



Gutachten zu Freileitungen im Windpark Mückendorf

Referenz-Nummer:



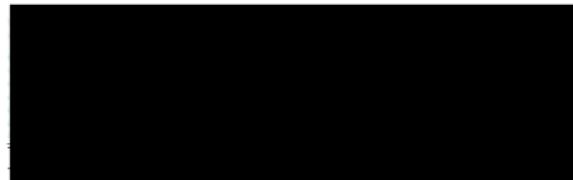
Auftraggeber:

Naturwind Potsdam GmbH
Hegelallee 41, 14467 Potsdam

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

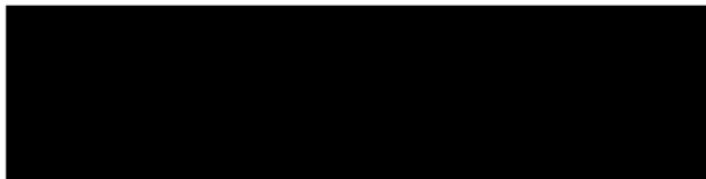
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:



Hamburg, 20.01.2025

Geprüft:



Hamburg, 20.01.2025

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. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens 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.



0 Kurzdarstellung des Ergebnisses

Auf Basis der vorliegenden Untersuchungen kann nicht ausgeschlossen werden, dass am Standort Mückendorf von den WEA 18 und 23 eine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die Leiterseile der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 ausgeht. Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an der Freileitung sind daher aus technischer Sicht erforderlich.

Eine ausführliche Erläuterung der Ergebnisse erfolgt im Kapitel 5 „Zusammenfassung und Bewertung“.

Inhaltsverzeichnis

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses.....	2
1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/.....	4
2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen.....	5
2.3 Darstellung der verwendeten Methodik.....	6
3 Randbedingungen.....	8
3.1 Standortdaten der WEA.....	8
3.2 Daten der Freileitung.....	12
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	13
4.1 Bestimmung der Abstände.....	13
4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....	15
4.2.1 Ergebnisse nach /1/.....	15
5 Zusammenfassung und Bewertung.....	17
6 Formelzeichen und Abkürzungen.....	18
7 Literaturangaben.....	19

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf von Windenergieanlagen (WEA) unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und zu bewerten.

Abbildung 1.1 zeigt zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse illustrierend einige typische Abmaße wie Gesamthöhen und Traversenbreiten von Freileitungstragmasten sowie Rotordurchmesser und Nabenhöhen von WEA.

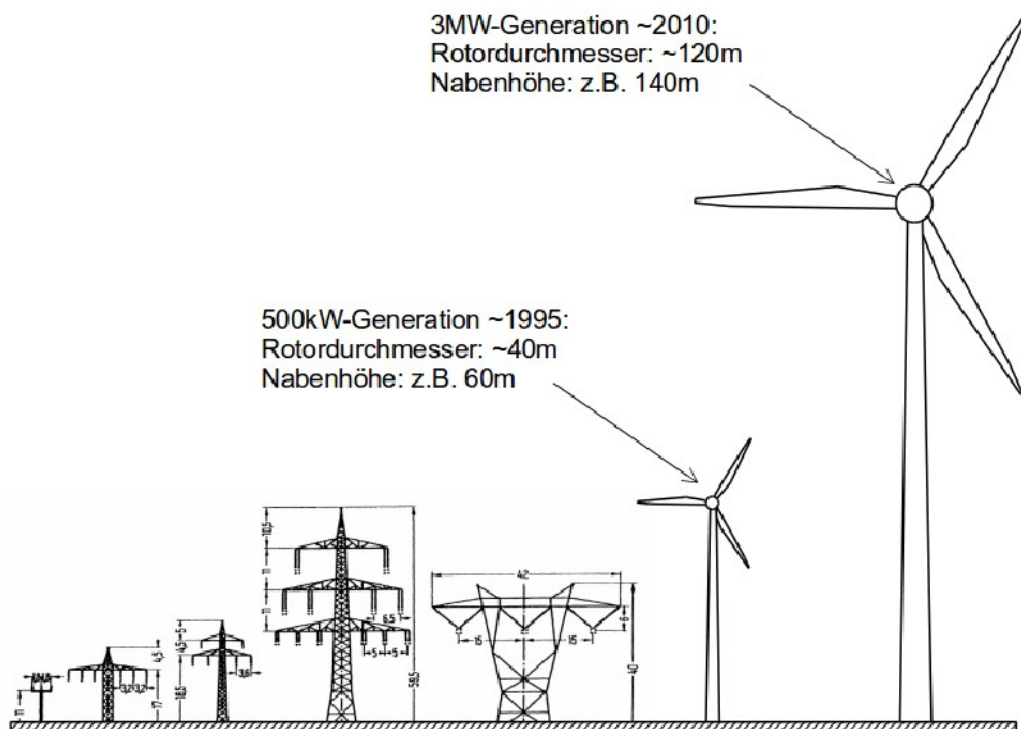


Abbildung 1.1: Typische Abmaße von Freileitungstragmasten nach [10] sowie Beispiele typischer WEA-Größen der 500kW- und 3MW-Generation.



2 Grundlagen

2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/

In /1/ wird für Freileitungen über AC 1kV ein horizontaler Mindestabstand a_{WEA} zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil bestehend aus der Summe aus dem 0.5-fachen des Rotordurchmessers der WEA, einem Arbeitsraum a_{Raum} und einem waagerechten spannungsabhängigen Mindestabstand a_{LTG} gefordert. Überschreitet die Summe aus Ausschwingbreite $D_{Schwing}$ des Leiterseils und einem spannungsabhängigen Schutzabstand D_v nach /2/ den Wert von a_{LTG} ist diese Summe anstatt des Wertes von a_{LTG} in die Berechnung des horizontalen Mindestabstandes einzusetzen.

Unter dem Arbeitsraum a_{Raum} ist der Abschnitt der Montage- und Kranstellfläche für die WEA zu verstehen, der über den halben Rotordurchmesser hinaus in den Bereich zwischen WEA und der Freileitung ragt. Der benötigte Arbeitsraum a_{Raum} ist laut /1/ projektbezogen vom Antragsteller/WEA-Betreiber verbindlich anzugeben und anschließend zwischen Freileitungsbetreiber und WEA-Betreiber zu vereinbaren.

Die Ausschwingbreite $D_{Schwing}$ ergibt sich entsprechend /1/ aus dem horizontalen Abstand der Leiterpositionen zwischen ausgeschwungenem und ruhendem Leiterseil.

Bis zu einem Abstand von entsprechend drei Rotordurchmessern werden wiederum Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert, wenn nicht sichergestellt ist, dass die Leiterseile außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen.

In /1/ ist ein vereinfachtes Verfahren angegeben, mit dem die Ausdehnung des Nachlaufs abgeschätzt werden kann. Hier wird für die Nachlaufströmung ausgehend vom Rotor der WEA ein Kegelstumpf mit einer Steigung von 0.1 entsprechend einem Aufweitungswinkel von knapp 6° unterstellt. Zusätzlich muss hier der Schwenkbereich des Rotors im Bereich von $\pm 45^\circ$ bezogen auf den kürzesten Abstand zwischen Turmachse und Leiter berücksichtigt werden. Berücksichtigung findet ebenfalls der Abstand s_{Exz} zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorblattebene.



2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen

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 wird die Turbulenz deutlich erhöht. Eine Grenze zwischen ungestörter und gestörter Strömung lässt sich jedoch nur schwer definieren. Physikalisch gesehen ist die Annahme eines sich beständig erweiternden Nachlaufs unplausibel. Vielmehr wird das entstehende Windgeschwindigkeitsdefizit wieder aufgefüllt und die Störung löst sich auf. Um ein Kriterium für die relevante Ausdehnung der Nachlaufströmung angeben zu können, müssen mögliche Ursachen für Leiterseilanregungen genauer betrachtet werden.

Angeströmte Leiterseile werden durch eine periodische Ablösung von Luftwirbeln zu erzwungenen Schwingungen angeregt. Die Ablösefrequenz von Wirbeln an feststehenden Zylindern ist allgemein proportional zur Windgeschwindigkeit und umgekehrt proportional zum Zylinderdurchmesser. Stimmt die Wirbelablösefrequenz mit einer Eigenfrequenz des Seils etwa überein, erfolgt eine Erregung des Seils zu Schwingungen quer zum Wind. Die auftretenden Schwingungen können wegen der damit verbundenen Biegewechselbeanspruchung vorwiegend an den Unterstützungen zu Bruchschäden der Seile führen. Relevante Schwingungsamplituden in der Aufhängung der Leiterseile liegen nach /4/ und /5/ im Bereich bis 50Hz. Ablösefrequenzen bis 50Hz entstehen durch Windgeschwindigkeiten unterhalb von ca. 7m/s.

Für typische Bedingungen von Leiterseilen beträgt der Abstand der Eigenfrequenzen, wie in /4/ weiter nachgewiesen wird, nur etwa 0.1Hz. Wegen der geringen Seil-Eigendämpfung und der dichten Folge von Eigenfrequenzen erfahren die an sich niedrigen Anregekräfte eine Resonanzüberhöhung, so dass Dämpfer zur Reduzierung der auftretenden Biegewechselbeanspruchung verschiedentlich eingesetzt werden /4, 5/.

Da nur die geringen Windgeschwindigkeiten bis ca. 7m/s zur Anregung führen und andererseits eine WEA die Windgeschwindigkeit in ihrem Nachlauf reduziert, wird vermutet, dass es durch benachbarte WEA aufgrund der häufiger auftretenden geringen Windgeschwindigkeiten zu einer erhöhten Schwingungsbelastung kommt. Diesem Ansatz folgt die bereits erwähnte 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 1% und für deren Erhöhung im



Nachlauf 5% unterstellt. Nach /3/ wirken dabei hohe Turbulenzintensitäten dämpfend.

- Weiterhin werden die Leiterseile 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 350m bis 400m bei Hochspannungsleitungen (110 - 220kV) 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 3 bis 7m/s werden WEA für Umgebungsturbulenzintensitäten von 42.0 bis 24.9% ausgelegt. Dies kann als Obergrenze angesehen werden und entspricht in etwa der Größenordnung, die im direkten Nachlauf der WEA bei diesen Windgeschwindigkeiten erreicht wird.
- Eine Erniedrigung der Windgeschwindigkeit auf 40% der ungestörten Strömung dicht am erreichbaren Grenzwert liegt.

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 3 bis 5 Rotordurchmesser 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 Leiterseilen ist nur der Nahbereich der Nachlaufströmung, da nur hier die oben 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 angenommene schädigungsrelevante Bereich der auf 40% reduzierten Anströmgeschwindigkeit muss daher deutlich kleiner als der in /1/ und /3/ definierte Kegelstumpf sein.



Eine genaue Verifizierung dieses Bereiches gestaltet sich schwierig. Geeignete Freifeldmessungen an realen WEA liegen nicht vor oder geben nur Ausschnitte wieder. Es sind daher verschiedene Nachlaufmodelle entwickelt worden (siehe z.B. /6/). In den letzten Jahren haben sich zunehmend dreidimensionale Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen etabliert /6, 7, 8/, die bereits in stationären Berechnungen gute Übereinstimmungen mit Messergebnissen bezüglich des Windgeschwindigkeitsdefizits liefern (siehe z.B. /7/).

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 oben definierte schädigungsrelevante Einflussbereich des Nachlaufs nicht über die horizontal nach hinten verlängerte Rotorfläche hinaus aus und löst sich zum Ende des Nahbereichs auf /9/.

Demgegenüber führt das in /1/ definierte Verfahren (siehe Abbildung 2.3.1) für Freileitungen über AC 1kV zu einer vergleichsweise sehr konservativen Abschätzung.

Im Einzelfall erfolgt eine genauere Analyse auf Basis von CFD-Berechnungen, die eine realistischere und unter Berücksichtigung der in 2.2 dargelegten Randbedingungen konservative Eingrenzung des schädigungsrelevanten Anteils der Nachlaufströmung ermöglicht. In sehr strukturiertem Gelände wird der Einfluss des Geländeprofiles berücksichtigt.

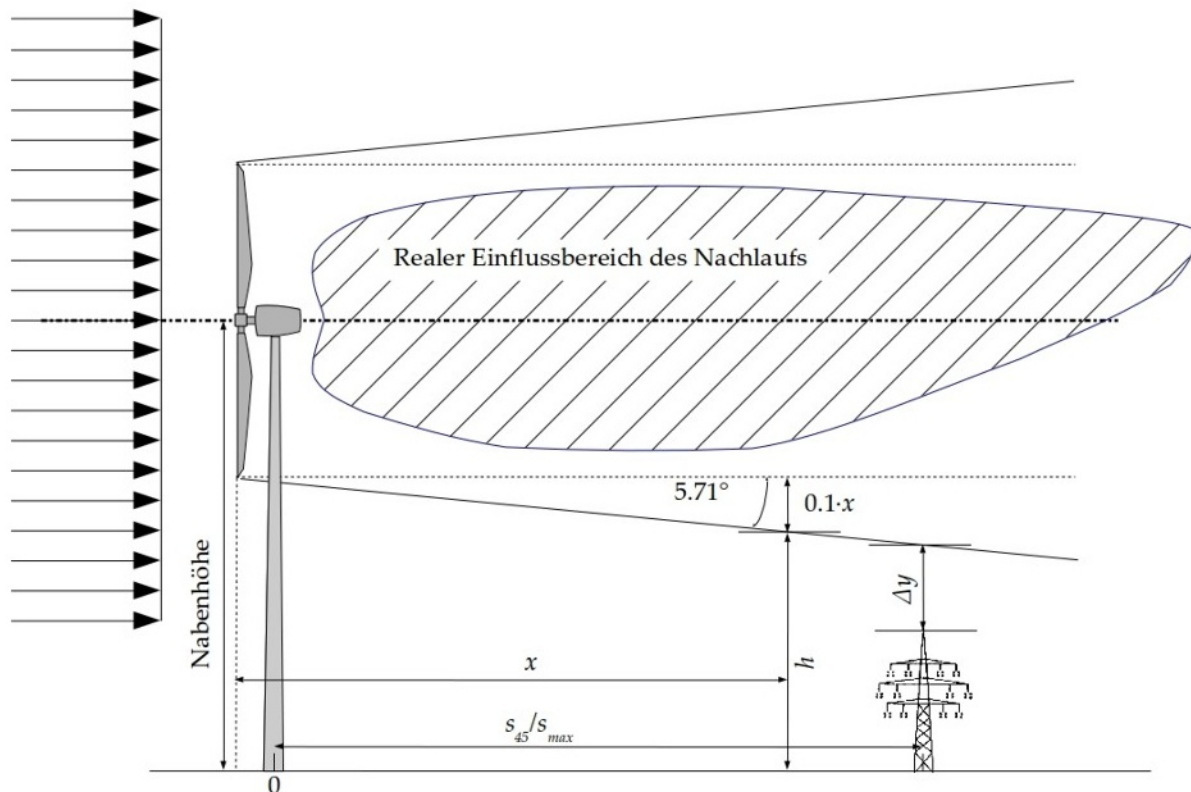


Abbildung 2.3.1: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung nach [1] und beispielhafter realer Einflussbereich (gestreift) auf Basis von CFD-Berechnungen.


















3 Randbedingungen

3.1 Standortdaten der WEA

Am Standort Mückendorf (Brandenburg) plant bzw. betreibt der Auftraggeber 24 Windenergieanlagen (WEA 1 - 24) vom Typ Nordex N175/6.X, 6.8MW, NH 179m.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befindet sich die 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 der 50 Hertz. Die Standorte der WEA 1 - 24 liegen in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 3.1.1 dargestellt.

	Lfd.Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Höhe EOK üNN [m]	s _{exz} [m]
							East	North		
	1	WEA 1	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394516	5774541	50.9	4.4
	2	WEA 2	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395102	5774459	49.2	4.4
	3	WEA 3	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395813	5774291	50.0	4.4
	4	WEA 4	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396437	5774137	55.3	4.4
	5	WEA 5	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394169	5774159	49.9	4.4
	6	WEA 6	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395107	5774093	50.1	4.4
	7	WEA 7	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395897	5773869	53.0	4.4
	8	WEA 8	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396526	5773758	54.6	4.4
	9	WEA 9	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394374	5773832	50.3	4.4
	10	WEA 10	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394976	5773565	50.7	4.4
	11	WEA 11	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396293	5773308	56.1	4.4
	12	WEA 12	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394507	5773300	51.8	4.4
	13	WEA 13	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395433	5773384	51.2	4.4
	14	WEA 14	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395975	5772910	54.0	4.4
	15	WEA 15	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394790	5772866	53.0	4.4
	16	WEA 16	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396648	5772620	60.6	4.4
	17	WEA 17	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396007	5772350	62.8	4.4










	Lfd.Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Höhe EOK üNN [m]	s_{exz} [m]
							East	North		
	18	WEA 18	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396369	5772272	63.0	4.4
	19	WEA 19	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396889	5772321	65.4	4.4
	20	A2 WEA 1	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395033	5772281	51.7	4.4
	21	A2 WEA 2	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395305	5772647	57.9	4.4
	22	A2 WEA 3	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33396460	5772906	57.4	4.4
	23	A2 WEA 4	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33395397	5772062	51.9	4.4
	24	A2 WEA 5	Nordex N175/6.X	6.8	179	175	33394811	5771926	51.9	4.4

Tabelle 3.1.1: Windparkkonfiguration.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1!

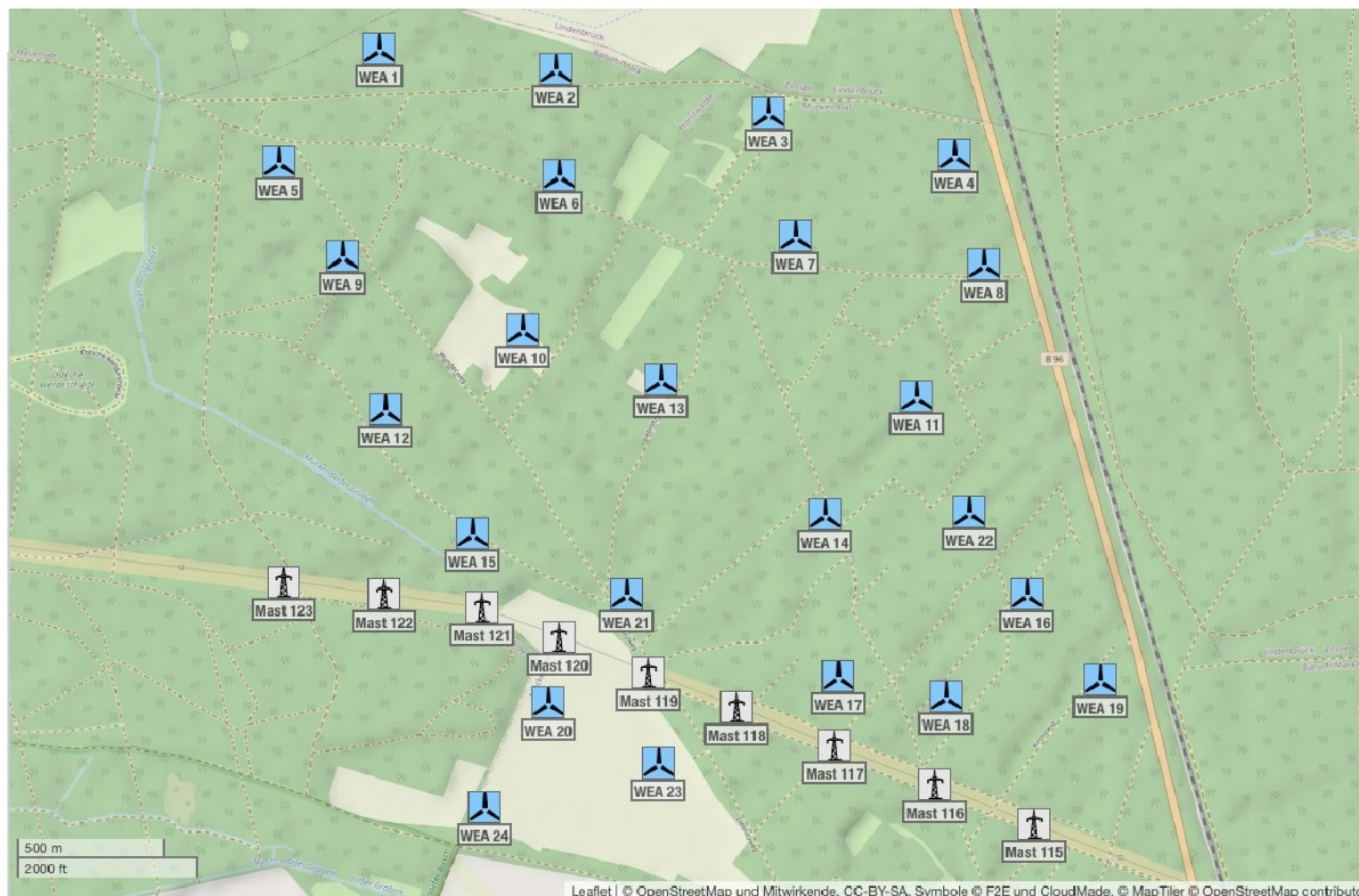


Abbildung 3.1.1:
Lage des Windparks,
Karte /11/.



3.2 Daten der Freileitung

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 sind in den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt.

	Trag-mast	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Mast- typ	Traversen -breite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Mast- höhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
	Mast 115	33396655	5771828	---	14	62.12	47.81	109.93
	Mast 116	33396324	5771970	---	14	62.34	50.42	112.76
	Mast 117	33395992	5772112	---	14	62.37	47.95	110.32
	Mast 118	33395666	5772251	---	14	60.88	50.3	111.18
	Mast 119	33395372	5772377	---	14	54.00	47.88	101.88
	Mast 120	33395076	5772504	---	14	52.35	47.88	100.23
	Mast 121	33394817	5772614	---	14	52.29	43.49	95.78
	Mast 122	33394490	5772664	---	14	51.89	47.92	99.81
	Mast 123	33394154	5772715	---	14	52.02	48.04	100.06

Tabelle 3.2.1: Liste der Tragmasten mit Höhenangaben.

Betroffenes Spannfeld	WEA in diesem Bereich	D _{schwing} [m]	D _V [m]	D _{schwing} +D _V [m]	>/<	a _{LTG} [m]	a _{Raum} [m]	Breite des Schutz- streifens [m]
Mast 115-Mast 116	16	20*	5	25	<	30	160	34
	19						140	
Mast 116-Mast 117	18	20*	5	25	<	30	0	34
	22						130	
Mast 117-Mast 118	11	20*	5	25	<	30	160	34
	14						100	
	17						0	
Mast 118-Mast 119	4	20*	5	25	<	30	120	34
	8, 23						0	
Mast 119-Mast 120	3, 7, 13, 20, 21	20*	5	25	<	30	0	34
Mast 120-Mast 221	24	20*	5	25	<	30	0	34
Mast 121-Mast 122	2	20*	5	25	<	30	0	34
	6						60	
	10						150	
	15						50	

Betroffenes Spannfeld	WEA in diesem Bereich	D_{schwing} [m]	D_V [m]	$D_{\text{schwing}} + D_V$ [m]	>/<	a_{LTG} [m]	a_{Raum} [m]	Breite des Schutzstreifens [m]
Mast 122-Mast 123	1, 5	20*	5	25	<	30	60	34
	9						70	
	12						0	

Tabelle 3.2.2: Weitere verwendete Daten zu den Spannfeldern.

*: Für D_{schwing} wurde mangels Angaben konservativ abdeckend die Strecke zwischen äußerstem ruhenden Leiterseil und dem breitesten Punkt des Schutzstreifens zu Grunde gelegt.

Die WEA 5 befindet sich im Bereich eines weiter westlich gelegenen Spannfeldes der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522. Aufgrund fehlender Angaben und dem linearen Verlauf der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 wurde ersatzweise das Spannfeld „Mast 122-Mast 123“ zur Berechnung des Abstandes der WEA 5 zur Freileitung verwendet.

Die WEA 19 befindet sich im Bereich eines weiter östlich gelegenen Spannfeldes der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522. Aufgrund fehlender Angaben und dem linearen Verlauf der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 wurde ersatzweise das Spannfeld „Mast 115-Mast 116“ zur Berechnung des Abstandes der WEA 19 zur Freileitung verwendet.

Die ermittelten Werte für a_{Raum} sind in Tabelle 3.2.2 dargestellt.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Bestimmung der Abstände

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 kann die Bestimmung der einzuhaltenden Mindestabstände nach /1/ vorgenommen werden.

Nach /1/ ist der Abstand zwischen der Turmachse und dem äußersten ruhenden Leiterseil zu ermitteln. Dieser darf die Summe aus dem 0.5-fachen Rotordurchmesser, dem Arbeitsraum a_{Raum} und dem spannungsabhängigen Mindestabstand a_{LTG} nicht unterschreiten.

Die in der Tabelle 3.2.2 dargestellte Summe aus D_{schwing} und D_V ist in der vorliegenden Konfiguration an den WEA 1 - 24 kleiner als a_{LTG} . Zur weiteren Berechnung wird daher a_{LTG} als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.



























	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand a_{WEA} nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand a_{WEA}	
				[m]	in RD
	1	WEA 1	177.5	1845.4	10.55
	2	WEA 2	117.5	1852.6	10.59
	3	WEA 3	117.5	1919.3	10.97
	4	WEA 4	237.5	2023.0	11.56
	5	WEA 5	177.5	1415.5	8.09
	6	WEA 6	177.5	1491.5	8.52
	7	WEA 7	117.5	1564.3	8.94
	8	WEA 8	117.5	1709.5	9.77
	9	WEA 9	187.5	1123.1	6.42
	10	WEA 10	267.5	949.8	5.43
	11	WEA 11	277.5	1204.2	6.88
	12	WEA 12	117.5	617.2	3.53
	13	WEA 13	117.5	936.0	5.35
	14	WEA 14	217.5	713.2	4.08
	15	WEA 15	167.5	230.8	1.32
	16	WEA 16	277.5	711.1	4.06
	17	WEA 17	117.5	210.9	1.20
	18	WEA 18	117.5	281.4	1.61
	19	WEA 19	257.5	530.9	3.03
	20	A2 WEA 1	117.5	207.5	1.19
	21	A2 WEA 2	117.5	208.0	1.19
	22	A2 WEA 3	247.5	900.2	5.14
	23	A2 WEA 4	117.5	265.8	1.52
	24	A2 WEA 5	117.5	621.2	3.55

Tabelle 4.1.1: Abstand der Turmachse der WEA zum äußersten ruhenden Leiterseil nach /1/.

Die Standorte der WEA 15, 17, 18, 20, 21 und 23 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitung auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.



Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil a_{WEA} wird in der vorliegenden Konfiguration an keiner der betrachteten WEA unterschritten.

4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 erfolgt die Bewertung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung mit dem vereinfachten Berechnungsverfahren nach /1/. Falls erforderlich wird eine Bewertung mittels einer detaillierten CFD-Analyse vorgenommen.

Auf eine Bewertung mittels einer detaillierten CFD-Analyse wurde in Absprache mit dem Auftraggeber verzichtet.

4.2.1 Ergebnisse nach /1/

Im vorliegenden Fall wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen Leiterseil in Mastmitte bestimmt.

Aufgrund der in /1/ geforderten Betrachtung des Schwenkbereiches des Rotors von $\pm 45^\circ$ ist entweder der Abstand für 45° s_{45° oder der maximal zu betrachtende Abstand von drei Rotordurchmessern s_{max} maßgeblich (siehe Abbildung 4.2.1.1). Dabei ist die Exzentrizität der Rotorebene zu berücksichtigen.

Im vorliegenden Fall ist der Abstand für 45° s_{45° für die WEA 15, 17, 18, 20, 21 und 23 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

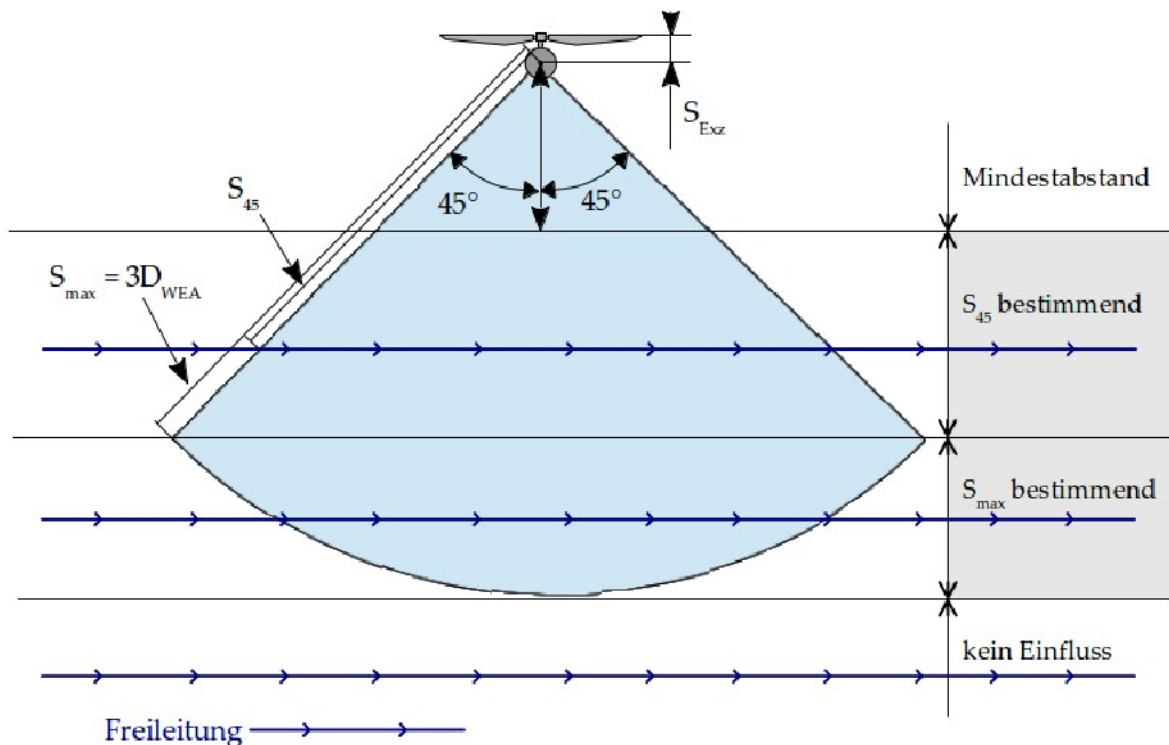


Abbildung 4.2.1.1: Zu betrachtender Einflussbereich der Nachlaufströmung (blau) in der Draufsicht und relevante Abstände.

Es ergeben sich damit folgende vertikalen Abstände zwischen der Unterkante des Einflussbereiches der Nachlaufströmung und dem ruhenden Leiterseil:







	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Betrachteter Abstand	Vertikaler Abstand der Nachlaufströmung zum ruhenden Leiterseil Δy
				[m]
	15	WEA 15	s_{45°	9.0
	17	WEA 17	s_{45°	10.7
	18	WEA 18	s_{45°	-0.7
	20	A2 WEA 1	s_{45°	9.4
	21	A2 WEA 2	s_{45°	15.5
	23	A2 WEA 4	s_{45°	-8.0

Tabelle 4.2.1.1: Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522.

Damit liegt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 15, 17, 20 und 21 nach dem vereinfachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 380-kV-Leitung Ltg.



521/522.

Der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 18 und 23 ragt nach dem vereinfachten Verfahren bei Queranströmung in den Bereich der Leiterseile der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522.

5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Mückendorf (Brandenburg) plant bzw. betreibt der Auftraggeber 24 Windenergieanlagen vom Typ Nordex N175/6.X, 6.8MW, NH 179m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befindet sich die 380-kV-Leitung Ltg. 521/522 der 50 Hertz. Die Standorte der WEA 1 - 24 liegen in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Bedingungen gegeben ist.

Die Standorte der WEA 15, 17, 18, 20, 21 und 23 weisen Abstände von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil wird in der vorliegenden Konfiguration an keiner der betrachteten WEA unterschritten.

Die Untersuchung ergab, dass auf Grundlage des vereinfachten Berechnungsverfahrens nach /1/ mit dem gewählten Windenergieanlagentyp Nordex N175/6.X, 6.8MW, NH 179m, die Leiterseile der Freileitung vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Auf Basis der vorliegenden Untersuchungen kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass von den WEA 18 und 23 eine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachtete Freileitung ausgeht.

Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen sollten daher an der Freileitung vorgesehen werden. Dies betrifft die Spannfelder „Mast 116-Mast 117“ und „Mast 118-Mast 119“ der 380-kV-Leitung Ltg. 521/522.



6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
SRTM	Shuttle Radar Topographic Mission	
CFD	Computational Fluid Dynamics	
EOK	Erdoberkante	
üNN	über Normal Null	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
D_{WEA}	Rotordurchmesser WEA	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
a_{WEA}	Horizontaler Mindestabstand zwischen Turmachse und äußerstem ruhenden Leiterseil	[m]
a_{Raum}	Arbeitsraum	[m]
a_{LTG}	Spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$D_{Schwing}$	Ausschwingbreite der Leiterseile	[m]
D_V	spannungsabhängiger Schutzabstand	[m]
s_{Exz}	Abstand zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorebene	[m]
s_{45}	Für einen Schwenkbereiches des Rotors von $\pm 45^\circ$ zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
s_{max}	Maximal zu betrachtender Abstand nach DIN EN 50341-2-4	[m]
Δy	Vertikaler Abstand zwischen dem betrachteten Leiterseil und der Nachlaufströmung nach dem vereinfachten Modell der DIN EN 50341-2-4	[m]



7 Literaturangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4); 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, September 2019.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100); Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Oktober 2009.
- /3/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschoppe, J.; Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /4/ P. Hagedorn : Leiterseilschwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1990).
- /5/ W. Philipps : Seilschwingungen bei Freileitungen Elektrizitätswirtschaft Jg. 67 (1968), Heft 11, S. 279 ff.
- /6/ L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo; Wind turbine wake aerodynamics; Progress in Aerospace Sciences 39, pp. 467-510, 2003.
- /7/ Th. Hahm, J. Kröning; Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage; Fluent Anwenderkonferenz 2001; Bingen, 17./18. Sept. 2001
- /8/ St. Wußow, L. Sitzki, Th. Hahm; 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine; The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012033.
- /9/ Th. Hahm; Hochspannung und Windkraft; energy 2.0, S. 44-46, April 2008.
- /10/ Prof. B. R. Oswald; Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik; Vorlesung Elektrische Energieversorgung I – Skript Freileitungen, korrigierte Ausgabe 2005.
- /11/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.