



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen

nach DIBt 2012 für den Windpark Böddecken

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-230



Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den  
Windpark Böddeken

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-230

Auftraggeber: Energieplan Ost West GmbH & Co.KG  
Graf-Zeppelin-Str.69  
D-33181 Bad Wünnenberg-Haaren

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG  
Robert-Koch-Straße 29  
D-25813 Husum  
Tel.: 04841 – 87596 – 0  
E-Mail: mail@i17-wind.de  
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 06. Mai 2024

## Haftungsausschluss und Urheberrecht

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

## Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkkS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAkkS eingesehen werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

## Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie  $c_t$ -Kurve und Schnelllaufzahl  $\lambda$  sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

---

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	06.05.2024	Erste Ausgabe	Heinath

---

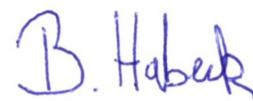
**Verfasser:**

M. Sc. Verena Heinath  
Husum, 06.05.2024



**Geprüft:**

B. Eng. Benjamin Habeck, Sachverständiger  
Husum, 07.05.2024



**Freigegeben:**

M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige  
Husum, 07.05.2024



---

Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

## Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines .....	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten.....	8
1.2.2	Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten .....	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien .....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort .....	13
2.1	Umfang des Gutachtens .....	13
2.2	Standortbeschreibung.....	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA .....	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	19
3.1	Grundlagen .....	19
3.2	Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$ .....	20
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ .....	20
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ .....	20
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	21
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität .....	21
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität .....	23
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	25
3.4	Schräganströmung $\delta$ .....	32
3.5	Höhenexponent $\alpha$ .....	33
3.6	Luftdichte $\rho$ .....	34
3.7	Extreme Turbulenzintensität $I_{ext}$ .....	35
4	Zusammenfassung.....	36
4.1	Neu geplante WEA .....	36
4.2	Bestehende WEA.....	37
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten .....	37
4.2.2	Zusammenfassung.....	37
5	Standortbesichtigung .....	38
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	39
	Literaturverzeichnis .....	41
	Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort .....	43

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Übersicht; Kartenmaterial: [19.1, 19.2] .. 17

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-230

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Böddeken

Seite 5 von 43

Abbildung 2.2: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Detailansicht; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]  
 ..... 18

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration ..... 14

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA ..... 16

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1] ..... 19

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA.. 20

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit  $v_{m50}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA 21

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität 22

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und  $C_{CT}$  nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]..... 24

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort..... 25

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (vor Zubau) ..... 28

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (nach Zubau, 1. Teil) ..... 29

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (nach Zubau, 2. Teil) ..... 30

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1..... 31

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2..... 31

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3..... 31

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4..... 31

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W5..... 31

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W6..... 31

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  der neu geplanten WEA..... 32

Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  der neu geplanten WEA..... 33

Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho_{NH}$  der neu geplanten WEA..... 34

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$  ..... 35

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA..... 36

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA..... 37

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1] ..... 43

# 1 Vorbemerkung

## 1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung 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 Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

## 1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten 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 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard 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 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

### 1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- 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. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen  $0.2 v_{m50}(h)$  und  $0.4 v_{m50}(h)$  mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
  - (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 [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
  - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50}(h)$  gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

### 1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung  $\delta$  darf den vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha$  darf den Wert von  $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho$  darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit  $v_r$  den Wert  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

$$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$



- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.

### 1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  oder effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert  $v_{m50}$  nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

### 1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer  $\tau_{TP}$  noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{ave}$  mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k$  der Weibullverteilung von  $k = 2.0$  ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter  $k \neq 2.0$  ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{NH}$  der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{TP}$  der Typenprüfung in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  fordert. Zusätzlich wird der Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $pdf_{NH}$  und  $pdf_{TP}$  erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte  $A_{NH}$  und  $k_{NH}$  bzw. der Auslegungswerte  $A_{TP}$  und  $k_{TP}$  der zu untersuchenden WEA.

Kann der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{ave}$  mit dem Auslegungswert nach DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] nicht erbracht werden, wird sich zur Definition von sektoriellen Betriebsbeschränkungen vorbehalten den Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten  $pdf_{NH}$  nach [6] durchzuführen, da dieses Verfahren das in [1.1] geforderte Verfahren konservativ mit abdeckt.

- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen  $0.2v_{m50}(h)$  und  $0.4v_{m50}(h)$  zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen  $v_{ave}$  und  $2v_{ave}$  zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von  $v_{in}$  bis  $0.4v_{m50}(h)$  bzw. von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw.  $v_{out}$  wenn  $v_{out} < 25$  m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von  $v_{in}$  bis  $v_{out}$  zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde,

erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers  $D$  der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte  $\rho$  wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

## 1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert  $c_t$  und Schnelllaufzahl  $\lambda$ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabhöhe geringfügig abweichen kann. Das Gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabhöhe von maximal  $\pm 1$  m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

## 2 Aufgabenstellung und Standort

### 2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

### 2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von sechs WEA des Typs Vestas V162-7.2 MW auf 169.0 m bzw. 119 m Nabenhöhe am Standort Böddecken in Nordrhein-Westfalen.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 und Abbildung 2.2 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient  $m$  und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Die Spalte „Innerhalb 10  $D$ “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10  $D$  um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index  $_{TP}$  bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index  $_{NH}$  weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand  $s$  einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.64, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser  $D$ . Dies betrifft die WEA W1 und W4.

### 2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von  $I_{eff}$ , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH <sup>1</sup> [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungsliebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	m <sub>max, TP</sub> [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA1	Neu	Ja	Nein	-	477558	5713266	Vestas	V162-7.2 MW	119.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 1/1
W2	WEA2	Neu	Ja	Nein	-	477318	5712878	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W3	WEA3	Neu	Ja	Nein	-	477627	5712466	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W4	WEA4	Neu	Ja	Nein	-	477807	5712918	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W5	WEA5	Neu	Ja	Nein	-	478327	5713780	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W6	WEA6	Neu	Ja	Nein	-	479076	5712385	Vestas	V162-7.2 MW	119.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 1/1
W7	2019-08F	Bestand	Nein	-	-	476264	5714928	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W8	1424-07E	Bestand	Nein	-	-	478864	5715860	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W9	1424-07I	Bestand	Nein	-	-	479530	5715734	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W10	40307-23	Bestand	Nein	-	-	479348	5710116	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	131.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 1/1
W11	01728-11-14 A	Bestand	Nein	-	-	480479	5710600	Enercon	E-101 / 3.050 kW	135.4	101.0	BM 0	0.0	3050	2004	A	20	10	WV 1/1
W12	41887-20-600(WEA 09)	Bestand	Nein	-	-	479796	5715152	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W13	41892-20-600(WEA 14)	Bestand	Nein	-	-	476590	5714911	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W14	1983-10-14 (16)	Bestand	Ja	Nein	-	478732	5710839	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W15	42301-23	Bestand	Nein	-	-	481112	5711087	Nordex	N175/6.X	179.0	175.0	Mode 0	0.0	6800	2012	S	20	14	WV 2/1
W16	40079-16	Bestand	Nein	-	-	480196	5715557	Enercon	E-115 / 3.000 kW	122.0	115.7	BM 0 s	0.0	3000	2012	A	20	10	WV 1/1
W17	1983-10-14 (10)	Bestand	Nein	-	-	478828	5709540	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W18	41631-23	Bestand	Nein	-	-	482289	5712608	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	130.6	138.3	OM 0s	0.0	4260	2012	A	25	10	WV 1/1
W19	2837-00	Bestand	Nein	-	-	482450	5712238	Enercon	E-58 / 10.58	70.5	58.0	BM 0	0.0	1000	2004 <sup>2</sup>	A	20	10	WV 1/1
W20	41387-14 (2)	Bestand	Nein	-	-	476433	5709532	Enercon	E-92 / 2.350 kW	138.4	92.0	BM 0 s	0.0	2350	2004	A	20	10	WV 1/1
W21	1983-10-14 (4)	Bestand	Nein	-	-	477188	5709283	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W22	41894-20-600(WEA 15)	Bestand	Nein	-	-	476171	5714485	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W23	41886-20-600(WEA12)	Bestand	Ja	Nein	-	479584	5714539	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W24	01166-10-14C	Bestand	Nein	-	-	475822	5709004	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W25	02526-10	Bestand	Nein	-	-	475997	5714298	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W26	41387-14 (23)	Bestand	Nein	-	-	476859	5709392	Enercon	E-92 / 2.350 kW	138.4	92.0	BM 0 s	0.0	2350	2004	A	20	10	WV 1/1
W27	41387-14 (24)	Bestand	Nein	-	-	479562	5709916	Enercon	E-115 / 3.000 kW	149.0	115.7	BM 0 s	0.0	3000	2004	A	20	10	WV 2/1
W28	42312-23 (WEA 01)	Bestand	Nein	-	-	479940	5709888	Vestas	V150-6.0 MW	169.0	150.0	PO6000	0.0	6000	2012	S	20	10	WV 2/1
W29	1424-07F	Bestand	Nein	-	-	479185	5715818	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W30	40549-23	Bestand	Nein	-	-	480635	5710176	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	131.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 1/1
W31	42314-23 (WEA 03)	Bestand	Nein	-	-	481265	5709640	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W32	40779-23-600	Bestand	Nein	-	-	481447	5710164	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	OM 0s	0.0	5560	2012	A	20	10	WV 2/1
W33	42316-23 (WEA 05)	Bestand	Nein	-	-	481611	5711057	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W34	3459-94-04	Bestand	Nein	-	-	481957	5712412	Tacke	TW 600	50.0	43.0	Standard	0.0	600	2004 <sup>2</sup>	A	20	10	WV 1/1
W35	42317-23 (WEA 06)	Bestand	Nein	-	-	482134	5711294	Vestas	V136-4.2 MW	166.0	136.0	PO1/PO1-0S	0.0	4200	2012	B	20	10	WV 2/1
W36	1983-10-14 (20)	Bestand	Nein	-	-	475904	5709364	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	78.3	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W37	1983-10-14 (5)	Bestand	Nein	-	-	477695	5709827	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W38	1983-10-14 (14)	Bestand	Nein	-	-	478412	5710450	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	108.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W39	1424-07B	Bestand	Ja	Nein	-	478496	5714824	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1

<sup>1</sup> Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

<sup>2</sup> Trotz der zu Grunde liegenden Typenprüfung nach DIBt 1993 wird eine Bewertung der windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 durchgeführt, da diese eine zuverlässigere Bewertung der effektiven Turbulenzintensitäten zulässt.



Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH <sup>1</sup> [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	m <sub>max, TP</sub> [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W40	1983-10-14 (21)	Bestand	Ja	Nein	-	479291	5711313	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W41	1983-10-14 (18)	Bestand	Nein	-	-	479614	5710710	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W42	41920-14, 42332-19	Bestand	Ja	Nein	-	479813	5711351	Vestas	V112-3.45 MW	119.0	112.0	3.45 MW LM	0.0	3450	2012	A	20	10	WV 1/1
W43	41387-14 (25)	Bestand	Nein	-	-	480040	5710968	Enercon	E-115 / 3.000 kW	149.0	115.7	BM 0 s	0.0	3000	2004	A	20	10	WV 2/1
W44	01728-11-14 B	Bestand	Nein	-	-	480524	5710972	Enercon	E-101 / 3.050 kW	135.4	101.0	BM 0	0.0	3050	2004	A	20	10	WV 1/1
W45	1424-07H	Bestand	Nein	-	-	479326	5715394	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W46	1424-07J	Bestand	Nein	-	-	479622	5716040	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W47	40714-23	Bestand	Nein	-	-	480910	5710603	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	OM 0s	0.0	5560	2012	A	20	10	WV 2/1
W48	01166-10-14A	Bestand	Nein	-	-	475927	5709773	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W49	1983-10-14 (1)	Bestand	Nein	-	-	476418	5709810	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W50	2019-08H	Bestand	Ja	Nein	-	476453	5714368	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W51	1983-10-14 (12)	Bestand	Nein	-	-	477902	5710363	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W52	1983-10-14 (7)	Bestand	Nein	-	-	478244	5709855	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W53	1983-10-14 (9)	Bestand	Nein	-	-	478851	5709956	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W54	1983-10-14 (17)	Bestand	Nein	-	-	478990	5710506	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W55	1983-10-14 (13)	Bestand	Nein	-	-	478299	5710958	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W56	1424-07A	Bestand	Ja	Nein	-	478400	5715024	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W57	02610-10-14 A	Bestand	Ja	Nein	-	479031	5714338	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W58	42291-23	Bestand	Nein	-	-	479756	5710274	Enercon	E-175 EP5 / 6000 kW	162.0	175.0	OM-0	0.0	6000	2012	A	25	14	WV 2/1
W59	1983-10-14 (19)	Bestand	Ja	Nein	-	479500	5711116	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W60	42313-23 (WEA 02)	Bestand	Nein	-	-	480836	5709216	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W61	42438-14,41305-18	Bestand	Nein	-	-	482381	5711546	Enercon	E-115 / 3.000 kW	149.0	115.7	BM 0 s	0.0	3000	2004	A	20	10	WV 2/1
W62	01166-10-14B	Bestand	Nein	-	-	475493	5709354	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W63	2019-08B	Bestand	Nein	-	-	475706	5714824	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W64	41890-20-600(WEA 12)	Bestand	Nein	-	-	475962	5714874	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W65	2019-08A	Bestand	Nein	-	-	475940	5715177	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W66	2019-08G	Bestand	Nein	-	-	476369	5714654	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W67	2019-08K	Bestand	Nein	-	-	476783	5714718	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W68	2019-08J	Bestand	Nein	-	-	476940	5715061	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W69	1983-10-14 (6)	Bestand	Nein	-	-	477712	5709376	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W70	1983-10-14 (8)	Bestand	Nein	-	-	478230	5709345	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W71	1424-07C	Bestand	Ja	Nein	-	478546	5714588	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W72	1424-07D	Bestand	Ja	Nein	-	478907	5714984	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W73	41888-20-600(WEA 10)	Bestand	Nein	-	-	479922	5715594	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W74	42315-23 (WEA 04)	Bestand	Nein	-	-	481820	5710054	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10	WV 2/1
W75	40774-23-600	Bestand	Nein	-	-	481555	5710645	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	166.6	160.0	OM 0s	0.0	5560	2012	A	20	10	WV 2/1
W76	2019-08C	Bestand	Nein	-	-	475557	5714336	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W77	2019-08D	Bestand	Nein	-	-	475921	5714606	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W78	1983-10-14 (3)	Bestand	Nein	-	-	477029	5709783	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W79	2019-08I	Bestand	Nein	-	-	476611	5715203	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W80	1983-10-14 (15)	Bestand	Ja	Nein	-	478851	5711366	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W81	1424-07G	Bestand	Nein	-	-	479103	5715527	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	82.0	BM 2000kW	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 1/1
W82	40338-13,42331-19	Bestand	Nein	-	-	479291	5710525	Vestas	V112-3.45 MW	140.0	112.0	3.45 MW LM	0.0	3450	2012	A	20	10	WV 1/1
W83	41889-20-600(WEA 11)	Bestand	Ja	Nein	-	479339	5714785	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10	WV 2/1
W84	02609-10-14 B	Bestand	Nein	-	-	479766	5714736	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1

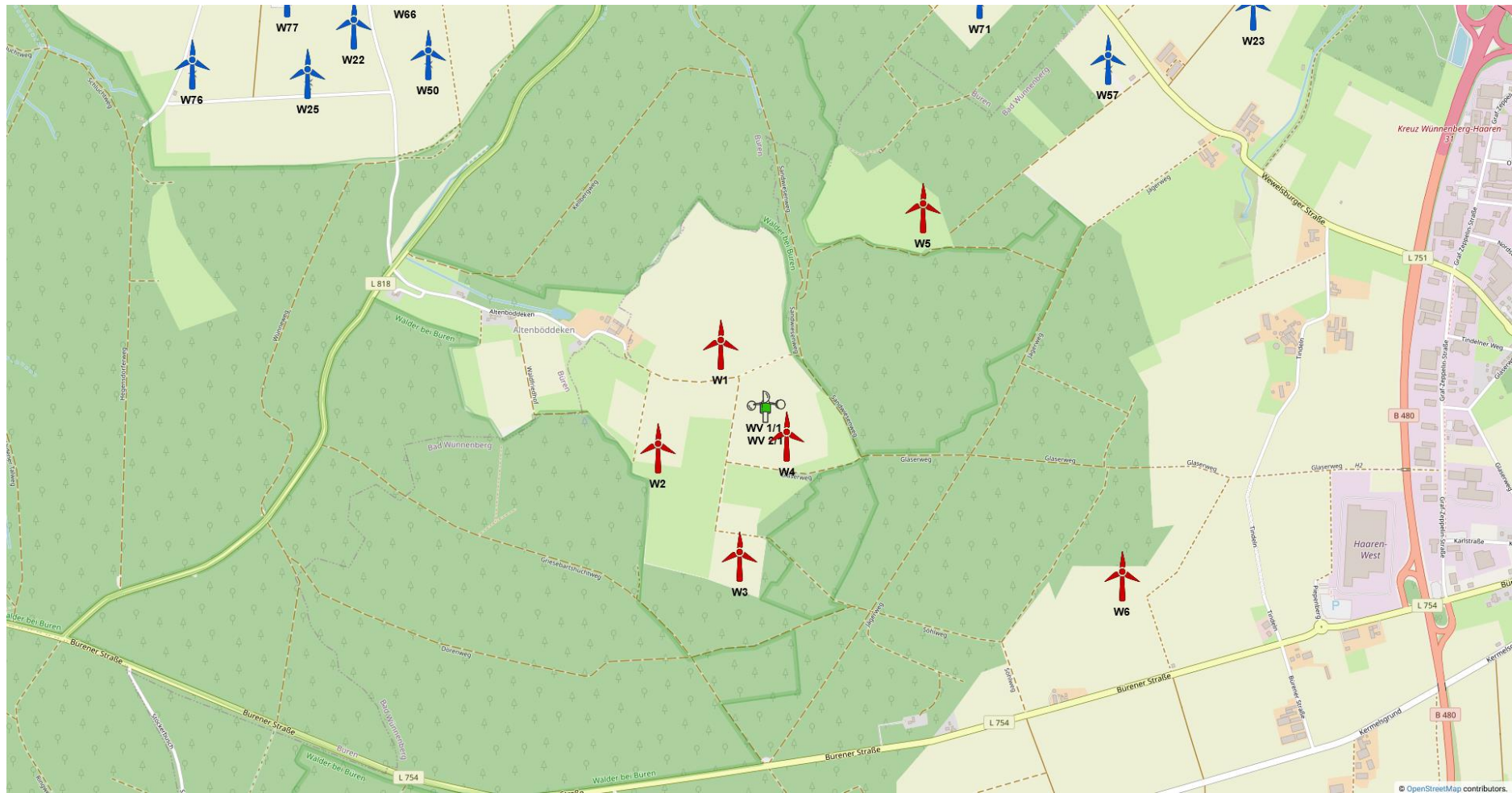
Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH <sup>1</sup> [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	m <sub>max, TP</sub> [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W85	02609-10-14 C	Bestand	Nein	-	-	479713	5715419	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	108.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W86	02609-10-14 D	Bestand	Nein	-	-	480131	5715175	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	108.4	82.0	BM 0 s	0.0	2300	2004	A	20	10	WV 1/1
W87	42091-22	Bestand	Nein	-	-	482394	5712055	Nordex	N149/5700	125.0	149.1	Mode 0	0.0	5700	2012	S	20	14	WV 1/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v <sub>ave, TP</sub> [m/s]	k <sub>TP</sub> [-]	v <sub>m50, TP</sub> [m/s]	TK	δ <sub>TP</sub> [°]	α <sub>TP</sub> [-]	ρ <sub>TP</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	Auslegungslebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	Quelle
W1 & W6	DIBt 2012	S	S	7.1	2.0	39.5	S	8.0	0.25	1.240	25	[24.1, 24.2]
W2 – W5	DIBt 2012	S	S	7.0	2.0	37.6	S	8.0	0.27	1.225	25	[24.2, 24.3]







↑ Neuanlagen  
 ↑ Bestandsanlagen  
 ↑ ↑ Referenzwindverteilung

Abbildung 2.2: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Detailansicht; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

### 3 Vergleich der Windbedingungen

#### 3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten  $\alpha$ . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter  $k$  als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter  $A$  umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf. Wenn mehrere Windverteilungen zu Grunde gelegt wurden, werden diese im Anhang ausgewiesen.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
477727	5713062	119.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			4.27	2.41	3.23	---
NNO   30			4.43	2.55	2.89	---
ONO   60			5.18	2.48	3.86	---
O   90			6.19	2.43	5.29	---
OSO   120			6.86	2.60	6.92	---
SSO   150			7.08	2.50	6.80	---
S   180			8.04	2.65	8.23	---
SSW   210			8.67	2.80	11.99	---
WSW   240			8.65	2.81	17.32	---
W   270			8.18	2.47	17.21	---
WNW   300			6.55	2.32	10.93	---
NNW   330			4.86	2.38	5.33	---
Gesamt			<b>7.36</b>	<b>2.30</b>	<b>100.00</b>	<b>6.52</b>



### 3.2 Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$

#### 3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k = 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i.  $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$   
oder
- ii.  $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$  und  $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter  $k$  mit  $k \neq 2.0$  zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten  $pdf_{NH}$  mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung  $pdf_{TP}$  in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6] bzw.  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung  $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$  erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  und der Formparameter  $k$  der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	$k_{NH}$ [-]	$k_{TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} = 2$ : $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$ : $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 & W6	6.52	7.10	2.30	2.00	0.92	-	Ja	Nein
W2 – W5	7.29	7.00	2.17	2.00	1.04	-	Nein	Ja

#### 3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, NH}$  mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13.1], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsbereichen der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich  $v_{m50}$  mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich  $v_{m50}$  nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen  $v_{m50, TP}$  der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen

Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit  $v_{m50}$  auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ <sub>TP</sub>	GK <sub>TP</sub>	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ <sub>NH</sub>	GK <sub>NH</sub>	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 & W6	S	S	39.50	1	II	33.44	-	Ja	Nein
W2 – W5	S	S	37.60	1	II	35.37	-	Ja	Nein

### 3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein.

Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, wird nicht die in [3] definierte mittlere Turbulenzintensität von 0.20, sondern ebenfalls die in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definierte windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

$v_{hub}$ [m/s]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				S [-]
	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	
2	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	durch den WEA- Hersteller definiert
3	0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	
4	0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	
5	0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	
6	0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	
7	0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	
8	0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	
9	0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	
10	0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	
11	0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	
12	0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	
13	0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	
14	0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	
15	0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	
16	0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	
17	0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	
18	0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	
19	0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	
20	0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	
21	0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	
22	0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	
23	0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	
24	0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	
25	0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	
26	0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	
27	0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	
28	0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	
29	0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	
30	0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

### 3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

#### 3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz  $I_{amb}$  von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13.1] und der Topografie [13.2] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

#### 3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität  $I_{amb}$  beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung  $\sigma$  der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann  $I_{amb}$  direkt, bzw.  $I_{char}$  durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [4, 8] und  $I_{rep}$  durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  [6, 7] zu  $I_{amb}$  ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von  $I_{amb}$  werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge  $z_0$  konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge  $z_0$  abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] 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  $\sigma_\sigma$  unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen  $\sigma_\sigma$  die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität  $I_{rep}$  wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität  $I_{char}$  Anwendung.

### 3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [13.2] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius  $5 z_{hub}$  leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um  $2 z_{hub}$  zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [13.2] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes  $TSI$  für die Geländeneigung und  $TVI$  für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und  $C_{CT}$  nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung $TSI$ [°]			Index der Geländeabweichung $TVI$ [%]		
		L	M	H	L	M	H
$5 z_{hub}$	360	10	15	20	2	4	6
$5 z_{hub}$	30						
$10 z_{hub}$							
$20 z_{hub}$							
		<b>Kategorie</b>					
	<b>L</b>	<b>M</b>			<b>H</b>		
$C_{CT}$	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.



### 3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W4	NH: 169.0 m	$I_{rep}$ [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.132
NNO	30	0.134
ONO	60	0.130
O	90	0.132
OSO	120	0.125
SSO	150	0.137
S	180	0.132
SSW	210	0.137
WSW	240	0.133
W	270	0.131
WNW	300	0.124
NNW	330	0.122

### 3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.3.1 Grundlagen

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 Wöhlerlinienkoeffizient  $m$ . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen  $m = 10$  für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und  $m = 15$  für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität  $\sigma_\sigma$  zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert  $c_t$ , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl  $\lambda$  der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte  $c_t$  und  $\lambda$  sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen  $s$  der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert  $c_t$  abhängig ist. Die anlagenspezifischen  $c_t$  Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von  $I_{eff}$  werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von  $I_{eff}$  berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand  $s$  kleiner  $10 D$  von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand  $s$  aller WEA im Umfeld grösser  $10 D$ , bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes  $s$  von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen  $s$  im Bereich  $3 D \geq s \geq 2 D$  konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen  $s$  von unter  $2.0 D$  sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände  $s$  von unter  $2.0 D$  in Verbindung mit einem großen Nabhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen erforderlich.

Die ermittelten Werte für  $I_{eff}$  werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

### 3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  können sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen  $s$  ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb.

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  wurden keine sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

### 3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 und Tabelle 3.9 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{\text{eff}}$  (vor Zubau)

$V_{\text{hub}}$	W23[A]	W39[A]	W50[A]	W56[A]	W83[A]	Referenz Klasse A
3	0.417	<b>0.421</b>	<b>0.433</b>	0.403	0.404	0.419
4	<b>0.376</b>	<b>0.361</b>	<b>0.402</b>	<b>0.351</b>	<b>0.370</b>	0.344
5	<b>0.313</b>	<b>0.326</b>	<b>0.332</b>	<b>0.322</b>	<b>0.308</b>	0.299
6	<b>0.274</b>	<b>0.301</b>	<b>0.288</b>	<b>0.302</b>	<b>0.270</b>	0.269
7	0.246	<b>0.281</b>	<b>0.259</b>	<b>0.286</b>	0.245	0.248
8	0.226	<b>0.263</b>	<b>0.243</b>	<b>0.270</b>	0.230	0.232
9	0.208	<b>0.252</b>	<b>0.226</b>	<b>0.260</b>	0.215	0.220
10	0.192	<b>0.242</b>	0.209	<b>0.250</b>	0.200	0.210
11	0.178	<b>0.233</b>	0.193	<b>0.241</b>	0.187	0.201
12	0.160	0.177	0.175	0.180	0.168	0.195
13	0.149	0.159	0.161	0.160	0.156	0.189
14	0.142	0.148	0.151	0.148	0.147	0.184
15	0.138	0.140	0.144	0.139	0.141	0.180
16	0.134	0.134	0.138	0.133	0.137	0.176
17	0.131	0.130	0.133	0.129	0.133	0.173
18	0.128	0.126	0.129	0.125	0.130	0.170
19	0.126	0.123	0.126	0.122	0.127	0.167
20	0.124	0.120	0.123	0.119	0.125	0.165
21	0.122	0.117	0.120	0.117	0.123	0.163
22	0.120	0.115	0.118	0.114	0.122	0.161
23	0.119	0.113	0.115	0.112	0.120	0.159
24	0.118	0.111	0.112	0.110	0.119	0.157
25	0.116	0.109	0.109	0.108	0.117	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (nach Zubau, 1. Teil)

$v_{hub}$	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W14[A]	W23[A]	W39[A]	Referenz Klasse A	Referenz Klasse S
3	0.369	0.352	0.341	0.360	0.311	0.322	0.334	0.417	<b>0.421</b>	0.419	0.370
4	0.321	0.301	0.288	0.311	0.258	0.265	0.281	<b>0.376</b>	<b>0.361</b>	0.344	0.340
5	<b>0.312</b>	0.284	0.268	0.299	0.231	0.233	0.251	<b>0.313</b>	<b>0.326</b>	0.299	0.306
6	<b>0.300</b>	0.265	0.247	<b>0.285</b>	0.212	0.211	0.230	<b>0.274</b>	<b>0.301</b>	0.269	0.281
7	<b>0.283</b>	0.245	0.225	<b>0.268</b>	0.198	0.195	0.215	0.246	<b>0.281</b>	0.248	0.260
8	<b>0.269</b>	0.227	0.206	<b>0.254</b>	0.188	0.183	0.202	0.226	<b>0.263</b>	0.232	0.243
9	<b>0.257</b>	0.212	0.191	<b>0.242</b>	0.179	0.173	0.193	0.209	<b>0.252</b>	0.220	0.230
10	<b>0.231</b>	0.189	0.171	<b>0.219</b>	0.169	0.165	0.186	0.192	<b>0.242</b>	0.210	0.216
11	<b>0.215</b>	0.173	0.159	<b>0.204</b>	0.161	0.158	0.179	0.178	<b>0.233</b>	0.201	0.192
12	<b>0.196</b>	0.159	0.149	<b>0.187</b>	0.154	0.153	0.160	0.160	0.177	0.195	0.168
13	<b>0.179</b>	0.148	0.142	<b>0.172</b>	0.147	0.148	0.147	0.149	0.159	0.189	0.158
14	<b>0.167</b>	0.141	0.138	<b>0.161</b>	0.142	0.144	0.140	0.143	0.148	0.184	0.147
15	<b>0.158</b>	0.136	0.134	<b>0.153</b>	0.138	0.140	0.135	0.138	0.140	0.180	0.142
16	<b>0.150</b>	0.132	0.131	<b>0.146</b>	0.134	<b>0.137</b>	0.131	0.134	0.134	0.176	0.136
17	<b>0.144</b>	0.129	0.129	<b>0.141</b>	0.131	<b>0.135</b>	0.127	0.131	0.130	0.173	0.133
18	<b>0.140</b>	0.127	0.127	<b>0.137</b>	0.129	<b>0.132</b>	0.124	0.128	0.126	0.170	0.129
19	<b>0.135</b>	0.125	0.125	<b>0.133</b>	0.127	<b>0.130</b>	0.122	0.126	0.123	0.167	0.127
20	<b>0.131</b>	0.123	0.123	<b>0.130</b>	<b>0.125</b>	<b>0.129</b>	0.119	0.124	0.120	0.165	0.124
21	<b>0.127</b>	0.122	0.121	<b>0.127</b>	0.123	<b>0.127</b>	0.117	0.122	0.117	0.163	0.123
22	<b>0.124</b>	0.120	0.120	<b>0.124</b>	0.121	<b>0.125</b>	0.115	0.120	0.115	0.161	0.122
23	<b>0.122</b>	0.119	0.119	<b>0.121</b>	0.119	<b>0.124</b>	0.113	0.119	0.113	0.159	0.120
24	<b>0.120</b>	0.118	0.118	<b>0.119</b>	0.118	<b>0.123</b>	0.112	0.118	0.111	0.157	0.118
25	<b>0.119</b>	<b>0.117</b>	<b>0.117</b>	<b>0.117</b>	<b>0.117</b>	<b>0.122</b>	0.110	0.116	0.109	0.156	0.116

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{\text{eff}}$  (nach Zubau, 2. Teil)

$v_{\text{hub}}$	W40[A]	W42[A]	W50[A]	W56[A]	W57[A]	W59[A]	W71[A]	W72[A]	W80[A]	W83[A]	Referenz Klasse A
3	0.356	0.370	<b>0.433</b>	0.403	0.338	0.370	0.387	0.351	0.320	0.404	0.419
4	0.305	0.308	<b>0.402</b>	<b>0.351</b>	0.291	0.314	0.327	0.308	0.268	<b>0.370</b>	0.344
5	0.276	0.278	<b>0.332</b>	<b>0.322</b>	0.247	0.281	0.288	0.265	0.237	<b>0.308</b>	0.299
6	0.255	0.261	<b>0.288</b>	<b>0.302</b>	0.221	0.258	0.258	0.239	0.217	<b>0.270</b>	0.269
7	0.239	0.244	<b>0.259</b>	<b>0.286</b>	0.203	0.239	0.232	0.222	0.202	0.245	0.248
8	0.225	0.228	<b>0.243</b>	<b>0.270</b>	0.190	0.222	0.208	0.210	0.189	0.230	0.232
9	0.215	0.217	<b>0.226</b>	<b>0.260</b>	0.180	0.210	0.191	0.201	0.180	0.215	0.220
10	0.205	0.209	0.209	<b>0.250</b>	0.169	0.199	0.174	0.193	0.173	0.200	0.210
11	0.197	0.200	0.193	<b>0.241</b>	0.161	0.189	0.162	0.186	0.166	0.187	0.201
12	0.169	0.178	0.175	0.180	0.151	0.164	0.150	0.162	0.152	0.168	0.195
13	0.151	0.163	0.161	0.160	0.145	0.148	0.143	0.152	0.143	0.156	0.189
14	0.142	0.154	0.151	0.148	0.140	0.140	0.138	0.145	0.138	0.147	0.184
15	0.137	0.148	0.144	0.139	0.135	0.135	0.134	0.139	0.133	0.141	0.180
16	0.132	0.143	0.138	0.133	0.132	0.131	0.131	0.135	0.130	0.137	0.176
17	0.129	0.139	0.133	0.129	0.129	0.127	0.128	0.131	0.127	0.133	0.173
18	0.126	0.135	0.129	0.125	0.126	0.124	0.125	0.127	0.124	0.130	0.170
19	0.123	0.132	0.126	0.122	0.124	0.122	0.123	0.124	0.122	0.127	0.167
20	0.121	0.129	0.123	0.119	0.121	0.119	0.120	0.122	0.120	0.125	0.165
21	0.120	0.127	0.120	0.117	0.119	0.117	0.118	0.119	0.118	0.123	0.163
22	0.118	0.125	0.118	0.114	0.117	0.116	0.116	0.116	0.117	0.122	0.161
23	0.116	0.123	0.115	0.112	0.115	0.114	0.114	0.114	0.115	0.120	0.159
24	0.115	0.122	0.112	0.110	0.114	0.112	0.112	0.112	0.114	0.119	0.157
25	0.113	0.120	0.109	0.108	0.112	0.111	0.110	0.110	0.113	0.117	0.156

### 3.3.3.4 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{hub}$  an den neu geplanten WEA W2 – W5 sowie Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  an den neu geplanten WEA W1 – W6 wird eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers Vestas für diese WEA durchgeführt. Bis zur Vorlage der standortspezifischen Lastrechnung sind die folgenden sektoriellen Betriebseinschränkungen notwendig, um die Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{hub}$  und der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  zu verhindern.

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	160	260	4.5	$V_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	0	359	6.5	15.5	Abschaltung
W2	225	230	24.5	$V_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W3	0	359	6.5	15.5	Abschaltung
W3	225	230	24.5	$V_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W4	0	359	6.5	15.5	Abschaltung
W4	195	270	5.5	$V_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W5

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W5	0	359	6.5	15.5	Abschaltung
W5	220	252	24.5	$V_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W6

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	261	306	15.5	$V_{out}$	Abschaltung

### 3.4 Schräganströmung $\delta$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius  $5 z_{hub}$  vor der WEA und  $2 z_{hub}$  hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung  $\delta_{NH}$  dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	$\delta_{NH}$ [°]
W1	-1.1
W2	-0.3
W3	-0.7
W4	-1.1
W5	0.2
W6	-2.1



### 3.5 Höhenexponent $\alpha$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Bei einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller kann ein alternativer, konservativ abdeckender Höhenexponenten zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.17 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  dar.

*Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  der neu geplanten WEA*

Interne W-Nr.	$\alpha_{NH}$ [-]
W1	0.18
W2	0.17
W3	0.17
W4	0.17
W5	0.17
W6	0.18

### 3.6 Luftdichte $\rho$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte  $\rho_{NH}$  auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte  $\rho_{NH}$  für jede zu untersuchende WEA dar.

*Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho_{NH}$  der neu geplanten WEA*

Interne W-Nr.	$\rho_{NH}$ [kg/m <sup>3</sup> ]
W1	1.191
W2	1.184
W3	1.184
W4	1.184
W5	1.186
W6	1.188

### 3.7 Extreme Turbulenzintensität $I_{ext}$

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$ .

Die folgende Tabelle 3.19 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$  in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$

$v_{hub}$	W1	W2	W3	W4	W5	W6
3	0.432	0.398	0.390	0.401	0.346	0.338
4	0.375	0.344	0.336	0.348	0.290	0.280
5	0.364	0.332	0.322	0.338	0.263	0.249
6	0.346	0.316	0.305	0.322	0.242	0.227
7	0.325	0.296	0.286	0.303	0.225	0.210
8	0.307	0.279	0.270	0.286	0.211	0.197
9	0.292	0.265	0.256	0.271	0.200	0.187
10	0.262	0.238	0.231	0.243	0.186	0.175
11	0.242	0.221	0.214	0.225	0.176	0.167
12	0.220	0.201	0.195	0.203	0.166	0.160
13	0.199	0.183	0.179	0.184	0.157	0.153
14	0.185	0.170	0.167	0.170	0.150	0.148
15	0.174	0.160	0.158	0.160	0.145	0.143
16	0.166	0.153	0.150	0.152	0.141	0.140
17	0.158	0.146	0.144	0.145	0.137	0.137
18	0.153	0.141	0.140	0.140	0.134	0.134
19	0.148	0.137	0.136	0.136	0.132	0.132
20	0.143	0.133	0.132	0.131	0.129	0.130
21	0.139	0.129	0.128	0.127	0.127	0.128
22	0.135	0.125	0.125	0.123	0.125	0.126
23	0.131	0.122	0.122	0.120	0.123	0.124
24	0.129	0.120	0.120	0.118	0.121	0.123
25	0.127	0.118	0.118	0.116	0.120	0.122

## 4 Zusammenfassung

### 4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 und W6 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{hub, NH}}$  im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit  $v_{\text{hub, TP}}$  aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W2 – W5 eine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{hub, NH}}$  im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit  $v_{\text{hub, TP}}$  aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- iii. W1 – W6 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{\text{m50, TP}}$  nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iv. W1 – W6 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W6 unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V162-7.2 MW	119.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4
W2	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4
W3	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4
W4	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4
W5	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4
W6	Vestas	V162-7.2 MW	119.0	0.0	Ja siehe Abschnitt 3.3.3.4

## 4.2 Bestehende WEA

### 4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W14, W40, W42, W57, W59, W71, W72 und W80 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W23, W39, W50, W56 und W83 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W23, W39, W50, W56 und W83 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

### 4.2.2 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W14	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W23	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W39	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	0.0	Ja
W40	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W42	Vestas	V112-3.45 MW	119.0	0.0	Ja
W50	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W56	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	0.0	Ja
W57	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W59	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W71	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	0.0	Ja
W72	Enercon	E-82 / 2.000 kW	138.4	0.0	Ja
W80	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	138.4	0.0	Ja
W83	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja

---

## 5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 16.04.2024 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13.1] und ggf. zu den Höhenlinien [13.2]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
$A$	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
$C_{CT}$	Turbulenzstrukturparameter	[-]
$c_t$	Schubbeiwert	[-]
$D$	Rotordurchmesser	[m]
$FEH$	Fundamenterhöhung	[m]
$h_{WV}$	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
$I_{amb}$	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
$i_c$	Komplexitätsindex	[-]
$I_{char}$	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
$I_{ext}$	Extreme Turbulenzintensität	[-]
$I_{eff}$	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
$I_{rep}$	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
$k$	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
$\lambda$	Schnelllaufzahl	[-]
$m$	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
$NH$	Nabenhöhe	[m]
$p$	Sektorielle Häufigkeit	[%]
$P_N$	Nennleistung	[kW]
$s$	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\tau$	Lebensdauer	[a]
$TSI$	Index der Geländeneigung	[°]
$TVI$	Index der Geländeabweichung	[%]
$v_{ave}$	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{hub}$	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{in}$	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{m50}$	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{out}$	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_r$	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{ref}$	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
$X$	Rechtswert	[m]
$Y$	Hochwert	[m]
$z_0$	Rauigkeitslänge	[m]
$z_{hub}$	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
$\alpha$	Höhenexponent	[-]
$\delta$	Schräganströmung	[°]
$\rho$	Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\sigma_\sigma$	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]



## Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [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] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; 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;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *Energieplan Ost West GmbH & Co.KG; E-Mail mit dem Betreff: „AW: Anfrage Turbulenz und Schall - Projekt Böddecken“ vom 08.03.2024; Eingangsdatenkatalog\_I17-Wind\_S3-Böddecken.xlsx;*
- [22.1] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Böddecken; 24-186-7240398-Rev.00-WV-MEK; 14.03.2024;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Böddecken Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2024-158; 18.04.2024;*
- [24.1] *DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; VESTAS ENVENTUS V162-6.8 / 7.2 MW MIT 119 M NABENHÖHE, WINDZONE S, 25 JAHRE ENTWURFSLEBENSDAUER Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen; L-08867-A052-1B; 07.09.2022;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Documentnr.: 0114-3579 V02; 19.05.2022;*
- [24.3] *DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial; Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen; Vestas EnVentus V162-6.8 / 7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe, Windzone S, 25 Jahre Entwurfslebensdauer; Bericht - Nr.: L-08867-A052-0B; 24.06.2022;*

## Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
477727	5713062	169.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			4.77	2.36	3.41	---
NNO   30			4.94	2.46	3.02	---
ONO   60			5.67	2.41	3.99	---
O   90			6.78	2.31	5.34	---
OSO   120			7.57	2.44	6.82	---
SSO   150			7.64	2.32	6.27	---
S   180			8.88	2.38	7.52	---
SSW   210			9.87	2.54	11.49	---
WSW   240			9.94	2.66	17.45	---
W   270			9.23	2.42	17.75	---
WNW   300			7.32	2.27	11.36	---
NNW   330			5.42	2.34	5.57	---
Gesamt			<b>8.23</b>	<b>2.17</b>	<b>100.00</b>	<b>7.29</b>