

Standorteignung von Wind- energieanlagen

Nachweis nach DIBt 2012 für den Windpark Etteln
Donnerberg (Nordrhein-Westfalen)

WestfalenWIND Etteln A33 GmbH & Co.KG



Oktober 2024

Standorteignung von Windenergieanlagen

Nachweis nach DIBt 2012 für den Windpark
Etteln Donnerberg (Nordrhein-Westfalen)

Berichtsnummer: G241002PB3a

Aufgestellt: Gevensleben, im Oktober 2024

Auftragnehmer

SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
38384 Gevensleben

Tel.: 0 53 54 / 99 06 - 235

Fax: 0 53 54 / 99 06 - 219

E-mail gutachten@sowiwas.de

Internet www.sowiwas.de

Auftraggeber

WestfalenWIND Etteln A33 GmbH & Co.KG

Vattmannstr. 6
33100 Paderborn

Büro: +49 (0) 52 51 - 68 25 757

Fax: +49 (0) 52 51 - 68 25 729

Mail: A.Kirchhoff@westfalenwind.de

Web: www.westfalenwind.de

INHALT

1	ZUSAMMENFASSUNG	4
2	EINLEITUNG	5
3	DER STANDORT	6
4	BESTIMMUNG DER STANDORTEIGNUNG	7
4.1	KOMPLEXITÄT DES GELÄNDES	7
4.2	WINDVERHÄLTNISSE	8
4.3	TURBULENZ	9
4.4	UMGEBUNGSTURBULENZ	10
4.5	EFFEKTIVE TURBULENZ	10
5	ERGEBNISSE DER STANDORTBERECHNUNG	12
5.1	PARKLAYOUT	12
5.2	WINDVERHÄLTNISSE	14
5.2.1	PLAUSIBILISIERUNG	15
5.3	UMGEBUNGSTURBULENZ	15
5.4	EFFEKTIVE TURBULENZ	15
5.5	BEWERTUNG UND SEKTORMANAGEMENT	19
5.6	WEITERE PARAMETER ZUR STANDORTEIGNUNG FÜR DIE GEPLANTEN WEA	20
	LITERATURVERZEICHNIS	22

ANHANG

Standortdokumentation

ERGEBNISSE DER BERECHNUNGEN TURBULENZ:

Effektive Turbulenz für $m=10$

Site compliance - Annahmen

Leistungskennlinien

1 Zusammenfassung

Die Standorteignung von Windenergieanlagen im Windpark Etteln Donnerberg beim Neubau von einer Anlage vom Typ Enercon E-175 EP5 wurde nach den Vorschriften der DIBt 2012, bzw. IEC 61400-1 ed.3 (2010) bestimmt. Der Einfluss auf bestehende Anlagen wurde zusätzlich geprüft.

Für alle Anlagen wurde die geltende Norm DIBt 2012 bzgl. des Turbulenzeinflusses angewendet.

Die Windverhältnisse (Weibull-Parameter, Richtungshäufigkeit in 12 Windrichtungssektoren) an den betrachteten Standorten wurden mit Hilfe des Programms WAsP (Version 12) berechnet. Grundlage waren Reanalysedaten für die Parkfläche (ERA5, NORA3). Die Dateneingabe erfolgte über die Software WINDPRO in der Version 4.0.

Der Standort ist orografisch als nicht komplex einzustufen. Die Umgebungsturbulenz liegt in einem für waldreiche Standorte typischen Bereich.

11 bestehende und geplante Anlagenstandorte im Abstand von 8 D (D: Rotordurchmesser) um die neue WEA waren zu berücksichtigen.

Aus der errechneten Gesamtturbulenz (Summe aus Umgebungsturbulenz und Nachlaufsturbulenz) an jedem Anlagenstandort wurden durch Vergleich mit den Vorgaben nach DIBt (1995, 2004, 2012, [1], [2], [3]) Aussagen zur Standorteignung bzgl. der Turbulenzsituation getroffen. Die Berechnungen erfolgten für einen repräsentativen Wöhlerkoeffizienten von $m=10$.

Bei der geplanten WEA werden die Auslegungsgrenzwerte eingehalten. Bei der benachbarten Drittplanung im Osten (WEA Nr.3,4 E-160 und E-138) werden die Turbulenzgrenzwerte leicht überschritten, so dass ein Sektormanagement notwendig ist - vgl. Tabelle 7 zum Sektormanagement (Kap. 5.5).

Die Betriebsbeschränkungen können durch eine noch durchzuführende Lastrechnung ggf. verändert oder aufgehoben werden.

Bei den übrigen Nachbaranlagen werden die Turbulenzgrenzwerte eingehalten, bzw. durch den Neubau nicht signifikant erhöht.

2 Einleitung

Der Auftraggeber plant südöstlich der Ortschaft Etteln (Gemeinde Borcheln, Landkreis Paderborn, Nordrhein-Westfalen) die Erweiterung eines Windparks (Etteln Donnerberg), durch Neubau von einer Anlage des Typs Enercon E-175 mit 162 m Nabenhöhe.

Zur Bestimmung der Standorteignung für die geplante Anlage und den Nachweis der Standsicherheit der geplanten- und der Bestandsanlagen ist u.a. die Kenntnis der Umgebungsturbulenz (ohne Einfluss von Windenergieanlagen) und der Nachlaufturbulenz (verursacht durch die Nachlaufströmung) notwendig (siehe DIBt Richtlinie 2012, Deutsches Institut für Bautechnik, Kap.16 Standorteignung von Windenergieanlagen[1]). Bei Aufstellung in einem bestehenden Windpark muss der zusätzliche Einfluss auf die benachbarten Windkraftanlagen berücksichtigt werden.

Der Nachweis erfolgt durch Vergleich der Windbedingungen am Standort der WEA mit den in der Typen- oder Einzelprüfung zugrunde gelegten Werten. Die dort angenommenen Windbedingungen und die daraus abgeleiteten Betriebslasten erlauben einen Betrieb der WEA über mindestens 20 Jahre. Werden die Lasten am Standort überschritten, ist der 20-jährige Betriebszeitraum nicht mehr gewährleistet. Durch Betriebsbeschränkungen oder einen modifizierten Anlagenbetrieb mit verringerter Nachlaufturbulenz kann die Einhaltung der Werte der Typenprüfung erreicht werden.

Die Umgebungsturbulenz und die anlageninduzierte Turbulenz werden in Nabenhöhe an den geplanten Anlagenstandorten und den nahegelegenen Nachbarstandorten (Abstand kleiner achtfacher Rotordurchmesser D der Neuanlagen) separat für 12 Windrichtungssektoren berechnet und dokumentiert. Weiter entfernte WEA werden bei der Berechnung berücksichtigt, sofern sie sich im Abstand kleiner $10 D$ zu einer näher gelegenen Anlage befinden. Bei Anlagenabständen $> 10 D$ ist nach dem hier angewandten Verfahren nach Frandsen und Thøgersen [5] keine Beeinflussung durch die Nachlaufturbulenz vorhanden.

Die vom Auftraggeber vorgegebenen Standorte und Anlagentypen in der Parkkonfiguration werden dabei zugrunde gelegt. Neben der Neuplanung waren 11 weitere WEA zu betrachten.

3 Der Standort

Die geplante WEA soll südöstlich von Etteln (Gemeinde Borcheln), bzw. nördlich von Atteln und Henglarn und östlich der Autobahn A33 errichtet werden.

Die Umgebung ist geprägt durch landwirtschaftliche Nutzung und größere, zusammenhängende Waldparzellen im Westen und Süden. Das Gelände ist im weiten Umfeld hügelig mit Höhen zwischen ca. 230 m und 300 m NN. Die geplante Anlage liegt auf ca. 248 m NN.

Nach DIN EN 1991-1-4 NA kann den Standorten die Geländekategorie III zugeordnet werden.

Die Geländekomplexität nach IEC61400-1 ed. 3 (2010) beträgt 0,0 an allen Standorten (nicht komplex).

4 Bestimmung der Standorteignung

Die Standorteignung von Windenergieanlagen (WEA) wird durch die Typenprüfung oder eine Einzelprüfung für jede WEA nachgewiesen. In den Prüferunterlagen werden für die Auslegung der Anlage und den Standsicherheitsnachweis Annahmen u.a. zu den Turbulenzverhältnissen getroffen, die den Lastrechnungen für den Anlagentyp zugrunde liegen.

Die dort getroffenen Annahmen beruhen auf den Richtlinien des Instituts für Bautechnik (DIBt), die sich u.a auf die DIN EN 61400-1 bezieht. Je nach Zeitpunkt der Erstellung der Typenprüfung sind die Normen DIBt 1995 [2] DIBt 2004 [3] und DIBt 2012 [1] Grundlage der Typenprüfung.

Die Einhaltung der dort getroffenen Annahmen am Standort der WEA, insbesondere bzgl. der Turbulenzkriterien wird im Rahmen dieser Untersuchung überprüft.

Nach der aktuell gültigen DIBt 2012 sind folgende Kriterien für jeden neuen Anlagenstandort nachzuweisen (bei nicht komplexem Standort, siehe Kap. 4.1):

- Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist mindestens 5% kleiner als in der Typenprüfung zugrunde gelegt.
- Die effektive Turbulenz nach DIN EN 61400 im Bereich von $0,2 v_{ref} - 0,4 v_{ref}$ (v_{ref} : Auslegungswindgeschwindigkeit der Typenprüfung) liegt unterhalb der Vorgabe der Auslegungsturbulenz laut Typenprüfung.
- Prüfung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit: Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes gemäß Windzonenkarte ab oder die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab.

Da die Neuplanung für die Standsicherheit der Bestandsanlagen und der weiteren geplanten Anlagen einen nachteiligen Effekt bezüglich der Turbulenzsituation haben kann, ist nach DIBt 2012 ein Nachweis zur effektiven Turbulenzintensität für alle Anlagen im Abstand kleiner $8D$ von der Neuplanung zu führen. Die übrigen Windparameter werden bezüglich der Standsicherheit der Bestandsanlagen von der Neuplanung nicht negativ beeinflusst und müssen darum an den Bestandsanlagen nicht weiter untersucht werden. Anlagen im Abstand kleiner $10 D$ müssen bei der Berechnung der Turbulenz berücksichtigt werden, die Einhaltung der Grenzwerte muss aber für diese WEA nicht zwingend nachgewiesen werden (nach DIBt 2012).

4.1 Komplexität des Geländes

Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzen führen und müssen daher in orografisch komplexem Gelände berücksichtigt werden.

Der Einfluss der Orografie wird durch einen richtungsabhängigen Turbulenzstrukturparameter definiert. Dabei wird jedem Richtungssektor, der als orografisch komplex einzustufen ist, ein maximaler Turbulenzstrukturparameter von 1,15 zugeordnet.

Die Bewertung der orografischen Komplexität erfolgt durch Auswertung der Geländesteigungen relativ zu einer Ausgleichsebene, die durch die Methode der kleinsten Fehlerquadrate aus den Höhendaten bestimmt wird.

Als Kriterien gelten eine maximale Geländesteigung größer 10° und eine maximale Geländedifferenz von 0,3-mal Nabenhöhe (NH) im Radiusabstand von 5 mal Nabenhöhe (bzw. 0,6 NH bei 10 NH Radius und 1,2 NH bei 20 NH) um den Anlagenstandort.

Wird eines der o.g. genannten Kriterien überschritten, so ist der betreffende Sektor als komplex anzusehen. Der gesamte Standort ist komplex, wenn mehr als 15% der im Wind enthaltenen Energie aus komplexen Sektoren kommt.

Am Standort der Neuanlage wird keines der genannten Kriterien überschritten, so dass der Standort nicht als komplex einzustufen ist und die Berücksichtigung eines Turbulenzstrukturparameters entfällt.

4.2 Windverhältnisse

Die Windverhältnisse (Weibull-Parameter, Richtungshäufigkeit in 12 Windrichtungssektoren) an den betrachteten Standorten wurden mit Hilfe des Programms WASP (Version 12) berechnet.

Die Dateneingabe erfolgte über die Software WINDPRO in der Version 4.0.

Eine Verifizierung der Windverhältnisse erfolgte durch Vergleich der mehrjährigen Erträge von bestehenden WEA im Windpark mit einer Ertragsberechnung.

Für das Höhenmodell wurden Daten des EU-DEM Modells (Pan-European digital elevation (surface) model) in der Version 1.1. verwendet, die durch Abtastung der Erdoberfläche (Copernicus Datensatz) in einem festen Gitternetz mit 25m Abstand ermittelt wurden. Durch Vergleich mit anderen Modellen (SRTM, ASTER GDEM) wurden Datenlücken ergänzt.

Das EU DEM Modell ist ein digitales Oberflächenmodell (Höhenmodell), das in fast allen Ländern Europas verfügbar ist. Die räumliche Auflösung beträgt 25 m Abstand. Lücken und Modelllöcher sind durch Einfügen von Daten anderer Modelle (SRTM und ASTER GDEM Daten; gewichtet) aufgefüllt. Nördlich von etwa 60° basiert das Modell auf russischen Oberflächendaten. Die hier genutzte Version 1.1. verwendet Satellitendaten (ICE Sat) als Referenzlevel und eine Korrektur von über 75.000 unplausiblen Einzelwerten der Vorgängerversion 1.0.

Eine spezielle Software in WINDPRO wandelt diese in Höhenlinien mit 2-7 m Höhenabstand um. Die Höhenlinien werden mindestens bis 20 km Entfernung um den Standort eingebunden.

Die Oberflächenstruktur des Geländes wird in Form von Rauigkeitsgebieten anhand von Luftbildern und Kartenmaterial (1:50.000 in Standortnähe mit ca. 5 km Umkreis und 1:200.000 im weiteren Umfeld mit ca. 20 km Umkreis) erfasst. Den einzelnen Gebieten in den topografischen Karten (Areale) werden dabei entsprechende Rauigkeitsklassen, bzw. -längen zugeordnet. Diese beschreiben den Grad der Reibung der Luftströmung (und damit der Windabschwächung) durch Bewuchs und Bebauung. Die Bewer-

tung orientiert sich an den Vorgaben des Europäischen Windatlasses (EUROPEAN WIND ATLAS, I. Troen und E.L. Petersen ISBN 87-550-1482-8, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark 1990).

Die Luftdichte wurde aus langjährigen Klimastationsdaten (Luftdruck, Temperatur) der Station Bad Lippspringe ermittelt. Der Einfluss der Standorthöhe über NN auf die Luftdichte ist dabei individuell für jede Anlage berücksichtigt.

Extremwind (50-Jahres Windgeschwindigkeit)

Als Extremwind wird die Windgeschwindigkeit (Mittelwert über 10 Minuten) bezeichnet, die statistisch im Mittel einmal in 50 Jahren erreicht oder überschritten wird. Das entspricht einer jährlichen Überschreitungswahrscheinlichkeit von 0,02.

Aus der ermittelten Weibull-Häufigkeitsverteilung lässt sich die Überschreitungswahrscheinlichkeit für verschiedene Zeiträume ableiten. Für die Standorteignung ist nach DIBt 2012 nachzuweisen, dass die 50 Jahres Windgeschwindigkeit kleiner ist als die in der Typenprüfung verwendete Auslegungswindgeschwindigkeit. Die Standorteignung ist nach DIBt 2012 auch dann gegeben, wenn die Windzone laut Typenprüfung die Windzone des Aufstellungsorts abdeckt.

4.3 Turbulenz

Die bodennahe Windströmung ist durch die Reibung an der Erdoberfläche turbulent, d.h. innerhalb eines Mittelungsintervalls von z.B. zehn Minuten treten Schwankungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung im Zeitbereich von Zehntelsekunden bis Minuten auf. Die Turbulenz beeinflusst neben dem Energieertrag einer Windkraftanlage auch die aerodynamischen Lasten auf die Rotorblätter, den Turm und das Fundament. Zur Charakterisierung der Turbulenz wird die Turbulenzintensität I verwendet, definiert als Verhältnis zwischen der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit und dem Mittelwert in einem typischen Zeitintervall (in der Regel 10 Minuten).

Die Turbulenz an einem Standort ohne WEA wird bestimmt durch die Rauigkeit der Oberfläche und als Umgebungsturbulenz bezeichnet. Die Umgebungsturbulenz ist ein Maßstab für die Turbulenz des lokalen Windfeldes ohne die Beeinflussung durch vorhandene Windenergieanlagen. Sie hängt von der atmosphärischen Schichtung (labil – neutral – stabil), der Höhe über Grund, sowie der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung ab [4].

Eine Windkraftanlage erhöht den Turbulenzgrad in ihrer Nachlaufströmung und damit die Umgebungsturbulenz um die Nachlauf- oder wake-Turbulenz. Der Einfluss der Nachlauf-turbulenz nimmt mit dem Abstand zur Anlage ab. Die Stärke der Beeinflussung hängt neben den Windbedingungen im Wesentlichen von der Rotorblattgeometrie, gekennzeichnet durch den Rotordurchmesser und den Schubbeiwert, der Nabenhöhe und der Rotordrehzahl der Anlage ab.

Die Wirkung der Turbulenz auf WEA wird durch eine effektive Turbulenzintensität beschrieben, die sich aus Umgebungs- und wake Turbulenz be-

rechnet und deren Betrag zusätzlich von den verwendeten Werkstoffen der WEA Bauteile abhängt.

4.4 Umgebungsturbulenz

Die Umgebungsturbulenz I_{umg} ist ein Maß für die Schwankungen der Windgeschwindigkeit (Böigkeit) an dem vorgesehenen Standort ohne Beeinflussung durch WEA. Sie nimmt mit steigender Windgeschwindigkeit und mit der Höhe über Grund ab. Über einer inhomogenen Oberfläche mit unterschiedlichen Rauigkeiten hängt sie zusätzlich von der Windrichtung ab.

Idealerweise sollte I_{umg} aus gemessenen Daten der (horizontalen) Windgeschwindigkeit und ihrer Standardabweichung an Messmasten abgeleitet werden. Der Messzeitraum sollte dabei mindestens 1 Jahr umfassen.

Wenn keine Messungen vor Ort vorliegen, wird die Umgebungsturbulenz aus der Geländerauigkeit indirekt bestimmt. Dazu wird die Rauigkeitslänge z_0 nach einer Terrainklassifizierung in 12 Richtungssektoren zu je 30 Grad erfasst [4]. Die Terrainklassifizierung erfolgt über die Eingabe eines digitalen Geländemodells. Unter der Annahme einer homogenen, isotropen Umgebungsturbulenz (Gleichheit der Standardabweichungen von horizontaler und vertikaler Windgeschwindigkeit) und eines logarithmischen Vertikalprofils der Windgeschwindigkeit gilt vereinfacht:

$$I_{umg} = 1 / \log(z / z_0)$$

wobei z die Höhe über Grund und z_0 die Rauigkeitslänge bezeichnet.

In der älteren DIBt 2004 wird Bezug genommen auf die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} . Sie ist definiert als mittlere Turbulenzintensität plus einfache Standardabweichung. Liegen keine Messungen vor, wird eine Standardabweichung von 20% angenommen, d.h. die mittlere Turbulenzintensität wird mit dem Faktor 1,2 multipliziert:

$$I_{char} = I_{umg} + \sigma_i = I_{umg} * 1,2$$

Für Standsicherheitsnachweise nach DIBt 2012 wird die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} verwendet. Sie ist als mittlere Turbulenzintensität bei 90% Unterschreitungswahrscheinlichkeit (obere Grenze des Vertrauensbereichs, p90 Wert) definiert. Dazu wird zur mittleren Turbulenzintensität die 1,28 fache Standardabweichung σ_i addiert:

$$I_{rep} = I_{umg} + 1,28 * \sigma_i = I_{umg} * 1,256$$

Die Turbulenzintensität wird für jeden 30 Grad Windrichtungssektor in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit ermittelt.

4.5 Effektive Turbulenz

Der Einfluss der Nachlaufströmung einer Windkraftanlage (anlageninduzierte Turbulenz oder Wake-Turbulenz) und die effektive Turbulenz werden mit der Rechensoftware WAsP 12 und WAsP Engineering 4.0 nach dem Turbulenzmodell von Frandsen und Thøgersen [5] berechnet. Dieses Modell wird vom Institut für Bautechnik als Berechnungsgrundlage empfohlen (DIBt, Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Fassung März 2004 und Oktober 2012, [1]). Das Rechenprogramm ist vom TÜV Süd zertifiziert.

In die Berechnung der effektiven Turbulenz geht der materialspezifische Wöhler-Koeffizient m als Maß für die Festigkeit und Lebensdauer der in den WEA verwendeten Baustoffe ein. Dabei werden die Rotorblätter mit einem Wert von $m=10$ oder größer betrachtet.

Die Standsicherheit der Anlagen bzgl. der Turbulenzsituation ist gewährleistet, wenn die der Typen- oder Einzelprüfung der Windenergieanlage zugrunde liegenden Werte der effektiven Turbulenz nicht überschritten werden.

Nach DIBt 2012 ist der Einfluss auf die umgebenden Anlagen im Park nur für WEA im Abstand kleiner dem achtfachen Rotordurchmesser D nachzuweisen. Weitere Anlagen in der Umgebung werden dabei zusätzlich berücksichtigt, sofern sie sich im Abstand von $10 D$ zu einer näher gelegenen WEA befinden. Bei Abständen $> 10 D$ wird nach dem Ansatz von Frandsen und Thøgersen [5] kein wake Einfluss mehr angenommen.

5 Ergebnisse der Standortberechnung

5.1 Parklayout

Die folgende Karte zeigt die Neuplanung mit 1 Anlage (WEA Donn1, zzgl. Bestand und Drittplanung im Abstand < 8D.).

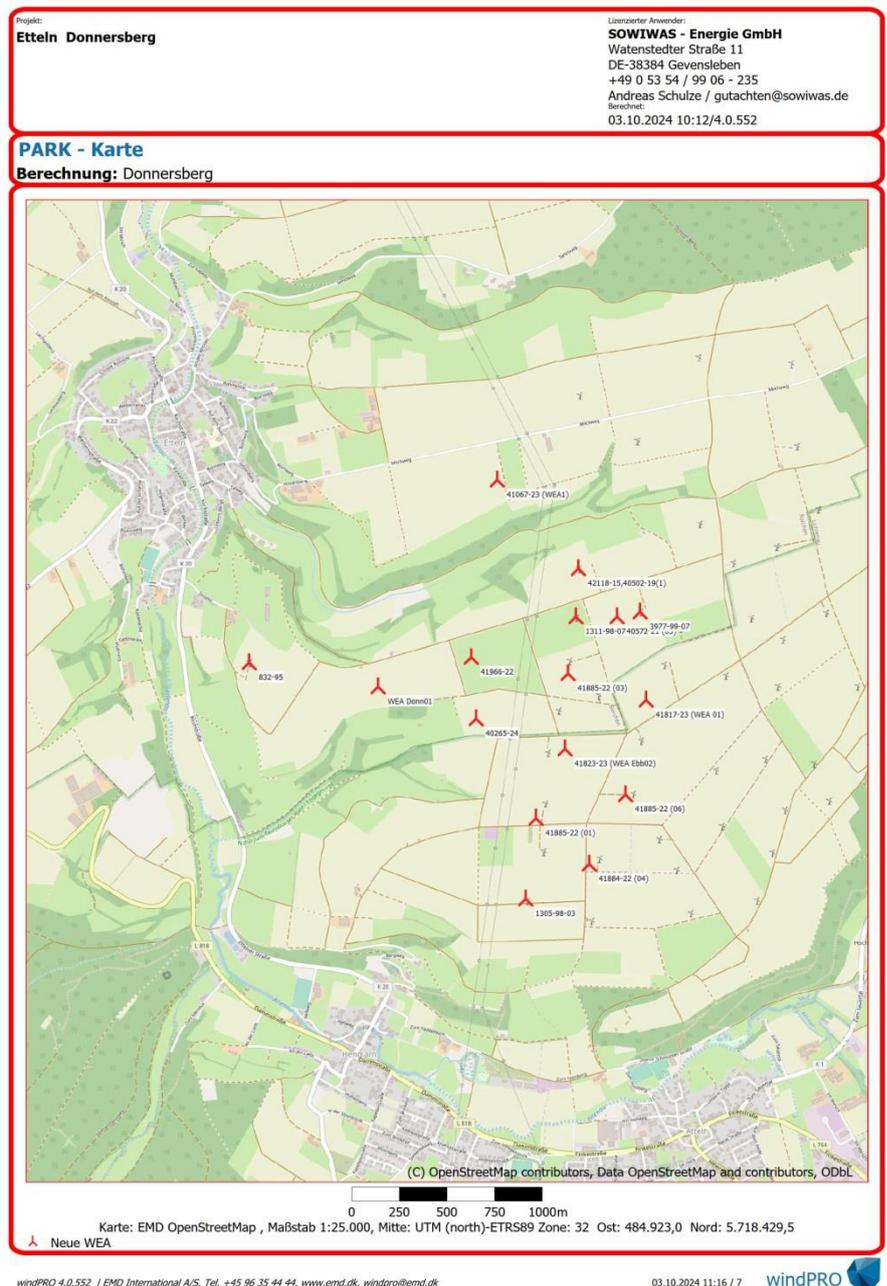


Abbildung 1:: Übersichtskarte: geplante WEA Donn01 und Bestand im Abstand < 8D.

Tabelle 1: Übersicht: geplante WEA Nr.1, Bestand und Drittplanung Nr. 2-16

lfd. Nr	Bezeichnung	Typ	Nennleistung (kW)	Nabenhöhe (m)	Rotordurchmesser (m)	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32	
Neue WEA							
1	WEA Donn01	Enercon E-175 EP5	6.000	162,0	175,0	484.559	5.718.445
Bestand: 15 WEA							
2	832-95	NORDEX N 29	250	50,0	29,7	483.879	5.718.574
3	41966-22	Enercon E 160 EP5 E3	5.560	166,6	160,0	485.051	5.718.597
4	40265-24	Enercon E138 EP3 E3	4.260	160,0	138,25	485.073	5.718.274
5	40572-21 (05)	Enercon E-138 EP3 E2	4.200	160,0	138,25	485.817	5.718.811
6	41817-23 (WEA 01)	Vestas V172-7.2	7.200	175,0	172,0	485.967	5.718.369
7	41823-23 (WEA Ebb02)	Vestas V172-7.2	7.200	175,0	172,0	485.542	5.718.112
8	42118-15,40502-19(1)	Enercon E-115	3.000	149,1	115,7	485.615	5.719.067
9	41885-22 (01)	Enercon E-160 EP5 E3	5.560	166,6	160,0	485.386	5.717.748
10	41885-22 (06)	Enercon E-160 EP5 E3	5.560	166,6	160,0	485.861	5.717.870
11	41885-22 (03)	Enercon E-160 EP5 E3	5.560	166,6	160,0	485.559	5.718.510
12	41884-22 (04)	Enercon E-160 EP5 E3	5.560	166,6	160,0	485.668	5.717.505
13	41067-23 (WEA1)	Enercon E-175 EP5	6.000	162,0	175,0	485.190	5.719.539
14	1305-98-03	NORDEX N 43	600	60,0	43,0	485.334	5.717.320
15	1311-98-07	NORDEX N 60	1.300	69,0	60,0	485.603	5.718.810
16	3977-99-07	NORDEX N 60	1.300	69,0	60,0	485.941	5.718.838

Für den Tag- und Nachtbetrieb wurden keine unterschiedliche Leistungs- und Schubbeiwertkurven berücksichtigt. Konservativ wurde der Tagbetrieb von 0:00-24:00 zugrunde gelegt.

Tabelle 2: Übersicht der Leistungs-/Schubbeiwertkurven der geplanten WEA

Anlage	Tag/Nacht 0:00-24:00
Nr. 1, 13	Mode 00 - OM-0-0 (6000 kW)
Nr. 2	Manufacturer 06/99 1.225 25.00 0.00
Nr. 3, 9-12	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
Nr. 4, 5	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)
Nr. 6-7	Level 0 & 05 - Calculated - PO7200 - 07-2022
Nr.8	Level 0 - official - Rev.2_0 - Mode 0 - 3000kW - 06/2014
Nr. 14	Dr. Frey 09/00
Nr. 15, 16	DEWI 04/99 ct Nordex

Die verwendeten Leistungs- und Schubbeiwertkurven aller WEA sind im Anhang dargestellt.

5.2 Windverhältnisse

Die folgende Tabelle zeigt exemplarisch die errechneten Werte der Weibull-Häufigkeitsverteilung (A und k Parameter), Windgeschwindigkeit v, Windrichtungshäufigkeit *Häuf* und *displacement height* D) am Standort der WEA Donn01, (Ost: 484.559,3; Nord: 5.718.444,7):

Tabelle 3: Ermittelte Windverhältnisse in 162 m (WEA Donn01, Ost: 484.559,3; Nord: 5.718.444,7)

Sektor	A (m/s)	v (m/s)	Displacement height (m)	k	Häuf %
162m ü. Grund (WEA 9)					
0	5,23	4,63	10,3	2,197	3,1
1	5,26	4,66	6	2,275	2,5
2	6,63	5,89	1,6	2,549	3,6
3	7,67	6,82	1,5	2,689	5,7
4	8,61	7,67	16,9	2,908	8,2
5	8,96	7,98	17,4	2,814	8,7
6	9,55	8,51	12,7	2,814	8,5
7	9,46	8,44	7,1	2,955	9,9
8	9,22	8,19	1,6	2,689	13,7
9	9,04	8,01	1,3	2,232	18,7
10	7,56	6,71	13,7	1,928	11,8
11	5,87	5,21	15,2	1,885	5,7
Ges	8,40	7,44	-	2,307	100

Für die Turbulenzberechnung erfolgte die Berechnung der Windgeschwindigkeiten und der Richtungsverteilung individuell am jeweiligen Anlagenstandort in Nabenhöhe.

5.2.1 Plausibilisierung

Eine Plausibilisierung der Wind-Häufigkeitsverteilung wird mit Hilfe von Betriebsdaten bestehenden WEA in der unmittelbaren Umgebung vorgenommen.

Dazu wurden die Ertragsdaten von bestehenden Anlagen in der näheren Umgebung aus den Jahren 2017-2023 ausgewertet und mit einer Ertragsberechnung gemäß Technischer Richtlinie 6 (TR6) der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. (FGW) verglichen. Durch einen Vergleich der Vorhersagegüte konnte die ermittelte Wind-Häufigkeitsverteilung bestätigt werden.

5.3 Umgebungsturbulenz

Für die betrachteten 12 Windrichtungssektoren ergeben sich exemplarisch am Standort der Anlage WEA DOnn01 die in der folgenden Tabelle dargestellten Werte der repräsentativen Umgebungsturbulenz bei 15 m/s:

Tabelle 4: Ergebnis der sektoriellen Berechnung der Umgebungsturbulenz am Standort der WEA Donn01.

Richtungssektor	Repr. Umgebungsturb. in % Höhe 162 m bei 15 m/s	Windrichtung Häufigkeit in %
0 (Nord)	13,9	3,1
1	15,2	2,5
2	16,2	3,6
3 (Ost)	15,7	5,7
4	14,7	8,2
5	14,2	8,7
6 (Süd)	15,2	8,5
7	16,2	9,9
8	16,1	13,7
9 (West)	16,1	18,7
10	14,7	11,8
11	14,3	5,7
Maximal	16,2 (SSW)	
Mittel windrichtungsgewichtet	15,4	

Für die repräsentative Umgebungsturbulenz erhält man in 162 m Nabenhöhe einen Mittelwert von 15,4 % (bei 15 m/s).

5.4 Effektive Turbulenz

Da die Neuplanung für die Standsicherheit der Nachbaranlagen einen nachteiligen Effekt bezüglich der Turbulenzsituation haben kann, ist nach DIBt 2012 ein Nachweis zur effektiven Turbulenzintensität für alle Anlagen im Abstand kleiner 8 D von der Neuplanung zu führen. Die übrigen Windparameter werden bezüglich der Standsicherheit von benachbarten Anlagen von der Neuplanung nicht beeinflusst.

Für die Neuanlagen sind zur Durchführung einer Lastrechnung weitere Standortparameter zu untersuchen (siehe Kap. 5.5.)

Nach DIBt Richtlinie (DIBt 2004, 2012) braucht der Einfluss von Nachbaranlagen nur innerhalb eines Abstands vom achtfachen Rotordurchmesser der Neuanlagen nachgewiesen werden. Innerhalb dieser Abstände um die Neuanlage befinden sich 12 weitere bestehende WEA.

Die anzuwendende DIBt Richtlinie orientiert sich an den in der Typen- oder Einzelprüfung der WEA verwendeten Verfahren, d.h. für nach DIBt 2012 geprüfte WEA erfolgt die Prüfung der Standorteignung nach dieser Norm, für die nach DIBt 2004, bzw. DIBt 1995 geprüften WEA reicht eine Prüfung der Standorteignung nach diesen Normen aus (Bestandsschutz). Die Neuanlagen und die Bestandsanlagen sind nach DIBt 2012 geprüft.

Optional kann die Prüfung der Standorteignung auch für WEA mit einer Typenprüfung nach der älteren Norm auf Grundlage der DIBt 2012 erfolgen. Für die hier betrachteten WEA wurde folgende Zuordnung gewählt:

Tabelle 5: Übersicht der zu beachtenden Richtlinien der WEA.

WEA	Richtlinie Standorteignung
Nr. 1-12 (alle)	DIBt 2012

Nach den Richtlinien sind die Auslegungswerte abhängig von der Windgeschwindigkeit. Nach DIBt 2012 ist die repräsentative Umgebungsturbulenz zu verwenden.

Die nächste Tabelle zeigt für die untersuchten Standorte die Höhe der effektiven Turbulenzintensität bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten:

- Neuanlage und Bestand / Drittplanung ohne Beschränkung;
- Bestand / Drittplanung ohne Neuanlage;
- Differenz Turbulenz Bestand / Drittplanung vor und nach Zubau

Die Auslegungswerte nach DIBt 2012 (IEC 61400-1 ed. 3 (2010)) sind im oberen Teil dargestellt.

Tabelle 6: Effektive Turbulenzintensität für m=10 (in %) an den betrachteten Anlagenstandorten (neu) und Auslegungswerte nach DIBt 2012, Überschreitungen fett gedruckt. Neubau ohne Betriebsbeschränkung und mit Betriebsbeschränkungen.

Windgeschwindigkeit (m/s)	Alle n.DIBt 1995	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Auslegungswert %																								
DIBt 2012		41,9	34,2	29,9	26,9	24,8	23,2	22,0	21,0	20,1	19,5	18,9	18,4	18,0	17,6	17,3	17,0	16,7	16,5	16,3	16,1	15,9	15,7	15,6
lfd. Nr.		Neubau 1 WEA ohne Betriebsbeschränkung																						
1		22,4	22,1	21,9	21,9	21,6	21,2	20,5	19,6	18,6	17,7	16,9	16,4	16,0	15,8	15,6	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,4	15,4	15,4
		Bestand+Drittplanung mit Neubau																						
2		19,6	19,9	19,9	19,8	19,7	19,4	18,8	17,9	17,1	16,5	16,2	16,1	16,1	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
3		26,4	26,5	26,5	26,7	26,8	26,6	26,0	25,0	23,9	22,7	21,6	20,5	19,6	18,9	18,2	17,5	17,0	16,6	16,2	15,9	15,6	15,2	15,0
4		28,9	27,8	27,1	26,5	26,0	25,3	24,6	23,4	22,1	20,8	19,6	18,7	17,9	17,4	17,0	16,6	16,5	16,3	16,1	15,9	15,7	15,2	15,0
5		29,0	28,9	28,9	28,9	28,8	28,5	27,8	26,8	25,6	24,4	23,3	22,3	21,5	20,8	20,3	19,9	19,6	19,4	19,2	18,9	18,8	18,6	16,8
6		27,3	26,5	26,2	26,1	26,0	25,7	25,3	24,4	23,5	22,3	21,2	20,3	19,6	19,0	18,4	17,9	17,5	17,1	16,8	16,4	16,1	15,8	15,1
7		28,1	27,5	27,1	27,1	26,9	26,5	25,8	24,8	23,7	22,5	21,3	20,2	19,2	18,4	17,6	17,0	16,5	16,2	15,8	15,5	15,3	15,2	15,0
8		26,1	26,2	26,3	26,4	26,4	26,1	25,4	24,4	23,3	22,1	21,0	19,8	18,9	17,9	17,1	16,3	15,8	15,4	15,1	14,9	14,9	14,8	14,7
9		27,6	26,8	26,4	26,2	25,9	25,4	24,6	23,5	22,4	21,1	19,9	18,7	17,8	17,0	16,2	15,6	15,3	15,0	14,9	14,8	14,7	14,6	14,6
10		28,7	27,6	27,2	27,0	26,8	26,4	25,9	24,8	23,8	22,5	21,4	20,4	19,6	18,9	18,3	17,8	17,4	17,0	16,7	16,3	15,9	15,6	15,1
11		27,8	27,2	27,2	27,3	27,3	27,2	26,9	25,9	24,7	23,3	21,9	20,8	19,8	19,0	18,3	17,7	17,2	16,9	16,5	16,2	16,0	15,7	15,1
12		28,1	26,9	26,0	25,4	24,8	24,0	23,0	21,9	20,9	19,8	18,9	18,0	17,5	17,0	16,6	16,3	16,2	16,0	15,9	15,7	15,4	15,2	14,8
13		17,7	17,7	17,8	17,9	18,0	18,0	17,9	17,6	16,8	16,3	15,9	15,6	15,4	15,2	15,1	15,0	14,9	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,8
14		26,3	25,3	24,5	23,8	23,0	21,8	20,4	18,9	17,6	16,5	16,0	15,7	15,5	15,3	15,2	15,0	15,0	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,7
15		32,9	32,7	32,5	32,3	32,1	31,4	30,3	28,9	27,2	25,4	23,6	21,7	20,0	18,5	17,2	16,3	15,9	15,7	15,5	15,4	15,3	15,2	15,1
16		41,2	41,2	41,2	41,3	41,5	41,3	40,8	40,0	39,0	37,9	36,7	35,3	34,2	32,8	32,0	30,4	29,8	28,3	27,4	26,5	25,4	24,1	22,7

SOWIWAS – Energie GmbH

Tabelle 6b: Effektive Turbulenzintensität für m=10 (in %) an den Bestandsanlagen (+Drittplanung), sowie Differenz vor und nach Zubau. Auslegungswerte nach DIBt 2012, Überschreitungen fett gedruckt. Neubau ohne Betriebsbeschränkung.

Windgeschwindigkeit (m/s)	Alle n.DIBt 1995	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
DIBt 2012		41,9	34,2	29,9	26,9	24,8	23,2	22,0	21,0	20,1	19,5	18,9	18,4	18,0	17,6	17,3	17,0	16,7	16,5	16,3	16,1	15,9	15,7	15,6	
Bestand+Drittplanung ohne Neubau																									
2		17,3	17,3	17,2	17,1	16,9	16,7	16,5	16,3	16,1	16,0	16,0	16,0	16,0	16,1	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
3		25,5	25,5	25,6	25,8	25,8	25,6	25,0	24,2	23,1	21,9	20,8	19,8	18,8	18,0	17,2	16,6	15,9	15,5	15,1	15,0	14,9	14,8	14,8	14,8
4		28,5	27,3	26,5	25,9	25,3	24,6	23,8	22,6	21,3	20,0	18,7	17,7	16,9	16,3	15,8	15,4	15,2	15,0	14,9	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8
5		29,0	28,9	28,9	28,9	28,8	28,5	27,8	26,8	25,6	24,4	23,3	22,3	21,5	20,8	20,3	19,9	19,6	19,4	19,2	18,9	18,8	18,6	16,8	15,1
6		27,3	26,5	26,2	26,1	26,0	25,7	25,3	24,4	23,5	22,3	21,2	20,3	19,6	19,0	18,4	17,9	17,5	17,1	16,8	16,4	16,1	15,8	15,1	15,1
7		28,1	27,5	27,1	27,1	26,9	26,5	25,8	24,8	23,7	22,5	21,3	20,2	19,2	18,4	17,6	17,0	16,5	16,2	15,8	15,5	15,3	15,2	15,0	15,0
8		26,1	26,2	26,2	26,4	26,4	26,1	25,4	24,4	23,3	22,1	21,0	19,8	18,8	17,9	17,1	16,3	15,8	15,4	15,1	14,9	14,9	14,8	14,8	14,7
9		27,6	26,8	26,4	26,2	25,9	25,4	24,6	23,5	22,4	21,1	19,9	18,7	17,8	16,9	16,1	15,6	15,2	15,0	14,8	14,7	14,6	14,6	14,6	14,6
10		28,7	27,6	27,2	27,0	26,8	26,4	25,9	24,8	23,8	22,5	21,4	20,4	19,6	18,9	18,3	17,8	17,4	17,0	16,7	16,3	15,9	15,6	15,1	15,1
11		27,8	27,2	27,2	27,3	27,3	27,2	26,9	25,9	24,7	23,3	21,9	20,8	19,8	19,0	18,2	17,6	17,1	16,8	16,4	16,2	15,9	15,6	15,1	15,1
12		28,1	26,9	26,0	25,4	24,8	24,0	23,0	21,9	20,9	19,8	18,9	18,0	17,5	17,0	16,6	16,3	16,2	16,0	15,9	15,7	15,4	15,2	14,8	14,8
13		17,5	17,5	17,6	17,7	17,8	17,7	17,6	17,4	16,6	16,1	15,8	15,5	15,3	15,2	15,1	15,0	14,9	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
14		26,3	25,3	24,5	23,8	23,0	21,8	20,4	18,9	17,6	16,5	16,0	15,7	15,5	15,3	15,2	15,0	15,0	14,9	14,9	14,8	14,8	14,8	14,8	14,7
15		32,9	32,7	32,5	32,3	32,1	31,4	30,3	28,9	27,2	25,4	23,6	21,7	20,0	18,5	17,2	16,3	15,9	15,7	15,5	15,4	15,3	15,2	15,1	15,1
16		41,2	41,2	41,2	41,3	41,5	41,3	40,8	40,0	39,0	37,9	36,7	35,3	34,2	32,8	32,0	30,4	29,8	28,3	27,4	26,5	25,4	24,1	22,7	15,1
Differenz Bestand und Drittplanung vor und nach Zubau WEA Donn01																									
2		-2,3	-2,6	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,3	-1,6	-1,0	-0,5	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3		-0,9	-1,0	-0,9	-0,9	-1,0	-1,0	-1,0	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,8	-0,9	-1,0	-0,9	-1,1	-1,1	-1,1	-0,9	-0,7	-0,4	-0,2	-0,2
4		-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,9	-1,0	-1,0	-1,1	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,2	-1,0	-0,8	-0,4	-0,2	-0,2
5		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8		0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
10		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0
12		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13		-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

5.5 Bewertung und Sektormanagement

Die Umgebungsturbulenz liegt in einer für waldreiche Landschaften typischen Größenordnung.

Neuanlagen

WEA 9

Die Richtwerte nach DIBt 2012 werden eingehalten.

Bestandsanlagen und Drittplanung

Bei Nr. 5-7, 10, 12, 14-16 wird die Turbulenzintensität durch den Zubau nicht erhöht.

Bei Nr. 8, 9, 11, 13 wird die Turbulenzintensität durch den Zubau geringfügig erhöht, jedoch unter der Signifikanzschwelle (< 0,5%).

Bei Nr. 2 werden die Turbulenzintensitäten durch den Zubau erhöht. Die Werte liegen aber noch innerhalb der Vorgaben nach DIBt 2012.

Bei Nr.3 und 4 werden die Turbulenzintensitäten durch den Zubau erhöht. Die folgenden Betriebsbeschränkungen sind notwendig:

Tabelle 7: Betriebsbeschränkungen der WEA Nr.1 (Donn01) im angegebenen Geschwindigkeits- und Windrichtungsbereich (Sektor).

Verursachende WEA	betroffene WEA	Betriebsbeschränkung	Windgeschw. m/s	Sektorbereich Grad
Nr. 1	Nr.3	Mode 50 (OML43s)	7,8-20,8	239°-267°
Nr. 1	Nr.4	Mode 50 (OML43s)	7,8-15,0	275°-302°

Die Betriebsbeschränkungen können entfallen, sofern die Einhaltung der Betriebslasten an den betroffenen WEA mit einer individuellen standortbezogenen Lastrechnung nachgewiesen werden können.

Die im Gutachten bestimmten Werte für mittlere Windgeschwindigkeit, Windscherung, Strömungsneigung und effektiver Turbulenz können als Eingang für einen Lastvergleich verwendet werden.

5.6 Weitere Parameter zur Standorteignung für die geplanten WEA

Der Windpark Etteln liegt in Windzone 2. Die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und weitere Parameter zeigt die folgende Tabelle:

Tabelle 8: Standortparameter an der neuen WEA Donn01.

WEA Nr.	Nabenhöhe	Windg. in Nh	Neigung	Scherung	Luftdichte	Extremwind
	m		Grad	-	kg/m ³	m/s
1	162	7,4	1,7	0,20	1,195	33,6

Die vorstehenden Angaben sind unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen ermittelt worden. Schadensersatzansprüche sind ausgeschlossen. Abschriften und Auszüge dürfen ohne Genehmigung des Verfassers nur vom Auftraggeber erstellt werden, um am beschriebenen Standort das Projekt zu realisieren.

SOWIWAS - Energie GmbH

Energie aus Sonne, Wind, Wasser und mehr

Watenstedter Straße 11

3 8 3 8 4 G e v e n s l e b e n

Telefon: 05354 - 99 06.235

Telefax: 05354 - 99 06.219

Internet: www.sowiwas.de

E-mail: gutachten@sowiwas.de

Gevensleben, den 3. Oktober 2024

(Dr. Jost Constantin)

Sven Schmidt

(Geschäftsführung)

Literaturverzeichnis

- (1) Deutsches Institut für Bautechnik DIBt, Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Fassung Oktober 2012
- (2) Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt) Richtlinien für Windkraftanlagen: Schriften des DIBt, Reihe B Heft 8, Berlin 1995
- (3) Deutsches Institut für Bautechnik DIBt, Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Fassung März 2004
- (4) Europäischer Windatlas. Herausgeber: I.Troen, E.L.Petersen, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1990.
- (5) S. Frandsen & M.L. Thøgersen, Integrated Fatigue Loading for Wind Turbines in Wind Farms by Combining Ambient Turbulence and Wakes, Wind Engineering, Volume 23, No. 6, 1999.
- (6) SOWIWAS Energie GmbH: Energieertragsberechnungen für Windkraftanlagen, Standort Etteln , September 2024.
- (7) Höhendaten: EU-DEM Modells (Pan-European digital elevation (surface) model) in der Version 1.1., bereitgestellt von EMD Dänemark.

Rauigkeitsdaten:

EUROPEAN WIND ATLAS, I. Troen und E.L. Petersen
ISBN 87-550-1482-8, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark
1990.

Anhang

Ergebnisse der Berechnung:

Site compliance - Annahmen

Leistungskennlinien

Projekt:

Etteln Donnerberg

Lizenzierter Anwender:

SOWIWAS - Energie GmbH

Watenstedter Straße 11

DE-38384 Gevensleben

+49 0 53 54 / 99 06 - 235

Andreas Schulze / gutachten@sowiwas.de

Berechnet:

04.10.2024 20:01/4.0.552

SITE COMPLIANCE - Details & Annahmen

Berechnung: 1x E-175 Mode 50

Auslegungsnorm: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Allgemeine Daten, WEA-Ergebnisse

		WEA Mittel	Min WEA	Max WEA
u50j (Extremwind)	[m/s]	33,4	29,4	34,9
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	7,3	5,9	7,8
k-Parameter (*kombinierte Weibull)	[-]	2,3	2,2	2,3
Mittlere Umgebungs-TI @ 15m/s)	[-]	0,12	0,12	0,13

Auslegungsparameter IEC-Klassen

		Klasse IIA
Vref (Extremwind)	[m/s]	42,5
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	8,5
k-Parameter	[-]	2,0
I15 (mittlere TI bei 15 m/s)	[-]	0,16
Luftdichte	[kg/m ²]	1,225
Shear	[-]	0,20

WAsP

WAsP 12 Version 12.07.0068

Hindernisse berücksichtigt

Terraindaten

A Etteln Donn

WASP-Parameter

Standard-WASP-Parameter

WASP Engineering Parameter

WASP Engineering 4.00.0198

Sektoren 12

Reduziert geostrophisch h=10m, z0=0,05m, u=20m/s

Domäne Bereich: 5000m, Auflösung: 50m, Punkte N-S: 244, Punkte O-W: 242

Turbulenzmodell Kaimal

Terraindaten Etteln Donn

Hindernisse nicht berücksichtigt

WEA

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

ID	Ost	Nord	Z	Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Auslegungsklasse	Leistungskennlinie	
										Quelle	Name
1	483.879,0	5.718.574,0	230,6	NORDEX	N29-250-250	250	29,7	50,0	IIA	EMD	Manufacturer 06/99 1.225 25.00 0.00
2	485.051,0	5.718.597,0	254,6	ENERCON	E-160 EP5 E3 R1-5560	5.560	160,0	166,6	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
3	485.073,0	5.718.274,0	258,6	ENERCON	E-138 EP3 E3-4260	4.260	138,3	160,0	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)
4	485.817,0	5.718.811,0	274,1	ENERCON	E-138 EP3 E2-4200	4.200	138,3	160,0	IIA	EMD	Mode 00 - OM 01 s (4200 kW)
5	485.967,0	5.718.369,0	281,1	VESTAS	V172-7.2-7200	7.200	172,0	175,0	IIA	USER	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022
6	485.542,0	5.718.112,0	274,6	VESTAS	V172-7.2-7200	7.200	172,0	175,0	IIA	USER	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022
7	485.615,0	5.719.066,0	262,2	ENERCON	E-115-3000	3.000	115,7	149,0	IIA	EMD	Level 0 - official - Rev.2_0 - Mode 0 - 3000kW - 06/2014
8	485.386,0	5.717.748,0	276,7	ENERCON	E-160 EP5 E3 R1-5560	5.560	160,0	166,6	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
9	485.861,0	5.717.870,0	287,3	ENERCON	E-160 EP5 E3 R1-5560	5.560	160,0	166,6	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
10	485.559,0	5.718.510,0	270,0	ENERCON	E-160 EP5 E3 R1-5560	5.560	160,0	166,6	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
11	485.668,0	5.717.505,0	286,7	ENERCON	E-160 EP5 E3 R1-5560	5.560	160,0	166,6	IIA	EMD	Mode 00 - OM 0 s (5560 kW)
12	485.190,0	5.719.539,0	263,4	ENERCON	E-175 EP5-6000	6.000	175,0	162,0	IIA	EMD	Mode 00 - OM-0-0 (6000 kW)
13	485.333,0	5.717.320,0	281,9	NORDEX	N-43/600-600	600	43,0	60,0	IIA	EMD	Dr. Frey 09/00
14	485.602,0	5.718.810,0	269,4	NORDEX	N-60-1300	1.300	60,0	69,0	IIA	USER	DEWI 04/99 ct Nordex
15	485.940,0	5.718.838,0	276,4	NORDEX	N-60-1300	1.300	60,0	69,0	IIA	USER	DEWI 04/99 ct Nordex
16	484.559,3	5.718.444,7	248,0	ENERCON	E-175 EP5-6000	6.000	175,0	162,0	IIA	EMD	Mode 50 - OML 43 s (OM-0-0)

Projekt:

Etteln Donnerberg

Lizenzierter Anwender:

SOWIWAS - Energie GmbH

Watenstedter Straße 11

DE-38384 Gevensleben

+49 0 53 54 / 99 06 - 235

Andreas Schulze / gutachten@sowiwas.de

Berechnet:

02.10.2024 11:12/4.0.552

PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: WEA: WEA Donn01 - ENERCON E-175 EP5 6000 175.0 !O!, NH: 162,0 m

Name: Mode 00 - OM-0-0 (6000 kW)

Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind- geschwindigkeit	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte
				[m/s]				kW/m ²
29.06.2023	EMD	18.07.2023	19.07.2023	25,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,25
D02772017_2.0_de_Betriebsmodus OM-0-0 - E-175 EP5 - 6000 kW.pdf								

HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.762	17.383	22.592	27.079	30.771	33.661
ENERCON E-175 EP5 6000 175.0 !O! Mode 00 - OM-0-0 (6000 kW)	[MWh]	12.363	17.865	22.935	27.274	30.772	33.397
Prüfwert	[%]	-5	-3	-1	-1	0	1

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m² Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.nr. 51171/00-0016 (siehe auch englisches windPRO-Handbuch)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert. Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

Leistungskennlinie

Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m³

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,5	57,0	0,25	2,5	0,68
3,0	147,0	0,37	3,0	0,82
3,5	272,0	0,43	3,5	0,84
4,0	436,0	0,46	4,0	0,84
4,5	650,0	0,48	4,5	0,83
5,0	901,0	0,49	5,0	0,83
5,5	1.205,0	0,49	5,5	0,82
6,0	1.565,0	0,49	6,0	0,82
6,5	1.986,0	0,49	6,5	0,82
7,0	2.465,0	0,49	7,0	0,81
7,5	2.992,0	0,48	7,5	0,79
8,0	3.545,0	0,47	8,0	0,77
8,5	4.093,0	0,45	8,5	0,73
9,0	4.600,0	0,43	9,0	0,68
9,5	5.032,0	0,40	9,5	0,62
10,0	5.375,0	0,36	10,0	0,56
10,5	5.624,0	0,33	10,5	0,49
11,0	5.794,0	0,30	11,0	0,43
11,5	5.901,0	0,26	11,5	0,38
12,0	5.964,0	0,23	12,0	0,33
12,5	5.999,0	0,21	12,5	0,29
13,0	6.000,0	0,19	13,0	0,26
13,5	6.000,0	0,17	13,5	0,23
14,0	6.000,0	0,15	14,0	0,20
14,5	6.000,0	0,13	14,5	0,18
15,0	6.000,0	0,12	15,0	0,16
15,5	6.000,0	0,11	15,5	0,15
16,0	6.000,0	0,10	16,0	0,13
16,5	6.000,0	0,09	16,5	0,12
17,0	6.000,0	0,08	17,0	0,11
17,5	6.000,0	0,08	17,5	0,10
18,0	6.000,0	0,07	18,0	0,09
18,5	6.000,0	0,06	18,5	0,09
19,0	6.000,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.992,0	0,05	19,5	0,07
20,0	5.939,0	0,05	20,0	0,07
20,5	5.853,0	0,05	20,5	0,06
21,0	5.721,0	0,04	21,0	0,06
21,5	5.534,0	0,04	21,5	0,05
22,0	5.278,0	0,03	22,0	0,05
22,5	4.951,0	0,03	22,5	0,04
23,0	4.549,0	0,03	23,0	0,04
23,5	4.080,0	0,02	23,5	0,03
24,0	3.163,0	0,02	24,0	0,02
24,5	2.548,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.070,0	0,01	25,0	0,01

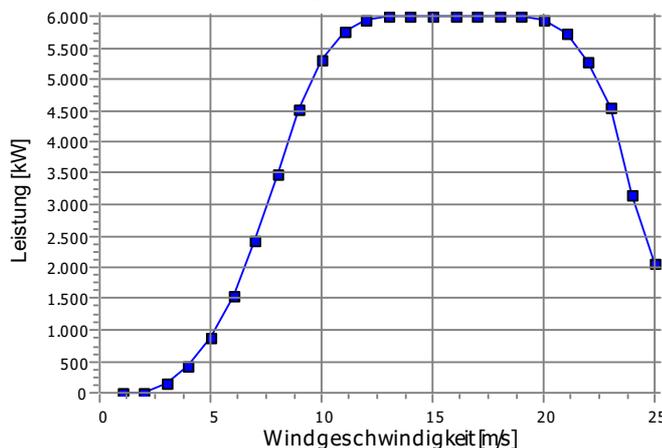
Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,197 kg/m³ Neue windPRO-Methode (Modifizierte IEC-Methode mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung) <EMPFOHLEN>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Intervall [m/s]	Energie [MWh]	Akkum. Energie [MWh]	Relativ [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	11,3	11,3	0,0
3,0	142,8	0,37	2,50- 3,50	90,6	101,9	0,4
4,0	427,6	0,46	3,50- 4,50	315,3	417,2	1,8
5,0	881,4	0,49	4,50- 5,50	730,8	1.147,9	5,0
6,0	1.531,3	0,49	5,50- 6,50	1.350,2	2.498,1	10,9
7,0	2.412,6	0,49	6,50- 7,50	2.121,3	4.619,4	20,2
8,0	3.475,2	0,47	7,50- 8,50	2.864,6	7.484,0	32,7
9,0	4.522,1	0,43	8,50- 9,50	3.302,6	10.786,6	47,2
10,0	5.307,1	0,37	9,50-10,50	3.252,7	14.039,3	61,4
11,0	5.749,8	0,30	10,50-11,50	2.785,4	16.824,8	73,6
12,0	5.943,4	0,24	11,50-12,50	2.132,0	18.956,8	83,0
13,0	5.999,6	0,19	12,50-13,50	1.494,1	20.451,0	89,5
14,0	6.000,0	0,15	13,50-14,50	977,0	21.427,9	93,8
15,0	6.000,0	0,12	14,50-15,50	606,2	22.034,1	96,4
16,0	6.000,0	0,10	15,50-16,50	360,7	22.394,8	98,0
17,0	6.000,0	0,08	16,50-17,50	208,0	22.602,8	98,9
18,0	6.000,0	0,07	17,50-18,50	117,3	22.720,0	99,4
19,0	6.000,0	0,06	18,50-19,50	65,0	22.785,0	99,7
20,0	5.939,0	0,05	19,50-20,50	35,1	22.820,1	99,9
21,0	5.721,0	0,04	20,50-21,50	18,2	22.838,3	99,9
22,0	5.278,0	0,03	21,50-22,50	8,8	22.847,1	100,0
23,0	4.549,0	0,03	22,50-23,50	3,9	22.851,0	100,0
24,0	3.163,0	0,02	23,50-24,50	1,5	22.852,5	100,0
25,0	2.070,0	0,01	24,50-25,50	0,3	22.852,9	100,0

Leistungskennlinie

Für Luftdichte: 1,197 kg/m³ und Referenzklimadaten



Cp- und Ct-Kennlinie

Für Luftdichte: 1,197 kg/m³ und Referenzklimadaten

