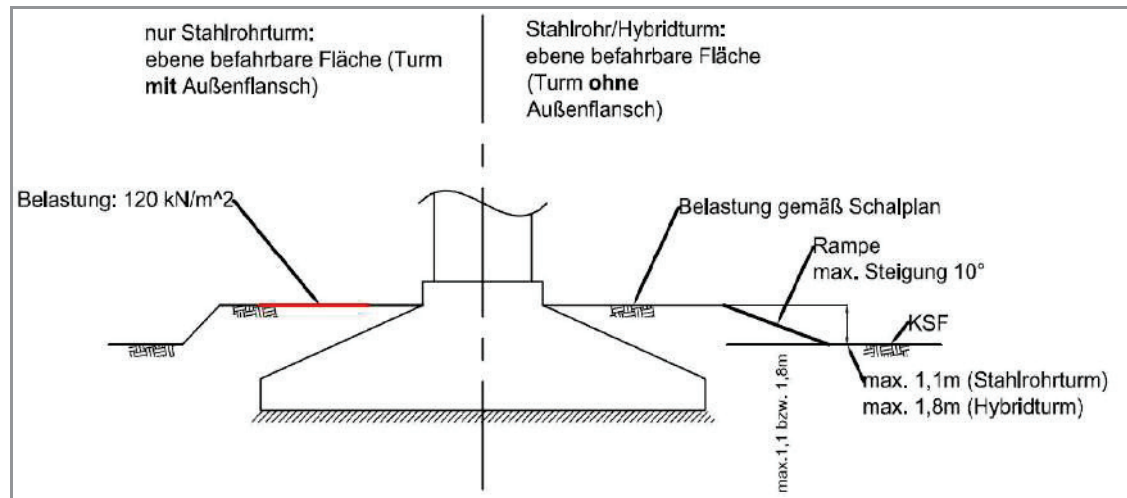


Abb. 25: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

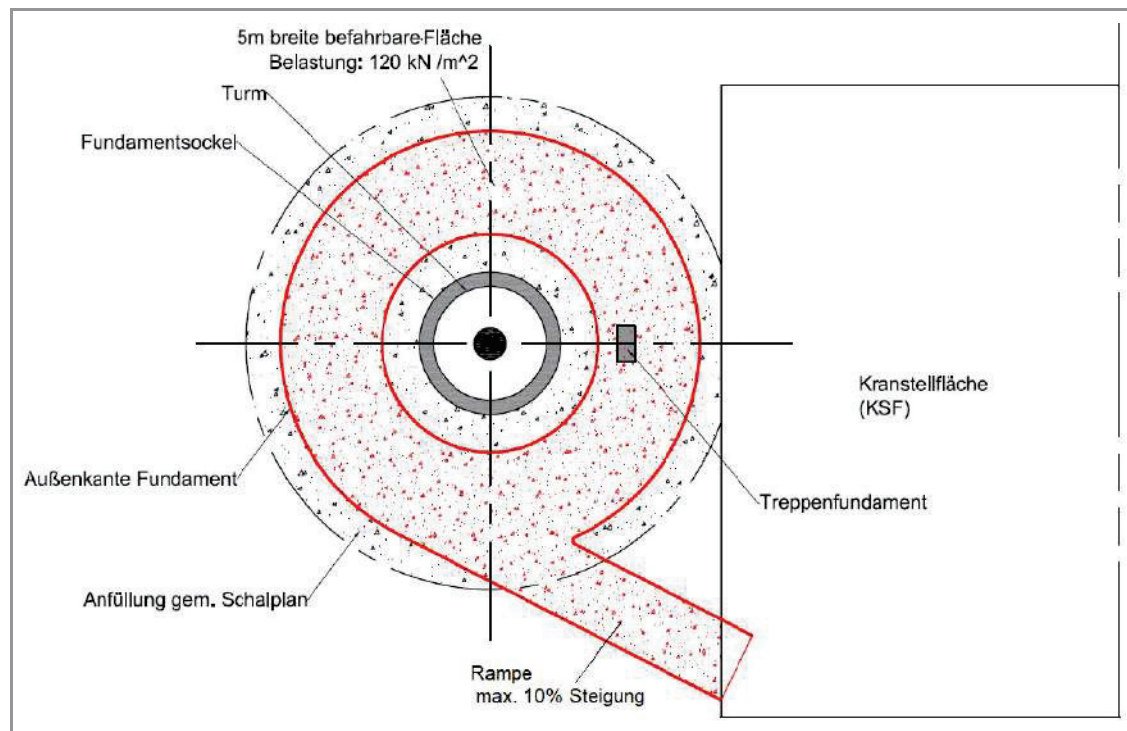


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

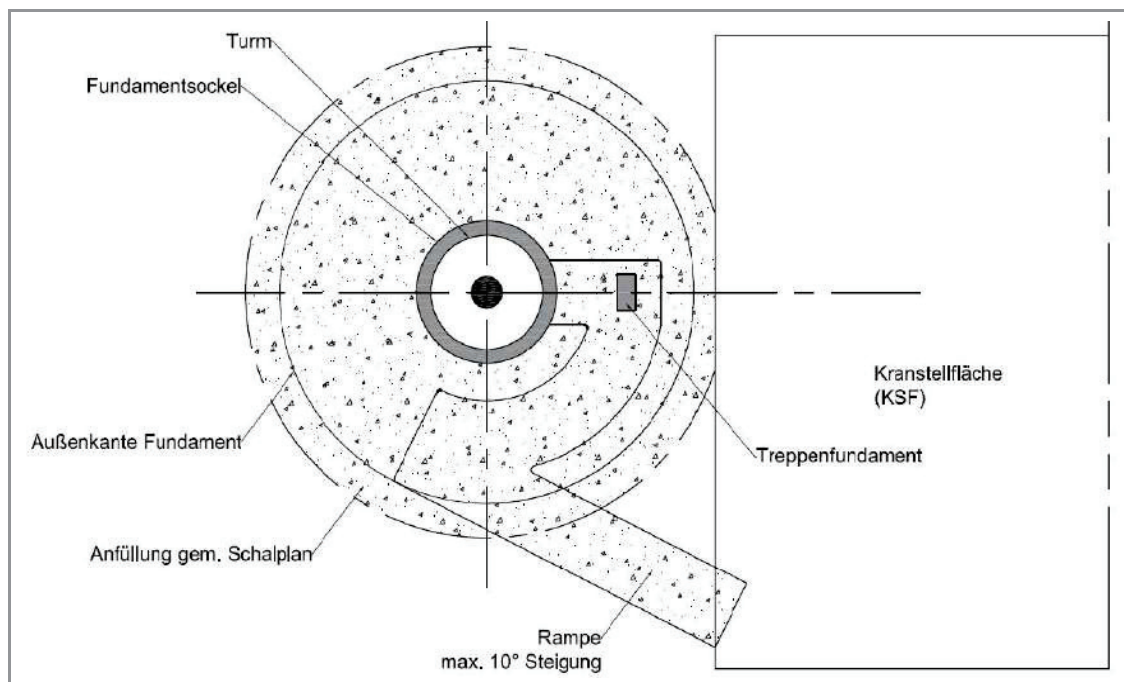


Abb. 27: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

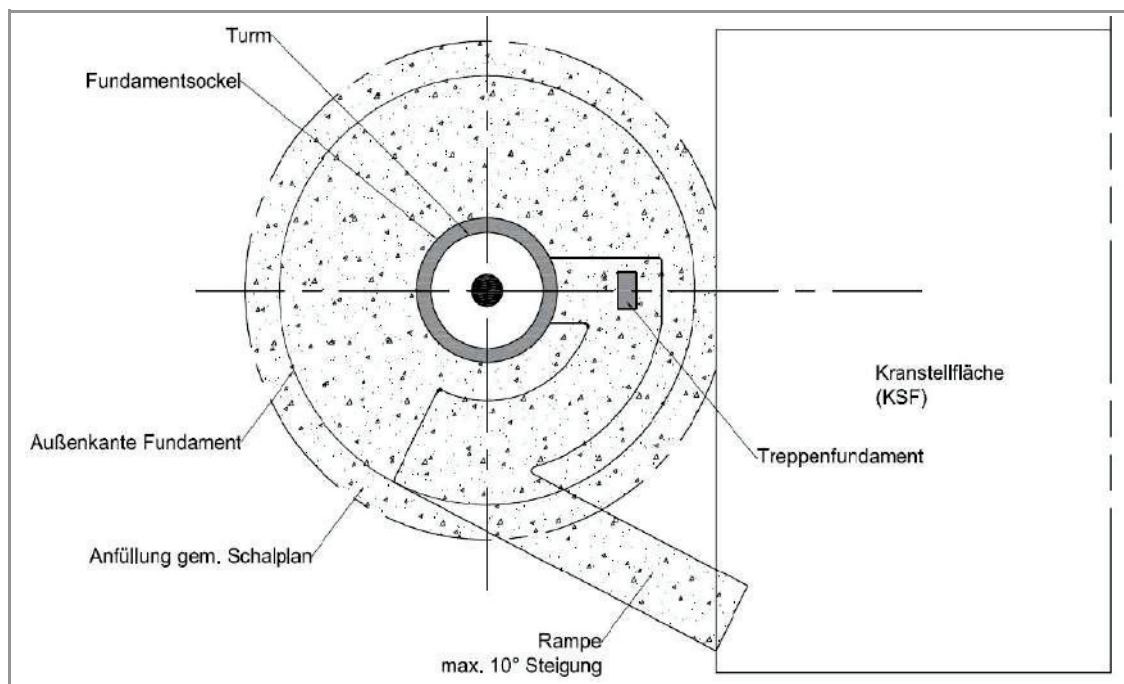


Abb. 28: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

Kranstellfläche	TS-Türme [m]		TCS164 B-03 [m]	TCS179-00 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40		45	***
B - Breite KSF	35		35	***
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	85		85	***
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zur Drehkranzmitte	50		50	***
F - Länge Auslegermontagefläche, gerodet (gemessen ab Übergang Fundamentkante/ Kranstellflächenkante	160		210	***
G - Länge Rettungsgasse/ längstes Fahrzeug Rotorblatttransport muss umfahren werden können	96		96	***
H1 - Länge Turmlagerfläche	36		36	***
H2 - Länge Turmlagerfläche 2	36		–	***
1 - Blattlagerfläche*	15 x 83		15 x 83	***
2 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt- Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15		5 x 15	***

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

** Siehe Abb. 23, Seite 36

*** Siehe Abb. 24, Seite 37

Alternative Auslegungsvarianten:

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

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7.1 Datenblatt zum Luftfahrthindernis_signed.pdf
- 16.1.7.2 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung.pdf
- 16.1.7.3 Gondellogo.pdf
- 16.1.7.4 Kostenübernahmeerklärung Flugsicherung_signed.pdf
- 16.1.7.5 Kennzeichnungen Allgemein - Nordex.pdf
- 16.1.7.6 Kennzeichnungen Deutschland - Nordex.pdf

Datenblatt zum Luftfahrthindernis

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis: 2 WEA der Typen Nordex N-149 und Nordex N-163 mit einer Nabenhöhe von jeweils 164 m

Standort:	PLZ, Ort	19217 Wedendorfersee
	Landkreis	Nordwestmecklenburg
	Gemarkungen	Groß Hundorf
	Straße	Außenbereich
	zuständige Behörde	Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Westmecklenburg
	Reg-Nr.	

Detaillierte Standortangaben:

Nr.	Anlagentyp	Geographische Koordinaten in WGS 84		Gemarkung	Flur	Flurstück
1	Nordex N149	11° 6' 27.5"	53° 44' 51.9"	Groß Hundorf	2	54/2
2	Nordex N163	11° 6' 19.7"	53° 45' 6.8"	Groß Hundorf	2	50/3

Höhenangaben:

Nr.	1	2
Bauwerk (über Grund)	238,6 m	245,5 m
Nabenhöhe	164 m	164 m
Rotordurchmesser	149,1 m	163 m
Geländehöhe (über NN)	63,2 m	63,1 m
Baugrund geplant (über NN) [inkl. 1,0 Meter als zusätzlich notwendige Baumaßnahme]	64,5 m	62,4 m
Gesamthöhe (über NN)	303,1 m	307,9 m

Tageskennzeichnung	☒	Farbanstrich der Rotorblätter	☐	weißblitzende Feuer i.V.m. Farbring am Mast
WKA>150mGND	☒	+ Maschinenhaus + Mastring	☐	+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)
Nachtkennzeichnung	☐	Blattspitzenhindernisfeuer i.V.m. Hindernisfeuer auf Maschinenhausdach	☐	Gefahrenfeuer
	☒	Feuer "W-rot"	☐	
	1	zusätzliche Kennzeichnungsebenen bei Anlagen > 150 m über Grund		
Sichtweitenmessung	☐			
Dämmerungsschalter	☒			
bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung	☒			

Adresse des
Betreibers
Tel. / FAX

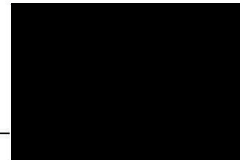
wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3
28217 Bremen
(030) 2408695-32

Adresse des
Kostenschuldners
Tel:

wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3
28217 Bremen
(030) 2408695-32

Ort, Datum: Berlin, 23.05.24

Unterschrift: _____



Folgende Unterlagen sind dem Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung zur Errichtung und zum Betrieb von Luftfahrthindernissen beigelegt:

- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
- Gondellogo
- Kostenübernahmeerklärung Flugsicherung
- Topographische Karte (siehe Kapitel 2.1 der Antragsunterlagen)
- Nordex – Allgemein Dokumentation: Kennzeichnung von Nordex-Windenergieanlagen
- Nordex – Allgemein Dokumentation: Kennzeichnung von Nordex-Windenergieanlagen in Deutschland
- Kurzbeschreibung (siehe Kapitel 1.2 der Antragsunterlagen)

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung

Unter Berücksichtigung des Anhangs 6 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) soll eine **bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK)** eingesetzt werden.

Die konkrete Auswahl des BNK-Systems wird zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Vor Inbetriebnahme wird die geplante Installation der BNK der zuständigen Luftfahrtbehörde schriftlich oder elektronisch angezeigt.

Folgende Unterlagen sind dann vorzulegen:

- Nachweis der Baumusterprüfung gemäß Anhang 6 Nummer 2 AVV durch eine vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur benannte Stelle;
- Nachweis des Herstellers und/oder Anlagenbetreibers über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen auf Basis der Prüfkriterien nach Anhang 6, Nummer 2 AVV.

Wir bitten um Prüfung, ob an dem geplanten Standort eine BNK grundsätzlich zulässig ist, sofern die Vorgaben des Anhangs 6 der AVV erfüllt werden.

Gondellogo

Im Bereich der roten Gondelmarkierung soll beidseitig das **Firmenlogo der wpd** angebracht werden. Dabei werden die Vorgaben der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV - Stand 04/2020), wonach gemäß Punkt 14.2 a) der rote Streifen durch grafische Elemente und/oder konstruktionsbedingt unterbrochen werden darf und grafische Elemente maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite beanspruchen dürfen, eingehalten.

Ein beispielhafter Entwurf ist der folgenden Ansichtszeichnung der Gondel zu entnehmen:



Kostenübernahmeerklärung

Gutachtliche Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung

Adressat: Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Westmecklenburg
Bleicherufer 13
19053 Schwerin

Bezug: Antragsverfahren nach § 4 BImSchG für zwei
Windenergieanlagen (Windpark Groß Hundorf)

Antragsteller: wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3
28217 Bremen

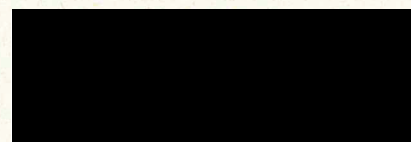
vertreten durch die Komplementärin **wpd Projektentwicklung management GmbH**, diese wiederum vertreten durch den Geschäftsführer Markus Jansen

Beschreibung des Vorhabens: Errichtung und Betrieb von zwei Windenergieanlagen:

Typ:	Nordex N149 / Nordex N163
Leistung:	5,7 MW / 7,0 MW
Nabenhöhe:	164 m
Rotordurchmesser:	149 m / 163 m
Gesamthöhe:	239 m / 246 m

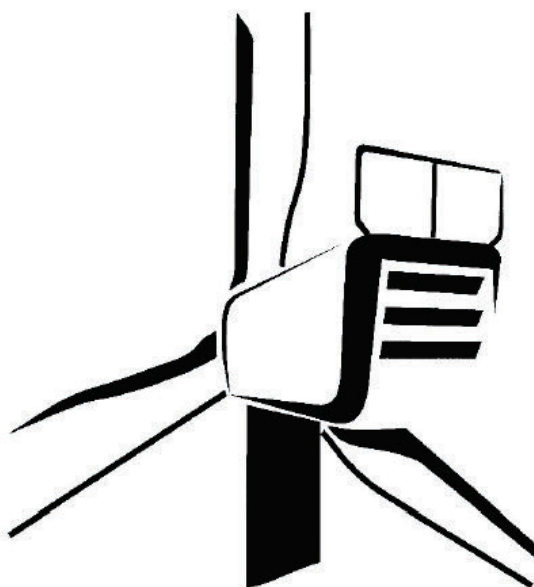
Hiermit erklärt der Betreiber der Windenergieanlagen, als Antragsteller zum o. g. Genehmigungsverfahren und vertreten durch die Komplementärin **wpd Projektentwicklung management GmbH**, die Übernahme der entstehenden Kosten für die **Einholung der gutachtlichen Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung**.

Beit., 02.01.25
Ort, Datum



Dipl.-Ing. Markus Jansen
Geschäftsführer
wpd Projektentwicklung management GmbH

	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: E0004000420
		Rev.: 07
KENNZEICHNUNG VON NORDEX- WINDENERGIEANLAGEN		Page: 1/14



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

Done	Reviewed	Approved
03-03-2023	 03-03-2023	 03-03-2023

© 2023 NORDEX GROUP. All rights reserved.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

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

1. Allgemein

1.1 Verwendungszweck

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

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

1.2 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
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.

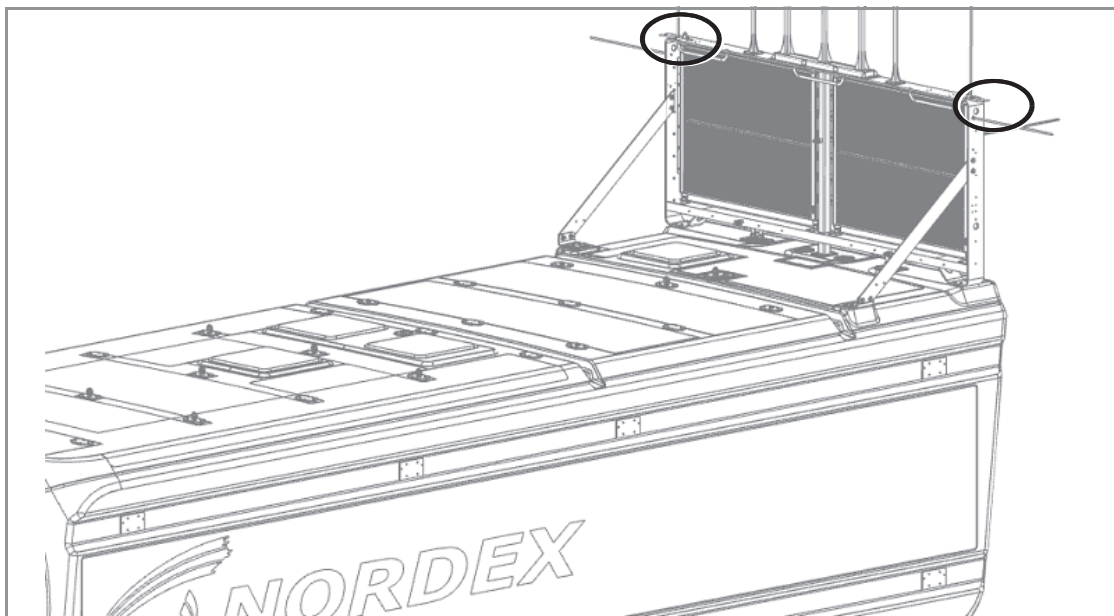


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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 Nachtbefeuern
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung

3.2 Tageskennzeichnung Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung

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

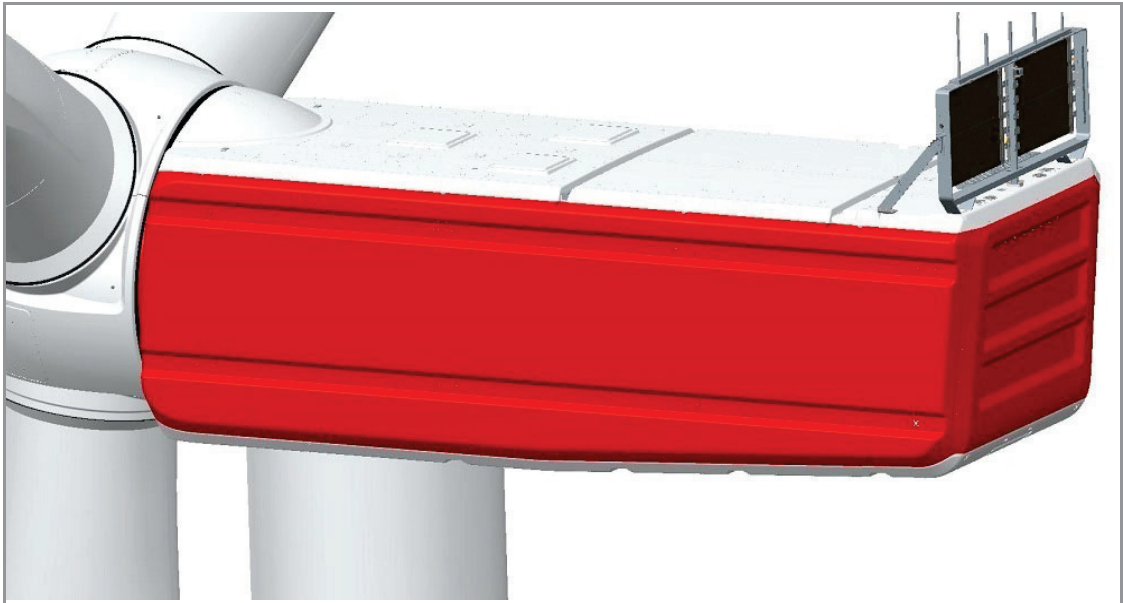


Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

Tagesbefeuerung

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

3.3 Nachtkennzeichnung Maschinenhaus

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

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

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

3.4 Kundenspezifische Gestaltung

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

- Bei Notwendigkeit einer roten Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(2).
- Ohne rote Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(1), mit Ausnahme einer Fläche von 700 x 700 mm auf der rechten Seite, siehe Abb. 4.
- Bei Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen:
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.

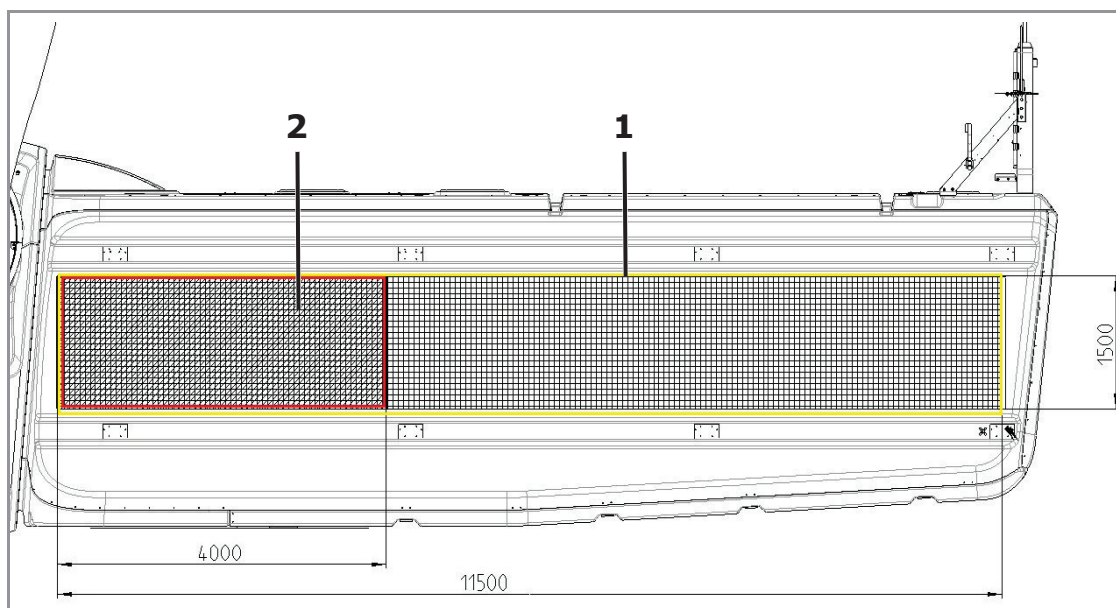


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

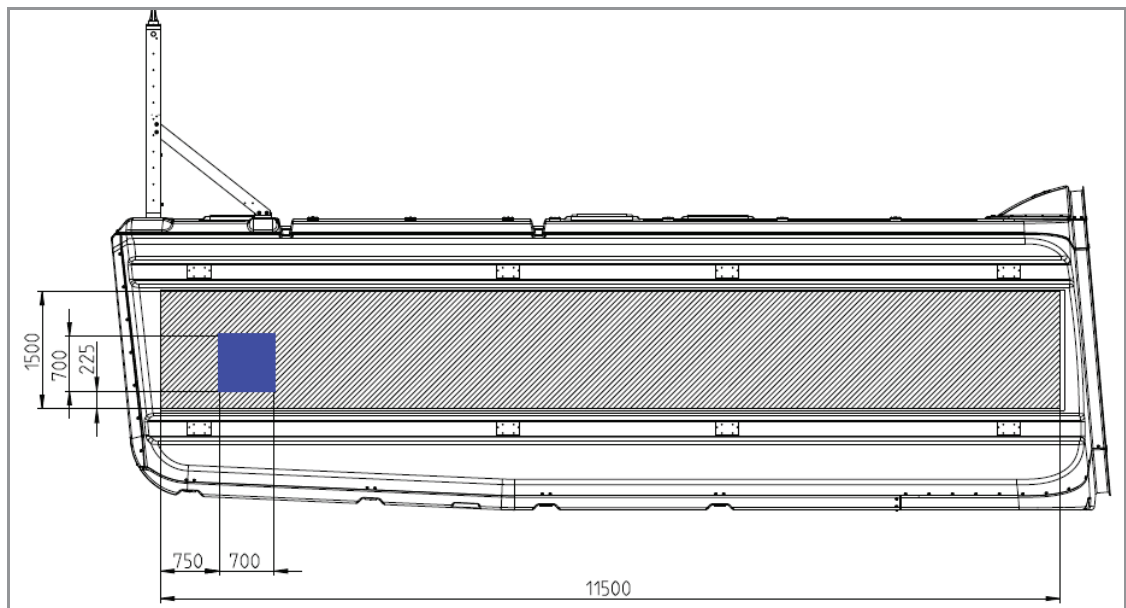


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



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.

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

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

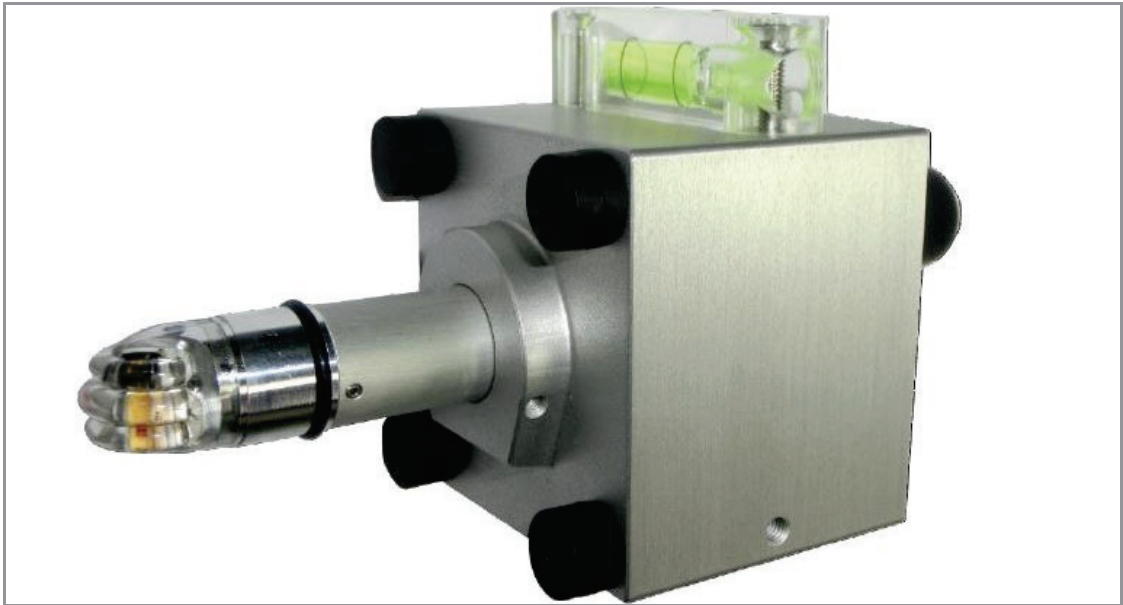


Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

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

5. Kennzeichnung Rotorblatt

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

Eine Nachtmarkierung durch Blattfeuer ist nicht vorgesehen.

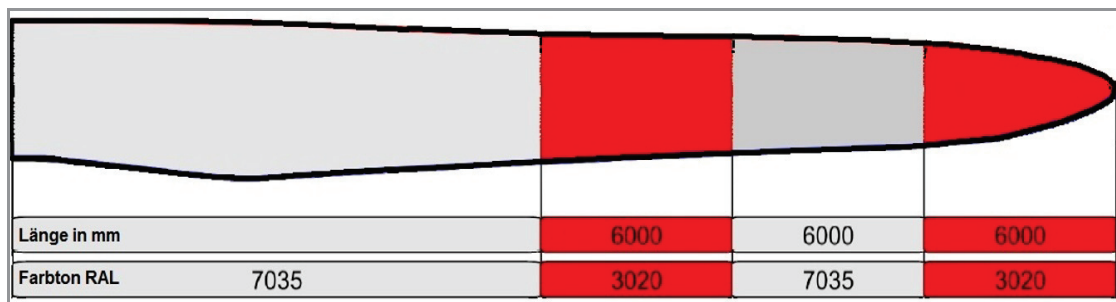
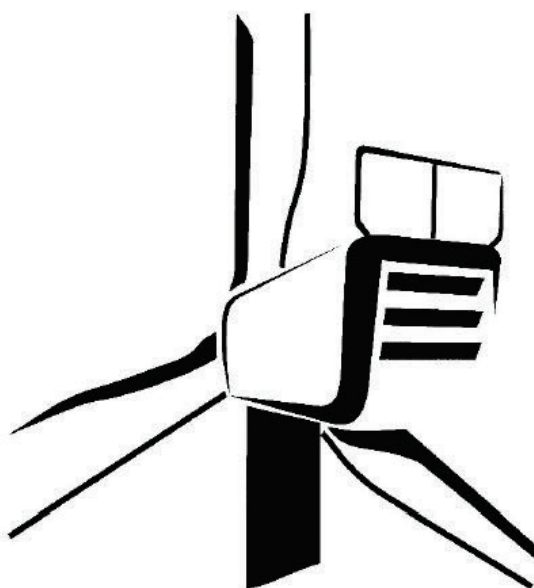


Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt

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



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

Done	Reviewed	Approved

© 2023 NORDEX GROUP. All rights reserved.

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

Alle Rechte vorbehalten.

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

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

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

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

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

info@nordex-online.com

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

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	K08 Delta	N117/3600, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X, N175/6.X

Inhalt

1.	Rechtliche Vorgaben für Deutschland.....	5
2.	Tageskennzeichnungen	6
3.	Nachtkennzeichnungen	7
3.1	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m	7
3.2	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m	8

1. Rechtliche Vorgaben für Deutschland

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

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

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

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

2. Tageskennzeichnungen



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

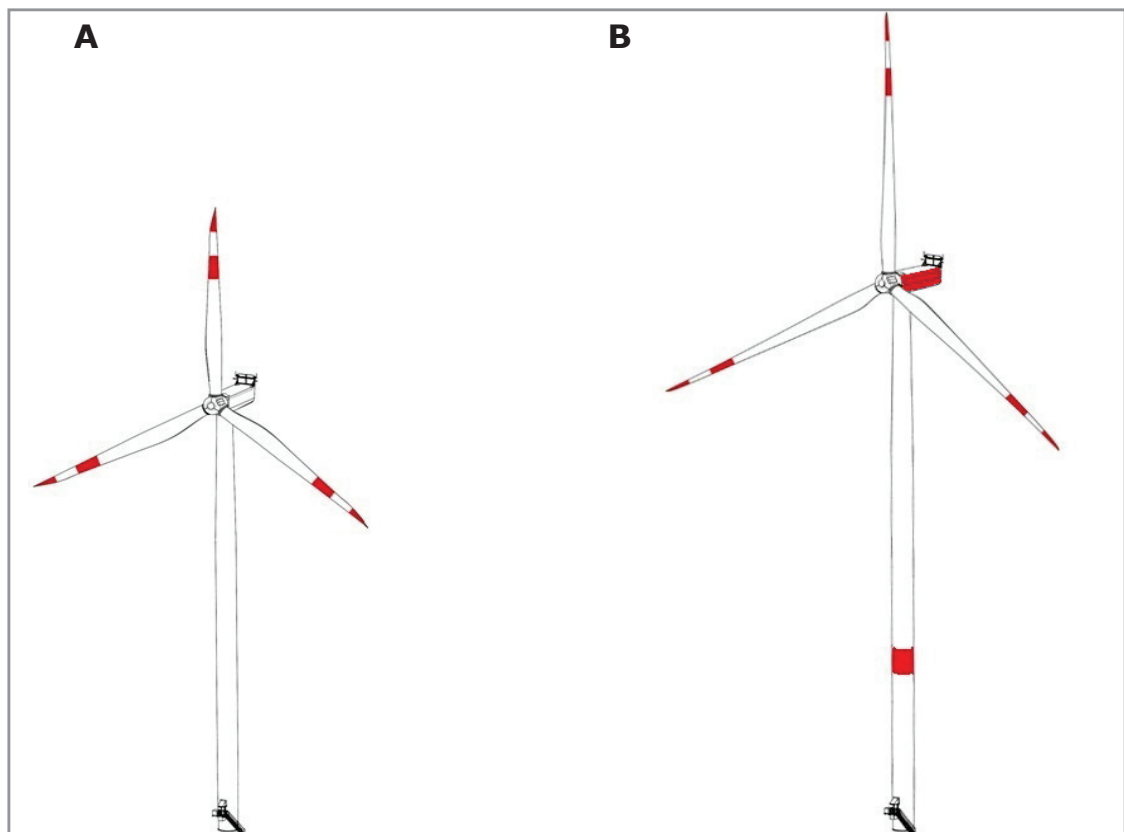


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

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

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

3. Nachtkennzeichnungen

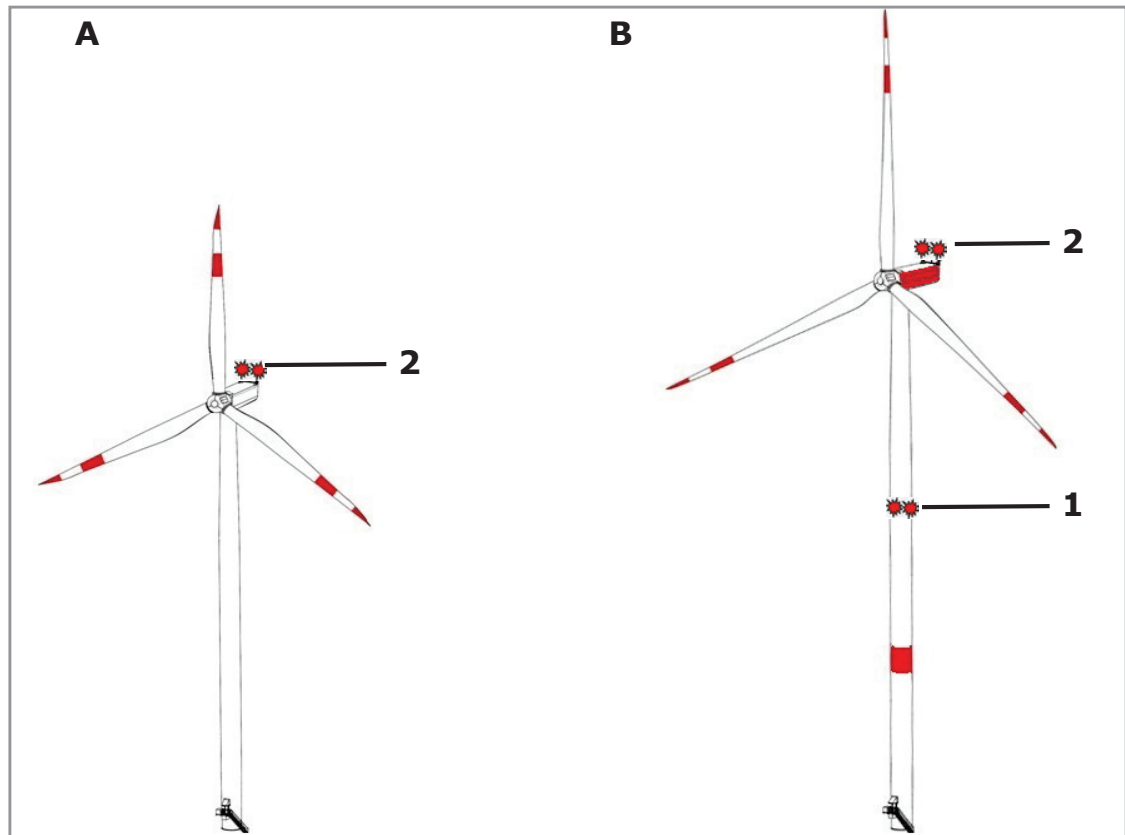


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Maschinenhausbefeuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m

Blatt-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

Blatt- befeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhaus- befeuerung
–	Anlage/Turm	Höhe [m]	2 x 170 cd W-rot ES, mit IR- Anteil und min. 16 h USV
	N117: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N117/3600		
	N117/TS106	54,5 m	
	N117/TS120	58,0 m	
	N117/TS134	69,1 m	
	N131, N133, N149, N163: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N131/3600		
	N131/TS99	51,2 m	
	N131/TS106	54,5 m	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N131/3900		
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N133/4.X		
	N133/TS110	58,5 m	
	N133/TS125-02	67,0 m	
	N133/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/4.X		
	N149/TS105	52,0 m	
	N149/TS125-01	67,0 m	
	N149/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/5.X		
	N149/TS105-01	52,5 m	
	N149/TS125-04	66,5 m	
	N149/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
	N163/5.X		
	N163/TS108-01	56,0 m	
	N163/TS118-00	59,0 m	
	N163/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
	N163/6.X		
	N163/TCS164B-03 (N23) ¹⁾	86,4 m	
	N163/TS118-03	62,7 m	

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

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

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 01			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N149-5.7 MW	wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG		33243377	5962492

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Wedendorfersee	Groß Hundorf	2	54/2		

Abstand nach LBauO

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			☐

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 02			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163-7.0 MW	wpd Windpark Groß Hundorf GmbH & Co. KG		33243260	5962958

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Wedendorfersee	Groß Hundorf	2	50/3		

Abstand nach LBauO

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:		
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke				☐

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 01	Windpark Groß Hundorf	Nordex	Nordex N149	-	164	149,1	238,6	5,7	
WEA 02	Windpark Groß Hundorf	Nordex	Nordex N163	-	164	163	245,5	7,0	

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 01	tags		89	95,2	98,9	101,5	102,2	99,7	92,1	84,1	107,3
WEA 02	tags		90,3	97,9	100	101,2	103	103,7	98,1	83,7	109,1
WEA 01	nachts		79,9	86,1	89,8	92,4	93,1	90,6	83	75	98,2
WEA 02	nachts		84,2	91,8	93,9	95,1	96,9	97,6	92	77,6	103