



**Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen  
nach DIBt 2012 für den Windpark Hugoldsdorf**

**Deutschland**

**Bericht-Nr.: I17-SE-2020-501**

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

Bericht-Nr.: I17-SE-2020-501

Auftraggeber: ENERCON GmbH  
Dreekamp 5  
D- 26605 Aurich

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG  
Am Westersielzug 11  
25840 Friedrichstadt  
Tel.: 04881 – 936 498 – 0  
Fax.: 04881 – 936 498 – 19  
E-Mail: mail@i17-wind.de  
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 25. Januar 2021

## **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.

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	25.01.2021	Erste Ausgabe	Lenz

---

**Verfasser:**

M. Sc. Kristine Lenz, Sachverständige  
Friedrichstadt, 25.01.2021



**Geprüft:**

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger  
Friedrichstadt, 26.01.2021



**Freigegeben:**

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger  
Friedrichstadt, 26.01.2021



---

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	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten .....	9
1.3	Abweichungen von den Richtlinien.....	10
1.4	Modellunsicherheiten .....	11
2	Aufgabenstellung und Standort .....	12
2.1	Umfang des Gutachtens .....	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA.....	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen .....	15
3.2	Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$ .....	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ .....	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ .....	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität .....	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität .....	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$ .....	21
4	Zusammenfassung.....	27
4.1	Neu geplante WEA .....	27
4.2	Bestehende WEA.....	28
5	Standortbesichtigung .....	29
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	30
	Literaturverzeichnis.....	32

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]..... 14

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration .....	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA .....	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1].....	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] .....	20
Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7] .....	20
Tabelle 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ (vor Zubau) .....	24
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ (nach Zubau).....	25
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung an W1.....	26
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung an W2.....	26
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung an W3.....	26
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung an W4.....	26
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung an W5.....	26
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung an W6.....	26
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	27
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	28

# 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. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um die Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6], jeweils Abschnitt 11.9, erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. 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 Anlage 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  $I_{eff}$ , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

### 1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort 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 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6] erweitert.

- i. Das Maximum bzw. Minimum der Schräganströmung  $\delta$  darf den vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
  - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes aller Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [6] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius  $5z_{hub}$ , erweitert um  $2z_{hub}$  hinter der WEA.
  - (2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] sieht für den Nachweis der Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes mit einem vorgegebenen Wert von  $\pm 8^\circ$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [7] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius  $5z_{hub}$ .
- ii. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha$  darf den vorgegebenen Minimal- bzw. Maximalwert nicht unter- bzw. überschreiten:
  - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes über alle Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von  $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$ , bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.

- (2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes von  $0 \leq \alpha \leq 0.2$  oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho$  darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den Wert  $1.225 \text{ kg/m}^3$  oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten [7]. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Luftdichte die Einhaltung folgender Ungleichung:
- $$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$
- iv. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss nach [7] ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden. Nach [6] ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM in der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlauf-turbulenz, im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.
- v. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten darf den Extremwert nach [7], Kapitel 6.3.2.6 nicht überschreiten. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht diesen Nachweis nicht mehr vor.

### 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 nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 durchgeführt werden. Demnach ist bei einer Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{ave}}$ , oder bei Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ , der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) zu führen. Bei einer Überschreitung der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50}(h)$  ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) 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 die zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN 61400-1:2011-08 [7] und IEC 61400-1 ed.4 [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 und der Extremlasten 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/die Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, ob die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis der Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt.

### 1.3 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] abweichende, 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. 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 [7] und [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{NH}$  der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion  $pdf_{TP}$  der Typenprüfung in einem Bereich von  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7], bzw. in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6] fordert. Die zu prüfenden Bereiche aus [7] und [6] sind in der Regel annähernd deckungsgleich, es wird jedoch immer der von beiden Normen abdeckende Bereich geprüft. 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.
- III. 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. Ist die Leistungskurve der WEA bekannt, hat der Vergleich nach [7] in dem Bereich zwischen  $0.6v_r$  und  $v_{out}$  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  $v_{out}$  nach [7] 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 [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.
- IV. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  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.
- V. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte  $\rho$  wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben. Kann der Nachweis der Standorteignung in Bezug auf die Luftdichte nicht nach [7] geführt werden, erfolgt ggf. eine Überprüfung und eine Bewertung auf Basis der differenzierteren Betrachtung nach [6].

- VI. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten wird entsprechend der IEC 61400-1 ed.4 [6] nicht berücksichtigt.
- VII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- VIII. 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 Modellunsicherheiten**

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 Hersteller 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. Bei älteren Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt.

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 Anlage nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7], bzw. IEC 61400-1 ed.4 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung.

### 2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von fünf WEA des Typs ENERCON E-138 EP3 E2 / 4.200 kW auf 160.0 m Nabenhöhe. Das Standortzentrum liegt nordöstlich der Gemeinde Hugoldsdorf im Landkreis Vorpommern-Rügen in Mecklenburg-Vorpommern.

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 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  $m$  für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1.

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 vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand  $s$  einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.33, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser  $D$ . Dies betrifft die WEA W4 und W5.

### 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	Topografisch komplex	UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH [m]	D [m]	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Betriebsmodus	Prüfgrundlage DIBt	TK	m <sub>max, TP</sub> [-]
					X [m]	Y [m]										
W1	WEA 10	Neu	Ja	Nein	355167	6004699	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W2	WEA 11	Neu	Ja	Nein	355418	6004967	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W3	WEA 12	Neu	Ja	Nein	355575	6005260	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W4	WEA 13	Neu	Ja	Nein	356078	6005259	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W5	WEA 14	Neu	Ja	Nein	355839	6005043	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W6	WEA 9	Bestand	Ja	Nein	355620	6005594	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	0.0	4200	OM01s	2012	A	10
W7	WEA 1	Bestand	Nein	-	353396	6004672	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W8	WEA 2	Bestand	Nein	-	353554	6004411	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W9	WEA 3	Bestand	Ja	Nein	353894	6004445	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W10	WEA 4	Bestand	Nein	-	353661	6004033	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W11	WEA 5	Bestand	Ja	Nein	354090	6004042	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W12	WEA 6	Bestand	Nein	-	354077	6003710	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10
W13	WEA 7	Bestand	Ja	Nein	354566	6004047	ENERCON	E-115 EP3 E3 / 4.200 kW	149.0	115.7	0.0	4200	OM0s	2012	A	10
W14	WEA 8	Bestand	Ja	Nein	354799	6004200	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	126.7	0.0	4000	BM 0 s	2012	A	10

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>ms0, TP</sub> [m/s]	TK	δ <sub>TP</sub> [°]	α <sub>TP</sub> [-]	ρ <sub>TP</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]	ETM	Auslegungslebensdauer [a]	Quelle
W1 – W5	DIBt 2012	2	II	7.71	2.0	38.96	A	8.0	0.2	1.225	A	25	[24]

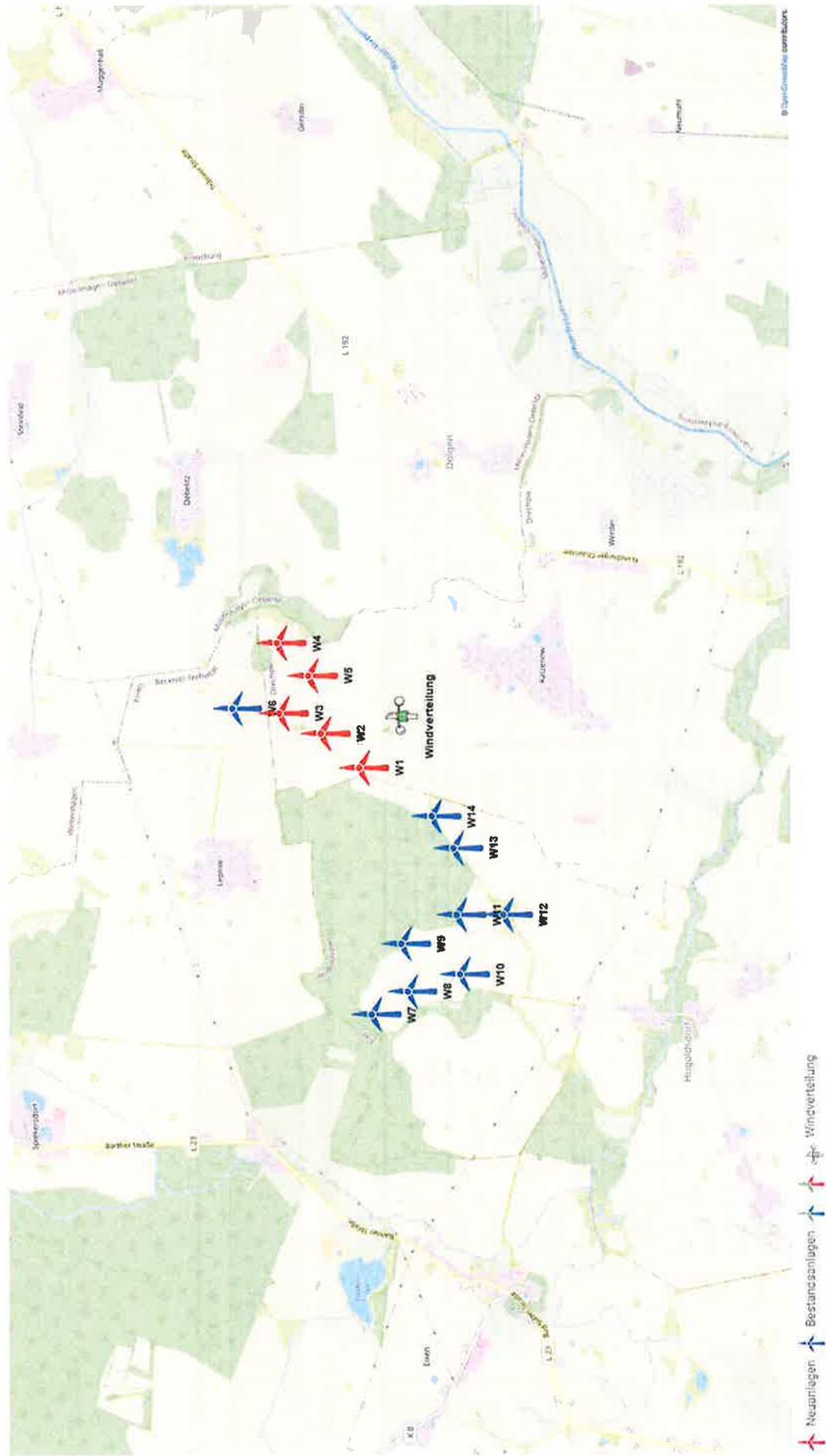


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

### 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.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1]

Höhe: 160 m ü. Grund				A [m/s]	k [-]	p [%]
UTM ETRS89 Zone 33						
X [m]	355526	Y [m]	6004479			
Sektor		Windrichtung [°]				
N		0		7.42	2.006	2.8
NNO		30		6.60	1.822	3.4
ONO		60		8.04	2.225	7.9
O		90		6.93	2.326	8.1
OSO		120		6.83	2.318	6.4
SSO		150		7.06	2.572	8.1
S		180		7.46	2.525	9.1
SSW		210		8.36	2.529	11.4
WSW		240		10.29	2.564	17.4
W		270		9.68	2.096	13.6
WNW		300		8.21	2.072	7.5
NNW		330		9.24	2.037	4.4
<b>Gesamt</b>				<b>8.40</b>	<b>2.135</b>	<b>100.0</b>
$v_{ave}$ [m/s]				<b>7.44</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.  $0.95 < v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$  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  $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$  nach [7], bzw. in einem Bereich von  $v_{ave} - 2v_{ave}$  nach [6]. 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—W5	7.44	7.71	2.14	2.00	0.96	-	Ja	Nein

### 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], 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 – W5	2	II	38.96	3	II	42.85	34.86	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 vier Kategorien, welche in der DIN EN 61400-1:2011-8 [7] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden. Mit der IEC 61400-1 ed.4 [6] wurde eine weitere Turbulenzkategorie A+ eingeführt.

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, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

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 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	IEC 61400-1 ed.4 [6]	DIBt 2012 [1.1]			
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	s [-]
2		0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
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	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

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] und der Topografie [14] 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] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] 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 [14] 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 61400-1:2011-08 [7] auf topografische Komplexität untersucht. Die topografische Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7]

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

Ein Standort wird als topografisch komplex eingestuft, wenn 15 % der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 3.5 nicht erfüllen [7].

### 3.3.2.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters  $C_{CT}$ . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] der Komplexitätsindex  $i_c$  ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 3.6. Bei der Ermittlung von  $i_c$  werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 3.5 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [14] und der übermittelten Windverhältnisse [22.1] berechnet.

Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7]

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

### 3.3.2.5 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.7 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 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W1	NH: 160 m	$I_{rep}$ [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.118
NNO	30	0.125
ONO	60	0.123
O	90	0.127
OSO	120	0.120
SSO	150	0.115
S	180	0.118
SSW	210	0.116
WSW	240	0.120
W	270	0.124
WNW	300	0.129
NNW	330	0.125

### 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 kleiner  $10 D$  von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser  $10 D$ , bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von unter  $2.0 D$  können nicht für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist in jedem Fall eine Abschaltung erforderlich. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens  $2.3 D$  können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen  $2.0 D$  und  $2.3 D$  wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlaufsituation bewertet:

- Der Formparameter der Weibullverteilung  $k$
- Der Energieanteil
- Die Kriterien nach Tabelle 3.5

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastrechnung herangezogen werden können, werden sektorielle Abschaltungen oder Betriebsbeschränkungen gefordert, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

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 sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  können sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus zu geringen Abständen und einer negativen Einzelfallprüfung nach Abschnitt 3.3.3.1 ergeben, oder an bereits bestehenden WEA Bestandteil der Genehmigung 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. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$ .

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

### 3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.8 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 3.9 stellt 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 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{\text{eff}}$  (vor Zubau)

$v_{\text{hub}}$	W9	W11	W13	W14	Referenz Klasse A
3	0.412	0.418	<b>0.464</b>	<b>0.459</b>	0.419
4	<b>0.379</b>	<b>0.382</b>	<b>0.431</b>	<b>0.372</b>	0.344
5	<b>0.313</b>	<b>0.316</b>	<b>0.351</b>	<b>0.324</b>	0.299
6	<b>0.283</b>	<b>0.285</b>	<b>0.315</b>	<b>0.300</b>	0.269
7	<b>0.261</b>	<b>0.261</b>	<b>0.287</b>	<b>0.282</b>	0.248
8	<b>0.240</b>	<b>0.238</b>	<b>0.260</b>	<b>0.264</b>	0.232
9	<b>0.222</b>	0.218	<b>0.236</b>	<b>0.247</b>	0.220
10	0.207	0.201	<b>0.216</b>	<b>0.237</b>	0.210
11	0.190	0.183	0.194	<b>0.222</b>	0.201
12	0.173	0.166	0.173	<b>0.205</b>	0.195
13	0.160	0.153	0.157	0.186	0.189
14	0.150	0.144	0.145	0.171	0.184
15	0.143	0.137	0.137	0.159	0.180
16	0.137	0.131	0.131	0.149	0.176
17	0.132	0.127	0.126	0.141	0.173
18	0.128	0.124	0.122	0.134	0.170
19	0.124	0.121	0.119	0.129	0.167
20	0.121	0.118	0.116	0.125	0.165
21	0.119	0.116	0.114	0.121	0.163
22	0.116	0.114	0.112	0.118	0.161
23	0.114	0.113	0.111	0.116	0.159
24	0.113	0.111	0.109	0.113	0.157
25	0.111	0.110	0.108	0.112	0.156

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (nach Zubau)

$V_{hub}$	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W9	W11	W13	W14	Referenz Klasse
3	0.387	0.430	0.449	0.420	0.448	0.407	0.412	0.418	0.464	0.459	A
4	0.366	0.412	0.435	0.410	0.431	0.395	0.379	0.382	0.431	0.373	0.344
5	0.313	0.354	0.374	0.356	0.370	0.342	0.313	0.316	0.351	0.325	0.299
6	0.270	0.307	0.324	0.311	0.320	0.297	0.283	0.285	0.315	0.300	0.269
7	0.242	0.275	0.289	0.281	0.286	0.265	0.261	0.261	0.287	0.282	0.248
8	0.209	0.237	0.247	0.243	0.245	0.227	0.240	0.238	0.260	0.265	0.232
9	0.187	0.212	0.219	0.218	0.219	0.201	0.222	0.218	0.236	0.247	0.220
10	0.173	0.195	0.200	0.201	0.201	0.183	0.207	0.201	0.216	0.237	0.210
11	0.160	0.180	0.183	0.186	0.186	0.167	0.190	0.183	0.194	0.222	0.201
12	0.150	0.167	0.169	0.174	0.173	0.154	0.173	0.166	0.173	0.205	0.195
13	0.141	0.155	0.155	0.162	0.161	0.142	0.160	0.153	0.157	0.186	0.189
14	0.133	0.145	0.144	0.150	0.150	0.132	0.150	0.144	0.145	0.171	0.184
15	0.128	0.138	0.136	0.143	0.143	0.126	0.143	0.137	0.137	0.159	0.180
16	0.124	0.131	0.129	0.136	0.136	0.121	0.137	0.131	0.131	0.149	0.176
17	0.121	0.127	0.125	0.132	0.132	0.118	0.132	0.127	0.126	0.141	0.173
18	0.118	0.122	0.120	0.126	0.126	0.116	0.128	0.124	0.122	0.134	0.170
19	0.116	0.119	0.118	0.123	0.124	0.114	0.124	0.121	0.119	0.129	0.167
20	0.114	0.116	0.115	0.119	0.120	0.112	0.121	0.118	0.116	0.125	0.165
21	0.112	0.114	0.113	0.116	0.117	0.110	0.119	0.116	0.114	0.121	0.163
22	0.111	0.112	0.111	0.114	0.115	0.109	0.116	0.114	0.112	0.118	0.161
23	0.109	0.110	0.109	0.111	0.113	0.107	0.114	0.113	0.111	0.116	0.159
24	0.108	0.109	0.108	0.109	0.111	0.106	0.113	0.111	0.109	0.113	0.157
25	0.107	0.108	0.107	0.108	0.109	0.105	0.111	0.110	0.108	0.112	0.156

### 3.3.3.4 Geforderte Betriebsbeschränkungen

Die folgenden Betriebsbeschränkungen sind durch die ENERCON GmbH vorgegeben [25], um die Standorteignung der WEA W1 – W6 nachweisen zu können.

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung an W1

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W1	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung an W2

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W2	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung an W3

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W3	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung an W4

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W4	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung an W5

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W5	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung an W6

WEA	Start Intervall [°]	Ende Intervall [°]	Geforderter Betriebsmodus	Windgeschwindigkeitsbereich [m/s]
W6	0	360	Abregelung Blattwinkel <sup>1</sup> : 0.5°	Alle

<sup>1</sup> Der Blattwinkel der Abregelung wird als Deltawert angegeben und muss zum Standardblattwinkel addiert werden [25].

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

Für die WEA W1 – W5 hat eine seitens des Herstellers ENERCON durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W5 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] und der in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W2	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W3	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W4	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W5	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

## 4.2 Bestehende WEA

Die Bestands-WEA W9, W11, W13 und W14 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 W9, W11, W13 und W14 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.

Für die Bestands-WEA W6 hat eine seitens des Herstellers ENERCON durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die Bestands-WEA W6 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] und der in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

*Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA*

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W6	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W9	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	0.0	Ja
W11	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	0.0	Ja
W13	ENERCON	E-115 EP3 E3 / 4.200 kW	149.0	0.0	Ja
W14	ENERCON	E-126 EP3 / 4.000 kW	135.0	0.0	Ja

## 5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 30.11.2020 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] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. 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
IEC	International Electrotechnical Commission
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
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
$A$	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
$C_{CT}$	Turbulenzstrukturparameter	[-]
$c_t$	Schubbeiwert	[-]
$D$	Rotordurchmesser	[m]
$FEH$	Fundamenterhöhung	[m]
$I_{amb}$	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
$i_c$	Komplexitätsindex	[-]
$I_{char}$	Charakteristische 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	[-]
$v_{ave}$	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]

Symbol	Bedeutung	Einheit
$v_{ref}$	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] International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 4.0 International Standard Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements; Februar 2019;
- [7] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;
- [8] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;
- [9] Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;
- [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\_Formular\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 27.09.2018;
- [12] European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;
- [13] European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;
- [14] U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;
- [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] EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;
- [18] EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller;
- [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] EEN GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Hugoldsdorf - 2. und 3. Bauabschnitt - Bitte um Angebot für Revision des 3-er Paketes" vom 17.11.2020; Datei: 2020-09-21\_HUGOLDSORF\_Koordinaten+Eigentümer.xls und E-Mail mit dem Betreff: "WG: Hugoldsdorf/Eixen/Drechow - Windverteilung" vom 20.11.2020;
- [22.1] EEN GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "WG: Hugoldsdorf/Eixen/Drechow - Windverteilung" vom 20.11.2020; Datei: WFE\_EYE\_rev0\_Hugoldsdorf\_6xE-138 EP3 E2\_4.2MW\_160m\_20200825.pdf;
- [22.2] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Drechow; Berichts-Nr.: 20-183-7020457-Rev.00-EX-MS; 03.09.2020;
- [23] I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein S3-Gutachtenpaket oder ein Schall- bzw. Schattenwurfgutachten für den Windpark Hugoldsdorf Deutschland; Bericht-Nr.: I17-SV-2020-285; 02.12.2020;
- [24] TÜV NORD CERT GmbH Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E2 RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E2-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ 2, GK II - Lastannahmen für Turm und Fundament - TÜV NORD Bericht Nr.: 8117142915-1 D V Rev. 2; 14.01.2020;
- [25] ENERCON GmbH; Standortspezifischer Lastvergleich Standorteignung Windpark Hugoldsdorf 3.BA Version 1; Dokument-ID D02226503-0.0; 19.01.2021.

