

**Gutachtliche Stellungnahme  
zum Mindestabstand und zur  
Auswirkung der Nachlaufströmung von  
Windenergieanlagen auf eine  
Hochspannungsfreileitung im Windpark  
Elbe-Steinlah**

Erstellt im Auftrag für

Ebert Erneuerbare Energien Projekt GmbH & Co. KG

Cremlingen

Revision 0

Hamburg, 23.03.2020

Revision	Datum	Änderung
0	23.03.2020	Erste Ausgabe

**Gegenstand:** Gutachtliche Stellungnahme zum Mindestabstand und zur Auswirkung der Nachlaufströmung von Windenergieanlagen auf eine Hochspannungsfreileitung im Windpark Elbe-Steinlah

**Referenz-Nr.:** 2020-WND-FG-006-R0

**Auftraggeber:** Ebert Erneuerbare Energien Projekt GmbH & Co. KG  
Feldbergstraße 10  
38162 Cremlingen, Deutschland

**Vom Auftraggeber eingereichte Unterlagen /11/:**

- Lageplan des Windparks
- Trassenpläne und Bemaßungen der Freileitungen
- Koordinaten (UTM ETRS89, Zone 32) aller zu berücksichtigenden WEA und Freileitungsmasten (einschließlich der Höhenangaben üNN)
- WEA-Spezifikation inkl. Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der geplanten WEA
- Projektbezogener Arbeitsraum für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an den WEA 3 und 6

**Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:**

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin Sachverständiger	Hamburg, 23.03.2020
Geprüft durch	Dr. rer. nat. M. Polster Sachverständige	Hamburg, 23.03.2020

**Für weitere Auskünfte:**

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG  
Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin  
Große Bahnstraße 31  
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557 2098

Fax: +49 40 8557 2552

E-Mail: [oroeglin@tuev-nord.de](mailto:oroeglin@tuev-nord.de)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Grundlagen</b> .....	<b>5</b>
2.1	<i>Normative Festlegungen</i> .....	5
2.2	<i>Analyse zur Anregung von Freileitungen</i> .....	6
2.3	<i>Darstellung der verwendeten Methodik</i> .....	8
<b>3</b>	<b>Randbedingungen</b> .....	<b>9</b>
3.1	<i>Windparkkonfiguration</i> .....	9
3.2	<i>Daten der Freileitungsmasten</i> .....	10
<b>4</b>	<b>Durchgeführte Untersuchungen</b> .....	<b>11</b>
4.1	<i>Bestimmung der zu untersuchenden Abstände</i> .....	11
4.2	<i>Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung</i> .....	13
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen</b> .....	<b>15</b>
<b>7</b>	<b>Literatur- und Quellenangaben</b> .....	<b>16</b>

## 1 Aufgabenstellung

Am Standort Elbe-Steinlah (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs Windenergieanlagen (WEA), siehe hierzu Tabelle 1 bzw. Abbildung 2. Östlich der geplanten WEA befindet sich die 110kV-Freileitung LH-10-1820 Haverlahwiese – Gitter.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist am 19.03.2020 per E-Mail beauftragt worden, zum Einen den in /1/ geforderten horizontalen Mindestabstand zwischen den WEA und der Freileitung nachzuweisen und zum Anderen die Möglichkeit von schädigenden Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und mit Bezug zu /1/ zu bewerten. Aufgrund des großen Abstandes der geplanten WEA 1, 2, 4 und 5 zur 110kV-Freileitung von über 500m werden diese WEA in den nachfolgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt. Eine Bewertung erfolgt daher nur für die geplanten WEA 3 und 6.

## 2 Grundlagen

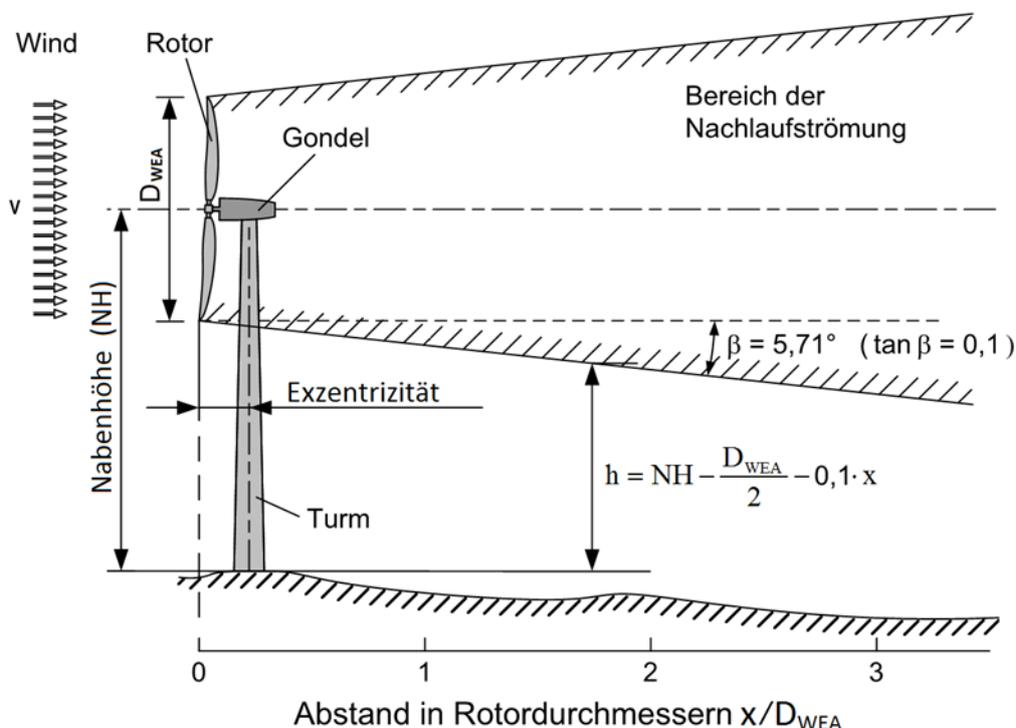
### 2.1 Normative Festlegungen

In der DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4):2016-04 /1/ sind die allgemeinen Anforderungen festgelegt, die bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Freileitungen erfüllt werden müssen.

Für Freileitungen über AC 1kV wird in /1/ ein horizontaler Mindestabstand zwischen dem äußersten ruhenden Leiterseil und der Turmachse der WEA gefordert. Dieser setzt sich zusammen aus einem Abstand abhängig vom Rotordurchmesser  $D_{WEA}$ , einem spannungsabhängigen Mindestabstand und dem Arbeitsraum für Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der WEA.

Bis zu einem Abstand von drei Rotordurchmessern ( $3D_{WEA}$ ) zwischen Turmachse der WEA und dem nächstliegenden ruhenden Leiter werden in /1/ des Weiteren ausreichende Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert, wenn nicht sichergestellt ist, dass die Freileitungen (Leiter und Erdseile) außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen. Um diesen Nachweis führen zu können, muss die Ausdehnung des Bereiches der Nachlaufströmung, der einen schädigenden Einfluss ausübt, bekannt sein.

In /1/ ist ein vereinfachtes Verfahren angegeben, mit dem die Ausdehnung des Nachlaufs abgeschätzt werden kann. Hier wird für den Bereich der Nachlaufströmung ein Kegelstumpf mit einer Steigung von 10% entsprechend einem Aufweitungswinkel von  $\beta = 5,71^\circ$ , ausgehend von der Rotorfläche, unterstellt (siehe Abbildung 1).



**Abbildung 1:** Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung nach /1/

## 2.2 Analyse zur Anregung von Freileitungen

Die Nachlaufströmung hinter einer WEA entsteht dadurch, dass dem Wind Energie entzogen und umgewandelt wird. Aus diesem Grund verringert sich die Windgeschwindigkeit direkt hinter einer WEA spürbar. Parallel dazu erhöht sich die Turbulenzintensität deutlich. Eine Grenze zwischen ungestörter und gestörter Strömung lässt sich nur schwer definieren. Hier wird durch die Scherung zwischen dem unbremsten Wind außerhalb des Nachlaufs und dem abgebremsten Wind im Nachlauf ebenfalls Turbulenz erzeugt. Physikalisch gesehen ist die Annahme eines sich beständig erweiternden Nachlaufs mit zunehmender Entfernung nicht plausibel. Vielmehr wird mit zunehmendem Abstand zur WEA das entstehende Windgeschwindigkeitsdefizit aufgrund der Dispersion des Nachlaufs, der damit einhergehenden Vermischung der Windströmung und aufgrund der Dissipation der Turbulenz wieder aufgefüllt und die Störung löst sich auf. Um ein Kriterium für die relevante Ausdehnung der Nachlaufströmung angeben zu können, müssen mögliche Ursachen für Anregungen von Freileitungen genauer betrachtet werden.

Angeströmte Freileitungen werden durch eine periodische Ablösung von Luftwirbeln zu erzwungenen Schwingungen angeregt. Die Ablösefrequenz ( $f$ ) von Wirbeln an feststehenden Zylindern ist gemäß dem Strouhal-Gesetz annähernd proportional zur Windgeschwindigkeit und umgekehrt proportional zum Zylinderdurchmesser:

$$f = \text{St}(\text{Re}) \cdot \frac{v}{D_L}$$

Im hier relevanten Bereich der Reynoldszahl ( $Re$ ) von  $10^3$  bis etwa  $10^4$  liegt die Strouhal-Zahl ( $St$ ) relativ konstant bei 0,21 (Annahmen für Reynoldszahl ( $Re$ ): Durchmesser der Freileitung ( $D_L$ ): 30mm, Windgeschwindigkeit ( $v$ ): 7m/s, kinematische Viskosität ( $\nu$ ):  $1,4 \cdot 10^{-5} \text{m}^2/\text{s}$ ). Für die Ablösefrequenz folgt so ein oberer Wert von etwa 50Hz.

Stimmt die Wirbelablösefrequenz mit der Eigenfrequenz eines Seils annähernd überein, so erfolgt dessen Anregung zu Schwingungen quer zur Windrichtung. Die auftretenden Schwingungen können wegen der damit verbundenen Biegewechselbeanspruchung vorwiegend an den Unterstützungen zu Bruchschäden der Seile führen. Relevante Schwingungsamplituden in der Aufhängung der Seile liegen nach /4/ und /5/ im Bereich bis 50Hz bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von ca. 7m/s.

Für typische Bedingungen von Freileitungsseilen beträgt der Abstand der Eigenfrequenzen, wie in /4/ weiter nachgewiesen wird, nur etwa 0,1Hz. Wegen der geringen Seileigendämpfung und der dichten Folge von weiteren höheren Eigenfrequenzen führen die an sich niedrigen, anregenden Kräfte zu einer Resonanzüberhöhung, so dass Dämpfer (üblicherweise Stockbridge-Schwingungstilger in der Nähe der Aufhängungspunkte der Freileitung) zur Reduzierung der auftretenden Biegewechselbeanspruchung verschiedentlich eingesetzt werden /6/, /7/.

Da nur die relativ geringen Windgeschwindigkeiten bis ca. 7m/s zur Anregung führen und andererseits eine WEA die Windgeschwindigkeit in ihrem Nachlauf reduziert, besteht die Möglichkeit, dass es durch benachbarte WEA aufgrund der häufiger auftretenden geringen Windgeschwindigkeiten zu einer erhöhten Schwingungsbelastung kommt. Diesem Ansatz folgt die Studie /3/. Bei der Ermittlung der Schädigungspotentiale wurden hier folgende Annahmen getroffen:

- Das Seil befindet sich in der gesamten Länge des Spannungsfelds ständig im Einflussbereich der Nachlaufströmung.
- Als natürliche Turbulenzintensität wurden 10% und für deren Erhöhung im Nachlauf 5% unterstellt. Nach /3/ wirken dabei hohe Turbulenzintensitäten dämpfend.
- Weiterhin werden die Freileitungsseile vom Kern der Nachlaufströmung getroffen und erfahren dabei eine gegenüber dem ungestörten Wind bis auf 40% reduzierte Anströmgeschwindigkeit.

Diese Werte sind als konservativ in Bezug auf ihr Schädigungspotential zu sehen, weil:

- es bei einer typischen Spannungsfeldlänge von 350m bis zu über 400m bei Hochspannungsfreileitungen nicht möglich ist, dass die Seile in ihrer gesamten Länge und ständig vom Nachlauf einer WEA getroffen werden.
- unterhalb von 7m/s Windgeschwindigkeit sowohl die Umgebungsturbulenzintensität als auch deren Erhöhung durch den Nachlauf größer als die unterstellten Werte sind. Im Bereich von 3m/s bis 7m/s werden WEA für Umgebungsturbulenzintensitäten von 42,0% bis 24,9% ausgelegt. Dies kann als obere Grenze angesehen werden und entspricht in etwa der Größenordnung, die im direkten Nachlauf der WEA bei diesen Windgeschwindigkeiten erreicht wird.

- eine Verminderung der Windgeschwindigkeit auf 40% der ungestörten Strömung dicht am erreichbaren Grenzwert liegt und eine Lage der Freileitungseile im Kern einer Nachlaufströmung bei heutzutage üblichen WEA-Nabenhöhen praktisch ausgeschlossen werden kann.

### **2.3 Darstellung der verwendeten Methodik**

Grundsätzlich unterscheidet man den Nahbereich der Nachlaufströmung, in dem die von den Blattspitzen generierte Turbulenz und das von der WEA insgesamt erzeugte Windgeschwindigkeitsdefizit mit deutlichen Konturen präsent sind. Abhängig von der atmosphärischen Strömung geht dieser Nahbereich zwischen drei bis fünf Rotordurchmessern Abstand hinter der WEA in den Fernbereich der Nachlaufströmung über, in dem die vorhandenen scharfen Konturen verschwinden und in einen weichen Verlauf übergehen.

Interessant in Bezug auf die Anregung von Freileitungen ist nur der Nahbereich der Nachlaufströmung, da nur hier die in Abschnitt 2.2 definierten Bedingungen erreicht werden können. Der Kern der Nachlaufströmung mit einer nennenswerten Reduzierung der Windgeschwindigkeit ist in diesem Bereich scharf abgegrenzt und kleiner als der Rotordurchmesser.

Der in /3/ angenommene, schädigungsrelevante Bereich der auf 40% reduzierten Anströmgeschwindigkeit muss daher deutlich kleiner als der in /1/ definierte Kegelstumpf sein.

Eine genaue Verifizierung dieses Bereiches gestaltet sich schwierig. Geeignete Freifeldmessungen an realen Anlagen liegen fast gar nicht vor und geben bestenfalls nur Ausschnitte wieder. Es sind daher verschiedene Nachlaufmodelle entwickelt worden. In den letzten Jahren haben sich zunehmend numerische dreidimensionale CFD-Simulationen (engl.: Computational Fluid Dynamics) etabliert /8/, /9/, /10/, die bereits in stationären Berechnungen gute Übereinstimmungen mit Messergebnissen bezüglich der Windgeschwindigkeitsabnahme liefern. Es liegt daher nahe, den relevanten Einflussbereich einer WEA bezüglich benachbarter Freileitungen durch eine dreidimensionale CFD-Simulation zu erfassen.

In den von uns bislang durchgeführten Untersuchungen dehnt sich der in Abschnitt 2.2 definierte, schädigungsrelevante Einflussbereich des Nachlaufs nicht über die horizontal nach hinten verlängerte Rotorfläche hinaus aus und löst sich zum Ende des Nahbereichs auf. Damit ist das in /1/ definierte Verfahren entsprechend konservativ.

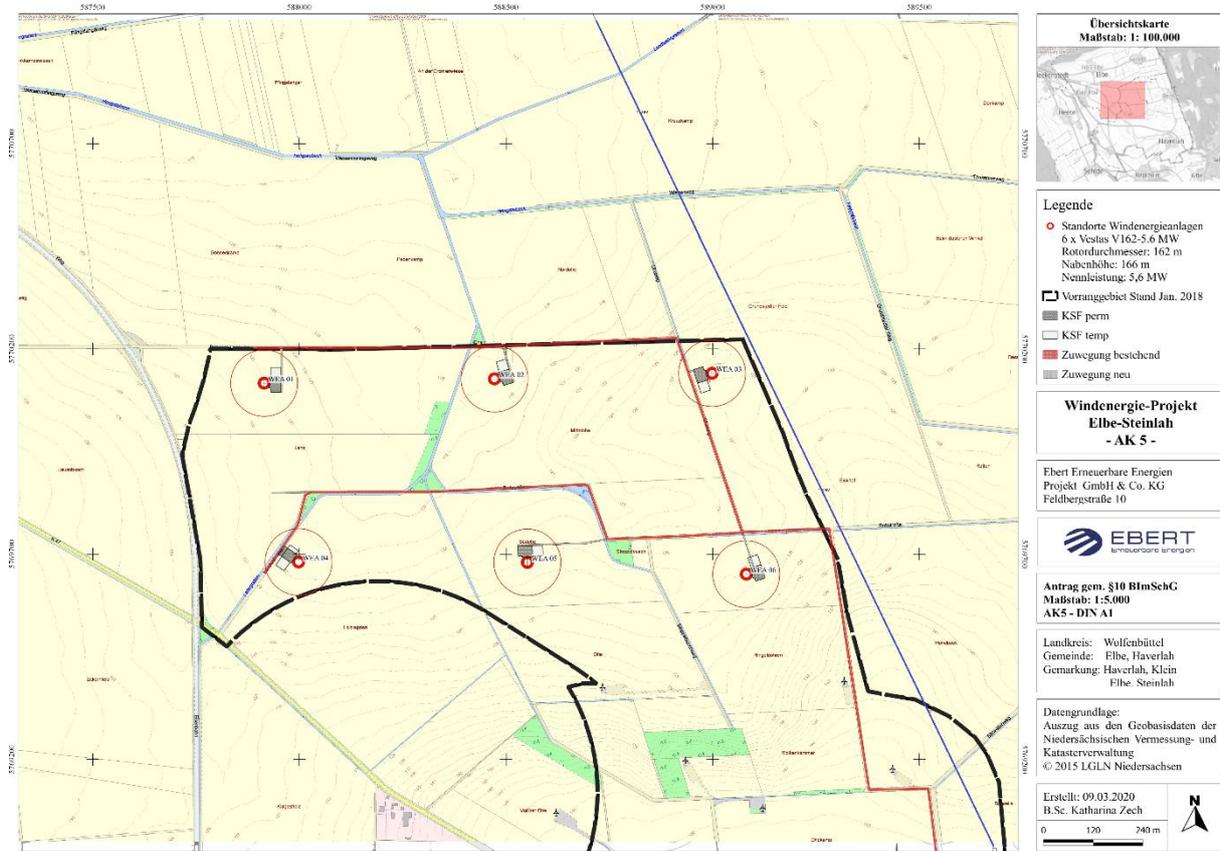
### 3 Randbedingungen

#### 3.1 Windparkkonfiguration

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und zur WEA-Spezifikation /11/ sind in Tabelle 1 bzw. Abbildung 2 dargestellt. Aufgrund des großen Abstandes der geplanten WEA 1, 2, 4 und 5 zur 110kV-Freileitung von über 500m werden diese WEA in den nachfolgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt. Eine Bewertung erfolgt daher nur für die geplanten WEA 3 und 6.

WEA-Bezeichnung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P <sub>Nenn</sub> [MW]	D [m]	NH ü. Grund [m]	NH über NN [m]
	Rechtswert	Hochwert					
WEA 1	587915	5770116	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	285,7
WEA 2	588472	5770127	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	282,5
WEA 3	588999	5770141	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	291,4
WEA 4	587998	5769681	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	285,3
WEA 5	588552	5769680	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	287,6
WEA 6	589081	5769651	Vestas V162	5,60	162,0	166,0	290,6

**Tabelle 1:** Windparkkonfiguration (Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32)



**Abbildung 2:** Lage der geplanten WEA und der Trasse der 110kV-Freileitung (blaue Linie), projektbezogener Arbeitsraum für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an den jeweiligen WEA /11/

### 3.2 Daten der Freileitungsmasten

Nach /1/ sind alle Freileitungen in die Betrachtung einzubeziehen, deren horizontaler Abstand von  $3D_{WEA}$  zur Turmachse der jeweiligen WEA unterschritten wird (siehe Kapitel 2.1). Die dazugehörigen Typen der Freileitungsmasten, die Koordinaten sowie die Höhen der Leiterseile wurden aus /1/ entnommen und sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die in Tabelle 2 angegebenen Höhen beziehen sich hierbei auf die oberste Leiterseilebene bzw. die Ebene des Erdseils. Die Freileitungen sind mit einer Traversenbreite von jeweils 6,70m (Masten 033, 034 und 036 bis 039) bzw. 6,95m (Mast 035) beidseitig aufgehängt.

110kV-Freileitung LH-10-1820 Haverlahwiese – Gitter					
Mastbezeichnung	Typ des Freileitungsmastes	Koordinaten [m]		Höhe über Grund [m]	Höhe über NN [m]
		Rechtswert	Hochwert		
033	T +0,0 +0,0	588986,8	5770435,9	24,80	145,82
034	T +0,0 +0,0	589106,4	5770185,5	24,80	153,02
035	WA160-180 +0,0 +0,0	589214,1	5769960,0	23,90	154,25
036	T +0,0 +0,0	589330,8	5769715,5	24,80	156,27
037	T +0,0 +0,0	589446,6	5769473,4	25,08	169,08
038	T +0,0 +0,0	589564,9	5769225,9	24,80	170,02
039	T +0,0 +0,0	589681,8	5768981,3	24,80	177,85

**Tabelle 2:** Bezeichnung, Koordinaten und Höhendaten der Freileitungsmasten (oberste Leiterseilebene bzw. Ebene des Erdseils) der 110kV-Freileitung (Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32)

## 4 Durchgeführte Untersuchungen

### 4.1 Bestimmung der zu untersuchenden Abstände

Nach /1/ sind zwischen dem äußersten ruhenden Leiterseil der Freileitung und der Turmachse der WEA folgende Abstände einzuhalten:

$$a_{WEA} = 0,5D_{WEA} + a_{Raum} + a_{LTG}$$

Hierbei sind:

- $a_{WEA}$  waagerechter Abstand zwischen äußerstem ruhenden Leiter der Freileitung und Turmachse der WEA
- $D_{WEA}$  Rotordurchmesser der jeweiligen WEA
- $a_{Raum}$  projektbezogener Arbeitsraum für Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der WEA
- $a_{LTG}$  spannungsabhängiger Mindestabstand

Der Abstand  $a_{LTG}$  ist in /1/ abhängig von der Nennspannung im Netz angegeben (siehe Tabelle 3). Es ist für jeden Leiter zu prüfen, ob die Summe aus dem horizontalen Abstand zwischen ruhender und ausgeschwungener Leiterposition und dem Schutzabstand gemäß DIN VDE 0105-100 /2/ oder der spannungsabhängige Mindestabstand gemäß Tabelle 3 größer ist. Im Vergleich beider Abstände ist der entsprechend höhere Wert anzuwenden.

Nennspannung im Netz $U_n$ [kV]	spannungsabhängige Mindestabstände $a_{LTG}$ [m]
$1 < U_n \leq 45$	10
$45 < U_n \leq 110$	20
$> 110$	30

**Tabelle 3:** Nennspannungen im Netz und spannungsabhängige Mindestabstände /1/

Anhand der vom Auftraggeber eingereichten Unterlagen /11/ beträgt die Schutzstreifenbreite im Abschnitt der relevanten Masten auf beiden Seiten jeweils minimal 15,75m und maximal 17,75m. In dieser Breite ist der Schutzabstand gemäß DIN VDE 0105-100 /2/ bereits enthalten. Die Anwendung des in Tabelle 3 genannten Abstandes von  $a_{LTG} = 20,0m$  ist somit abdeckend.

Für den projektbezogenen Arbeitsraum  $a_{Raum}$  an den WEA 3 und 6 liegt jeweils die Angabe vor, dass dieser in kürzester Richtung zur Freileitung nicht über den Rotorradius hinausragt /11/. Dieser kann damit für den vorliegenden Fall jeweils zu Null gesetzt werden. Der projektbezogene Arbeitsraum  $a_{Raum}$  ist vom Antragsteller/WEA-Betreiber verbindlich anzugeben und anschließend zwischen Freileitungsbetreiber und WEA-Betreiber zu vereinbaren.

Unter Berücksichtigung der weiteren jeweiligen Einzelabstände berechnet sich der in /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zu der 110kV-Freileitung jeweils zu 101,0m.

Der Abstand der WEA 3 und 6 zum äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitung ist entsprechend /11/ in Tabelle 4 zusammengestellt. Dabei wurde abdeckend jeweils eine Traversenbreite von 6,95m zugrunde gelegt. Abstände, die den nach /1/ ermittelten geforderten Mindestabstand unterschreiten, sind jeweils fett und kursiv gedruckt.

WEA-Bezeichnung	Abstand zum äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitung [m]
WEA 3	109,1
WEA 6	246,2

**Tabelle 4:** Abstände zwischen Turmachse der WEA 3 und 6 und den äußersten ruhenden Leiterseilen

Die WEA 3 und 6 halten den nach /1/ ermittelten, geforderten Mindestabstand zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitungen ein.

Die WEA 3 und 6 unterschreiten jedoch den in /1/ geforderten Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und dem nächstliegenden ruhenden Leiter von  $3D_{WEA}$  (486,0m), unterhalb dessen Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert wer-

den, wenn nicht sichergestellt ist, dass die Freileitungen außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen.

## **4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung**

Entsprechend den Erläuterungen in Abschnitt 2.1 erfolgt die Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung mit dem Berechnungsverfahren nach /1/.

Der Nachlaufkegel jeder WEA wird unter Berücksichtigung der Exzentrizität der jeweiligen Rotorebene mit einer Länge von  $3D_{WEA}$  angenommen, um einen Einfluss der Nachlaufströmung im geforderten Bereich abzudecken. Gemäß /1/ muss bei der Berechnung der Auswirkungen der Nachlaufströmung nur der Schwenkbereich der Rotorebene im Bereich  $\pm 45^\circ$  bezogen auf den kürzesten Abstand zwischen Turmachse und Leiter berücksichtigt werden. Werden Freileitungen also in einem Winkel größer  $45^\circ$  angeströmt, so kann der Einfluss der Nachlaufströmung demnach als vernachlässigbar angesehen werden.

Die Freileitungen, bei denen ein Anströmwinkel von  $45^\circ$  unterschritten wird und die damit relevant für die nachfolgende Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung der WEA 3 und 6 sind, liegen zwischen den Masten 033 bis 037. Die Entfernung der Schnittpunkte zu den Freileitungen, bei denen ein Anströmwinkel von genau  $45^\circ$  erreicht wird, wurde mit 174,0m (WEA 3) bzw. mit 367,9m (WEA 6) ermittelt. Die Unterkante des jeweiligen Nachlaufkegels erreicht bei dieser Entfernung eine Höhe von 190,5m (WEA 3) bzw. 170,3m (WEA 6). Die Exzentrizität der WEA zwischen Turmmitte und Rotorblattspitze in unterster Position, die bei dieser Bewertung berücksichtigt wurde, liegt nicht vor und wurde daher konservativ mit 25,0m angenommen.

Der Vergleich der Höhen der Unterkanten der Nachlaufkegel (190,5m bzw. 170,3m) mit den Höhen der obersten Leiterseilebene bzw. der Ebene des Erdseils (siehe Tabelle 2) an den relevanten Masten 033 bis 037 von maximal 169,08m (Mast 037) zeigt, dass alle Höhen unterhalb der ermittelten Höhe der Unterkante des jeweiligen Nachlaufkegels liegen. Infolgedessen liegen zwischen den Masten 033 und 037 die obersten Leiterseilebenen bzw. Erdseilebenen und damit auch alle darunterliegenden Leiterseilebenen unterhalb des Einflussbereichs der Nachlaufströmung der WEA 3 und 6. Aus technischer Sicht sind daher keine schwingungsdämpfenden Maßnahmen an diesen Freileitungen erforderlich.

## **5 Zusammenfassung**

Am Standort Elbe-Steinlah (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs WEA. Östlich der geplanten WEA befindet sich die 110kV-Freileitung LH-10-1820 Haverlahwiese – Gitter.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob der in /1/ geforderte jeweilige horizontale Mindestabstand der WEA 3 und 6 zu der Freileitung eingehalten wird und ob die Möglichkeit von schädigenden Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA

unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten gegeben ist. Aufgrund des großen Abstandes der geplanten WEA 1, 2, 4 und 5 zur 110kV-Freileitung von über 500m werden diese WEA in den nachfolgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt.

Die WEA 3 und 6 halten jeweils den nach /1/ ermittelten, geforderten Mindestabstand von 101,0m zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitung ein.

Die Standorte der WEA 3 und 6 weisen jeweils einen Abstand von weniger als  $3D_{WEA}$  zu den zu betrachtenden Freileitungen auf und es wurde daher untersucht, ob diese bis zu dieser Entfernung im Bereich bis zu einem Anströmwinkel kleiner  $45^\circ$  vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen werden. Die Untersuchungen haben ergeben, dass sich zwischen den zu betrachtenden Masten 033 bis 037 keine Freileitungen in der Nachlaufströmung der WEA 3 und 6 befinden. Aus technischer Sicht sind daher keine Schwingungsschutzmaßnahmen an den Freileitungen erforderlich.

Die vorliegende gutachtliche Stellungnahme ist nur in ihrer Gesamtheit gültig. Die darin getroffenen Aussagen beziehen sich ausschließlich auf die vorliegenden überlieferten Dokumente.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber übermittelten Informationen und Angaben und für durch unrichtige Angaben bedingte falsche Aussagen.

Die von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erbrachten Leistungen (z.B. Gutachten-, Prüf- und Beratungsleistungen) dürfen nur im Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks verwendet werden. Vorbehaltlich abweichender Vereinbarungen im Einzelfall, räumt TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG dem Auftraggeber an seinen urheberrechtlichen Leistungen jeweils ein einfaches, nicht übertragbares sowie zeitlich und räumlich auf den Vertragszweck beschränktes Nutzungsrecht ein. Weitere Rechte werden ausdrücklich nicht eingeräumt, insbesondere ist der Auftraggeber nicht berechtigt, die Leistungen des Auftragnehmers zu bearbeiten, zu verändern oder nur auszugsweise zu nutzen.

Eine Veröffentlichung der Leistungen über den Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks hinaus, auch auszugsweise, bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG. Eine Bezugnahme auf TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist nur bei Verwendung der Leistung in Gänze und unverändert zulässig.

Bei einem Verstoß gegen die vorstehenden Bedingungen ist TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG jederzeit berechtigt, dem Auftraggeber die weitere Nutzung der Leistungen zu untersagen.

## 6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage(n)	
$P_{\text{Nenn}}$	Nennleistung der jeweiligen WEA	[MW]
$D_{\text{WEA}}$	Rotordurchmesser	[m]
NH	Nabenhöhe	[m]
h	Höhendifferenz zwischen der Unterkante des Nachlaufkegels und dem Turmfuß	[m]
x	waagerechter Abstand von der Turmachse der WEA unter Berücksichtigung der Exzentrizität der Rotorebene	[m]
$a_{\text{WEA}}$	waagerechter Abstand zwischen äußerstem ruhenden Leiter der Freileitung und Turmachse der WEA	[m]
$a_{\text{LTG}}$	spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$a_{\text{Raum}}$	Arbeitsraum (projektbezogen) für Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der WEA	[m]
f	Ablösefrequenz von Wirbeln	[Hz]
St	Strouhal-Zahl	[-]
Re	Reynolds-Zahl	[-]
$D_L$	Leiteseildurchmesser	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
$U_n$	Nennspannung im Netz	[kV]
$\beta$	Aufweitungswinkel des Nachlaufkegels	[°]
$\nu$	Kinematische Viskosität	[m <sup>2</sup> /s]

## 7 Literatur- und Quellenangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4):2016-04, Freileitungen über AC 1 kV – Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012), Berlin, April 2016.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100), Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen, Berlin, Oktober 2009.
- /3/ Degener, T., Kießling, F., Tzschoppe, J. Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 98, Heft 7, Seite 32-35. 1999.
- /4/ Hagedorn, P. Leiterseilschwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26. VDE-Verlag. Berlin, Offenbach. 1990.
- /5/ Philipps, W. Seilschwingungen bei Freileitungen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 67, Heft 11, S. 279 ff. 1968.
- /6/ Drews, T. Probleme der winderregten Seilschwingungen in den USA. Elektrizitätswirtschaft Jg. 67, Heft 11, S. 291 ff. 1968.
- /7/ Bückner, W., Philipps, W. Die mechanische Bemessung der Freileitungsseile. Elektrizitätswirtschaft Jg. 69, Heft 26, S. 686 ff. 1970.
- /8/ Vermeer, L.J., Sørensen, J.N., Crespo, A. Wind turbine wake aerodynamics. Progress in Aerospace Sciences 39, pp. 467-510. 2003.
- /9/ Hahm, Th., Kröning, J. Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage. Fluent Anwenderkonferenz 2001. Bingen. 17./18. Sept. 2001.
- /10/ Wußow, St., Sitzki, L., Hahm, Th. 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine. The Science of Making Torque from Wind / Journal of Physics: Conference Series 75 012033. 2007.
- /11/ Ebert Erneuerbare Energien Projekt GmbH & Co. KG; E-Mails mit beigefügten Koordinaten inkl. Höhenangaben und Angaben zur WEA-Spezifikation inkl. Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der geplanten WEA, Koordinaten inkl. Höhenangaben und Bemaßungsangaben zu den Freileitungsmasten, Lageplan des Windparks, projektbezogener Arbeitsraum für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an den geplanten WEA 3 und 6; 17.07.2019, 01.08.2019, 18.03.2020 und 19.03.2020 sowie Telefonat am 01.08.2019