Gutachterliche Stellungnahme zur

Standorteignung nach DIBt 2012 für den

Windpark Oberperl

Deutschland

Bericht Nr.: I17-SE-2019-267 Rev.01

Gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den

Windpark Oberperl

Bericht-Nr.:	I17-SE-2019-267 Rev.01
Auftraggeber:	Windpark Oberperl GmbH & Co. KG Stephanitorbollwerk 3 D-28217 Bremen
Auftragsnehmer:	I17-Wind GmbH & Co. KG Am Westersielzug 11 25840 Friedrichstadt Tel.: 04881 – 936 498 – 0 Fax.: 04881 – 936 498 – 19 E-Mail: mail@i17-wind.de Internet: www.i17-wind.de
Bearbeitet:	Kristine Lenz (M. Sc.)
Geprüft:	Heiko Pauls (B. Eng.)
Datum:	30. April 2020

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik ausgeführt. Für die Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG gemessen, erhoben und verarbeitet wurden, kann keine Garantie übernommen werden.

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

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V. und erfüllt damit die Voraussetzung zur Anerkennung der gutachterlichen Stellungnahme eines Sachverständigen gemäß Anlage 2.7/12 Fußnote 2 der Musterliste der Technischen Baubestimmungen über die örtlich auftretende Turbulenzbelastung und über die Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten Windenergieanlagen in Bezug auf die Standsicherheit der geplanten und bestehenden Anlagen.

Revisionsnummer	Revisionsdatum	Änderung	Bearbeitet
0	01.10.2019	Erstellung Bericht I17-SE-2019-267 ENTWURF	Pauls
1	30.04.2020	Änderung der Standortkoordinaten von WEA W3	Lenz

Bearbeitet

M. Sc. Kristine Lenz

Friedrichstadt, 30.04.2020

Geprüft

B. Eng. Heiko Pauls,

Sachverständiger

Friedrichstadt, 30.04.2020

Inhaltsverzeichnis

1 Vorbemerkung ... 6
1.1 Allgemeines ... 6
1.2 Geführte Nachweise ... 6
1.2.1 Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten ... 7
1.2.2 Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten ... 7
1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen ... 8
1.3 Abweichungen von den Richtlinien ... 8
2 Aufgabenstellung ... 9
2.1 Umfang der Stellungnahme ... 9
2.2 Standortbeschreibung ... 9
3 Vergleich der Windverhältnisse ... 11
3.1 Grundlagen ... 11
3.2 Auslegungswerte der geplanten WEA ... 11
3.2.1 Auslegungswerte der Vestas V150-4.0/4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe ... 11
3.3 Vorherrschende Windverhältnisse am Standort ... 12
3.3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ... 12
3.3.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ... 13
4 Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} ... 14
4.1 Grundlagen ... 14
4.2 Bedingungen am Standort ... 15
4.2.1 Windparkkonfiguration ... 15
4.3 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität ... 16
4.3.1 Datengrundlage ... 16
4.3.2 Vorgehensweise ... 16
4.3.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte ... 17
4.3.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters ... 17
4.3.5 Repräsentative Turbulenzintensität ... 18
4.3.6 Modellunsicherheiten ... 18
4.4 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} ... 19
4.4.1 Grundlagen ... 19
4.4.2 Ergebnis ... 21
5 Zusammenfassung ... 22
5.1 Neu geplante Anlagen ... 22
5.2 Bestandsanlagen ... 23
6 Standortbesuch ... 24
6.1 Durchführung und Ergebnis ... 24
6.2 Auszug aus der Fotodokumentation ... 24

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis 27
Literaturverzeichnis 29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort, Kartenmaterial [23] 10
Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP), Kartenmaterial [23] 24
Abbildung 6.2: Blick von FP 1 in Richtung Nord 25
Abbildung 6.3: Blick von FP 1 in Richtung Ost 25
Abbildung 6.4: Blick von FP 1 in Richtung Süd 25
Abbildung 6.5: Blick von FP 1 in Richtung West 25
Abbildung 6.6: Blick von FP 2 in Richtung Nord 25
Abbildung 6.7: Blick von FP 2 in Richtung Ost 25
Abbildung 6.8: Blick von FP 2 in Richtung Süd 26
Abbildung 6.9: Blick von FP 2 in Richtung West 26
Abbildung 6.10: Blick von FP 3 in Richtung Nord 26
Abbildung 6.11: Blick von FP 3 in Richtung Ost 26
Abbildung 6.12: Blick von FP 3 in Richtung Süd 26
Abbildung 6.13: Blick von FP 3 in Richtung West 26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration 9
Tabelle 3.1: Auslegungswindbedingungen Vestas V150-4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe [21] 11
Tabelle 3.2: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 166 m ü. Grund [20] 12
Tabelle 3.3: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen 12
Tabelle 3.4: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012 13
Tabelle 4.1: Beschreibung der hinsichtlich I_{eff} auszuweisenden Anlagen 15
Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] 17
Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [5] 17
Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen 18
Tabelle 4.5: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort 18
Tabelle 4.6: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien 21
Tabelle 4.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau) 21
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen 22
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen 23

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der *„Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“* [1.1] veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1], auf deren Grundlage die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme erarbeitet wurde.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] schreibt ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zur Prüfung der Standorteignung vor, dass jedoch nur angewendet werden darf, wenn der Standort nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als nicht topografisch komplex eingestuft wird. Ist dieser als topografisch komplex einzustufen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um die Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] Abschnitt 11.9 erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte nach Typen- bzw. Einzelprüfung für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typen-/ bzw. einzelgeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die darin zu Grunde gelegte Richtlinie, unberücksichtigt:

i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.

ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1] Richtlinie zu Grunde.

Im Januar 2015 wurde seitens des DKE ein Vorschlag erarbeitet, der dem DIBt übersandt wurde [1.2]. Eine Einarbeitung bzw. Kommentierung in die Richtlinie DIBt 2012 [1] dieses Vorschlages steht noch aus. Bis zur Kommentierung bzw. Einarbeitung des erarbeiteten Vorschlags in die Richtlinie werden für die zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1] abgedeckt werden, folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [6], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [8].

ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1] die Standorteignung bezüglich der Windbedingungen in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}, welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Die dargestellte Verfahrensweise wurde in Abstimmung mit den Anlagenherstellern erarbeitet und findet solange Anwendung bis eine eindeutige Regelung durch das DIBt erfolgt ist [1].

1.2.1 Prüfung der Standorteignung an nicht topografisch komplexen Standorten

Die nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1] vereinfachte Prüfung zur Standorteignung verlangt folgende, zu erbringende Nachweise:

i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit
   1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung oder
   2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k der Weibull-Funktion gilt: $k \geq 2$.

ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] zwischen 0.2 v_{50} (h) und 0.4 v_{50} (h) mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.

iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit
   1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [7] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten) oder
   2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} (h) gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch ein Extremwindgutachten).

1.2.2 Prüfung der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [5] um einen topografisch komplexen Standort und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typen-/Einzelprüfung nach DIBt 2012 [1] zu Grunde, wird die vereinfachte Standorteignungsprüfung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Berechnungen, bzw. Nachweise, basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [5], erweitert:

iv. Die sektorielle Schräganströmung auf Nabenhöhe muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Schräganströmung auf Nabenhöhe den vorgegebenen Wert von +/- 8°, bzw. den in der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert, nicht überschreitet.

v. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten α muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass dieser für jeden Sektor unter dem Maximal-, bzw. über dem Minimalwert liegt, der in der Norm [5] ($0 \leq \alpha \leq 0.2$) oder der Typen-/Einzelprüfung angegeben ist.

vi. Der Standortmittelwert der Luftdichte darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den in der Norm [5] ($\rho \leq 1.225$ kg/m³) oder der Typen-/Einzelprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten.

vii. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen

Wenn eine der Bedingungen aus Abschnitt 1.2 nicht eingehalten wird, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der standortspezifischen Betriebsfestigkeits- und/oder Extremlasten mit den Lastannahmen der Typen-/Einzelprüfung, entsprechend den Lastfällen im Produktionsbetrieb DLC 1.1 – 1.5, nachgewiesen werden [5]. Hierzu werden die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der Ergebnisse aus der vorliegenden Gutachterlichen Stellungnahme ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist eine Standorteignung gegeben. Lässt sich nicht nachweisen, dass die standortspezifischen Lasten eingehalten werden, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie unterhalb der Auslegungslasten liegen oder die Standorteignung kann nicht nachgewiesen werden. Der Nachweis wird durch den/die Hersteller der betroffenen Anlagen geführt und der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt.

1.3 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1] abweichende, Verfahren wurden für die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung gewählt:

I. Generell ist die Umgebungsturbulenzintensität nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [7] zu ermitteln, wobei jedoch lokale Rauigkeiten nicht direkt berücksichtigt werden, sondern nur als Geländekategorie Eingang in die Berechnung finden. Die Richtlinie des Deutschen Institutes für Bautechnik DIBt sieht die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität für die Geländekategorie I und II nach einer vereinfachten Formel vor [1]. Um den tatsächlichen Rauigkeiten am Standort Rechnung zu tragen, wird die Umgebungsturbulenzintensität auf Basis eines invers logarithmischen Profils berechnet, das die Anordnung und den Abstand der Rauigkeitselemente berücksichtigt und die Werte nach [7] mit abdeckt.

II. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der zu betrachtenden Anlage ermittelt und nachgewiesen.

III. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10-fachen Rotordurchmessers RD der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen.

IV. Der Standortmittelwert der Luftdichte wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

V. Die standortspezifische extreme Turbulenz wird nicht nur für den Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit, sondern für alle Sektoren ermittelt. Der höchste ermittelte Wert wird ausgewiesen und mit der Referenzkurve des ETM verglichen.

Im vorliegenden Nachweis ist mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} immer das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe gemeint.

2 Aufgabenstellung

2.1 Umfang der Stellungnahme

Da im Windpark Oberperl kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typen-/einzelgeprüften Anlage nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] als topografisch komplexer Standort zu bewerten ist und, bzw. oder, einer zu prüfenden Anlage eine Typen-/Einzelprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde liegt, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung.

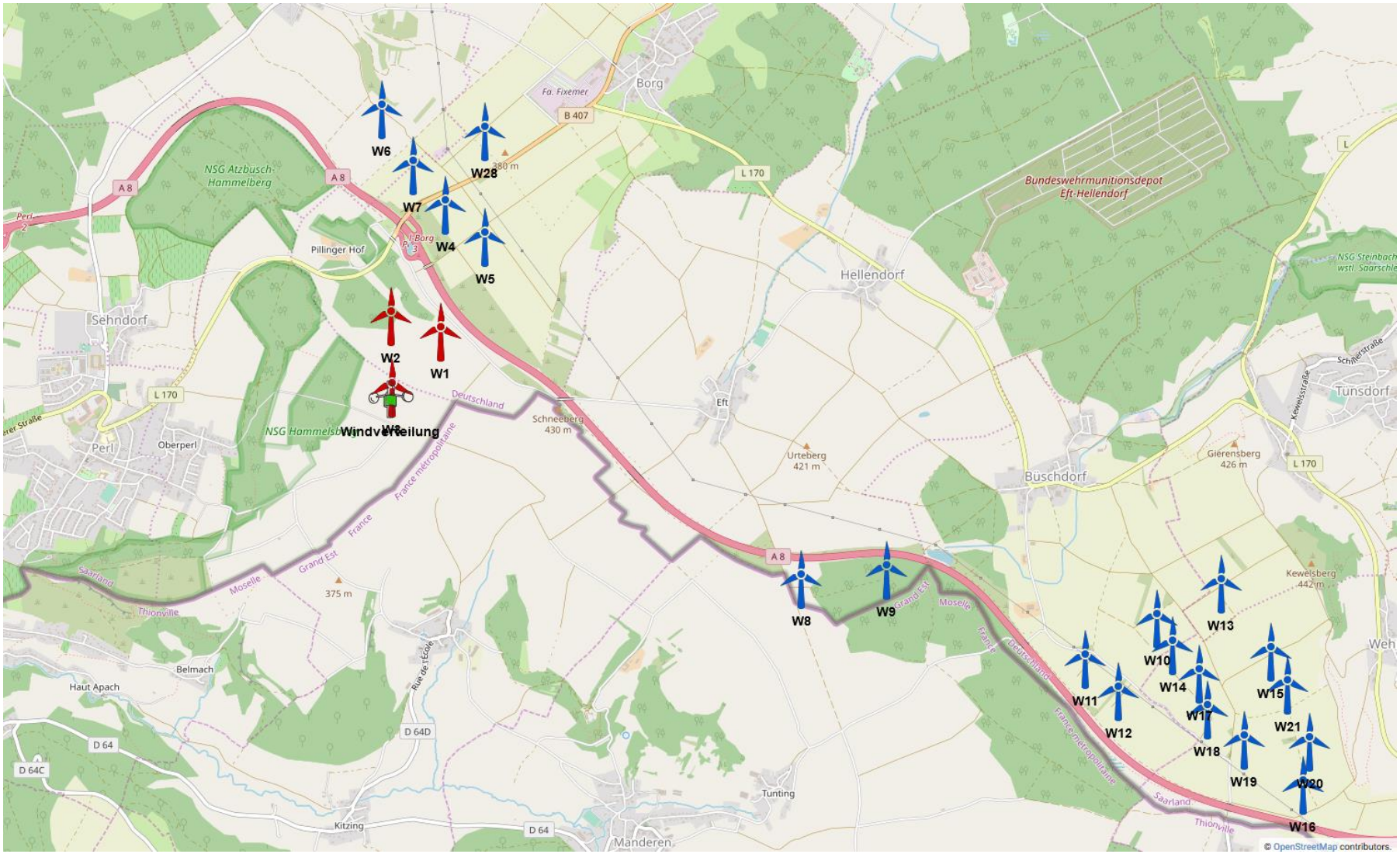
2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von drei Windenergieanlagen (WEA) des Typs Vestas V150-4.0/4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe, betrieben mit einer Nennleistung von 4200 kW [19]. In der näheren Umgebung des Standortes sind bereits weitere Anlagen errichtet [19.1]. Das Standortzentrum liegt nordöstlich von Oberperl, einem Ortsteil der Gemeinde Perl im Landkreis Merzig-Wadern im Saarland. Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine gutachterliche Stellungnahme zur Standorteignung nach der *„Richtlinie für Windenergieanlagen…“* DIBt 2012 [1] für alle zu betrachtenden WEA abzugeben, welche an den in Tabelle 2.1 aufgeführten und in Abbildung 2.1 dargestellten Koordinaten errichtet werden sollen, bzw. errichtet sind. Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer.

Interne lfd. Nr.	Neu / Bestand	Hersteller	WEA	Nennleistung [kW]	NH [m]	GK Bessel Zone 2	
						X [m]	Y [m]
W1	Neu	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530407	5482634
W2	Neu	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530070	5482741
W3	Neu	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530078	5482254
W4	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530436	5483491
W5	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530706	5483279
W6	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530001	5484135
W7	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530213	5483756
W8	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2532859	5480981
W9	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2533432	5481049
W10	Bestand	Enercon	E-82 E2 / 2.300 kW	2300	138.4	2535268	5480731
W11	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	122.0	2534784	5480453
W12	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2535008	5480239
W13	Bestand	Enercon	E-70 E4 / 2.000kW	2000	84.0	2535697	5480969
W14	Bestand	Enercon	E-70 E4 / 2.000kW	2000	84.0	2535376	5480548
W15	Bestand	Enercon	E-70 E4 / 2.000kW	2000	84.0	2536037	5480515
W16	Bestand	Enercon	E-70 E4 / 2.000kW	2000	84.0	2536262	5479615
W17	Bestand	Enercon	E-66 / 18.70	1800	86.0	2535555	5480359
W18	Bestand	Enercon	E-66 / 18.70	1800	86.0	2535612	5480116
W19	Bestand	Enercon	E-66 / 18.70	1800	86.0	2535860	5479915
W20	Bestand	Enercon	E-66 / 18.70	1800	86.0	2536306	5479909
W21	Bestand	Enercon	E-66 / 18.70	1800	86.0	2536155	5480289
W22	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2531646	5487166
W23	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2532140	5487043
W24	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2531627	5486907
W25	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2532195	5486665
W26	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2531668	5486476
W27	Bestand	Enercon	E-115 / 3.000 kW	3000	149.0	2532014	5486263
W28	Bestand	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530696	5483990

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand einer neu geplanten Anlage zu einer anderen Anlage von 2.36 Rotordurchmessern (RD). Dies betrifft die Anlagen W1 und W2.



Neuanlagen Bestandsanlagen Windverteilung

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration am Standort, Kartenmaterial [23]

3 Vergleich der Windverhältnisse

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse übermittelt [20] und von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft. Der Vergleich der Windverhältnisse am Standort mit den Auslegungsbedingungen ist nach DIBt 2012 [1] nur für Neuanlagen zu führen, siehe Tabelle 2.1.

3.2 Auslegungswerte der geplanten WEA

Es muss der Nachweis erbracht werden, dass die Windbedingungen auf Nabenhöhe die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Werte nicht überschreiten. Dieser Nachweis bezieht sich auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} und die 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50}. Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typen-/Einzelprüfung entnommen, oder nach den resultierenden Gleichungen bezüglich der Windzone und der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7] ermittelt, wenn die zu betrachtende Anlage nach der DIBt Fassung 2012 [1] typen-/einzelgeprüft ist, bzw. eine solche Typen-/Einzelprüfung angestrebt wird. Handelt es sich um eine zu betrachtende Anlage, deren Typen-/Einzelprüfung auf Auslegungswerten nach der DIBt Richtlinie Fassung 2004 [2] basiert und der Typen-/Einzelprüfung keine Auslegungswerte entnommen werden können, werden die Auslegungswindbedingungen entweder nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7] oder entsprechend der Staudruckzonen (Windzonen) und Gleichungen aus Anhang B der DIBt Fassung 2004 [2] berechnet. Entscheidend ist, welche Richtlinie der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde liegt.

3.2.1 Auslegungswerte der Vestas V150-4.0/4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe

Die geplante Anlage des Typs Vestas V150-4.0/4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe ist basierend auf der DIBt Richtlinie von 2012 [1] typengeprüft [21]. Die Anlage ist für die **Klasse S** ausgelegt. Die Auslegungsbedingungen für einen Betrieb mit 4200 kW werden in Tabelle 3.1 dargestellt.

DIBt 2012	
Referenzgröße auf Nabenhöhe	**Auslegungswerte**
V_{ave} [m/s]:	7.0
V_{50} [m/s]:	37.5
Turbulenzkategorie:	B

Tabelle 3.1: Auslegungswindbedingungen Vestas V150-4.2 MW auf 166 m Nabenhöhe [21]

3.3 Vorherrschende Windverhältnisse am Standort

3.3.1 Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [20] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern sie nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis des am jeweiligen Standort ermittelten Höhenexponenten α. Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Tabelle 3.2 führt die Windbedingungen am Standort auf.

Höhe: 166 m		A Parameter [m/s]	k Parameter [-]	Häufigkeit [%]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]
GK Bessel Zone 2					
2530070	5482244				
Sektor					
N		6.30	2.22	5.6	5.58
NN0		7.30	2.44	8.7	6.47
ONO		6.60	2.39	6.5	5.85
O		8.20	2.59	9.2	7.28
OSO		8.40	2.24	8.9	7.44
SSO		7.10	2.36	6.1	6.29
S		8.20	2.46	8.8	7.27
SSW		9.30	2.42	13.1	8.25
WSW		8.70	2.35	13.3	7.71
W		8.10	2.27	9.8	7.17
WNW		7.00	2.10	5.4	6.20
NNW		6.10	2.16	4.5	5.40
Gesamt (alle Sektoren)		**7.91**	**2.25**	**99.9**	**7.01**

Tabelle 3.2: Windverhältnisse am Standort auf einer Höhe 166 m ü. Grund [20]

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ist in Tabelle 3.3 dargestellt. Des Weiteren werden dort die Ergebnisse mit den Auslegungswerten der Anlagen verglichen. Überschreitungen des Auslegungswertes werden ***fett kursiv*** dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem positiven Vorzeichen versehen. Unterschreitungen werden normal dargestellt und in der relativen Betrachtung mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	NH [m]	v_{ave} (Standort) [m/s]	v_{ave} (Auslegung) [m/s]	v_{ave}(Standort) /v_{ave}(TP) [%]	Einhaltung des Auslegungs-wertes
W1 - W3	Vestas	V150-4.2 MW	166.0	7.01	7.00	***+0.14***	Nein

Tabelle 3.3: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten Anlagen

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort überschreitet die Auslegungswerte für die geplanten WEA. Somit ist die Standorteignung in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} am Standort nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachweisbar.

3.3.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} am Standort mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die Anlage in einer Windzone errichtet wird, die niedriger oder gleich der Windzone liegt, die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegt wurde, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit v_{50} gemäß Typen-/Einzelprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort abdeckt [1]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit mittels einer geeigneten Methode (z.B. der *Gumbel*-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Im Abschnitt 3.2 werden die Auslegungsbedingungen bezüglich v_{50} der zu betrachtenden Anlagen dargestellt und in der folgenden Tabelle 3.4 mit den Bedingungen am Standort verglichen.

Alle zu betrachtenden Standorte liegen in Windzone 1 [11] und Geländekategorie II nach DIBt 2012 [1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [7]. Die folgende Tabelle 3.4 stellt den Vergleich zwischen der Auslegungswindbedingung und der dem Standort zugeordneten Windzone dar.

WEA-Typ	NH [m]	Typenprüfung	v_{50} Auslegung	v_{50} Standort	Standortklasse	Einhaltung des Auslegungs-wertes
V150-4.2 MW	166.0	Klasse S nach DIBt 2012	37.50	35.27	WZ 1 GK II	Ja

Tabelle 3.4: Windzonenvergleich zwischen Standort und Typenprüfung bezogen auf DIBt 2012

Die geplanten Anlagen sollen in einer Windzone errichtet werden, die durch die Auslegungswerte hinsichtlich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe abgedeckt ist. Die Standorteignung hinsichtlich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit ist somit für alle geplanten WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen.

4 Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff}

4.1 Grundlagen

WEA sind für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt, welche sich durch die der Typen-/Einzelprüfung zu Grunde gelegten Windzone ergibt. Wird durch eine Messung oder ein Gutachten gezeigt, dass die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe innerhalb der Auslegungswerte der Typenprüfung liegen, kann eine Anlage des betrachteten Typs in Erwägung gezogen werden, siehe hierzu Abschnitt 3. Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe existieren ebenfalls Auslegungswerte, welche in der aktuellen Norm DIN EN 61400-1:2011-8 [5] unter anderem in die drei Klassen A, B und C unterteilt sind. Im Gegensatz zur Windgeschwindigkeit, einer atmosphärisch auferlegten Größe, kann sich die Turbulenzintensität in Windfarmen derart erhöhen, dass die Auslegungswerte bezüglich dieser Größe überschritten werden. Ist dies der Fall, arbeitet eine WEA außerhalb der definierten Grenzwerte, was eine Verkürzung der in der Typen-/Einzelprüfung festgelegten Betriebsdauer zur Folge haben kann.

Wenn nachgewiesen werden kann, dass die an den zu betrachtenden Anlagen ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten unterhalb der Auslegungswerte der Typen-/Einzelprüfung der Anlage liegen, bzw. diese nicht überschreiten, kann die betrachtete Windenergieanlage am Standort betrieben werden und die Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität ist nachgewiesen. Die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt hierbei nach dem in Abschnitt 4.4 beschriebenen Verfahren. Wenn effektive Turbulenzintensitäten ermittelt werden, die oberhalb der Auslegungswerte der betrachteten Turbulenzklasse liegen, kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität über einen Vergleich mit den Auslegungswerten nicht nachgewiesen werden.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt die vorliegende gutachterliche Stellungnahme zur Turbulenzbelastung zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar, und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

4.2 Bedingungen am Standort

4.2.1 Windparkkonfiguration

Der Auftraggeber hat die in Tabelle 2.1 und Abbildung 2.1 dargestellte Windparkkonfiguration übermittelt [19]. Aufgeführt sind alle übermittelten Anlagen, siehe hierzu auch Abschnitt 2.2. Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist nur für Anlagen innerhalb eines Radius von 10 RD [5] um die geplanten Anlagen auszuweisen, bei der Ermittlung von I_{eff} wird aber das gesamte Windparklayout aus Tabelle 2.1 berücksichtigt. Tabelle 4.1 führt die für die Betrachtung der effektiven Turbulenzintensität relevanten Anlagen auf.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	WEA	Nennleistung [kW]	RD [m]	NH [m]	GK Bessel Zone 2	
						X [m]	Y [m]
W1	Vestas	V150-4.2 MW	4200	150.0	166.0	2530407	5482634
W2	Vestas	V150-4.2 MW	4200	150.0	166.0	2530070	5482741
W3	Vestas	V150-4.2 MW	4200	150.0	166.0	2530078	5482254
W4	Vestas	V112-3.0 MW	3075	112.0	140.0	2530436	5483491
W5	Vestas	V112-3.0 MW	3075	112.0	140.0	2530706	5483279
W6	Vestas	V112-3.0 MW	3075	112.0	140.0	2530001	5484135
W7	Vestas	V112-3.0 MW	3075	112.0	140.0	2530213	5483756
W28	Vestas	V112-3.0 MW	3075	112.0	140.0	2530696	5483990

Tabelle 4.1: Beschreibung der hinsichtlich I_{eff} auszuweisenden Anlagen

4.3 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

4.3.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [20] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

4.3.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem definierten Zeitintervall um ihren Mittelwert. Sie ist nach den geltenden Richtlinien als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 10 Minuten Intervall zu bilden [5]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{char} durch Addition der 1-fachen Standardabweichung σ_σ und I_{rep} durch Addition der 1.28-fachen Standardabweichung σ_σ der Umgebungsturbulenzintensität zu I_{amb}, ermittelt werden [5]. Durch Ermittlung der Windscherung kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch, bzw. numerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Vorgaben des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen invers logarithmischen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach der geltenden Richtlinie [5] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im *Windfarm Assessment Tool* eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzturbulenzintensität nach NTM und dem 1-fachen σ_σ die Referenzkurve nach der geltenden Richtlinie [5] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} Anwendung.

4.3.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [5] auf topografische Komplexität untersucht. Die topografische Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

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

Tabelle 4.2: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5]

Ein Standort wird als topografisch komplex eingestuft, wenn 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 4.2 nicht erfüllen [5]. Demnach ist im Windpark Oberperl kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 [1] typen-/einzelgeprüften Anlage als topografisch komplex einzustufen und es ist das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 anzuwenden.

4.3.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters C_{CT}. Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [5] der Komplexitätsindex i_C ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 4.3. Bei der Ermittlung von i_C werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 4.2 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter C_{CT} kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [14] und der übermittelten Windverhältnisse [20] berechnet.

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

Tabelle 4.3: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [5]

Die folgende Tabelle 4.4 führt auf, in welchen Sektoren der für den Standort ermittelte Turbulenzstrukturparameter C_{CT} zum Tragen kommt und welcher Wert errechnet wurde.

Interne lfd. Nr.	C_{CT} (0)	C_{CT} (30)	C_{CT} (60)	C_{CT} (90)	C_{CT} (120)	C_{CT} (150)	C_{CT} (180)	C_{CT} (210)	C_{CT} (240)	C_{CT} (270)	C_{CT} (300)	C_{CT} (330)
Alle WEA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabelle 4.4: Ermittelte Turbulenzstrukturparameter für alle in Betracht zu ziehenden Anlagen

4.3.5 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 4.5 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen, Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

W1	NH: 166 m	I_{rep} [%]
GK Bessel Zone 2		
2530407	5482634	
Sektor		
N		12.19
NN0		12.29
ONO		13.75
O		13.58
OSO		12.14
SSO		12.50
S		12.56
SSW		12.82
WSW		12.71
W		12.05
WNW		12.86
NNW		12.78

Tabelle 4.5: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

4.3.6 Modellunsicherheiten

Berechnungsmodelle bilden nur annähernd die Realität ab und bei den Berechnungen werden teilweise vereinfachte Annahmen getroffen, die jedoch allesamt als konservativ zu bewerten sind.

4.4 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

4.4.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerkoeffizient *m.* In der vorliegenden Gutachterlichen Stellungnahme liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerkoeffizienten zwischen *m=10* für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und *m=15* für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich wird die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der quadratischen Addition der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf einer anderen WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, ermittelt. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ zu beachten. Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgte für die vorliegende Gutachterliche Stellungnahme nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4. Die induzierte Turbulenzintensität wird in diesem Turbulenzmodell als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige c_t-Wert (Schubbeiwert), als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl λ der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf, als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte c_t und λ sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt um den worst-case abzubilden.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand kleiner 10 RD von der zu betrachtenden Anlage befindet [5]. Ist der Abstand aller WEA im Umfeld grösser 10 RD gilt $I_{eff} = I_{rep}$, bzw. $I_{eff} = I_{char}$.

Die effektive Turbulenzintensität wird auf Nabenhöhe jeder zu betrachtenden Anlage ausgewiesen. In [10] wird kein relativer Mindestabstand zwischen WEA ausgewiesen, bis zu welchem das Turbulenzmodell seine Gültigkeit behält. In der Zusammenfassung des Vergleichs des Modells mit realen Messungen an Anlagen wird gezeigt, dass mit dem angewandten Modell zwar Abweichungen zu den Messungen festgestellt wurden, diese jedoch nicht systematischer Natur sind. Diesen Abweichungen wird durch den konservativen Ansatz bei der Ermittlung des Einflussbereiches der WEA untereinander Rechnung getragen. Zudem liefert das Turbulenzmodell konservative Ergebnisse, wenn am Standort niedrige Umgebungsturbulenzen herrschen. Diese Vergleiche des Modells mit realen Messungen wurden bis zu relativen Anlagenabständen von 2.0 RD durchgeführt. Die Versuche fanden im Vergleich zu heutigen Anlagengrößen an sehr kleinen Anlagen statt, sodass eine Übertragbarkeit auf heutige Anlagengrößen nicht uneingeschränkt gegeben ist. Aus diesem Grund

wird von einer pauschalen Anwendbarkeit bis 2.0 RD abgesehen und eine Einzelfallprüfung durchgeführt.

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens 2.3 RD können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastenrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen 2.0 RD und 2.3 RD wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastenrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlaufsituation bewertet:

- Der Formfaktor der Weibullverteilung *k*
- Der Energieanteil
- Die Kriterien nach Tabelle 4.2

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastenrechnung herangezogen werden können, werden sektorielle Abschaltungen oder Betriebsweisen eingearbeitet, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

In den zu Grunde gelegten Richtlinien DIBt 2012 [1] und DIBt 2004 [2] dient eine windgeschwindigkeitsabhängige effektive Turbulenzintensität I_{eff} als Grundlage zur Bewertung der Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität, in der DIBt 1993 Richtlinie [3] eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} = 20 %.

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte unterhalb der Auslegungswerte gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der jeweiligen Richtlinie als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach der zu Grunde gelegten Richtlinie nicht nachgewiesen werden, was jedoch durch eine standortspezifische Lastenberechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines Zertifizierers ermöglicht werden kann.

Die vorliegenden Ergebnisse für die effektive Turbulenzintensität werden nach den Vorgaben der *„Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“* Fassung 2012 des Deutschen Institutes für Bautechnik [1] ermittelt. Alle Forderungen und Vorgaben decken ebenfalls die Forderungen der *„Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“* Fassung 2004 [2], sowie die der Fassung von 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995 des Deutschen Institutes für Bautechnik [3], ab.

4.4.2 Ergebnis

Die folgende Tabelle 4.6 führt die den zu betrachtenden Anlagen zu Grunde gelegten, bzw. unterstellten Richtlinien in Bezug auf deren Typenprüfung auf.

Anlage	Nabenhöhe [m]	Zu Grunde gelegte Richtlinie	Turbulenzkategorie
V150-4.2 MW	166.0	DIBt 2012	B
V112-3.0 MW	140.0	DIBt 2012	A

Tabelle 4.6: Der Turbulenzermittlung zu Grunde gelegte Richtlinien

Die folgende Tabelle 4.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1] gegenübergestellt. Überschreitungen sind ***fett kursiv*** dargestellt.

v_{hub}	W1[B]	W2[B]	W3[B]	W4[A]	W5[A]	W6[A]	W7[A]	W28[A]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse A
3	0.354	0.357	0.329	0.358	0.346	0.322	0.349	0.323	0.366	0.419
4	***0.321***	***0.328***	0.288	0.308	0.296	0.271	0.299	0.272	0.301	0.344
5	***0.290***	***0.299***	0.257	0.271	0.260	0.238	0.263	0.239	0.262	0.299
6	***0.265***	***0.276***	0.233	0.248	0.237	0.216	0.240	0.218	0.236	0.269
7	***0.247***	***0.259***	0.215	0.230	0.219	0.200	0.222	0.203	0.217	0.248
8	***0.231***	***0.243***	0.199	0.215	0.204	0.188	0.208	0.191	0.203	0.232
9	***0.209***	***0.220***	0.180	0.208	0.196	0.180	0.201	0.185	0.192	0.220
10	***0.186***	***0.195***	0.163	0.197	0.184	0.172	0.190	0.177	0.183	0.210
11	0.167	0.174	0.150	0.177	0.166	0.159	0.171	0.165	0.176	0.201
12	0.155	0.159	0.141	0.159	0.152	0.148	0.155	0.154	0.170	0.195
13	0.147	0.149	0.136	0.149	0.144	0.141	0.145	0.146	0.165	0.189
14	0.140	0.142	0.131	0.141	0.138	0.136	0.139	0.141	0.161	0.184
15	0.135	0.136	0.127	0.136	0.134	0.132	0.134	0.136	0.157	0.180
16	0.131	0.131	0.124	0.132	0.130	0.129	0.130	0.132	0.154	0.176
17	0.127	0.127	0.122	0.129	0.127	0.126	0.127	0.129	0.151	0.173
18	0.124	0.124	0.120	0.126	0.124	0.123	0.124	0.126	0.149	0.170
19	0.121	0.121	0.118	0.123	0.122	0.121	0.122	0.123	0.146	0.167
20	0.119	0.119	0.116	0.121	0.120	0.119	0.120	0.121	0.144	0.165
21	0.117	0.116	0.114	0.119	0.118	0.118	0.118	0.119	0.142	0.163
22	0.115	0.115	0.113	0.117	0.116	0.116	0.117	0.118	0.141	0.161
23	0.113	0.113	0.112	0.116	0.115	0.115	0.115	0.116	0.139	0.159
24	0.111	0.112	0.111	0.114	0.113	0.114	0.114	0.115	0.138	0.157
25	-	-	-	0.113	0.112	0.113	0.113	0.113	0.136	0.156

Tabelle 4.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)

5 Zusammenfassung

5.1 Neu geplante Anlagen

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

i. W1 – W3 Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.1),

ii. W1 – W3 in einer Windzone errichtet werden sollen, die den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.3.2),

iii. W1 und W2 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 4.4.2) und

iv. W3 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität gegenüber den Auslegungswerten aufweist (siehe Abschnitt 4.4.2).

Für die geplanten Anlagen W1 - W3 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus den Abschnitten 3 bis 4 ergeben, dass die Auslegungslasten der Windenergieanlagen nach Tabelle 2.1 nicht überschritten werden [22]. Die Ergebnisse in [22] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Plausibilität geprüft. Somit ist die Standorteignung gemäß der Richtlinie DIBt 2012 [1] für die geplanten Anlagen W1 - W3 nachgewiesen.

Die folgende Tabelle 5.1 stellt die Ergebnisse zusammenfassend dar.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Nennleistung [kW]	NH [m]	GK Bessel Zone 2		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
					X [m]	Y [m]	
W1	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530407	5482634	Ja
W2	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530070	5482741	Ja
W3	Vestas	V150-4.2 MW	4200	166.0	2530078	5482254	Ja

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse Neuanlagen

5.2 Bestandsanlagen

Für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen W4 – W7 und W28 konnte die nach DIBt 2012 [1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Abschließend kann die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nach DIBt 2012 [1] für die als Bestand zu betrachtenden Anlagen am Standort Oberperl auch nach Zubau nachgewiesen werden.

Die Ergebnisse werden in der folgenden Tabelle 5.2 zusammenfassend dargestellt.

Interne lfd. Nr.	Hersteller	Anlagentyp	Nennleistung [kW]	NH [m]	GK Bessel Zone 2		Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
					X [m]	Y [m]	
W4	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530436	5483491	Ja
W5	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530706	5483279	Ja
W6	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530001	5484135	Ja
W7	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530213	5483756	Ja
W28	Vestas	V112-3.0 MW	3075	140.0	2530696	5483990	Ja

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestandsanlagen

6 Standortbesuch

6.1 Durchführung und Ergebnis

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese im Juli 2019 durch die I17- Wind GmbH & Co. KG durchgeführt.

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standort-dokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

6.2 Auszug aus der Fotodokumentation

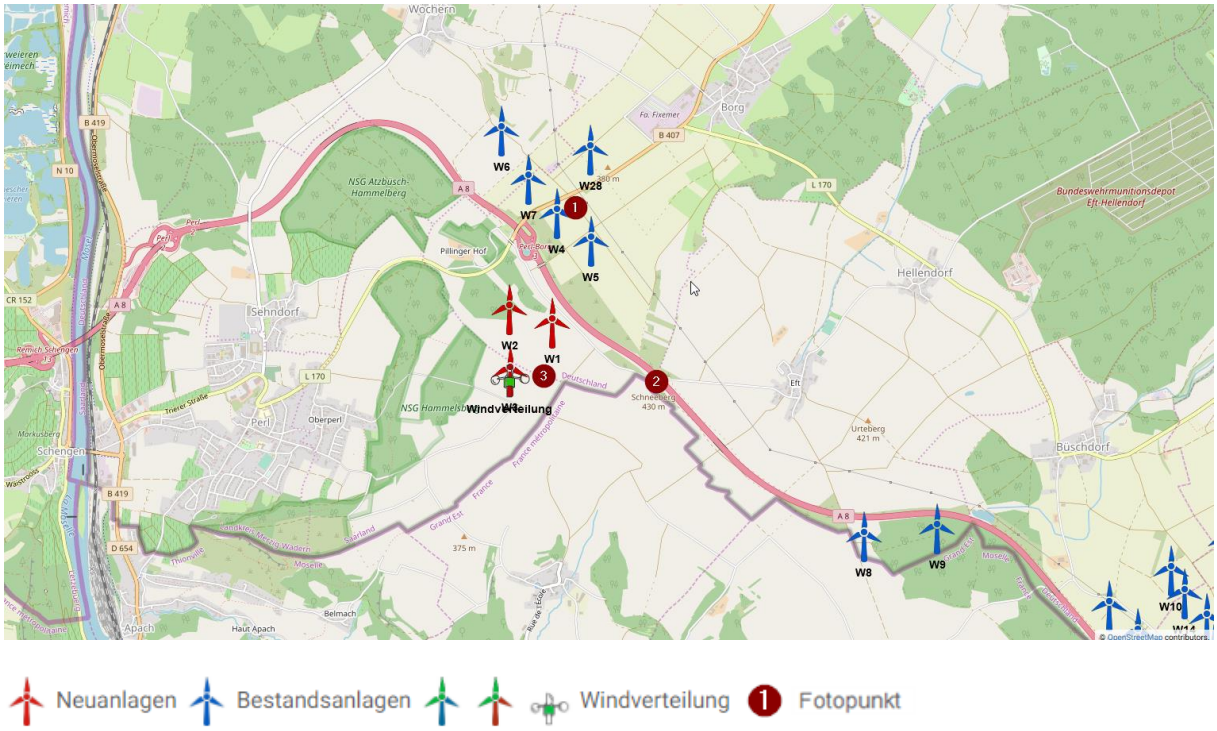


Abbildung 6.1: Übersicht der Fotopunkte (FP), Kartenmaterial [23]

Abbildung 6.2: Blick von FP 1 in Richtung Nord

Abbildung 6.3: Blick von FP 1 in Richtung Ost

Abbildung 6.4: Blick von FP 1 in Richtung Süd

Abbildung 6.5: Blick von FP 1 in Richtung West

Abbildung 6.6: Blick von FP 2 in Richtung Nord

Abbildung 6.7: Blick von FP 2 in Richtung Ost

Abbildung 6.8: Blick von FP 2 in Richtung Süd

Abbildung 6.9: Blick von FP 2 in Richtung West

Abbildung 6.10: Blick von FP 3 in Richtung Nord

Abbildung 6.11: Blick von FP 3 in Richtung Ost

Abbildung 6.12: Blick von FP 3 in Richtung Süd

Abbildung 6.13: Blick von FP 3 in Richtung West

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

A	Skalen-Parameter der Weibullverteilung
α	Höhenexponent / Windscherung
β	Schräganströmung bezogen auf die horizontale Ebene auf Nabenhöhe
BImSchG	Bundes Immissions-Schutz Gesetz
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter
c_t	Schubbeiwert
D	Dimensionsloser Abstand bezogen auf den größeren Rotordurchmesser
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
ETM	Extremturbulenzmodell
ETRS 89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauss-Krüger oder Geländekategorie
h_{bot}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in tiefster Stellung
H_{min}	Geringste Höhe, bei der die zu Grunde gelegten Gleichungen gültig sind.
H_{top}	Höhe der Blattspitze über Grund, wenn Blatt in höchster Stellung
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität nach [2]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität nach [3]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität
k	Formfaktor der Weibullverteilung
NA	Nationaler Anhang
NH	Nabenhöhe
NTM	Normalturbulenzmodell
RD	Rotordurchmesser
ρ	Luftdichte
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
$v_{horizontal}$	Horizontale Komponente der Windgeschwindigkeit
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
v_r	Nennwindgeschwindigkeit
v_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit
v_{en}	n-Jahres-Bö
$v_{vertikal}$	Vertikale Komponente der Windgeschwindigkeit
v_{50}	50-Jahreswindgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert)

v_{50} (h)	50-Jahreswindgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) auf Nabenhöhe der WEA
WEA	Windenergieanlage
WGS 84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WP	Windpark
WSM	Windsektormanagement (sektorielle Abschaltung)
WZ	Windzone / Staudruckzone
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität
z_0	Rauigkeitslänge

Literaturverzeichnis

[1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015;*

[1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*

[2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[4] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Musterliste für Baubestimmungen; Fassung September 2012; http://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Muster-LTB_09_2012.pdf;*

[5] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*

[6] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*

[7] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*

[8] *International Electrotechnical Comission; IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*

[9] *International Electrotechnical Comission; IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Windturbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*

[10] *ENC Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*

[11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 27.09.2018;*

[12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*

[13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;*

[14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*

[15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128*;

[16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*

[17] *EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;*

[18] *EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller;*

[19] *wpd onshore GmbH & Co. KG; 2019-09-04_OBPE_FB_M1250_A1.pdf; übermittelt per E-Mail mit dem Betreff „WG: OBPE (1-10-900) - Koordinatensystem AutoCAD"; 05.09.2019 und E-Mail mit dem Betreff:" Anpassung_S3-Paket_Koordinaten_Vermessung_WP-Oberperl" vom 12.11.2019;*

[19.1] *LUA SAARLAND; E-Mail mit dem Betreff: „WG: Ihre Anfrage vom 17.07.2019" vom 27.07.2019 Datei: Vorbelastung für I17-Wind.pdf; und E-Mail mit dem Betreff:" Angaben Anlage 1 - WP Perl-Borg / Wochern" vom 01.10.2019;*

[20] *Ramboll CUBE GmbH*; *Windgutachten (TR6-KONFORM) für den Standort Perl | Landkreis Merzig-Wadern | Saarland; Ramboll CUBE GmbH; Berichtsnummer: 18-1-2066-000; 31.07.2018*

[21] *DNV GL Energy; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-4.0MW/4.2MW mit 166 m Nabenhöhe für Windzone WZ2GK2 (S); Berichts-Nr. L-03642-A052-0 Rev.03; 28.01.2018;*

[22] *Vestas Wind Systems A/S; Wind & Site Vestas Site Specific Load Calculation Oberperl–Germany; WS-Loads-C4C: 26290; T13 0094-0625 Ver 00; 24.04.2020;*

[23] *© OpenStreetMap-Mitwirkende; http://creativecommons.org;*