

# **Gutachtliche Stellungnahme zur Standorteignung von Windenergieanlagen im Windpark Haltern Moddefeld**

Erstellt im Auftrag für

Windpark Haltern Moddefeld GmbH & Co. KG

Metelen

Revision 2

Hamburg, 13.01.2020

Revision	Datum	Änderung
0	04.07.2016	Erste Ausgabe
1	22.03.2017	Einarbeitung der standortspezifischen Lastvergleiche
2	13.01.2020	Änderung der Windparkkonfiguration

**Gegenstand:** Ermittlung der effektiven Turbulenzintensitäten am Standort sowie weiterer Windbedingungen zur Beurteilung der Standorteignung von Windenergieanlagen innerhalb des Windparks Haltern Moddefeld

**Referenz-Nr.:** 2019-WND-077-CXLI-R2

**Auftraggeber:** Windpark Haltern Moddefeld GmbH & Co. KG  
Naendorf 1  
48629 Metelen, Deutschland

**Vom Auftraggeber eingereichte Unterlagen:**

- Lageplan des Windparks /24/
- Koordinaten der zu berücksichtigenden WEA /24/  
(Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32)
- WEA-Spezifikationen inkl. jeweiliger Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der zu berücksichtigenden WEA /24/
- Höhendaten an den Koordinaten der geplanten WEA /24/
- Auszug zur Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit (A- und k-Parameter der Weibullverteilung) /25/
- Extremwindberechnungen für den Standort /26/
- Dokumentation zur Besichtigung des Standortes /27/
- Standortspezifische Lastvergleiche /28/

**Die Ausarbeitung der gutachtlichen Stellungnahme erfolgte durch:**

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin Sachverständiger	Hamburg, 13.01.2020
Geprüft durch	Dr. rer. nat. M. Polster Sachverständige	Hamburg, 13.01.2020

**Für weitere Auskünfte:**

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG  
Dipl.-Ing. (FH) O. Röglin  
Große Bahnstraße 31  
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557 2098

Fax: +49 40 8557 2552

E-Mail: [oroglin@tuev-nord.de](mailto:oroglin@tuev-nord.de)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Grundlagen .....</b>	<b>6</b>
2.1	<i>Nachweis durch vereinfachten Vergleich der Windbedingungen .....</i>	<i>8</i>
2.2	<i>Nachweis durch Vergleich der Lasten .....</i>	<i>11</i>
<b>3</b>	<b>Randbedingungen .....</b>	<b>12</b>
3.1	<i>Windparkkonfiguration.....</i>	<i>12</i>
3.2	<i>Windbedingungen der Auslegung.....</i>	<i>18</i>
3.3	<i>Winddaten am Standort.....</i>	<i>19</i>
<b>4</b>	<b>Durchgeführte Untersuchungen .....</b>	<b>21</b>
4.1	<i>Standortbesichtigung.....</i>	<i>21</i>
4.2	<i>Komplexität des Geländes.....</i>	<i>21</i>
4.3	<i>50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe.....</i>	<i>23</i>
4.4	<i>Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe .....</i>	<i>24</i>
4.5	<i>Umgebungsturbulenzintensität.....</i>	<i>25</i>
4.6	<i>Effektive Turbulenzintensität .....</i>	<i>26</i>
4.7	<i>Weitere Windbedingungen .....</i>	<i>28</i>
4.7.1	<i>Mittlerer Höhenexponent.....</i>	<i>29</i>
4.7.2	<i>Mittlere Luftdichte.....</i>	<i>29</i>
4.7.3	<i>Neigung der Anströmung .....</i>	<i>29</i>
4.8	<i>Modell- und Datenunsicherheiten.....</i>	<i>30</i>
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Bewertung .....</b>	<b>30</b>
<b>6</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>34</b>
<b>7</b>	<b>Literatur- und Quellenangaben.....</b>	<b>36</b>
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung aller Windbedingungen .....</b>	<b>39</b>

## 1 Aufgabenstellung

Am Standort Haltern Moddefeld (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber Errichtung von neun Windenergieanlagen (WEA 1 bis 9). In der Nähe zu den geplanten WEA sind 33 weitere WEA (WEA 10 bis 42) zu berücksichtigen, siehe hierzu Tabelle 1 bzw. Abbildungen 1 bis 3.

Im Rahmen dieser gutachtlichen Stellungnahme ist der Einfluss durch den Zubau der geplanten WEA 1 bis 9 zu bewerten. Alle weiteren WEA am Standort (siehe Tabelle 1) gehen gemäß der vom Auftraggeber vorgegebenen Windparkkonfiguration /24/ als Vorbelastung in die Berechnung ein und sind bei Unterschreitung der in /4/, /5/ festgelegten WEA-Abstände ebenfalls zu bewerten. Es ist daher unerheblich, ob die WEA bereits bestehen oder ob sie sich in der Planungs-, der Genehmigungs- oder in der Bauphase befinden.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist am 30.09.2019 per E-Mail beauftragt worden, die Standorteignung von WEA gemäß Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten. Insbesondere ist hierbei der zusätzlich zur Umgebungsturbulenzintensität wirkende Einfluss der Nachlaufsituationen der WEA am Standort untereinander zu untersuchen. Des Weiteren ist bei WEA, für die eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vorliegt bzw. anzunehmen ist, ein Vergleich weiterer Windbedingungen am Standort mit den jeweiligen zu Grunde liegenden Auslegungswerten der Typen- bzw. Einzelprüfung durchzuführen. Darüber hinaus ist nach /5/ der Ermittlung der Standortbedingungen eine Standortbesichtigung zu Grunde zu legen.

Nach /5/ wird für eine Prüfung der Standorteignung von WEA das Vorliegen einer gültigen Typen- bzw. Einzelprüfung vorausgesetzt. Die Typen- bzw. Einzelprüfung dient als Standsicherheitsnachweis von Turm und Gründung einer WEA und wird ausgestellt, wenn die in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /3/, /4/, /5/ geforderten Dokumente und Berechnungen des Herstellers (insbesondere die Berechnungen der auf Turm und Gründung wirkenden Lasten) durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle geprüft und bestätigt werden. Sollte zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine Typen- bzw. Einzelprüfung für einen bestimmten WEA-Typ vorliegen, so weisen wir unsere Ergebnisse für diese WEA nur unter Vorbehalt aus. Dieser Vorbehalt kann dann entfallen, wenn die in dieser gutachtlichen Stellungnahme zu Grunde gelegten Auslegungswerte durch die Auslegungswerte der mit der Genehmigung eingereichten Typen- bzw. Einzelprüfung abgedeckt werden. Im Folgenden wird nicht mehr ausdrücklich zwischen einer Typen- oder Einzelprüfung unterschieden, sondern vereinfachend nur noch von einer Typenprüfung gesprochen.

Die zu untersuchenden Windbedingungsparameter sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /3/, /4/, /5/ bzw. /7/, /8/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Diese gehen als Basis in die zu berechnenden Auslegungslasten ein, wobei hierbei die Entwurfslebensdauer einer WEA nach /3/, /4/, /5/ mit mindestens 20 Jahren anzunehmen ist. Im Rahmen der nachfolgenden Bewertung der Standorteignung

wird unterstellt, dass die jeweilige Entwurfslebensdauer aller zu bewertenden WEA noch nicht überschritten ist.

WEA mit einer Gesamthöhe von mehr als 50m sind genehmigungsbedürftige Anlagen gem. § 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) /13/ in Verbindung mit Ziff. 1.6 Spalte 2 des Anhangs zur vierten Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) /14/. Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch Nachbar-WEA erhöhte Turbulenzbelastung einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung für eine Turbulenz-Immissionsprognose im Rahmen eines BImSchG-Antrages herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebensdauer von WEA und deren zusätzliche strukturelle Ermüdung infolge von Immissionen zumutbar sind, solange die Standorteignung der WEA hinsichtlich der Auslegungswerte nachzuweisender Windbedingungen oder hinsichtlich der nachzuweisenden Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Die vorliegende gutachtliche Stellungnahme zur Standorteignung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG /13/.

## 2 Grundlagen

WEA sind Umweltbedingungen und elektrischen Einflüssen ausgesetzt, welche die Belastung, die Haltbarkeit und den Betrieb beeinträchtigen können. Die Umweltbedingungen werden weiter in Wind- und andere Umweltbedingungen unterteilt. Für die Integrität der Konstruktion zählen die Windbedingungen zu den primären äußeren Einwirkungen.

Für die Auslegung der WEA im Rahmen einer Typenprüfung nach der jeweils zu Grunde liegenden DIBt-Richtlinie /3/, /4/, /5/ werden Windzonen (WZ) gemäß Windzonenkarte /6/ sowie Turbulenzkategorien gemäß /7/ bzw. /8/ definiert. In Abhängigkeit der gewählten Windzone werden u.a. der Auslegungswert der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  als auch der Auslegungswert des extremen 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren (im Folgenden nur noch 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{50}$  genannt) definiert.

Durch Definition der Windzone und der Turbulenzkategorie ergeben sich die Windbedingungen der Auslegung und somit auch die Auslegungslasten, die im Rahmen einer Typenprüfung zu Grunde gelegt werden. Die Parameter für die Windgeschwindigkeit und die Turbulenz sind so gewählt, dass sie die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch bilden sie nicht die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes ab. Im Rahmen des Prüfverfahrens können daher durchaus auch Fälle eintreten, in denen die Auslegungslasten der Typenprüfung nicht die standortspezifischen Lasten abdecken und die Typenprüfung folglich nicht mehr anwendbar ist. In diesen Fällen kann ggf. ein neuer Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung im Rahmen einer Einzelprüfung geführt werden.

Im Rahmen einer Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ sind die Auslegungswerte der Turbulenzintensität mindestens für die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2004 /7/ nachzuweisen. In der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ wird die im Vergleich zu /4/ (bzw. /7/) nahezu identische Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2011 /8/ nur noch empfohlen. Im Rahmen einer Typenprüfung können daher auch grundsätzlich andere Auslegungswerte der Turbulenzintensität, wie z.B. die niedrigeren Auslegungswerte der Turbulenzkategorien B oder C, zu Grunde gelegt werden. Darüber hinaus können WEA für Fälle mit besonderen Wind- oder externen Bedingungen als S-Klasse definiert werden, in der die Auslegungswerte gesondert vom WEA-Hersteller anzugeben sind.

Die Bewertung der Standorteignung nach /5/ ist für WEA anzuwenden, für die eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vorliegt bzw. anzunehmen ist. Ziel dieser Bewertung ist es, die Anwendbarkeit der Typenprüfung auf den konkreten Standort bereits vor der Errichtung einer WEA nachzuweisen. Für diesen Nachweis werden gemäß Kapitel 16.2 der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zwei vereinfachte Vergleiche als Alternative zu dem in der DIN EN 61400-1:2011 /8/ genannten Verfahren beschrieben:

1. Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen am Standort mit den jeweiligen Windbedingungen der Typenprüfung (siehe Kapitel 2.1).
2. Nachweis durch Vergleich der standortspezifischen Betriebsfestigkeitslasten und/oder der Extremlasten mit den Auslegungslasten der Typenprüfung (siehe Kapitel 2.2).

Des Weiteren ist nach /5/ der Ermittlung der Standortbedingungen eine Standortbeachtung zu Grunde zu legen. Beide vereinfachten Vergleiche dürfen gemäß /5/ nur dann angewandt werden, sofern der Standort nach DIN EN 61400-1:2011 /8/ als nicht orografisch komplex anzusehen ist. Ist der Standort hingegen orografisch komplex, so sind für den Nachweis der Integrität der Konstruktion mindestens die folgenden Windbedingungen für den Standort zu ermitteln /8/:

- 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{50}$ ,
- Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Dichtefunktion) im Bereich von  $0,2$  bis  $0,4v_{ref}$ ,
- Turbulenzintensität der Umgebung und der im Nachlauf benachbarter WEA auf Nabenhöhe von  $0,2$  bis  $0,4v_{ref}$ ,
- Höhenexponent  $\alpha$  für das exponentielle Windprofil,
- mittlere Dichte der Luft  $\rho$  für Windgeschwindigkeiten  $\geq v_{Nenn}$ ,
- Neigung der Anströmung  $\varphi_{Inkl.}$ ,
- extreme Turbulenzintensität.

Bei WEA, für die eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ vorliegt, erfolgt gemäß Kapitel 6.3.3 der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ die Bewertung der Standorteignung allein durch den Nachweis der Standsicherheit hinsichtlich der Auslegungswerte der

Turbulenzintensität. Verglichen mit dem Verfahren nach /4/ ist eine Bewertung nach /5/ somit deutlich umfangreicher.

## **2.1 Nachweis durch vereinfachten Vergleich der Windbedingungen**

Ist der Standort nach DIN EN 61400-1:2011 als nicht orografisch komplex anzusehen, so kann die Standorteignung von WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, nach dem Verfahren gemäß Kapitel 16.2.b der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ durch einen vereinfachten Vergleich der folgenden standort-spezifischen Windbedingungen mit den Windbedingungen der Auslegung gemäß Typenprüfung erfolgen:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$ ,
- effektive Turbulenzintensität  $I_{eff}$  auf Nabenhöhe zwischen Windgeschwindigkeiten von 0,2 und  $0,4v_{ref}$ ,
- Windzone des Standortes gemäß Windzonenkarte /6/ oder falls diese nicht durch die Windzone der Auslegung gemäß Typenprüfung abgedeckt wird die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{50}$ .

Der Ermittlung dieser Standortbedingungen ist für WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, eine Standortbesichtigung zu Grunde zu legen /5/ (siehe Kapitel 4.1).

Werden die Windbedingungen am Standort durch die Windbedingungen der Typenprüfung abgedeckt, ist die Standorteignung der WEA (auch hinsichtlich des Einflusses der WEA untereinander) nachgewiesen. Sollten hingegen eine oder mehrere Windbedingungen am Standort die Windbedingungen der Typenprüfung nicht abdecken, so kann die Standorteignung der WEA ggf. auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten und/oder auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden (siehe Kapitel 2.2).

Die Bewertung der Standorteignung bei WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ zu betrachten und zu bewerten sind oder für die eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 1995 /3/ vorliegt, kann weiterhin gemäß Kapitel 6.3.3 der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ durchgeführt werden. Für diese WEA ist demnach standortspezifisch zu untersuchen, ob durch lokale Turbulenzerhöhungen infolge der Einflüsse benachbarter WEA die Auslegungswerte der Turbulenzintensität überschritten werden, also ob die Standsicherheit hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität gewährleistet ist. Je nach Bewertungsstatus der WEA wird von uns hierbei eine aufgrund der Komplexität des Geländes erhöhte Umgebungsturbulenz berücksichtigt oder nicht (siehe Kapitel 4.2).

Benachbarte WEA üben untereinander nur auf die Turbulenzintensität und nicht auf die übrigen Windbedingungen einen lasterhöhenden Einfluss aus. Von daher liegt es nahe, dass für WEA, die als Vorbelastung in die Berechnung eingehen und nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, analog zur DIBt-Richtlinie 2004 /4/ nur die lokalen Turbulenzerhöhungen infolge der Einflüsse be-



nachbarter WEA zu bewerten sind. Genau genommen deckt die Turbulenzintensität die im vereinfachten Verfahren der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ genannten Betriebsfestigkeitslasten jedoch nicht vollständig ab. Gesetzt den Fall, dass sich durch den Zubau die Turbulenzbelastung an WEA, die nach /5/ zu betrachten und zu bewerten sind und als Vorbelastung in die Berechnung eingehen, erhöht, ist demnach auch die Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  erforderlich. In Hinsicht auf Extremlasten setzen wir für WEA, die als Vorbelastung in die Berechnung eingehen und nach /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, einen abdeckenden Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{50}$  bzw. einen abdeckenden Lastvergleich der Extremlasten voraus.

Während die Windgeschwindigkeit am Standort durch benachbarte WEA nicht erhöht wird, nimmt die Belastung infolge lokaler Turbulenzerhöhungen, die auf die einzelne WEA im Windpark einwirkt, zu. Dieser Einfluss ist dann nach /4/ bzw. /5/ zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser  $D$  bezogene dimensionslose Abstand  $s_i$  der jeweils größeren WEA zur benachbarten WEA für typische küstennahe Standorte ( $v_{50} \geq 45\text{m/s}$ ) kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte ( $v_{50} \leq 40\text{m/s}$ ) kleiner gleich acht beträgt. In der Betrachtung der Turbulenzbelastung weisen wir dabei konservativ immer die Ergebnisse im Einflussbereich bis  $8D$ , bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser der benachbarten WEA, aus.

In /15/ ist das Verfahren nach Frandsen (2007) beschrieben, um den Einfluss mehrerer, unterschiedlich weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Das dort verwendete Modell wird sowohl im nationalen als auch im internationalen Regelwerk empfohlen /4/, /5/ bzw. /8/, /9/. Die Bewertung in /15/ erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  und stellt für jede Windgeschwindigkeit die mittlere Turbulenzintensität dar, die über die gesamte Lebensdauer der WEA die gleiche Materialermüdung verursacht, wie die am Standort auftretenden variierenden Turbulenzintensitäten. Sie bewertet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch Nachlaufeffekte induzierte Belastung. Die effektive Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  ist eine materialspezifische Ersatzgröße und somit abhängig vom zu Grunde gelegten materialspezifischen Exponenten der Wöhlerlinie  $m$ .

Bei der Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  ist nach /4/, /5/ bzw. /8/ für die Umgebungsturbulenz eine entsprechende Unsicherheit zu berücksichtigen (siehe Kapitel 4.5).

Gegenüber der in /15/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das dort beschriebene Verfahren nach Frandsen (2007) zur Ermittlung der Turbulenzerhöhungen in der Nachlaufströmung benachbarter WEA mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

In seiner allgemeinen Definition enthält das in /8/ bzw. /15/ beschriebene Verfahren zur Ermittlung der Turbulenzintensität im Nachlauf der WEA einen Schätzwert für den anlagenspezifischen Parameter  $c_T$  (Schubbeiwert der WEA). Für die Ermittlung der maximalen Turbulenz im Nachlauf einer WEA auf Nabenhöhe (totale Turbulenzinten-

sität  $I_T$ ) nach dem Modell von Frandsen (2007), berücksichtigen wir abweichend hierzu die anlagenspezifischen Schubbeiwerte der jeweiligen WEA. Neben einer besseren Abbildung der realen Verhältnisse wird damit auch eine Unterschätzung der im Nachlauf produzierten Turbulenz in bestimmten Fällen vermieden, da nach unseren Untersuchungen insbesondere für Multi-Megawatt-WEA der Schätzwert für den Schubbeiwert  $c_T$  im Bereich des Erreichens der Nennwindgeschwindigkeit  $v_{Nenn}$  in der Regel nicht abdeckend ist. Die berechneten oder gemessenen Schubbeiwerte  $c_T$  werden uns seitens des WEA-Herstellers zur Verfügung gestellt und werden von uns als richtig vorausgesetzt. Liegen uns für insbesondere ältere WEA keine Schubbeiwerte  $c_T$  vor, so verwenden wir den in /8/ als allgemeingültig definierten windgeschwindigkeitsabhängigen Wert von  $c_T = 7 \text{ m/s} / v$ . In /2/ sind eine Reihe von weiteren Modellen zur Ermittlung der totalen Turbulenzintensität beschrieben. Diese decken jedoch im Gegensatz zum Modell von Frandsen (2007) die in /2/ durchgeführten Messungen nur teilweise ab und werden daher nicht von uns verwendet. Des Weiteren wird in /4/, /5/ bzw. /8/ bisher nur das Verfahren nach Frandsen empfohlen.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /8/ bzw. /15/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten mit erhöhten Turbulenzintensitäten behafteten Nachlaufs (far wake) zu Grunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe WEA-Abstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit berechnet.

Unter Beachtung eines sich ausdehnenden Nachlaufs wird auch die Verminderung der geometrischen Nachlaufwahrscheinlichkeit aufgrund resultierender Höhenunterschiede zwischen benachbarten WEA berücksichtigt. Die Ermittlung der Höhenunterschiede in vertikaler Richtung erfolgt nach einem konservativen Ansatz unter gleichzeitiger Einbeziehung der WEA-Nabenhöhen sowie der vorhandenen Höhendaten (z.B. /17/, /18/). Die Ausdehnung des Nachlaufs basiert auf einem in /15/ beschriebenen Nachlaufmodell von Frandsen, bei dem sich der Nachlauf in Abhängigkeit des WEA-spezifischen Schubbeiwertes  $c_T$  und somit auch windgeschwindigkeitsabhängig erweitert. Insbesondere bei niedrigen Windgeschwindigkeiten weist der Nachlauf im unmittelbaren Nahbereich bereits eine deutlich größere Ausdehnung als der Rotor selbst auf.

Nach /8/ ist eine Reduktion der mittleren Windgeschwindigkeit innerhalb des Windparks und somit auch die hieraus resultierenden lokalen Turbulenzerhöhungen nur bei WEA-Abständen von weniger als  $10D$  in den Berechnungen zu berücksichtigen. Bei einer größeren Entfernung als  $10D$  muss somit nicht mehr von einem turbulenz erhöhenden Einfluss ausgegangen werden. Für jede WEA wird ein turbulenz erhöhender Einfluss daher nur von benachbarten WEA mit einer geringeren Entfernung als  $10D$  berücksichtigt.

Nach unseren Erfahrungen liefern die zur Anwendung kommenden Modelle zur Berechnung der Turbulenzintensität bei WEA-Abständen unterhalb von etwa  $2,5D$  nur begrenzt belastbare Ergebnisse an den der erhöhten Turbulenz der Nachlaufströmung ausgesetzten benachbarten WEA. Bei Einhaltung entsprechender Kriterien können bei Unterschreitungen von  $2,5D$  im Einzelfall dennoch belastbare Aussagen zur Standorteignung getroffen werden. Sollte aus Sicht der nachlaufverursachenden WEA ein WEA-Abstand von ca.  $2,0D$  unterschritten werden, weisen wir die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität für diese benachbarte WEA nicht mehr aus.

## **2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten**

Werden eine oder mehrere standortspezifische Windbedingungen nicht durch die Windbedingungen der Typenprüfung abgedeckt, so ist es gemäß Kapitel 16.2.c der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ ggf. möglich, die Standorteignung der WEA auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten und/oder auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleiches der Extremlasten nachzuweisen. Dieser ist verglichen zum Nachweis durch einen vereinfachten Vergleich der Windbedingungen (siehe Kapitel 2.1) im Allgemeinen sehr aufwändig. Für den Fall, dass die standortspezifischen Lasten unterhalb oder auf dem Niveau der Auslegungslasten liegen, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zu Grunde gelegt wurden, ist die Standsicherheit, also auch die Standorteignung der WEA, lastseitig gewährleistet. Sollten die standortspezifischen Lasten oberhalb der Auslegungslasten der Typenprüfung liegen, kann die Standorteignung der betroffenen WEA nicht nachgewiesen werden.

Neben den windgeschwindigkeitsabhängig ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  gehen gemäß Kapitel 16.2.a der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ weitere Windbedingungen (u.a. auch die standortspezifische, mittlere Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$ ) als Eingangsgrößen in den Lastvergleich der Betriebsfestigkeitslasten ein. Sind die übrigen Windbedingungen am Standort niedriger als die Windbedingungen der Auslegung, so ist ein Nachweis der Standorteignung trotz Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensitäten oft möglich. Gemäß Kapitel 16.2.c.i der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ müssen im Falle eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten für WEA, die nach /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, die effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  mindestens von  $v_{in}$  bis  $0,4v_{50}$  vorliegen. Für Windgeschwindigkeiten, bei denen die effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  in dieser gutachtlichen Stellungnahme nicht abgedeckt sind, müssen diese für die Bestimmung der Betriebsfestigkeitslasten als konstant mit dem Wert für die größte ermittelte Windgeschwindigkeit angenommen werden.

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, können die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  bei zu geringen WEA-Abständen nach unseren Erfahrungen nur noch begrenzt belastbar sein. Wird dies durch unsere Einzelfallprüfung bestätigt, empfehlen wir, die von uns ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten am Standort nicht im Rahmen eines standortspezifischen Lastvergleiches zu verwenden.

Ist für WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, ein Lastvergleich auf Basis der Betriebsfestigkeitslasten durchzuführen, sind hierfür die in Kapitel 16.2.a der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ aufgeführten Windbedingungen zu ermitteln. Für einen Lastvergleich auf Basis der Extremlasten sind hingegen extreme Windbedingungen zu ermitteln. Ist der Standort für WEA, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu Grunde gelegt wird, nach DIN EN 61400-1:2011 /8/ als orografisch komplex anzusehen, so ist der Nachweis der Standorteignung für WEA durch den Nachweis der Integrität der Konstruktion nach /8/ durchzuführen. Als ein weiterer zu den in Kapitel 16.2.a der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ genannten Windbedingungen muss hierfür die Neigung der Anströmung  $\varphi_{inkl.}$  sowie die extreme Turbulenzintensität ermittelt werden.

Bei WEA, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ zu Grunde gelegt wird, darf der Lastvergleich der Betriebsfestigkeitslasten, unabhängig von der Komplexität des Geländes, nach /7/ durchgeführt werden.







### 3 Randbedingungen

#### 3.1 Windparkkonfiguration

In Tabelle 1 bzw. in den Abbildungen 1 bis 3 sind die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration dargestellt /24/.














Die Bezeichnung der einzelnen WEA in dieser gutachtlichen Stellungnahme bezieht sich auf die laufende Nummer, die aus Tabelle 1 ersichtlich ist.

Im Rahmen der nachfolgenden Bewertung werden keine Betriebsbeschränkungen von WEA berücksichtigt.

Ifd. WEA- Nr.	WEA- Bezeich- nung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P <sub>Nenn</sub> [MW]	D [m]	NH [m]
		Rechts- wert	Hoch- wert				
 1	WEA 1 Moddefeld	378490	5776515	Vestas V162	5,60	162,0	169,0 <sup>1</sup>
 2	WEA 2 Moddefeld	378919	5776419	Vestas V150	5,60	150,0	169,0 <sup>1</sup>
 3	WEA 3 Moddefeld	379273	5777034	Vestas V162	5,60	162,0	151,0 <sup>1</sup>
 4	WEA 4 Moddefeld	379335	5776596	Vestas V150	5,60	150,0	169,0 <sup>1</sup>
 5	WEA 5 Moddefeld	379754	5776774	Vestas V162	5,60	162,0	169,0 <sup>1</sup>
 6	WEA 6 Moddefeld	380183	5776580	Vestas V150	5,60	150,0	151,0 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Die angegebenen Höhen beinhalten Fundamenterhöhungen von 3,0m

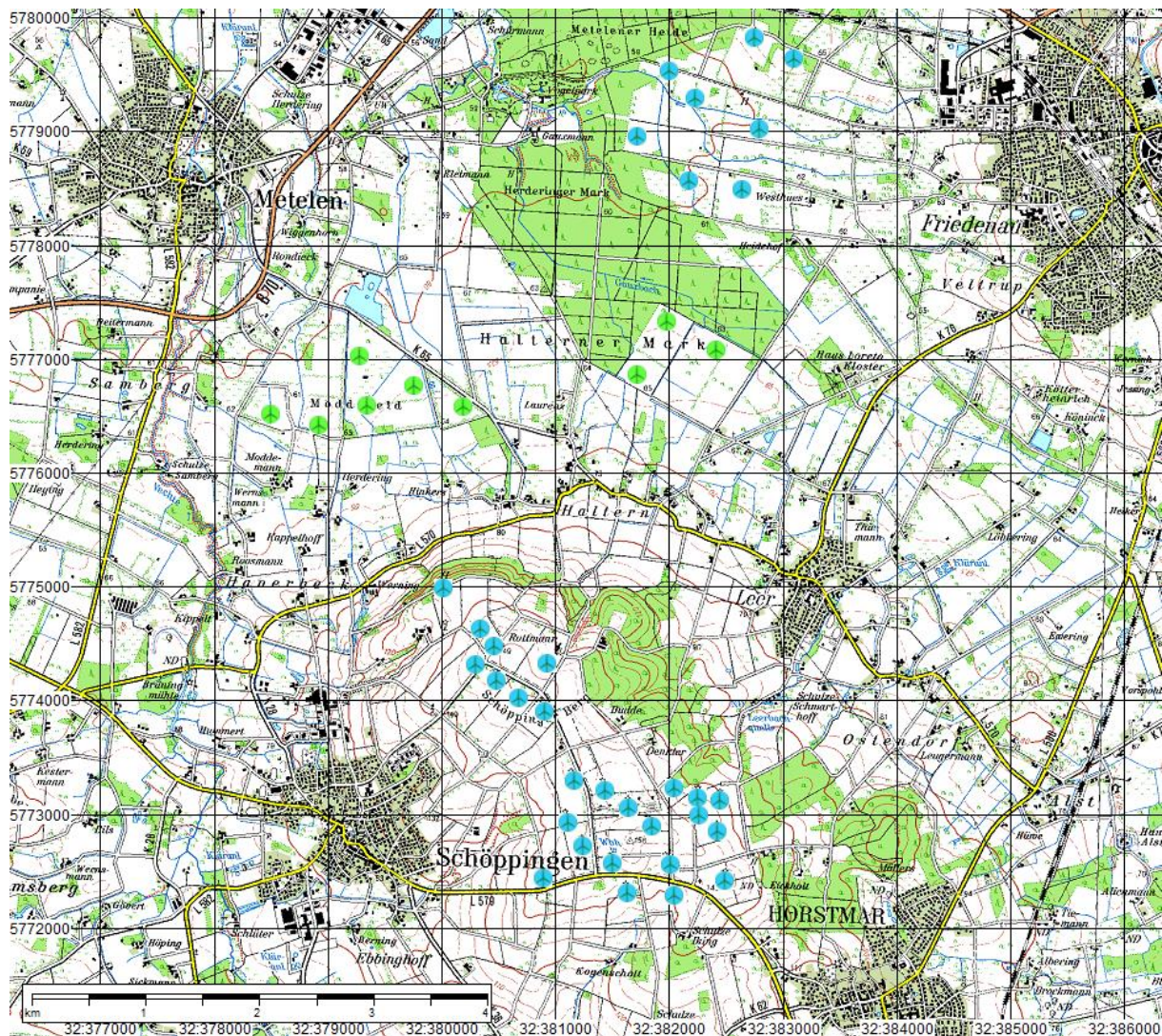
Ifd. WEA- Nr.	WEA- Bezeich- nung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P <sub>Nenn</sub> [MW]	D [m]	NH [m]
		Rechts- wert	Hoch- wert				
 7	WEA 7 Haltern	381713	5776866	Vestas V162	5,60	162,0	169,0 <sup>1</sup>
 8	WEA 8 Haltern	381976	5777330	Vestas V162	5,60	162,0	169,0 <sup>1</sup>
 9	WEA 9 Haltern	382409	5777081	Vestas V162	5,60	162,0	169,0 <sup>1</sup>
 10	WEA 10	380016	5774994	ENERCON E-82 E2	2,30	82,0	98,4
 11	WEA 11	380294	5774319	ENERCON E-48	0,80	48,0	76,0
 12	WEA 12	380336	5774633	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 13	WEA 13	380452	5774482	ENERCON E-40/5.40	0,50	40,3	50,0
 14	WEA 14	380480	5774179	ENERCON E-82 E2	2,30	82,0	98,4
 15	WEA 15	380676	5774027	ENERCON E-82 E2	2,30	82,0	98,4
 16	WEA 16	380903	5773910	ENERCON E-82 E2	2,30	82,0	98,4
 17	WEA 17	380923	5774325	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 18	WEA 18	382740	5779828	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 19	WEA 19	383094	5779642	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 20	WEA 20	381996	5779537	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 21	WEA 21	382217	5779300	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 22	WEA 22	382788	5779022	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 23	WEA 23	381716	5778962	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 24	WEA 24	382166	5778576	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 25	WEA 25	382641	5778488	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0
 26	WEA 26	380891	5772448	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 27	WEA 27	381109	5772931	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 28	WEA 28	381155	5773294	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0

Ifd. WEA- Nr.	WEA- Bezeich- nung	Koordinaten [m]		WEA-Typ	P <sub>Nenn</sub> [MW]	D [m]	NH [m]
		Rechts- wert	Hoch- wert				
 29	WEA 29	381234	5772722	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 30	WEA 30	381437	5773214	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 31	WEA 31	381495	5772576	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 32	WEA 32	381633	5773058	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 33	WEA 33	381630	5772310	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 34	WEA 34	381840	5772897	ENERCON E-40/5.40	0,50	40,3	50,0
 35	WEA 35	382002	5772568	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 36	WEA 36	382035	5773234	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 37	WEA 37	382034	5772293	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 38	WEA 38	382244	5773145	ENERCON E-18	0,08	18,0	34,0
 39	WEA 39	382252	5772998	ENERCON E-18	0,08	18,0	34,0
 40	WEA 40	382415	5772857	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 41	WEA 41	382437	5773125	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0
 42	WEA 42	382485	5772426	ENERCON E-66/18.70	1,80	70,4	98,0

**Tabelle 1:** Windparkkonfiguration (Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32)

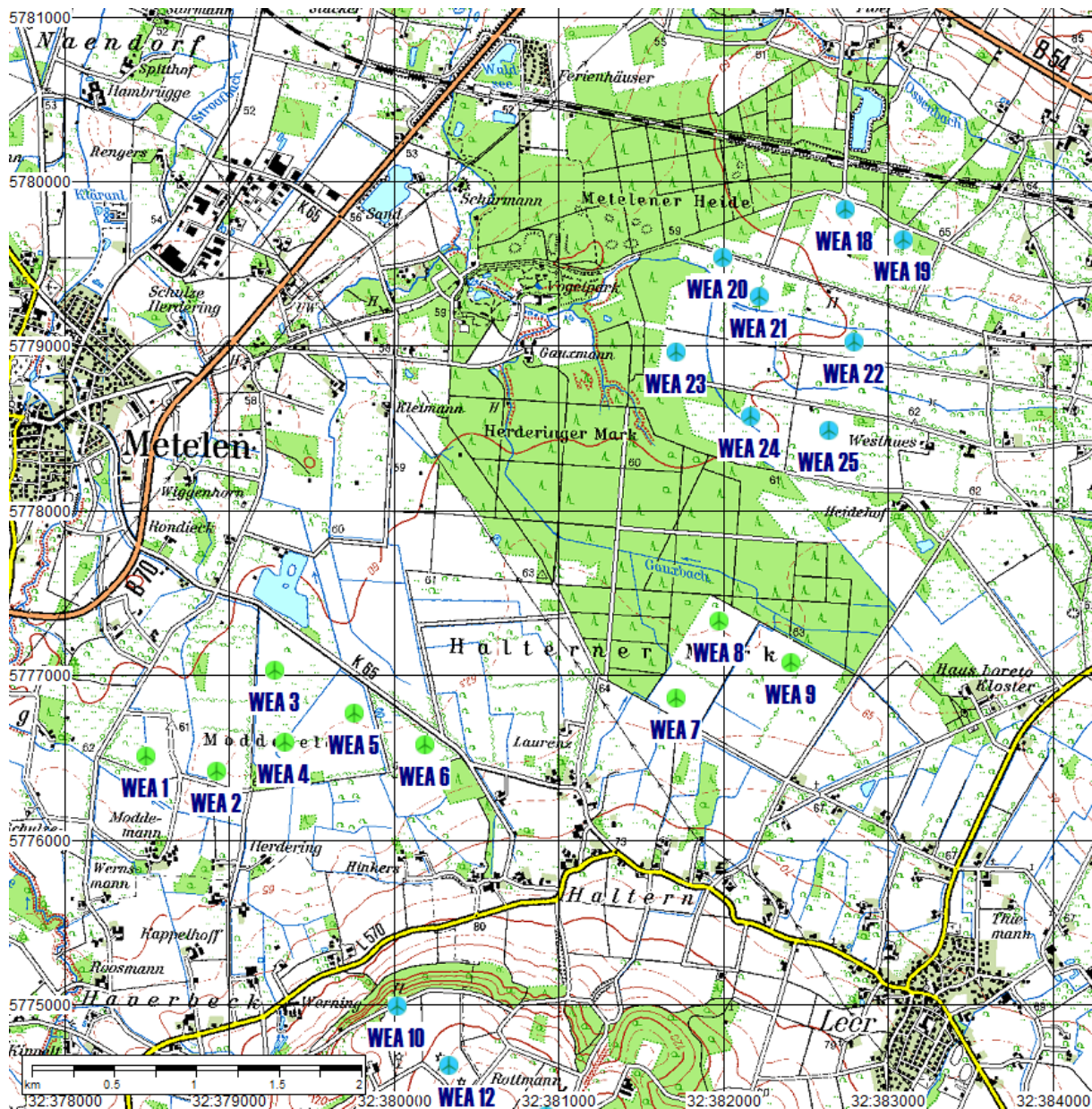
Da sich der Windpark über ein Gebiet von etwa 4,6km x 7,5km erstreckt, wird der Windpark aus Darstellungsgründen auf insgesamt drei Lageplänen dargestellt (Abbildungen 1 bis 3).





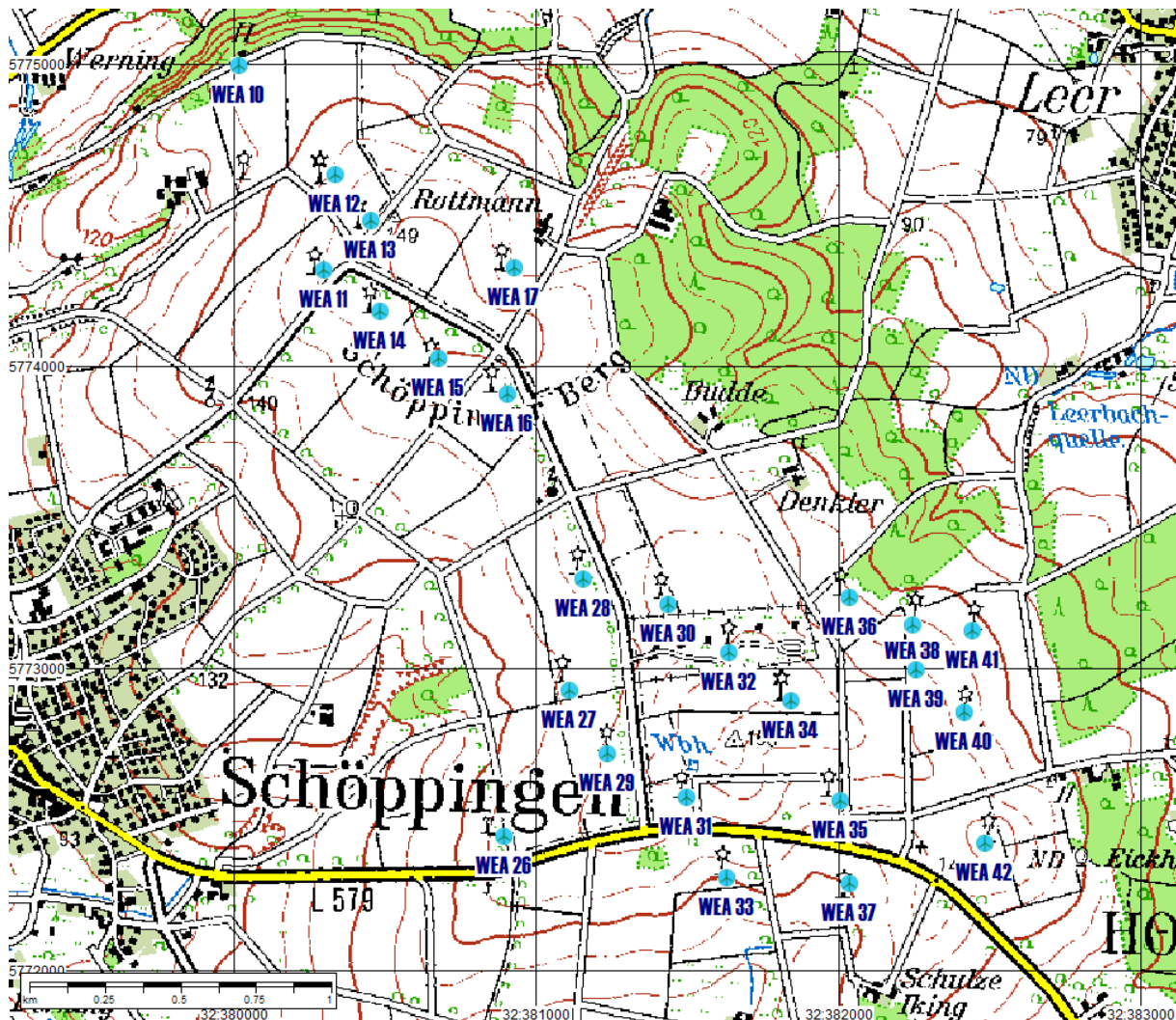
**Abbildung 1:** Lage des Windparks (Übersichtskarte), Auszug topografische Karte 1:50.000 (verkleinerte Darstellung) /17/





**Abbildung 2:** Lage des Windparks (nördlicher Ausschnitt), Auszug topografische Karte 1:50.000 (vergrößerte Darstellung) /17/





**Abbildung 3:** Lage des Windparks (südlicher Ausschnitt), Auszug topografische Karte 1:50.000 (vergrößerte Darstellung) /17/

Der geringste auf den jeweils größeren Rotordurchmesser bezogene dimensionslose Abstand  $s_i$  zwischen zwei WEA, von denen mindestens eine WEA vom Auftraggeber neu geplant ist, liegt bei  $2,72D_{Vestas V162}$ . Dies betrifft die WEA 1 und 2 mit einem Abstand von ca. 441m.









Es werden alle WEA mit einem auf den jeweils größeren Rotordurchmesser  $D$  bezogenen dimensionslosen Abstand  $s_i$  von kleiner  $8D$  zu den neu geplanten WEA in die nachfolgenden Betrachtungen einbezogen (siehe Kapitel 2.1). In die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität gehen alle WEA aus Tabelle 1 ein. Der Abstand der WEA 10 bis 23 und 25 bis 42 zu den neu geplanten WEA 1 bis 9 ist größer acht Rotordurchmesser. Demzufolge erfolgt für diese WEA keine Bewertung der Standorteignung.



### 3.2 Windbedingungen der Auslegung

Gemäß des in Kapitel 16.2.b der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ beschriebenen vereinfachten Vergleichs der Windbedingungen am Standort auf jeweiliger Nabenhöhe sind für geplante WEA neben der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  sowie die Windzone des Standortes gemäß Windzonenkarte /6/ bzw. die 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{50}$  mit den jeweiligen Auslegungswerten der Typenprüfung zu vergleichen (siehe Kapitel 2.1). Die Ermittlung und Bewertung dieser Windbedingungen am Standort erfolgt in den nachfolgenden Kapiteln.

In Tabelle 2 sind für die WEA, deren Standorteignung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu beurteilen ist, die für den vereinfachten Vergleich notwendigen Windbedingungen der Auslegung dargestellt. Hierbei beziehen wir uns wenn möglich auf Dokumente des jeweiligen WEA-Herstellers, denen die jeweiligen Windbedingungen der Auslegung direkt entnommen werden können. Die in Kapitel 7 zitierten Quellenangaben der verwendeten Windbedingungen der Auslegung können ggf. von den Dokumenten, die im späteren Genehmigungsverfahren bei der zuständigen Genehmigungsstelle eingereicht werden, abweichen. Werden die in Tabelle 2 zu Grunde gelegten Auslegungswerte jedoch weiterhin durch die Auslegungswerte der mit der Genehmigung eingereichten Typenprüfung abgedeckt, behalten die in dieser gutachtlichen Stellungnahme getroffenen Aussagen zur Standorteignung von WEA weiterhin Ihre Gültigkeit.

Für die WEA des Typs Vestas V162, 5,60MW mit 148,0m bzw. 166,0m NH (WEA 1, 3, 5 und 7 bis 9) liegt derzeit noch keine gültige Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vor. Deren Auslegungswerte gelten daher nur vorbehaltlich. In Tabelle 2 sind die betroffenen WEA entsprechend markiert (#).

Lfd. WEA-Nr.	Windzone (WZ) und Geländekategorie (GK) der Typenprüfung	Turbulenzkategorie nach DIN EN 61400-1:2011	$v_m$ [m/s]	$v_{ref}$ [m/s]	Ref.
 1#	WZ S	S	7,50	37,60	/33/, /34/
 2	WZ S	S	7,50	37,60	/30/, /31/, /32/
 3#	WZ S	S	7,30	37,00	/33/, /34/
 4	WZ S	S	7,50	37,60	/30/, /31/, /32/
 5#	WZ S	S	7,50	37,60	/33/, /34/
 6	WZ S	S	7,30	37,00	/29/, /31/, /32/
 7#	WZ S	S	7,50	37,60	/33/, /34/
 8#	WZ S	S	7,50	37,60	/33/, /34/

Lfd. WEA- Nr.	Windzone (WZ) und Geländekategorie (GK) der Typenprüfung	Turbulenzkategorie nach DIN EN 61400-1:2011	$v_m$ [m/s]	$v_{ref}$ [m/s]	Ref.
 9#	WZ S	S	7,50	37,60	/33/, /34/
 24	WZ 2, GK II /6/	A	7,50	39,36	/35/

**Tabelle 2:** Auslegungswerte für die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu beurteilenden WEA

### 3.3 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und die Weibullverteilung wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt /25/ und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Haltern Moddefeld vorausgesetzt.

In /25/ sind die Winddaten für insgesamt zwei Referenzpunkte mit den Koordinaten 379325 / 5776730 und 382165 / 5776934 (Koordinatensystem: UTM, ETRS89, Zone 32) für jeweils zwei Höhen angegeben (149,0m und 159,0m) und werden in unseren Berechnungen dementsprechend verwendet. Die Referenzpunkte der Winddaten liegen zwischen den geplanten WEA 1 bis 6 bzw. zwischen den geplanten WEA 7 bis 9. Die Winddaten sind in Tabelle 3 bzw. Abbildung 4 beispielhaft für den Referenzpunkt 379325 / 5776730 für eine Höhe von 159,0m ü. Grund dargestellt.

Für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  am Standort empfehlen wir zwischen der Referenzhöhe der Winddaten und der Nabenhöhe der zu bewertenden WEA eine maximale Höhendifferenz von etwa 20m.

Der Vergleich der vorliegenden Winddaten in Hinblick auf die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit mit den Nabenhöhen der zu bewertenden WEA zeigt, dass die von uns empfohlene Höhendifferenz von etwa 20m nicht überschritten wird. Unter Voraussetzung der Richtigkeit der Winddaten /25/ kann somit davon ausgegangen werden, dass Ungenauigkeiten bei deren Umrechnung auf andere Höhen für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität am Standort vernachlässigbar sind.

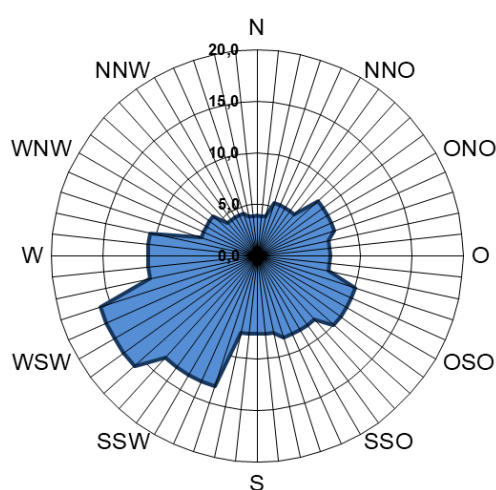
Die Bestimmung der standortspezifischen, mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  am Standort ist für WEA erforderlich, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten sind, und erfolgt im vorliegenden Fall auf Basis der eingereichten Winddaten /25/. Die Umrechnung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  für die geplanten WEA 1, 2, 4, 5 und 7 bis 9 von 159,0m auf 169,0m erfolgt unter Verwendung eines konservativ hohen mittleren Höhenexponenten von  $\alpha = 0,35$ .

Die Umrechnung der eingereichten Winddaten /25/ auf andere Höhen erfolgt für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  durch Bestimmung des mittleren Hö-

henexponenten für das exponentielle Windprofil ( $\alpha$ ) auf Basis der am Standort ermittelten Rauigkeitsklassifizierung (siehe Kapitel 4.5).

Richtungssektoren	Relative Häufigkeit [-] (1 $\pm$ 100%)	Weibullverteilung	
		A [m/s]	k [-]
N	0,039	4,92	2,178
NNO	0,054	5,39	2,166
ONO	0,079	7,74	2,264
O	0,071	7,21	2,428
OSO	0,100	5,52	2,467
SSO	0,083	4,93	2,303
S	0,076	7,64	2,432
SSW	0,133	10,17	2,811
WSW	0,160	9,97	2,607
W	0,106	8,03	2,275
WNW	0,057	6,27	2,459
NNW	0,043	5,53	2,338
<b>Gesamt (alle Sektoren)</b>	<b>1,001</b>	<b>7,55</b>	<b>2,037</b>
<b>mittlere Jahreswindgeschwindigkeit <math>v_m</math> [m/s]</b>		<b>6,69</b>	

**Tabelle 3:** Winddaten am Standort Haltern Moddefeld (Bezugshöhe 159,0m ü. Grund) /25/



**Abbildung 4:** Relative Häufigkeit der Windrichtung am Standort Haltern Moddefeld in Prozent (Bezugshöhe 159,0m ü. Grund) /25/

## 4 Durchgeführte Untersuchungen

### 4.1 Standortbesichtigung

Gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ ist der Ermittlung der Standortbedingungen eine Standortbesichtigung zu Grunde zu legen. Die Gegebenheiten vor Ort müssen entsprechend aufgenommen und anhand von Fotos der Standortumgebung (360° Rundumansicht) dokumentiert werden.

Während der Standortbesichtigung sollen einzelne, ausgeprägte Hindernisse in der nahen Umgebung der zu bewertenden WEA, die sich in Form erhöhter Turbulenzen auf benachbarte WEA auswirken können und durch eine übliche Rauigkeitsklassifizierung (siehe Kapitel 4.5) i.d.R. nicht erfasst werden können, aufgenommen werden. Des Weiteren muss zur Ermittlung der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{50}$  die Geländekategorie (GK) nach DIN EN 1991-1-4/NA /6/ bestimmt werden. Zu den ausgeprägten Hindernissen, die bei der Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität gesondert zu bewerten sind, zählen insbesondere

- große Einzelstrukturen (z.B. Gebäude, Türme, o.ä.),
- ausgeprägte Waldkanten,
- steile bzw. grobe Geländekanten (z.B. Abhänge, Tagebau, o.ä.).

Die Standortbesichtigung wurde von Herrn H. Konert der Windpark Haltern Moddefeld GmbH & Co. KG am 11.10.2019 durchgeführt und die Gegebenheiten vor Ort entsprechend aufgenommen und dokumentiert /27/. Hierbei wurden in der unmittelbaren Umgebung des Standortes keine ausgeprägten Hindernisse festgestellt.

Das Gelände am Standort lässt sich nach DIN EN 1991-1-4 bzw. DIN EN 1991-1-4/NA /6/ in GK II einordnen.

### 4.2 Komplexität des Geländes

In der nachfolgenden Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität erfolgt die Bewertung der Komplexität des Geländes für alle zu bewertenden WEA nach der aktuellen, im Februar 2019 in Kraft getretenen, IEC 61400-1, Ed. 4 /10/. Diese wird die derzeit gültige DIN EN 61400-1:2011 /8/ (bzw. IEC 61400-1, Ed. 3 /9/) ablösen.

In orografisch strukturiertem Gelände können große Höhendifferenzen und Geländesteigungen zu erhöhten Umgebungsturbulenzen führen. Die Kriterien zur Bewertung der Komplexität des Geländes durch Definition von insgesamt 37 an das Gelände angenäherten Ebenen sind in der IEC 61400-1, Ed. 4 /10/ erläutert. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen und der vertikalen Abweichung zwischen den angenäherten Ebenen und der tatsächlichen Geländeorografie sowie des jeweiligen Anteils der Windenergie aus diesem Sektor, ergeben sich Indizes für die Geländeneigung und für die vertikale Geländeabweichung. Überschreitet mindestens einer der Indizes die in Tabelle 4 aufgeführten Grenzwerte, so gilt das Gelände als kom-



plex und es muss für den Nachweis der Integrität der Konstruktion mit Bezug auf die Winddaten für diesen Sektor eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  erfasst werden /10/. Je nachdem, welches Limit hierbei überschritten wird, ergibt sich eine Komplexitätskategorie von L, M oder H, der ein entsprechender Turbulenzstrukturparameter von  $C_{CT} = 1,05$  (L),  $1,10$  (M) oder  $1,15$  (H) zuzuordnen ist.

Radius der Kreisfläche um die WEA	Sektor-amplitude der an das Gelände angenäher-ten Ebene	Grenzwert (unteres Limit)					
		Index für Geländenei-gung			Index für vertikale Geländeabweichung		
		L	M	H	L	M	H
5 • z <sub>hub</sub>	360°	10°	15°	20°	2 %	4 %	6 %
5 • z <sub>hub</sub>	30°						
10 • z <sub>hub</sub>							
20 • z <sub>hub</sub>							

**Tabelle 4:** Bewertungskriterien der Komplexität des Geländes /10/

Zur Bewertung nach den in Tabelle 4 genannten Kriterien werden auf Basis von Höhendaten /17/ an die Orografie angenäherte geneigte Ebenen nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate definiert.

Die Bewertung der Komplexität des Geländes erfolgt für alle zu bewertenden WEA, für die eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vorliegt bzw. anzunehmen ist. Darüber hinaus bewerten wir die Komplexität des Geländes für geplante WEA, denen eine Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2004 /4/ zu Grunde liegt und für bestehende WEA mit einer Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2004 /4/, bei denen im damaligen Genehmigungsverfahren eine Bewertung der Komplexität des Geländes erfolgt ist. Kann anhand der vom Auftraggeber eingereichten Unterlagen die damalige Bewertungsgrundlage von bestehenden WEA nicht oder nur unvollständig festgestellt werden, nehmen wir im konservativen Ansatz eine Bewertung der Komplexität des Geländes ebenso für diese WEA vor.

In unserer nachfolgenden Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität erfolgt für die WEA 1 bis 9 und 24 eine Bewertung der Komplexität des Geländes nach /10/.

Am Standort Haltern Moddefeld werden an den WEA 1 bis 9 und 24 keine der in der Tabelle 4 genannten Komplexitätskriterien überschritten, so dass kein erhöhter Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  zur Erhöhung der Umgebungsturbulenzintensität berücksichtigt wird. Des Weiteren darf der Nachweis der Standorteignung für WEA, die im Rahmen dieser gutachtlichen Stellungnahme nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ betrachtet und bewertet werden, nach dem in /5/ beschriebenen vereinfachten Vergleich durchgeführt werden.

### 4.3 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe










Gemäß Kapitel 16.2.b.iii der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ ist der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{50}$  zunächst durch einen Vergleich der Windzone des Standortes gemäß Windzonenkarte /6/ mit der Windzone der Auslegung gemäß Typenprüfung möglich. Wird die Windzone des Standortes nicht abgedeckt, so ist die direkte Bestimmung von  $v_{50}$  erforderlich. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, erfolgt ein Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{50}$  nur für geplante WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ betrachtet und bewertet werden und nicht für WEA, die als Vorbelastung in die Berechnung eingehen.

Der Standort Haltern Moddefeld (Nordrhein-Westfalen) liegt nach /21/ in der Windzone 2 gemäß Windzonenkarte /6/. Die Geländekategorie lässt sich gemäß Kapitel 4.1 in GK II einordnen.

In Tabelle 2 sind die Windzonen der Auslegung der nachzuweisenden WEA angegeben. Die Windzonen der Auslegung der WEA 1 bis 9 des Typs Vestas V150, 5,60MW und Vestas V162, 5,60MW mit 148,0m bzw. 166,0m NH sind gesondert als S-Klasse angegeben, so dass ein Vergleich mit der Windzone des Standortes nicht durchgeführt werden kann. Für die WEA 1 bis 9 wurde somit in /26/ die jeweilige 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{50}$  ermittelt.

Die jeweilige 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{50}$  am Standort der WEA 1 bis 9 ist in /26/ angegeben. Die in /26/ angegebenen 50-Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_{50}$  wurden von uns nicht geprüft und werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt.

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die in /26/ angegebenen 50-Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_{50}$  dargestellt.

Lfd. WEA-Nr.	WEA-Typ	$P_{\text{Nenn}}$ [MW]	D [m]	NH [m]	$v_{50}$ [m/s]
 1	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	29,3
 2	Vestas V150	5,60	150,0	169,0	29,3
 3	Vestas V162	5,60	162,0	151,0	29,0
 4	Vestas V150	5,60	150,0	169,0	29,3
 5	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	29,3
 6	Vestas V150	5,60	150,0	151,0	29,0
 7	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	29,0
 8	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	29,0
 9	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	29,0











**Tabelle 5:** 50-Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_{50}$  für nachzuweisende WEA am Standort Haltern Moddefeld /26/

#### 4.4 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Für den in /5/ aufgeführten vereinfachten Vergleich der Windbedingungen am Standort mit den jeweiligen Auslegungswerten zur Beurteilung der Standorteignung, ist gemäß Kapitel 16.2.b.i die Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$  notwendig. Die Bestimmung von  $v_m$  erfolgt für WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ betrachtet und bewertet werden.

Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$  wird auf Basis der eingereichten Winddaten /25/ direkt entnommen bzw. bei geringfügigen Höhendifferenzen umgerechnet (siehe Kapitel 3.3).

In der nachfolgenden Tabelle 6 sind für WEA, die nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ betrachtet und bewertet werden, die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_m$  und die dazugehörigen mittleren Formparameter der Weibullverteilung  $k$  dargestellt. Bei Umrechnung des mittleren Formparameters der Weibullverteilung  $k$  auf andere Höhen wird angenommen, dass sich dieser mit der Höhe nicht verändert. Die Umrechnung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $v_m$  für die geplanten WEA 1, 2, 4, 5 und 7 bis 9 erfolgt unter Verwendung eines konservativ hohen mittleren Höhenexponenten von  $\alpha = 0,35$ .

Lfd. WEA-Nr.	WEA-Typ	$P_{\text{Nenn}}$ [MW]	D [m]	NH [m]	$v_m$ [m/s]	k [-]
 1	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	6,83	2,037
 2	Vestas V150	5,60	150,0	169,0	6,83	2,037
 3	Vestas V162	5,60	162,0	151,0	6,58	2,045
 4	Vestas V150	5,60	150,0	169,0	6,83	2,037
 5	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	6,83	2,037
 6	Vestas V150	5,60	150,0	151,0	6,58	2,045
 7	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	6,77	2,049
 8	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	6,77	2,049
 9	Vestas V162	5,60	162,0	169,0	6,77	2,049
 24	Nordex N131/3000	3,00	131,0	134,0	6,32	2,053

**Tabelle 6:** mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_m$  und zugehörige mittlere Formparameter der Weibullverteilung  $k$  für nachzuweisende WEA am Standort Haltern Moddefeld /25/

Gemäß Kapitel 16.2.b.i der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ muss die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$  der WEA um mindestens 5% kleiner als gemäß dem Auslegungswert der zu Grunde gelegten Typenprüfung sein. Für mittlere Formparameter der Weibullverteilung  $k \geq 2$  ist hingegen auch eine größere mittlere Jah-



reswindgeschwindigkeit erlaubt, wenn diese noch unterhalb dem Auslegungswert der zu Grunde gelegten Typenprüfung liegt.

#### **4.5 Umgebungsturbulenzintensität**

Die Turbulenzintensität definiert allgemein das Verhältnis der Standardabweichung  $\sigma$  der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert bezogen auf ein Intervall von 600s (10min). Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei ausschließlich die Turbulenz der freien Strömung ohne den Einfluss von WEA.

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern die charakteristische Turbulenzintensität  $I_{\text{char}}$  /4/ bzw. die repräsentative Turbulenzintensität  $I_{\text{rep}}$  /5/ zu Grunde zu legen. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich dabei aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Da die mittlere Umgebungsturbulenzintensität im Folgenden rechnerisch ermittelt wird, bilden wir die charakteristische Turbulenzintensität gemäß /11/ durch Multiplikation der mittleren Umgebungsturbulenzintensität mit dem Faktor 1,2. Die in /5/ definierte repräsentative Turbulenzintensität  $I_{\text{rep}}$  (90%-Quantil) ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der 1,28fachen Standardabweichung. Dies entspricht der Multiplikation der rechnerisch ermittelten mittleren Umgebungsturbulenzintensität mit dem Faktor 1,256.

Im Bereich der atmosphärischen Bodengrenzschicht ergibt sich die zu berücksichtigende Umgebungsturbulenzintensität im Wesentlichen aus dem Einfluss der Rauigkeitselemente des Bodens wie Bäumen, Büschen, Bauwerken etc. Hierzu erfolgt eine Typisierung von Geländeoberflächen hinsichtlich ihres Bewuchses, ihrer Bebauung und Nutzung auf Basis detaillierter Satellitendaten zur Bodenbedeckung /1/, wobei Geländeabschnitte bis 25km Entfernung um jeden WEA-Standort einbezogen werden. Ggf. kann die Typisierung auf Basis der amtlichen topografischen Karten /17/ erfolgen bzw. angepasst werden. Den einzelnen Geländeabschnitten werden anschließend Rauigkeitsklassen gemäß den Empfehlungen des für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Europäischen Windatlanten /16/ zugeordnet. Der Einfluss der verschiedenen Geländeabschnitte wird abhängig vom Abstand zum jeweiligen WEA-Standort in zwölf Richtungssektoren à 30° bewertet, wodurch sich gewichtete mittlere Werte für die Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden von uns die charakteristischen bzw. repräsentativen Turbulenzintensitäten auf Basis der Empfehlungen aus /20/ für jeden einzelnen WEA-Standort bestimmt. Die charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend programmintern für die verschiedenen Richtungen, Windgeschwindigkeiten und Nabenhöhen ermittelt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) /8/. In der nachfolgenden Tabelle 7 sind beispielhaft die Werte der charakteristischen und re-

präsentativen Turbulenzintensität für eine Nabenhöhe und Windgeschwindigkeit aufgeführt. Diese Werte berücksichtigen noch keinen ggf. anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter  $C_{CT}$  für orografisch komplex anzusehende Standorte zur Erhöhung der Umgebungsturbulenz (siehe Kapitel 4.2).

Richtungssektoren	Charakteristische Turbulenzintensität [%]	Repräsentative Turbulenzintensität [%]
N	10,6	11,1
NNO	11,8	12,4
ONO	11,5	12,0
O	10,6	11,1
OSO	9,9	10,4
SSO	10,6	11,1
S	10,2	10,7
SSW	10,0	10,5
WSW	9,9	10,4
W	10,1	10,6
WNW	10,4	10,9
NNW	10,2	10,7

**Tabelle 7:** Beispielhafte Werte der charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensität am Standort Haltern Moddefeld für die Koordinaten 380228 / 5776799 (Koordinatensystem: UTM ETRS89, Zone 32), Bezugswerte:  $v = 15\text{m/s}$ ,  $z = 169,0\text{m}$

## 4.6 Effektive Turbulenzintensität

Das verwendete Berechnungsverfahren für die effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe ist in Kapitel 2.1 beschrieben. Für den materialspezifischen Exponenten der Wöhlerlinie  $m$  wird die Strukturkomponente der WEA mit dem höchsten Exponenten zu Grunde gelegt. Daraus ergibt sich vereinfacht für allgemein gebräuchliche WEA ein Wert von  $m = 10 / 19 /$  für glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) mit einem Fasergehalt von mindestens 30 Vol.-% und höchstens 55 Vol.-% /12/. Für kohlenstofffaserverstärkte Kunststoffe (CFK) mit einem Fasergehalt von mindestens 50 Vol.-% und höchstens 60 Vol.-% und einer Epoxidharzmatrix wird ein Wert von  $m = 14$  vorgeschlagen /12/. Bei hiervon abweichenden Fasergehalten oder Matrixharzen müssen ggf. herstellersistenspezifische materialspezifische Exponenten der Wöhlerlinie verwendet werden. Ebenso können WEA-Hersteller nachweisen, dass auch unter Verwendung geringerer materialspezifischer Exponenten der Wöhlerlinie der Vergleich der Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten mit den Auslegungswerten für einen strukturellen Ermüdungsnachweis zulässig ist.

Entsprechend der Definition der Turbulenzintensität steigt ihr Wert mit abnehmender Windgeschwindigkeit an. Diesem physikalischen Umstand tragen die DIBt-Richtlinien

2004 /4/ und 2012 /5/ Rechnung, indem sie die Auslegungswerte für die Turbulenzintensität windgeschwindigkeitsabhängig definieren.

Für die WEA 1 bis 9 und 24, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu Grunde gelegt wird bzw. unter Vorbehalt unterstellt werden kann, sind die windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität in Tabelle 8 maßgeblich für eine Bewertung der Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität. Als Teil der Auslegung bezieht sich die DIBt-Richtlinie 2012 /5/ bzw. /8/ auf die repräsentative Turbulenzintensität  $I_{rep}$ .












Der Vergleich der Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität für WEA, die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinien 2012 /5/ oder 2004 /4/ besitzen, erfolgt mit den jeweils zu Grunde gelegten Auslegungswerten. Sollten Auslegungswerte von der Turbulenzkategorie A nach /8/ bzw. /7/ abweichen, werden die WEA in Tabelle 8 farblich markiert.

Der Nachweis der Integrität der WEA in Bezug auf den Auslegungswert der Turbulenzintensität ist nach /5/ bzw. /8/ für den Bereich vom 0,2fachen bis zum 0,4fachen der Referenzwindgeschwindigkeit  $v_{ref}$  zu führen. Für den Standort Haltern Moddefeld ist dabei für alle in dieser Berechnung betrachteten Nabenhöhen ein Windgeschwindigkeitsbereich von 5 bis 20m/s abdeckend und wird entsprechend in Tabelle 8 aufgeführt.

Für die WEA des Typs Vestas V162, 5,60MW mit 148,0m bzw. 166,0m NH (WEA 1, 3, 5 und 7 bis 9) liegt derzeit noch keine gültige Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vor. Deren Auslegungswerte gelten daher nur vorbehaltlich. In Tabelle 8 sind die betroffenen WEA entsprechend markiert (#).

Im Falle von Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zu Grunde zu legen sind, sind diese in Tabelle 8 jeweils fett und kursiv gedruckt.

In die Betrachtung der effektiven Turbulenzintensität werden nur WEA mit einem auf den jeweils größeren Rotordurchmesser  $D$  bezogenen dimensionslosen Abstand  $s_i$  von kleiner acht Rotordurchmesser zu den neu geplanten WEA einbezogen (siehe Kapitel 3.1).

DIBt-Richtlinie		DIBt 2012							
Windgeschwindigkeit [m/s]		4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
Auslegungswert [%] IEC, Ed. 3 /8/ (Kurve A)		29,9	24,8	22,0	20,1	18,9	18,0	17,3	16,7
Auslegungswert [%] Vestas V150, 5,6MW /32/		33,4	28,4	25,2	20,7	16,9	15,4	14,5	13,9
Auslegungswert [%] Vestas V162, 5,6MW /34/		33,4	28,4	25,2	20,7	16,9	15,4	14,5	13,9
lfd. WEA-Nr.	Ergebnisse [%] auf NH der WEA								
<b>vor</b> dem Zubau der WEA 1 bis 9									
	24	23,2	20,7	18,3	15,0	13,3	12,4	12,0	11,7
<b>nach</b> dem Zubau der WEA 1 bis 9									
	1 <sup>#</sup>	23,2	21,3	19,9	17,1	14,0	12,0	10,9	10,3
	2	24,6	23,1	22,2	19,3	16,2	14,1	12,6	11,5
	3 <sup>#</sup>	24,1	22,2	20,9	18,2	15,3	13,5	12,3	11,4
	4	25,2	23,6	22,9	20,4	<b>17,5</b>	<b>15,6</b>	14,2	12,9
	5 <sup>#</sup>	24,6	22,9	22,1	20,0	<b>17,1</b>	15,3	14,0	12,8
	6	22,8	20,9	19,4	16,0	13,4	12,0	11,1	10,5
	7 <sup>#</sup>	22,2	19,7	18,0	14,9	12,6	11,4	10,7	10,2
	8 <sup>#</sup>	23,7	21,9	21,0	18,2	15,8	14,2	13,1	12,1
	9 <sup>#</sup>	23,2	21,1	19,5	16,3	13,8	12,4	11,6	11,0
	24	23,3	20,8	18,4	15,2	13,4	12,5	12,0	11,7

**Tabelle 8:** Ergebnisse für die effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe (DIBt 2012 /5/)

## 4.7 Weitere Windbedingungen

Ist der Standort gemäß den in Kapitel 4.2 durchgeführten Untersuchungen als orografisch komplex anzusehen, so muss der Nachweis der Standorteignung für WEA, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu Grunde gelegt wird, durch den Nachweis der Integrität der Konstruktion nach /8/ durchgeführt werden. Hierfür sind die in Kapitel 2 dargestellten Windbedingungen für den Standort zu ermitteln. Die Bestimmung weiterer Windbedingungen kann ebenso erforderlich sein, wenn eine oder mehrere standortspezifische Windbedingungen des vereinfachten Vergleiches nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ nicht durch die Windbedingungen der Typenprüfung abgedeckt werden und die Standorteignung der WEA daher auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleiches durchgeführt werden soll. Für diesen Vergleich der standortspezifischen Lasten zu den Lastannahmen der Typenprüfung

müssen zusätzlich der mittlere Höhenexponent  $\alpha$  sowie die mittlere Dichte der Luft  $\rho$  am Standort bestimmt werden. Bei komplexem Gelände ist für WEA, für die eine Typenprüfung auf Basis der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu Grunde gelegt wird, darüber hinaus die Neigung der Anströmung (Inklinationswinkel)  $\varphi_{\text{Inkl.}}$  sowie die extreme Turbulenzintensität zu ermitteln. Da die Neigung der Anströmung  $\varphi_{\text{Inkl.}}$  in Lastvergleichen üblicherweise als weiterer Parameter mit einbezogen wird, ermitteln wir diese auch für die Fälle, in denen der Standort nicht als orografisch komplex anzusehen ist.

Die Ermittlung weiterer Windbedingungen erfolgt für WEA, bei denen mindestens eine der in Kapitel 16.2.b.i oder 16.2.b.ii der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ genannten Windbedingungen nicht durch die Windbedingung der Typenprüfung abgedeckt wird. Die von uns ermittelten standortspezifischen Windbedingungen sind für die nachzuweisenden WEA in Kapitel 8 ausgewiesen.

#### **4.7.1 Mittlerer Höhenexponent**

Es werden die auf die jeweiligen Nabenhöhen bezogenen mittleren Höhenexponenten  $\alpha$  für alle nachzuweisenden WEA am Standort ermittelt und in Kapitel 8 ausgewiesen. Gemäß /8/ ist der mittlere Höhenexponent  $\alpha$  im Auslegungsfall mit 0,2 anzunehmen. Die Ermittlung der standortspezifischen mittleren Höhenexponenten  $\alpha$  zur Beschreibung der Windscherung erfolgt auf Basis der am Standort ermittelten Rauigkeitsklassifizierung (siehe Kapitel 4.5).

#### **4.7.2 Mittlere Luftdichte**

Es wird die mittlere Luftdichte  $\rho$  auf Nabenhöhe für alle nachzuweisenden WEA am Standort ermittelt und in Kapitel 8 ausgewiesen. Im Rahmen der Auslegung ist ihr Wert mit  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  anzunehmen /8/. Die mittlere Luftdichte  $\rho$  am Standort soll sich auf Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit ( $v \geq v_{\text{Nenn}}$ ) beziehen /8/. Für deren Ermittlung werden langjährige Messzeitreihen der Temperatur und Luftdichte der DWD-Messstationen verwendet und mit Hilfe des in der Software WASP implementierten Air Density Calculator /22/ auf den zu beurteilenden Standort übertragen. Die in Kapitel 8 ausgewiesenen, mittleren Luftdichten ergeben sich entsprechend der Höhe des Standortes ü. NN. zzgl. Nabenhöhe, berechnet auf Basis der meteorologischen DWD-Messstation Lingen (Entfernung ca. 44,0km, 21,0m Höhe ü. NN., mit einer Temperatur von 9,8°C im Jahresmittel (1981 – 1990)) /23/.

#### **4.7.3 Neigung der Anströmung**

Es werden die Neigungen der Anströmung (Inklinationswinkel)  $\varphi_{\text{Inkl.}}$ , bezogen auf eine horizontale Ebene, für nachzuweisende WEA auf Basis angenäherter Ebenen des Geländes ermittelt und in Kapitel 8 ausgewiesen. Gemäß /8/ ist im Auslegungsfall der Einfluss einer Schräganströmung von bis zu 8° anzunehmen. Abweichend zum Verfahren nach der DIN EN 61400-1:2011 /8/, legen wir für deren Ermittlung nicht die omnidirektionale angenäherte Ebene mit einem Radius von  $5 \cdot \text{NH}$  zu Grunde (diese

umfasst alle Sektoren zusammen, d.h. 360°), sondern unterteilen diese sektoriell in zwölf 30°-Abschnitte. In der anschließenden Summation zur Ermittlung der repräsentativen Neigung der Anströmung  $\varphi_{\text{Inkl.}}$  erfolgt die Gewichtung der jeweiligen Neigungen unter Verwendung der sektoriellen Energieflussdichten. Diese werden auf Basis des in /16/ beschriebenen Verfahrens unter Nutzung der sektoriellen Winddaten am Standort /25/ bestimmt. Der Einfluss thermischer Effekte auf die Neigung der Anströmung (z.B. thermische Aufwinde) wird nicht berücksichtigt.

#### **4.8 Modell- und Datenunsicherheiten**

Generell bilden Berechnungsmodelle die Realität nur annähernd ab. Die unter den genannten Randbedingungen ermittelten Ergebnisse können daher nur als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung verwendet werden. Insbesondere sind die Unsicherheiten der Berechnungen bei eng gewählten WEA-Abständen höher einzuschätzen (siehe Kapitel 2.1).

Im Rahmen der durchgeführten Berechnungen wurden teils vereinfachte Annahmen und Randbedingungen getroffen. Sämtliche Vereinfachungen sind dabei stets konservativ gewählt worden.

### **5 Zusammenfassung und Bewertung**

Am Standort Haltern Moddefeld (Nordrhein-Westfalen) plant der Auftraggeber Errichtung von neun WEA (WEA 1 bis 9). In der Nähe zu den geplanten WEA sind 33 weitere WEA (WEA 10 bis 42) zu berücksichtigen.

Im Rahmen dieser gutachtlichen Stellungnahme ist der Einfluss durch den Zubau der geplanten WEA 1 bis 9 zu bewerten. Alle weiteren WEA am Standort gehen gemäß der vom Auftraggeber vorgegebenen Windparkkonfiguration /24/ als Vorbelastung in die Berechnung ein und sind bei Unterschreitung der in /4/, /5/ festgelegten WEA-Abstände ebenfalls zu bewerten. Es ist daher unerheblich, ob die WEA bereits bestehen oder ob sie sich in der Planungs-, der Genehmigungs- oder in der Bauphase befinden.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist am 30.09.2019 per E-Mail beauftragt worden, die Standorteignung von WEA gemäß Kapitel 16 der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ zu betrachten und zu bewerten. Die Standorteignung ist hierbei ohne weiteren Sicherheitszuschlag nachgewiesen, wenn die nachzuweisenden Windbedingungen am Standort die jeweiligen Auslegungswerte der Typenprüfung nicht überschreiten. Alternativ kann die Standorteignung der WEA auf Basis eines standortspezifischen Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten und/oder der Extremlasten nachgewiesen werden (siehe Kapitel 2.2).

Der Nachweis der Standorteignung dient gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG /13/. Das bedeutet, dass die Immissionen auf WEA zumutbar sind, solange die Standorteignung der WEA hinsichtlich der



Auslegungswerte nachzuweisender Windbedingungen oder hinsichtlich der nachzuweisenden Auslegungslasten, nachgewiesen ist.

Aufgrund des auf den jeweils größeren Rotordurchmesser bezogenen dimensionslosen Abstandes  $s_i$  der WEA 10 bis 23 und 25 bis 42 zu den neu geplanten WEA 1 bis 9, der größer als acht Rotordurchmesser ist, werden diese WEA nicht in die Betrachtung der Standorteignung einbezogen (siehe Kapitel 2.1).

Für die WEA des Typs Vestas V162, 5,60MW mit 148,0m bzw. 166,0m NH liegt derzeit keine gültige Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ vor (siehe Kapitel 3.2) und wir weisen deren Ergebnisse nur unter Vorbehalt aus. Wie von uns in Kapitel 1 beschrieben, kann dieser Vorbehalt entfallen, wenn die in Kapitel 3.2 sowie in ggf. durchgeführten standortspezifischen Lastvergleichen zu Grunde gelegten Auslegungswerte durch die Auslegungswerte der mit der Genehmigung eingereichten Typenprüfung abgedeckt werden.

Für die geplanten WEA 1, 3, 5 und 7 bis 9 zeigt sich im Vergleich mit der 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort  $v_{50}$  auf jeweiliger Nabenhöhe, dass diese durch den unter Vorbehalt angegebenen Auslegungswert der jeweils zu Grunde gelegten Typenprüfung abgedeckt wird (siehe Kapitel 4.3). Dabei werden die im Rahmen der Extremwindabschätzung angegebenen 50-Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_{50}$  in /26/ als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt und wurden von uns nicht geprüft.

Für die geplanten WEA 2, 4 und 6 zeigt sich im Vergleich mit der 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort  $v_{50}$  auf jeweiliger Nabenhöhe, dass diese durch den Auslegungswert der jeweils zu Grunde gelegten Typenprüfung abgedeckt wird (siehe Kapitel 4.3). Dabei werden die im Rahmen der Extremwindabschätzung angegebenen 50-Jahreswindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe  $v_{50}$  in /26/ als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt und wurden von uns nicht geprüft.

Für die WEA 1, 3, 5 und 7 bis 9, für die jeweils ein mittlerer Formparameter der Weibullverteilung  $k \geq 2$  vorliegt, zeigt sich im Vergleich mit der jeweiligen standortspezifischen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$ , dass diese durch den unter Vorbehalt angegebenen Auslegungswert der jeweils zu Grunde gelegten Typenprüfung abgedeckt wird (siehe Kapitel 4.4).

Für die WEA 2, 4, 6 und 24, für die jeweils ein mittlerer Formparameter der Weibullverteilung  $k \geq 2$  vorliegt, zeigt sich im Vergleich mit der jeweiligen standortspezifischen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_m$ , dass diese durch den Auslegungswert der jeweils zu Grunde gelegten Typenprüfung abgedeckt wird (siehe Kapitel 4.4).

Im Vergleich der windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  am Standort mit den Auslegungswerten der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zu Grunde zu legen sind, zeigen sich an den WEA 4 und 5 Überschreitungen (siehe Tabelle 8).

Für die WEA 4 und 5 wurden mit den entsprechenden effektiven Turbulenzintensitäten und den standortspezifischen Windbedingungen als Eingangsparameter durch den WEA-Hersteller standortspezifische Lastvergleiche der Betriebsfestigkeitslasten durchgeführt und in /28/ dokumentiert. Die standortspezifischen Lastvergleiche des WEA-Herstellers ergaben für die WEA 4 und 5 nach dessen Angaben keine relevanten Überschreitungen, so dass die Standorteignung lastseitig gewährleistet ist. Die vorliegenden standortspezifischen Lastvergleiche wurden auf Plausibilität hinsichtlich der oben genannten Eingangsparameter geprüft. Die Berechnungen des WEA-Herstellers sowie die zum Vergleich herangezogenen Auslegungslasten in /28/ wurden keiner Prüfung unterzogen und werden als richtig vorausgesetzt. Die standortspezifischen Lastvergleiche in /28/ wurden TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die Standorteignung der am Standort Haltern Moddefeld betrachteten WEA 2, 6 und 24 nachgewiesen ist. Des Weiteren ist die Standorteignung der WEA 1, 3 und 7 bis 9 vom Typ Vestas V162, 5,60MW mit 148,0m bzw. 166,0m NH bis zum Vorliegen einer gültigen Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ unter Vorbehalt nachgewiesen. Die Standorteignung der am Standort betrachteten WEA 4 ist unter Berücksichtigung des Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten /28/ nach Aussagen des Herstellers lastseitig nachgewiesen. Des Weiteren ist die Standorteignung der WEA 5 vom Typ Vestas V162, 5,60MW mit 166,0m NH unter Berücksichtigung des Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten /28/ bis zum Vorliegen einer gültigen Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ nach Aussagen des Herstellers unter Vorbehalt lastseitig nachgewiesen.

Der Vorbehalt für die Ergebnisse in unserer gutachtlichen Stellungnahme für die geplanten WEA 1, 3, 5 und 7 bis 9 bezieht sich ausschließlich auf das Nicht-Vorliegen einer gültigen Typenprüfung nach der DIBt-Richtlinie 2012 /5/ (siehe Kapitel 1). Werden die in dieser gutachtlichen Stellungnahme sowie in den Lastvergleichen der Betriebsfestigkeitslasten zu Grunde gelegten Auslegungswerte durch die Auslegungswerte der mit der Genehmigung eingereichten Typenprüfung abgedeckt, kann davon ausgegangen werden, dass die durch uns berechneten Ergebnisse der standortspezifischen Windbedingungen bei unveränderten Randbedingungen (z.B. Windparkkonfiguration, Winddaten zur Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit oder Anlagenparameter) weiterhin Bestand haben und eine Neuberechnung nicht erforderlich ist.

Die vorliegende gutachtliche Stellungnahme ist nur in ihrer Gesamtheit gültig. Die darin getroffenen Aussagen beziehen sich ausschließlich auf die vorliegenden überlieferten Dokumente.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber bzw. Dritter übermittelten Informationen und Angaben und für durch unrichtige Angaben bedingte falsche Aussagen.

Die von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erbrachten Leistungen (z.B. Gutachten-, Prüf- und Beratungsleistungen) dürfen nur im Rahmen des vertraglich vereinbarten



Zwecks verwendet werden. Vorbehaltlich abweichender Vereinbarungen im Einzelfall, räumt TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG dem Auftraggeber an seinen urheberrechtlichen Leistungen jeweils ein einfaches, nicht übertragbares sowie zeitlich und räumlich auf den Vertragszweck beschränktes Nutzungsrecht ein. Weitere Rechte werden ausdrücklich nicht eingeräumt, insbesondere ist der Auftraggeber nicht berechtigt, die Leistungen des Auftragnehmers zu bearbeiten, zu verändern oder nur auszugsweise zu nutzen.

Eine Veröffentlichung der Leistungen über den Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks hinaus, auch auszugsweise, bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG. Eine Bezugnahme auf TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist nur bei Verwendung der Leistung in Gänze und unverändert zulässig.

Bei einem Verstoß gegen die vorstehenden Bedingungen ist TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG jederzeit berechtigt, dem Auftraggeber die weitere Nutzung der Leistungen zu untersagen.

## 6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage(n)	
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz	
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung	
DWD	Deutscher Wetterdienst	
NH	Nabenhöhe	
WZ	Windzone	
GK	Geländekategorie	
NTM	Normales Turbulenzmodell	
ETM	Extremes Turbulenzmodell	
$P_{\text{Nenn}}$	Nennleistung der jeweiligen WEA	[MW]
D	Rotordurchmesser	[m]
$s_i$	der auf den Rotordurchmesser der jeweils größeren WEA bezogene dimensionslose Abstand von der Turmachse der betrachteten WEA zur Turmachse der benachbarten WEA	[-]
$c_T$	Schubbeiwert des Rotors	[-]
$C_{CT}$	Turbulenzstrukturparameter	[-]
$I_{\text{eff}}$	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
$I_{\text{char}}$	Charakteristische Turbulenzintensität bei 15m/s	[-]
$I_{\text{rep}}$	Repräsentative Turbulenzintensität bei 15m/s	[-]
$I_T$	Maximale Turbulenzintensität im Nachlauf einer WEA auf Nabenhöhe (totale Turbulenzintensität)	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibullverteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
m	Exponent der Wöhlerlinie	[-]
v	Windgeschwindigkeit (allgemein)	[m/s]
$v_m$	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{50}$	Extremer 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren am Standort	[m/s]
$v_{\text{ref}}$	Auslegungswert für $v_{50}$ auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{\text{in}}$	Einschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]

$v_{\text{Nenn}}$	Nennwindgeschwindigkeit	[m/s]
$z$	Höhe über Grund (allgemein)	[m]
$z_{\text{hub}}$	Nabenhöhe der jeweiligen WEA	[m]
$\alpha$	Höhenexponent für das exponentielle Windprofil	[-]
$\varphi_{\text{Inkl.}}$	Inklinationswinkel der Schräganströmung	[°]
$\rho$	Mittlere Dichte der Luft	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Standardabweichung der mittleren Windgeschwindigkeit	[m/s]
	Altgrad (Vollkreis $\triangleq$ 360)	[°]

## 7 Literatur- und Quellenangaben

- /1/ European Environmental Agency, CORINE Land Cover 2012 raster data (100m) – Version 18 (12/2016); <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2012-raster>; Kopenhagen; 2016
- /2/ Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II, ECN Solar & Wind Energy; Petten, Niederlande; 1998
- /3/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; DIBt, Berlin; 2. Aufl. 1995
- /4/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; DIBt, Berlin; 2004
- /5/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 (Korrigierte Fassung März 2015); DIBt, Berlin; 2012
- /6/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und nationaler Anhang DIN EN 1991-1-4/NA; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010; Berlin; Dezember 2010
- /7/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127 Teil 1), Windenergieanlagen - Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999, modifiziert); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004; Berlin; August 2004
- /8/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1), Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010; Berlin; August 2011
- /9/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1; Wind turbines - Part 1: Design requirements; Third Edition; August 2005 + Amendment 1: Oktober 2010
- /10/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1; Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements; Edition 4.0; Februar 2019
- /11/ Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH; Guideline for the Certification of Wind Turbines; Hamburg; Edition 2003 with Supplement 2004
- /12/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guideline for the Certification of Wind Turbines; Hamburg; Edition 2010
- /13/ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943)

- /14/ Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. BImSchV) vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 973, 3756)
- /15/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters; Wind Energy Department; Risø-R-1188(EN); Roskilde, Dänemark; Januar 2007
- /16/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; Roskilde, Dänemark; 1989
- /17/ TOP50, Amtliche topografische Karten 1:50.000, Amtliches digitales Geländemodell (Auflösung 50m); Landesvermessungsämter der Bundesländer; Deutschland; 2003/2004
- /18/ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, Hole-filled seamless SRTM data V4.1, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT); 08.2008
- /19/ Kunte, A; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, S.28 bis 30; Seevetal
- /20/ VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Verein Deutscher Ingenieure; 1999
- /21/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen\_nach\_Verwaltungsgrenzen.xls in der Fassung vom 20.04.2015
- /22/ Risø National Laboratory, WAsP 11 (<http://www.wasp.dk>), Dänemark, 2012
- /23/ Deutscher Wetterdienst, S. Traup, B. Kruse: Wind und Windenergiepotenziale in Deutschland - Winddaten für Windenergienutzer, Version 6, Deutschland 2011
- /24/ Windpark Haltern Moddefeld GmbH & Co. KG; E-Mails mit beigefügten Koordinaten und Angaben zu WEA-Spezifikationen inkl. jeweiliger Angabe zu Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der zu berücksichtigenden WEA, Höhendaten an den Koordinaten der geplanten WEA, Lageplan des Windparks; 14.06.2016 und 27.09.2019
- /25/ SOLvent GmbH; Standortberechnung Nr. 110-16-2739-07.01 Haltern Moddefeld mit beigefügten Auszügen zur Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit; Kamen; 14.06.2016 (erhalten per E-Mail am 20.06.2016)
- /26/ Ingenieurbüro PLANKon; Berechnung: Extremwind Standort Moddefeld Vestas 2x V150/5,6MW und 2x V162/5,6MW mit 169,0m Nh; Oldenburg; 07.11.2019
- /27/ Windpark Haltern Moddefeld GmbH & Co. KG; Dokumentation zur Besichtigung am Standort Haltern Moddefeld; Metelen; 12.10.2019
- /28/ Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation, Haltern-Moddefeld – Germany; DOCUMENT NO.: WS-Loads-C4C: 23334; Rev. 0; 19.12.2019



- /29/ DNV GL; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-5.0/5.4/5.6 MW mit 148 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2 (S); Berichts-Nr. L-03642-A052-2a Rev0; Hamburg; 28.02.2019
- /30/ DNV GL; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-5.0/5.4/5.6 MW mit 166 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2 (S); Berichts-Nr. L-03642-A052-3a Rev0; Hamburg; 28.02.2019
- /31/ Vestas Wind Systems A/S; Leistungsspezifikation EnVentus™ 5 MW, V150-5.6 MW 50/60 Hz; Dokumentennr.: 0081-6697 V02; Aarhus N; 06.05.2019
- /32/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Dokumentennr.: 0079-1164 V00; Aarhus N; 24.10.2018
- /33/ Vestas Wind Systems A/S; Leistungsspezifikationen EnVentus™ 5 MW, V162-5.6 MW 50/60 Hz; Dokumentennr.: 0082-2597 V02; Aarhus N; 26.03.2019
- /34/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0076-1172 V00; Aarhus N; 24.10.2018
- /35/ TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG; Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlage Nordex N131/3000 RB NR65.5 mit und ohne AIS, Turm PH134, DIBt 2012 WZ 2, GK II, - Lastannahmen -; TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 145 617-1 D III Rev.0; Essen; 17.07.2014

## 8 Zusammenfassung aller Windbedingungen

WEA 4		Ausgelegt nach der DIBt-Richtlinie 2012								
Windgeschwindigkeit [m/s]	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	
Auslegungswert [%]	39,0	36,0	33,4	30,7	28,4	26,5	25,2	22,9	20,7	
Exponent der Wöhlerlinie	Effektive Turbulenzintensitäten [%] auf NH der WEA									
m = 10	30,8	27,2	25,2	24,1	23,6	23,3	22,9	22,0	20,4	
m = 8	30,2	26,5	24,5	23,5	22,9	22,7	22,3	21,4	20,0	
m = 4	29,2	25,1	22,8	21,7	21,1	20,9	20,6	19,8	18,6	
Windgeschwindigkeit [m/s]	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	≥20,0	
Auslegungswert [%]	18,7	16,9	16,0	15,4	14,9	14,5	14,2	13,9	13,7	
Exponent der Wöhlerlinie	Effektive Turbulenzintensitäten [%] auf NH der WEA									
m = 10	18,8	17,5	16,5	15,6	14,8	14,2	13,6	12,9	12,3	
m = 8	18,4	17,2	16,2	15,3	14,6	14,0	13,4	12,8	12,2	
m = 4	17,2	16,2	15,3	14,6	13,9	13,4	13,0	12,4	11,9	
Sektorielle Windbedingungen (Standort ist nicht komplex: C <sub>CT</sub> = 1,0)										
Richtungs- sektoren	Relative Häufigkeit [-] (1 ± 100%)	Weibullverteilung		α [-]	I <sub>char</sub> [%]	I <sub>rep</sub> [%]	Φ <sub>Inkl.</sub> [°]			
		A [m/s]	k [-]							
N	0,039	-	-	-	10,1	10,6	0,3			
NNO	0,054	-	-	-	11,2	11,7	0,3			
ONO	0,079	-	-	-	11,1	11,6	0,2			
O	0,071	-	-	-	10,3	10,8	0,0			
OSO	0,100	-	-	-	10,2	10,7	0,1			
SSO	0,083	-	-	-	10,3	10,8	0,1			
S	0,076	-	-	-	10,3	10,8	0,1			
SSW	0,133	-	-	-	9,8	10,3	0,1			
WSW	0,160	-	-	-	10,0	10,5	0,0			
W	0,106	-	-	-	10,2	10,7	0,2			
WNW	0,057	-	-	-	10,1	10,6	0,3			
NNW	0,043	-	-	-	10,5	11,0	0,3			
Gesamt (alle Sektoren)	1,001	7,71	2,037	0,28	10,0	10,5	0,1			
mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf NH v <sub>m</sub> [m/s]					6,83					
50-Jahreswindgeschwindigkeit auf NH v <sub>50</sub> [m/s]					29,3 /26/					
mittlere Dichte der Luft ρ auf NH für v ≥ v <sub>Nenn</sub> [kg/m³]					1,219					

Tabelle 9: Zusammenfassung der benötigten Windbedingungen für die WEA 4

WEA 5 <sup>#</sup>		Ausgelegt nach der DIBt-Richtlinie 2012								
Windgeschwindigkeit [m/s]		3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0
Auslegungswert [%]		39,0	36,0	33,4	30,7	28,4	26,5	25,2	22,9	20,7
Exponent der Wöhlerlinie		Effektive Turbulenzintensitäten [%] auf NH der WEA								
m = 10		30,1	26,6	24,6	23,5	22,9	22,5	22,1	21,4	20,0
m = 8		29,8	26,2	24,1	23,0	22,4	22,0	21,6	20,8	19,5
m = 4		29,1	25,2	22,9	21,7	20,9	20,5	20,1	19,4	18,3
Windgeschwindigkeit [m/s]		12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	≥20,0
Auslegungswert [%]		18,7	16,9	16,0	15,4	14,9	14,5	14,2	13,9	13,7
Exponent der Wöhlerlinie		Effektive Turbulenzintensitäten [%] auf NH der WEA								
m = 10		18,4	17,1	16,1	15,3	14,6	14,0	13,4	12,8	12,2
m = 8		18,0	16,8	15,8	15,0	14,4	13,8	13,3	12,7	12,2
m = 4		17,0	16,0	15,2	14,5	14,0	13,5	13,0	12,5	12,0
Sektorielle Windbedingungen (Standort ist nicht komplex: C <sub>CT</sub> = 1,0)										
Richtungs- sektoren	Relative Häufigkeit [-] (1 ± 100%)	Weibullverteilung		α [-]	I <sub>char</sub> [%]	I <sub>rep</sub> [%]	φ <sub>Inkl.</sub> [°]			
		A [m/s]	k [-]							
N	0,039	-	-	-	10,3	10,8	0,2			
NNO	0,054	-	-	-	11,6	12,1	0,1			
ONO	0,079	-	-	-	11,3	11,8	0,0			
O	0,071	-	-	-	10,4	10,9	0,1			
OSO	0,100	-	-	-	10,0	10,5	0,3			
SSO	0,083	-	-	-	10,5	11,0	0,3			
S	0,076	-	-	-	10,3	10,8	0,2			
SSW	0,133	-	-	-	9,9	10,4	0,2			
WSW	0,160	-	-	-	9,9	10,4	0,2			
W	0,106	-	-	-	10,2	10,7	0,0			
WNW	0,057	-	-	-	10,3	10,8	0,1			
NNW	0,043	-	-	-	10,3	10,8	0,2			
Gesamt (alle Sektoren)	1,001	7,71	2,037	0,28	10,0	10,5	0,2			
mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf NH v <sub>m</sub> [m/s]					6,83					
50-Jahreswindgeschwindigkeit auf NH v <sub>50</sub> [m/s]					29,3 /26/					
mittlere Dichte der Luft ρ auf NH für v ≥ v <sub>Nenn</sub> [kg/m³]					1,219					

Tabelle 10: Zusammenfassung der benötigten Windbedingungen für die WEA 5