

**Gutachtliche Stellungnahme zur
Turbulenzbelastung im
Windpark
Vorbein**

Erstellt im Auftrag für

EEN GmbH

Süderholz OT Griebenow

Revision 2

Hamburg 11.01.2011

Revision	Datum	Änderung
0	März 2003	erste Ausgabe
1	Sep. 2005	Änderung Parkkonfiguration
2	11.01.2011	Änderung Parkkonfiguration

0830

Gegenstand: Ermittlung der effektiven Turbulenzintensitäten innerhalb
des Windparks Vorbein

Referenz-Nr.: 2011-WND-1-XII

Auftraggeber: EEN GmbH
Schlossweg 3
18516 Süderholz OT Griebenow

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5
26605 Aurich

Vestas Wind Systems A/S
Alsvej 21
8900 Randers, Dänemark

Anlagenbezeichnung:	Vestas V90-2.0MW	RD	90.0m	NH	105.0m
	Vestas V90-2.0MW	RD	90.0m	NH	80.0m
	Vestas V47	RD	47.0m	NH	65.0m
	ENERCON E-40/5.40	RD	40.0m	NH	65.0m

Vom Auftraggeber eingereichte Unterlagen:

- Lageplan des Windparks mit Gauß-Krüger Bessel Koordinaten
- Windgutachten für den Standort (Auszug zur Häufigkeitsverteilung der Windrichtung)

Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:

Verfasser	 Dipl.-Umweltwiss. Verena Schneider Sachverständige	Hamburg, 11.01.2011
Geprüft durch	 Dipl. Wirt.-Ing. Stephanie Demant Sachverständige	Hamburg, 11.01.2011

Für weitere Auskünfte:

TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG
Dipl.-Umweltwiss. Verena Schneider
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557 1430
Fax: +49 40 8557 2552
vschneider@tuev-nord.de

Kurzdarstellung des Ergebnisses

Die Standsicherheit der am Standort Vorbein betrachteten WEA hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität ist gewährleistet.

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

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung	5
2	Grundlagen	5
3	Randbedingungen	7
3.1	<i>Windparkkonfiguration</i>	<i>7</i>
3.2	<i>Winddaten am Standort</i>	<i>9</i>
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	10
4.1	<i>Umgebungsturbulenzintensität.....</i>	<i>10</i>
4.2	<i>Effektive Turbulenzintensität.....</i>	<i>11</i>
5	Zusammenfassung und Bewertung.....	13
6	Formelzeichen und Abkürzungen	15
7	Literaturangaben	16

1 Aufgabenstellung

Am Standort Vorbein (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von einer Windenergieanlagen (WEA 1) innerhalb eines bestehenden Windparks mit 14 anderen zu berücksichtigenden WEA, siehe hierzu Tabelle 1 bzw. Abbildung 1.

Die TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die Windparkkonfiguration innerhalb des Windparks hinsichtlich ihrer Standsicherheit zu betrachten und zu bewerten. Dabei ist zusätzlich zur Umgebungsturbulenzintensität der Einfluss der Nachlaufsituationen der WEA am Standort untereinander zu bewerten, ob bei den vorgesehenen Anlagenabständen die Auslegungswerte der Turbulenzintensität eingehalten werden.

Die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /3, 4/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Auf Basis dieser Auslegungswerte garantiert eine Typenprüfung nach /3, 4/ die Standfestigkeit einer WEA für eine Betriebsdauer von 20 Jahren.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch Nachbar-WEA erhöhte Turbulenzbelastung einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standsicherheit für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines BImSchG-Antrages herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA zumutbar sind, solange die Standsicherheit für 20 Jahre gewährleistet bleibt.

Die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG.

Es werden WEA mit einem Abstand kleiner zehn Rotordurchmesser zu den neu geplanten WEA in die Betrachtung der effektiven Turbulenz einbezogen. In die Berechnung gehen die WEA 1 - 8 aus Tabelle 1 ein.

2 Grundlagen

WEA sind Umweltbedingungen und elektrischen Einflüssen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinträchtigen können. Die Umweltbedingungen werden in Wind- und andere Umweltbedingungen unterteilt. Für die Integrität der Konstruktion sind die Windbedingungen die primär zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Für die Auslegung der WEA werden Windzonen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern definiert. Die Parameter für die Windgeschwindigkeit und die Turbulenz sind so gewählt, dass sie die meisten Anwendungsfälle erfas-

sen sollen, jedoch nicht die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes verkörpern. Diese Parameter sind daher grundsätzlich für den jeweiligen spezifischen Standort nachzuweisen.

Während die Windgeschwindigkeit am Standort durch benachbarte WEA nicht erhöht wird, nimmt die Turbulenzbelastung, die auf die einzelne WEA im Windpark einwirkt, zu. Dieser Einfluss ist zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser bezogene dimensionslose Abstand s_i zur benachbarten WEA_i für typische küstennahe Standorte kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte kleiner gleich acht beträgt /4/.

In /7/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie von 2004 /4/ empfohlen.

Gegenüber der in /4/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

In ihrer allgemeinen Definition enthält die Berechnungsvorschrift für die Turbulenzintensität im Nachlauf der WEA, wie sie in /4/ dargestellt ist, einen Schätzwert für den anlagenspezifischen Parameter c_T (Schubbeiwert der WEA). Die durch die WEA zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenz wird von uns davon abweichend mit einer Formel nach /2/ ermittelt, die eine Berücksichtigung von anlagenspezifischen Parametern wie den Schubbeiwert c_T der einzelnen WEA ermöglicht. Neben einer besseren Abbildung der realen Verhältnisse wird damit auch eine Unterschätzung der im Nachlauf produzierten Turbulenz in bestimmten Fällen vermieden, da insbesondere für Multi-Megawatt-WEA der Schätzwert für den Schubbeiwert c_T nach unseren Untersuchungen im Bereich der Nennwindgeschwindigkeit nicht abdeckend ist.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /4/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten Nachlaufs (far wake) zugrunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe Anlagenabstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen berechnet.

Die so ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} können mit den entsprechenden Turbulenzintensitäten der entsprechenden Windzone verglichen werden. Liegen die Werte für I_{eff} unterhalb bzw. auf Höhe der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist die

Standsicherheit der WEA bezüglich der Turbulenzintensität und damit bezüglich des Einflusses der WEA untereinander gegeben. Dabei ist bei der Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität für die Umgebungsturbulenzintensität eine entsprechende Unsicherheit zu berücksichtigen (siehe Kapitel 4).

Liegen die Werte für I_{eff} oberhalb der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist eine Gefährdung der Standsicherheit der betroffenen WEA zu unterstellen.

Die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten können als Eingangsparameter für einen standortspezifischen Nachweis der Betriebslasten verwendet werden. Da hierbei auch die standortspezifischen Werte der Windgeschwindigkeit Berücksichtigung finden, ist ein Nachweis der Standsicherheit trotz erhöhter Werte für die Turbulenzintensität oft möglich. Eine solche standortspezifische Lastberechnung ist im Vergleich zum hier verwendeten Verfahren jedoch sehr aufwändig. Sie kann in der Regel nur vom jeweiligen Anlagenhersteller durchgeführt werden und ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle für Windenergieanlagen zu prüfen.

3 Randbedingungen

3.1 Windparkkonfiguration

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 1 bzw. Abbildung 1 dargestellt.

Die Bezeichnung der einzelnen WEA in diesem Gutachten bezieht sich auf die laufende Nummer, die aus Tabelle 1 ersichtlich ist.

	Ifd. Nr.	WEA	Koordinaten		WEA-Typ	RD [m]	NH [m]
			Rechts	Hoch			
	1	WEA 1	4574241	5987685	VESTAS V90 2.0MW	90.0	105.0
	2	WEA 2	4574476	5987342	VESTAS V47	47.0	65.0
	3	WEA 3	4574175	5987406	VESTAS V47	47.0	65.0
	4	WEA 4	4573723	5987360	VESTAS V47	47.0	65.0
	5	WEA 5	4573640	5987063	VESTAS V47	47.0	65.0
	6	WEA 6	4573567	5986792	VESTAS V47	47.0	65.0
	7	WEA 7	4573961	5986675	VESTAS V47	47.0	65.0
	8	WEA 8	4574113	5987029	VESTAS V47	47.0	65.0
	9	WEA 9	4574748	5985585	ENERCON E40/5.40	40.0	65.0

	Ifd. Nr.	WEA	Koordinaten		WEA-Typ	RD [m]	NH [m]
			Rechts	Hoch			
☸	10	WEA 10	4574883	5985468	ENERCON E40/5.40	40.0	65.0
☸	11	WEA 11	4572110	5989284	VESTAS V90 2.0MW	90.0	80.0
☸	12	WEA 12	4572055	5988959	VESTAS V90 2.0MW	90.0	80.0
☸	13	WEA 13	4571939	5988688	VESTAS V90 2.0MW	90.0	80.0
☸	14	WEA 14	4572456	5989129	VESTAS V90 2.0MW	90.0	80.0
☸	15	WEA 15	4572370	5988769	VESTAS V90 2.0MW	90.0	80.0

Tabelle 1: Windparkkonfiguration (Koordinatensystem: Gauß-Krüger, Bessel / Potsdam)

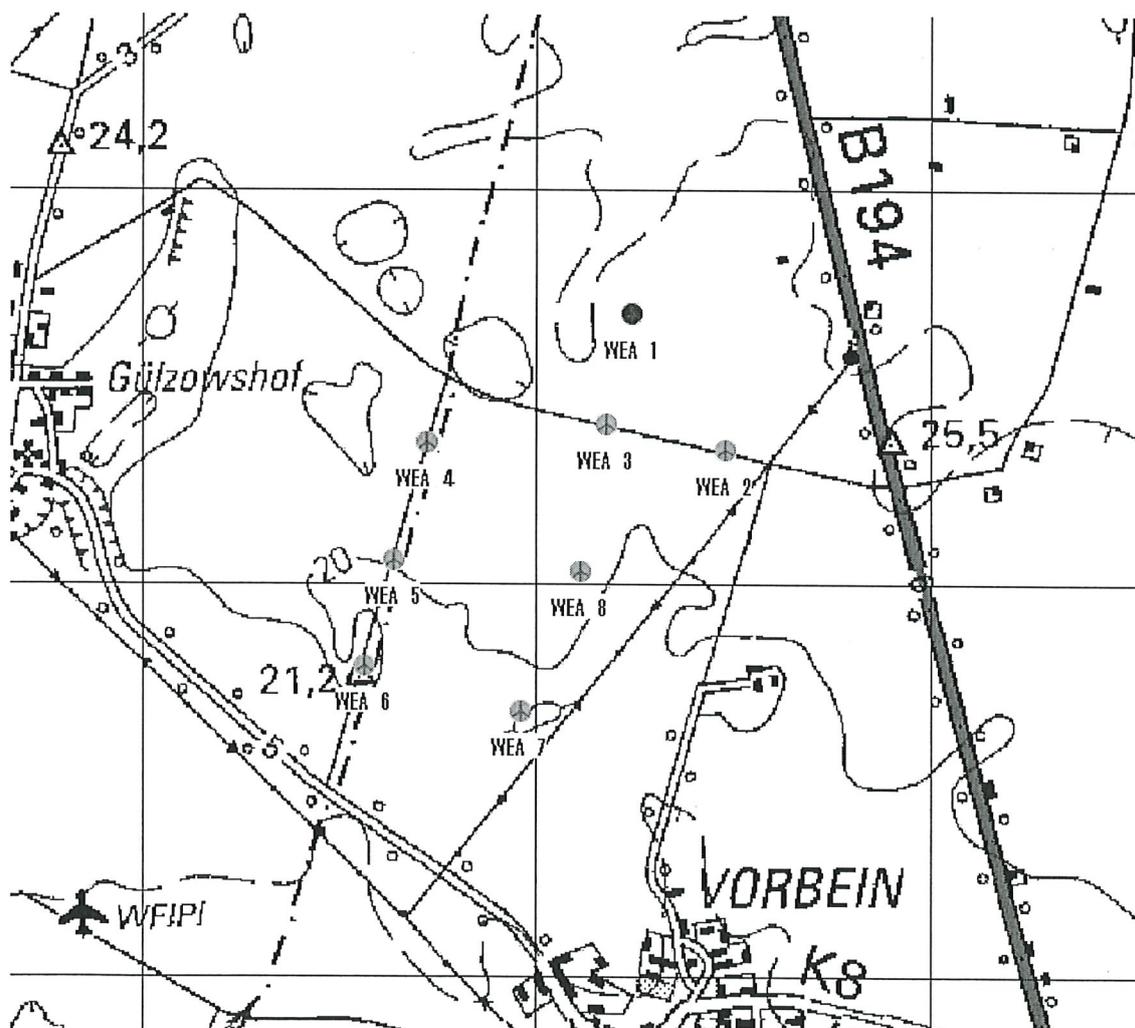


Abbildung 1: Lage des Windparks, Auszug topographische Karte 1:50.000 /9/

Der geringste Abstand zwischen zwei WEA, von denen mindestens eine WEA neu geplant ist, liegt bei $3 \cdot 2D_{\text{Rotor, Vestas V90}}$ bzw. ca. 288m. Dies betrifft die WEA 1 und 3.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und die Weibullverteilung am Standort stellen sich entsprechend der zu Verfügung gestellten Daten wie folgt dar:

Richtungssektoren	Relative Häufigkeit (100%=1)	Weibullverteilung	
		A	k
N	0.037	5.8	1.96
NNO	0.050		
ONO	0.066		
O	0.078		
OSO	0.067		
SSO	0.065		
S	0.085		
SSW	0.133		
WSW	0.161		
W	0.139		
WNW	0.077		
NNW	0.043		

Tabelle 2: Häufigkeiten der Windrichtung (Bezugshöhe 30m ü. Grund)

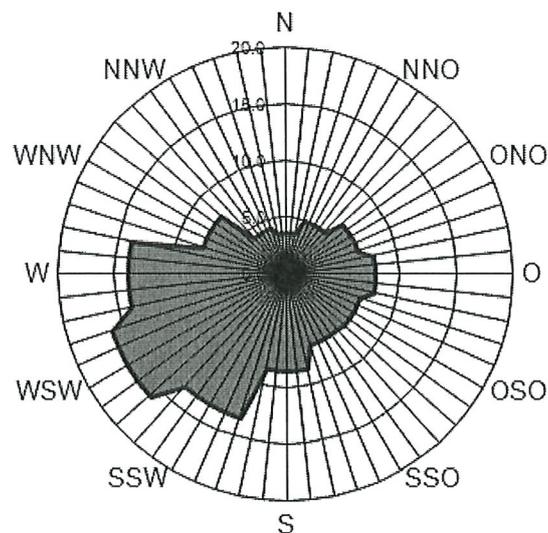


Abbildung 2: Häufigkeit der Windrichtung in Prozent

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Umgebungsturbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert bezogen auf ein Intervall von 600s. Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei ausschließlich die Turbulenz der freien Strömung ohne den Einfluss von WEA.

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern die charakteristische Turbulenzintensität zugrunde zu legen, welche sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität ergibt. Da die Umgebungsturbulenzintensität im Folgenden rechnerisch ermittelt wird, ist die charakteristische Turbulenzintensität aus der mittleren Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit dem Faktor 1.2 zu bilden.

Im orografisch komplexen Gelände wird die hieraus resultierende Erhöhung der Umgebungsturbulenzintensität in Anlehnung an die internationale Richtlinie /6/ durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter erfasst.

Im Bereich der atmosphärischen Bodengrenzschicht ergibt sich die zu berücksichtigende Umgebungsturbulenzintensität im Wesentlichen aus dem Einfluss der Rauigkeitselemente des Bodens wie Bäumen, Büschen, Bauwerken etc. Hierzu erfolgt eine Typisierung von Geländeoberflächen hinsichtlich ihres Bewuchses, ihrer Bebauung und Nutzung auf Basis der amtlichen topographischen Karten /9/ sowie detaillierter Satellitendaten zur Bodenbedeckung /1/, wobei Geländeabschnitte bis 25km Entfernung um den Standort einbezogen werden. Den einzelnen Geländeabschnitten werden anschließend Rauigkeitsklassen gemäß der Empfehlungen des für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Europäischen Windatlanten /8/ zugeordnet. Der Einfluss der verschiedenen Geländeabschnitte wird abhängig vom Abstand zum Windpark in zwölf Richtungssektoren à 30° bewertet, wodurch sich gewichtete Mittel für die Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden die charakteristischen Turbulenzintensitäten am Standort von uns auf Basis der Empfehlungen der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /10/ sowie der DIN 1055-4 /5/ bestimmt. Die charakteristischen Turbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend programmintern für die verschiedenen Richtungen, Windgeschwindigkeiten und Nabenhöhen ermittelt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der DIN EN 61400-1 /6/. In Tabelle 3 sind beispielhafte Werte für eine Nabenhöhe und Windgeschwindigkeit aufgeführt.

Richtungssektoren	Charakteristische Turbulenzintensität Bezugswerte: $v = 15\text{m/s}$ $NH = 105.0\text{m}$
N	11.2
NNO	12.0
ONO	10.8
O	10.4
OSO	10.4
SSO	11.4
S	11.0
SSW	10.5
WSW	11.4
W	11.2
WNW	10.9
NNW	11.2

Tabelle 3: Beispielhafte Charakteristische Turbulenzintensität am Standort

4.2 Effektive Turbulenzintensität

Das verwendete Berechnungsverfahren für die effektive Turbulenzintensität ist in Kapitel 2 beschrieben. Für den materialspezifischen Wöhlerlinien-Koeffizienten m wird die Strukturkomponente mit dem höchsten Koeffizienten zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich vereinfacht für alle WEA ein Wert von $m = 10$.

Entsprechend der Definition der Turbulenzintensität steigen ihre Werte mit abnehmender Windgeschwindigkeit an. Diesem physikalischen Umstand trägt die DIBt von 2004 /4/ Rechnung, indem sie die Auslegungswerte für die Turbulenzintensität ebenfalls windgeschwindigkeitsabhängig definiert. Demgegenüber definiert die DIBt von 1995 /3/ einen konstanten mittleren Auslegungswert für die Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

Da im Falle eines standortspezifischen Nachweises der Betriebslasten diese auf Basis der ermittelten windgeschwindigkeitsabhängigen effektiven Turbulenzintensitäten berechnet werden müssen, werden für alle WEA die windgeschwindigkeitsabhängigen Werte in Tabelle 4 ausgewiesen.

Für die WEA, die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt von 2004 /4/ besitzen, sind die Ergebnisse in Tabelle 4 maßgeblich für eine Bewertung der Standsicherheit bezüglich des Auslegungswertes der Turbulenzintensität.

Für die WEA, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt von 1995 (1993) /3/ unterstellt werden kann, sind in Tabelle 5 entsprechende konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen.

Der Nachweis der Integrität der WEA in Bezug auf den Auslegungswert der Turbulenzintensität ist für den Bereich vom 0.2fachen bis zum 0.4fachen der Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} zu führen. Für Nabenhöhen bis 140m ist dabei ein Windgeschwindigkeitsbereich von 5 bis 20m/s für alle Windzonen abdeckend und wird entsprechend in den Tabellen aufgeführt.

Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den Tabellen 4 und 5 jeweils fett gedruckt.

Für die zugrunde gelegte Typenprüfung sind die Werte in schwarz gedruckt, andernfalls in hellgrau.

Betrachtet werden nur WEA mit einem relevanten Abstand (siehe Abschnitt 1).

Windgeschwindigkeitsintervall [m/s]			4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
Auslegungswert DIBt 2004 [%]			30.0	24.9	22.0	20.2	18.9	18.0	17.3	16.7
	Lfd. Nr.	WEA	Ergebnisse [%] auf NH der WEA							
●	1	WEA 1	19.4	16.1	14.4	12.9	11.9	11.2	10.6	10.2
⊗	2	WEA 2	21.0	17.8	16.0	14.3	13.0	12.1	11.6	11.1
⊗	3	WEA 3	22.8	19.9	18.0	15.5	13.3	12.2	11.6	11.1
⊗	4	WEA 4	20.4	17.0	15.2	13.7	12.6	11.9	11.4	11.0
⊗	5	WEA 5	20.8	17.5	15.8	14.1	12.9	12.1	11.5	11.1
⊗	6	WEA 6	20.5	17.2	15.5	13.9	12.9	12.1	11.5	11.1
⊗	7	WEA 7	20.2	16.9	15.0	13.7	12.7	12.0	11.5	11.1
⊗	8	WEA 8	20.4	17.0	15.1	13.7	12.7	12.0	11.5	11.1

Tabelle 4: Ergebnisse für die windgeschwindigkeitsabhängigen effektiven Turbulenzintensitäten

Auslegungswert DIBt 1995 [%]			20.0
	Lfd. Nr.	WEA	Ergebnisse [%] auf NH der WEA
●	1	WEA 1	13.3
⊗	2	WEA 2	14.8
⊗	3	WEA 3	16.3
⊗	4	WEA 4	14.1
⊗	5	WEA 5	14.5

Auslegungswert DIBt 1995 [%]			20.0
	Lfd. Nr.	WEA	Ergebnisse [%] auf NH der WEA
	6	WEA 6	14.3
	7	WEA 7	14.0
	8	WEA 8	14.1

Tabelle 5: Ergebnisse für die konstanten mittleren Turbulenzintensitäten

5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Vorbein (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von einer WEA innerhalb eines bestehenden Windparks mit 15 anderen zu berücksichtigenden WEA.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob bei den gewählten Anlagenabständen die Auslegungswerte der Turbulenzintensität an den betrachteten WEA eingehalten werden. Das hier eingesetzte Verfahren liefert unter den verwendeten Randbedingungen ein konservatives Ergebnis für die effektive Turbulenzintensität. Die Standsicherheit der WEA bezüglich des Auslegungswertes der Turbulenzintensität ist daher ohne weiteren Sicherheitszuschlag gewährleistet, wenn die Ergebnisse den jeweiligen Auslegungswert nicht überschreiten.

Die Ergebnisse dienen gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG. Das heißt, die Immissionen sind zumutbar, solange die Auslegungswerte der Turbulenzintensität eingehalten werden.

Für die WEA 2 - 8, für die eine Typenprüfung auf Grundlage eines konstanten Auslegungswertes der Turbulenzintensität der zu betrachtenden WEA nach DIBt-Richtlinie von 1995 /3/ unterstellt werden kann, kommt es zu keiner Überschreitung des Auslegungswertes der Turbulenzintensität von 20 %.

Für die WEA 1, für die eine Typenprüfung auf Grundlage von windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten der Turbulenzintensität nach DIBt-Richtlinie von 2004 /4/ unterstellt werden kann, werden für jedes Windgeschwindigkeitsintervall die Auslegungswerte der Turbulenzintensität mit den sich am Standort ergebenden effektiven Turbulenzintensitäten verglichen. In diesem Vergleich zeigen sich an den WEA keine Überschreitungen der windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die Standsicherheit der am Standort Vorbein betrachteten WEA hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität gewährleistet ist.

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

Die TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber übermittelten Informationen und Angaben, wenn dadurch bedingt falsche Berechnungen entstehen.

6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	[-]
RD	Rotordurchmesser	[m]
NH	Nabenhöhe	[m]
s_i	der auf den größten Rotordurchmesser bezogene dimensionslose Abstand von der Turmachse der betrachteten Windenergieanlage zur Turmachse der benachbarten Windenergieanlage i	[-]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
I_{15}	Charakteristische Turbulenzintensität bei 15m/s	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinien-Koeffizient	[-]
v_{ref}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
Altgrad	(Vollkreis = 360)	[°]

7 Literaturangaben

- /1/ CORINE Land Cover 2000; Daten zur Bodenbedeckung – Deutschland; Umweltbundesamt, Berlin 2005
- /2/ Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II, ECN Solar & Wind Energy; Petten, Netherlands
- /3/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl. 1995; DIBt, Berlin
- /4/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; DIBt, Berlin
- /5/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 1055-4:2005-03, Einwirkungen auf Tragwerke- Teil 4: Windatlas; Berlin 2005
- /6/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 61400-01 (VDE 0127-1), Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005), Deutsche Fassung EN 61400-1:2005; Berlin Juli 2006
- /7/ Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated fatigue loading in windturbine clusters; Wind Energy Department, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark; Risø-R-1188(EN), November 2005
- /8/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; Dänemark 1989
- /9/ TOP50, Amtliche topographische Karten, Landesvermessungsämter der Bundesländer, 2003/2004, (der Aktualisierungsstand der digitalen Daten entspricht dem der analogen Karten; der Aktualisierungszyklus beträgt 5 Jahre)
- /10/ VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Verein Deutscher Ingenieure 1999