



Gutachterliche Stellungnahme zur
Standorteignung nach DIBt 2012 für den

Windpark Miltzow

Deutschland

Bericht Nr.: I17-SE-2015-72 Rev.01

Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den
Windpark Miltzow

Bericht-Nr. I17-SE-2015-72 Rev.01

Auftraggeber: wpd Windpark Nr. 263
Renditefonds GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3
D-28217 Bremen

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: André Gefke (Dipl.-Ing. (FH))

Datum: 07. Oktober 2015

Haftungsausschluss

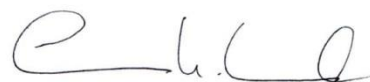
Der vorliegende Nachweis wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik ausgeführt. Für die Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG gemessen, erhoben und verarbeitet wurden, kann keine Garantie übernommen werden. Eine auszugsweise Vervielfältigung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

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V. und erfüllt damit die Voraussetzung zur Anerkennung der gutachterlichen Stellungnahme eines Sachverständigen gemäß Anlage 2.7/12 Fußnote 2 der Musterliste der Technischen Baubestimmungen über die örtlich auftretende Turbulenzbelastung und über die Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten Windenergieanlagen in Bezug auf die Standsicherheit der geplanten und bestehenden Anlagen.

Revisionsnummer	Revisionsdatum	Änderung	Bearbeiter
0	05.06.2015	Erstellung Bericht I17-SE-2015-72	Kebbel
1	07.10.2015	Änderung des Anlagenbestandes	Kebbel

Bearbeiter

Dipl. Ing. (FH) Christian Kebbel,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 07.10.2015



Geprüft

Dipl.-Ing (FH) André Gefke,
Sachverständiger
Friedrichstadt, 14.10.2015



Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.2	Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen.....	9
1.3	Änderungen bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität	9
1.4	Abweichungen von den Richtlinien.....	10
2	Aufgabenstellung.....	11
2.1	Umfang der Stellungnahme	11
2.2	Standortbeschreibung.....	11
3	Vergleich der Windverhältnisse	13
3.1	Grundlagen.....	13
3.2	Auslegungswerte der geplanten WEA.....	13
3.2.1	Auslegungswerte der Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe.....	13
3.3	Vorherrschende Windverhältnisse am Standort.....	14
3.3.1	Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	14
3.3.2	50-Jahres-Windgeschwindigkeit.....	15
3.3.3	Ergebnis.....	15
4	Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}	16
4.1	Methoden des Nachweises der Standorteignung bezüglich I_{eff}	16
4.1.1	Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten.....	16
4.1.2	Nachweis durch eine standortspezifische Lastenberechnung	16
4.2	Bedingungen am Standort.....	17
4.2.1	Aktuelle Windparkkonfiguration	17
4.3	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	17
4.3.1	Datengrundlage.....	17
4.3.2	Vorgehensweise	17
4.3.3	Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte.....	18
4.3.4	Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters	19
4.3.5	Unsicherheiten	20
4.3.6	Repräsentative Turbulenzintensität.....	20
4.4	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
4.4.1	Vorbemerkungen.....	21
4.4.2	Vorgehensweise	21
4.4.3	Gültigkeit bzgl. der effektiven Turbulenzintensität.....	21
4.4.4	Ergebnis	23

5	Zusammenfassung.....	25
5.1	Neu geplante Anlage	25
5.2	Bestandsanlagen	26
6	Standortbesuch	27
6.1	Durchführung und Ergebnis	27
6.2	Auszug aus der Fotodokumentation	27
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	29
	Literaturverzeichnis.....	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Neu geplante Anlage(n) und Bestandsanlagen am Standort, Kartenmaterial [18]	12
Abbildung 6.1: Blick auf Standort vom südlichen Ende des Windparks.....	27
Abbildung 6.2: Blick auf die Bestandsanlagen am süd-östlichen Ende des Windparks	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Neu geplante Anlage und Bestandsanlagen am Standort.....	11
Tabelle 3.1: Anlagen für den durchzuführenden Vergleich der Windbedingungen	13
Tabelle 3.2: Auslegungswindbedingungen V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe [24].....	13
Tabelle 3.3: Windverhältnisse am Standort auf 140m Höhe	14
Tabelle 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlage.....	14
Tabelle 3.5: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012	15
Tabelle 4.1: Koordinaten der zu berücksichtigenden Anlagen bei der Ermittlung von I_{eff}	17
Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]	18
Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [5].....	19
Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen	19
Tabelle 4.5: Ermittelte, repräsentative Turbulenzintensität.....	20
Tabelle 4.6: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien.....	22
Tabelle 4.7: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien.....	23
Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} nach Zubau der geplanten Anlage.....	23
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen	25
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen	26

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“ [1] veröffentlicht, welche die Fassung März 2004 [2] ablösen wird. Nach einer bauaufsichtlichen Einführung dieser neuen Richtlinie 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 „16. Standorteignung von Windenergieanlagen“ [1] ersetzt (im Folgenden Standorteignung genannt). Dieser Nachweis bezieht sich auf die Abschnitte „7.3.2 Windbedingungen“ mit allen Unterabschnitten, sowie „7.3.3 Einflüsse benachbarter baulicher Anlagen, Geländerauigkeit und Topografie auf die Standorteignung“.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 schreibt ein vereinfachtes Verfahren zur Prüfung der Standorteignung vor, dass jedoch nur angewendet werden darf, wenn der Standort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als nicht komplex eingestuft wird. Ist dieser als komplex einzustufen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] Abschnitt 11.9 erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte nach Typen- bzw. Einzelprüfung für die zu untersuchenden Größen sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typen-/ bzw. einzelgeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / Parkerweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 geführt werden [1], siehe hierzu Abschnitt 4.4.3.

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. möglich auftretende Konfigurationen in Bezug auf die Typenprüfung und die darin zu Grunde gelegte Richtlinie unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1] Richtlinie zu Grunde.

Am 17.11.2014 wurde seitens des MT01 Spiegelgremiums K383.01 des DKE ein Vorschlag erarbeitet, der dem DIBt übersandt wurde [1.1]. Eine Einarbeitung, bzw. Kommentierung in die Richtlinie DIBt 2012 [1] dieses Vorschlages steht noch aus. Bis zur Kommentierung, bzw. Einarbeitung des erarbeiteten Vorschlags in die Richtlinie werden für die zwei beschriebenen Fälle die nicht durch die DIBt 2012 [1] abgedeckt werden, folgende Verfahrensweisen gemäß [1.1] angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem Vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004, bzw. IEC 61400-1 ed.2.
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1] die Standorteignung bezüglich der Windbedingungen in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Die dargestellte Verfahrensweise wurde in Abstimmung mit den Anlagenherstellern erarbeitet und findet Verwendung bis eine eindeutige Regelung durch das DIBt erfolgt ist [1].

1.2.1 Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten

Die nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1] vereinfachte Prüfung zur Standorteignung verlangt folgende, zu erbringende Nachweise:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit
 - 1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung oder
 - 2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k der Weibull-Funktion gilt: $k \geq 2$.
- ii. Der Schätzwert der longitudinalen Komponente der Turbulenzintensität muss erhöht werden, um der Deformation der turbulenten Anströmung Rechnung zu tragen. Dies erfolgt durch die Ermittlung und Anwendung eines Turbulenzstrukturparameters C_{CT} nach der DIN EN 61400-1:2011-08 [5].
- iii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] zwischen v_{in} und $0.4 v_{50}$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM (Normalturbulenzmodell).
- iv. Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit (50-Jahres Extremwindgeschwindigkeit)
 - 1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [7] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten) oder
 - 2) die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch ein Extremwindgutachten).
- v. Eine Standortbesichtigung ist der Ermittlung der Standortbedingungen zu Grunde zu legen.

1.2.2 Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [5] um einen topografisch komplexen Standort, wird die vereinfachte Standorteignungsprüfung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Berechnungen, bzw. Nachweise basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [5], erweitert:

- vi. Die sektoriellen Anströmwinkel in Nabenhöhe müssen ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass der Anströmwinkel in Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von 8° nicht überschreitet.
- vii. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten α , bzw. der Windscherung muss auf Basis der Topografie und der Rauigkeit ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass dieser für jeden Sektor unter dem Maximal, bzw. über dem Minimalwert liegt, der in der Norm festgesetzt ist ($0 \leq \alpha \leq 0.2$).
- viii. Der Standortmittelwert der Luftdichte darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm festgesetzten Wert nicht überschreiten ($\rho \leq 1.225 \text{ kg/m}^3$).
- ix. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM (Extremturbulenzmodell) im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen

Wenn eine der Bedingungen aus den Abschnitten 1.2.1 oder bei topografisch komplexen Standorten zusätzlich 1.2.2 nicht eingehalten wird, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der standortspezifischen Betriebsfestigkeits- und / oder Extremlasten mit den Lastannahmen der Typen-/Einzelprüfung nachgewiesen werden. In diesem Fall wird der Nachweis durch den / die Hersteller der betroffenen Anlagen geführt und der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.

1.3 Änderungen bei der Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität

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

- I. Als Eingangsparemeter zur Prüfung von Anlagen, die nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüft wurden, dient nicht mehr die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} nach DIN EN 61400-1:2004 [6], sondern die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} nach der aktuell gültigen Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5]. Für WEA, die nach DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] typen-/einzelgeprüft wurden, darf weiterhin die charakteristische Turbulenzintensität herangezogen werden.
- II. Die Forderung nach einer Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2004 [6] wurde durch eine Empfehlung für eine Auslegungsturbulenzklasse A nach DIN EN 61400-1:2011-8 [5] ersetzt. Demnach können Anlagen, die nach Fassung Oktober 2012 typen-/ einzelgeprüft werden, auch für andere Turbulenzverläufe typen-/einzelgeprüft werden und müssen dementsprechend nachgewiesen werden.
- III. Die dem Normalturbulenzmodell (NTM) nach der Richtlinie DIN EN 61400-1:2011-08 [5] zu Grunde gelegte Gleichung hat sich dahingehend geändert, dass sich diese auf einen variablen Referenzwert der Turbulenzintensität bei 15 m/s bezieht.
- IV. Die Geländekomplexität ist zu berücksichtigen und wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] bestimmt.

Die effektiven Turbulenzen sind nach der DIBt 2012 Richtlinie [1] 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.

1.4 Abweichungen von den Richtlinien

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

- I. Die Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik DIBt 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 [7] 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* [5] ermittelt. Dieses Verfahren eignet sich für alle vier Geländekategorien die in der Norm [7] beschrieben sind und wird ebenfalls im aktuellen Regelwerk [5] vorgeschlagen, sowie in der Richtlinie des Germanischen Lloyds zur Zertifizierung von Windenergieanlagen [11] als grundsätzlich zulässig aufgeführt.
- II. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden über die Anforderung hinaus bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der zu betrachtenden Anlage -meist 25 m/s- ermittelt und nachgewiesen.
- III. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität werden über die Anforderung hinaus grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis von 10-fachem Rotordurchmesser RD der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen.
- IV. Der Standortmittelwert der Luftdichte wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- V. Die standortspezifische extreme Turbulenz wird nicht nur für den Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit, sondern für alle Sektoren ermittelt. Der höchste ermittelte Wert wird ausgewiesen und mit der Referenzkurve des ETM verglichen.

Im vorliegenden Nachweis ist mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} immer das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe gemeint.

2 Aufgabenstellung

2.1 Umfang der Stellungnahme

Da im Windpark Miltzow kein Anlagenstandort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als topografisch komplexer Standort zu bewerten ist, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung. Die Ermittlung der Geländekomplexität wird in Abschnitt 4.3.2 beschrieben.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von einer Anlage des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe. In der näheren Umgebung des Standortes sind bereits weitere Anlagen errichtet, bzw. genehmigt, welche im vorliegenden Gutachten als Bestand berücksichtigt werden. Das Standortzentrum liegt ca. 1 km südwestlich der Gemeinde Reinkenhagen im Landkreis Vorpommern-Rügen in Mecklenburg-Vorpommern. Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach der „Richtlinie für Windenergieanlagen...“ DIBt 2012 [1] für die geplanten WEA, sowie alle ggf. als Bestand zu betrachtenden WEA abzugeben, welche an den in Tabelle 2.1 aufgeführten und in Abbildung 2.1 dargestellten Koordinaten errichtet werden sollen, bzw. errichtet sind.

Bezeichnung	Neu / Bestand	Hersteller	WEA	NH [m]	UTM ETRS 89 Zone 33	
					X [m]	Y [m]
W6	Neu	Vestas	V112-3.3MW	119.0	3380681	6007305
W1	Bestand	Vestas	V112-3.3MW	140.0	3380673	6005294
M11	Bestand	Vestas	V112-3.3MW	119.0	3380338	6005115
M12	Bestand	Vestas	V112-3.3MW	94.0	3381244	6005548
M9	Bestand	Vestas	V112-3.0MW	119.0	3379812	6006127
Ma3	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3381716	6003135
Ma4	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3381825	6002839
Ma5	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3381841	6003718
Ma6	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3382234	6003642
Ma7	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3382091	6003945
Ma8	Bestand	Vestas	V80-2.0MW	78.0	3382555	6003551
Ma9	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3381835	6004165
Ma10	Bestand	GE	GE_1.5sl	100.0	3381393	6003081
Ma11	Bestand	Vestas	V112-3.0MW	94.0	3381906	6003313
Ma12	Bestand	Vestas	V112-3.0MW	119.0	3382068	6003040
Ma13	Bestand	Vestas	V112-3.0MW	119.0	3382362	6003062
MaR01	Bestand	Vestas	V112-3.3MW	140.0	3381539	6003932
MaR02	Bestand	Vestas	V112-3.3MW	140.0	3381628	6003435
MaW1	Bestand	Vestas	V126-3.3MW	137.0	3381299	6003623
N1	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380256	6006880
M13	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380570	6006010
M14	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380481	6006690
M15	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380381	6007196
M16	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380876	6007030
M17	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380691	6005580
M18	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380456	6004584
M19	Bestand	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380322	6007487

Tabelle 2.1: Neu geplante Anlage und Bestandsanlagen am Standort

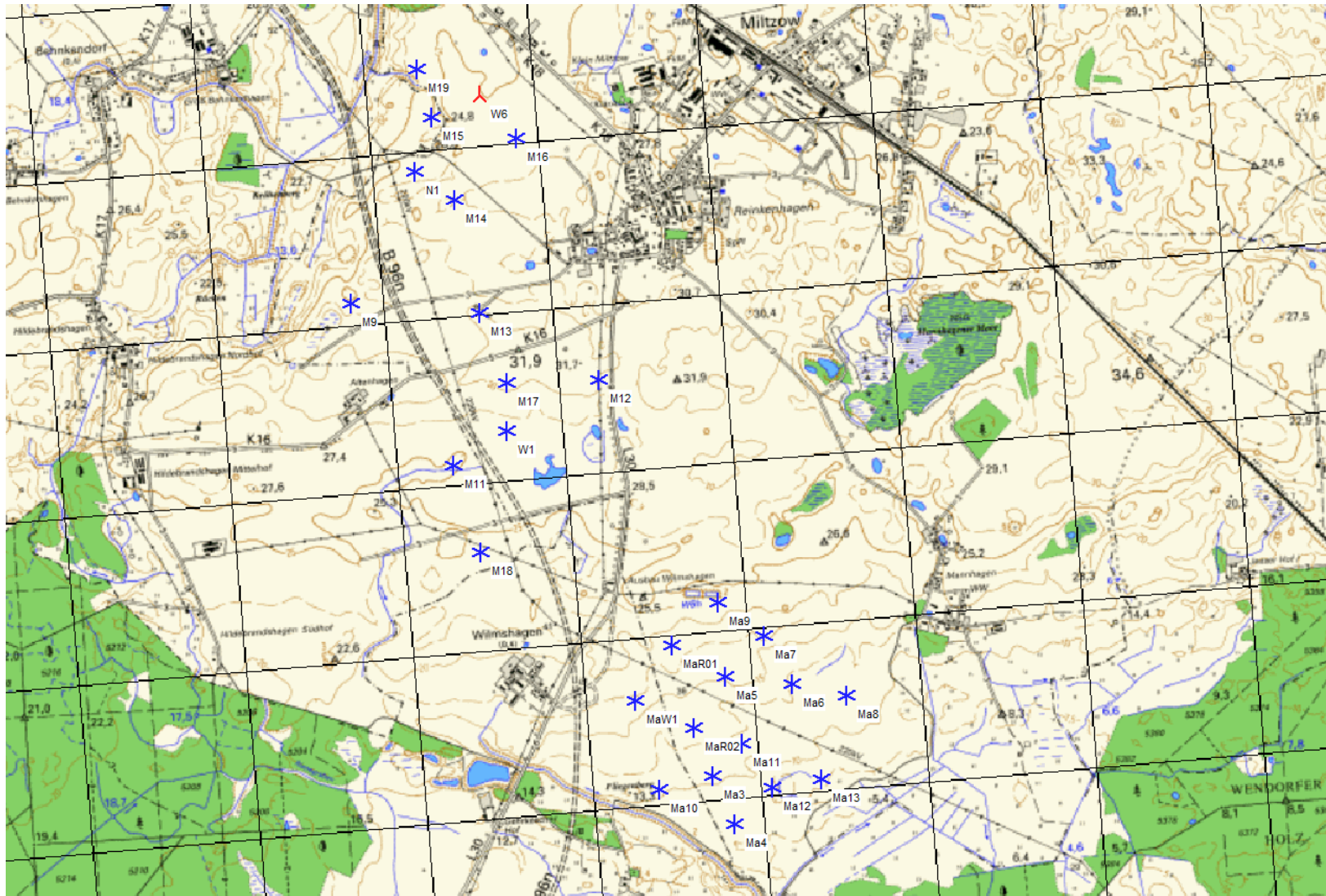


Abbildung 2.1: Neu geplante Anlage(n) und Bestandsanlagen am Standort, Kartenmaterial [18]
 Rote(s) Kreuz(e): Neu geplante Anlage(n) // Blaue Sterne: Bestandsanlagen.

3 Vergleich der Windverhältnisse

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurde ein Windgutachten übermittelt [23]. Für das exakte Verfahren zur Ermittlung der Windverhältnisse wird direkt auf das Windgutachten verwiesen [23]. Der Vergleich der Windverhältnisse am Standort mit den Auslegungsbedingungen ist nach DIBt 2012 [1] nur für Neuanlagen zu führen. Dies betrifft die folgende, in Tabelle 3.1 aufgelistete Anlage.

Bezeichnung	Hersteller	WEA	NH [m]	UTM ETRS 89 Zone 33	
				X [m]	Y [m]
W6	Vestas	V112-3.3MW	119.0	3380681	6007305

Tabelle 3.1: Anlagen für den durchzuführenden Vergleich der Windbedingungen

3.2 Auslegungswerte der geplanten WEA

Wie bereits in Abschnitt 1.2 beschrieben, muss der Nachweis geführt werden, dass die Windbedingungen die der Typen/- Einzelprüfung zu Grunde gelegten Werte nicht überschreiten. Dieser Nachweis bezieht sich auf die mittlere Windgeschwindigkeit und die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe. Die Ermittlung der Auslegungswindbedingungen erfolgt nach den resultierenden Gleichungen bezüglich der Windzone und der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7], wenn die zu betrachtende Anlage nach der DIBt Fassung 2012 [1] typen-/ einzelgeprüft ist, bzw. eine solche Typen-/ Einzelprüfung angestrebt wird. Handelt es sich um eine zu betrachtende Anlage, deren Typen/- Einzelprüfung auf Auslegungswerten nach der DIBt Richtlinie Fassung 2004 [2] basiert, werden die Auslegungswindbedingungen entsprechend der Staudruckzonen (Windzonen) und Gleichungen aus Anhang B der DIBt Fassung 2004 [2] berechnet. Muss eine WEA standortspezifisch nach „Klasse S“ geprüft werden, werden die vom Hersteller übermittelten Auslegungsbedingungen zu Grunde gelegt.

3.2.1 Auslegungswerte der Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe

Die geplante Anlage des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe ist basierend auf der DIBt Richtlinie von 2012 [1] zertifiziert und typengeprüft [24]. Die Anlage ist für die **Windzone 4** und **Geländekategorie I** ausgelegt. Die Auslegungsbedingungen werden in Tabelle 3.2 dargestellt.

Typenprüfung V112-3.3MW NH 119m [24]	
Referenzgröße mit Bezugshöhe	Auslegungswert für WZ 4 GK I
V_{ave} [m/s] [119m]:	8.58
V_{50} [m/s] [119m]:	47.65
Turbulenzintensität bei 15 m/s[%] [119m]:	17.97

Tabelle 3.2: Auslegungswindbedingungen V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe [24]

3.3 Vorherrschende Windverhältnisse am Standort

3.3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, wird die Methode nach dem Europäischen Windatlas [12] angewandt. Als Eingangswert für die Berechnung wird die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windstatistik [23] herangezogen und auf die Anlagenstandorte umgerechnet.

Windverteilung [23]	Höhe: 140m	A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
UTM ETRS89 Zone 33					
3380359	6006220				
0		7.41	2.17	4.30	6.57
30		7.60	2.30	4.10	6.73
60		8.68	2.16	5.10	7.69
90		9.68	2.28	7.10	8.57
120		6.77	2.19	6.60	6.00
150		5.61	2.08	6.60	4.97
180		6.27	1.77	9.30	5.58
210		8.72	2.12	12.40	7.72
240		9.59	2.31	12.90	8.49
270		10.72	2.49	15.40	9.51
300		9.96	2.48	11.80	8.83
330		7.77	2.12	4.30	6.88
Gewichtetes Mittel		8.65	2.06	-	7.67
Summe		-	-	100.0	-

Tabelle 3.3: Windverhältnisse am Standort auf 140m Höhe

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der zu betrachtenden Anlage ist in Tabelle 3.4 dargestellt. Des Weiteren werden dort die Ergebnisse mit den Auslegungswerten der Anlage nach Tabelle 3.2 verglichen. Überschreitungen des Auslegungswertes werden **fett** dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem positiven Vorzeichen versehen. Unterschreitungen werden normal dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Bezeichnung	Hersteller	WEA	NH [m]	v_{ave} (Standort) [m/s]	v_{ave} (Auslegung) [m/s]	$v_{ave}(\text{Standort})$ / $v_{ave}(\text{TP})$ [%]	Einhaltung der Auslegungs- werte
W6	Vestas	V112-3.3MW	119.0	7.4	8.34	-11.3	Ja

Tabelle 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlage

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort unterschreitet die Auslegungswerte für W6 des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe nach Tabelle 3.2 um mindestens 5%. Die Standorteignung in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort ist somit für W6 des Typs V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe nachgewiesen.

3.3.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Der Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} am Standort mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die Anlage in einer Windzone errichtet wird, die niedriger oder gleich der Windzone liegt, die der Typen-/ Einzelprüfung zu Grunde gelegt wurde, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typen-/ Einzelprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{50} gemäß Typen-/Einzelprüfung die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort abdeckt [1]. Hierzu muss die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit mittels einer geeigneten Methode (z.B. der *Gumbel-Methode* [10]) am Standort ermittelt werden.

Im Abschnitt 3.2 werden die Auslegungsbedingungen bezüglich v_{50} der zu betrachtenden Anlagen dargestellt und in der folgenden Tabelle 3.5 mit den Bedingungen am Standort verglichen.

Der zu betrachtende Standort liegt in Windzone 3 und Geländekategorie II nach DIBt 2012 [1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7]. Bezogen auf die Richtlinie DIBt Fassung 2004 [2] liegen alle Standorte in der Staudruckzone 2 [19]. Die folgende Tabelle 3.5 stellt den Vergleich zwischen der Auslegungswindbedingung und der dem Standort zugeordneten Windzone dar. Eine Erhöhung der Windgeschwindigkeit auf Grund der Topografie ist nach DIN EN 1991-1-4:2010-12 Abschnitt 4.3.3 [7] nicht zu berücksichtigen, da die Kriterien eines einzelnen, isolierten Berges oder einer einzelnen, isolierten Böschung [7] am Standort Miltzow nicht erfüllt sind.

WEA-Typ	NH [m]	Typenprüfung	v_{50} Auslegung [m/s]	v_{50} Standort nach DIBt 2012 [m/s]	Standortklasse nach DIBt 2012	Einhaltung der Auslegungs- werte
V112-3.3MW	119.0	WZ 4 GK I	47.65	40.87	WZ 3 GK II	Ja

Tabelle 3.5: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012

Der Vergleich hat gezeigt, dass die geplante Anlage des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe in einer Windzone errichtet werden soll, die durch die Typen- bzw. Einzelprüfung abgedeckt ist [24]. Die Standorteignung hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ist somit für die geplante Anlage des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe nachgewiesen.

3.3.3 Ergebnis

Der Vergleich der Windverhältnisse im Windpark Miltzow hat gezeigt, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort die Auslegungswerte der zu betrachtenden Anlage des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe unterschreitet. Somit gilt eine Standorteignung der geplanten Anlage bezogen auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe als nachgewiesen.

Des Weiteren hat der Vergleich gezeigt, dass die geplante Anlage an einem Standort errichtet werden soll, der die Auslegungsbedingungen des geplanten WEA-Typs nach Tabelle 3.2 hinsichtlich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit nicht überschreitet.

4 Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}

WEA sind für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt, welche sich durch die der Typen-/Einzelprüfung zugrunde gelegten Windzone ergibt. 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 – siehe hierzu Abschnitt 3. Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe existieren ebenfalls Auslegungswerte, welche in der aktuellen Norm DIN EN 61400-1:2011-8 [5] unter anderem 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 hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität zu gewährleisten, gibt es wie beim Nachweis der Windverhältnisse auf Nabenhöhe zwei Möglichkeiten. Diese werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

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. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, 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.

4.1 Methoden des Nachweises der Standorteignung bezüglich I_{eff}

4.1.1 Nachweis durch Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten

Wenn nachgewiesen werden kann, dass die an den zu betrachtenden Anlagen ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten unterhalb der Auslegungswerte der Typen-/Einzelprüfung der Anlage liegen, oder diese zumindest nicht überschreiten, kann die betrachtete Windenergieanlage am Standort betrieben werden und die Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität ist nicht gefährdet. Die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt hierbei nach dem in Abschnitt 4.4 beschriebenen Verfahren. Wenn effektive Turbulenzintensitäten ermittelt werden, die oberhalb der Auslegungsbedingungen der betrachteten Turbulenzklasse liegen, kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität über einen Vergleich nicht gewährleistet werden. In diesem Fall muss das im folgenden Abschnitt beschriebene Verfahren angewendet werden.

4.1.2 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 der Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist eine Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität gegeben. Lässt sich nicht nachweisen, dass die standortspezifischen Lasten eingehalten werden, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie unterhalb der Auslegungslasten liegen.

4.2 Bedingungen am Standort

4.2.1 Aktuelle Windparkkonfiguration

Der Auftraggeber hat die in Tabelle 2.1 und Abbildung 2.1 dargestellte Windparkkonfiguration übermittelt [22] – siehe hierzu Abschnitt 2.2. Aufgeführt sind alle übermittelten Anlagen. Für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden jedoch nur Anlagen innerhalb eines Radius von 10 RD [5] um die geplanten Anlagen berücksichtigt. Diese Anlagen sind in der folgenden Tabelle 4.1 aufgeführt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	RD [m]	NH [m]	UTM ETRS 89 Zone 33	
					X [m]	Y [m]
W6	Vestas	V112-3.3MW	112.0	119.0	3380681	6007305
N1	Vestas	V90-2.0MW	90.0	105.0	3380256	6006880
M14	Vestas	V90-2.0MW	90.0	105.0	3380481	6006690
M15	Vestas	V90-2.0MW	90.0	105.0	3380381	6007196
M16	Vestas	V90-2.0MW	90.0	105.0	3380876	6007030
M19	Vestas	V90-2.0MW	90.0	105.0	3380322	6007487

Tabelle 4.1: Koordinaten der zu berücksichtigenden Anlagen bei der Ermittlung von I_{eff}

4.3 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

4.3.1 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 [23], mittels des im Europäischen Windatlas beschriebenen Verfahrens [12] auf alle Anlagen umgerechnet und in der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme als Grundlage verwendet. Die Daten enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenz vor Ort, somit wurde diese nach dem in der Norm [5] Anhang B.2 beschriebenen Verfahren für jeden zu betrachtenden Anlagenstandort auf Nabenhöhe ermittelt. Tabelle 3.3 führt eine repräsentative, zu Grunde gelegte Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort auf.

4.3.2 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 [5]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ_σ der Turbulenzintensität zu I_{amb} ermittelt werden [5]. 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 [5] beschriebene Verfahren, basierend auf einer nach einem Standortbesuch – siehe Abschnitt 6 - modifizierten Rauigkeitskarte [13] – in Grenzgebieten [14] – mit den Koeffizienten nach *Kaimal et al. (1972)* [5], 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 in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1] 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 [5] 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_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM zu Grunde liegt [17]. Die Werte für die Standardabweichung der Turbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und 1-fachem σ_σ ($\sigma_\sigma=2\%$ für alle Sektoren) die Referenzkurve nach der geltenden Richtlinie [5] ergibt. Ein beispielhaftes Ergebnis ist in Tabelle 4.5 ausgewiesen.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüfte WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für bestehende Anlagen, deren Typenprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet weiterhin die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} Anwendung.

4.3.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Die Standorte der Anlagen wurden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5] auf Komplexität untersucht. Die Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

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 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]

Der Standort wird als komplex angesehen, wenn 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 4.2 nicht erfüllen [5]. Demnach ist im Windpark Miltzow kein Anlagenstandort als topografisch komplex einzustufen.

4.3.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters C_{CT} . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] der Komplexitätsindex i_c ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 4.3.

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 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter [5]

Die folgende Tabelle 4.4 führt die für den Standort ermittelten, sektoriellen Turbulenzstrukturparameter C_{CT} auf. Diese wurden auf Basis des verwendeten Höhenmodells [15] und der übermittelten Windverteilung [23] 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)
alle WEA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen

4.3.5 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 die 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 dem angewandten Verfahren um eine konservative Methode zur Turbulenzermittlung handelt. Abschließend kann festgestellt werden, dass die vorliegende Methode auf Grund der konservativen Ergebnisse der Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität und der angewandten Sicherheitszuschläge, wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, als geeignet eingestuft wird.

4.3.6 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 4.5 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s für eine Anlagenposition, bzw. einen Referenzpunkt aufgeführt.

Referenzpunkt		NH: 119 m	I_{rep} [%]
UTM ETRS89 Zone 33			
3380359	6006220		
0			11.43
30			10.44
60			11.59
90			11.80
120			12.00
150			11.45
180			11.41
210			11.96
240			12.73
270			12.73
300			11.29
330			11.41
Gewichtetes Mittel			11.89

Tabelle 4.5: Ermittelte, repräsentative Turbulenzintensität

4.4 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

4.4.1 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* (2007) [16] und findet sowohl im internationalen, als auch im nationalen Regelwerk Anwendung [5] [9].

In den zu Grunde gelegten Richtlinien DIBt 2012 [1] und DIBt 2004 [2] dient eine windgeschwindigkeitsabhängige effektive Turbulenzintensität I_{eff} als Grundlage zur Bewertung der Standsicherheit, in der DIBt 1993 Richtlinie [3] eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} . Des Weiteren wird von einer uniformen Windgeschwindigkeitsverteilung ausgegangen. Diese kann jedoch optional durch die am Standort vorherrschende Häufigkeitsverteilung angepasst werden. Im vorliegenden Nachweis werden die auf der vorliegenden Häufigkeitsverteilung basierenden [23], und in Tabelle 3.3 für einen Standort beispielhaft aufgeführten, sektoriellen Windrichtungsverteilungen als Grundlage herangezogen.

4.4.2 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 / charakteristische Umgebungsturbulenzintensität $I_{\text{rep}} / I_{\text{char}}$ als Grundlage herangezogen und die durch benachbarte WEA erzeugte Turbulenz quadratisch hinzuaddiert wenn eine Nachlaufsituation auftritt. Diese Betrachtung muss durchgeführt werden, solange sich WEA in einem Abstand kleiner 10 RD von der zu betrachtenden Anlage befinden [5]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser 10 RD gilt $I_{\text{eff}} = I_{\text{rep}}$, bzw. $I_{\text{eff}} = I_{\text{char}}$. 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 [5].

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte unterhalb der Auslegungswerte ist eine 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.

4.4.3 Gültigkeit bzgl. der effektiven Turbulenzintensität

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 jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie [1] [2] unterhalb der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] liegen, ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach beiden Richtlinien gewährleistet. Dies lässt sich

darin begründen, dass die der DIBt 2012 [1] zu Grunde gelegte Referenzkurve in Klasse A niedriger liegt als die der DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegte Referenzkurve. Siehe hierzu Tabelle 4.6.

Für das Verfahren nach der DIBt Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 [3] ist die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität weiterhin gewährleistet, wenn der darin geforderte, konstante Mittelwert der effektiven Turbulenzintensität von 20% nicht überschritten wird.

Windgeschwindigkeit [m/s]	Konstanter Mittelwert (DIBt 1993) [%]	NTM A (DIBt2004) [%]	NTM A (DIBt2012) [%]	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 4.6: Vergleich der Auslegungsturbulenzen verschiedener DIBt-Richtlinien

4.4.4 Ergebnis

Die folgende Tabelle 4.7 führt die den zu betrachtenden Anlagen zu Grunde gelegten, bzw. unterstellten Richtlinien in Bezug auf deren Typenprüfung auf.

Anlage	Nabenhöhe [m]	Zu Grunde gelegte Richtlinie	Turbulenzklasse
V112-3.3MW	119.0	DIBt 2012	A
V90-2.0MW	105.0	DIBt 2004	A

Tabelle 4.7: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien

Die folgende Tabelle 4.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit nach Zubau der geplanten Anlagen dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

v_{hub}	W6	N1	M14	M15	M16	M19	Referenz Klasse A
2	0.414	0.406	0.406	0.406	0.406	0.406	0.568
3	0.291	0.293	0.289	0.302	0.299	0.287	0.419
4	0.257	0.267	0.245	0.269	0.263	0.259	0.344
5	0.268	0.246	0.238	0.258	0.241	0.251	0.299
6	0.255	0.231	0.226	0.246	0.228	0.235	0.269
7	0.246	0.221	0.219	0.237	0.220	0.224	0.248
8	0.239	0.212	0.214	0.230	0.213	0.214	0.232
9	0.231	0.201	0.207	0.223	0.207	0.204	0.220
10	0.221	0.189	0.199	0.215	0.200	0.192	0.210
11	0.212	0.177	0.191	0.203	0.189	0.179	0.201
12	0.196	0.161	0.176	0.187	0.175	0.162	0.195
13	0.184	0.149	0.164	0.173	0.163	0.149	0.189
14	0.174	0.140	0.154	0.162	0.153	0.139	0.184
15	0.165	0.134	0.147	0.152	0.146	0.133	0.180
16	0.158	0.129	0.140	0.145	0.140	0.128	0.176
17	0.153	0.126	0.135	0.138	0.135	0.125	0.173
18	0.147	0.123	0.130	0.133	0.131	0.122	0.170
19	0.143	0.121	0.127	0.129	0.128	0.120	0.167
20	0.139	0.119	0.124	0.126	0.125	0.118	0.165
21	0.136	0.118	0.121	0.123	0.123	0.117	0.163
22	0.133	0.116	0.119	0.120	0.121	0.116	0.161
23	0.131	0.115	0.117	0.118	0.119	0.114	0.159
24	0.128	0.114	0.115	0.117	0.117	0.113	0.157
25	0.126	0.113	0.114	0.114	0.113	0.113	0.156

Tabelle 4.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} nach Zubau der geplanten Anlage

Die geplante Anlage W6 des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabhöhe weist Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt 2012 Richtlinie [1] auf.

Die als Bestand zu betrachtenden Anlagen N1, M14, M16 und M19 des Typs Vestas V90-2.0MW auf 105m Nabhöhe weisen keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 Richtlinie [2] auf.

Die als Bestand zu betrachtende Anlage M15 des Typs Vestas V90-2.0MW auf 105m Nabhöhe weist Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 Richtlinie [2] auf.

5 Zusammenfassung

5.1 Neu geplante Anlage

Am Standort Miltzow wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplante Anlage ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W6 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit aufweist (siehe Abschnitt 3.3.1),
- ii. W6 an einem Standort errichtet werden soll, der den Auslegungswert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.3.2) und
- iii. W6 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 4.4.4).

Für die geplante Anlage W6 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnissen aus den Abschnitten 3 und 4 ergeben, dass die Auslegungslasten der Windenergieanlage nach Tabelle 2.1 nicht überschritten werden [25]. Somit ist die Standorteignung gemäß der Richtlinie DIBt 2012 [1] für die geplante Anlage W6 des Typs Vestas V112-3.3MW auf 119m Nabenhöhe am Standort Miltzow gewährleistet.

Die folgende Tabelle 5.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM ETRS 89 Zone 33		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
				X [m]	Y [m]	
W6	Vestas	V112-3.3MW	119.0	3380681	6007305	Ja

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen

5.2 Bestandsanlagen

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen N1, M14, M16 und M19 des Typs Vestas V90-2.0MW auf 105m Nabenhöhe konnte die nach DIBt 2004 [2] nachzuweisende Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich der Auslegungswerte nachgewiesen werden.

Für die als Bestand zu betrachtende Anlage M15 des Typs Vestas V90-2.0MW auf 105m Nabenhöhe konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch einen Vergleich der Auslegungswerte nicht gewährleistet werden. Eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der betroffenen Anlage in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 4.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus den Abschnitten 3.3.1 und 4 hat ergeben, dass die Auslegungslasten der betroffenen Anlage nach Tabelle 4.1 nicht überschritten werden [25] und die Standsicherheit hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität somit gewährleistet ist.

Die Ergebnisse werden in der folgenden Tabelle 5.2 zusammenfassend dargestellt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM ETRS 89 Zone 33		Standorteignung hinsichtlich I_{eff} nachgewiesen
				X [m]	Y [m]	
N1	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380256	6006880	Ja
M14	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380481	6006690	Ja
M15	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380381	6007196	Ja
M16	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380876	6007030	Ja
M19	Vestas	V90-2.0MW	105.0	3380322	6007487	Ja

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen

6 Standortbesuch

6.1 Durchführung und Ergebnis

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese durchgeführt.

Datum der Standortbesichtigung: 11.10.2014

Beteiligte: Christian Keibel, I17-Wind GmbH & Co. KG
André Gefke, I17-Wind GmbH & Co. KG

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhanden Satellitendaten zur Rauigkeit [13] [14] und ggf. zu den Höhenlinien [15]. Während des Standortbesuches wurden die Rauigkeiten vor Ort dokumentiert.

Beim Windpark Miltzow handelt es sich um einen flachen Standort in landwirtschaftlich genutztem Gelände. Die Umgebung zeichnet sich ebenfalls durch landwirtschaftlich genutzte Gebiete aus, welche immer wieder von kleinen Waldgebieten unterbrochen werden. Mögliche turbulenzrelevante Hindernisse wurden untersucht und vorhandene Bestandsanlagen dokumentiert sowie deren Position überprüft. Die Ergebnisse in 4.3 basieren auf den Einschätzungen zur Umgebung während des Standortbesuches, sowie den zu Grunde gelegten digitalen und nach dem Standortbesuch modifizierten Geländemodellen [13] [14], [15]. Der folgende Abschnitt zeigt Bilder von der Standortbesichtigung.

6.2 Auszug aus der Fotodokumentation



Abbildung 6.1: Blick auf Standort vom südlichen Ende des Windparks



Abbildung 6.2: Blick auf die Bestandsanlagen am süd-östlichen Ende des Windparks

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

A	Skalen-Parameter der Weibullverteilung
α	Höhenexponent / Windscherung
β	Anströmwinkel bezogen auf die horizontale Ebene auf Nabenhöhe
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
ETM	Extremturbulenzmodell
ETRS 89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauss-Krüger oder Geländekategorie
h_{bot}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in tiefster Stellung
H_{min}	Geringste Höhe, bei der die zu Grunde gelegten Gleichungen gültig sind.
H_{top}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in höchster Stellung
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität nach [2]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität nach [3]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität
k	Formfaktor der Weibullverteilung
NA	Nationaler Anhang
NH	Nabenhöhe
NTM	Normalturbulenzmodell
RD	Rotordurchmesser
ρ	Luftdichte
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
V_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
$V_{horizontal}$	Horizontale Komponente der Windgeschwindigkeit
V_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
V_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
V_r	Nennwindgeschwindigkeit
V_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit
V_{en}	n-Jahres-Bö
$V_{vertikal}$	Vertikale Komponente der Windgeschwindigkeit
V_{50}	50-Jahres-Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert)

WEA	Windenergieanlage
WGS 84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WP	Windpark
WSM	Windsektormanagement (sektorielle Abschaltung)
WZ	Windzone / Staudruckzone
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
σ_{σ}	Standardabweichung der Turbulenzintensität
σ_{σ}'	Erweiterte Standardabweichung

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;
- [1.1] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/K 383 Windenergieanlagen; Vorschlag zur Modifikation der DIBt2012 als Ergebnis der Diskussion des MT01 Spiegelgremiums K383.01, 17.11.2014;
- [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 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;
- [6] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;
- [7] 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;
- [8] International Electrotechnical Commission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;
- [9] 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;
- [10] ENC Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]; European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998,
- [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](http://www.corine.dfd.dlr.de/clc06_de_u32.shp)
- [14] European Environment Agency; Corine Land Cover 2006 seamless vector data – version 13 (02/20120); <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version>; Download aller shapefiles am 04.05.2010; 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] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK),*
 - [17] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
 - [18] *MagicMaps GmbH; MagicMaps Tour Explorer 25 Deutschland V5; 04.12.2012;*
 - [19] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; [http://www.dibt.de_/_de/Geschaeftsfelder/data/Windzonen_Version_19-07-12.xls](http://www.dibt.de/_de/Geschaeftsfelder/data/Windzonen_Version_19-07-12.xls)*
 - [20] *EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;*
 - [21] *EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller*
 - [22] *EEN GmbH; Anlage1KoordinatenWEAV112Flst.doc; Ute Heitmann; 21.04.2015; Koordinatentabelle in Abstimmung mit der zuständigen Behörde; Janina Kleffling, Christian Keibel; AKTUELL_I17-Wind_Miltzow_AnfrageAbstimmung_28_11_2012_geändert am 130123.xls;*
 - [23] *DEWI GmbH; DEWI-GER-WP10-00241-01; Standortbezogene Windpotenzial- und Energieertragsermittlung am Standort Miltzow; Susanne Horodyvskyy; 17.05.2012;*
 - [24] *Vestas Deutschland GmbH; Helge Hamann; Standorteignungsgutachten und verfügbare Typenprüfungen für Projekte in Deutschland; Hamburg, 04. März 2015;*
 - [25] *Vestas Wind Systems A/S; Wind & Site Specific Load Calculation Miltzow - Germany; Document no.: WS-Loads-13208; 18.05.2015*