

**Gutachtliche Stellungnahme
zum Mindestabstand und zur
Auswirkung der Nachlaufströmung von
Windenergieanlagen auf
Hochspannungsfreileitungen im Windpark
Oldenbroker Feld**

Erstellt im Auftrag für

Projektierungsgesellschaft für regenerative Energiesysteme mbH

Oldenburg

Revision 0

Hamburg, 28.03.2017

Revision	Datum	Änderung
0	28.03.2017	Erste Ausgabe

Gegenstand: Gutachtliche Stellungnahme zum Mindestabstand und zur Auswirkung der Nachlaufströmung von Windenergieanlagen auf Hochspannungsfreileitungen im Windpark Oldenbroker Feld

Referenz-Nr.: 2017-WND-FG-004-R0

Auftraggeber: Projektierungsgesellschaft
für regenerative Energiesysteme mbH
Alexanderstr. 404 b
26127 Oldenburg, Deutschland

Vom Auftraggeber eingereichte Unterlagen /11/:

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

Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin Sachverständiger	Hamburg, 28.03.2017
Geprüft durch	Dr. rer. nat. M. Polster Sachverständige	Hamburg, 28.03.2017

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

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung	5
2	Grundlagen	5
2.1	<i>Normative Festlegungen</i>	<i>5</i>
2.2	<i>Analyse zur Anregung von Freileitungen.....</i>	<i>6</i>
2.3	<i>Darstellung der verwendeten Methodik</i>	<i>8</i>
3	Randbedingungen	9
3.1	<i>Windparkkonfiguration</i>	<i>9</i>
3.2	<i>Daten der Freileitungsmasten</i>	<i>10</i>
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	12
4.1	<i>Bestimmung der zu untersuchenden Abstände</i>	<i>12</i>
4.2	<i>Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....</i>	<i>14</i>
5	Zusammenfassung.....	15
6	Formelzeichen und Abkürzungen	17
7	Literatur- und Quellenangaben.....	18

1 Aufgabenstellung

Am Standort Oldenbroker Feld (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs Windenergieanlagen (WEA), siehe hierzu Tabelle 1 bzw. Abbildung 2. In der unmittelbaren Umgebung der geplanten WEA befindet sich eine 110kV-Freileitung der DB Energie GmbH mit dem Verlauf West - Ost sowie eine 110kV-Freileitung der Avacon AG mit dem Verlauf Süd-Südwest – Nord-Nordost.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist am 24.02.2017 per E-Mail beauftragt worden zum Einen den in /1/ geforderten horizontalen Mindestabstand zwischen den WEA und den Freileitungen nachzuweisen und zum Anderen die Möglichkeit von Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und mit Bezug zu /1/ zu bewerten.

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).

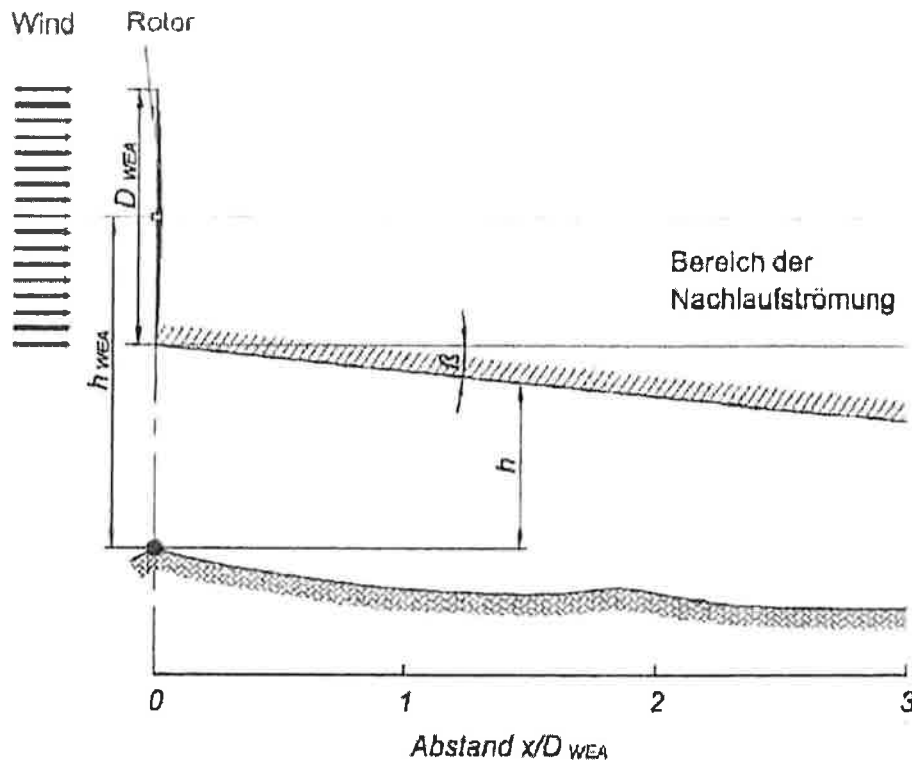


Abbildung 1: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädlichen Einflussbereiches der Nachlaufströmung nach [1]

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 ungebremsten 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:

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

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 (ν): $1,4 \cdot 10^{-5} \text{m}^2/\text{s}$). 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 Umgebungs-

turbulenzintensitäten 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.

WEA-Bezeichnung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P _{Nenn} [MW]	D [m]	NH ü. Grund [m]	NH über NN [m]
	Rechtswert	Hochwert					
WEA 3	459091	5902357	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	138,9
WEA 6	457618	5902072	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	137,9
WEA 8	457422	5902366	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	138,5
WEA 9	458154	5902758	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	137,8
WEA 10	458277	5903054	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	137,2
WEA 11	458436	5903317	Vestas V112	3,30 / 3,45	112,0	140,0	138,9

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

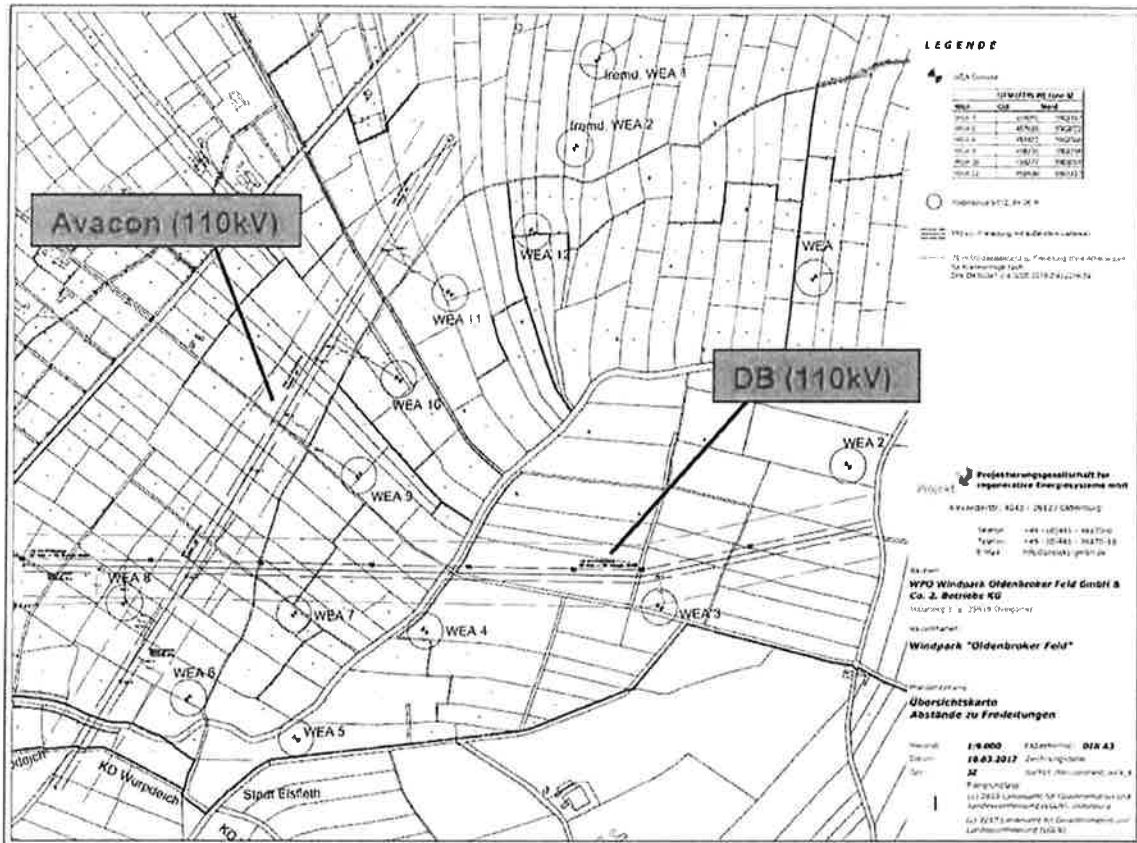


Abbildung 2: Lage der geplanten WEA und der Trassen der 110kV-Freileitungen /11/

3.2 Daten der Freileitungsmasten

Die Typen der Freileitungsmasten, die Koordinaten sowie die Höhen der Leiterseile wurden aus /11/ entnommen und sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die dort angegebenen Höhen beziehen sich jeweils auf die unterste Leiterseilebene und auf die oberste Leiterseilebene (Erdseil). An der untersten Leiterseilebene sind die Freileitungen mit einer Traversenbreite von 6,83m (DB Energie GmbH) bzw. 9,25m (Avacon AG) beidseitig aufgehängt.

Die Höhenangabe des obersten Leiterseils (Erdseil) der 110kV-Freileitung der DB Energie GmbH ist in /11/ nicht direkt gegeben. Anhand der Ausschnittszeichnung in /11/ wurde die Höhendifferenz zwischen dem obersten Leiterseil (Erdseil) und der untersten Leiterseilebene der 110kV-Freileitung der DB Energie GmbH mit ca. 17,0m bestimmt und wird in den nachfolgenden Berechnungen konservativ mit 20,0m angenommen.

110kV-Freileitung (DB Energie GmbH)					
Mast- bezeich- nung	Typ des Freileitungsmas- tes	Koordinaten [m]		Höhe über NN der unteren Leiterseil- ebene [m]	Höhe über NN der obersten Leiterseil- ebene [m]
		Rechts- wert	Hoch- wert		
3904	RWT+7,5 V-Kette	457111	5902482	25,18	45,18 ¹
3905	RWT+1,5 V-Kette	457501	5902476	19,29	39,29 ¹
3906	RWT+0 V-Kette	457841	5902471	18,20	38,20 ¹
3907	RWT+6 V-Kette	458194	5902465	24,46	44,46 ¹
3908	RWT+4,5 V-Kette	458499	5902460	23,15	43,15 ¹
3909	RWT+0 V-Kette	458823	5902454	18,91	38,91 ¹
3910	RA ₁₅₀ +0 DA/	459037	5902451	19,54	39,54 ¹
3911	RWT+4,5 V-Kette	459379	5902525	23,54	43,54 ¹

110kV-Freileitung (Avacon AG - LH-14-205)					
Mast- bezeich- nung	Typ des Freileitungsmas- tes	Koordinaten [m]		Höhe über NN der unteren Leiterseil- ebene [m]	Höhe über NN der obersten Leiterseil- ebene [m]
		Rechts- wert	Hoch- wert		
04	T + 2,5	457213	5901799	26,48	37,76
05	T + 5,0	457411	5902124	28,92	40,19
06	T + 0,0	457610	5902448	23,64	34,92
07	T + 0,0	457811	5902777	23,73	35,03
08	T + 2,5	458018	5903114	26,67	37,95
09	T + 2,5	458224	5903451	26,58	37,85
10	T + 2,5	458433	5903792	26,59	37,77

Tabelle 2: Bezeichnung, Typ, Koordinaten und Höhendaten der Freileitungsmasten (unterste und oberste Leiterseilebene) der 110kV-Freileitungen (Koordinatensystem: UTM, ETRS89, Zone 32)

¹ Es wird konservativ angenommen, dass die Höhendifferenz zwischen dem obersten Leiterseil (Erdseil) und der untersten Leiterseilebene 20m beträgt.

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/ wurde der für beide zu betrachteten Freileitungen maximale horizontale Abstand zwischen ruhender und ausgeschwungener Leiterseilposition zwischen den zu den geplanten WEA am dichtesten benachbarten Masten mit 13,25m ermittelt. Unter Berücksichtigung des ebenfalls spannungsabhängigen Schutzabstandes für $U_n = 110\text{kV}$ gemäß DIN VDE 0105-100 von max. 3,0m ist die Anwendung des in Tabelle 3 genannten Abstandes von $a_{LTG} = 20,0\text{m}$ somit für beide Freileitungen abdeckend.

Für die WEA 3, 6, 10 und 11 erfolgt die Betrachtung des Mindestabstandes zunächst nur für die jeweils dichter benachbarte Freileitung. Wird der Mindestabstand zu der jeweils dichter benachbarten Freileitung eingehalten, so gilt diese Aussage auch für die jeweils weiter entfernt liegende Freileitung.

Für den projektbezogenen Arbeitsraum a_{Raum} liegt die Angabe vor, dass dieser an den Standorten der WEA 3, 6, 8 und 11 in kürzester Richtung zur jeweils zu betrachtenden benachbarten Freileitung nicht über den Rotorradius hinausragt /11/. Gleiches gilt für den Standort der WEA 9 in kürzester Richtung zur Avacon-Freileitung. Für diese vorliegenden Fälle kann der projektbezogene Arbeitsraum a_{Raum} somit zu Null gesetzt werden. Für den Standort der WEA 9 zur benachbarten DB-Freileitung sowie für den Standort der WEA 10 zur benachbarten Avacon-Freileitung wird für den projektbezogenen Arbeitsraum a_{Raum} konservativ ein für beide Fälle abdeckender Abstand von 42,5m angesetzt. 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 entsprechend /1/ sind die in /1/ geforderten horizontalen Mindestabstände zu den äußersten ruhenden Leiterseilen der 110kV-Freileitungen berechnet worden und in Tabelle 4 zusammengestellt. Abstände, die den nach /1/ ermittelten geforderten Mindestabstand unterschreiten, sind in Tabelle 4 jeweils fett und kursiv gedruckt.

110kV-Freileitungen				
WEA-Bezeichnung	Trasse der 110kV-Freileitung	Arbeitsraum in Richtung zur Freileitung [m]	nach /1/ ermittelter horizontaler Mindestabstand [m]	Abstand zum äußersten ruhenden Leiterseil der Freileitung [m]
WEA 3	DB	0,0	76,0	96,3
WEA 6	Avacon	0,0	76,0	193,9
WEA 8	DB	0,0	76,0	104,5
	Avacon	0,0	76,0	108,3
WEA 9	DB	42,5	118,5	285,7
	Avacon	0,0	76,0	293,0
WEA 10	Avacon	42,5	118,5	243,3
WEA 11	Avacon	0,0	76,0	241,7

Tabelle 4: Arbeitsräume in Richtung zur Freileitung, nach /1/ ermittelte horizontale Mindestabstände und ermittelte Abstände zwischen Turmachse der WEA und den äußersten ruhenden Leiterseilen der 110kV-Freileitungen

Die WEA 3, 6 und 8 bis 11 halten den nach /1/ ermittelten geforderten Mindestabstand zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitungen ein.

Die WEA 3, 6 und 8 bis 11 unterschreiten jedoch den in /1/ geforderten Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und dem nächstliegenden ruhenden Leiter von $3D_{\text{WEA}}$, unterhalb dessen Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert werden, 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° angeströmt, so kann der Einfluss der Nachlaufströmung demnach als vernachlässigbar angesehen werden.

In den nachfolgenden Untersuchungen zur Bestimmung des jeweiligen Einflussbereiches der Nachlaufströmung der geplanten WEA 3, 6 und 8 bis 11 werden daher nur die Freileitungsabschnitte der 110kV-Freileitungen betrachtet, die sich im Radius von $3D_{WEA}$ befinden und darüber hinaus in einem Winkel kleiner 45° angeströmt werden. Die relevanten Freileitungsabschnitte sind in der nachfolgenden Tabelle 5 dargestellt.

WEA-Bezeichnung	Bezeichnung der relevanten Freileitungsabschnitte zwischen den Masten der 110kV-Freileitungen (DB) im Radius $3D_{WEA}$ unterhalb 45° Anströmung	Bezeichnung der relevanten Freileitungsabschnitte zwischen den Masten der 110kV-Freileitungen (Avacon) im Radius $3D_{WEA}$ unterhalb 45° Anströmung
WEA 3	3909 – 3910 – 3911	–
WEA 6	–	04 – 05 – 06
WEA 8	3904 – 3905 – 3906	05 – 06
WEA 9	3906 – 3907 – 3908	07 – 08
WEA 10	–	07 – 08 – 09
WEA 11	–	08 – 09 – 10

Tabelle 5: Bezeichnung der relevanten Freileitungsabschnitte zwischen den Masten der 110kV-Freileitungen im Radius $3D_{WEA}$ und mit einer Anströmung kleiner 45° aus Sicht der zu berücksichtigenden geplanten WEA 3, 6 und 8 bis 11

Für die Freileitungsabschnitte aus Tabelle 5 wurde untersucht, ob sich für die zu bewertenden Freileitungen der jeweiligen Leiterseilebene (bzw. Erdseilebene) eine mögliche Lage in mindestens einem Nachlaufkegel ergibt.

Die Unterkante der Nachlaufkegel der zu betrachtenden WEA 3, 6 und 8 bis 11 erreicht bei einem Abstand von $3D_{WEA}$ eine Höhe von minimal 46,17m über NN. Die

Exzentrizität der WEA zwischen Turmmitte und Rotorblattspitze in unterster Position, die bei dieser Bewertung berücksichtigt wurde, beträgt gemäß /12/ 14,3m. Nimmt man für die Höhe der Erdseilebene beider Freileitungen konservativ die größte Höhe der Erdseilebene über NN aller zu betrachtenden Masten an, so beträgt diese unter konservativen Annahmen ca. 45,2m über NN (Mast 3904 der DB Energie GmbH). Die Unterkante des Nachlaufkegels der zu betrachtenden WEA 3, 6 und 8 bis 11 liegt oberhalb dieser Höhe, so dass die jeweilige oberste Leiterseilebene (Erdseilebene) und damit auch alle darunter liegenden Leiterseilebenen unterhalb des Einflussbereichs der Nachlaufströmung liegen. Aus technischer Sicht sind daher keine schwingungsdämpfenden Maßnahmen an der 110kV-Freileitung der DB Energie GmbH sowie an der 110kV-Freileitung der Avacon AG erforderlich.

5 Zusammenfassung

Am Standort Oldenbroker Feld (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von sechs WEA. In der unmittelbaren Umgebung der geplanten WEA befindet sich eine 110kV-Freileitung der DB Energie GmbH mit dem Verlauf West - Ost sowie eine 110kV-Freileitung der Avacon AG mit dem Verlauf Süd-Südwest – Nord-Nordost.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob der in /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen den WEA und den Freileitungen eingehalten wird und ob die Möglichkeit von Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten gegeben ist.

Die WEA 3, 6 und 8 bis 11 halten den nach /1/ ermittelten geforderten Mindestabstand von 76,0m bzw. 118,5m zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitungen ein (siehe Tabelle 4).

Die Standorte der WEA 3, 6 und 8 bis 11 weisen Abstände 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° vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen werden. Die Untersuchungen haben ergeben, dass sich keine der zu betrachtenden Freileitungsabschnitte (siehe Tabelle 5) in der Nachlaufströmung der WEA 3, 6 und 8 bis 11 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 Einzel-

fall, 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_{Nenn}	Nennleistung der jeweiligen WEA	[MW]
D_{WEA}	Rotordurchmesser	[m]
NH	Nabenhöhe	[m]
a_{WEA}	waagerechter Abstand zwischen äußerstem ruhenden Leiter der Freileitung und Turmachse der WEA	[m]
a_{LTG}	spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
a_{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	Leiterseildurchmesser	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
U_n	Nennspannung im Netz	[kV]
β	Aufweitungswinkel des Nachlaufkegels	[°]
ν	Kinematische Viskosität	[m ² /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., Tzschope, 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 Freileitungseile. 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/ Projektierungsgesellschaft für regenerative Energiesysteme mbH; 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 Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an den jeweiligen geplanten WEA; 27.02., 10.03., 15.03. und 16.03.2017
- /12/ Vestas Wind Systems A/S; Übersichtszeichnung für den WEA-Typ Vestas V112 mit 140m NH mit Angabe der Exzentrizität der Rotorebene zwischen Turmmitte und Rotorblattspitze in unterster Position; Drawing no. 0062 1425; 15.11.2016