



Gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung im

Windpark Olsbrücken R

Deutschland

Bericht Nr.: I17-ST-2014-69

Gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung im
Windpark Olsbrücken R
Deutschland

Bericht-Nr.	I17-ST-2014-69
Auftraggeber:	juwi Energieprojekte GmbH Energie-Allee 1 D-55286 Wörrstadt
Auftragsnehmer:	I17-Wind GmbH & Co. KG Am Westersielzug 11 25840 Friedrichstadt Tel.: 04881 – 936 498 - 0 Fax.: 04881 – 936 498 - 19 E-Mail: mail@i17-wind.de Internet: www.i17-wind.de
Bearbeiter:	Christian Kebbel (Dipl.-Ing. (FH))
Prüfer:	Heiko Pauls (B. Eng. (FH))
Datum:	16. Oktober 2013

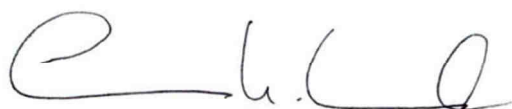
Haftungsausschluss

Der vorliegende Nachweis wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik ausgeführt. Für die Daten die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG gemessen, erhoben und verarbeitet wurden, kann keine Garantie übernommen werden. Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit ausdrücklicher Zustimmung der I17-Wind GmbH & Co. KG erlaubt.

Revisionsnummer	Revisionsdatum	Änderung	Bearbeiter
0	16.10.2014	Erstellung Bericht I17-ST-2014-69	Kebbel

Bearbeiter

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 16.10.2014



Geprüft

B. Eng. (FH) Heiko Pauls,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 16.10.2014



Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	6
1.1	Allgemeines	6
1.2	Abweichungen von der Richtlinie.....	7
1.3	Gültigkeit der Stellungnahme.....	7
2	Aufgabenstellung.....	9
3	Hintergrund	10
3.1	Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten.....	10
3.2	Nachweis durch eine standortspezifische Lastenberechnung	10
4	Bedingungen am Standort.....	11
4.1	Aktuelle Windparkkonfiguration.....	11
4.2	Besondere Betriebszustände der Anlagen	11
5	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	12
5.1	Datengrundlage.....	12
5.2	Vorgehensweise	12
5.3	Unsicherheiten	14
5.4	Ergebnis an einem Beispiel.....	15
6	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	16
6.1	Vorbemerkungen.....	16
6.2	Vorgehensweise	16
6.3	Ergebnis	17
6.4	Diskussion der Ergebnisse	18
7	Zusammenfassung.....	19
8	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	20
9	Literaturverzeichnis.....	21
	Anhang	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4.1: Standort der geplanten WEA und Bestandsanlagen [20]	11
Abbildung 6.1: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien.....	8
Tabelle 2.1: Koordinaten der geplanten WEA am Standort.....	9
Tabelle 4.1: Koordinaten der geplanten Anlagen, sowie der Bestandsanlagen	11
Tabelle 5.1: Repräsentative Windverteilung am Standort.....	12
Tabelle 5.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [6]	13
Tabelle 5.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [6]	13
Tabelle 5.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen	14
Tabelle 5.5: Ermittelte, beispielhafte repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort	15
Tabelle 6.1: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien.....	17
Tabelle 6.2: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}	17
Tabelle 7.1: Zusammenfassung der Ergebnisse	19

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die neue Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht [1], welche die Fassung März 2004 [2] ablösen wird. Nach einer bauaufsichtlichen Einführung der Fassung 2012 durch die Musterliste der Technischen Baubestimmungen Fassung September 2012 [4], wird der bisherige, nach Fassung März 2004 zu führende Nachweis „6.3.3 Einflüsse benachbarter baulicher Anlagen auf die Windlasten“ [2] durch den der Richtlinie Fassung Oktober 2012 „7.3.3 Einflüsse benachbarter baulicher Anlagen, Geländerauhigkeit und Topografie auf die Standorteignung“ [1] ersetzt.

Da die bauaufsichtliche Einführung der Fassung 2012 nach Information des Deutschen Institutes für Bautechnik noch nicht erfolgt ist [5], wird die Standorteignung der Windenergieanlagen in der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme nur durch den Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich erfolgt basierend auf den Forderungen nach der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen 2012 [1], wonach die effektive Turbulenzintensität immer nach der neuesten Ausgabe der DIN EN-61400-1 zu erfolgen hat. Hierbei handelt es sich um die aktuelle Ausgabe DIN EN 61400-1:2011-08 [6].

Im Gegensatz zur DIBt Richtlinie Fassung März 2004 [2], sind bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 [1] 4 maßgebliche Änderungen zu beachten, welche im Folgenden kurz erläutert werden.

- I. Als Eingangsparameter dient nicht mehr die charakteristische Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2004 [7], sondern die repräsentative Turbulenzintensität nach der aktuell gültigen Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [6].
- II. Die Forderung nach einer Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2004 [7] wurde durch eine Empfehlung für eine Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2011-08 [6] ersetzt. Demnach können Anlagen, die nach Fassung Oktober 2012 zertifiziert, bzw. typengeprüft werden, auch für die Turbulenzklassen B oder C zertifiziert werden und müssen dementsprechend nachgewiesen werden
- III. Die dem Normalturbulenzmodell (NTM) nach der Richtlinie DIN EN 61400-1:2011-08 [6] zu Grunde gelegte Gleichung hat sich dahingehend geändert, dass
 - a. sich diese auf einen Referenzwert der Turbulenzintensität bei 15m/s von 16% und nicht mehr einen charakteristischen Wert von 18% bei 15 m/s bezieht, sowie
 - b. eine weitere, dritte Turbulenzklasse C vorsieht
- IV. Die Geländekomplexität ist zu berücksichtigen und wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [6] bestimmt. In komplexem Gelände hat die Einführung eines Turbulenzstrukturparameters zu erfolgen
- V. Die effektiven Turbulenzen sind nach der DIBt 2012 Richtlinie für den Bereich zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit v_{in} und der 0.4-fachen 50-Jahres Windgeschwindigkeit v_{50} zu ermitteln. Danach ist ein Windgeschwindigkeitsbereich von Einschaltwindgeschwindigkeit bis 20 m/s auf einer Nabenhöhe von maximal 150m für alle Windzonen in Deutschland abdeckend

1.2 Abweichungen von der Richtlinie

Folgende von der DIBt 2012 Richtlinie [1] abweichende Verfahren wurden für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung gewählt:

- I. Die Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik sieht die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität für die Geländekategorie I und II nach vereinfachten Formeln vor [1]. Für Geländekategorie III muss die Turbulenzintensität nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [8] ermittelt werden. Abweichend davon, wird für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung die Umgebungsturbulenz mittels eines numerischen Verfahrens und der Spektralmethode nach *Kaimal et. al 1972* ermittelt. Dieses Verfahren eignet sich für alle 4 Geländekategorien die in der Norm [8] beschrieben sind und wird ebenfalls im aktuellen Regelwerk [6] vorgeschlagen, sowie in der Richtlinie des Germanischen Lloyds zur Zertifizierung von Windenergieanlagen [11] als grundsätzlich zulässig aufgeführt.
- II. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der zu betrachtenden Anlage – meist 25 m/s – ermittelt und nachgewiesen.
- III. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis von 10-fachem Rotordurchmesser RD der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen.

1.3 Gültigkeit der Stellungnahme

Die vorliegenden Ergebnisse für die effektive Turbulenzintensität wurden nach den Vorgaben der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2012 des Deutschen Institutes für Bautechnik [1] ermittelt. Alle Forderungen und Vorgaben decken ebenfalls die Forderungen der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung 2004 [2], sowie die der Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 des Deutschen Institutes für Bautechnik [3] ab. Wenn die ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensität nach der neuen Fassung 2012 [1] innerhalb der Auslegungswerte liegen, so gilt dies auch für das Verfahren nach der alten Richtlinie Fassung 2004 [2], sowie der Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 [3] wenn der darin geforderte Mittelwert von 20% nicht überschritten wird. Dies lässt sich darin begründen, dass

- I. die dem Verfahren nach DIBt 2012 [1] zu Grunde gelegte Eingangsturbulenz durch die repräsentative Turbulenzintensität dargestellt wird und dass
- II. die der DIBt 2012 zu Grunde gelegte Referenzkurve niedriger liegt als die der DIBt 2004 zu Grunde gelegte Referenzkurve. Siehe hierzu Tabelle 1.1

Abschließend kann festgestellt werden, dass die vorliegende gutachterliche Stellungnahme alle Forderungen bezüglich der effektiven Turbulenzintensität erfüllt, die in den folgenden Richtlinien gestellt werden:

- I. „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung Oktober 2012 [1]
- II. „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung März 2004 [2]
- III. „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ Fassung Juni 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995. [3]

Windgeschwindigkeit [m/s]	Mittelwert (DIBt 1993) [%]	NTM A (DIBt 2004) [%]	NTM A (DIBt 2012) [%]	NTM B (DIBt 2012) [%]	NTM C (DIBt 2012) [%]
2	20	57.00	56.80	49.70	42.60
3		42.00	41.87	36.63	31.40
4		34.50	34.40	30.10	25.80
5		30.00	29.92	26.18	22.44
6		27.00	26.93	23.57	20.20
7		24.86	24.80	21.70	18.60
8		23.25	23.20	20.30	17.40
9		22.00	21.96	19.21	16.47
10		21.00	20.96	18.34	15.72
11		20.18	20.15	17.63	15.11
12		19.50	19.47	17.03	14.60
13		18.92	18.89	16.53	14.17
14		18.43	18.40	16.10	13.80
15		18.00	17.97	15.73	13.48
16		17.63	17.60	15.40	13.20
17		17.29	17.27	15.11	12.95
18		17.00	16.98	14.86	12.73
19		16.74	16.72	14.63	12.54
20		16.50	16.48	14.42	12.36
21		16.29	16.27	14.23	12.20
22		16.09	16.07	14.06	12.05
23		15.91	15.90	13.91	11.92
24		15.75	15.73	13.77	11.80
25		15.60	15.58	13.64	11.69

Tabelle 1.1: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien

2 Aufgabenstellung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von einer Neuanlage des Typs Vestas V126-3.3MW mit einer Nabenhöhe von 137m. Das Standortzentrum liegt ca. 2 km westlich der Gemeinde Kreimbach-Kaulbach und 1km nördlich der Gemeinde Olsbrücken im Landkreis Kaiserslautern in Rheinland-Pfalz. Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung, bzw. einen Standsicherheitsnachweis hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der „Richtlinie für Windenergieanlagen...“ DIBt 2012 [1] für die geplanten WEA zu führen, welche an den in Tabelle 2.1 aufgeführten Koordinaten errichtet werden sollen.

Lfd. Nr.	Neu/ Bestand	Bezeichnung Kunde	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM ETRS89 Zone 32	
						X [m]	Y [m]
W1	Neu	WEA 02	Vestas	V126-3.3MW	137	402711	5489425

Tabelle 2.1: Koordinaten der geplanten WEA am Standort

Für die gutachterliche Stellungnahme bezüglich der Turbulenzbelastung nach DIBt 2012 [1] ist neben der Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} auch die daraus resultierende repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} zu ermitteln. Basierend auf der repräsentativen Umgebungsturbulenzintensität wird mittels des in der Norm [6] und des in der internationalen Richtlinie [10] beschriebenen Verfahrens die effektive Turbulenzintensität bestimmt und mit der der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungsklasse der Turbulenzintensität verglichen und bewertet.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten, erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA zumutbar sind, solange die Standsicherheit hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar, und kann somit als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

3 Hintergrund

WEA sind für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt, welche sich durch die der Typenprüfung zugrunde gelegte Windzone ergibt. Die aktuell gültigen Windzonen sind in DIN EN-1991-1-4/NA:2010-12 [8] aufgeführt. Wird durch Messung oder ein Gutachten gezeigt, dass die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe innerhalb der Auslegungswerte der Typenprüfung liegen, kann eine Anlage des betrachteten Typs in Erwägung gezogen werden. Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe existieren ebenfalls Auslegungswerte, welche in der aktuellen Norm DIN EN 61400-1:2011-8 [6] in die drei Klassen A, B und C unterteilt sind. Im Gegensatz zur Windgeschwindigkeit – einer atmosphärisch auferlegten Größe – kann sich die Turbulenzintensität in Windfarmen derart erhöhen, dass die Auslegungswerte bezüglich dieser Größe überschritten werden. Ist dies der Fall, arbeitet eine WEA außerhalb der definierten Grenzwerte, was eine Verkürzung der festgelegten Betriebsdauer von 20 Jahren zur Folge haben kann. Um einen Betrieb innerhalb der Auslegungslasten zu gewährleisten, gibt es die in den folgenden Abschnitten beschriebenen zwei Möglichkeiten dies nachzuweisen.

3.1 Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten

Wenn nachgewiesen werden kann, dass die an den zu betrachtenden Anlagen ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten unterhalb der Auslegungswerte nach der Richtlinie [1] liegen, oder diese zumindest nicht überschreiten, kann die betrachtete Windenergieanlage am Standort betrieben werden und die Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensität ist nicht gefährdet. Die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt hierbei nach dem in Abschnitt 0 beschriebenen Verfahren. Wenn effektive Turbulenzintensitäten ermittelt werden, die oberhalb der Auslegungsbedingungen der betrachteten Turbulenzklasse liegen, kann eine Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht gewährleistet werden. In diesem Fall muss das im folgenden Abschnitt beschriebene Verfahren angewendet werden.

3.2 Nachweis durch eine standortspezifische Lastenberechnung

Auf Basis des Ergebnisses aus dem vorigen Abschnitt und einer für den Standort repräsentativen Windverteilung kann seitens des Anlagenherstellers nachgewiesen werden, dass die Anlage unter den ermittelten Bedingungen innerhalb der Auslegungslasten arbeitet. Hierzu werden detailliert alle der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist eine Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensität gegeben.

Lässt sich nicht nachweisen, dass die standortspezifischen Lasten eingehalten werden, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Abschaltung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie unterhalb der Auslegungslasten liegen.

4 Bedingungen am Standort

4.1 Aktuelle Windparkkonfiguration

Der Auftraggeber hat die in Tabelle 4.1 und Abbildung 4.1 dargestellte Windparkkonfiguration übermittelt [21]. Aufgeführt sind alle übermittelten Anlagen. Für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden jedoch nur Anlagen innerhalb eines Radius von 10 RD [6] um die geplanten Anlagen berücksichtigt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	UTM ETRS89 Zone 32		Symbol
					X [m]	Y [m]	
W1	Vestas	V126-3.3MW	126	137	402711	5489425	人
W2	Enercon	E-66/18.70	66	65	402849	5489782	*
W3	Enercon	E-66/18.70	66	65	402960	5490211	*

Tabelle 4.1: Koordinaten der geplanten Anlagen, sowie der Bestandsanlagen

Fett dargestellte Anlagen befinden sich innerhalb 10 RD von den geplanten WEA und sind in die Betrachtung einzubeziehen

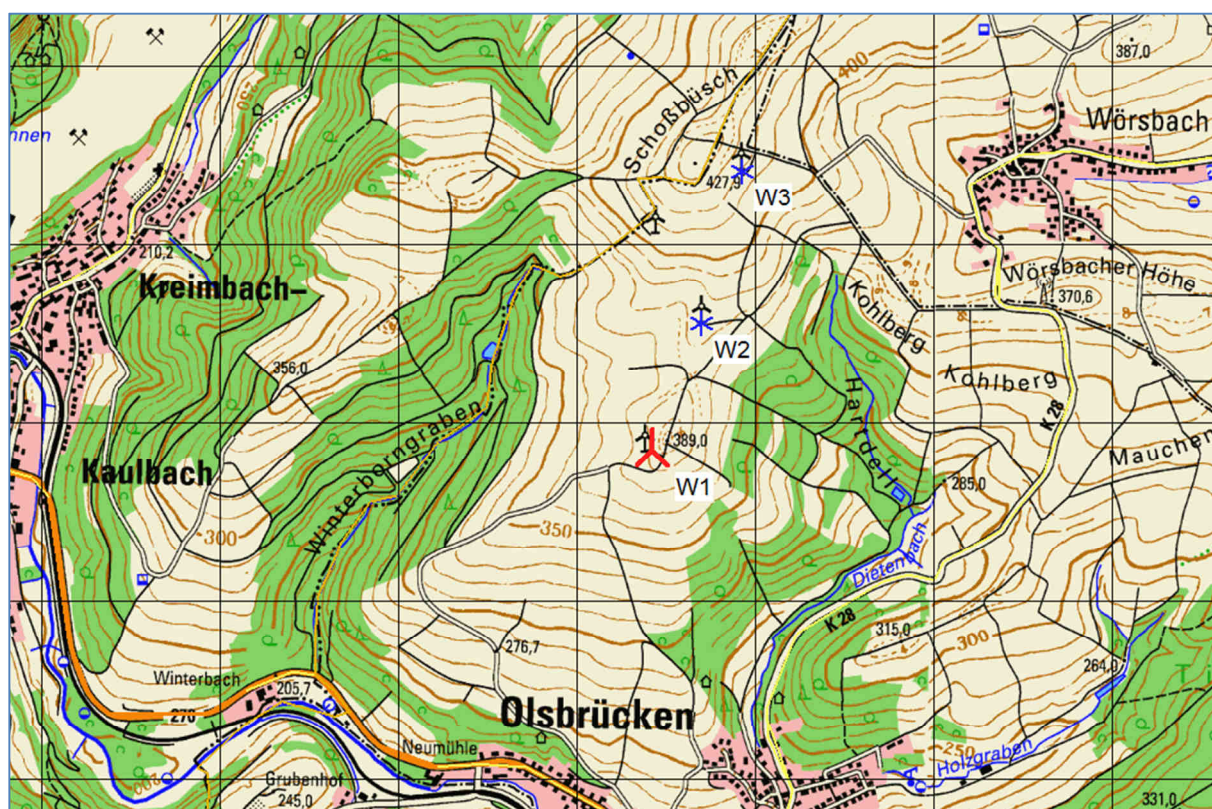


Abbildung 4.1: Standort der geplanten WEA und Bestandsanlagen [20]

4.2 Besondere Betriebszustände der Anlagen

In der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme werden keine besonderen Betriebszustände beachtet. Folgende Liste führt beispielhaft mögliche, vom Nennbetrieb abweichende Betriebszustände auf:

1. Sektorielle Abschaltung der Anlagen – etwaige Ausnahmen werden in Kapitel 0 beschrieben
2. Leistungsreduzierter Betrieb - etwaige Ausnahmen werden in Kapitel 0 beschrieben
3. Schallreduzierter Betrieb - etwaige Ausnahmen werden in Kapitel 0 beschrieben

5 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

5.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Vom Auftraggeber wurde eine Windverteilung vom Standort übermittelt [22], mittels des im Europäischen Windatlas beschriebenen Verfahrens [12] auf alle Anlagen umgerechnet und in der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme als Grundlage verwendet. Die Daten enthalten jedoch keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenz vor Ort, somit wurde diese nach dem in der Norm [6] Anhang B.2 beschriebenen Verfahren für jeden zu betrachtenden Anlagenstandort auf Nabenhöhe ermittelt. Tabelle 5.1 führt beispielhaft die zu Grunde gelegte Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort der geplanten W1 auf.

W1	NH: 137 m	A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
UTM ETRS89 Zone 32					
402711	5489425				
0		7.10	2.60	4.40	6.31
30		7.16	2.53	8.40	6.35
60		5.94	2.28	10.30	5.26
90		5.57	2.31	8.10	4.93
120		5.10	2.23	5.90	4.51
150		5.07	2.05	4.60	4.50
180		6.38	1.94	6.10	5.66
210		8.77	2.26	12.50	7.77
240		9.15	2.35	14.00	8.11
270		9.14	2.48	12.80	8.10
300		8.66	2.50	8.10	7.68
330		7.79	2.53	4.80	6.91
Summe		7.53	2.08	100.00	6.67

Tabelle 5.1: Repräsentative Windverteilung am Standort

5.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem definierten Zeitintervall um ihren Mittelwert. Sie ist nach den geltenden Richtlinien als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 10 Minuten Intervall zu bilden [6]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ_0 der Turbulenzintensität zu I_{amb} ermittelt werden [6]. Durch Ermittlung der Windscherung kann die auf der Messhöhe ermittelte repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch, bzw. numerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} wird das in der Norm [6] beschriebene Verfahren, basierend auf einer modifizierten Rauigkeitskarte [13] – in Grenzgebieten [14] - mit den Koeffizienten nach *Kaimal et al. (1972)*, angewendet. Dieses Verfahren wird zusätzlich in der Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen des Germanischen Lloyds [11] als grundsätzlich zulässig aufgeführt. Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [15] deckt eine Distanz von mindestens 10 km von den zu betrachtenden Anlagen bis zum Kartenrand ab. Für die Rauigkeitskarte gilt dasselbe mit mindestens 20 km.

Da seit Einführung der Fassung März 2004 der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik [2] für die Ermittlung der Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Turbulenzintensität das NTM nach der geltenden Richtlinie [6] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im *Windfarm Assessment Tool* eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung σ_o unterstellt, die ebenfalls dem NTM zu Grunde liegt [19]. Die Werte für die Standardabweichung der Turbulenzintensität σ_o sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und 1-fachem σ_o die Referenzkurve nach der geltenden Richtlinie [6] ergibt. Ein beispielhaftes Ergebnis ist in Tabelle 5.5 ausgewiesen. Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende WEA auf Nabenhöhe ermittelt und allen weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt.

Das Gelände wurde basierend auf den Vorgaben nach der geltenden Norm [6] auf Komplexität untersucht. Es wird ein Verfahren dargestellt, um einen Turbulenzstrukturparameter zu ermitteln, der dazu dient, die Umgebungsturbulenz durch Erhöhung an die Komplexität anzupassen. Das Verfahren beruht auf den Komplexitätskriterien die in der folgenden Tabelle 5.2 dargestellt sind.

Abstand von der betrachteten WEA [m]	Sektoramplitude [°]	Größte Neigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung [m]
< 5*NH	360	< 10	< 0.3*NH
< 10*NH	30		< 0.6*NH
< 20*NH	30		< 1.2*NH

Tabelle 5.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [6]

Wenn eines der Kriterien nicht erfüllt wird, ist der betrachtete Sektor, bzw. der Standort als komplex einzustufen. Dieser Einstufung ist mit einem Turbulenzstrukturparameter Rechnung zu tragen, der abhängig von der richtungsabhängigen Energieverteilung ermittelt wird. Der von der Komplexität und Energieverteilung abhängige, anzusetzende Turbulenzstrukturparameter wird in Tabelle 5.3 aufgeführt.

Anteil an der Energieverteilung [%]	Komplexitätsindex [-]	Turbulenzstrukturparameter C_{CT} [-]
0 - 5	0	1.000
6	0.1	1.015
7	0.2	1.030
8	0.3	1.045
9	0.4	1.060
10	0.5	1.075
11	0.6	1.090
12	0.7	1.105
13	0.8	1.120
14	0.9	1.135
15	1	1.150
16 - 100	1	1.150

Tabelle 5.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [6]

Die folgende Tabelle 5.4 führt die für den Standort ermittelten, sektoriellen Turbulenzstrukturparameter C_{CT} auf. Diese wurden auf Basis des verwendeten Höhenmodells [15] und der übermittelten Windverteilung [22] berechnet.

Interne lfd. Nr.	C_{CT} (0)	C_{CT} (30)	C_{CT} (60)	C_{CT} (90)	C_{CT} (120)	C_{CT} (150)	C_{CT} (180)	C_{CT} (210)	C_{CT} (240)	C_{CT} (270)	C_{CT} (300)	C_{CT} (330)
W1	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
W2	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
W2	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15

Tabelle 5.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen
Fett dargestellte Werte bedeuten eine Turbulenzerhöhung auf Grund von Komplexität

5.3 Unsicherheiten

Da es sich beim vorliegenden Verfahren um die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität auf Basis eines modellierten Strömungsfeldes handelt, sind die Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet. Die angewandte Methode betrachtet folgende Einflussfaktoren auf die Turbulenzintensität:

1. Kompressionseffekte auf die Strömung durch Geländebeschaffenheit
2. Änderungen der Turbulenzintensität auf Grund von Oberflächenrauigkeiten

Die angewandte Methode vernachlässigt die folgenden Einflussfaktoren auf die Turbulenzintensität:

3. Verwirbelungen auf Grund von Gebäuden und alleinstehenden Objekten
4. Rezirkulationszonen in sehr komplexem Gelände
5. Thermische Effekte und Schichtungsstabilität der Atmosphäre

Eine generelle Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich, allerdings konnte durch eine Versuchsreihe gezeigt werden, dass es sich bei der Methode um eine konservative Methode zur Turbulenzermittlung handelt, solange das Gelände nicht extrem komplexe Strukturen, wie z.B. Gebirgszüge aufweist. Ist dies der Fall, muss das Gelände durch einen ausreichend gewählten Sicherheitsfaktor in der Turbulenz repräsentiert werden. Abschließend kann festgestellt werden, dass die vorliegende Methode auf Grund der konservativen Ergebnisse der Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität und der angewandten Sicherheitszuschläge, wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, als geeignet eingestuft wird.

5.4 Ergebnis an einem Beispiel

In Tabelle 5.5 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 5.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s für die Anlage W1 aufgeführt.

W1	NH: 137m	I _{rep} [%]	Häufigkeit [%]
UTM ETRS89 Zone 32			
402711	5489425		
0		12.65	4.4
30		13.30	8.4
60		12.44	10.3
90		11.51	8.1
120		11.76	5.9
150		11.17	4.6
180		11.86	6.1
210		12.64	12.5
240		11.85	14.0
270		11.85	12.8
300		12.02	8.1
330		12.44	4.8
Gewichtetes Mittel		12.15	100

Tabelle 5.5: Ermittelte, beispielhafte repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

6 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

6.1 Vorbemerkungen

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt ist der Wöhlerkoeffizient m , welcher in der vorliegenden Stellungnahme mit $m=10$ zu Grunde gelegt wird. Dadurch sind alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Das verwendete Modell zur Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität basiert auf den Arbeiten von Frandsen (2003) und findet sowohl im internationalen, als auch im nationalen Regelwerk Anwendung [6] [10].

In der zu Grunde gelegten Richtlinie [1] dient eine windgeschwindigkeitsabhängige I_{eff} als Grundlage zur Bewertung der Standsicherheit, in der DIBt 1993 Richtlinie [3] eine konstante, mittlere I_{eff} . Des Weiteren wird von einer uniformen Windgeschwindigkeitsverteilung ausgegangen. Diese kann jedoch optional durch die am Standort vorherrschende Häufigkeitsverteilung ersetzt werden. Im vorliegenden Nachweis werden die auf der vorliegenden Häufigkeitsverteilung basierenden [22], und in Tabelle 5.1 für einen Standort beispielhaft aufgeführten, sektoriellen Windrichtungsverteilungen als Grundlage herangezogen.

6.2 Vorgehensweise

Die zusätzliche Turbulenzbelastung wird durch den sogenannten „Wake-Effekt“ erzeugt. Die zu verwendende, anlagenspezifische Größe, die diese Nachlaufeffekte beschreibt ist die c_t -Kurve, welche im Anhang aufgeführt ist. Grundsätzlich wird die repräsentative Umgebungsturbulenzintensität I_{rep} als Grundlage herangezogen und die durch benachbarte WEA erzeugte Turbulenz hinzuaddiert. Diese Betrachtung muss durchgeführt werden, solange sich WEA in einem Abstand kleiner 10 RD von der zu betrachtenden Anlage befinden [6]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser 10 RD gilt $I_{\text{eff}} = I_{\text{rep}}$. Befinden sich Anlagen in einem Abstand kleiner 3 RD rechtwinklig zur betrachteten Windrichtung im Umkreis von 10 RD der zu betrachtenden Anlage, muss eine erweiterte Standardabweichung σ_c' zu Grunde gelegt werden. Dasselbe gilt bei erhöhter Turbulenzbelastung durch einen großen Park [6].

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Zertifizierung der betrachteten Anlage zu Grunde lagen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte unterhalb der Auslegungswerte ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweiligen Richtlinie gewährleistet. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, muss davon ausgegangen werden, dass eine Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der zu Grunde gelegten Richtlinie nicht gewährleistet ist, was jedoch durch eine standortspezifische Lastenberechnung seitens des Anlagenherstellers widerlegt werden kann (siehe Abschnitt 3.2).

6.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 6.1 führt die den zu betrachtenden Anlagen zu Grunde gelegten, bzw. unterstellten Richtlinien in Bezug auf deren Typenprüfung auf.

Interne lfd. Nr.	Zu Grunde gelegte Richtlinie	Anlagentyp
W1	DIBt 2012	V126-3.3MW
W2	DIBt 2004	E-66/18.70
W3	DIBt 2004	E-66/18.70

Tabelle 6.1: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien

Im vorliegenden Nachweis wurde allen Anlagen eine repräsentative Umgebungsturbulenz zu Grunde gelegt. Somit ist eine Standsicherheit bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für alle Anlagen gewährleistet, wenn die Auslegungswerte nicht überschritten werden. Dies gilt auch für Anlagen, die nach der DIBt Richtlinie von 2004 [2] oder 1993 [3] typengeprüft wurden, da in diesen Richtlinien noch eine charakteristische Umgebungsturbulenz unterstellt war, welche mit einem geringeren Zuschlag bezüglich der Standardabweichung der Turbulenzintensität σ_0 und der Komplexität beaufschlagt wurden (siehe Abschnitt 1.3).

Die folgende Tabelle 6.2 und die Abbildung 6.1 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der Richtlinie DIBt 2012 [1] ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden den Auslegungsparametern der Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind rot hinterlegt. Zusätzlich werden die effektiven Turbulenzintensitäten jeder Anlage in Abbildung 6.1 graphisch dargestellt und der Referenzkurve nach der gültigen Richtlinie [6] gegenübergestellt.

V_{hub}	W1	W2	W3	Referenz Klasse A
2	0.396	0.421	0.398	0.568
3	0.277	0.319	0.282	0.419
4	0.242	0.275	0.235	0.344
5	0.218	0.252	0.207	0.299
6	0.203	0.240	0.189	0.269
7	0.192	0.233	0.177	0.248
8	0.184	0.228	0.169	0.232
9	0.177	0.220	0.163	0.220
10	0.171	0.208	0.157	0.210
11	0.164	0.194	0.153	0.201
12	0.157	0.180	0.150	0.195
13	0.145	0.168	0.147	0.189
14	0.133	0.159	0.140	0.184
15	0.125	0.152	0.133	0.180
16	0.120	0.146	0.128	0.176
17	0.116	0.140	0.125	0.173
18	0.114	0.136	0.122	0.170
19	0.112	0.133	0.119	0.167
20	0.110	0.130	0.117	0.165
21	0.109	0.127	0.115	0.163
22	0.108	0.118	0.113	0.161
23	0.107	0.116	0.111	0.159
24	0.106	0.115	0.110	0.157
25	0.105	0.114	0.108	0.156

Tabelle 6.2: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}

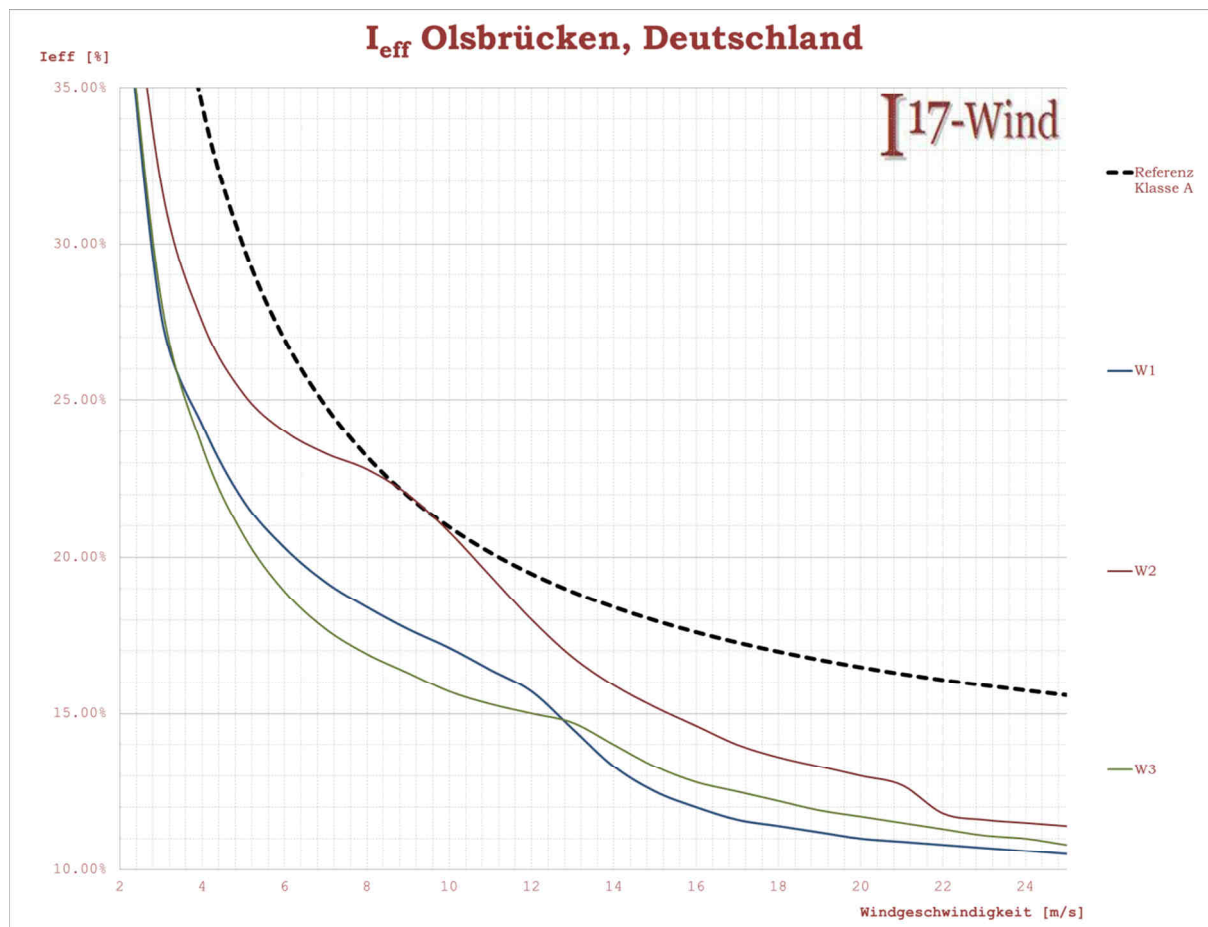


Abbildung 6.1: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten

6.4 Diskussion der Ergebnisse

Es zeigt sich, dass die geplante Neuanlage W1 des Typs Vestas V126-3.3MW auf 137m Nabenhöhe keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt 2012 Richtlinie [2] aufweist.

Des Weiteren zeigt sich, dass die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W2 und W3 des Typs Enercon E-66/18.70 auf 65m Nabenhöhe ebenfalls keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der zu Grunde gelegten DIBt 2004 Richtlinie [2] aufweisen.

Damit ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten nach DIBt 2012 [2] für die Neuanlage als auch nach DIBt 2004 [2] für die Bestandsanlagen gewährleistet.

7 Zusammenfassung

Die Analyse der effektiven Turbulenzintensitäten der Neuanlage und der beiden Bestandsanlagen haben ergeben, dass keine WEA die geforderten Grenzwerte nach DIBt 2012 [1], bzw. DIBt 2004 [2] überschreitet. Somit kann eine Standsicherheit der Neuanlage W1 und der beiden als Bestand zu betrachtenden Anlagen W2 und W3 hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie gewährleistet werden.

Die folgende Tabelle 7.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	UTM ETRS89 Zone 32		Standsicherheit hinsichtlich I_{eff} gewährleistet
					X [m]	Y [m]	
W1	Vestas	V126-3.3MW	126	137	402711	5489425	Ja
W2	Enercon	E-66/18.70	66	65	402849	5489782	Ja
W3	Enercon	E-66/18.70	66	65	402960	5490211	Ja

Tabelle 7.1: Zusammenfassung der Ergebnisse

8 Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

A	Skalen-Parameter der Weibullverteilung
BImSchG	Bundes Immissions-Schutz Gesetz
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter
C_t	Schubbeiwert
D	Dimensionsloser Abstand bezogen auf den größeren Rotordurchmesser
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
ETRS 89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauss-Krüger
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität nach [2]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität nach [3]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität
k	Formfaktor der Weibullverteilung
NH	Nabenhöhe
NTM	Normalturbulenzmodell
RD	Rotordurchmesser
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
WGS 84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
V_{ave}	Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
V_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
V_{50}	50-Jahres Windgeschwindigkeit
WEA	Windenergieanlage
WSM	Windsektormanagement (sektorielle Abschaltung)
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität
σ_σ'	Erweiterte Standardabweichung

9 Literaturverzeichnis

- [1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Musterliste für Baubestimmungen; Fassung September 2012; http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Muster-LTB_09_2012.pdf*
- [5] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Stand der Umsetzung der Musterliste der technischen Baubestimmungen in den Ländern Stand 31.10.2012; http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/Data/MLTB_31_10_2012.pdf*
- [6] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [9] *International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [10] *International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [11] *Germanischer Lloyd; IV Vorschriften und Richtlinien Industriedienste; Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen; Ausgabe 2010; Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *DLR, CORINE Land Cover-Germany 2006 Datensatz, http://www.corine.dfd.dlr.de/intro_en.html, clc06_de_u32.shp*
- [14] *European Environment Agency; Corine Land Cover 2006 seamless vector data – version 13 (02/2012); <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version>; Download aller shapefiles am 04.05.2012; Zusammenfügung und Bereinigung mit MapWindow GIS Software durch die I17-Wind GmbH & Co. KG*

-
- [15] *CGIAR Consortium for Spatial Information (CGIAR-CSI); Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 90m Digital Elevation Data;*
 - [16] *TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Windgutachten/Windparkzertifizierung, Peter H.Meier, Wald und Wind Potentiale in Wirtschaftswäldern, Vortrag an den 19. Windenergietagen, 03.-04. November 2010, Bad Saarow, Folie 16*
 - [17] *Technical University of Denmark; Validation of Wind Resource Assessment Methodologies Including the Effects of Forests; Shiu-Yeung Hui and Anthony Crockford;*
 - [18] *Verein Deutscher Ingenieure; VDI3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht Windkanalanwendungen; Dezember 2000*
 - [19] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
 - [20] *MagicMaps GmbH; MagicMaps Tour Explorer 25 Deutschland V5; 04.12.2012;*
 - [21] *juwi Energieprojekte GmbH, Windparkkonfiguration aus juwi-Download-Center am 14.10.2014*
 - [22] *Windgutachten Lahmeyer Int. Ing. Gesellschaft; Windgutachten Olsbrücken R Rev00; 04.06.2012;*
 - [23] *entfällt*
 - [24] *EMD Datenbank oder aus der Anlagendokumentation der Hersteller*

Anhang

Verwendete c_t -Kurven

Windgeschwindigkeit	ct [1.225 kg/m³]	ct [1.225 kg/m³]
	V126-3.3MW	E-66 /18.70
1	0.000	0.000
2	0.000	0.000
3	0.949	0.943
4	0.910	0.916
5	0.861	0.859
6	0.847	0.830
7	0.828	0.812
8	0.805	0.791
9	0.724	0.765
10	0.602	0.749
11	0.456	0.729
12	0.336	0.711
13	0.257	0.512
14	0.204	0.384
15	0.164	0.303
16	0.135	0.245
17	0.113	0.203
18	0.096	0.170
19	0.082	0.146
20	0.071	0.127
21	0.000	0.112
22	0.000	0.100
23	0.000	0.090
24	0.000	0.081
25	0.000	0.074
Quelle	[24]	