

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

Erstellt im Auftrag für

Nord-Ostsee Windkraft Ohe GmbH & Co. KG

Schülldorf

Revision 2

Hamburg, 05.07.2022

Revision	Datum	Änderung
0	24.02.2020	Erste Ausgabe
1	28.04.2021	Änderung der Windparkkonfiguration
2	05.07.2022	Änderung der Windparkkonfiguration

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

Referenz-Nr.: 2022-WND-FG-010-R2

Auftraggeber: Nord-Ostsee Windkraft Ohe GmbH & Co. KG
Uhlenhorst 1
24790 Schülldorf, Deutschland

Vom Auftraggeber eingereichte Unterlagen:

- Lageplan des Windparks /11/
- Trassenpläne und Bemaßungen der Freileitungen inkl. Durchhängung /11/
- Koordinaten (UTM ETRS89, Zone 32) aller zu berücksichtigenden WEA und Freileitungsmasten (einschließlich der Höhenangaben üNN) /11/
- WEA-Spezifikation inkl. Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der geplanten WEA /11/
- Projektbezogener Arbeitsraum für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der jeweiligen WEA /11/

Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin Sachverständiger	Hamburg, 05.07.2022
Geprüft durch	Dr. rer. nat. M. Polster Sachverständige	Hamburg, 05.07.2022

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>	5
2.2	<i>Analyse zur Anregung von Freileitungen</i>	6
2.3	<i>Darstellung der verwendeten Methodik</i>	8
3	Randbedingungen	9
3.1	<i>Windparkkonfiguration</i>	9
3.2	<i>Daten der Freileitungsmasten</i>	10
4	Durchgeführte Untersuchungen	12
4.1	<i>Bestimmung der zu untersuchenden Abstände</i>	12
4.2	<i>Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung</i>	14
5	Zusammenfassung	16
6	Formelzeichen und Abkürzungen	18
7	Literatur- und Quellenangaben	19

1 Aufgabenstellung

Am Standort Ohe (Schleswig-Holstein) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA), siehe hierzu Tabelle 1 bzw. Abbildung 2. In der unmittelbaren Umgebung der geplanten WEA befinden sich die 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105), die 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie die 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317).

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist am 24.06.2022 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 schädigenden Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und mit Bezug zu /1/ zu bewerten.

Der Abstand der WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105) und der Abstand der WEA 4 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) beträgt jeweils mehr als 550 m und überschreitet somit die in /1/ aufgeführte Entfernung von $3D_{WEA}$ (450,0 m) um mehr als 100 m. Eine Bewertung erfolgt daher nur für die geplanten WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) und für die geplante WEA 4 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105).

2 Grundlagen

2.1 Normative Festlegungen

In der DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4):2019-09 /1/ sind die allgemeinen Anforderungen festgelegt, die bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Freileitungen erfüllt werden müssen.

Für Freileitungen über AC 1 kV 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).

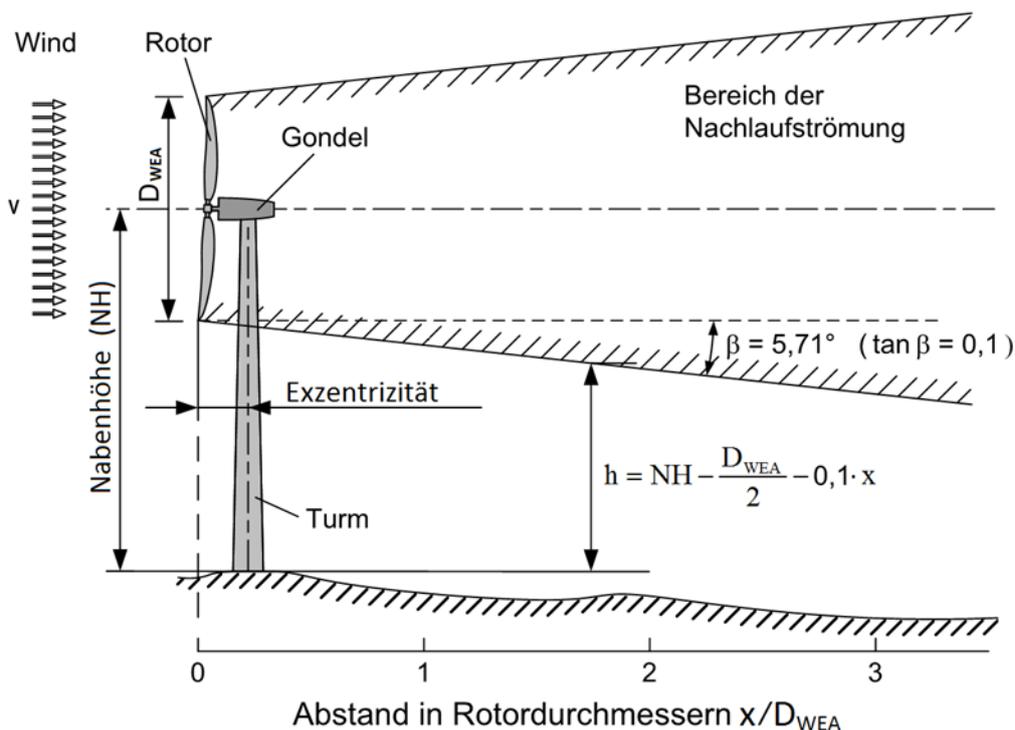


Abbildung 1: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung nach /1/

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 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:

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

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): 30 mm, Windgeschwindigkeit (v): 7 m/s, kinematische Viskosität (ν): $1,4 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$). Für die Ablösefrequenz folgt so ein oberer Wert von etwa 50 Hz.

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 50 Hz bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von ca. 7 m/s.

Für typische Bedingungen von Freileitungsseilen beträgt der Abstand der Eigenfrequenzen, wie in /4/ weiter nachgewiesen wird, nur etwa 0,1 Hz. 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. 7 m/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 Spannfeldlänge von 350 m bis zu über 400 m bei Hochspannungsfreileitungen nicht möglich ist, dass die Seile in ihrer gesamten Länge und ständig vom Nachlauf einer WEA getroffen werden.
- unterhalb von 7 m/s Windgeschwindigkeit sowohl die Umgebungsturbulenzintensität als auch deren Erhöhung durch den Nachlauf größer als die unterstellten Werte sind. Im Bereich von 3 m/s bis 7 m/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.

Der Abstand der WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105) und der Abstand der WEA 4 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) beträgt jeweils mehr als 550 m und überschreitet somit die in /1/ aufgeführte Entfernung von $3D_{WEA}$ um weitere 100 m. Eine Bewertung erfolgt daher nur für die geplanten WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) und für die geplante WEA 4 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105).

WEA-Bezeichnung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P _{Nenn} [MW]	D [m]	NH ü. Grund [m]	NH über NN [m]
	Rechtswert	Hochwert					
WEA 1	549224,0	6014140,0	Vestas V150	6,00	150,0	125,00	135,00
WEA 2	549453,0	6013763,0	Vestas V150	6,00	150,0	125,00	135,00
WEA 3	549882,0	6013471,0	Vestas V150	6,00	150,0	125,00	135,00
WEA 4	549827,0	6013916,0	Vestas V150	6,00	150,0	125,00	135,00

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

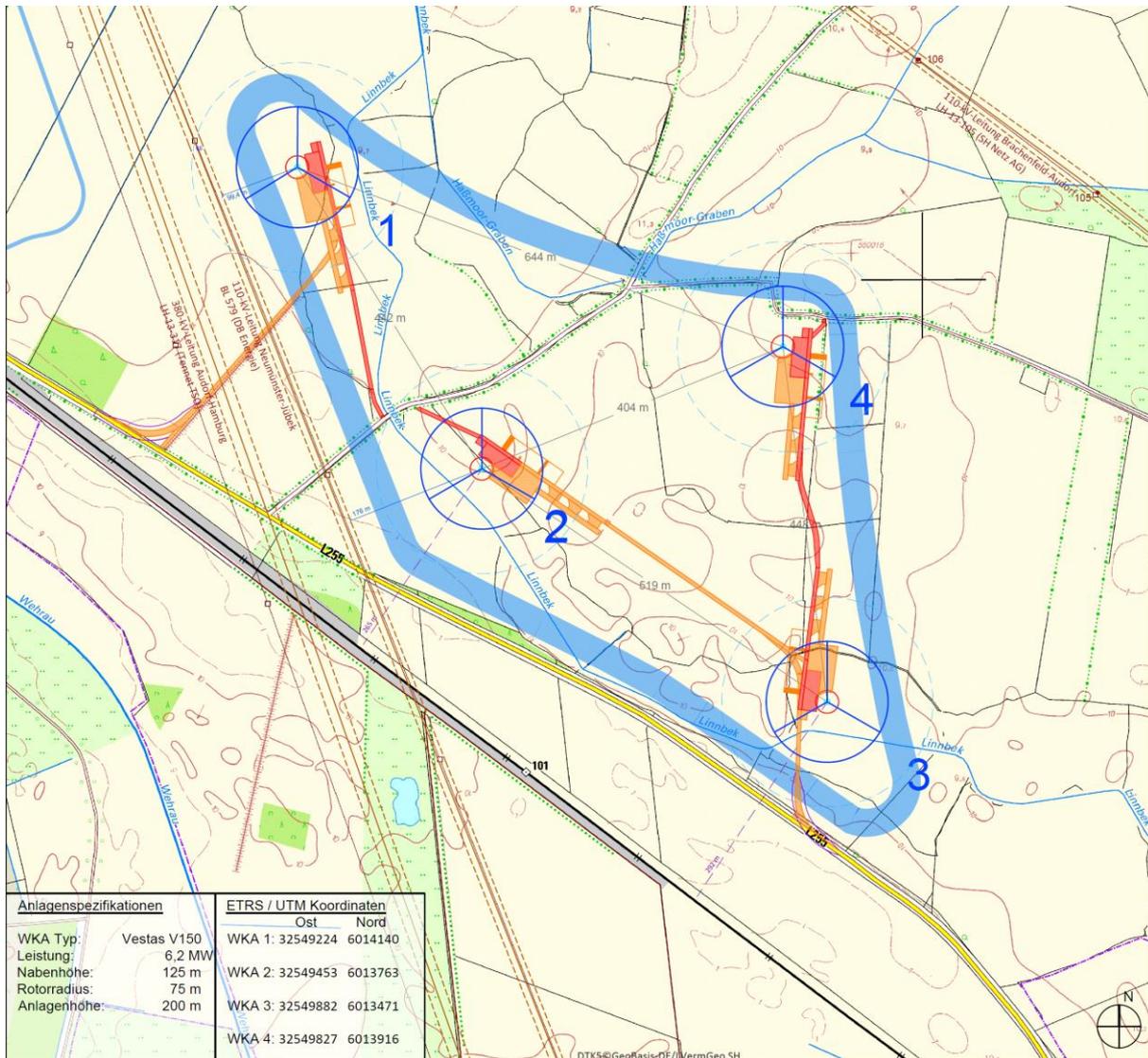


Abbildung 2: Lage der geplanten WEA und der Trassen der Freileitungen, projektbezogene Arbeitsräume für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der jeweiligen WEA /1/

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 unterste Leiterseilebene. Dort sind die Freileitungen maximal mit einer Traversenbreite von 7,1 m (110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie) bzw. 10,1 m (110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG) bzw. 14,9 m (380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO) beidseitig aufgehängt.

110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579)					
Mastbezeichnung	Typ des Freileitungsmastes	Koordinaten [m]		Höhe über Grund [m]	Höhe über NN [m]
		Rechtswert	Hochwert		
62	Tw 31 DH	549555,3	6012998,0	28,75	38,05
63	Tw 31 DH	549400,1	6013394,3	28,75	38,30
64	Tw 34 DH	549259,1	6013754,4	31,75	41,76
65	Tw 34 DH	549096,3	6014171,3	31,75	41,44
66	Tw 28 DH	548957,2	6014525,7	25,75	34,80

110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105)					
Mastbezeichnung	Typ des Freileitungsmastes	Koordinaten [m]		Höhe über Grund [m]	Höhe über NN [m]
		Rechtswert	Hochwert		
102	T DH	550842,0	6013613,8	17,53	28,03
103	T DH	550638,6	6013775,4	18,09	29,66
104	T DH	550427,1	6013943,1	17,45	27,97
105	WA160-180 DA	550217,7	6014109,4	16,22	26,48
106	T +2,0 DH	549994,2	6014275,7	19,72	30,19
107	T DH	549777,0	6014437,4	18,10	30,54

380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317)					
Mastbezeichnung	Typ des Freileitungsmastes	Koordinaten [m]		Höhe über Grund [m]	Höhe über NN [m]
		Rechtswert	Hochwert		
6	T - 41,00	548823,2	6014743,0	36,30	45,71
7	T - 41,00	548955,5	6014365,7	36,30	45,60
8	T2 - 44,00	549096,0	6013965,5	39,30	49,28
9	T2 - 44,00	549241,6	6013550,4	39,30	48,89
10	T - 44,00	549355,8	6013225,0	39,30	49,02

Tabelle 2: Bezeichnung, Masttyp, Koordinaten (Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32) und Höhendaten der Freileitungsmasten (jeweils unterste Leiterseilebene)

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_{LTG} waagerechter spannungsabhängiger Mindestabstand
- a_{Raum} notwendige Abstandsvergrößerung zwischen Freileitung und WEA über die Anteile $0,5 D_{WEA}$ und a_{LTG} hinaus für den Fall, dass der Schwenk- und Arbeitsbereich eines Montagekranes einschließlich überstehender Transportgüter am geplanten Standort bei Errichtung und/oder betriebsbedingten Arbeiten an der WEA ohne diese Abstandsvergrößerung in a_{LTG} ragen würde (im Folgenden benötigter projektbezogener Arbeitsraum genannt).

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 maximale horizontale Abstand zwischen ruhender und ausgeschwungener Leiterseilposition zwischen den Masten 62 bis 66 der **110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579)** mit 18,4 m ermittelt. Unter Berücksichtigung des ebenfalls spannungsabhängigen Schutzabstandes für $U_n = 110$ kV gemäß DIN VDE 0105-100 von max. 3,0 m wird der in Tabelle 3 genannte Abstand von $a_{LTG} = 20,0$ m somit

überschritten und daher ein spannungsabhängiger Mindestabstand von 21,4 m angesetzt.

Im Rahmen der nachfolgenden Untersuchung wird die seitliche Auslenkung des Leiters an der **110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105)** konservativ mit der maximalen Masthöhe zu 19,7 m abgeschätzt. Unter Berücksichtigung des ebenfalls spannungsabhängigen Schutzabstandes für $U_n = 110$ kV gemäß DIN VDE 0105-100 von max. 3,0 m wird der in Tabelle 3 genannte Abstand von $a_{LTG} = 20,0$ m somit überschritten und daher ein spannungsabhängiger Mindestabstand von 22,7 m angesetzt.

Anhand der vom Auftraggeber eingereichten Unterlagen /11/ wurde der maximale horizontale Abstand zwischen ruhender und ausgeschwungener Leiterseilposition zwischen den Masten 6 bis 10 der **380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317)** mit 15,2 m ermittelt. Unter Berücksichtigung des ebenfalls spannungsabhängigen Schutzabstandes für $U_n = 380$ kV gemäß DIN VDE 0105-100 von max. 5,0 m ist die Anwendung des in Tabelle 3 genannten Abstandes von $a_{LTG} = 30,0$ m somit abdeckend.

Für den jeweiligen projektbezogenen Arbeitsraum a_{Raum} liegt die Angabe vor, dass dieser in kürzester Richtung zur jeweiligen Freileitung nicht über den Rotorradius hinausragt (siehe auch Abbildung 2). Dieser kann damit für den vorliegenden Fall zu Null gesetzt werden. Der jeweilige projektbezogene Arbeitsraum a_{Raum} ist vom Antragsteller/WEA-Betreiber verbindlich anzugeben und anschließend zwischen Freileitungsbetreiber und WEA-Betreiber zu vereinbaren.

Der jeweils nach /1/ ermittelte Mindestabstand sowie der tatsächliche Abstand zwischen Turmachse der WEA und dem äußersten ruhenden Leiterseil ist in den nachfolgenden Tabellen 4 und 5 dargestellt. Abstände, die den nach /1/ ermittelten geforderten jeweiligen Mindestabstand unterschreiten, sind in Tabelle 5 jeweils fett und kursiv gedruckt.

WEA-Bezeichnung	Mindestabstand zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil [m]		
	110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf SH Netz AG (LH-13-105)	110kV-Freileitung Neumünster-Jübek DB Energie (BL 579)	380kV-Freileitung Audorf-Hamburg Tennet TSO (LH-13-317)
WEA 1	-	96,4	105,0
WEA 2	-	96,4	105,0
WEA 3	-	96,4	105,0
WEA 4	97,7	-	-

Tabelle 4: nach /1/ ermittelter jeweiliger Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und den äußersten ruhenden Leiterseilen

WEA-Bezeichnung	Abstand zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil [m]		
	110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf SH Netz AG (LH-13-105)	110kV-Freileitung Neumünster-Jübek DB Energie (BL 579)	380kV-Freileitung Audorf-Hamburg Tennet TSO (LH-13-317)
WEA 1	-	100,4	163,7
WEA 2	-	176,6	255,0
WEA 3	-	469,6	563,1
WEA 4	378,3	-	-

Tabelle 5: Abstände zwischen Turmachse der WEA und den äußersten ruhenden Leiterseilen

Die WEA 1 bis 4 halten den jeweiligen nach /1/ ermittelten, geforderten Mindestabstand zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der jeweils zu betrachtenden Freileitung ein.

Abgesehen von der WEA 3 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) unterschreiten die WEA 1 bis 4 jedoch den in /1/ geforderten Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und dem jeweils nächstliegenden zu betrachtenden ruhenden Leiter von $3D_{WEA}$ (450,0 m), 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. Die Angabe der Exzentrizität der WEA 1 bis 4 zwischen Turmmitte und Rotorblattspitze in unterster Position liegt nicht vor und wurde daher konservativ mit 25,0 m angenommen. 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.

Die Freileitungen der **110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105)**, bei denen ein Abstand von $3D_{WEA}$ sowie ein Anströmwinkel von 45° unterschritten wird und die damit relevant für die nachfolgende Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung der WEA 4 sind, liegen zwischen den Masten 104 bis 107. Die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 4 am Mast 106

erreicht hierbei eine Höhe von 17,83 m. Der Vergleich der Höhe der Unterkante des Nachlaufkegels mit der Höhe der untersten Leiterseilebene am relevanten Mast 106 (siehe Tabelle 2) zeigt, dass die unterste Leiterseilebene zwischen den Masten 105 bis 107 oberhalb der ermittelten Höhe liegt. Für die unterste Leiterseilebene und alle darüber liegenden Leiterseilebenen der betrachteten 110kV-Freileitung einschließlich des Erdseils muss somit nach /1/ von einer, die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende, Einwirkung auf die betrachtete 110kV-Freileitung zwischen den Masten 104 bis 107 ausgegangen werden. Aus technischer Sicht sind daher schwingungsdämpfende Maßnahmen an diesen Freileitungen erforderlich.

Die Freileitungen der **110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579)**, bei denen ein Abstand von $3D_{WEA}$ sowie ein Anströmwinkel von 45° unterschritten wird und die damit relevant für die nachfolgende Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung der WEA 1 und 2 sind, liegen zwischen den Masten 64 bis 66 (WEA 1) und zwischen den Masten 63 bis 65 (WEA 2). Die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 1 am Mast 65 erreicht hierbei eine Höhe von 44,36 m, die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 2 am Mast 64 eine Höhe von 38,09 m. Die Entfernungen der WEA 1 und 2 zu den Schnittpunkten an den Freileitungen, bei denen ein Anströmwinkel von genau 45° erreicht wird, wurden mit 162,1 m (WEA 1) bzw. 269,8 m (WEA 2) ermittelt. Die Unterkante des jeweiligen Nachlaufkegels erreicht bei dieser Entfernung eine Höhe von 41,29 m (WEA 1) bzw. 30,52 m (WEA 2). Der Vergleich der Höhe der Unterkante des jeweiligen Nachlaufkegels mit den Höhen der untersten Leiterseilebene an den relevanten Masten 63 bis 66 (siehe Tabelle 2) zeigt, dass die unterste Leiterseilebene zwischen den Masten 63 bis 65 jeweils oberhalb der ermittelten relevanten Höhen liegt. Die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 1 zwischen den Masten 65 und 66 befindet sich hingegen oberhalb der untersten Leiterseilebene, jedoch noch unterhalb der sich darüber befindenden Leiterseilebene. Mit Ausnahme der untersten Leiterseilebene zwischen den Masten 65 und 66 muss somit für alle Leiterseilebenen der betrachteten 110kV-Freileitung zwischen den Masten 63 bis 66 einschließlich des Erdseils nach /1/ von einer, die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende, Einwirkung auf die betrachtete 110kV-Freileitung ausgegangen werden. Aus technischer Sicht sind daher schwingungsdämpfende Maßnahmen an diesen Freileitungen erforderlich.

Die Freileitungen der **380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317)**, bei denen ein Abstand von $3D_{WEA}$ sowie ein Anströmwinkel von 45° unterschritten wird und die damit relevant für die nachfolgende Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung der WEA 1 und 2 sind, liegen zwischen den Masten 7 bis 9 (WEA 1) und zwischen den Masten 8 bis 10 (WEA 2). Die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 1 am Mast 8 erreicht hierbei eine Höhe von 35,85 m, die Unterkante des Nachlaufkegels der WEA 2 am Mast 9 eine Höhe von 27,52 m. Der Vergleich der Höhe der Unterkante des jeweiligen Nachlaufkegels mit den Höhen der untersten Leiterseilebene an den relevanten Masten 8 und 9 (siehe Tabelle 2) zeigt, dass die unterste Leiterseilebene zwischen den Masten 7 bis 10 jeweils oberhalb der ermittelten Höhen liegt. Für die unterste Leiterseilebene und alle darüber liegenden Leiterseilebenen der betrachteten 380kV-Freileitung einschließlich des Erdseils muss somit nach /1/ von einer, die Lebensdauer durch Schwingung ver-

kürzende, Einwirkung auf die betrachtete 380kV-Freileitung zwischen den Masten 7 bis 10 ausgegangen werden. Aus technischer Sicht sind daher schwingungsdämpfende Maßnahmen an diesen Freileitungen erforderlich.

5 Zusammenfassung

Am Standort Ohe (Schleswig-Holstein) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier WEA. In der unmittelbaren Umgebung der geplanten WEA befinden sich die 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105), die 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie die 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317).

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 schädigenden Seilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten gegeben ist.

Der Abstand der WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105) und der Abstand der WEA 4 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) beträgt jeweils mehr als 550 m und überschreitet somit die in /1/ aufgeführte Entfernung von $3D_{WEA}$ (450,0 m) um mehr als 100 m. Eine Bewertung erfolgt daher nur für die geplanten WEA 1 bis 3 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) und für die geplante WEA 4 zur 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105).

Die WEA 1 bis 3 halten den nach /1/ ermittelten, geforderten Mindestabstand von 96,4 m bzw. 105,0 m zum jeweils äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie der 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) ein. Des Weiteren hält die WEA 4 den nach /1/ ermittelten, geforderten Mindestabstand von 97,7 m zum äußersten ruhenden Leiterseil der 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105) ein.

Die Standorte der WEA 1 bis 4 weisen mit Ausnahme der WEA 3 zur 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) sowie zur 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) 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° vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen werden. Die Untersuchungen haben ergeben, dass sich alle Freileitungen zwischen den zu betrachtenden Masten 104 bis 107 der 110kV-Freileitung Brachenfeld-Audorf der SH Netz AG (LH-13-105), zwischen den zu betrachtenden Masten 63 bis 65 der 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) und zwischen den zu betrachtenden Masten 7 bis 10 der 380kV-Freileitung Audorf-Hamburg der Tennet TSO (LH-13-317) in der Nachlaufströmung mindestens einer der zu betrachtenden WEA befinden.

Ebenso befinden sich zwischen den Masten 65 und 66 der 110kV-Freileitung Neumünster-Jübek der DB Energie (BL 579) alle Freileitungen oberhalb der untersten Leiterseilebene in der Nachlaufströmung mindestens einer der zu betrachtenden WEA. Aus technischer Sicht sind daher an all diesen Freileitungen zusätzliche schwingungsdämpfende Maßnahmen 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_{Nenn}	Nennleistung der jeweiligen WEA	[MW]
D_{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_{WEA}	waagerechter Abstand zwischen äußerstem ruhenden Leiter der Freileitung und Turmachse der WEA	[m]
a_{LTG}	spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
a_{Raum}	benötigter Arbeitsraum (projektbezogen)	[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]
β	Aufweitungswinkel des Nachlaufkegels	[°]
ν	Kinematische Viskosität	[m ² /s]

7 Literatur- und Quellenangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4):2019-09, Freileitungen über AC 1 kV – Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012); Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2019, Berlin, September 2019.
- /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/ Planungsbüro Petrick GmbH & Co. KG; E-Mails mit beigefügten Koordinaten inkl. Höhenangaben und Angaben zur WEA-Spezifikation inkl. Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Nennleistung und Exzentrizität der Rotorebene der geplanten WEA, Koordinaten inkl. Höhenangaben und Bemaßungsangaben zu den Freileitungsmasten inkl. Durchhängung, Lageplan des Windparks, projektbezogener Arbeitsraum für die Montagekrane für die Errichtung und betriebsbedingte Arbeiten an der jeweiligen WEA; 05.02.2020, 23.04.2021, 24.06.2022 und 30.06.2022