



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Willerswalde

Referenz-Nummer:

F2E-2017-TGW-025, Revision 1

Auftraggeber:

eno energy GmbH
Straße am Zeltplatz 7
18230 Ostseebad Rerik

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Verfasser:

K. Froß

M. Sc. Katharina Froß, Sachverständige,

Hamburg, 18.09.2017

Geprüft:

Silva Mäusling

Dipl.-Ing. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige,

Hamburg, 18.09.2017

Für weitere Auskünfte:

Katharina Froß: fross@f2e.de oder Silva Mäusling: maeusling@f2e.de



Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten, soweit nicht ausdrücklich gestattet.

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses

WEA am Standort Willerswalde (Mecklenburg-Vorpommern)	WEA lfd. Nr.
Geplante und benachbarte WEA	1 - 4
Betrachtete WEA	1 - 4
Getroffene Aussagen zu den betrachteten WEA	WEA lfd. Nr.
Die Standorteignung folgender WEA ist durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	1 - 4

Tabelle 0.1: Kurzdarstellung des Ergebnisses.

Alle Benennungen von Windenergieanlagen (WEA) im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1. Eine ausführliche Erläuterung der Ergebnisse erfolgt ab Kapitel 5.



Inhaltsverzeichnis

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses.....	2
1 Aufgabenstellung.....	4
2 Grundlagen.....	5
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen.....	7
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten.....	10
2.3 Auslegungswerte.....	11
2.3.1 Turbulenzintensität.....	11
2.3.2 Windgeschwindigkeit.....	12
2.3.3 Weitere Windbedingungen.....	13
2.4 Gültigkeit der Ergebnisse.....	13
3 Eingangsdaten.....	15
3.1 Windparkkonfiguration.....	15
3.2 Auslegungswerte.....	16
3.3 Winddaten am Standort.....	17
3.4 Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	17
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	18
4.1 Standortbesichtigung.....	18
4.2 Orografie.....	19
4.3 Turbulenzintensität.....	20
4.3.1 Umgebungsturbulenzintensität.....	20
4.3.2 Effektive Turbulenzintensität.....	22
4.4 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	26
4.5 Weitere Windbedingungen für das vereinfachte Verfahren gemäß DIBt 2012.....	26
4.5.1 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit.....	26
4.6 Weitere Windbedingungen für das Verfahren gemäß DIN EN 61400-1.....	26
5 Nachweis der Standorteignung.....	27
5.1 Vergleich der Windbedingungen.....	27
5.1.1 Turbulenzintensität.....	27
5.1.2 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	27
5.1.3 Weitere nachzuweisende Windbedingungen für das vereinfachte Verfahren gemäß DIBt 2012.....	27
5.1.4 Weitere nachzuweisende Windbedingungen für das Verfahren gemäß DIN EN 61400-1.....	28
6 Zusammenfassung.....	28
7 Formelzeichen und Abkürzungen.....	29
8 Literaturangaben.....	30



1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, Windenergieanlagen (WEA) hinsichtlich ihrer Standorteignung gemäß Kapitel 16 (Standorteignung von Windenergieanlagen) der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ zu betrachten und zu bewerten.

Voraussetzung für einen Nachweis der Standorteignung ist gemäß /17/ das Vorliegen einer gültigen Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA. Im Folgenden ist die Möglichkeit der Einzelprüfung stets eingeschlossen, wenn von Typenprüfung gesprochen wird, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Der Nachweis der Standorteignung der WEA erfolgt entweder durch einen Vergleich der am jeweiligen Standort der WEA herrschenden Windbedingungen mit den Windbedingungen, die der Typenprüfung zugrunde liegen, oder durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten, die der Typenprüfung zugrunde liegen (siehe auch Kapitel 2).

Die Windbedingungen sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /12, 13, 17/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Auf Basis dieser Windbedingungen und der daraus resultierenden Lasten garantiert eine Typenprüfung nach /12, 13, 17/ eine Entwurfslebensdauer der WEA von mindestens 20 Jahren.

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

Das vorliegende Gutachten zur Standorteignung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG.



2 Grundlagen

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

Der Nachweis der Standsicherheit von Turm und Gründung einer WEA wird in Form einer Typenprüfung nach der jeweils gültigen DIBt-Richtlinie /12, 13, 17/ geführt. Hierzu definieren die Richtlinien Windzonen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern, welche die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch keinen spezifischen Standort einer WEA exakt abbilden. Auf Basis der Windbedingungen der Windzone werden anschließend die Lasten der WEA durch den Hersteller ermittelt.

Das vom Hersteller verwendete Modell zur Berechnung der Lasten und die Berechnungsergebnisse werden durch unabhängige Berechnungen im Rahmen der Typenprüfung durch eine akkreditierte Stelle geprüft und bestätigt.

Im konkreten Einzelfall der Errichtung einer WEA ist die Anwendbarkeit der Typenprüfung nachzuweisen. Dies kann auf zwei Wegen geschehen. Zum einen durch einen Vergleich der standortspezifischen Windbedingungen mit den Windbedingungen der Typenprüfung oder zum anderen durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten der Typenprüfung. Im zweiten Fall dienen die standortspezifischen Windbedingungen als Eingangswerte für die Ermittlung der standortspezifischen Lasten. Das bedeutet insbesondere, dass kein neuer Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung geführt wird, sondern dass jeweils die Randbedingungen der Typenprüfung, also des bestehenden Standsicherheitsnachweises, überprüft werden.

Abbildung 2.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

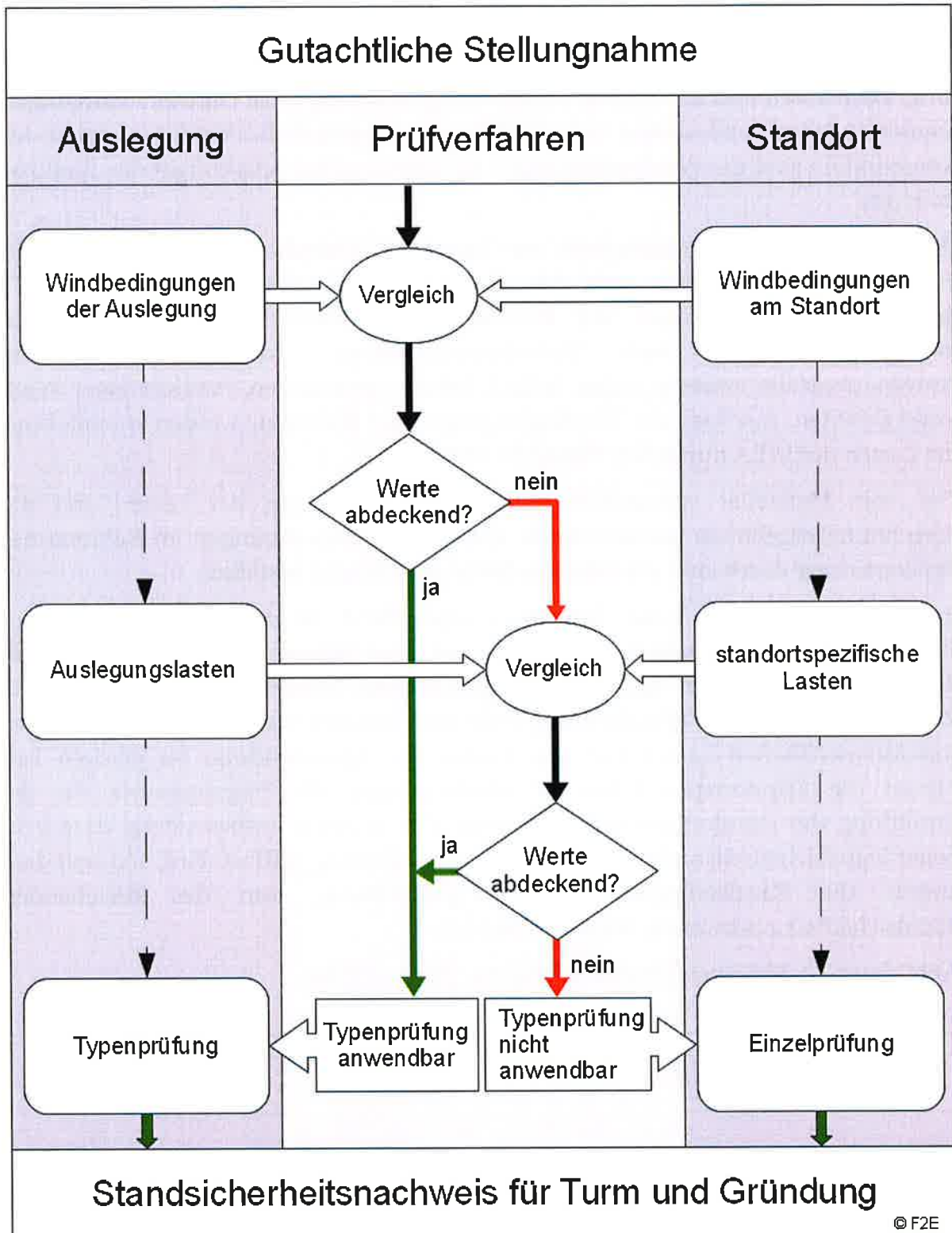


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

Gemäß /7/ sind für neu geplante WEA folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} ,
- Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0.2 - 0.4v_{ref}$,
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von $0.2 - 0.4v_{ref}$,
- Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils,
- mittlere Neigung der Anströmung,
- mittlere Luftdichte ρ für Windgeschwindigkeiten $\geq v_r$.

Alternativ hierzu kann nach /17/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /7, 8/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von $0.2 - 0.4v_{ref}$,
- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} (nur wenn die Windzone der Typenprüfung nicht die Windzone des jeweiligen Standortes der WEA abdeckt).

Den Ermittlungen der Standortbedingungen ist nach /17/ eine Standortbesichtigung zugrunde zu legen.

Für bestehende WEA, die nach den DIBt-Richtlinien von 1995 bzw. 2004 /12, 13/ errichtet wurden, darf der Nachweis der Standorteignung weiterhin nach dem in der DIBt-Richtlinie von 2004 /12/ genannten Verfahren erfolgen.

Der nachzuweisenden Turbulenzintensität kommt insofern eine besondere Bedeutung zu, da die Turbulenzintensität die einzige Windbedingung ist, über die eine Bewertung des Einflusses der WEA untereinander erfolgt.

Dieser Einfluss ist nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser D der jeweils größeren WEA bezogene Abstand zwischen zwei WEA für typische küstennahe Standorte kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte kleiner gleich acht Rotordurchmesser beträgt /17/. Für größere Abstände braucht eine Beeinflussung der WEA untereinander nicht betrachtet zu werden. Im Folgenden wird dabei konservativ immer der



größere Einflussbereich von 8D zugrunde gelegt.

Hieraus folgen unmittelbar die benachbarten WEA, für die eine Standorteignung im Rahmen des betrachteten Zubaus der geplanten WEA erneut nachzuweisen ist. Da es einen Einfluss der geplanten WEA auf diese benachbarten WEA nur in Form einer Erhöhung der Turbulenzintensität gibt, ist für benachbarte WEA unabhängig von der anzuwendenden DIBt-Richtlinie auch nur diese Windbedingung erneut zu überprüfen.

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

Liegt eine der oben aufgeführten für den Nachweis der Standorteignung erforderlichen Windbedingungen oberhalb des entsprechenden Auslegungswertes, der bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Windbedingungen nicht möglich.

In /5/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ empfohlen. Eine zusätzliche Belastung besteht nach diesem Berechnungsverfahren nicht mehr, wenn der Abstand zur benachbarten WEA mehr als zehn Rotordurchmesser beträgt. Da dieses Berechnungsverfahren im Folgenden Anwendung findet, wird bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einer WEA daher der Einfluss aller benachbarten WEA berücksichtigt, die bis zu 10D (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) entfernt stehen.

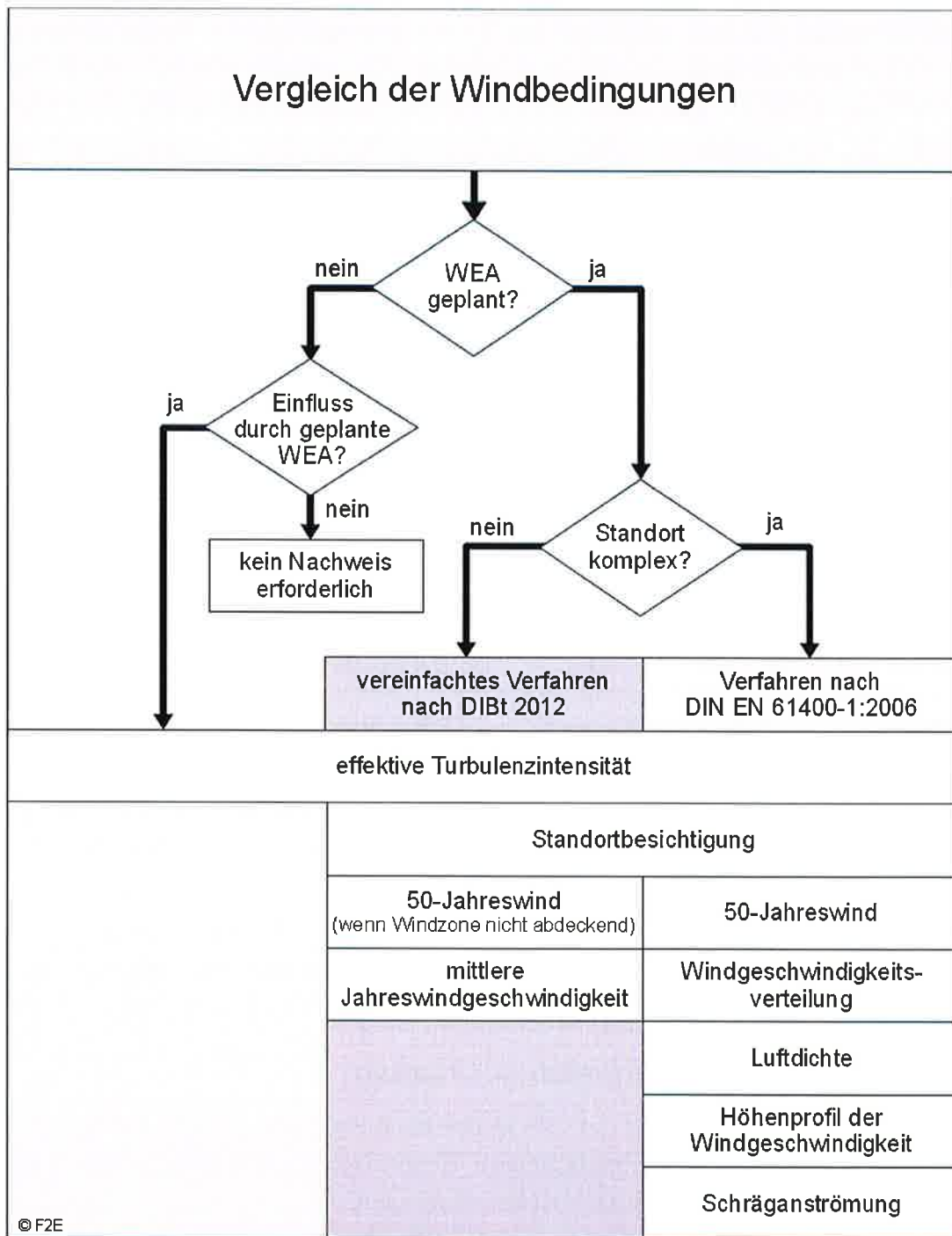


Abbildung 2.1.1: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /17/.

Gegenüber der in /17/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

Das in /17/ eingesetzte Modell für die zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenzintensität ist abhängig vom Schubbeiwert c_T der WEA. Hier verwenden wir



für die Modellierung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität ein aufwändigeres Modell nach /2/, in das neben dem Schubbeiwert c_T der WEA auch die Schnelllaufzahl der WEA und die Umgebungsturbulenzintensität als Parameter eingehen. Ist es möglich eine WEA leistungsreduziert oder in einem veränderten Betriebsmodus zu betreiben, verwenden wir die zur jeweiligen Nennleistung bzw. dem Betriebsmodus gehörenden oder abdeckende Parameter. Sowohl in /5/ als auch im internationalen Regelwerk /7/ ist weiterhin ein Modell zur Bestimmung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität angegeben, das ganz ohne anlagenspezifische Parameter auskommt. Hier wird ein generalisierter, konservativer Verlauf der Schubbeiwerte zugrunde gelegt /5/. Dieses Modell wird von uns verwendet, wenn für eine WEA die anlagenspezifischen Parameter nicht vorliegen oder diese einen Verlauf zeigen, der deutlich von denen der WEA abweicht, die der ursprünglichen Validierung zugrunde lagen.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /17/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten Nachlaufs (far wake) zugrunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe Anlagenabstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen berechnet. Zusätzliche Sicherheit für den Nahbereich entsteht durch die Annahme, dass der Nachlauf der WEA von Anfang an eine deutlich größere Ausdehnung als der Rotor aufweist.

Die Ausdehnung des Nachlaufs wird auch in vertikaler Richtung berücksichtigt, so dass bei ausreichendem Höhenunterschied kein Einfluss des Nachlaufs auf die deutlich niedrigere bzw. höhere WEA mehr besteht.

2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

Die entsprechend dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Verfahren ermittelten Windbedingungen können als Eingangsparameter für einen standortspezifischen Nachweis durch einen Vergleich der Lasten verwendet werden.

Im Falle eines Windparks mit entsprechendem Einfluss von benachbarten WEA sind nach /7/ sowohl die Betriebs- als auch die Extremlasten nachzuweisen. Für die Betriebslasten sind gemäß /7, 8/ hierzu der Auslegungslastfall DLC 1.2 unter Berücksichtigung der effektiven Turbulenzintensität und für die Extremlasten die Auslegungslastfälle DLC 1.1 oder 1.3 sowie der DLC 1.5 nachzurechnen.

Alternativ hierzu kann nach /17/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden,



wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /7, 8/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Lasten zu ermitteln:

- Betriebslasten, wenn die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Turbulenzintensität überschritten sind.
- Extremlasten, wenn der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} überschritten ist.

Bei Anlagenabständen unterhalb von 2.3 Rotordurchmesser sollten die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nicht mehr als Eingangsparameter für einen Vergleich der Lasten verwendet werden.

Zwischen 2.3 und 2.5 Rotordurchmesser ist ein Vergleich der Lasten in vielen Fällen noch möglich. Im konkreten Einzelfall ist hier immer eine Überprüfung vor Erstellung eines entsprechenden Gutachtens notwendig.

Oberhalb von 2.5 Rotordurchmesser ist ein Vergleich der Lasten immer möglich.

Eine solche standortspezifische, detaillierte Lastberechnung ist im Vergleich zu dem in Kapitel 2.1 dargestellten Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen sehr aufwändig. Sie kann in der Regel nur vom jeweiligen Hersteller durchgeführt werden.

Diese standortspezifischen Lasten können mit den entsprechenden Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Liegen die standortspezifischen Lasten unterhalb bzw. auf dem Niveau der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist die Standorteignung der WEA gegeben.

Liegen die standortspezifischen Lasten oberhalb der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Lasten nicht möglich.

In diesem Fall kann die Typenprüfung der WEA nicht angewendet werden und ein Einzelnachweis durch den Hersteller ist erforderlich.

2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

Die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den DIBt-Richtlinien von 1995 und 2004 unabhängig von der Windzone wie folgt definiert:



DIBt-Richtlinie	1993 /13/	2004 /12/
Auslegungswert für alle Windzonen	0.2 (20%)	Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1 /6/

Tabelle 2.3.1.1: Auslegungswerte der Turbulenzintensität für alle Windzonen.

In der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ wird die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2006 /7/ empfohlen. Grundsätzlich können auch andere Auslegungswerte der Turbulenzintensität zugrunde gelegt werden. Üblicherweise finden hier die in den internationalen Richtlinien /6, 7/ definierten Turbulenzkategorien Anwendung.

In /6/ werden zwei Turbulenzkategorien A und B und in /7/ drei Turbulenzkategorien A, B und C definiert. Während die Kategorien A in beiden Richtlinien nahezu identisch sind und die jeweils höchste Turbulenzkategorie darstellen, unterscheiden sich die Turbulenzkategorien B in /6/ und /7/ deutlich. Die Auslegungswerte sind in Tabelle 2.3.1.2 für einige Windgeschwindigkeiten aufgeführt.

Turbulenzkategorie	Windgeschwindigkeit [m/s]																
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
IEC Ed. 2 /6/	A	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5
	B	24.0	22.0	20.6	19.5	18.7	18.0	17.5	17.0	16.6	16.3	16.0	15.8	15.5	15.3	15.2	15.0
IEC Ed. 3 /7/	A	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5
	B	26.2	23.6	21.7	20.3	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	16.1	15.7	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4
	C	22.4	20.2	18.6	17.4	16.5	15.7	15.1	14.6	14.2	13.8	13.5	13.2	13.0	12.7	12.5	12.4

Tabelle 2.3.1.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität für alle WEA-Klassen.

2.3.2 Windgeschwindigkeit

Die Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ erfolgt für eine bestimmte Windzone. Abhängig von der Windzone ist sowohl der Auslegungswert des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} definiert. Diese Werte sind abhängig von der Nabenhöhe und unterscheiden sich in den einzelnen Windzonen. Der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} kann weiterhin entweder gemäß /4/ oder nach einer vereinfachten Formel gemäß /17/ bestimmt werden. Die Auslegungswerte sind daher der individuellen Typenprüfung der WEA zu entnehmen und können nicht allgemeingültig angegeben werden. Die Windgeschwindigkeitsverteilung ergibt sich in allen Fällen aus der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter



Verwendung einer Rayleigh-Verteilung.

Nach den DIBt-Richtlinien /12, 13, 17/ werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit in die Windzonen 1 bis 4 bzw. I bis IV unterteilt, wobei die Windzone 4 oder IV die höchsten Auslegungswerte aufweist. In der zitierten Literatur werden hier sowohl arabische als auch römische Zahlen verwendet.

2.3.3 Weitere Windbedingungen

Den nach /7/ zusätzlich nachzuweisenden Windbedingungen liegen im allgemeinen nach den DIBt-Richtlinien /12, 17/ folgende Auslegungswerte zugrunde:

- Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0.2$,
- mittlere Neigung der Anströmung: 8° ,
- mittlere Luftdichte: $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$.

2.4 Gültigkeit der Ergebnisse

Alle Werte mit Höhenbezug beziehen sich, wenn nichts anderes angegeben ist, auf die Nabenhöhe (z_{hub}) der entsprechenden WEA.

Die für den Nachweis der Standorteignung notwendige effektive Turbulenzintensität hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind die Windparkkonfiguration in Form der WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung und eventuelle vorhandene Betriebsbeschränkungen), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung sowie die Umgebungsturbulenzintensität) und die Typenprüfung der WEA, die festlegt, welcher statistische Wert der Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung der Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Wenn bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen WEA entfallen oder zusätzliche Betriebsbeschränkungen definiert werden, führt dies stets zu gleichbleibenden bzw. niedrigeren effektiven Turbulenzintensitäten. Die getroffenen Aussagen zur Standorteignung sind daher in diesen Fällen weiterhin anwendbar. Der Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA kann sich aber stärker abbilden. Aussagen zu einem nicht signifikanten Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA behalten in diesen Fällen daher nicht immer ihre Gültigkeit und sind neu zu bewerten.

Da bei den betrachteten WEA anlagenspezifische Werte (siehe Kapitel 2.1) berücksichtigt werden, kann insbesondere bei einem Wechsel auf einen anderen



WEA-Typ mit z.B. kleinerem Rotordurchmesser nicht unterstellt werden, dass die Aussage des Gutachtens weiterhin gültig ist.

Bei den verwendeten anlagenspezifischen Werten (siehe Kapitel 2.1) kann es sich um berechnete oder gemessene Größen des Herstellers handeln. Diese können voneinander abweichen und zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die jeweils aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen. Es wird davon ausgegangen, dass alle betrachteten WEA die in der Typenprüfung zugrunde gelegte Entwurfslebensdauer noch nicht überschritten haben.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens steht nicht fest, welche Dokumente im Rahmen des Genehmigungsverfahrens später bei der Behörde eingereicht werden. Die im Gutachten zitierten Quelldokumente der verwendeten Auslegungswerte müssen daher nicht zwingend mit den Dokumenten übereinstimmen, welche im Rahmen des Bauantrages bzw. der Baugenehmigung vorgelegt werden. Sie dienen hier lediglich als Quellenangabe für die verwendeten Auslegungswerte.

Wenn in den uns vorliegenden Dokumenten zur Auslegung der WEA kein eindeutiger Rückschluss auf Auslegungswerte möglich ist, verwenden wir konservativ abdeckende Werte. Eine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte wird nicht übernommen.

Auf Basis des Gutachtens ist zu prüfen, ob die im Gutachten aufgeführten Auslegungswerte mit den Auslegungswerten in den zur Baugenehmigung vorgelegten Dokumenten übereinstimmen. Wenn die Auslegungswerte übereinstimmen ist die Gültigkeit des Gutachtens unabhängig von den zitierten Quelldokumenten gegeben.

Die bei sehr geringen Abständen mögliche gegenseitige Beeinflussung benachbarter WEA durch die Nachlaufschleppe der Turmbauwerke wird nicht betrachtet. Ebenso wird ein möglicher Einfluss von sehr nahe liegenden großen Einzelstrukturen wie z.B. hohen Gebäuden auf betrachtete WEA nicht untersucht.

Folgende Begriffe und Symbole werden im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet:




















Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Standorteignung im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
  	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA gehen in die Berechnungen ein und sind in Tabelle 3.1.1 aufgeführt.
 	„betrachtete WEA“	Für alle betrachteten WEA werden Ergebnisse ausgewiesen und abschließende Aussagen getroffen.
	„Windpark“	Der Begriff wird im Sinne des Anhangs D der DIN EN 61400-1 /7/ verwendet und umfasst „geplante“ und „benachbarte“ WEA.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Geplante WEA.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes (siehe Kapitel 2 und 4.3.2) zu den geplanten WEA zu betrachten sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes (siehe Kapitel 2 und 4.3.2) zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind, die aber Einfluss auf die zu betrachtenden WEA ( ) ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 4.3.2.1 dargestellt.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes (siehe Kapitel 2 und 4.3.2) zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind und die keinen Einfluss auf die zu betrachtenden WEA ( ) ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 4.3.2.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	

Tabelle 2.4.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration

Am Standort Willerswalde (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA 1 - 4). Am Standort befindet sich keine weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle 3.1.1 bzw. Abbildung 4.3.2.1 dargestellt.

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




Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89 Zone 33)		Hersteller	WEA-Typ	P _N [MW]	D [m]	z _{hub} [m]
		East	North					
 1	WEA 1	33379575	6000165	eno energy	eno 126-4.0	4.0	126.0	137.0
 2	WEA 2	33379855	5999949	eno energy	eno 126-4.0	4.0	126.0	137.0
 3	WEA 3	33379827	5999602	eno energy	eno 126-4.0	4.0	126.0	137.0
 4	WEA 4	33379771	5999283	eno energy	eno 126-4.0	4.0	126.0	137.0

Tabelle 3.1.1: Windparkkonfiguration.

3.2 Auslegungswerte

Für die zu betrachtenden WEA werden die in Tabelle 3.2.1 dargestellten Auslegungswerte zugrunde gelegt.


WEA		Auslegungswerte				
Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	v _{ave} [m/s]	v _{ref} [m/s]	Quelle
 1 - 4	DIBt 2012	WZ 4 GK II	A nach IEC Ed. 3 /7/	8.2	45.6	/20/

Tabelle 3.2.1: Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA.

Es werden keine weiteren Auslegungswerte entsprechend Kapitel 2.3.3 in den in Kapitel 4 dokumentierten Berechnungsergebnissen berücksichtigt.



3.3 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Willerswalde wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt /10/ und sind in Tabelle 3.3.1 dargestellt.

Die verwendeten Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung im Windpark am Standort Willerswalde vorausgesetzt.

Richtungssektoren	Relative Häufigkeit (100%=1)	Weibull-Verteilung	
		A	k
N	0.043	7.3	2.18
NNO	0.041	7.2	2.31
ONO	0.051	8.4	2.14
O	0.073	8.8	2.25
OSO	0.065	6.3	2.23
SSO	0.064	5.5	2.12
S	0.092	6.0	1.77
SSW	0.124	8.6	2.12
WSW	0.128	9.5	2.31
W	0.156	10.9	2.52
WNW	0.120	9.8	2.49
NNW	0.041	7.1	2.15
gesamt	0.998	8.5	2.04
Bezugswerte			
Koordinate des Referenzpunktes (UTM ETRS89 Zone 33)	East	North	
	33379827	5999602	
Höhe über Grund h	137m		

Tabelle 3.3.1: Winddaten am Standort.

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen.

3.4 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Es werden keine Betriebsbeschränkungen in den in Kapitel 4 dokumentierten Berechnungsergebnissen berücksichtigt.



4 Bestimmung der Standortbedingungen

Aus der in Kapitel 3.1 beschriebenen Windparkkonfiguration ergeben sich die in Tabelle 4.1 aufgeführten zu betrachtenden WEA.

	WEA lfd. Nr.
Geplante WEA	1 - 4
Benachbarte WEA	---

Tabelle 4.1: Zu betrachtende WEA.

4.1 Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach /4/.

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten. Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen zu betrachten. Die Verifizierung der Windparkkonfiguration (siehe Kapitel 3) ist daher nicht Umfang der Standortbesichtigung.

Der Standort wurde am 14.12.2015 und 11.05.2017 von Mitarbeitern der Firma eno energy GmbH besichtigt. Als Ergebnis dieser Besichtigung liegen uns folgende Unterlagen vor:

- Fotos vom Standort Willerswalde /19/,
- Standortbeschreibung zum Standort Willerswalde /19/.

Die im vorliegenden Bericht /19/ gemachten Angaben werden im Folgenden als richtig vorausgesetzt.

Der Standort wurde in den vorliegenden Unterlagen /19/ in die Geländekategorie II nach /4/ eingeordnet.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, konnten anhand der vorliegenden Unterlagen /19/ nicht identifiziert werden.



4.2 Orografie

Große Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzintensitäten führen und müssen daher in orografisch komplexem Gelände bewertet werden. Der Einfluss der Geländeorografie kann nach /7, 8/ durch einen Turbulenzstrukturparameter erfasst werden, der als Faktor auf die Turbulenzintensität wirkt. Nach /7/ kann ein richtungsunabhängiger Turbulenzstrukturparameter definiert werden, der abhängig vom Anteil des Windes aus orografisch komplexen Richtungssektoren zwischen 1.0 und 1.15 liegt. Da im Folgenden die Umgebungsturbulenzintensitäten richtungsabhängig bestimmt werden, wird abweichend hiervon der Turbulenzstrukturparameter ebenfalls richtungsabhängig bestimmt. Dabei wird jedem Richtungssektor, der als orografisch komplex einzustufen ist, der maximale Turbulenzstrukturparameter von 1.15 zugeordnet.

Die Bewertung der orografischen Komplexität einer Koordinate erfolgt auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu einer Ausgleichsebene, die durch die jeweilige zu betrachtende Koordinate gelegt wird. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Die Bewertung erfolgt entsprechend /7/ auf Nabenhöhe der WEA.

Entsprechend /7/ sind für jede WEA 25 Ausgleichsebenen zu ermitteln (siehe Tabelle 4.2.1). Wird eines der in Tabelle 4.2.1 genannten Kriterien überschritten, so ist der betreffende Sektor als komplex anzusehen. Der jeweilige Standort der WEA ist komplex, wenn mehr als 15% der im Wind enthaltenen Energie aus komplexen Sektoren kommt.

Die Bewertung der Orografie wird für jede einzelne WEA laut Tabelle 3.1.1 und für den Referenzpunkt gemäß Tabelle 4.3.1.1 durchgeführt.

Ausgleichsebenen		Komplexitätskriterien	
Radius	Azimut Winkel	Maximale Steigung	Maximale Geländedifferenz
$5 \cdot z_{\text{hub}}$	ein Sektor á 360°	10°	$0.3 \cdot z_{\text{hub}}$
$10 \cdot z_{\text{hub}}$	zwölf Sektoren á 30°		$0.6 \cdot z_{\text{hub}}$
$20 \cdot z_{\text{hub}}$	zwölf Sektoren á 30°		$1.2 \cdot z_{\text{hub}}$

Tabelle 4.2.1: Komplexitätskriterien /8/.

Die Bewertung erfolgte im vorliegenden Fall auf Basis von Höhendaten nach /14/.

Am Standort Willerswalde unterschreiten alle betrachteten WEA und der Referenzpunkt gemäß Tabelle 4.3.1.1 die Komplexitätskriterien nach Tabelle 4.2.1. Zusätzliche Turbulenzstrukturparameter werden daher nicht berücksichtigt.



Für die geplanten WEA kann daher das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ angewendet werden.

4.3 Turbulenzintensität

4.3.1 Umgebungsturbulenzintensität

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

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern abhängig von der Auslegung der jeweiligen WEA die charakteristische Turbulenzintensität (DIBt 1993/95, DIBt 2004 und IEC 61400-1 Edition 2) bzw. die repräsentative Turbulenzintensität (DIBt 2012, IEC 61400-1 Edition 3) zugrunde zu legen. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Die repräsentative Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Da die mittlere Umgebungsturbulenzintensität im Folgenden rechnerisch ermittelt wird, ist die charakteristische Turbulenzintensität aus der mittleren Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit dem Faktor 1.2 zu bilden.

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

Diese sektorielle Rauigkeitsklassifizierung wird für jede einzelne WEA laut Tabelle 3.1.1 durchgeführt.



Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden die notwendigen Werte von uns auf Basis der Empfehlungen der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /3/ sowie der DIN EN 1991-1-4 /4/ bestimmt.

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend für die verschiedenen Richtungen und Windgeschwindigkeiten für jede einzelne WEA auf Nabenhöhe ermittelt und in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der DIN EN 61400-1 /6/.

In Tabelle 4.3.1.1 sind Werte für eine Windgeschwindigkeit von 11m/s für den Referenzpunkt der Winddaten (siehe Tabelle 3.3.1) aufgeführt. Die in Tabelle 4.3.1.1 aufgeführten Werte sind beispielhaft und repräsentieren keine anderen Koordinaten, Windgeschwindigkeiten und Höhen.

Richtungssektoren	Repräsentative Turbulenzintensität [%]
N	12.5
NNO	12.2
ONO	12.4
O	12.8
OSO	13.9
SSO	12.4
S	12.5
SSW	13.0
WSW	13.5
W	12.4
WNW	12.9
NNW	14.0
Bezugswerte	
Koordinate	Referenzpunkt der Winddaten (siehe Tabelle 3.3.1)
Höhe über Grund h	137m
Windgeschwindigkeit v	11m/s

Tabelle 4.3.1.1: Beispielhafte repräsentative Turbulenzintensitäten.



4.3.2 Effektive Turbulenzintensität

Das verwendete Berechnungsverfahren für die effektive Turbulenzintensität ist in Kapitel 2 beschrieben. Für den materialspezifischen Wöhlerlinien-Koeffizienten m wird der höchste Koeffizient für die schwächste Strukturkomponente der WEA zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich ein abdeckender Wert von $m = 10$ /15/ für glasfaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 30 bis 55 Volumen-% /16/. Für kohlefaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 50 bis 60 Volumen-% wird nach /16/ ein Wert von $m = 14$ zugrunde gelegt. Herstellerspezifisch können abweichende Wöhlerlinien-Koeffizienten für die schwächste Strukturkomponente der WEA verwendet werden. Wenn nicht anders gekennzeichnet, beziehen sich die im Folgenden dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten auf einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von $m = 10$.

Die DIBt von 2004 und 2012 /12, 17/ definiert die Auslegungswerte der Turbulenzintensität windgeschwindigkeitsabhängig. Demgegenüber definiert die DIBt von 1995 /13/ einen konstanten mittleren Auslegungswert für die Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

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

Für die WEA, für die windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf Basis der DIBt-Richtlinie von 2004 /12/ oder 2012 /17/ zugrunde gelegt werden, sind die jeweiligen aufgeführten windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse für einen Nachweis der Standorteignung bezüglich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität anzuwenden.

Für die WEA, für die Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf Basis der DIBt von 1995 (1993) /13/ zugrunde gelegt werden, sind entsprechende konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen. Benachbarte WEA mit einer sehr geringen oder sehr hohen Leistung pro Quadratmeter der Rotorfläche oder benachbarte WEA mit einer sehr niedrigen oder sehr hohen Nennwindgeschwindigkeit können dabei qualitativ abweichende Ergebnisse im Vergleich zu einer Bewertung auf Basis von windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten hervorgerufen. In diesen Fällen kann der Vergleich mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten zugrunde gelegt werden.

Der Nachweis der Integrität der WEA in Bezug auf den Auslegungswert der Turbulenzintensität wird in Anlehnung an das aktuelle internationale Regelwerk /7/



für den Windgeschwindigkeitsbereich vom 0.2fachen bis zum 0.4fachen der Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} geführt. Für den Standort Willerswalde ist für alle betrachteten Nabenhöhen dabei ein Windgeschwindigkeitsbereich von 5 bis 20m/s abdeckend und wird entsprechend in den Tabellen aufgeführt.

Entsprechend der DIBt-Richtlinie /17/ werden die Ergebnisse für alle WEA ausgewiesen, deren Abstand bezogen auf den Rotordurchmesser D der geplanten WEA kleiner gleich acht Rotordurchmesser ist. Diese Betrachtungsweise ist abdeckend für alle Referenzwindgeschwindigkeiten v_{ref} (siehe Kapitel 2).

Überschreitungen der relevanten Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle 4.3.2.1 fett gedruckt.

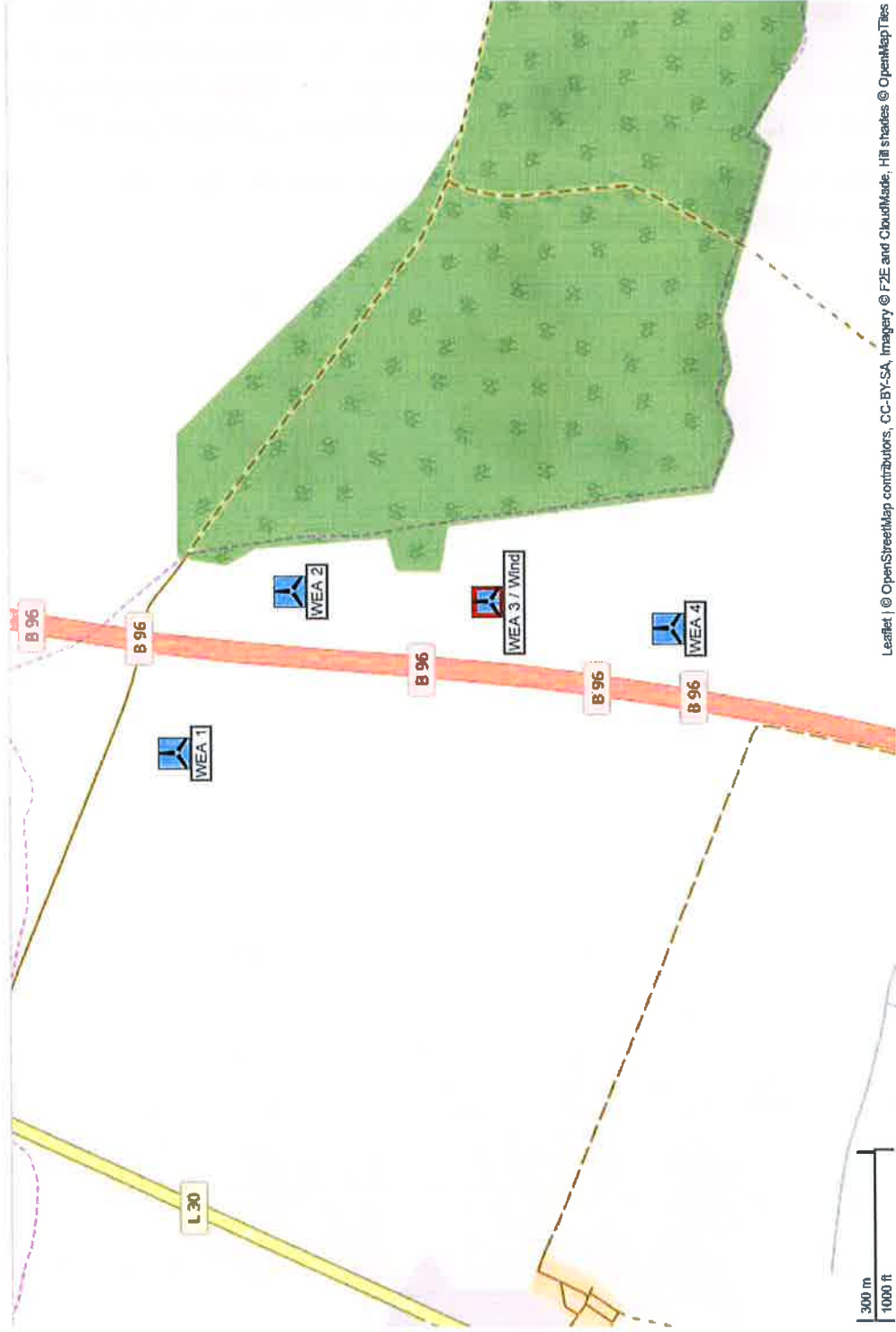






Abbildung 4.3.2.1:

Lage der WEA,
Karte 1/11/.

 geplante WEA

 betrachtete WEA
 $s_i < 8D_{WEA\text{ geplant}}$

 benachbarte WEA
 $s_i > 8D_{WEA\text{ geplant}}$

 Referenzpunkt der
Winddaten

Für weitere Erläuterungen
zu den Begriffen und
Symbolen siehe auch
Tabelle 2.4.1.

Der kleinste geplante
Abstand zwischen zwei
WEA liegt bei
 $2.57D_{\text{Rotor, eno 126-4.0}}$ bzw. ca.
324m.

Dies betrifft die WEA 3
und 4.



4.4 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren

Nach /18/ liegt der Standort Willerswalde in Windzone 3 und lässt sich entsprechend Kapitel 4.1 in die Geländekategorie II einordnen.

Für alle geplanten WEA deckt die Windzone der Auslegung gemäß Tabelle 3.2.1 diese Einordnung ab. Eine Bestimmung des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist nach /17/ daher nicht erforderlich.

4.5 Weitere Windbedingungen für das vereinfachte Verfahren gemäß DIBt 2012

Zusätzlich zur Turbulenzintensität und zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} sind für die geplanten WEA, deren jeweiliger Standort in Kapitel 4.2 als nicht komplex bewertet wurde, die Werte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu bewerten. Dies betrifft am Standort Willerswalde alle geplanten WEA.

4.5.1 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

Gemäß /10/ ergeben sich die in Tabelle 4.5.1.1 aufgeführten Werte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, den Formparameter k und den Skalenparameter A der Weibull-Verteilung auf Nabenhöhe.


WEA		Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	Formparameter der Weibull-Verteilung k [-]	Skalenparameter der Weibull-Verteilung A [m/s]
Lfd. Nr.				
	1 - 4	7.5	2.04	8.5

Tabelle 4.5.1.1: Mittlere Windbedingungen auf Nabenhöhe der WEA.

4.6 Weitere Windbedingungen für das Verfahren gemäß DIN EN 61400-1

Zusätzlich zu den in Kapitel 4.3 und 4.4 bestimmten Windbedingungen sind für die geplanten WEA, deren jeweiliger Standort in Kapitel 4.2 als komplex bewertet wurde, die Werte der Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0.2 - 0.4v_{ref}$, der mittlere Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils α , die mittlere Neigung der Anströmung und die mittlere Luftdichte ρ zu bestimmen. Dies betrifft am Standort Willerswalde keine der geplanten WEA.



5 Nachweis der Standorteignung

Bezüglich der Gültigkeit der getroffenen Aussagen gelten die in Kapitel 2.4 genannten Anmerkungen.

5.1 Vergleich der Windbedingungen

5.1.1 Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist für alle zu betrachtenden WEA gemäß Kapitel 4 zu ermitteln und mit den Auslegungswerten zu vergleichen.

Der Vergleich der in Tabelle 4.3.2.1 ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten mit den Auslegungswerten ergibt für die zu betrachtenden WEA keine Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

5.1.2 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren

Entsprechend Kapitel 4.4 erfolgt die Bewertung des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren über die Windzone. Diese ist für alle geplanten WEA durch die Windzone der Auslegung abgedeckt.

5.1.3 Weitere nachzuweisende Windbedingungen für das vereinfachte Verfahren gemäß DIBt 2012

Zusätzlich zur Turbulenzintensität und zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} sind für alle geplanten WEA, deren jeweiliger Standort nicht orografisch komplex ist, die Werte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu bewerten.

5.1.3.1 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

Nach /17/ muss die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe 5% kleiner sein als der Auslegungswert oder die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe muss kleiner gleich dem Auslegungswert und der Formparameter k der Weibull-Verteilung gleichzeitig größer gleich 2 sein.

Da für die Standorte der geplanten WEA 1 - 4 ein Formparameter k der Weibull-Verteilung ermittelt wurde, der größer als 2 ist, kann der Auslegungswert in Tabelle 3.2.1 direkt mit dem standortspezifischen Wert verglichen werden.

Der Vergleich des Auslegungswertes mit dem in Tabelle 4.5.1.1 aufgeführten Wert



der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit ergibt für die geplanten WEA 1 - 4 keine Überschreitung.

5.1.4 Weitere nachzuweisende Windbedingungen für das Verfahren gemäß DIN EN 61400-1

Entsprechend Kapitel 4.6 ist für keine der geplanten WEA das Verfahren nach DIN EN 61400-1 /7/ anzuwenden. Weitere Windbedingungen müssen daher nicht nachgewiesen werden.

6 Zusammenfassung

Am Standort Willerswalde (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befindet sich keine weitere benachbarte WEA.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Standorteignung der zu betrachtenden WEA gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /17/ gewährleistet ist.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die in der Tabelle 3.2.1 aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen.

Die Ergebnisse dienen gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG. Das heißt, die Immissionen sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die Standorteignung der am Standort Willerswalde betrachteten WEA 1 - 4 durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen ist.



7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	
IEC	International Electrotechnical Commission	
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	
NTM	Normales Windturbulenzmodell	
DLC	Auslegungslastfall (Design Load Case)	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WZ	Windzone	
GK	Geländekategorie	
D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe	[m]
P_N	Nennleistung mit der die WEA betrieben wird	[MW]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinien-Koeffizient	[-]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-min-Mittels der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m ³]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
α	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	[-]
	Altgrad (Vollkreis = 360)	[°]



8 Literaturangaben

- /1/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.
- /2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.
- /3/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.
- /4/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.
- /5/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.
- /6/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).
- /7/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).
- /8/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland.
- /9/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; September 2016; Copenhagen, Denmark.
- /10/ DEWI; Standortbezogene Windpotenzial- und Energieertragsermittlung am Standort Willerswalde; Vorläufige Berechnungsergebnisse; DEWI-GER-WP16-04833-00.01; 16.08.2016.
- /11/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /12/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.
- /13/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.
- /14/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara; Hole-filled seamless SRTM data V3; International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 2006; Washington, USA.
- /15/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.
- /16/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.
- /17/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und



- Standortsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; Berlin, Deutschland.
- /18/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xls'; Fassung April 2015.
- /19/ eno energy GmbH; Standortbesichtigung und -dokumentation; Errichtung von 4 Windenergieanlagen (WEA) Typ eno 126 mit einer Nabenhöhe von 137 m und einer Nennleistung von 4.0 MW; Willerswalde; 31.08.2017; Ostseebad Rerik, Deutschland.
- /20/ eno energy systems GmbH; Technische Beschreibung; Für die Windenergieanlage (WEA) eno 126-3.5, eno126-4.0; Revision 4; Dokument: eno126_Technische_Beschreibung_de_rev4.doc; 02.06.2017; Rostock, Deutschland.

