

Prüfbericht  
WICO 113TI521-03  
17.10.2022

# Bestimmung der Turbulenzintensität an einem Standort und im Windpark

DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen /1/

Standort: Niederndodeleben, Sachsen-Anhalt  
WEA-Typ: VESTAS V172-7.2 MW,  
Anzahl der Varianten: 1

**Projekt**

**Titel:**

Bestimmung der Turbulenzintensität an einem Standort und im Windpark

**Standort:**

Niederndodeleben, Sachsen-Anhalt

**Aufgabenstellung:**

Bestimmung der Windfeldparameter, der Umgebungsturbulenz, der Standardabweichung der Umgebungsturbulenz für Windenergieanlagen (WEA) am Standort, und der effektiven Turbulenzintensität für WEA an ihren Standorten:

Variante 1: 3 WEA VESTAS V172-7.2 MW,  $h_N = 175$  m

Abschätzung der Extremwindgeschwindigkeiten sowie der mittleren Windfeldparameter für WEA an ihren Standorten

**Referenzdokumente:**

WICO 113TI521-01 vom 07.07.2021, Bestimmung der Turbulenzintensität an einem Standort und im Windpark, Standort Niederndodeleben

**Grundnorm:**

Die Bearbeitung erfolgt gemäß der Vorgaben der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen /1/ in Verbindung mit den Festlegungen der Prüfanweisung QMP-13 /18/ der WIND-consult GmbH.

**Auftrag**

**Auftraggeber:**

Winag Neue Energien GmbH, Dorfstr. 1, 39435 Egelin, Deutschland

**Auftragnehmer:**

WIND-consult GmbH, Reuterstraße 9, 18211 Admannshagen-Bargeshagen, Deutschland

**Auftragsnummer:**

WICO 113TI521-03

**Auftragserteilung:**

29.09.2022

**Auftragsbestätigung:**

13.10.2022

**Bearbeitung:**



Dipl.-Phys. Thomas Twardzik  
Prüfingenieur

**Prüfung:**



Dipl.-Geoök. S. Müller  
Ltr. Arbeitsgruppe  
Windpotenzial

**Freigabe:**



Dipl.-Ing. D. Wüstenberg  
Geschäftsführer

Dieser Bericht darf ohne schriftliche Genehmigung der WIND-consult GmbH nur vollständig vervielfältigt und genutzt werden. Die Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf das Mess- / Prüfobjekt.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>ERLÄUTERUNGEN ZUM AUFTRAG</b>	<b>5</b>
1.1	AUFGABENSTELLUNG	5
1.2	ERLÄUTERUNGEN ZUR AUFGABENSTELLUNG	5
1.3	VERWENDETE RICHTLINIEN	5
<b>2</b>	<b>STANDORTEIGNUNG VON WINDENERGIEANLAGEN</b>	<b>6</b>
2.1	VORAUSSETZUNGEN	6
2.2	ÜBERSCHREITUNG VON AUSLEGUNGSWERTEN	6
<b>3</b>	<b>BEGRIFFSERKLÄRUNG</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>BESTIMMUNG DER RELEVANTEN PARAMETER</b>	<b>9</b>
4.1	BESTIMMUNG DER TURBULENZINTENSITÄT MIT GEMESSENEN WINDDATEN	9
4.2	BESTIMMUNG DER TURBULENZINTENSITÄT MIT EINEM STRÖMUNGSMODELL	9
4.3	BESTIMMUNG DER GELÄNDEKOMPLEXITÄT	9
4.4	BESTIMMUNG DER EFFEKTIVEN TURBULENZINTENSITÄT	10
4.5	ABSCHÄTZUNG DER EXTREMWINDGESCHWINDIGKEIT	10
4.6	UNSICHERHEIT DER TURBULENZBERECHNUNG	10
<b>5</b>	<b>STANDORT- UND PROJEKTBSCHREIBUNG</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>EINGANGSDATEN</b>	<b>12</b>
6.1	KOORDINATENSYSTEM, KOORDINATEN	12
6.2	OROGRAPHIE (GELÄNDEMDELLIERUNG)	12
6.3	RAUIGKEIT	12
6.4	HINDERNISSE	12
6.5	WINDDATEN	12
6.6	UMGEBUNGSTURBULENZINTENSITÄT	13
6.7	WEA-EINGANGSDATEN	13
<b>7</b>	<b>ERGEBNISSE</b>	<b>14</b>
7.1	BEWERTUNG DER KOMPLEXITÄT	14
7.2	PRÜFUNG DER MITTLEREN WINDFELDPARAMETER	14
7.3	PRÜFUNG DER EXTREMWINDGESCHWINDIGKEIT	14
7.4	PRÜFUNG DER EFFEKTIVEN TURBULENZINTENSITÄTEN	15
7.5	ZUSAMMENFASSUNG DER PRÜFUNGEN	16
<b>8</b>	<b>UNSICHERHEITEN</b>	<b>17</b>
<b>9</b>	<b>SCHLUSSBEMERKUNGEN</b>	<b>18</b>

<b>10</b>	<b>ABWEICHUNGEN ZU DEN RICHTLINIEN</b>	<b>19</b>
<b>11</b>	<b>LITERATUR</b>	<b>20</b>
<b>12</b>	<b>ANHÄNGE</b>	<b>21</b>
12.1	STANDORTSPEZIFISCHE INFORMATIONEN	21
12.2	360°-PANORAMA-FOTO AM STANDORT NIEDERNDODELEBEN	22
12.3	KOORDINATEN DER WEA IM WINDPARK NIEDERNDODELEBEN	23
12.4	LAGE DER WEA IM WINDPARK NIEDERNDODELEBEN	24
12.5	DARSTELLUNG DER OROGRAFIE UND LANDNUTZUNG, STANDORT NIEDERNDODELEBEN	25
12.6	ERGEBNISSE DER PLAUSIBILISIERUNG UND KORRELATIONSDIAGRAMME	26
12.7	WINDFELDPARAMETER UND UMGEBUNGSTURBULENZINTENSITÄT	31
12.8	LEISTUNGSKENNLINIE, SCHUBBEIWERTE	33

## 1 Erläuterungen zum Auftrag

### 1.1 Aufgabenstellung

Mit dem Auftraggeber wurden Leistungsinhalt und Leistungsumfang per E-Mail abgesprochen und am 13.10.2022 bestätigt.

Die Bestimmung der Turbulenzintensität wird am Standort für 3 WEA VESTAS V172-7.2 MW mit 175 m Nabenhöhe durchgeführt. Es werden keine weiteren WEA im Umkreis des Standortes berücksichtigt.

Eine tabellarische Übersicht über die betrachtete Windparkkonfiguration ist Anlage 12.3 zu entnehmen.

Dieser Bericht basiert auf der Leistung WICO 113TI521-01 vom 07.07.2021. Es wird die Windparkkonfiguration aktualisiert.

### 1.2 Erläuterungen zur Aufgabenstellung

Dieser Bericht dient der Führung des Nachweises der Standorteignung von WEA gemäß /1/ unter Berücksichtigung von /2/, /3/, /4/ und /5/.

### 1.3 Verwendete Richtlinien

Die Bearbeitung erfolgt gemäß der Vorgaben der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen /1/ unter Berücksichtigung von /2/, /3/, /4/ und /5/ in Verbindung mit den Festlegungen der Prüfanweisung QMP-13 /18/ der WIND-consult GmbH. Abweichungen sind ggf. in Kapitel 10 dargestellt.

## 2 Standorteignung von Windenergieanlagen

Es werden die folgenden Bedingungen auf Nabenhöhe der WEA gemäß /1/ und /3/ ermittelt:

1. Die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_{hub}$  am Standort
2. Die effektiven Turbulenzintensitäten aller WEA im Windgeschwindigkeitsintervall  $v_{in}$  bis  $v_{out}$
3. Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

### 2.1 Voraussetzungen

Voraussetzung für eine Prüfung der Standorteignung nach /1/ ist, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Für bestehende WEA, die nach älteren Ausgaben von /1/ errichtet wurden, darf der Nachweis nach dem Verfahren DIBt 2004 geführt werden.

Für die Prüfung der Standorteignung von WEA kann das folgende Verfahren alternativ zu /3/ verwendet werden, falls der betrachtete Standort als nicht-komplex nach /3/ eingestuft wird.

Werden die folgenden Bedingungen erfüllt, kann die Standorteignung der WEA bestätigt werden:

1. Die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $v_{hub}$  am Standort muss um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typenprüfung sein. Alternativ kann bei einem Weibull-Formparameter  $k \geq 2$  die mittlere Windgeschwindigkeit gegenüber dem bei der Typenprüfung angegebenen Wert geringfügig kleiner sein oder diesem entsprechen.
2. Beim Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten mit den Auslegungswerten nach /1/ im Windgeschwindigkeitsintervall von  $0,2 \cdot v_{m50}(h)$  bis  $0,4 \cdot v_{m50}(h)$  dürfen keine Überschreitungen der Auslegungswerte auftreten.
3. Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe am Standort muss kleiner als  $v_{50}$  sein.

### 2.2 Überschreitung von Auslegungswerten

Wenn die Bedingungen nach Punkt 1 oder Punkt 2 in Kapitel 2.1 nicht erfüllt werden, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten durch den WEA-Hersteller bestätigt werden.

Wird die Bedingung nach Punkt 3 Kapitel 2.1 nicht erfüllt, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten durch den WEA-Hersteller nachgewiesen werden.

Grundsätzlich kann bei Überschreitungen der Auslegungswerte bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten gemäß Punkt 2 in Kapitel 2.1 ein Abschaltkonzept (Abschaltung bzw. lastmindernde Fahrweisen von WEA) zur Reduzierung erarbeitet werden.

### 3 Begriffserklärung

#### Auslegungsgrenzwert $v_{50}$ und $v_{ave}$ nach DIBt /1/

Nach DIBt /1/ ist der Auslegungsgrenzwert der Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 zu ermitteln:

$$v_{50} = F_{GK} v_b \cdot (h_N/10)^\alpha$$

Der Vorfaktor  $F_{GK}$  sowie der Profilexponent  $\alpha$  hängen von der Geländekategorie (GK) ab, für die die Anlage zertifiziert wird und sind beide einheitenlos:

	GK I	GK II	GK III	GK IV
$F_{GK}$	1,18	1,00	0,77	0,56
$\alpha$	0,12	0,16	0,22	0,30

$v_b$  berechnet sich aus der Basiswindgeschwindigkeit  $v_{b,0}$ , die je nach Windzone (WZ) unterschiedlich hoch ist, und den Werten des Richtungsfaktors  $c_{dir}$  und des Jahreszeitenbeiwerts  $c_{Season}$ . In der Regel wird angenommen, dass diese gleich 1 sind, sodass dann in der obigen Formel vereinfachend  $v_{b,0}$  eingesetzt werden kann.

$$v_b = v_{b,0} \cdot c_{dir} \cdot c_{Season}$$

	WZ 1	WZ 2	WZ 3	WZ 4
$v_{b,0}$ [m/s]	22,5	25	27,5	30,0

Die Werte für die Windzone, die Geländekategorie sowie in manchen Fällen auch die Auslegungsgrenzwerte für die mittlere Windgeschwindigkeit und die Extremwindgeschwindigkeit gehen aus der Typenprüfung hervor.

Der Auslegungsgrenzwert der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  berechnet sich gemäß:

$$v_{ave} = 0,18 \cdot v_{50}$$

Für Windzone 2 ist der Wert aus Windzone 3 anzusetzen. Auf Nordseeinseln gilt ein abweichender Faktor von 0,2 anstatt 0,18.

#### Bezugswindgeschwindigkeit $v_{ref}$ und mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ nach IEC /3/

Die Bezugswindgeschwindigkeit wird gemäß /3/ zur Definition der Typenklassen verwendet und ist gleichzeitig ein Auslegungsgrenzwert der Extremwindgeschwindigkeit. Dementsprechend darf gemäß /3/ z.B. für WEA-Klasse III die Bezugswindgeschwindigkeit  $v_{ref}$  von 37,5 m/s vom 10-Minuten-Mittelwert der Extremwindgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren in Nabenhöhe nicht überschritten werden. Weitere für die Auslegung relevante Klimaparameter wie z. B. die einzuhaltende mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{ave} = 0,2 v_{ref}$  leiten sich aus ihr ab.

#### 50-Jahres-Windgeschwindigkeit / Extremwindgeschwindigkeit

Die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit entspricht dem maximalen 10-Minuten-Windgeschwindigkeits-mittel mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren am Standort in Nabenhöhe.

#### Umgebungsturbulenzintensität

Die Umgebungsturbulenzintensität ist eine Beschreibung der Fluktuation der Windgeschwindigkeit um deren Mittelwert. Sie wird berechnet aus dem Quotient der Standardabweichung  $\sigma_v$  und dem Mittelwert  $v$  innerhalb des Mittelungszeitraums:

$$TI = \frac{\sigma_v}{\bar{v}}$$

## Begriffserklärung

Der Mittelwert der Turbulenzintensität berechnet sich aus dem Quotient der Summe der einzelnen Turbulenzintensitäten und der Anzahl der Messwerte:

$$TI_{\text{mittel}} = \frac{\sum_{i=1}^n TI_i}{n}$$

Die Standardabweichung der Turbulenzintensität berechnet sich wie folgt:

$$TI_{\sigma} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (TI_i - TI_{\text{mittel}})^2}{(n-1)}}$$

### Charakteristische Turbulenzintensität

Die charakteristische Turbulenzintensität ist gleich der Summe aus der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und ihrer Standardabweichung  $/2/$ . Dies entspricht dem 84 % Quantil, d.h. in 84 % aller Fälle wird der Wert unterschritten.

$$TI_{\text{char}} = TI_{\text{mittel}} + TI_{\sigma}$$

Wenn keine Messdaten zur Verfügung stehen kann ersatzweise die modellierte Umgebungsturbulenz mit dem Faktor 1,2 beaufschlagt werden, um die charakteristische Turbulenz zu erhalten.

### Repräsentative Turbulenzintensität

Die repräsentative Turbulenzintensität entspricht dem 90% Quantil der Turbulenzintensität  $/3/$ , d.h. in 90 % aller Fälle wird der Wert unterschritten. Unter Annahme einer normalverteilten Turbulenzintensität ist die repräsentative Turbulenzintensität definiert wie folgt:

$$TI_{\text{rep}} = TI_{\text{mittel}} + 1.28 * TI_{\sigma}$$

### Turbulenzintensität $I_{15}$ bei 15 m/s

Die Turbulenzintensität bei 15 m/s wird als  $I_{15}$  bezeichnet. Um  $I_{15}$  aus gemessenen Daten zu berechnen, ist es zulässig alle Wertepaare der Windgeschwindigkeit  $> 10$  m/s zu verwenden, da ab hier i.d.R. keine relevante Änderung der Turbulenzintensität zu erwarten ist.

### Standardabweichung $I_{15\sigma}$ der Turbulenzintensität bei 15 m/s

Die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität bei 15 m/s wird als  $I_{15\sigma}$  bezeichnet.

### Effektive Turbulenzintensität

Die effektive Turbulenzintensität ist ebenso wie die Nachlaufturbulenzintensität von der Umgebungsturbulenz und der durch benachbarte WEA induzierten Turbulenz abhängig. Es wird aber zusätzlich ein materialbezogener Koeffizient (Wöhler-Koeffizient) berücksichtigt. Somit ist die effektive Turbulenzintensität als Maß der auftretenden Belastungen über alle Richtungssektoren definiert:

$$TI_{\text{eff}}(v_{\text{hub}}) = \left( \sum_{\theta_i} (p(\theta_i, v_{\text{hub}}) * (TI_{\text{total}}(v_{\text{hub}}, \theta_i))^m) \right)^{\frac{1}{m}}$$

mit	$p(\theta, v_{\text{hub}})$ :	Häufigkeit der Windrichtung $\theta$ für die Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub}}$
	$m$ :	Wöhler-Koeffizient (materialabhängig, i.d.R. 10)
	$TI_{\text{total}}$ :	$TI_{\text{total}} = \sqrt{TI_{\text{rep/char}}^2 + TI_{\text{added}}^2}$
	$TI_{\text{added}}$ :	WEA induzierte Turbulenz



## 4 Bestimmung der relevanten Parameter

Die Bestimmung der Umgebungsturbulenz kann einerseits mit Hilfe von direkt am Standort gemessenen Winddaten oder mit verschiedenen Modellansätzen erfolgen.

### 4.1 Bestimmung der Turbulenzintensität mit gemessenen Winddaten

Bei Vorhandensein von Winddaten als Zeitreihen von Mittelwert und Standardabweichung kann die Umgebungsturbulenzintensität direkt aus dem Quotienten der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit  $\sigma_v$  und der Windgeschwindigkeit  $v$  für jeden 10-Minuten-Mittelwert berechnet werden.

Die Zeitreihen sollten als 10-min Mittel gemessen mit einer Abtastfrequenz von 1 Hz vorliegen.

Um die Messung an einen anderen Standort und auf eine andere Höhe ü. G. zu extrapolieren, wird die modellierte Turbulenz aus WEng (vgl. Kapitel 4.2) verwendet. Im asymptotischen Modell wird angenommen, dass für  $v \rightarrow \infty$  das Verhältnis der modellierten Standardabweichungen  $\sigma^m$  an der Position/Höhe ü. G. des Masts und der WEA dem Verhältnis der „wahren“ Standardabweichungen  $\sigma^w$  entspricht, während sich die Werte für  $v \rightarrow 0$  immer weiter annähern:

$$\frac{\sigma_{\text{Mast}}^w(\theta, v)}{\sigma_{\text{WEA}}^w(\theta, v)} \xrightarrow{v \rightarrow \infty} \frac{\sigma_{\text{Mast}}^m(\theta, v)}{\sigma_{\text{WEA}}^m(\theta, v)}$$

$$\frac{\sigma_{\text{Mast}}^w(\theta, v)}{\sigma_{\text{WEA}}^w(\theta, v)} \xrightarrow{v \rightarrow 0} 1$$

### 4.2 Bestimmung der Turbulenzintensität mit einem Strömungsmodell

Das lineare Strömungsmodell LINCOM, das Bestandteil des Softwarepakets WASP Engineering (WEng) ist, beinhaltet ein Modul zur Berechnung der Umgebungsturbulenz. Es basiert auf dem Gradientenmodell von MANN (1994) /9/. Eingangsdaten für das Modell sind die in Kapitel 6.2 und Kapitel 6.3 beschriebenen Orographie- und Rauigkeitsdaten.

### 4.3 Bestimmung der Geländekomplexität

Die Geländekomplexität wird gemäß /3/ bewertet.

Tabelle 1: Bewertung der Geländekomplexität

Abstand von der WEA	Sektorbreite	Größte Neigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung
< 5 h <sub>N</sub>	360°	< 10°	< 0,3 h <sub>N</sub>
< 10 h <sub>N</sub>	30°	< 10°	< 0,6 h <sub>N</sub>
< 20 h <sub>N</sub>	30°	< 10°	< 1,2 h <sub>N</sub>

Die Überprüfungskriterien der größten Geländeabweichung werden als erfüllt betrachtet, wenn die Bedingung über einer Fläche von weniger als 5 h<sub>N</sub><sup>2</sup> nicht eingehalten wird /3/.

Ein Standort gilt als komplex, wenn mindestens 15 % der Energie aus Sektoren kommt, die die Bedingungen nicht erfüllen (Komplexitätsindex  $i_c = 1$ ). Ein Standort gilt als homogen, wenn weniger als 5 % der Energie aus Sektoren kommt, die die Bedingungen nicht erfüllen ( $i_c = 0$ ). Dazwischen wird der Komplexitätsindex linear interpoliert.

Der Einfluss von komplexem Gelände wird durch eine zusätzliche Multiplikation der repräsentativen oder charakteristischen Umgebungsturbulenzintensität mit einem Korrekturfaktor  $C_{CT}$  durchgeführt. Wenn keine gemessenen, richtungsabhängigen Turbulenzkomponenten vorliegen wird  $C_{CT}$  nach folgender Formel angenommen:

$$C_{CT} = 1 + 0.15 * i_c$$

#### 4.4 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität

Die Bestimmung der effektiven Turbulenz erfolgt gemäß /1/ bzw. /3/ mit dem modelltheoretischen Ansatz von FRANDSEN ET AL /10/. Dieser ist implementiert in der Software WindPro 3.4 /8/. Als wesentliche Annahmen liegen der Rechnung ein Wöhlerkoeffizient von 10 und WEA-spezifische Schubbeiwerte zugrunde. Die effektiven Turbulenzintensitäten über alle Sektoren werden richtungsgewichtet dargestellt. Dafür berücksichtigt das Modell die standörtlichen Rauigkeits- sowie Orographie-Bedingungen sowie die Komplexität des Geländes gemäß /3/.

#### 4.5 Abschätzung der Extremwindgeschwindigkeit

Die Extremwindgeschwindigkeit ist definiert als der maximale 10-Minuten-Windgeschwindigkeitsmittelwert mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren. Diese kann direkt aus gemessenen Winddaten mit einem Modell nach GUMBEL abgeschätzt werden /8/. Das Modell beschreibt im Allgemeinen die Verteilungsfunktion von Extremwertereignissen. Dazu werden statistisch unabhängige Extremwindereignisse verwendet. Im Idealfall entspricht dies der höchsten gemessenen Windgeschwindigkeit in einem Jahr (annual-maximum Methode). Dafür muss jedoch die verwendete Zeitreihe eine Länge von mindestens 5 Jahren aufweisen /8/. Für kürzere Zeitreihen wird daher die POT-Methode (peak-over-threshold) verwendet, mithilfe derer man unabhängige Extremwindereignisse innerhalb eines Jahres nutzen kann.

Sofern keine geeigneten Messdaten vorhanden sind, wird die Extremwindgeschwindigkeit nach /8/ aus den Weibull-Parametern bzw. mittels Risø NCEP/NCAR Extremwind-Atlas am Standort abgeschätzt.

#### 4.6 Unsicherheit der Turbulenzberechnung

Die Unsicherheit der Umgebungsturbulenz setzt sich zusammen aus der Unsicherheit der verwendeten Winddaten sowie der horizontalen und vertikalen Transformation der Daten.

Bei der Bestimmung der Unsicherheit der effektiven Turbulenzintensitäten werden drei Bereiche hinsichtlich ihrer Standardunsicherheit bewertet. Die Unsicherheit dieser Bereiche bestimmt sich aus der Analyse, Bewertung und Verknüpfung von einzelnen Unsicherheitskomponenten.

Tabelle 2: Zusammensetzung der Unsicherheit

Bereich		Unsicherheitskomponente
Meteorologische Eingangsdaten	$U_{Met}$	Unsicherheiten der Winddaten
Modellierung Windfeld	$U_{Model}$	Unsicherheit der Höhenextrapolation Unsicherheit der Orographiebeschreibung Unsicherheit der Rauigkeitsbeschreibung Unsicherheit der Hindernisbeschreibung
Modellierung effektive Turbulenzintensität	$U_{Teff}$	Unsicherheit des verwendeten Wöhlerkoeffizienten Unsicherheit der Schubbeiwert-Kurven Unsicherheit des Frandsen-Modells

Die Gesamtunsicherheit berechnet sich zu:

$$U_C = \sqrt{U_{Met}^2 + U_{Model}^2 + U_{Teff}^2}$$

Die ermittelte kombinierte Standardunsicherheit  $U_C$  bezieht sich auf die Prognose der effektiven Turbulenzintensitäten und gibt einen Wert für die Unsicherheit der Prognose in  $\pm \%$  an. Die Ermittlung der kombinierten Standardunsicherheit basiert auf einer Normalverteilung mit dem Student-Faktor von 1.

## 5 Standort- und Projektbeschreibung

Am 29.06.2021 führte der Bearbeiter eine Vor-Ort-Begehung durch. Die Bewertung der standortspezifischen Einflussgrößen erfolgt außerdem mit Hilfe von topographischen Karten im Maßstab 1:25.000, 360°-Rundumfotos sowie digitalen Bildquellen.

Der zu untersuchende Standort Niederndodeleben befindet sich in einer Entfernung von ca. 6,5 km westlich vom Zentrum der Stadt Magdeburg. Der Ort Niederndodeleben liegt ca. 2.500 m nordwestlich des Standortes.

Die Landschaft im Bonitierungsgebiet (im Umkreis von ca. 10.000 m um den Standort) ist charakterisiert durch ländliche und städtische Bebauungen sowie landwirtschaftliche Nutzflächen. Die Geländeoberfläche ist wellig. Im Windpark beträgt die Höhe über Normalnull (ü. NN) für die geplanten WEA ca. 85 m bis ca. 93 m.

Weitere standortspezifische Informationen sind der Anlage 12.1 zu entnehmen.

Die Standortbeschreibung wird für den verwendeten Berechnungspunkt (BP  $\Rightarrow$  673245, 5777049, entspricht WEA 01) aufbereitet.

Die Positionierung der Windenergieanlagen (WEA 01 bis WEA 03) ist Anlage 12.4 zu entnehmen. Der minimale WEA-Abstand untereinander beträgt ca. 470 m bzw. ca. 2,7-facher Rotordurchmesser (WEA 01 / WEA 03).

Dem Bericht ist ebenfalls ein graphischer Auszug der modellierten Geländeoberfläche beigefügt (vgl. Anlage 12.5).

## 6 Eingangsdaten

### 6.1 Koordinatensystem, Koordinaten

Dem gesamten Bericht liegen UTM-Koordinaten, ETRS89, Zone 32 zugrunde.

Die Koordinaten der WEA wurden durch den Auftraggeber in tabellarischer Form übergeben (vgl. Anlage 12.3). Die Koordinaten der geplanten WEA sind nach Errichtung gegebenenfalls durch Messungen zu bestimmen und mit den hier verwendeten zu vergleichen.

### 6.2 Orographie (Geländemodellierung)

Zur Modellierung des Geländes wurden die Höhenlinien im vertikalen Abstand von  $\leq 10$  m aus topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 (TK 25) entnommen (digitalisiert). Der Umkreis um den Standort beträgt über 10 km ( $x_{Min}$ : 635993,  $y_{Min}$ : 5751674 /  $x_{Max}$ : 694827,  $y_{Max}$ : 5809133).

### 6.3 Rauigkeit

Grundlage der Rauigkeitsbewertung bildet die Entnahme von Rauigkeitselementen aus topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 (digitalisiert). Diese Grundlage wird durch die Erkenntnisse und Eindrücke, die im Zuge der Standortbesichtigung gewonnen wurden, gestützt und erweitert. Die Parametrisierung der einzelnen Elemente erfolgt nach den in /19/ beschriebenen Vorschriften.

### 6.4 Hindernisse

In den Berechnungen wurden keine Hindernisse berücksichtigt.

### 6.5 Winddaten

Tabelle 3: Winddaten

Winddaten	Beschreibung
Station	Ummendorf
Betreiber	DWD /14/
UTM-Koordinaten, ETRS89, Zone 32	X: 648822, Y: 5781113
Entfernung zum Standort	ca. 25 km westlich
Komplexität gemäß /1/	nicht komplex
Repräsentativität des Standortes	vergleichbar
Oberste Messhöhe	15 m
Zeitraum der Messung	01/1992 – 12/2000
Datenformat	Zeitreihe
Datenquelle zur Langzeiteinordnung	MERRA 52,00° Nord 11,33° Ost
Bezugszeitraum	1986 - 2015
Bestimmtheitsmaß	keine Berechnung möglich, da keine Zeitreihe vorliegend
Besonderes	-
Quelle / Plausibilisierung	plausibilisiert nach TR 6 /6/, Windrichtungsverteilung mit unabhängigen Reanalysedaten bestätigt

## 6.6 Umgebungsturbulenzintensität

Die Umgebungsturbulenzintensität sowie deren Standardabweichung am Standort Niederndodeleben wurden mit WEng /9/ modelliert (vgl. Kapitel 4.2).

## 6.7 WEA-Eingangsdaten

Die Berechnungen zur effektiven Turbulenzintensität erfolgt für die in der nachfolgenden Tabelle beschriebene WEA.

Tabelle 4: WEA-Eingangsdaten

WEA-Typ		VESTAS V172-7.2 MW
Nennleistung	[MW]	7,2
Nabenhöhe	[m]	175
Rotordurchmesser	[m]	172
Leistungsregelung		pitch
Leistungskurvenermittlung		berechnet (0127-1584 V01)
Anemometer bei Leistungskurvenvermessung		-
Schubbeiwertkurve		typenspezifisch
Unsicherheiten		Ersatzwerte nach /6/
Betriebsmodus		Modus PO7200
Besonderes		-
Windzone nach /1/		keine Angabe
Geländekategorie nach /1/		keine Angabe
Auslegungswert $v_{50}$ nach /1/		38,0 m/s
Auslegungswert $v_{ave}$ nach /1/		7,2 m/s
WEA-Klasse nach /3/		-
Bezugswindgeschwindigkeit $v_{ref}$ nach /3/		-
Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ nach /3/		-
Turbulenzkategorie nach /3/		S (es wird Turbulenzklasse A angenommen)
Quelle der Auslegungswerte nach /1/		0127-1584 V01

Die Berechnungen zu den effektiven Turbulenzintensitäten im Windpark Niederndodeleben werden mit WEA-spezifischen Schubbeiwertkurven durchgeführt. In Abschnitt 12.8 sind die Leistungs- und Schubbeiwertkurven des geplanten WEA-Typen dargestellt.

## 7 Ergebnisse

### 7.1 Bewertung der Komplexität

Das Ergebnis der Komplexitätsprüfung nach Kapitel 4.3 ist in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Bewertung der Komplexität

WEA	Komplexitätsindex $i_c$	vereinfachtes Verfahren
WEA 01	0,0	ja
WEA 02	0,0	ja
WEA 03	0,0	ja

Es befindet sich keine der WEA in komplexen Gelände nach /3/. Es darf daher das nach /1/in Kapitel 2 beschriebene vereinfachte Verfahren zur Prüfung der Standorteignung angewendet werden.

### 7.2 Prüfung der mittleren Windfeldparameter

Das Ergebnis der Prüfung der mittleren Windfeldparameter ist in Tabelle 6 dargestellt. Die sektoriellen Windfeldparameter am Berechnungspunkt sind Anlage 12.7 dargestellt.

Tabelle 6: Prüfung der mittleren Windfeldparameter

WEA	A [m/s]	k [-]	$V_{hub}$ [m/s]	$V_{ave}^*$ [m/s]	Werte eingehalten
WEA 01	8,5	1,92	7,5	<b>7,2</b>	nein
WEA 02	8,5	1,91	7,5	<b>7,2</b>	nein
WEA 03	8,5	1,92	7,5	<b>7,2</b>	nein

\*Auslegungswert gemäß Hersteller

Es treten Überschreitungen an allen 3 WEA bzgl. der mittleren Windgeschwindigkeit auf (siehe Abschnitt 2.1).

### 7.3 Prüfung der Extremwindgeschwindigkeit

Die Extremwindgeschwindigkeit am Standort Niederndodeleben wurde mittels Risø NCEP/NCAR Extremwind-Atlas /8/ am Punkt 52,38°N 11,25°O abgeschätzt.

Das Ergebnis der Prüfung der Extremwindgeschwindigkeit ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Prüfung der Extremwindgeschwindigkeit

WEA	Extremwind- geschwindigkeit [m/s]	$V_{50}^*$ [m/s]	Werte eingehalten
WEA 01	34,4	<b>38,0</b>	ja
WEA 02	34,3	<b>38,0</b>	ja
WEA 03	34,3	<b>38,0</b>	ja

\* Auslegungswert gemäß Hersteller

Es treten keine Überschreitungen bzgl. der Extremwindgeschwindigkeit auf.

#### 7.4 Prüfung der effektiven Turbulenzintensitäten

Der Nachweis der Standorteignung der WEA wird durch einen Vergleich der standortspezifischen Parameter mit den WEA-spezifischen Auslegungsparametern geführt. Dafür ist nach /1/ ein Windgeschwindigkeitsbereich von  $0,2 \cdot v_{m50}(h)$  bis  $0,4 \cdot v_{m50}(h)$  zu betrachten ( $v_{m50}(h)$ : 50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe). Für die im Windpark Niederndodeleben vorhandenen WEA wird diese Forderung von einem Windgeschwindigkeitsbereich von 7 m/s bis 16 m/s abgedeckt. Überschreitungen werden rot markiert.

Für die Berechnungen der effektiven Turbulenzintensität wird ein Wöhler-Koeffizient von  $m = 10$  verwendet.

Die Tabelle 8 gibt die effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit an. Dargestellt wird ebenfalls der windgeschwindigkeitsabhängige Verlauf der Auslegungswerte der Turbulenzklasse A nach /3/. Die sektoriellen Umgebungsturbulenzintensitäten sind in Anlage 12.7 dargestellt.

Tabelle 8: Prüfung der effektiven Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  in Nabenhöhe

Wind- geschwin- digkeit [m/s]	Auslegungs- wert nach IEC-Edition Ed.3	effektive Turbulenzintensität in Nabenhöhe [%]		
		WEA 01 Ed. 3	WEA 02 Ed. 3	WEA 03 Ed. 3
3	41,9	24,6	23,0	23,3
4	34,4	23,5	22,3	22,8
5	29,9	23,2	22,1	22,9
6	26,9	23,0	22,1	23,2
7	24,8	22,7	22,0	23,4
8	23,2	22,4	21,8	23,6
9	22,0	21,9	21,4	23,6
10	21,0	20,8	20,3	23,0
11	20,1	19,6	19,1	22,2
12	19,5	18,3	17,8	21,1
13	18,9	17,1	16,6	20,1
14	18,4	16,2	15,7	19,2
15	18,0	15,5	15,1	18,5
16	17,6	15,0	14,7	18,0
17	17,3	14,7	14,4	17,5
18	17,0	14,4	14,3	17,0
19	16,7	14,3	14,2	16,6
20	16,5	14,2	14,2	16,2
21	16,3	14,2	14,1	15,8
22	16,1	14,1	14,1	15,5
23	15,9	14,1	14,1	15,1
24	15,7	14,1	14,1	14,9
25	15,6	14,1	14,1	14,7

Es treten Überschreitungen an der WEA 03 bzgl. der effektiven Turbulenzintensität auf. Es liegen keine Auslegungswerte bzgl. der Turbulenzintensität für diesen WEA-Typen vor. Es wurde Turbulenzklasse A für die Prüfung verwendet. Diese sind durch den Hersteller zu bestätigen oder ggf. anzupassen.

## 7.5 Zusammenfassung der Prüfungen

Es wurde nach /1/ das in Kapitel 2 beschriebene vereinfachte Verfahren zur Prüfung der Standorteignung angewendet werden.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Prüfungen

WEA	Mittlere Windfeldparameter	Werte eingehalten	
		Extremwind- geschwindigkeit	effektive Turbulenz- intensitäten
WEA 01	nein	ja	ja (unter Vorbehalt)
WEA 02	nein	ja	ja (unter Vorbehalt)
WEA 03	nein	ja	nein (unter Vorbehalt)

Die Standorteignung der WEA 01 bis 03 ist hinsichtlich der mittleren Windfeldparameter sowie der effektiven Turbulenzintensitäten durch einen Lastvergleich der Betriebslasten durch den Hersteller zu prüfen. Des Weiteren sind die angenommen Auslegungswerte der Turbulenzintensität durch den Hersteller zu bestätigen oder ggf. anzupassen.

Es liegen keine Auslegungswerte bzgl. der Turbulenzintensität für diesen WEA-Typen vor. Es wurde Turbulenzklasse A für die Prüfung verwendet.

Die für Lastberechnungen benötigten Windfeldparameter sind in Anlage 12.7 dargestellt.



## 8 Unsicherheiten

Die Ermittlung der kombinierten Standardunsicherheit  $U_c$  der Berechnung der effektiven Turbulenzintensitäten erfolgt über die Bewertung der einzelnen Unsicherheitskomponenten in den Bereichen /17/.

Tabelle 10: Ergebnis für die einzelnen Unsicherheitskomponenten sowie die Gesamtunsicherheit

Meteorologische Eingangsdaten	Modellierung Windfeld	Modellierung effektive Turbulenzintensität	(Gesamt)-Standardunsicherheit
$U_{Met}$	$U_{Model}$	$U_{Teff}$	$U_c$
± 8 %	± 5 %	± 11 %	± 14 %

Die angegebenen Unsicherheiten sind rein informativ und haben keinen Einfluss auf die Bewertung der effektiven Turbulenzintensität im Rahmen des Nachweises der Standorteignung nach /1/.

## 9 Schlussbemerkungen

Es wurde die Prüfung der Standorteignung für drei WEA im Windpark Niederndodeleben gemäß /1/ durchgeführt.

Dazu wurden repräsentative Winddaten der Messstation Ummendorf /13/ /14/ sowie der Risø NCEP/NCAR Extremwind-Atlas /8/ verwendet.

**Die Berechnungen wurden für die in Anlage 12.3 dargestellte WEA-Konfiguration durchgeführt. Es fanden keine Abstimmungen mit Genehmigungsbehörden bzw. Akteneinsichten in Ämtern statt. Weitere geplante oder errichtete WEA im Umkreis des Windparks wurden in den Berechnungen nicht berücksichtigt.**

Es treten Überschreitungen an allen WEA auf. Die Standorteignung der WEA ist durch einen Lastvergleich der Betriebslasten durch den Hersteller zu prüfen.

Es liegen keine Auslegungswerte bzgl. der Turbulenzintensität für diesen WEA-Typen vor. Es wurde daher Turbulenzklasse A für die Prüfung verwendet. Die angenommenen Auslegungswerte bzgl. der Turbulenzintensität sind durch den Hersteller zu bestätigen oder ggf. anzupassen.

Die Berechnungsergebnisse in diesem Bericht sind nur für die genannten Standorte (Koordinaten), die betrachteten WEA-Typen und in den jeweils untersuchten Nabenhöhen gültig. Die Änderung dieser Randbedingungen erfordert eine erneute Betrachtung.

Der vorliegende Bericht wurde von der WIND-consult GmbH gemäß dem Stand der Technik und nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt.

## **10 Abweichungen zu den Richtlinien**

Für den geplanten WEA-Typ VESTAS V172-7.2 MW liegen die Auslegungswerte nicht vollständig vor.

## 11 Literatur

- /1/ DIBt: Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8 : Richtlinie für Windenergieanlagen. Oktober 2012, Korrigierte Fassung 2015, Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt –, Berlin
- /2/ IEC 61400-1: Wind turbine generator systems-Part 1: Safety requirements. 1998
- /3/ IEC 61400-1: Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen. 2011
- /4/ BWE - Windgutachterbeirat: Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität. Mai 2009. Bundesverband WindEnergie e.V., 2009
- /5/ MEASNET: Evaluation of site specific wind conditions - Version 2. 2016
- /6/ FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE UND ANDERE ERNEUERBARE ENERGIE E.V. (FGW): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen Teil 6: Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen. Rev. 11, Stand 21.09.2020 Berlin (D): FGW, 2020
- /7/ MORTENSEN, Niels G. (et al.) : Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) : Getting Started with WAsP 8. Risoe-I-1950(EN). Roskilde (DK) : Risø National Laboratory, 2003
- /8/ WIND-Pro 3.4, www.emd.dk, EMD Germany, Breitscheidstr. 6, DE-34119 Kassel
- /9/ MANN, J. (et al.): WAsP Engineering 2000 : Risø-R-1356(EN). Roskilde (DK) : Risø National Laboratory, 2002
- /10/ FRANSEN, S.: Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters: Risø-R-1188(EN). Roskilde (DK) : Risø National Laboratory, 2007
- /11/ NASA : Shuttle Radar Topography Mission : SRTM : Fernerkundungsdaten der Erdoberfläche. <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>. INTERNET : NASA, 2004 (Fortschreibung)
- /12/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Cluster Angewandte Fernerkundung: CORINE Land Cover (CLC 2006). Abteilung DFD-LA, Postfach 1116, D-82230 Weßling, Status 2006, Umweltbundesamt, DLR-DFD 2009
- /13/ WIND-CONSULT GmbH (WICO): Ermittlung des Wind- und solaren Strahlungsangebotes in Mecklenburg-Vorpommern. Messbericht 1993-1997 März 1999. Bargeshagen (D): WICO, 1999
- /14/ DEUTSCHER WETTERDIENST: Wind und Windenergiepotentiale in Deutschland: Winddaten für Windenergienutzer NEUFASSUNG. Offenbach (D): Selbstverlag DWD, 2010
- /15/ SANDER + PARTNER GmbH: World-Wind-Atlas. 2003. Fortschreibung. Liebfeld (CH): SANDER + PARTNER, 2003 Fortschreibung
- /16/ MERRA: MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/pubs/>
- /17/ WIND-consult GmbH: Untersuchung zur Bestimmung von Turbulenzintensitäten, WICO 012FE112/02 vom 19.09.2013, INTERN
- /18/ WIND-CONSULT GMBH (WICO): QMP 13: Bestimmung der Turbulenzintensität an einem Standort im Windpark. QM-Prüfanweisung unveröffentlicht. Bargeshagen (D): WICO, akt. Fassung
- /19/ TROEN, Ib; PETERSEN, Erik L.: Europäischer Windatlas: Veröffentlicht für die Kommission der Europäischen Gemeinschaft für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung Brüssel, Belgien, durch Risø National Laboratory. Roskilde (DK): Risoe National Laboratory, 1990
- /20/ DIBt: Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8 : Richtlinie für Windenergieanlagen. 2004. Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt –, Berlin
- /21/ Windenergieanlagen-Betriebsdaten der Betreiber-Datenbasis: Monatsliste, 2006 (Fortschreibung)
- /22/ BETREIBER – DATENBASIS INDEX: Betreiber-Datenbasis Windenergieanlagen: regionaler monatlicher Windindex. Index Version 2017. Langzeitbezug 2002-2016. Münster (D): enveco GmbH, 2018 (Fortschreibung)
- /23/ WIND-consult GmbH (WICO): Messung der Windgeschwindigkeit und -richtung zur Bestimmung des Windenergiepotenzials am Standort Bargeshagen-Admannshagen. Interner Prüfbericht WICO 021MW104/09 vom 03.09.2014, Fortschreibung. Bargeshagen (D): WICO, 2015

## 12 Anhänge

### 12.1 Standortspezifische Informationen

Berechnungspunkt am Standort Niederndodeleben, Sachsen-Anhalt		
Koordinatensystem	Rechtswert	Hochwert
UTM-Koordinaten, ETRS89, Zone 32	673245	5777049
Geographische Koordinaten, WGS 84 [gg,gggg]	11,5304	52,1168

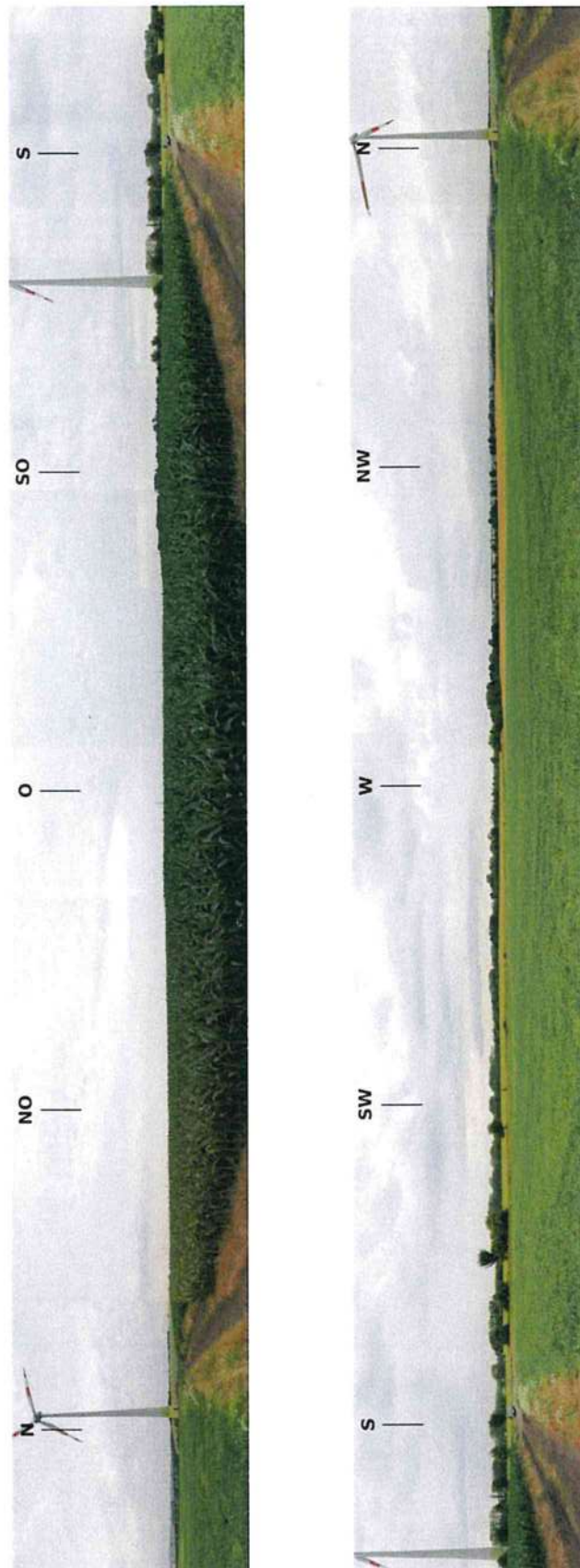


Quelle: <http://maps.google.de/>

Anhänge

### 12.2 360°-Panorama-Foto am Standort Niederndodeleben

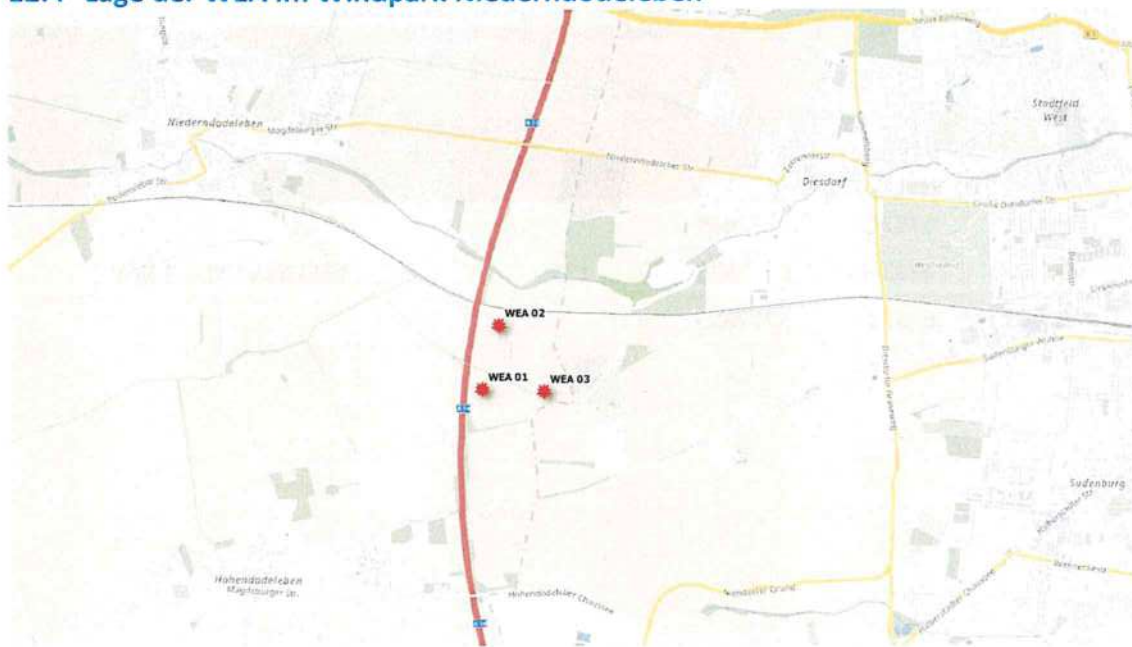
Fotografierungspunkt (X: 673456, Y: 5777176, UTM-Koordinaten, ETRS89, Zone 32)



**12.3 Koordinaten der WEA im Windpark Niederndodeleben**

Berechnungsgrundlage dieser Leistung				
WEA	UTM-Koordinaten, ETRS89, Zone 32		Nabenhöhe	WEA-Typ
	X [m]	Y [m]	$h_N$ [m]	
WEA 01	673245	5777049		
WEA 02	673366	5777535	175	VESTAS V172-7.2 MW
WEA 03	673715	5777039		

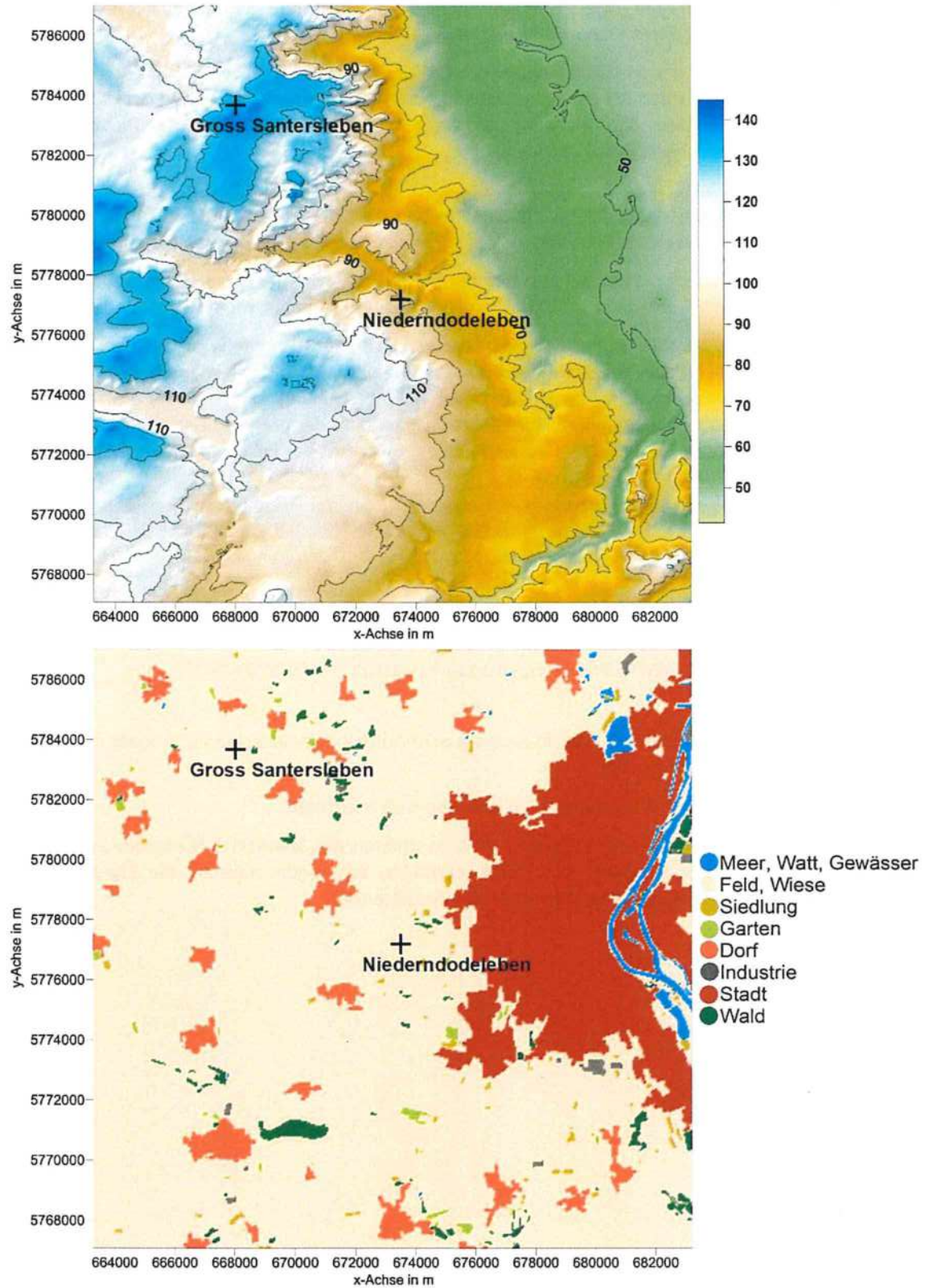
## 12.4 Lage der WEA im Windpark Niederndodeleben



WEA	Anzahl	WEA-Typ	Bemerkung
WEA 01 bis 03	3	VESTAS V172-7.2 MW, $h_N = 175$ m	Planung, Prüfung der Standorteignung



**12.5 Darstellung der Orografie und Landnutzung, Standort Niederndodeleben**



## 12.6 Ergebnisse der Plausibilisierung und Korrelationsdiagramme

Die Plausibilitätsbetrachtungen zu bestehenden WEA im Umkreis des Standortes können einen entscheidenden Hinweis auf die Wertung der prognostizierten Windfeldparameter (außer Umgebungsturbulenz und deren Standardabweichung) geben.

Dabei findet ein Abgleich der mittleren langjährigen IST-Erträge der Vergleichs-WEA mit den Prognosen des Berechnungsmodells statt. Bei einer hinreichend guten Reproduzierbarkeit der Ertragsdaten kann davon ausgegangen werden, dass die prognostizierten Windfeldparameter die standortspezifischen Windbedingungen hinreichend genau abbilden.

Einen Hinweis auf die Qualität der Extrapolation der Kurzzeitdaten bildet das Bestimmtheitsmaß aus den monatlichen Energieerträgen und den verwendeten Indizes. Darüber hinaus ist die Korrelation zwischen den normierten Monatsdaten der WEA und Indizes in Form von Korrelationsdiagrammen dargestellt.

Aus Gründen der Vertraulichkeit und der besseren Vergleichbarkeit wird der Prozentwert der Abweichung des langzeitbezogenen IST-Energieertrages zum prognostizierten Energieertrag angegeben.

Aus Gründen der Vertraulichkeit und der besseren Vergleichbarkeit wird in der folgenden Zusammenfassungstabelle der Prozentwert der Abweichung des langzeitbezogenen IST-Energieertrages zum prognostizierten Energieertrag angegeben. Hat die Abweichung ein negatives Vorzeichen, so bedeutet dies, dass der langzeiteingeordnete IST-Ertrag kleiner als der prognostizierte Energieertrag ist, während eine Abweichung mit positivem Vorzeichen bedeutet, dass der langzeiteingeordnete IST-Ertrag größer als der prognostizierte Energieertrag ist.

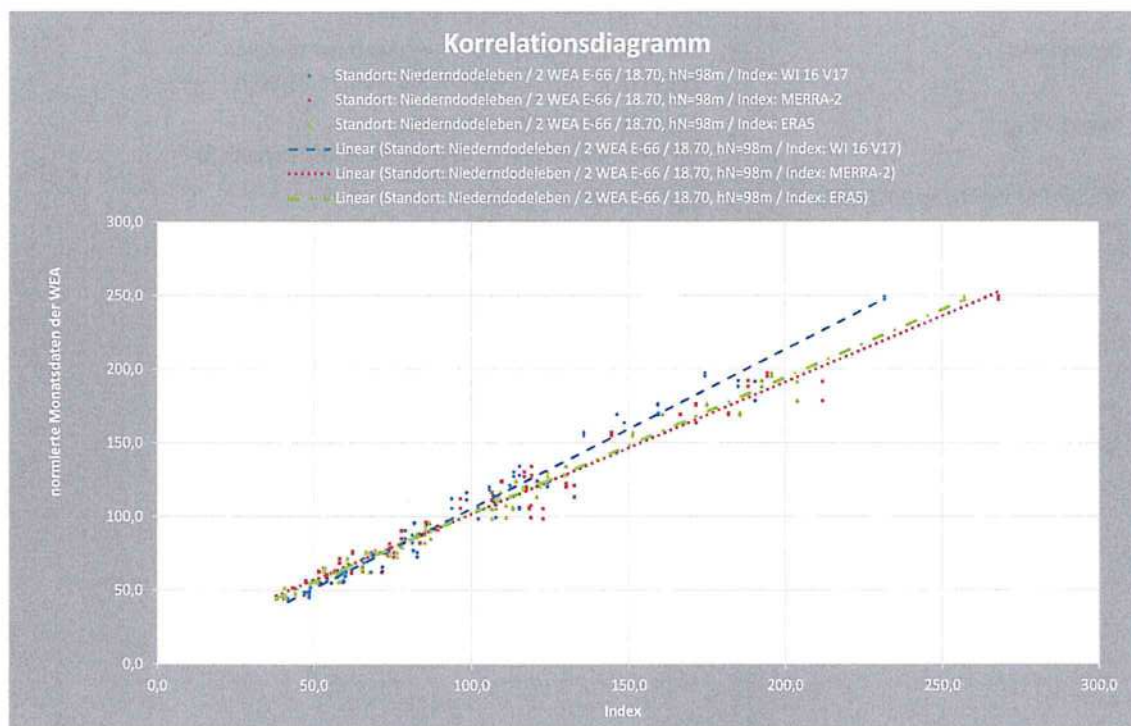
Standort	Anzahl / WEA-Typ	Zeitraum	Abweichung *
Niederndodeleben	2 WEA ENERCON-66 / 18.70, $h_N = 98$ m	01/17 bis 12/20	+ 1 %
		01/11 bis 10/16	± 0 %
Groß Santerleben	3 WEA GE Wind Energy 2.5xl, $h_N = 100$ m	01/17 bis 06/19	- 5 %
		1 WEA GE Wind Energy 3.2-130, $h_N = 134$ m	06/17 bis 09/19

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Plausibilisierung ausführlich in tabellarischer Form sowie in Form von Korrelationsdiagrammen dargestellt.

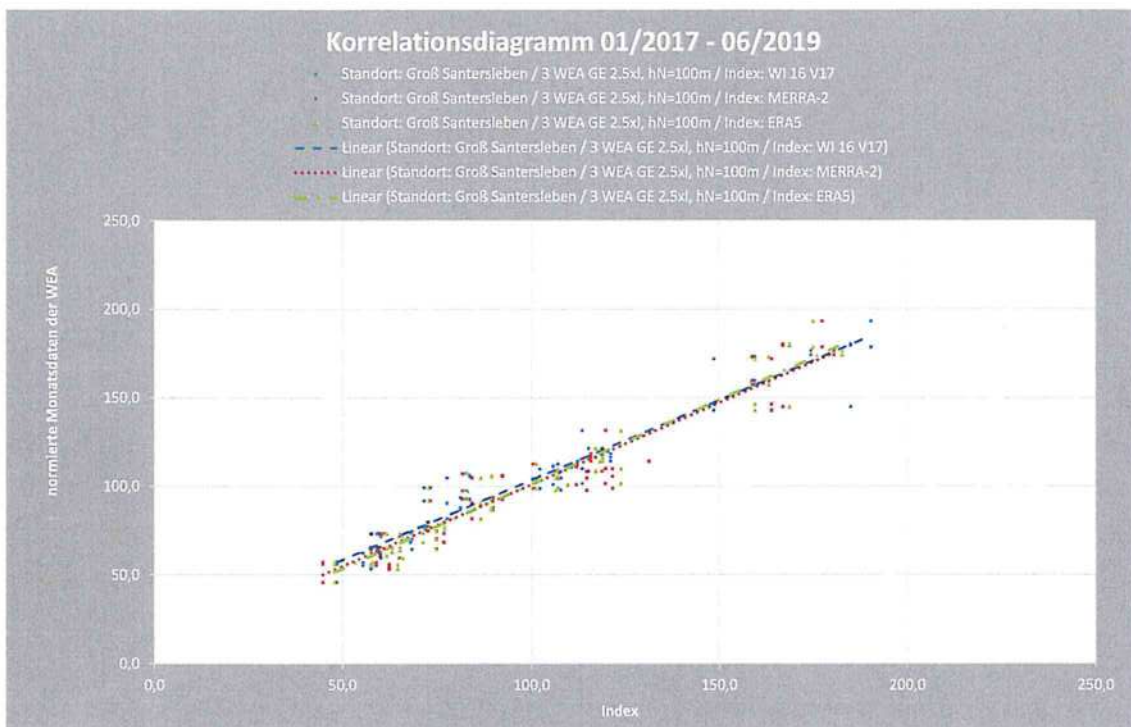
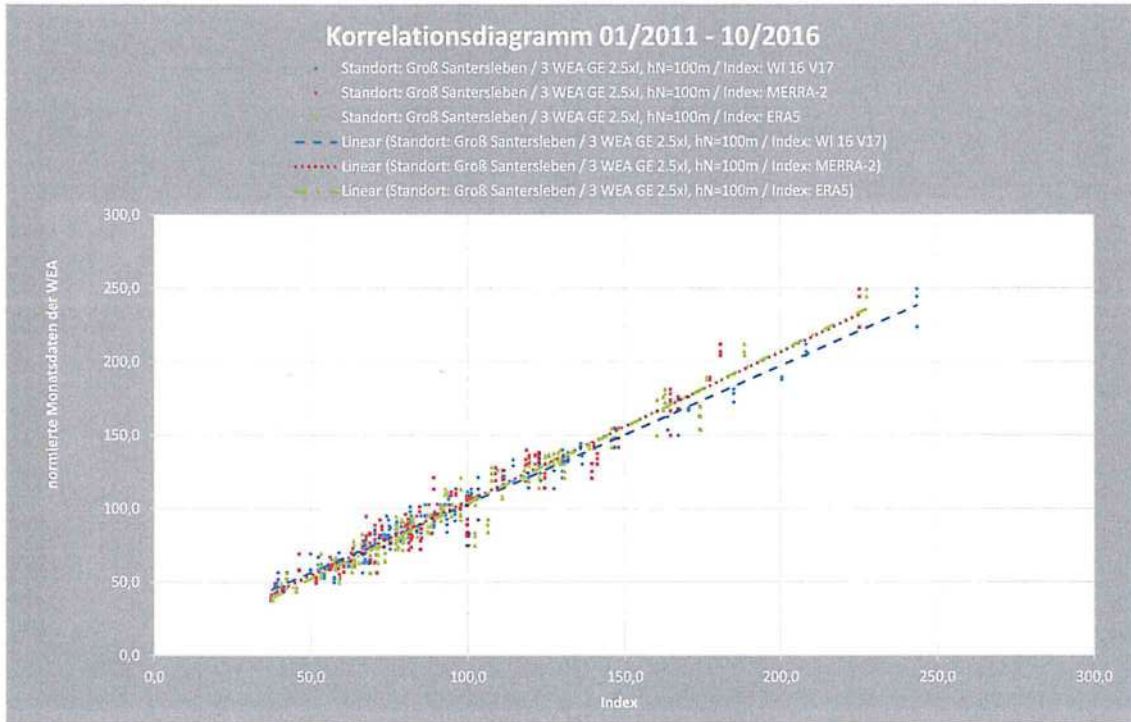
Die Standorte der Vergleichs-WEA wurden von WIND-consult besichtigt.

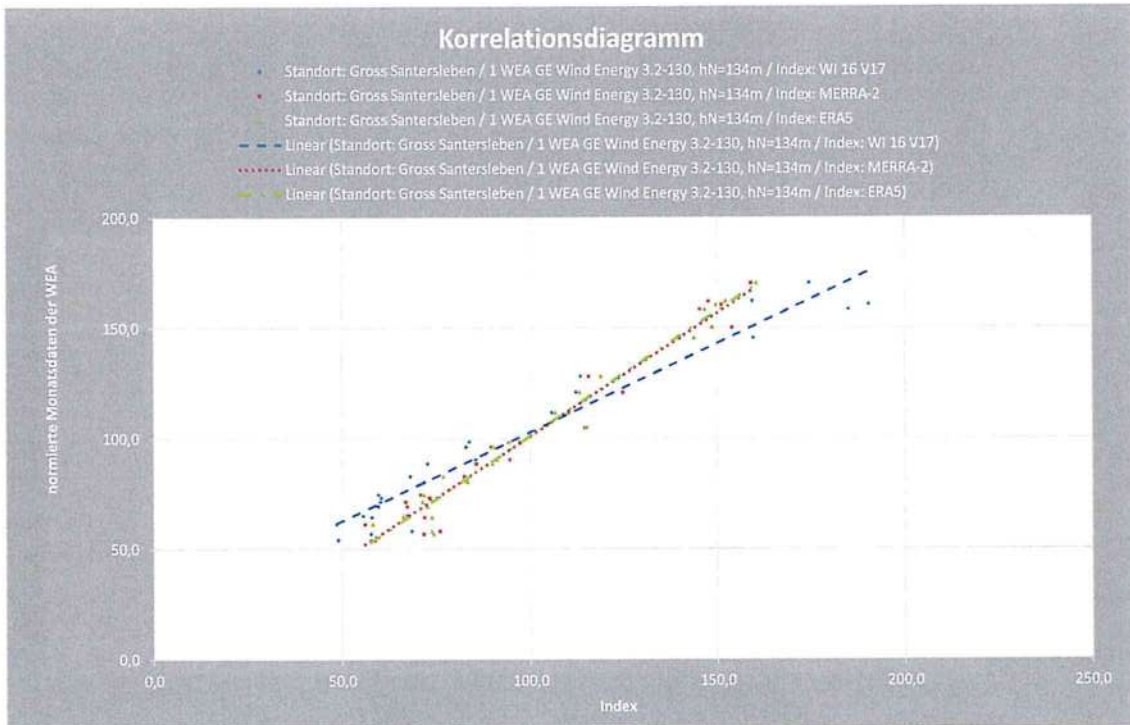
Die Prüfung der Energieerträge von Vergleichs-WEA im Umkreis des Standortes Niederndodeleben und die Bestimmung und der Vergleich mit Prognoseerträgen bestätigen plausibel die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen zur Bestimmung des Windpotenzials.

Windpark Niederndodeleben	Datengrundlage / Beschreibung
Entfernung / Lage / Standorthöhe	direkt am Standort
Repräsentativität des Standortes	identisch (Einschätzung des Bearbeiters)
Komplexität gemäß /3/	nicht komplex
Repräsentativität des WEA-Typs	unterschiedlich (Einschätzung des Bearbeiters)
Repräsentativität der Nabenhöhe	nicht repräsentativ nach /6/
BDB-Index-Region	WI 16
Reanalysedaten-Punkt	MERRA-2 52,00° Nord 11,25° Ost, ERA5 52,00° Nord 11,50° Ost
Anzahl / WEA-Typ / Regelungsprinzip	2 WEA ENERCON-66 / 18.70, h <sub>N</sub> = 98 m, pitch
IST-Energieertrag	Zeitraum: 01/17-12/20, durchschnittlich 37 Monatserträge je WEA nach Ausreißerkorrektur
Verfügbarkeit	monatliche Angaben vorhanden
Datenquelle	Betreiberdaten unveröffentlicht
Verfahren Ertragskorrektur	Quotientenbildung, Lineare Regression; Ausreißerkorrektur
Bezugszeitraum Index	BDB: 2002-2016, MERRA-2 und ERA5: 1991-2020
Korrektur des Energieertrages	+ 4,8 % (BDB), + 4,4 % (MERRA-2), + 3,6 % (ERA)
Gewichtung der versch. Indizes	0 % (BDB), 50 % (MERRA-2), 50 % (ERA)
Bestimmtheitsmaß	0,987 (BDB), 0,983 (MERRA-2), 0,991 (ERA)
Besonderes	-
Berechnung	Standorte der WEA im Windpark (2 WEA)
Mittlere Abweichung IST-Ertrag/ Prognose	+ 1 %



Windpark Groß Santerleben	Datengrundlage / Beschreibung
Entfernung / Lage / Standorthöhe	Windparkzentrum ca. 8 km / nordwestlich / ca. 135 m ü. NN
Repräsentativität des Standortes	vergleichbar (Einschätzung des Bearbeiters)
Komplexität gemäß /3/	nicht komplex
Repräsentativität des WEA-Typs	vergleichbar (Einschätzung des Bearbeiters)
Repräsentativität der Nabenhöhe	teilweise repräsentativ nach /6/
BDB-Index-Region	WI 16
Reanalysedaten-Punkt	MERRA-2 52,00° Nord 11,25° Ost, ERA5 52,00° Nord 11,50° Ost
Anzahl / WEA-Typ / Regelungsprinzip	Typ 1: 3 WEA GE Wind Energy 2.5xl, $h_N = 100$ m, pitch Typ 2: 1 WEA GE Wind Energy 3.2-130, $h_N = 134$ m, pitch
IST-Energieertrag	Typ 1 – Zeitraum 1: 01/11-10/16, durchschnittlich 51 Monatserträge, Typ 1 – Zeitraum 2: 01/17-06/19, durchschnittlich 22 Monatserträge, Typ 2 – Zeitraum 2: 06/17-09/19, 22 Monatserträge, jeweils je WEA sowie nach Ausreißerkorrektur
Verfügbarkeit	monatliche Angaben vorhanden
Datenquelle	Betreiberdaten unveröffentlicht
Verfahren Ertragskorrektur	Quotientenbildung, Lineare Regression; Ausreißerkorrektur
Bezugszeitraum Index	BDB: 2002-2016, MERRA-2 und ERA5: 1991-2020
Korrektur des Energieertrages	Typ 1 – Zeitraum 1: + 4,6 % (BDB), + 6,2 % (MERRA-2), + 4,4 % (ERA) Typ 1 – Zeitraum 2: + 4,1 % (BDB), + 1,3 % (MERRA-2), + 1,0 % (ERA) Typ 2 – Zeitraum 2: + 6,8 % (BDB), + 1,2 % (MERRA-2), + 1,9 % (ERA)
Gewichtung der versch. Indizes	0 % (BDB), 50 % (MERRA-2), 50 % (ERA)
Bestimmtheitsmaß	Typ 1 – Zeitraum 1: 0,982 (BDB), 0,974 (MERRA-2), 0,981 (ERA) Typ 1 – Zeitraum 2: 0,978 (BDB), 0,962 (MERRA-2), 0,972 (ERA) Typ 2 – Zeitraum 2: 0,970 (BDB), 0,976 (MERRA-2), 0,984 (ERA)
Besonderes	Zeitraum 1: abgeschattet durch weitere 30 WEA Zeitraum 2: abgeschattet durch weitere 28 WEA
Berechnung	Standorte der WEA im Windpark (33 WEA im Zeitraum 1 bzw. 32 WEA im Zeitraum 2)
Mittlere Abweichung IST-Ertrag/ Prognose	Typ 1 – Zeitraum 1: $\pm 0$ % Typ 1 – Zeitraum 2: - 5 % Typ 2 – Zeitraum 2: - 3 %





## 12.7 Windfeldparameter und Umgebungsturbulenzintensität

In den nachfolgenden Tabellen werden die Windfeldparameter, die Umgebungsturbulenz sowie deren Standardabweichung in Nabenhöhe für alle WEA angegeben.

### WEA 01, $h_N = 175$ m

Windrichtungs- sektor [°]	rel. Häufigkeit der Windrichtung f [%]	Windgeschwin- digkeit v [m/s]	Skalen- parameter A [m/s]	Form- parameter k [-]	$I_{15}$ [%]	$I_{15\sigma}$ [%]
0	4,5	4,9	5,5	1,93	10,9	2,2
30	3,8	4,9	5,6	1,91	11,2	2,2
60	5,8	5,9	6,7	2,06	12,7	2,5
90	6,4	6,3	7,1	1,97	12,4	2,5
120	6,8	6,3	7,1	2,38	11,7	2,3
150	7,4	6,5	7,3	2,31	11,2	2,2
180	5,8	6,3	7,1	2,06	10,9	2,2
210	7,6	6,7	7,6	2,21	11,2	2,2
240	14,0	8,3	9,3	2,06	11,2	2,2
270	16,9	10,1	11,4	2,37	11,2	2,2
300	13,9	9,5	10,7	2,35	11,3	2,3
330	6,9	6,0	6,8	2,12	11,1	2,2

### WEA 02, $h_N = 175$ m

Windrichtungs- sektor [°]	rel. Häufigkeit der Windrichtung f [%]	Windgeschwin- digkeit v [m/s]	Skalen- parameter A [m/s]	Form- parameter k [-]	$I_{15}$ [%]	$I_{15\sigma}$ [%]
0	4,5	4,8	5,4	1,93	11,1	2,2
30	3,8	4,9	5,5	1,91	11,3	2,3
60	5,9	5,9	6,7	2,06	12,8	2,6
90	6,5	6,3	7,1	1,97	12,5	2,5
120	6,8	6,2	7,0	2,37	11,8	2,4
150	7,3	6,3	7,1	2,30	11,4	2,3
180	5,8	6,2	7,0	2,06	11,2	2,2
210	7,6	6,7	7,5	2,21	11,4	2,3
240	14,1	8,3	9,3	2,06	11,1	2,2
270	17,1	10,1	11,4	2,37	11,2	2,2
300	13,8	9,3	10,5	2,35	11,4	2,3
330	6,9	6,0	6,8	2,12	11,2	2,2

**WEA 03,  $h_N = 175$  m**

Windrichtungs- sektor [°]	rel. Häufigkeit der Windrichtung f [%]	Windgeschwin- digkeit v [m/s]	Skalen- parameter A [m/s]	Form- parameter k [-]	$l_{15}$ [%]	$l_{150}$ [%]
0	4,5	4,9	5,5	1,93	10,9	2,2
30	3,8	4,9	5,5	1,91	11,5	2,3
60	5,9	5,9	6,7	2,06	12,6	2,5
90	6,4	6,3	7,1	1,97	12,6	2,5
120	6,8	6,2	7,0	2,37	11,8	2,4
150	7,4	6,4	7,2	2,30	11,3	2,3
180	5,8	6,3	7,1	2,06	11,0	2,2
210	7,6	6,8	7,7	2,21	11,0	2,2
240	14,1	8,3	9,4	2,06	11,3	2,3
270	16,9	10,1	11,4	2,37	11,2	2,2
300	13,8	9,4	10,6	2,35	11,4	2,3
330	6,9	6,1	6,9	2,11	11,0	2,2



## 12.8 Leistungskennlinie, Schubbeiwerte

### Windenergieanlage - Leistungskurve

#### VESTAS V172-7.2 MW

##### Daten WEA

Nennleistung	: 7200	kW
Rotordurchmesser	: 172	m
Rotorkreisfläche	: 23235	m <sup>2</sup>
Leistungsregelung	: pitch	

##### Randbedingung

Dichte Leistungskurve	: 1,2250	kg/m <sup>3</sup>
	(Normatmosphäre)	

##### Leistungskurve (LK)

Art der Ermittlung	: berechnete LK
Berichts-Nummer	: 0127-1584 V01
Datum Leistungskurve	: 08.07.2022
Kenntung/Datei	: V572A72A
Schubbeiwerte	: angegeben
Anemometertyp	: -
Bemerkung	: Mode PO7200

Leistungsparameter			Schubparameter	
v [m/s]	P [kW]	c <sub>p</sub> [-]	v [m/s]	c <sub>p</sub> [-]
3,00	32,00	0,083	3,00	0,969
3,50	129,00	0,211	3,50	0,885
4,00	288,00	0,316	4,00	0,834
4,50	481,00	0,371	4,50	0,818
5,00	715,00	0,402	5,00	0,812
5,50	999,00	0,422	5,50	0,815
6,00	1340,00	0,436	6,00	0,814
6,50	1739,00	0,445	6,50	0,810
7,00	2203,00	0,451	7,00	0,805
7,50	2729,00	0,455	7,50	0,797
8,00	3324,00	0,456	8,00	0,788
8,50	3986,00	0,456	8,50	0,777
9,00	4685,00	0,452	9,00	0,750
9,50	5314,00	0,436	9,50	0,690
10,00	5904,00	0,415	10,00	0,628
10,50	6441,00	0,391	10,50	0,571
11,00	6854,00	0,362	11,00	0,513
11,50	7078,00	0,327	11,50	0,451
12,00	7160,00	0,291	12,00	0,392
12,50	7195,00	0,259	12,50	0,341
13,00	7200,00	0,230	13,00	0,299
13,50	7200,00	0,206	13,50	0,264
14,00	7200,00	0,184	14,00	0,235
14,50	7200,00	0,166	14,50	0,210
15,00	7200,00	0,150	15,00	0,188
15,50	7200,00	0,136	15,50	0,170
16,00	7200,00	0,124	16,00	0,155
16,50	7200,00	0,113	16,50	0,141
17,00	7200,00	0,103	17,00	0,129
17,50	7194,00	0,094	17,50	0,119
18,00	7124,00	0,086	18,00	0,108
18,50	6959,00	0,077	18,50	0,098
19,00	6789,00	0,070	19,00	0,088
19,50	6630,00	0,063	19,50	0,080
20,00	6472,00	0,057	20,00	0,073
20,50	6262,00	0,051	20,50	0,066
21,00	5946,00	0,045	21,00	0,058
21,50	5539,00	0,039	21,50	0,052
22,00	5069,00	0,033	22,00	0,045
22,50	4597,00	0,028	22,50	0,039
23,00	4121,00	0,024	23,00	0,033
23,50	3636,00	0,020	23,50	0,028
24,00	3169,00	0,016	24,00	0,024

Leistungsparameter			Schubparameter	
v [m/s]	P [kW]	c <sub>p</sub> [-]	v [m/s]	c <sub>p</sub> [-]
24,50	2718,00	0,013	24,50	0,020
25,00	2328,00	0,010	25,00	0,017

Unsicherheit der Leistungskurve (Ersatzwerte)		
mittl. jährl. v [m/s]	U Mittel [%]	U Ersatz [%]
4	12,5	15,2
5	8,9	10,4
6	7,0	8,1
7	5,7	6,6
8	4,8	5,5
9	4,2	4,9
10	3,8	4,5
11	3,5	4,2

