

# Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung

Windenergieanlagen WEA 01 bis 05  
Windenergieprojekt Windpark Bad Lippspringe /  
Nordrhein-Westfalen

**Bericht:**  
**1\_23\_310\_SSN\_5WEA-WEP-WP-BadLippspringe\_Rev00**

## Auftraggeber

Lackmann Phymetric GmbH  
Vattmannstraße 6  
33100 Paderborn

## Auftragnehmer

GEO-NET Umweltconsulting GmbH  
Große Pfahlstraße 5a  
30161 Hannover

Hannover, den 19.12.2023



GEO-NET  
Umweltconsulting GmbH

Geschäftsführer:  
Dipl.-Geogr. Thorsten Frey  
Dipl.-Geogr. Peter Trute

Große Pfahlstraße 5a  
30161 Hannover  
Germany  
Tel. +49 (0) 511 388 72 00  
Fax +49 (0) 511 388 72 01

info@geo-net.de  
www.geo-net.de

Amtsgericht Hannover  
HRB 61218

Hannoversche Volksbank eG  
BIC VOHADE2H  
IBAN DE81 2519 0001  
0532 2480 00

VAT DE 228892587  
STEUER-NR. 25/204/02568

**Revisionsverlauf**

<b>Revision</b>	<b>Datum</b>	<b>Details</b>
Revision 00	19.12.2023	Originaler Bericht: 1_23_310_SSN_5WEA-WEP-WP-BadLippspringe_Rev00



*Die GEO-NET Umweltconsulting GmbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 u.a. für die Bereiche Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Messmast, LiDAR- und SoDAR-Messgeräten; Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Bestimmung der Standortgüte; Bestimmung des Referenzertrages von Windenergieanlagen; Windfeldsimulation mittels Mesoskalenmodellen; Führung des Nachweises der Standorteignung (Turbulenzgutachten) akkreditiert.*



## Inhaltsverzeichnis

<b>Auftragsverhältnis .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Rahmenbedingungen .....</b>	<b>4</b>
1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe .....	4
1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen .....	6
1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage .....	6
<b>2. Untersuchungsgrundlagen .....</b>	<b>8</b>
2.1 Lageangaben und WEA-Typen .....	8
2.2 Auslegungswerte der Planung .....	9
2.3 Windpotential .....	9
2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung .....	11
2.5 Geländemodell und Landnutzung .....	12
2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen .....	12
<b>3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten .....</b>	<b>13</b>
3.1 Bestimmung der Geländesituation .....	13
3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit $v_{50}$ .....	14
3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit $v_{ave}$ .....	15
3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten .....	15
3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität .....	16
3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten .....	17
3.5 Weitere Windbedingungen .....	19
3.6 Modell- und Datenunsicherheiten .....	19
<b>4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit .....</b>	<b>20</b>
<b>5. Fazit .....</b>	<b>22</b>
<b>Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01 .....</b>	<b>23</b>
<b>Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer .....</b>	<b>24</b>
<b>Abkürzungen .....</b>	<b>25</b>
<b>Quellen .....</b>	<b>26</b>

**Auftragsverhältnis**

Auftrag: Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung für die Windenergieanlagen WEA 01 bis WEA 05 im Windenergieprojekt Windpark Bad Lippspringe in Nordrhein-Westfalen nach Punkt 16 der DIBt-Richtlinie von 2012 für einen Betriebszeitraum von 20 bzw. 25 Jahren auf Basis der PB\_07-03-01

Auftraggeber: Lackmann Phymetric GmbH  
Vattmannstraße 6  
33100 Paderborn  
Ansprechpartner: Tido Hagen

Auftrag vom: 07.09.2023

Auftragnehmer: GEO-NET Umweltconsulting GmbH  
Große Pfahlstraße 5a  
30161 Hannover  
Ansprechpartner: Henning Siebenand & Thorsten Frey

Projektnummer: 1\_23\_310

Revisionsstand: 00

Kennzeichnung des Ergebnisdokuments: 1\_23\_310\_SSN\_5WEA-WEP-WP-BadLippspringe\_Rev00 (26 Seiten ohne Deckblatt)

Erstellungsdatum: 19.12.2023

Erstellt von:

-----  
Dipl.-Met. Henning Siebenand  
(Sachverständiger)

Geprüft von:

-----  
M.Sc.-Met. Martin Särchinger  
(Sachverständiger)

Freigegeben von:

-----  
Dipl.-Geogr. Thorsten Frey  
(Geschäftsführer)



## 1. Rahmenbedingungen

Die Funktionsfähigkeit von Komponenten einer Windenergieanlage über einen mindestens 20-jährigen Betriebszeitraum wird neben technischen, elektrischen und umweltbedingten Einflüssen durch die windklimatischen Verhältnisse beeinflusst. Für den Nachweis der Standsicherheit einer WEA sind vor allem die windklimatischen Bedingungen von Bedeutung.

In Deutschland sind deshalb auf Basis der Parameter Windgeschwindigkeit und Turbulenz Windzonen für die Auslegung einer WEA definiert. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Turbulenz sind dabei so festgelegt, dass der Großteil der Anwendungsfälle von den ausgewiesenen Zonen abgedeckt wird. Aufgrund des großen Spektrums an möglichen Umgebungsbedingungen sind diese Angaben jedoch nicht für die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes geeignet. Folglich sind die Parameter und damit die Standorteignung einer WEA für jeden Standort nachzuweisen.

Jeder WEA-Typ muss für eine spezifische Nabenhöhe eine Zertifizierung nachweisen. Zudem ist für jede Kombination aus WEA-Typ und Nabenhöhe eine Typenprüfung nach IEC bzw. DIBt notwendig, die wesentliche Informationen zu den Wind- und Turbulenzbedingungen liefert. Im Normalfall sind dort Wind- und Turbulenzklasse notiert, in speziellen Fällen sogar extra vom Anlagenhersteller errechnete Auslegungswerte für Wind- und Turbulenzbedingungen, die von denjenigen der IEC (IEC, 2010) abweichen können.

Grundsätzlich sind zwei Verfahren zum Nachweis der Standorteignung möglich und unter gewissen Voraussetzungen auch notwendig. Sie basieren auf Gegenüberstellungen zum Einem von den Windbedingungen und zum Anderem von den Lasten, jeweils ermittelt für einen spezifischen Standort, zu den dazugehörigen Werten aus der Typenprüfung. Die Überprüfung der Auslegungswerte für die Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten kann im Rahmen eines Standsicherheitsnachweises durch einen Gutachter erfolgen. Ein Anlagenhersteller kann zudem auf Grundlage der durch den Gutachter ermittelten Werte für die Wind und Turbulenzintensitäten standorttypische Lasten berechnen und diese mit den Lasten der Typenprüfung vergleichen.

Die im weiteren Verlauf ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten können als Grenzwerte für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen des Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) genutzt werden. Hintergrund ist, dass keine allgemein gültigen Grenzwerte für Immissionen für die durch benachbarte WEA verursachten Turbulenzbelastungen an einer WEA vorgegeben sind.

### 1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe

Durch die IEC (IEC, 2010) sind für geplante WEA Kriterien zu den vorherrschenden Windbedingungen definiert worden, die für jeden Einzelstandort in Abhängigkeit von der Nabenhöhe begutachtet werden müssen. Folgende Prüfungen sind durchzuführen:

- Bestimmung der Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von  $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung des Höhenexponenten  $\alpha$  des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils
- Bestimmung der mittleren Luftdichte  $\rho$
- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit  $v_{50}$  als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der Turbulenzintensität der Windgeschwindigkeiten im Bereich von  $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung der mittleren Neigung der Anströmung



Wird ein geplanter Standort nach dem Verfahren der IEC (IEC, 2010) als nicht komplex bewertet, kann auf Grundlage der DIBt (DIBt, 2015) ein vereinfachtes Verfahren angesetzt werden. In diesem Verfahren fällt der Umfang der Überprüfung geringer aus, und zwar müssen folgende Schritte durchgeführt werden:

- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit  $v_{50}$  als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $v_{ave}$
- Bestimmung der Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten im Bereich von  $0,2 - 0,4v_{ref}$

Für nicht geplante Standorte, die im jeweiligen Windparkareal zum Bestand bzw. zur Vorbelastung gehören und deren Standsicherheitsnachweise nach den DIBt-Richtlinien von 1993 bzw. 2004 (DIBt, 1993; DIBt, 2004) erstellt wurden, dürfen weiterhin mit den in der DIBt 2004 festgehaltenen Verfahren berechnet werden. Folglich gilt für diese Standorte auch keine Pflicht zur Standortbesichtigung. Für die Neuplanungen nach der DIBt 2012 sind hingegen Standortbesichtigungen verpflichtend.

Unter den im normalen als auch im vereinfachten Verfahren zu untersuchenden Kriterien ist die zu berechnende Turbulenzintensität der einzige Parameter, der nicht nur durch die Rauigkeiten der Oberfläche und das Relief, sondern auch durch benachbarte WEA beeinflusst wird. In der Regel führen benachbarte WEA zu einer Erhöhung der Turbulenzbelastung. Gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 (DIBt, 2015) haben alle bestehenden WEA einen Einfluss auf die Turbulenz an den geplanten Standorten, wenn sie weniger als acht Rotordurchmesser entfernt sind. Dieses Vorgehen ist für Binnenlandstandorte typisch. Für küstennahe Standorte müssen hingegen nur WEA berücksichtigt werden, die weniger als fünf Rotordurchmesser entfernt sind. Der Rotordurchmesser  $D$  wird hier definiert durch den größten Rotor der zu betrachtenden WEA. Bei Planungen in bestehenden Windparks kann es vorkommen, dass eine bereits bestehende WEA einen deutlich größeren Rotor aufweist als die geplanten. In diesen Fällen ist folglich der Rotor der bestehenden WEA als Rotordurchmesser  $D$  anzusetzen. Eine Beeinflussung der WEA untereinander ist bei größeren Abständen als  $5D$  bzw.  $8D$  demnach in der Regel nicht zu erwarten. Hier in den Berechnungen wird ein konservatives Szenario gewählt, indem immer der größere Einflussbereich von  $8D$  Berücksichtigung findet.

Um die Beeinflussung der WEA untereinander berechnen zu können, hat Frandsen (FRANSEN, S. T., 2007) ein Verfahren vorgestellt, in welchem die Bewertung dieser Beeinflussung auf Basis einer fiktiven Größe, der effektiven Turbulenzintensität, erfolgt. Die effektive Turbulenzintensität kann dabei eher als eine konstruierte statt einer technischen Größe verstanden werden. Dieses Verfahren ist aktueller Stand der Technik und wird sowohl von der IEC als auch der DIBt gestützt. Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensitäten wird im weiteren Verlauf mit Hilfe des Moduls SITE COMPLIANCE von windPRO 3.6 (EMD, 2023) durchgeführt. Im Berechnungsverlauf werden zudem auch die Modelle WaSP und WEng (DTU, 2023) genutzt.

Die mit diesem Verfahren ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  werden danach mit den entsprechenden Turbulenzintensitäten der entsprechenden Windzone verglichen. Sind Werte für  $I_{eff}$  unterhalb bzw. auf Höhe der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt werden, so ist die Standsicherheit der WEA bezüglich der Turbulenzintensität und folglich des gegenseitigen Einflusses der WEA gegeben. Liegen die Werte der  $I_{eff}$  oberhalb der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA verwendet wurden, ist eine Gefährdung der Standsicherheit der betroffenen WEA anzunehmen.



## 1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen

Wird eine der in Kapitel 1.1 oder unter den Punkten 16.2.a bzw. 16.2.b in der DIBt 2012 (DIBt, 2015) dargelegten Bedingungen nicht erfüllt, kann unter Berücksichtigung dieser Angaben ein Verfahren angewendet werden, welches die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten bzw. der Extremlasten durchführt. Diese Berechnungen sind in der Regel sehr umfangreich und werden zumeist durch den Anlagenhersteller durchgeführt.

Die Ermittlung der Betriebsfestigkeitslasten ist immer dann notwendig, wenn mindestens eine der Bedingungen hinsichtlich der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe oder die Turbulenzintensität im Windgeschwindigkeitsbereich von  $0,2 - 0,4v_{ref}$  nicht durch die Auslegungswerte der Typenprüfungen abgedeckt werden. Gemäß der IEC (IEC, 2010) ist zur Bestimmung der Betriebsfestigkeitslasten der Design Load Case (DLC) 1.2 zu berechnen. Die im Rahmen des Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten sind dabei als Eingangsparameter zu verwenden. Extremlasten sind immer dann durch den Anlagenhersteller zu berechnen, wenn die Bedingungen der extremen Windgeschwindigkeit  $v_{50}$  nicht mehr durch die Auslegungswerte aus der Typenprüfung abgedeckt werden. Nach IEC (IEC, 2010) sind Auslegungsfälle DLC 1.1 oder DLC 1.3 sowie DLC 1.5 zu bestimmen.

Die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten sind bei geringeren WEA-Abständen als  $2,5D$  nur bedingt geeignet. Unterschreiten die WEA-Abstände diesen Grenzwert von  $2,5D$  um weniger als 20%, so wird eine Einzelfallbetrachtung durchgeführt und projektabhängig entschieden, ob die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden können. Bei geringeren WEA-Abständen sollten, die im Rahmen dieses Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nicht als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden.

Nach Berechnung der Werte für die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten durch z.B. den Anlagenhersteller können diese mit den Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Sind die standortspezifischen Lastwerte unterhalb oder auf demselben Niveau wie die Auslegungslasten, so ist die Standorteignung nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten jedoch durch die Lastberechnung überschritten, so kann keine Standorteignung gewährleistet werden. An dieser Stelle wird eine Einzelfallprüfung durch den Anlagenhersteller angeraten bzw. notwendig.

## 1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage

Eine nach DIBt 2012 erstellte Typenprüfung, die sowohl WEA-Typ abhängig als auch nabenhöhenpezifisch ist, beinhaltet immer die Angabe einer bestimmten WZ. In Deutschland werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit durch die DIBt 2012 in vier Windzonen unterteilt. Die WZ I bis IV sind dabei so gewählt, dass WZ I die windschwächste und die WZ IV die windstärkste ist. Von der Windzone ausgehend kann, soweit nicht anders in der Typenprüfung angegeben, sowohl der Auslegungswert des 10-Minuten-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit  $v_{ref}$  in NH für einen 50jährigen Zeitraum als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{ave}$  rechnerisch ermittelt werden. Zur Ermittlung dieser Werte können entweder die Verfahren nach DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) oder auf Basis der vereinfachten Herangehensweise diejenigen Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) genutzt werden. Zur rechnerischen Ermittlung von  $v_{ref}$  und  $v_{ave}$  ist neben der Angabe der Windzone auch eine Angabe der Geländekategorie notwendig. Mit Hilfe der Werte und den entsprechenden Formeln aus der DIN und der DIBt lassen sich die notwendigen Werte für  $v_{ref}$  und  $v_{ave}$  berechnen, sofern sie nicht in der Typenprüfung angegeben sind. Die zugehörige Windgeschwindigkeitsverteilung geht in der Regel auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und zugrundeliegende Rayleigh-Verteilung zurück.



Nach der DIBt-Richtlinie 1993 (DIBt, 1993) ist der Auslegungswert der effektiven Turbulenzintensitäten für alle Windzonen 0,2 (20%), nach den DIBt-Richtlinien 2004 (DIBt, 2004) und 2012 (DIBt, 2015) ist es die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1 (DIN, 2006). Während es in der IEC-61400-1 Ed.2 (IEC, 1999) nur zwei Turbulenzkategorien mit A und B gibt, wird in der IEC-61400-1 Ed.3 (IEC, 2010) zwischen drei Turbulenzkategorien A, B und C unterschieden. Weiterhin gibt es zudem noch die Turbulenzkategorie S. Für diese Kategorie können im Rahmen von Typenprüfungsberichten und –bescheiden entsprechende Auslegungswerte festgelegt sein. Für den ausgewählten Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 3 m/s bis 28 m/s werden die Auslegungswerte in der Tabelle 1 aufgelistet.

#### Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Auslegungswerte der Turbulenzintensitäten

Windgeschwindigkeit [m/s]	DIBt 1993 [%]	IEC 61400-1 Ed. 2 [%]		IEC 61400-1 Ed. 3 [%]		
		A	B	A	B	C
3	20	42,0	32,0	41,9	36,6	31,4
4		34,5	27,0	34,4	30,1	25,8
5		30,0	24,0	29,9	26,2	22,4
6		27,0	22,0	26,9	23,6	20,2
7		24,9	20,6	24,8	21,7	18,6
8		23,3	19,5	23,2	20,3	17,4
9		22,0	18,7	22,0	19,2	16,5
10		21,0	18,0	21,0	18,3	15,7
11		20,2	17,5	20,1	17,6	15,1
12		19,5	17,0	19,5	17,0	14,6
13		18,9	16,6	18,9	16,5	14,2
14		18,4	16,3	18,4	16,1	13,8
15		18,0	16,0	18,0	15,7	13,5
16		17,6	15,8	17,6	15,4	13,2
17		17,3	15,5	17,3	15,1	13,0
18		17,0	15,3	17,0	14,9	12,7
19		16,7	15,2	16,7	14,6	12,5
20		16,5	15,0	16,5	14,4	12,4
21		16,3	14,9	16,3	14,2	12,2
22		16,1	14,7	16,1	14,1	12,1
23		15,9	14,6	15,9	13,9	11,9
24		15,8	14,5	15,7	13,8	11,8
25		15,6	14,4	15,6	13,6	11,7
26		15,5	14,3	15,4	13,5	11,6
27		15,3	14,2	15,3	13,4	11,5
28		15,2	14,1	15,2	13,3	11,4

**Tabelle 1** Auslegungswerte der Turbulenzintensität für alle WEA-Klassen nach DIBt 1993, IEC 61400-1 Ed. 2 und IEC 61400-1 Ed. 3

Entsprechend des Punktes 11.3 in der IEC 61400-1 von 2010 sind zusätzlich zu den schon aufgeführten Windbedingungen noch weitere zu begutachten. Hierbei handelt es sich um

- den Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils:  $\alpha = 0,2$ ,
- der mittleren Neigung der Anströmung:  $8^\circ$ ,
- der mittleren Luftdichte:  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ .

Für die Turbulenzkategorie S können im Rahmen einer Typenprüfung diese Werte WEA-spezifisch abgeändert werden. In den vorliegenden Typenprüfung vom Anlagenhersteller zu den Auslegungslasten und -werte werden die oben aufgelisteten Windbedingungen bestätigt. Die projekt- und WEA-spezifischen Auslegungslasten und –werte sind der Tabelle 4 im Kapitel 2.2 zu entnehmen.

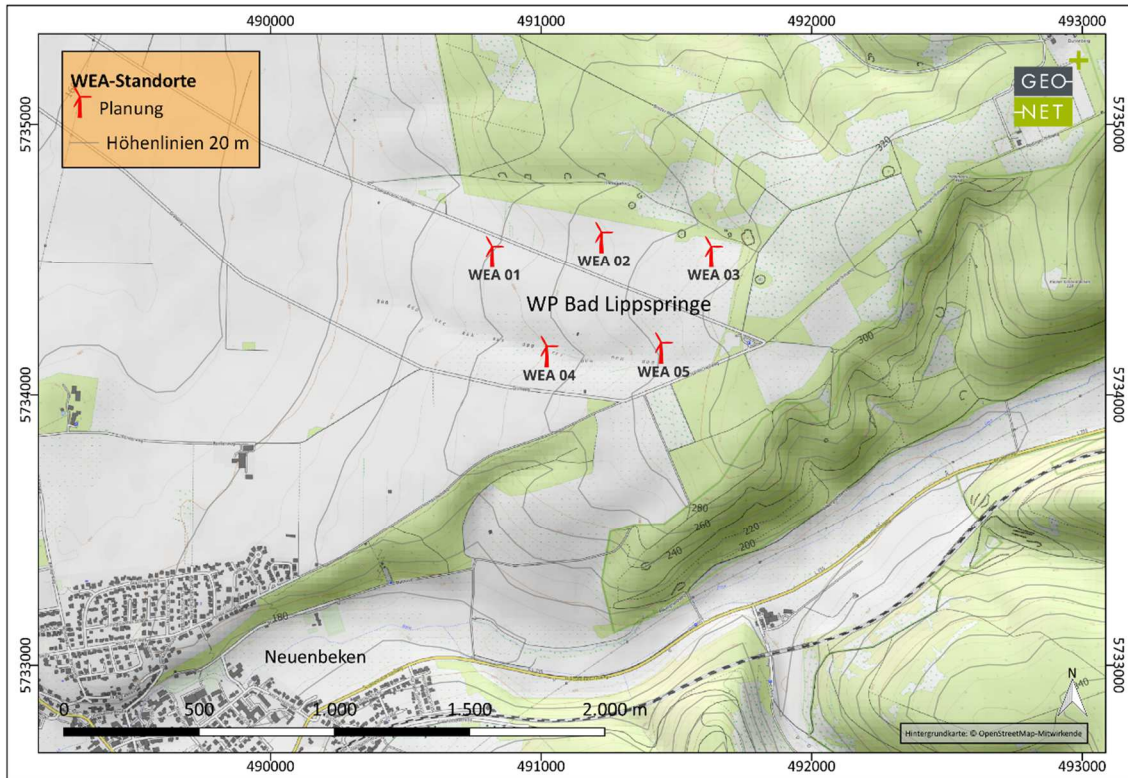




## 2. Untersuchungsgrundlagen

### 2.1 Lageangaben und WEA-Typen

In Nordrhein-Westfalen im Kreis Paderborn plant der Auftraggeber den Bau von 5 WEA im Windenergieprojekt Bad Lippspringe. Die geplanten WEA-Standorte befinden sich südöstlich der Stadt Bad Lippspringe und stellen eine Parkneuplanung dar. In der näheren Umgebung befinden sich keine weiteren WEA, die näher als 8-facher Rotordurchmesser (D) gelegen oder geplant sind und demnach für eine Berechnung berücksichtigt werden müssten.



**Abbildung 1** Lage von geplanten WEA-Standorten im WP Bad Lippspringe (LP, 2023)

#### Windenergieprojekt Bad Lippspringe

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z 32 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Bad Lippspringe	WEA 01	geplant	E-175 EP5/6MW	162	242,7	490821	5734485
	WEA 02	geplant			269,0	491225	5734538
	WEA 03	geplant			294,2	491631	5734485
	WEA 04	geplant			254,4	491023	5734115
	WEA 05	geplant	E-160 EP5 E3 R1	166,6	281,7	491446	5734128

**Tabelle 2** Angaben zu geplanten WEA-Standorten im WP Bad Lippspringe (LP, 2023)



## 2.2 Auslegungswerte der Planung

Für die betrachteten WEA werden die in Tabelle 3 dargestellten Auslegungswerte zugrunde gelegt, welche aus Dokumenten zu den Auslegungswerten des WEA-Herstellers (ENERCON, 2022; ENERCON, 2023) entnommen worden sind. Die in Tabelle 4 aufgelisteten Auslegungswerte der weiteren Windbedingungen werden in den dokumentierten Berechnungsergebnissen Berücksichtigung finden.

### Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Auslegungswerte

Auslegungswerte	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	WEA 05
Richtlinie	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012
Betriebsdauer [Jahre]	25	25	25	25	20
Turbulenzkategorie	A	A	A	A	A
Windzone / Geländekategorie	WZ 2 / GK II	WZ 2 / GK II	WZ 2 / GK II	WZ 2 / GK II	WZ S / GK S
$v_{ref}$ [m/s]	42,5	42,5	42,5	42,5	37,5
$v_{ave}$ [m/s]	7,8	7,8	7,8	7,8	7,5

**Tabelle 3** Auslegungswerte der betrachteten WEA

### Windenergieprojekt Bad Lippspringe - weitere Windbedingungen

Höhenexponent $\alpha$ des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	0,20
Mittlere Neigung der Anströmung [°]	8
Mittlere Luftdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	1,225

**Tabelle 4** Weitere Windbedingungen

## 2.3 Windpotential

Das Windpotential wurde im Vorfeld ermittelt und in Form von relativen Häufigkeiten von Windrichtung und -geschwindigkeit an den geplanten Standorten vorgegeben (GEO-NET, 2023b). Dazu sind aus den mit FITNAH-3D (Flow Over Irregular Terrain With Natural And Anthropogenic Heat Sources) modellierten Windfelder an den entsprechenden Standorten in der jeweils geplanten Nabenhöhe einzelne Windstatistiken ausgewertet und mit Hilfe von windPRO 3.6 (EMD, 2023) zu Weibull-Verteilungen umgerechnet worden. Da in FITNAH-3D-Modell rasterbasierte Nutzungs- und Höheninformationen als Grundlage zur Berechnung dienen, basieren die in den folgenden Tabellen 5-9 angegebenen Parameter schon auf Informationen zu Geländehöhe und Landnutzung. Diese Daten sind, da sie horizontal und vertikal lagegenau vorliegen, repräsentativ für die geplanten Standorte.

### Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 01

Sektor	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,1	2,13	-
N	4,8	2,06	2,75
NNO	5,2	2,09	2,77
ONO	5,9	2,32	4,72
O	6,5	2,56	8,53
OSO	7,3	2,81	8,94
SSO	7,6	2,34	7,44
S	9,1	2,64	8,81
SSW	8,7	2,22	8,49
WSW	8,2	2,65	16,88
W	6,7	1,99	17,93
WNW	5,4	1,97	8,47
NNW	4,8	1,84	4,26

**Tabelle 5** Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 01 im geplanten WP Bad Lippspringe für die Höhe 162,0 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


**Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 02**

Sektor	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,4	2,17	-
N	4,5	1,96	2,69
NNO	5,3	1,99	2,68
ONO	6,2	2,28	4,73
O	7,0	2,53	8,61
OSO	7,8	2,77	9,11
SSO	7,7	2,40	7,61
S	9,0	2,62	8,45
SSW	8,9	2,22	8,46
WSW	8,6	2,73	16,95
W	7,1	2,08	18,13
WNW	5,7	1,96	8,32
NNW	4,9	1,86	4,25

**Tabelle 6** Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 02 im geplanten WP Bad Lippspringe für die Höhe 162,0 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 03**

Sektor	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,5	2,16	-
N	4,4	2,08	2,69
NNO	5,2	2,01	2,52
ONO	6,4	2,26	4,62
O	7,2	2,50	8,82
OSO	8,1	2,74	9,34
SSO	7,9	2,43	7,87
S	9,0	2,64	7,86
SSW	8,7	2,22	8,54
WSW	8,6	2,72	17,43
W	7,1	2,01	18,30
WNW	5,6	1,95	7,98
NNW	4,8	1,85	4,04

**Tabelle 7** Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 03 im geplanten WP Bad Lippspringe für die Höhe 162,0 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 04**

Sektor	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	7,3	2,16	-
N	4,6	1,97	2,67
NNO	5,1	2,03	2,59
ONO	6,2	2,32	4,64
O	6,8	2,70	8,61
OSO	7,4	2,81	9,02
SSO	7,8	2,39	7,61
S	9,1	2,63	8,81
SSW	8,7	2,22	8,41
WSW	8,3	2,66	16,73
W	6,9	2,03	18,05
WNW	5,6	1,99	8,53
NNW	4,8	1,85	4,33

**Tabelle 8** Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 04 im geplanten WP Bad Lippspringe für die Höhe 162,0 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten



### Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 05

Sektor	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
N	7,6	2,19	100,00
NNO	4,5	2,06	2,63
ONO	5,3	2,01	2,46
O	6,7	2,31	4,71
OSO	7,6	2,73	8,76
SSO	8,1	2,83	9,25
S	8,0	2,49	7,85
SSW	9,0	2,63	8,11
WSW	8,9	2,22	8,33
W	8,8	2,79	16,97
WNW	7,2	1,98	18,31
NNW	5,7	1,90	8,45
Mittel	5,0	1,89	4,19

**Tabelle 9** Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 05 im geplanten WP Bad Lippspringe für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten

## 2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung

Unter Punkt 16.2 in der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) wird eine Standortbesichtigung zur Ermittlung bzw. Überprüfung der Standortbedingungen gefordert. Mit deren Hilfe sollen die aktuellen Gegebenheiten vor Ort erfasst werden. Dazu werden i.d.R. an allen geplanten und zugänglichen Standorten 360°-Rundumsichten aufgenommen, um ein besseres Bild von den vorhandenen Einzelstrukturen und/oder Waldgebieten zu bekommen. Einzelstrukturen oder Waldgebiete können aufgrund ihrer Dimensionen einen Einfluss auf den Rotor haben. Bei den Nabenhöhen, die derzeit überwiegend geplant sind, spielt der Einfluss durch Waldgebiete oder Waldkanten nur noch eine geringere Rolle. Neben der Beschreibung des Reliefs und der Landnutzung an den geplanten Standorten soll eine Einteilung des Geländes in die Geländekategorien der DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) erfolgen.

Die geplanten Standorte im WP Bad Lippspringe sind am 10.09.2023 von Dipl.-Geogr. Thorsten Frey besichtigt und fotografisch festgehalten worden. Die Fotos in Form von 360°-Rundumsichten liegen GEO-NET vollständig vor.

Die geplanten WEA-Standorte im WP Bad Lippspringe liegen im Bundesland Nordrhein-Westfalen im Kreis Paderborn in einer Höhenlage von 242,7 m bis 294,2 m ü. NN, etwa 1,2 km bis 2,0 km nordöstlich des Stadtbezirks Neuenbeken. Östlich des geplanten Windparks befindet sich in einer Entfernung von 3,7 km bis 4,7 km der Stadtbezirk Altenbeken. Die geplanten Standorte befinden sich allesamt auf Freiflächen. Die Freiflächen sind entlang der Feld- und Flurwege von Windschutzhecken umgeben, die überwiegend aus Laubwald mit Baumhöhen von bis zu 15 m, vereinzelt auch bis 20 m bestehen. Ansonsten grenzen die Freiflächen im Norden und Osten sowie auch zu Teilen im Süden an teils größere Waldflächen an, die überwiegend aus Laubwald bestehen. Das Relief des Kernuntersuchungsgebietes ist hügelig ausgeprägt, dabei steigt das Gelände von Westen nach Osten kontinuierlich an. Da der Großteil der Anströmung, insbesondere aus der Hauptwindrichtung, über Freiflächen stattfindet und die Waldflächen trotz der Größe nur einen untergeordneten Aspekt darstellen, kann das Gelände in die Kategorie II der DIN EN 1991-1-4/NA eingeordnet werden. Relevante Einzelstrukturen sind anhand der vorliegenden Unterlagen nicht zu identifizieren.



## 2.5 Geländemodell und Landnutzung

Neben den Winddaten, dargestellt in Kapitel 2.3, werden sowohl zur Berechnung der topographischen Komplexität als auch zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensitäten Eingangsdaten in Form von Höhen- und Landnutzungsinformationen benötigt.

Als Eingangsdaten für die Höheninformationen werden die Daten des Digitalen Geländemodells (DGM) vom Nordrhein-Westfalen (BK, 2023) mit einer horizontalen Auflösung von 10 m verwendet und liegen für ein Modellgebiet von 20 x 20 km vor.

Für die Informationen der Landnutzung werden CORINE-Daten der European Environment Agency aus dem Jahre 2018 (EEA, 2019) verwendet. Diese Daten werden aus hochauflösenden Satellitenbeobachtungen gewonnen und zur weiteren Verwendung in 44 Landnutzungsklassen unterteilt, denen wiederum eine entsprechende Rauigkeitslänge zugeteilt ist.

Projektspezifisch werden diese Daten anhand von topografischen Karten im Maßstab 1:25.000 (BK, 2023) überprüft und gegebenenfalls korrigiert. Strukturen, die durch die Standortbesichtigung oder auf aktuellen Satellitenbildern ersichtlich sind, werden ebenfalls korrigierend übernommen.

## 2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen

In die in Kapitel 3 dokumentierten Berechnungsergebnisse gingen keine sektoriellen Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen ein.



### 3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten

Folgende WEA aus Tabelle 2 werden für die zu betrachtende Turbulenzintensitätsberechnung herangezogen und sind in Tabelle 10 aufgelistet.

#### Windenergieprojekt Bad Lippspringe

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp / Nennleistung	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z32 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Bad Lippspringe	WEA 01	geplant	E-175 EP5/6MW	162	242,7	490821	5734485
	WEA 02	geplant			269,0	491225	5734538
	WEA 03	geplant			294,2	491631	5734485
	WEA 04	geplant			254,4	491023	5734115
	WEA 05	geplant	E-160 EP5 E3 R1	166,6	281,7	491446	5734128

**Tabelle 10** Angaben zu geplanten WEA-Standorten im WP Bad Lippspringe (LP, 2023; GEO-NET, 2023a)

#### 3.1 Bestimmung der Geländesituation

Neben den windklimatischen Bedingungen müssen zusätzlich die seismischen Verhältnisse, die topographischen Verhältnisse und die Bodenverhältnisse der WEA-Standorte untersucht werden. Für den Nachweis der geeigneten Bodenverhältnisse gibt es separate Gutachten. Eine Begutachtung der Seismik ist in Deutschland aufgrund der nur äußerst geringen Erdbebenaktivitäten vernachlässigbar. Deutlich wichtiger hingegen ist der Nachweis der topographischen Komplexität an den geplanten Standorten. Da die Umgebungsturbulenzintensität sowohl durch die Rauigkeiten der Geländeoberfläche als auch durch das Relief beeinflusst wird, ist es wichtig zu wissen, ob ein geplanter Standort als komplex eingestuft wird. Schließlich können große Geländesteigungen und Höhenunterschiede die Umgebungsturbulenzintensitäten markant beeinflussen.

Bei Berufung auf die Inhalte der IEC-Richtlinie von 2010 (IEC, 2010) ist der Einfluss von komplexem Gelände mit der Multiplikation eines Korrekturfaktors für die Turbulenzstruktur  $C_{CT}$  zu erfassen. Der zusätzliche Faktor wird mit der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität multipliziert. Er kann einen minimalen Wert von 1,0 und maximalen Wert von 1,15 aufweisen. Der exakte Wert ergibt sich daraus, wie viel Energie (in %) in komplexen Sektoren erzeugt wird. Ist der Anteil kleiner als 5%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur  $C_{CT}=1$ , beträgt hingegen der Anteil mehr als 15%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur auf 1,15 festgelegt. Zwischen diesen Werten verhält sich  $C_{CT}$  linear. Die Bestimmung des Turbulenzstrukturwertes erfolgt gemäß IEC (IEC, 2010) richtungsabhängig. Für eine vereinfachte Herangehensweise wird ein worst-case-Szenario geschaffen, in dem jedem 30° Sektor, der als komplex bewertet wird, ein Turbulenzstrukturwert von 1,15 zugeordnet wird.

Zur Bestimmung der Komplexität eines Standortes müssen die Neigung des Terrains und die Abweichungen der Topographie des Geländes von einer angenäherten Ebene berechnet werden. Die notwendigen Ebenen laufen durch den Fußpunkt des geplanten WEA-Standortes und nähern innerhalb von bestimmten Abständen für Windrichtungssektoren das Gelände an. In Summe ist ein Standort dann komplex, wenn mindestens 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 11 nicht erfüllen. Als nicht komplex wird ein Standort dann betrachtet, wenn nicht mehr als 5% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 11 nicht erfüllen.





**Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Komplexitätskriterien**

Abstand von der WEA	Sektoramplitude	Größte Steigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung
< 5 NH	1 Sektor a 360°	< 10°	< 0,3 NH
< 10 NH	12 Sektoren a 30°		< 0,6 NH
< 20 NH	12 Sektoren a 30°		< 1,2 NH

**Tabelle 11** Komplexitätskriterien nach IEC 61400-1 von 2010 (IEC, 2010)

Mit den Höhendaten aus Kapitel 2.5 können die Bewertungen der Komplexität für jeden geplanten Standort entsprechend den Kriterien der Tabelle 11 durchgeführt werden. Von den geplanten WEA-Standorten unterschreiten alle die Kriterien in Tabelle 11, so dass der gesamte Windpark als nicht komplex eingestuft werden kann. Dieses hat zur Folge, dass gemäß der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) das vereinfachte Verfahren für alle geplanten Standorte zur Anwendung kommt.

**3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub>**

Die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> kann gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 (DIBt, 2015) auf zwei unterschiedlichen Wegen erfolgen. Der einfachere Weg ist der Nachweis der in der Auslegung festgelegten Windzone per Windzonenkarte der DIBt (DIBt, 2023). Die DIBt gibt eine Windzonenkarte heraus, in welcher die Bundesländer und Landkreise, teilweise sogar einzelne Gemeinden den vier Windzonen zugeteilt sind. Ist die in der Windzonenkarte dargestellte Windzone kleiner oder entspricht diejenige der Auslegung, so ist eine exaktere Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> nicht notwendig.

An Standorten, an denen die Windzone der Auslegung kleiner ist als diejenige der Windzonenkarte, ist eine genauere Berechnung dieser 50-Jahreswindgeschwindigkeit notwendig. Dieses ist gemäß der DIBt der zweite, jedoch deutlich umfangreichere Weg des Nachweises.

Gemäß der Windzonenkarte liegen alle geplanten WEA-Standorte in der Windzone 1. In der Tabelle 3 ist für die geplanten Standorte WEA 01 bis WEA 04 die Windzone der Auslegung als WZ 2 festgehalten, die durch diejenige der Windzonenkarte abgedeckt wird. Eine genauere Berechnung der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> ist folglich laut DIBt 2012 für diese WEA nicht notwendig.

Da aber für die WEA 05 in der Tabelle 3 die Windzone der Auslegung als S festgehalten ist, kann die einfache Überprüfung der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> nicht auf Basis des Vergleichs der Windzonen erfolgen. Stattdessen ist auf Basis der Einteilung der Windzone gemäß Windzonenkarte und der Geländekategorie gemäß Standortbesichtigung und –einstufung die extreme Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> zu berechnen. Die entsprechenden theoretischen Zusammenhänge sind in der DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) festgehalten.

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe**

Bezeichnung	WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Windzone n. DIBT 2012	Basiswindgeschwindigkeit v <sub>b,0</sub> [m/s]	Geländekategorie	Extreme Windgeschwindigkeit v <sub>50</sub> [m/s]
WEA 05	E-160 EP5 E3 R1	166,6	WZ 1	22,5	II	35,3

**Tabelle 12** Extreme Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> auf Nabenhöhe nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) für den geplanten Standort im WP Bad Lippspringe

Die ermittelten Werte der extremen Windgeschwindigkeit v<sub>50</sub> sind in Tabelle 12 dargestellt und der Vergleich mit den Auslegungswerten aus Tabelle 3 für v<sub>ref</sub> zeigt, dass die extremen Windgeschwindigkeiten unterhalb der Auslegung liegen, folglich die Standsicherheit nachgewiesen ist.



### 3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit $v_{ave}$

Gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 ist ebenfalls die Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe zur weiteren Beurteilung der Standorteignung erforderlich. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit lässt sich ebenfalls auf zwei Wegen ermitteln: Sind die in den Tabellen 5-9 genutzten Winddaten exakt für die geplante Nabenhöhe zutreffend, so kann daraus auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe für jeden WEA-Standort ermittelt werden. Stammen die Winddaten nicht aus der geplanten Nabenhöhe, so müssen selbst bei nur geringfügigen Höhendifferenzen Umrechnungen stattfinden, die auf einem in der DIBt 2012 dargestellten Verfahren basieren. Für das Verfahren ist jedoch die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit  $v_{50}$  in Kapitel 3.2 notwendig.

Da die vorliegenden Winddaten in den Tabellen 5-9 mit dem anerkannten Windfeldmodell FITNAH-3D für die geplante Nabenhöhe ermittelt worden sind, kann der einfachere Weg gewählt werden. Die sich aus dem Modell ergebenden Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter  $k$  der Weibullverteilung in Nabenhöhe sind für die geplanten Standorte in der Tabelle 13 dargestellt.

Da alle geplanten Standorte gemäß Komplexitätsprüfung als nicht komplex eingestuft werden, kann das vereinfachte Verfahren entsprechend dem Punkt 16.2.b der DIBt 2012 Anwendung finden. Hiernach ist nachzuweisen, dass die Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe an den jeweiligen WEA-Standorten mindestens 5% unterhalb derjenigen Windgeschwindigkeit der Auslegung liegt. Ist der Formparameter  $k$  der Weibullverteilung jedoch größer als 2, so muss nur nachgewiesen werden, dass die Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt.

#### Windenergieprojekt Bad Lippspringe

Bezeichnung	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	Formparameter $k$ der Weibull-Verteilung [-]
WEA 01	6,31	2,13
WEA 02	6,56	2,17
WEA 03	6,61	2,16
WEA 04	6,43	2,16
WEA 05	6,73	2,19

**Tabelle 13** Mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter  $k$  der Weibullverteilung an den geplanten Standorten im WP Bad Lippspringe auf Basis der FITNAH-Modellierung

Die in Tabelle 13 dargelegten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten liegen für alle Standorte unterhalb der in der Auslegung definierten Windgeschwindigkeit. Da der Formparameter  $k$  größer als 2 ist, muss lediglich nachgewiesen werden, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt.

### 3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten

Die Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten an jedem geplanten WEA-Standort ist ein maßgeblicher Bestandteil des Standsicherheitsnachweises. Bei der effektiven Turbulenzintensität handelt es sich um eine fiktive Größe, die sich aus zwei wesentlichen Größen zusammensetzt. Nach der IEC 2010 (IEC, 2010) ist dieses einerseits die repräsentative Turbulenzintensität, welche wiederum nur eine rechnerische Größe ist. Diese Turbulenzintensität geht aber auf die mess- und damit belegbare Umgebungsturbulenzintensität zurück (s. Kap. 3.4.1). Die andere Komponente der effektiven Turbulenzintensität stellt die von weiteren WEA in der Umgebung induzierte Belastung dar (s. Kap. 3.4.2).





### 3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität

Unter der Umgebungsturbulenzintensität versteht man jene Turbulenz, welche bei freier Anströmung einer WEA durch die Überströmung der Topographie erzeugt wird. Die Turbulenzintensität ist dabei definiert als der Quotient der Standardabweichung einer Windgeschwindigkeitszeitreihe und dem 10-Minuten-Mittelwert von dieser. Wurden an einem Windmessmast entsprechende Daten aufgezeichnet, so lässt sich daraus ein Wert für die Umgebungsturbulenzintensität ermitteln.

Um die Umgebungsturbulenzintensitäten an WEA-Standorten modellieren zu können, werden die in Kapiteln 2.3 und 2.5 erwähnten Eingangsdaten benötigt, die um jeden Standort herum Informationen zu Waldgebieten, Siedlungen, Gewerbegebiete oder Freiflächen liefern. Ausgehend von den Landnutzungsdaten werden in 12 Sektoren für jeden Standort mittlere Rauigkeitslängen mit dem Abstand vom jeweiligen Standort gewichtet berechnet. Die Berechnung sowie die sich daraus zu berechnenden Umgebungsturbulenzintensitäten werden mit Hilfe von WASP und WASP Engineering (DTU, 2023) gewonnen. Wie schon in Kapitel 3.4 erwähnt wird zur Berechnung der effektiven Turbulenzintensität nicht die Umgebungsturbulenzintensität, sondern eine daraus abgeleitete Größe benötigt. Für Standsicherheitsnachweise nach der DIBt von 2004 wurde noch die charakteristische Turbulenzintensität benötigt. Diese setzt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität zusammen. Für Standsicherheitsnachweise, die nach den Richtlinien der DIBt von 2012 bzw. IEC von 2010 erstellt werden sollen, ist hingegen die repräsentative Turbulenzintensität erforderlich.

Da in der Regel die Werte für die Umgebungsturbulenzintensität modellbasiert berechnet und nicht gemessen werden, können die Werte für die charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität auf vergleichsweise einfachem Wege berechnet werden. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich demnach aus der Addition der Umgebungsturbulenzintensität und dem 1,2-fachen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Für die repräsentative Turbulenzintensität hingegen ändert sich der Faktor für die Standardabweichung vom 1,2-fachen auf das 1,28-fache.

Entsprechend des Punktes 16.2.a der DIBt (DIBt, 2015) ist die Berechnung der mittleren Umgebungsturbulenzintensität sowie die dazugehörige Standardabweichung bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s gefordert. Aus den Werten lassen sich dann die Werte der charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten bestimmen. In der Tabelle 14 sind beispielhaft für einen WEA-Standort im WP die ermittelten charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten dargestellt.

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Standort WEA 02**

Richtungssektoren	Charakteristische Turbulenzintensität [%]	Repräsentative Turbulenzintensität [%]
N	14,6	14,8
NNO	16,2	16,5
ONO	16,2	16,5
O	15,1	15,3
OSO	14,4	14,6
SSO	14,5	14,7
S	14,6	14,8
SSW	14,1	14,3
WSW	13,9	14,1
W	13,4	13,6
WNW	14,0	14,2
NNW	13,9	14,1

**Tabelle 14** Beispielhafte charakteristische und repräsentative Turbulenzintensitäten für geplanten Standort WEA 02 in 162,0 m Nabenhöhe bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s



### 3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten

Wie in den vorherigen Kapiteln schon beschrieben ergibt sich die effektive Turbulenzintensität aus der Addition der repräsentativen bzw. charakteristischen Turbulenzintensität und der durch benachbarte WEA hervorgerufenen induzierten Belastung.

Auf die Berechnung der WEA-induzierten Belastung nimmt eine weitere Größe enormen Einfluss. Hierbei handelt es sich um eine spezifische Charakteristik des Materials der turbulenzverursachenden Komponenten einer WEA. Dieser Koeffizient wird als Wöhlerlinien-Koeffizient bezeichnet und i.d.R. mit einem Wert von  $m = 10$  festgelegt (KUNTE, 2009). Der Wöhlerlinien-Koeffizient variiert je nachdem, wie viel Volumen-% Faseranteil in den glasfaser- bzw. kohlefaserverstärkten Kunststoffen enthalten sind. Für einen Faseranteil von 30 bis 50 Volumen-% ist nach einer Studie von Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH (GLIS, 2010) ein Wert von  $m = 10$  anzusetzen. Für Faseranteile, die weniger als 30 Volumen-% bzw. mehr als 50 Volumen-% aufweisen, kann der  $m$ -Wert variieren. Insgesamt ist festzuhalten, dass der Wöhlerlinien-Koeffizient materialabhängig ist und jeder WEA-Hersteller unterschiedliche Materialien bzw. Materialkombinationen nutzt. Sofern nicht anders vom Auftraggeber oder WEA-Hersteller angegeben, wird für die folgenden Berechnungen der effektiven Turbulenzintensitäten ein Wöhlerlinien-Koeffizient von  $m = 10$  angenommen (KUNTE, 2009).

Für die E-175 EP5/6MW gibt der WEA-Hersteller hingegen vor, dass ein von  $m=10$  abweichender Wöhlerlinien-Koeffizient anzusetzen ist. Statt  $m=10$  ist ein Wert von  $m=14$  anzusetzen.

Wie in Tabelle 1 schon dargestellt wird, sind die effektiven Turbulenzintensitäten sowohl in der IEC 61400-1 Ed.2 als auch in der Ed.3 windgeschwindigkeitsabhängig. Dieses hat zur Folge, dass für jedes Windgeschwindigkeits-BIN ein Wert für die effektive Turbulenzintensität ermittelt werden muss. Um diesen Bereich einzugrenzen ist gemäß der IEC (IEC, 2010) und der DIBt 2012 (DIBT, 2015) nur der Bereich von  $0,2-0,4v_{ref}$  zu betrachten. Basierend auf den in den Auslegungen festgelegten Werte für  $v_{ref}$  (s. Tab. 3) ergibt sich somit ein Windgeschwindigkeitsbereich von 8,5 m/s bis 17,0 m/s für die E-175 EP5/6MW und von 7,5 m/s bis 15,0 m/s für die E-160 EP5 E3 R1. Da erfahrungsgemäß Anlagenhersteller einen größeren Bereich als Eingangsparameter für ihre Lastberechnung verwenden, wird der Windgeschwindigkeitsbereich auf 3 m/s bis 25 m/s bzw. 28 m/s ausgeweitet.

Die BIN-genaue Darstellung der effektiven Turbulenzintensitäten hat zudem noch den weiteren Vorteil, dass durch Darstellung die ermittelten Werte für standortspezifische Nachweise der Betriebslasten durch den Anlagenhersteller genutzt werden können, sofern sich dies als erforderlich herausstellt. Ist der Nachweis der Betriebslasten für die geplanten WEA notwendig, deren Auslegungen nach den Richtlinien der DIBt von 2004 oder 2012 erstellt worden sind, so sind die aufgeführten windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse für den Nachweis der Lasten zwingend anzuwenden.

Die Tabelle 15 zeigt die Werte für die geplanten Standorte.



### Windenergieprojekt Bad Lippspringe – Planung

Windgeschwindigkeit [m/s]	IEC 61400-1 Ed.3, A [%]	WEA 01 [%]	WEA 02 [%]	WEA 03 [%]	WEA 04 [%]	WEA 05 [%]
Wöhlerkennlinie		m=14	m=14	m=14	m=14	m=10
3	41,9	28,1	29,1	28,4	27,9	27,7
4	34,4	28,4	29,3	28,2	27,6	27,6
5	29,9	28,4	29,3	28,0	27,1	27,2
6	26,9	<b>28,3</b>	<b>29,2</b>	<b>27,9</b>	26,8	26,8
7	24,8	<b>28,2</b>	<b>29,2</b>	<b>27,7</b>	<b>26,3</b>	<b>26,5</b>
8	23,2	<b>27,8</b>	<b>28,9</b>	<b>27,3</b>	<b>25,6</b>	<b>25,9</b>
9	22,0	<b>26,9</b>	<b>28,0</b>	<b>26,5</b>	<b>24,6</b>	<b>25,0</b>
10	21,0	<b>25,6</b>	<b>26,8</b>	<b>25,4</b>	<b>23,2</b>	<b>23,8</b>
11	20,1	<b>23,9</b>	<b>25,2</b>	<b>24,1</b>	<b>21,7</b>	<b>22,3</b>
12	19,5	<b>22,3</b>	<b>23,6</b>	<b>22,8</b>	<b>20,0</b>	<b>20,9</b>
13	18,9	<b>21,0</b>	<b>22,3</b>	<b>21,7</b>	18,5	<b>19,8</b>
14	18,4	<b>19,7</b>	<b>21,1</b>	<b>20,7</b>	17,1	<b>18,7</b>
15	18,0	<b>18,7</b>	<b>20,1</b>	<b>19,9</b>	16,0	17,9
16	17,6	<b>17,9</b>	<b>19,3</b>	<b>19,3</b>	15,3	17,3
17	17,3	17,2	<b>18,7</b>	<b>18,7</b>	14,8	16,8
18	17,0	16,6	<b>18,0</b>	<b>18,2</b>	14,7	16,3
19	16,7	16,1	<b>17,7</b>	<b>18,0</b>	14,6	16,0
20	16,5	15,7	<b>17,4</b>	<b>17,8</b>	14,6	15,7
21	16,3	15,4	<b>17,1</b>	<b>17,5</b>	14,6	15,4
22	16,1	15,1	<b>16,7</b>	<b>17,2</b>	14,5	15,1
23	15,9	14,9	<b>16,3</b>	<b>16,8</b>	14,6	14,8
24	15,7	14,8	15,4	<b>16,3</b>	14,6	14,3
25	15,6	14,7	14,9	15,3	14,6	14,1
26	15,4	-	-	-	-	14,0
27	15,3	-	-	-	-	14,0
28	15,2	-	-	-	-	14,0

**Tabelle 15** Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten  $m = 10$  &  $m=14$  auf NH für die geplanten WEA; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt

Die Turbulenzintensitäten an geplanten WEA-Standorten im WP Bad Lippspringe sind in Tabelle 15 dargestellt und weisen in einigen BINs des aufgezeigten Windgeschwindigkeitsbereichs von 3 m/s bis 28 m/s Überschreitungen auf. Hierbei sind lediglich die überschrittenen Turbulenzintensitäten zwischen  $0,2-0,4 v_{ref}$  relevant, außerhalb dieses Bereichs können etwaige Überschreitungen vernachlässigt werden. Diese Überschreitungen können durch Abschaltungen oder Leistungseinschränkungen der geplanten WEA minimiert werden. Entsprechende Abschaltungen sind dem Kapitel 4 zu entnehmen.

Im Rahmen von Lastberechnungen (Betriebs- und Extremlasten) kann ein Anlagenhersteller eine bisher mit Abschaltungen und Betriebseinschränkungen begutachtete Stellungnahme zur Standorteignung noch positiv (ohne oder mit weniger Abschaltungen/Leistungseinschränkungen) bescheinigen. Hierzu werden u.a. die in Tabelle 15 ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten als Ausgangsparameter für die entsprechenden Lastberechnungen genutzt. Anschließend werden die Ergebnisse der Lastberechnung mit den Auslegungswerten verglichen. Bei Erstellung dieser gutachterlichen Stellungnahme zur Standsicherheit lagen die Ergebnisse von anlagenspezifischen Lastberechnungen nicht vor.



### **3.5 Weitere Windbedingungen**

Die Kriterien der weiteren zu prüfenden Windbedingungen, welche den mittleren Höhenexponent, die mittlere Neigung der Anströmung sowie die Luftdichte umfassen, müssen für die geplanten WEA im WP Bad Lippspringe nicht bestimmt werden, da aufgrund der nicht komplexen Einstufung ihrer Standorte das vereinfachte Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) zur Anwendung kommt.

Wäre mindestens ein geplanter WEA-Standort komplex, so müssten für diesen Standort die aufgelisteten weiteren Windbedingungen überprüft werden.

### **3.6 Modell- und Datenunsicherheiten**

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung sind vereinfachte Annahmen und Randbedingungen getroffen bzw. definiert worden, um den Aufwand in einem angemessenen Rahmen halten zu können. Sämtliche getroffenen Vereinfachungen sind stets konservativ gewählt worden.

Die Realität kann durch den Einsatz von Modellrechnungen nur angenähert aber nie gänzlich erfasst werden. Folglich dienen die Modelle nur als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung. Die ermittelten Ergebnisse sind aufgrund der Vereinfachungen nur Orientierungswerte, welche ausschließlich unter den getroffenen Randbedingungen Gültigkeit haben.



#### 4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit

Aus den Vergleichen zwischen Windbedingungen und Auslegungswerten ergeben sich für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von  $m = 10$  aufgrund der Überschreitungen bezüglich der Turbulenzintensitäten Abschaltungen und Leistungsreduzierungen. Die Tabellen 16 bis 20 beinhalten die Vorgaben zu Pitchwinkelverstellungen und/oder Abschaltung der geplanten WEA im WP Bad Lippspringe aufgrund der erhöhten effektiven Turbulenzintensitäten.

In Folge dieser Leistungsreduzierungen und/oder Abschaltung kann die Standsicherheit der geplanten WEA hinsichtlich der Turbulenzintensitäten untereinander gewährleistet werden.

##### Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Standort WEA 01

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]	Sektor ( $0^\circ =$ geografisch Nord) [ $^\circ$ ]	Pitchwinkelverstellung / Abschaltung
WEA 02	8,5-9,5	$83 \pm 16$ (67 – 99)	BML-17
	9,5-10,5		BML-21
	10,5-11,5		BML-24
	11,5-12,5		BML-26
	12,5-13,5		BML-29
	13,5-17,0		BML-30
WEA 04	8,5-17,0	$152 \pm 16$ (136 – 168)	BML-30

**Tabelle 16** Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 01 im WP Bad Lippspringe

##### Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Standort WEA 02

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]	Sektor ( $0^\circ =$ geografisch Nord) [ $^\circ$ ]	Pitchwinkelverstellung / Abschaltung
WEA 01	8,5-13,5	$263 \pm 16$ (247 – 279)	BML-43
	13,5-15,5		BML-38
	15,5-17,0		BML-41
WEA 03	8,5-17,0	$98 \pm 16$ (82 – 114)	BML-43
WEA 04	8,5-17,0	$206 \pm 15$ (191 – 221)	BML-43
WEA 05	8,5-9,5	$152 \pm 14$ (138 – 166)	BML-5
	9,5-10,5		BML-7
	10,5-12,5		BML-10
	12,5-13,5		BML-7

**Tabelle 17** Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 02 im WP Bad Lippspringe


**Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Standort WEA 03**

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Pitchwinkelverstellung / Abschaltung
WEA 02	8,5-9,5	278 ± 16 (262 – 294)	BML-19
	9,5-10,5		BML-22
	10,5-11,5		BML-25
	11,5-12,5		BML-27
	12,5-13,5		BML-29
	13,5-14,5		BML-30
	14,5-17,0		BML-32
WEA 05	8,5-9,5	208 ± 15 (193 – 223)	BML-22
	9,5-10,5		BML-24
	10,5-11,5		BML-25
	11,5-12,5		BML-26
	12,5-13,5		BML-28
	13,5-14,5		BML-32
	14,5-15,5		BML-33
	15,5-16,5		BML-37
	16,5-17,0	BML-40	

**Tabelle 18** Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 03 im WP Bad Lippspringe

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Standort WEA 04**

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Pitchwinkelverstellung / Abschaltung
WEA 02	8,5-11,5	26 ± 15 (11 – 41)	BML-22
	11,5-12,5		BML-13
WEA 05	8,5-9,5	89 ± 15 (74 – 104)	BML-19
	9,5-10,5		BML-17
	10,5-11,5		BML-15
	11,5-12,5		BML-12

**Tabelle 19** Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 04 im WP Bad Lippspringe

**Windenergieprojekt Bad Lippspringe - Standort WEA 05**

Standort	Windgeschwindigkeit [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Pitchwinkelverstellung / Abschaltung
WEA 04	7,5-8,5	268,5 ± 15,5 (253 – 284)	BML-19
	8,5-10,5		BML-20
	10,5-11,5		BML-21
	11,5-12,5		BML-22
	12,5-13,5		BML-21
	13,5-14,5		BML-22

**Tabelle 20** Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 05 im WP Bad Lippspringe



## 5. Fazit

Das Windenergieprojekt Bad Lippspringe im Kreis Paderborn in Nordrhein-Westfalen ist hinsichtlich der Standorteignung nach DIBt 2012 überprüft und bewertet worden. Zur Überprüfung ist durch den Auftraggeber ein Parklayout mit den 5 geplanten WEA der ENERCON-WEA-Typen E-175 EP5/6MW mit einer Nabenhöhe von 162 m und E-160 EP5 E3 R1 mit einer Nabenhöhe von 166,6 m vorgegeben worden. Der WEA-Typ E-175 EP5/6MW hat gemäß der DIBt eine Auslegung der Windzone nach 2, die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind nach IEC Klasse A. Für den WEA-Typ E-160 EP5 E3 R1 gilt gemäß eine Auslegung nach Windzone S, während die Turbulenzintensität auch die Klasse A gilt.

Die Überprüfungen haben gezeigt, dass es hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten Überschreitungen der Auslegungswerte gibt, so dass nur auf Basis von Vorgaben zu Pitchwinkelverstellungen und Abschaltungen die Standsicherheit der geplanten WEA gewährleistet werden kann.

Demnach kann für die Standorte WEA 01 bis WEA 04 eine Betriebsdauer von 25 Jahren und für die WEA 05 eine Betriebsdauer von 20 Jahren gewährleistet werden.



**Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB\_07-03-01**

In der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standsicherheit des Windenergieprojektes Bad Lippspringe liegen keine Abweichungen zum akkreditierten Verfahren PB\_07-03-01 und zur DIBt 2012 vor. Es handelt sich bei diesem Prüfbericht um eine akkreditierte Leistung nach dem akkreditierten Verfahren PB\_07-03-01 und der DIBt 2012.





## Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer

Die Geltungsdauer der Ergebnisse wird durch das Windparklayout und durch die windklimatischen Bedingungen beeinflusst. Unter dem Begriff „Windparklayout“ sind Begriffe und Größen wie Standortkoordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe und Nennleistung zu verstehen. Windklimatische Einflussfaktoren sind hingegen die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, die sektoriellen Weibull-Parameter sowie die Umgebungsturbulenzintensität. Letztere Angaben entstammen einer FITNAH-3D-Windfeldmodellierung, welche generell durch Unsicherheiten in Höhe von 5 -10% gekennzeichnet ist. Diese haben aber in diese Untersuchungen keinen Eingang gefunden, da wie gefordert nur mit den berechneten, mittleren Windverhältnissen gearbeitet wird. Es wird empfohlen, dass diese vorhandene Unsicherheit bei der Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt wird.

Wird eine dieser Größen im Rahmen der Planung durch den Auftraggeber geändert, so sind die bisherigen ermittelten Ergebnisse nicht mehr gültig und bedürfen einer erneuten Überprüfung unter Berücksichtigung der geänderten Parameter.

Ein Wechsel des WEA-Typs zieht oftmals eine ganze Reihe von weiteren Änderungen nach sich. Durch diesen Wechsel ist es möglich, dass sich die bisherige Turbulenzklasse ändert. Parallel dazu geht meistens eine Änderung der Nabenhöhe einher, was zu einer Änderung der windklimatischen Bedingungen führt.

Die Erstellung der gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung erfolgt nach den dargestellten für den Standort anwendbaren Richtlinien unparteiisch, gemäß dem anzunehmenden Stand der Technik und mit bestem Wissen und Gewissen. Für die zugrunde gelegten Windverhältnisse und deren Auswertungen und Bewertungen werden seitens der Gutachter keine Garantien übernommen und die Ergebnisse haben nur unter den dargelegten Rahmenbedingungen Gültigkeit. Die gutachterliche Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung alleiniges Eigentum des Auftragnehmers. Es kann anschließend vom Auftraggeber im Rahmen von Antrags- und Genehmigungsverfahren verwendet werden. Die Veröffentlichung bzw. Vervielfältigung und Weitergabe der gutachterlichen Stellungnahme bzw. von Auszügen oder Ergebnissen an Dritte bedarf des schriftlichen Einverständnisses von GEO-NET.



## Abkürzungen

Darstellung der im Bericht verwendeten Abkürzungen:

<b>BImSchG</b>	Bundes-Immissionsschutzgesetz
<b>DIN</b>	Deutsches Institut für Normung e.V.
<b>DLC</b>	Auslegungslastfall ( <b>D</b> esign <b>L</b> oad <b>C</b> ase)
<b>FITNAH</b>	<b>F</b> low over <b>I</b> rregular <b>T</b> errain with <b>N</b> atural and <b>A</b> nthropogenic <b>H</b> eat Sources
<b>GIS</b>	Geo - Informationssysteme (engl. Geographic Information Systems)
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>NASA</b>	National Aeronautics and Space Administration
<b>NCAR</b>	National Center for Atmospheric Research
<b>NCEP</b>	National Center for Environmental Prediction
<b>NH</b>	Nabenhöhe
<b>UTM-K Z</b>	Universal Transverse Mercator Koordinaten Zone
<b>ü.G.</b>	über Grund
<b>ü. NN</b>	über Normalnull (Meeresniveau)
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>WP</b>	Windpark
<b>WZ</b>	Windzone



## Quellen

- BK, 2023: Digitales Geländemodell und Topografische Karte 1:25.000, Bezirksregierung Köln, Köln.
- DIBt, 1993: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Juni 1993, 2. Aufl., 1995, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2004: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), März 2004, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2015: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Oktober 2012 – korrigierte Fassung März 2015, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2023: Zuordnung der Windzonen zu Verwaltungsgrenzen, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Stand Juni 2022, [https://www.dibt.de/fileadmin/dibt-website/Dokumente/Referat/P5/Technische\\_Bestimmungen/Windzonen\\_nach\\_Verwaltungsgrenzen.xlsx](https://www.dibt.de/fileadmin/dibt-website/Dokumente/Referat/P5/Technische_Bestimmungen/Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx) (Abrufdatum: 19.12.2023)
- DIN, 1991: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin.
- DIN, 2006: Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005) Edition 3, DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1), Juli 2006, Berlin, Deutschland.
- DIN, 2010: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; DIN EN 1991-1-4:2010 und DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (Nationaler Anhang); Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin.
- DTU, 2023: Programmpakete WAsP (Version 12) und WAsP Engineering (Version 4), DTU Wind Energy, Roskilde, Denmark.
- EEA, 2019: Corine Land Cover 2018, Corine-Datensatz zur Nutzungsstruktur, European Environment Agency (EEA), Kongens Nytorv 6, 1050 Copenhagen K, Dänemark
- EMD, 2023: Programmpaket windPRO Version 3.6, EMD International A/S.
- ENERCON, 2022: Technisches Datenblatt, General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560kW, Dokument-ID: D02693145/1.1, 28.10.2022, Enercon GmbH, Aurich
- ENERCON, 2023: Technisches Datenblatt, General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5 / 6000kW, Dokument-ID: D02772001/4.0, 19.06.2023, Enercon GmbH, Aurich
- FRANSEN, S. T., 2007: Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters, Risø National Laboratory., Wind Energy Department, January 2007, Roskilde, Denmark.
- GEO-NET, 2023a: Standortinformationen zu umliegenden (Vergleichs-)Windparks, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GEO-NET, 2023b: Weibullinformationen zu betrachteten WEA-Standorten, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GLIS, 2010: Guidelines for the Certification of Wind Turbines, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, 2010, Hamburg, Deutschland.
- IEC, 1999: Wind turbines – Part 1: Design requirements; Edition 2; IEC 61400-1, 1999-02, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- IEC, 2010: IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines – Part 1: Design requirements, Edition 3, 2010-10, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- KUNTE, A., 2009: Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30, Seevetal, Deutschland.
- LP, 2023: WEA-Typen und Standorte im WP Bad Lippspringe, Lackmann Phymetrics GmbH, Paderborn, Schriftliche Mitteilung
- VDI, 1999: Umweltmeteorologie – Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht, VDI 3783 Blatt 12, 1999, Düsseldorf, Deutschland.