Standorteignung von Windenergieanlagen

Nachweis nach DIBt 2012 für den Windpark Aitrang (Bayern)

WP Aitrang GmbH

Oktober 2025

SOWIWAS – Energie GmbH
Watenstedter Str. 11
38384 Gevensleben
Telefon: 05354 – 99 06 235
Telefax: 05354 – 99 06 219
gutachten@sowiwas.de
www.sowiwas.de

Standorteignung von Windenergieanlagen

Nachweis nach DIBt 2012 für den Windpark Aitrang (Bayern)

Berichtsnummer: G251027M3a

Aufgestellt: Gevensleben, im Oktober 2025

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

WP Aitrang GmbH

Wendelsteinweg 13

82024 Taufkirchen

Telefon +4917672074233
E-Mail m.kokoschka@re-sult.de
Internet www.re-sult.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

5.3 UMGEBUNGSTURBULENZ 15

5.4 EFFEKTIVE TURBULENZ 15

5.5 WEITERE PARAMETER ZUR STANDORTEIGNUNG FÜR DIE GEPLANTEN WEA 19

1. LITERATURVERZEICHNIS 21

ANHANG

Standortdokumentation

ERGEBNISSE DER BERECHNUNGEN TURBULENZ:

Effektive Turbulenz für m=10

Site compliance - Annahmen

Leistungskennlinien

1 Zusammenfassung

Die Standorteignung von Windenergieanlagen im Windpark Aitrang beim Neubau von drei Anlagen (vom Typ Enercon E-175 EP5 7000 mit 175m Nabenhöhe) wurde nach den Vorschriften der DIBt 2012, bzw. IEC 61400-1 ed.3 (2010) bestimmt. Es befinden sich keine Bestandsanlagen im Umkreis von 1,5 × (Durchmesser + Nabenhöhe) der geplanten Anlagen.

Für alle Anlagen wurde die geltenden 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 4.1.

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

Keine bestehende Anlagenstandorte im Abstand von 10 D (D: Rotordurchmesser) um die neuen WEA waren zu berücksichtigen.

Aus der errechneten Gesamtturbulenz (Summe aus Umgebungsturbulenz und Nachlaufturbulenz) 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 Wöhlerkoeffizienten von m=10).

Bei der geplanten WEA werden die Turbulenzgrenzwerte nach DIBt 2012 eingehalten, d.h. es ist kein Sektormanagement notwendig. Die Standorteignung der geplanten Anlage ist gegeben.

2 Einleitung

Der Auftraggeber plant südwestlich der Ortschaft Aitrang (Bayern) die Errichtung von 3 neuen Windenergieanlagen. Aitrang liegt in der Region Allgäu (Bayerisch-Schwaben) zwischen Kaufbeuren (etwa 11 km entfernt) und Kempten (rund 15 km entfernt).

Zur Bestimmung der Standorteignung für die geplanten Anlagen 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 wurden keine weitere WEA (in Anlagenabständen < 10D) betrachtet.

3 Der Standort

Eine Besichtigung am geplanten Anlagenstandort fand am 20251007 durch den Mitarbeiter Herrn Karami statt. Die Umgebung der Windanlagen wurden überprüft.

Die geplanten WEA sollen etwa 2 km südwestlich von Aitrang und rund 2,3 km nordöstlich von Reinhardsried (Bayern) errichtet werden. Die Stadt Marktoberdorf befindet sich etwa 7 km östlich des Standorts.

Die Umgebung ist geprägt durch landwirtschaftliche Nutzung mit Busch- und Baumbewuchs an den Weg- und Feldrändern. Das Gelände ist im weiten Umfeld stark hügelig Die geplanten Anlagen liegen auf 760-770 m NN.

Nach DIN EN 1991-1-4 NA kann den Standorten die Geländekategorie II 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 Prüfunterlagen 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 Neuanlagen 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 4.1.

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) aufge-füllt. Nördlich von etwa 60° basiert das Modell auf russischen Oberflä-chendaten. Die hier genutzte Version 1.1. verwendet Satellitendaten (ICE Sat) als Referenzlevel und zur Korrektur von über 75.000 unplausiblen Ein-zelwerten 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 zu-geordnet. Diese beschreiben den Grad der Reibung der Luftströmung (und damit der Windabschwächung) durch Bewuchs und Bebauung. Die Bewertung 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 Kempton 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 Nachlaufturbulenz 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 berechnet 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_o 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:

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

wobei z die Höhe über Grund und z_o 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 σi 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 drei Anlagen (WEA01-WEA03), die in Rot dargestellt sind

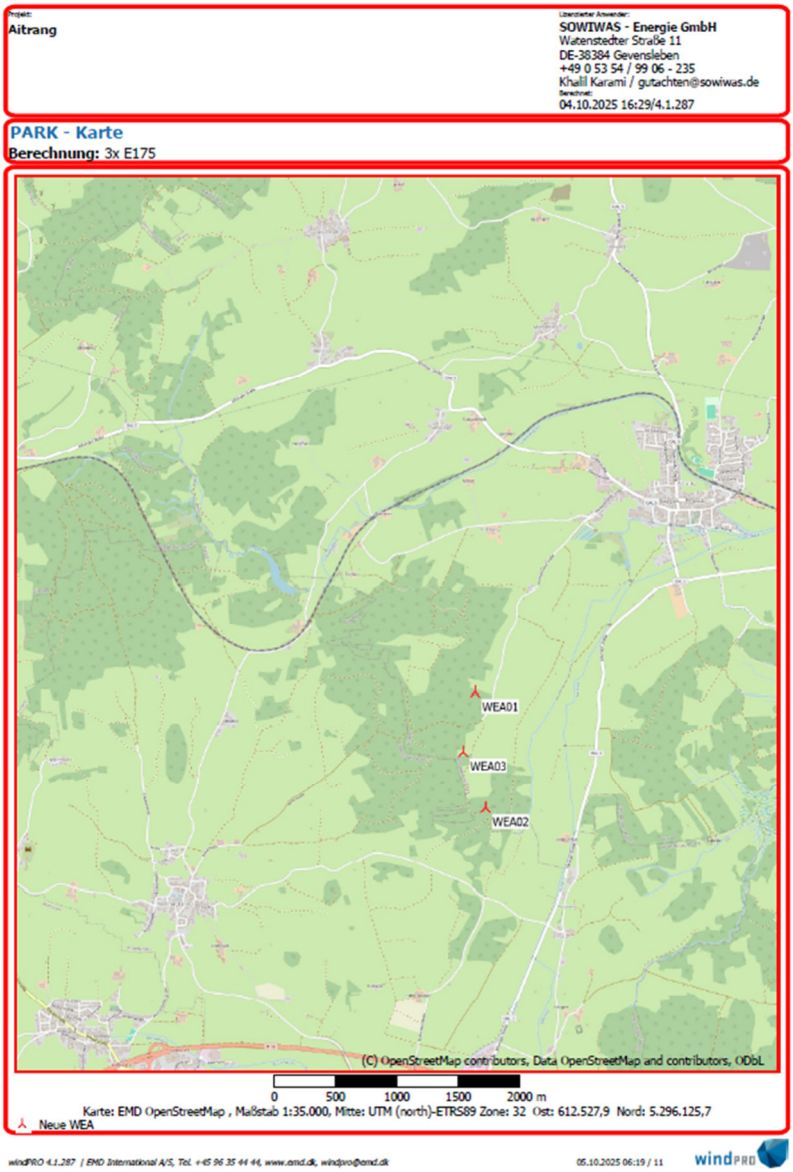


Abbildung 1:: Übersichtskarte: geplante WEA (rot).

Tabelle 1: Übersicht: geplante WEA01-WEA02 und WEA04-WEA06 und Bestand (b13 und b14) im Abstand < 10D.

WEA	Hersteller	Typ, Generator	Leistung	Rotor	Nabenhöhe	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32	
			[kW]	[m]	[m]	Ost	Nord
WEA 01	ENERCON	E-175 EP5-6.000	6.000	175,0	175,0	613254,4	5295652,6
WEA 02	ENERCON	E-175 EP5-6.000	6.000	175,0	175,0	613356,8	5294706,1
WEA 03	ENERCON	E-175 EP5-6.000	6.000	175,0	175,0	613166,9	5295162,2

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 Neuanlagen

Anlage	**Tag/Nacht 0:00-24:00**
WEA01-WEA03	Mode 00-OM-0-0 (7000 kW)

Die verwendeten Leistungs- und Schubbeiwertkurven der 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, Windrichtungs-häufigkeit *Häuf* und *displacement height* D) am Standort der *WEA01, Ost: 613.254,4 und Nord 5.295.652,6.*

Tabelle 3: Ermittelte Windverhältnisse in 175,0 m (WEA 01)

Sektor	A (m/s)	V (m/s)	Displacement height (m)	k	Häuf %
	162,0m ü. Grund (WEA 01)				
0 N	9,65	8,56	20,10	2,482	9,2
1 NNO	6,25	5,54	20,10	2,268	9,1
2 ONO	3,81	3,37	20,10	2,080	5,0
3 O	3,24	2,87	20,10	2,150	4,4
4 OSO	3,20	2,85	20,10	2,775	8,7
5 SSO	4,11	3,67	20,10	3,014	15,4
6 S	9,02	7,99	20,10	2,123	17,2
7 SSW	10,92	9,71	20,10	2,693	16,3
8 WSW	9,49	8,45	20,10	2,721	4,9
9 W	7,97	7,08	20,10	2,561	2,3
10 WNW	7,15	6,34	20,10	2,322	2,3
11 NNW	7,38	6,53	20,10	2,182	5,1
Gesamt	7,19	6,42		1,689	100,0

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

5.3 Umgebungsturbulenz

Für die betrachteten 12 Windrichtungssektoren ergeben sich exemplarisch am Standort der Anlage WEA01 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 01

Richtungssektor	Repr. Umgebungsturb. in % Höhe 175,0m bei 15 m/s	Windrichtung Häufigkeit in %
0 (Nord)	14,3	9,2
1	14,7	9,1
2	14,5	5,0
3 (Ost)	14,9	4,4
4	15,4	8,7
5	15,3	15,4
6 (Süd)	14,3	17,2
7	14,3	16,3
8	14,9	4,9
9 (West)	15,4	2,3
10	15,2	2,3
11	14,6	5,1
Maximal	**15,4**	
Mittel windrichtungsgewichtet	**14,8**	

Für die repräsentative Umgebungsturbulenz erhält man in 175,0 m Nabenhöhe einen Mittelwert von 14,8 % (bei 15,0 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 Neuanlagen befinden sich 2 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). In diesem Fall sind Neuanlagen und die Bestandsanlagen 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
Alle drei geplanten WEA	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:

- Neuanlagen und Bestand ohne Beschränkung

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

Tabelle 6a: Effektive Turbulenzintensität für m=10 (in %) an den betrachteten Anlagenstandorten (neu) und Auslegungswerte nach DIBt 2012, 2004 und 1995, Überschreitungen fett gedruckt. Neubau ohne Betriebsbeschränkung und mit Betriebsbeschränkungen.

Windgeschwindigkeit (m/s)	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21-25 max**
	Auslegungswert %																		
DIBt 2012	47,1	38,7	33,7	30,3	27,9	26,1	24,7	23,6	22,7	21,9	21,3	20,7	20,2	19,8	19,4	19,1	18,8	18,5	18,3
Kennung	**Neubau 3 WEA (ohne Betriebsbeschränkungen)**																		
WEA 01	22,0	22,7	23,4	24,1	24,6	24,6	24,0	23,1	21,8	20,6	19,7	18,7	18,0	17,4	17,0	16,6	16,4	16,2	16,0
WEA 02	25,7	26,1	26,0	25,5	24,9	24,2	23,4	22,4	21,0	19,8	18,8	17,8	17,1	16,6	16,2	15,8	15,6	15,4	15,2
WEA 03	20,6	21,2	21,8	22,3	22,6	22,5	21,8	20,7	19,4	18,2	17,3	16,4	15,8	15,3	15,0	14,8	14,6	14,5	14,4

Bewertung:

Die Umgebungsturbulenz liegt in einer für waldreiche Landschaften typischen Größenordnung.

Neuanlagen

WEA01-03

Die Richtwerte nach DIBt 2012 werden für alle Windgeschwindigkeiten eingehalten. Es sind daher keine Betriebsbeschränkungen notwendig.

5.5 Weitere Parameter zur Standorteignung für die geplanten WEA

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

Tabelle 8: Standortparameter an den neuen WEA.

WEA Nr.	Naben-höhe	Windg. in Nh	Neigung	Scherung	Luft-dichte	Extrem-wind
	m		Grad	-	kg/m³	m/s
WEA 01	175	6,42	-0,3	0,14	1,128	29,8
WEA 02	175	6,47	-0,6	0,14	1,128	29,9
WEA 03	175	6,42	-0,7	0,13	1,127	29,8

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 29 Oktober 2025

Dr. rer. nat. Khalil Karami
(erstellt)

Pascal Simon M.Sc. (Physics)
(geprüft)

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 Dörpel , Juli 2025.

(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:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: 3x E175

Parkmodell N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 1,1°

Korrekturmethode der Leistungskennlinie
Neue windPRO-Methode (Modifizierte IEC-Methode mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung) <EMPFOHLEN>
Luftdichte Berechnungsmethode
Höhenabhängig, Temperatur von Klimastation
Station: KEMPTEN
Basistemperatur: 7,8 °C an 705,0 m
Basisdruck: 1013,3 hPa an 0,0 m
Luftdichte für Standortzentrum in Referenzhöhe: 760,0 m + 50,0 m = 1,142 kg/m³ -> 93,2 % von Std
Rel. Luftfeuchtigkeit: 0,0 %

Parkmodell-Parameter
Geländetyp Wake-Decay-Konstante
Bewaldet / komplex 0,098 abhängig von Nabenhöhe

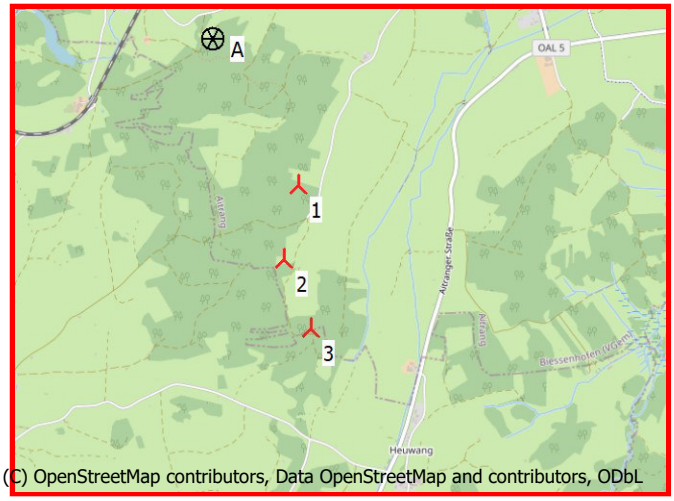
Verdrängungshöhen von 30m forest based on roughness data

Parkber.-Einstellungen

Winkel [°]			Windgeschwindigkeit [m/s]		
Start	Ende	Schritt	Start	Ende	Schritt
0,5	360,0	1,0	0,5	30,5	1,0

Windstatistiken DE Kempten_6.LIB

WAsP-Version WAsP 12 Version 12.07.0068



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Maßstab 1:50.000
Neue WEA Standortdaten

Referenzwerte für eine Höhe von 50,0 m über Grund

Gelände UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

	Ost	Nord	Winddaten	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Äquivalente Rauigkeit
A	612.668,9	5.296.603,9	Kempton	WAsP (WAsP 12 Version 12.07.0068)	867	4,1	3,0

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis-10,0%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Wake-Verluste	Spezifische Ergebnisse¤) Kapazitätsfaktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllast-stunden	Mittlere WG @Nabenhöhe
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[h/a]	[m/s]
Windpark	56.478,3	50.830,5	59.922,3	5,7	27,6	16.943,5	2.420	6,4

¤) Basiert auf Ergebnis-10,0%

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 3 neuen WEA mit insgesamt 21,0 MW Nennleistung

	WEA-Typ							Leistungskennlinie		AEP			
Links	Aktuell	Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	NH [m]	Verdrängungshöhe [m]	Quelle	Name	Ergebnis [MWh/a]	Ergebnis-10,0% [MWh/a]	Wake-Verluste [%]	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]
1 A	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)	18.343,7	16.509	7,9	6,42
2 A	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)	18.718,9	16.847	5,9	6,42
3 A	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)	19.415,8	17.474	3,4	6,47

WEA-Platzierung

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

	Ost	Nord	Z [m]	Beschreibung
1 Neu	613.254,4	5.295.652,6	760,0	ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (6)
2 Neu	613.166,9	5.295.162,2	764,6	ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (7)
3 Neu	613.356,8	5.294.706,1	770,0	ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (8)

Projekt:

Aitrang

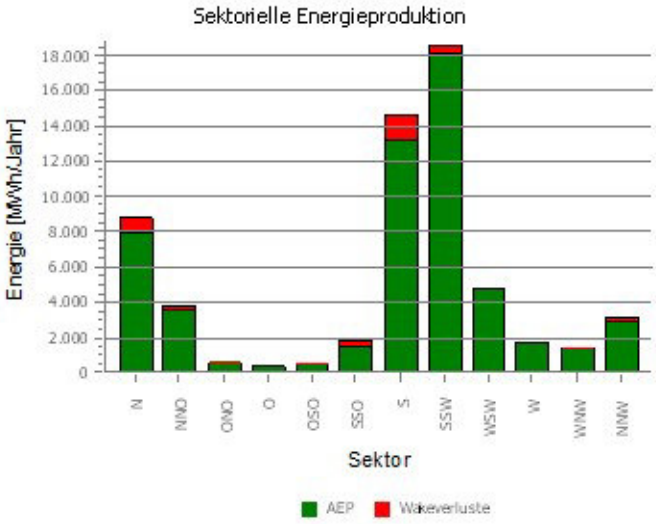
Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

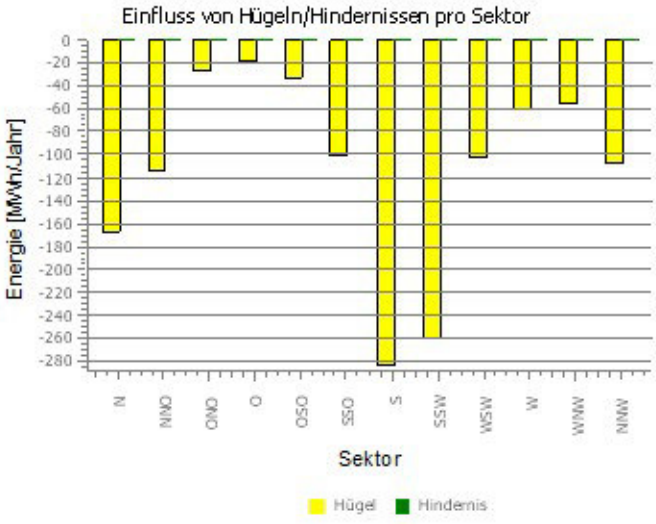
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: 3x E175 **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte variiert mit WEA-Position 1,127 kg/m³ - 1,128 kg/m³

Sektorweise Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	8.978,7	3.905,2	601,7	307,3	500,1	1.901,8	14.927,9	18.770,4	4.897,8	1.777,3	1.424,7	3.256,0	61.248,9
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	-167,5	-114,5	-26,3	-18,0	-33,3	-100,5	-282,9	-258,9	-103,4	-59,1	-55,2	-107,0	-1.326,6
-Reduktion durch Wakeverluste	[MWh]	857,5	183,1	0,0	0,0	0,6	267,5	1.463,4	391,8	0,0	0,0	0,9	279,2	3.444,0
Resultierende Energie	**[MWh]**	**7.953,8**	**3.607,5**	**575,5**	**289,3**	**466,1**	**1.533,9**	**13.181,6**	**18.119,7**	**4.794,4**	**1.718,1**	**1.368,6**	**2.869,8**	**56.478,3**
Spezifische Energie	[kWh/m²]													783
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.689
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	-1,9	-2,9	-4,4	-5,9	-6,7	-5,3	-1,9	-1,4	-2,1	-3,3	-3,9	-3,3	-2,17
Reduktion durch Wakeverluste	[%]	9,7	4,8	0,0	0,0	0,1	14,8	10,0	2,1	0,0	0,0	0,1	8,9	5,75
Ausnutzungsgrad	[%]	24,3	39,4	45,3	43,6	42,1	39,1	23,3	22,8	29,5	35,3	37,1	32,0	25,8
Betriebsdauer je Sektor	[h/a]	748	736	406	359	720	1.260	1.395	1.325	407	194	190	424	8.165
Äquivalente Vollaststunden	[h/a]	379	172	27	14	22	73	628	863	228	82	65	137	2.689





Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: 3x E175 **WEA:** 1 - ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O!, NH: 175,0 m

Name: Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)
Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind-geschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte kW/m²
26.03.2025	EMD	02.07.2025	02.07.2025	25,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,29

D03045913_1.0_de_Technisches Datenblatt_Betriebsmodus OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 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]	12.130	18.355	24.317	29.588	34.008	37.526
ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)	[MWh]	12.508	18.502	24.263	29.363	33.597	36.873
Prüfwert	[%]	-3	-1	0	1	1	2

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

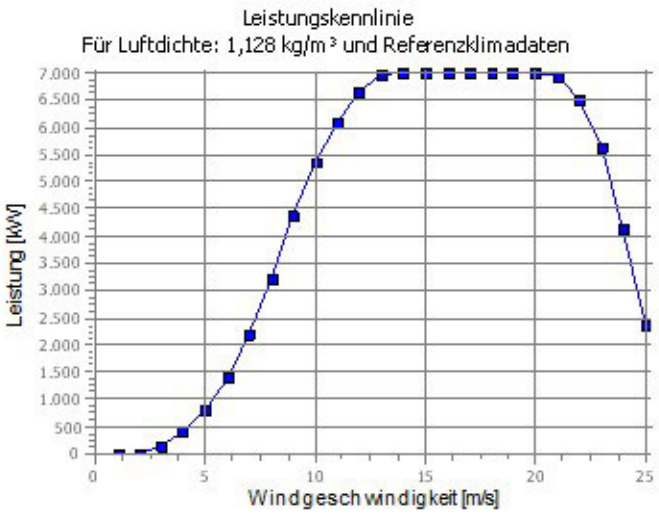
Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m³

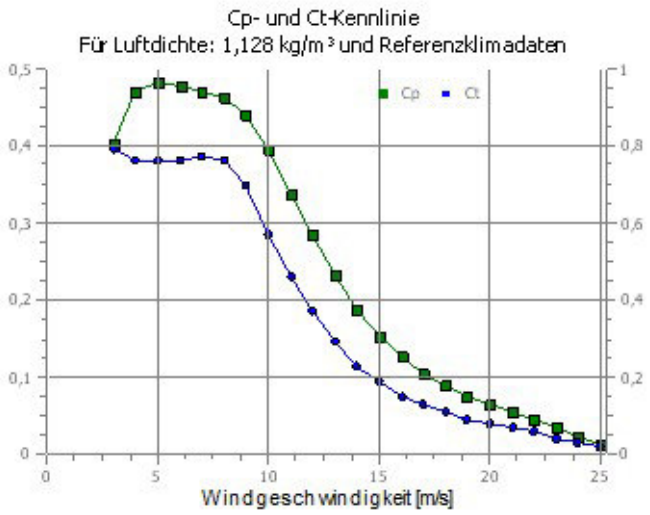
Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,5	60,0	0,26	2,5	0,57
3,0	165,0	0,41	3,0	0,79
3,5	287,0	0,45	3,5	0,78
4,0	444,0	0,47	4,0	0,76
4,5	644,0	0,48	4,5	0,76
5,0	885,0	0,48	5,0	0,76
5,5	1.174,0	0,48	5,5	0,76
6,0	1.515,0	0,48	6,0	0,76
6,5	1.913,0	0,47	6,5	0,76
7,0	2.373,0	0,47	7,0	0,77
7,5	2.897,0	0,47	7,5	0,77
8,0	3.478,0	0,46	8,0	0,76
8,5	4.090,0	0,45	8,5	0,74
9,0	4.684,0	0,44	9,0	0,70
9,5	5.214,0	0,41	9,5	0,64
10,0	5.665,0	0,38	10,0	0,57
10,5	6.053,0	0,35	10,5	0,51
11,0	6.392,0	0,33	11,0	0,46
11,5	6.677,0	0,30	11,5	0,41
12,0	6.892,0	0,27	12,0	0,37
12,5	6.997,0	0,24	12,5	0,33
13,0	7.000,0	0,22	13,0	0,29
13,5	7.000,0	0,19	13,5	0,26
14,0	7.000,0	0,17	14,0	0,23
14,5	7.000,0	0,16	14,5	0,21
15,0	7.000,0	0,14	15,0	0,19
15,5	7.000,0	0,13	15,5	0,17
16,0	7.000,0	0,12	16,0	0,15
16,5	7.000,0	0,11	16,5	0,14
17,0	7.000,0	0,10	17,0	0,13
17,5	7.000,0	0,09	17,5	0,12
18,0	7.000,0	0,08	18,0	0,11
18,5	7.000,0	0,08	18,5	0,10
19,0	7.000,0	0,07	19,0	0,09
19,5	7.000,0	0,06	19,5	0,09
20,0	7.000,0	0,06	20,0	0,08
20,5	7.000,0	0,06	20,5	0,07
21,0	6.936,0	0,05	21,0	0,07
21,5	6.780,0	0,05	21,5	0,06
22,0	6.519,0	0,04	22,0	0,06
22,5	6.142,0	0,04	22,5	0,05
23,0	5.636,0	0,03	23,0	0,04
23,5	4.977,0	0,03	23,5	0,04
24,0	4.137,0	0,02	24,0	0,03
24,5	3.138,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.371,0	0,01	25,0	0,02

Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,128 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	21,7	21,7	0,1
3,0	147,3	0,40	2,50- 3,50	165,8	187,5	1,0
4,0	408,8	0,47	3,50- 4,50	427,0	614,5	3,3
5,0	817,5	0,48	4,50- 5,50	688,1	1.302,6	7,1
6,0	1.400,3	0,48	5,50- 6,50	951,1	2.253,7	12,3
7,0	2.192,5	0,47	6,50- 7,50	1.288,5	3.542,2	19,3
8,0	3.215,8	0,46	7,50- 8,50	1.702,3	5.244,6	28,6
9,0	4.363,2	0,44	8,50- 9,50	2.058,7	7.303,3	39,8
10,0	5.358,0	0,39	9,50-10,50	2.201,5	9.504,7	51,8
11,0	6.094,4	0,34	10,50-11,50	2.107,7	11.612,4	63,3
12,0	6.645,2	0,28	11,50-12,50	1.854,0	13.466,4	73,4
13,0	6.965,7	0,23	12,50-13,50	1.506,0	14.972,4	81,6
14,0	7.000,0	0,19	13,50-14,50	1.134,8	16.107,2	87,8
15,0	7.000,0	0,15	14,50-15,50	809,8	16.917,0	92,2
16,0	7.000,0	0,13	15,50-16,50	553,4	17.470,4	95,2
17,0	7.000,0	0,11	16,50-17,50	361,7	17.832,1	97,2
18,0	7.000,0	0,09	17,50-18,50	225,9	18.058,0	98,4
19,0	7.000,0	0,08	18,50-19,50	134,7	18.192,8	99,2
20,0	7.000,0	0,06	19,50-20,50	76,7	18.269,5	99,6
21,0	6.936,0	0,06	20,50-21,50	41,2	18.310,7	99,8
22,0	6.519,0	0,05	21,50-22,50	20,3	18.330,9	99,9
23,0	5.636,0	0,03	22,50-23,50	8,8	18.339,7	100,0
24,0	4.137,0	0,02	23,50-24,50	3,2	18.342,9	100,0
25,0	2.371,0	0,01	24,50-25,50	0,7	18.343,7	100,0





Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Gelände

Berechnung: 3x E175 **Standortdaten:** A - Kempton

Hindernisse:

0 Hindernisse berücksichtigt

Rauigkeit:

Geländedaten-Dateien in der Berechnung:
S:\Energie\2_Wind\D.WI\Bayern.WI\OAL-Ostallgäu\Aitrang 87648\ROUGHNESSLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 583.364, Max X: 643.402, Min Y: 5.264.611, Max Y: 5.326.930, Breite: 60.037 m, Höhe: 62.319 m

Orographie:

Geländedaten-Dateien in der Berechnung:
S:\Energie\2_Wind\D.WI\Bayern.WI\OAL-Ostallgäu\Aitrang 87648\CONTOURLINE_ONLINEDATA_1.wpo
Min X: 603.302, Max X: 623.271, Min Y: 5.284.722, Max Y: 5.305.502, Breite: 19.968 m, Höhe: 20.780 m

Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Analyse der Windverhältnisse

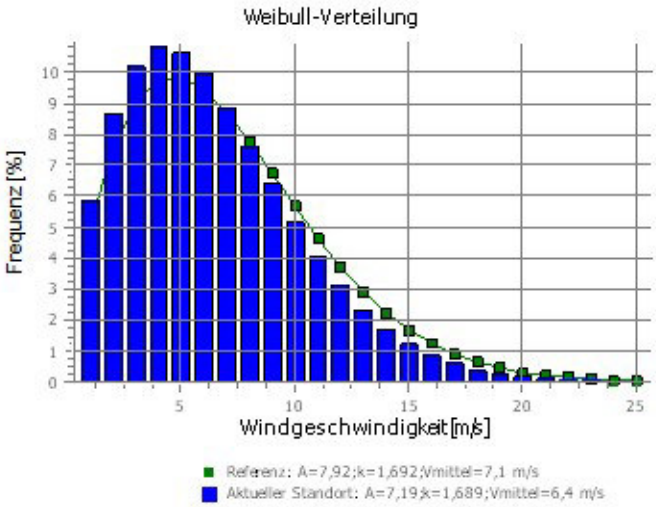
Berechnung: 3x E175 **Winddaten:** A - Kempton; NH: 175,0

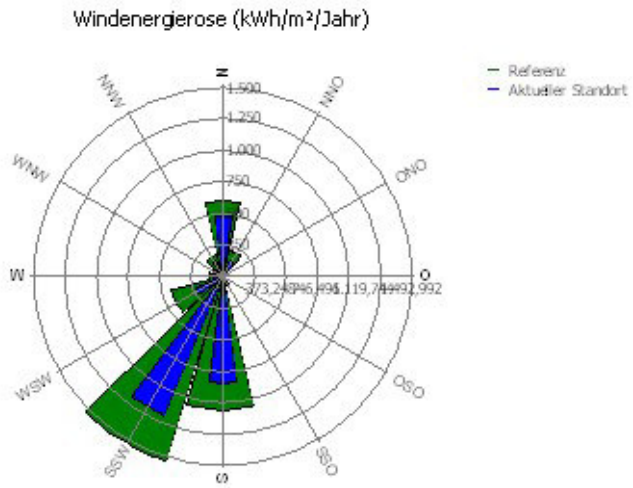
Standortkoordinaten
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 613.254,4 Nord: 5.295.652,6
WEA01 - ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (6)

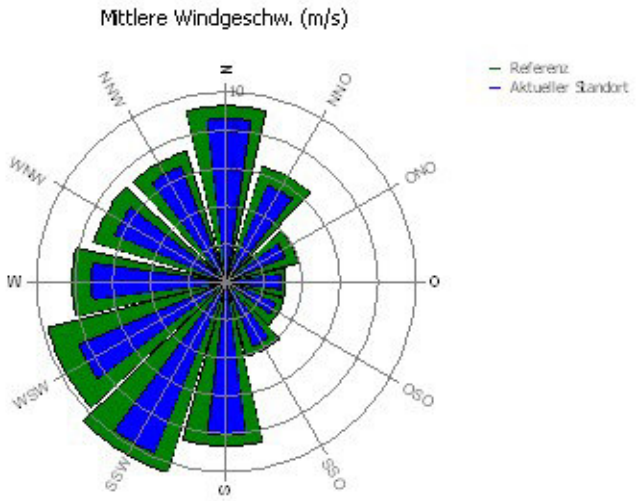
Windstatistiken
DE Kempten_6.LIB

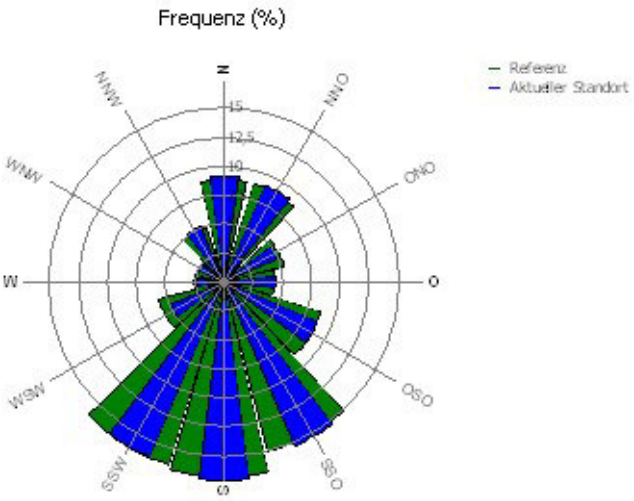
Weibull-Daten

	Aktueller Standort					Referenz: Rauigkeitsklasse 1		
Sektor	A-Parameter	Windge-schwin-digkeit	Verdrängungshöhe	k-Parameter	Frequenz	A-Parameter	k-Parameter	Frequenz
	[m/s]	[m/s]	[m]		[%]	[m/s]		[%]
0 N	9,65	8,56	20,10	2,482	9,2	10,44	2,441	8,9
1 NNO	6,25	5,54	20,10	2,268	9,1	7,23	2,187	8,9
2 ONO	3,81	3,37	20,10	2,080	5,0	4,43	2,007	5,3
3 O	3,24	2,87	20,10	2,150	4,4	3,54	2,027	4,3
4 OSO	3,20	2,85	20,10	2,775	8,7	3,55	2,504	8,7
5 SSO	4,11	3,67	20,10	3,014	15,4	4,51	3,135	15,1
6 S	9,02	7,99	20,10	2,123	17,2	9,70	2,067	16,8
7 SSW	10,92	9,71	20,10	2,693	16,3	11,78	2,617	16,4
8 WSW	9,49	8,45	20,10	2,721	4,9	10,89	2,644	5,8
9 W	7,97	7,08	20,10	2,561	2,3	9,09	2,574	2,6
10 WNW	7,15	6,34	20,10	2,322	2,3	8,20	2,331	2,4
11 NNW	7,38	6,53	20,10	2,182	5,1	8,12	2,147	4,9
Gesamt	7,19	6,42	-	1,689	100,0	7,92	1,692	100,0









Projekt:

Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Analyse der Windverhältnisse

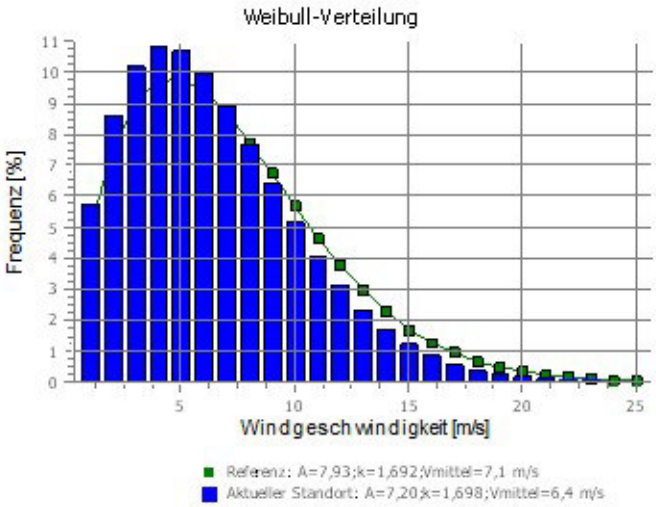
Berechnung: 3x E175 **Winddaten:** A - Kempton; NH: 175,0

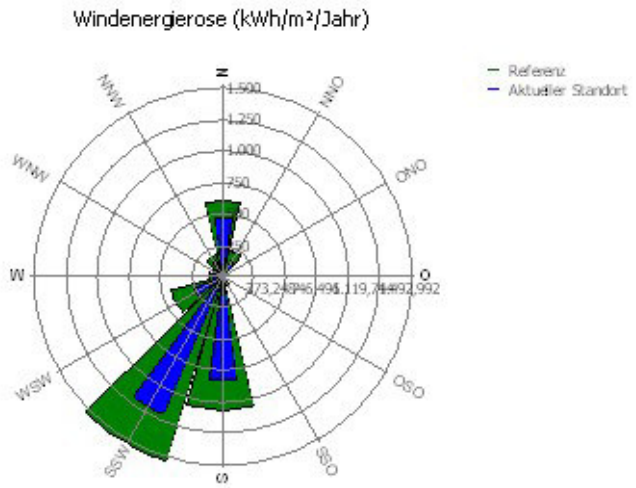
Standortkoordinaten
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 613.166,9 Nord: 5.295.162,2
WEA03 - ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (7)

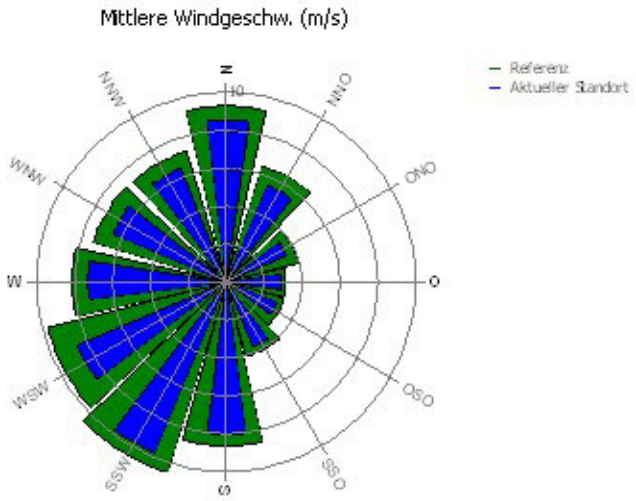
Windstatistiken
DE Kempten_6.LIB

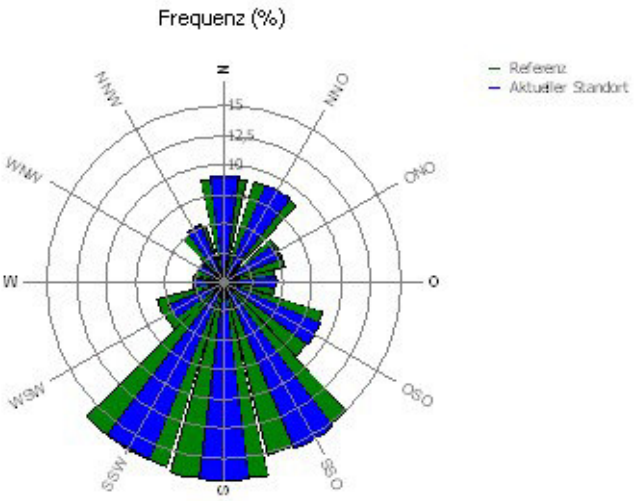
Weibull-Daten

	Aktueller Standort					Referenz: Rauigkeitsklasse 1		
Sektor	A-Parameter	Windge-schwin-digkeit	Verdrängungshöhe	k-Parameter	Frequenz	A-Parameter	k-Parameter	Frequenz
	[m/s]	[m/s]	[m]		[%]	[m/s]		[%]
0 N	9,59	8,51	19,25	2,490	9,1	10,45	2,440	8,9
1 NNO	6,25	5,54	18,63	2,271	9,0	7,24	2,186	8,9
2 ONO	3,91	3,47	19,60	2,053	5,1	4,44	2,006	5,3
3 O	3,28	2,90	19,75	2,154	4,4	3,54	2,026	4,3
4 OSO	3,24	2,88	19,75	2,768	8,9	3,55	2,503	8,7
5 SSO	4,14	3,70	19,62	3,025	15,4	4,51	3,134	15,1
6 S	9,02	7,99	19,17	2,143	16,9	9,72	2,066	16,8
7 SSW	10,93	9,72	19,37	2,686	16,2	11,80	2,616	16,4
8 WSW	9,56	8,50	19,85	2,717	5,0	10,90	2,643	5,8
9 W	8,17	7,26	19,92	2,561	2,4	9,10	2,573	2,6
10 WNW	7,28	6,45	19,93	2,322	2,3	8,21	2,330	2,4
11 NNW	7,29	6,45	19,86	2,189	5,2	8,13	2,146	4,9
Gesamt	7,20	6,42	-	1,698	100,0	7,93	1,692	100,0









Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Analyse der Windverhältnisse

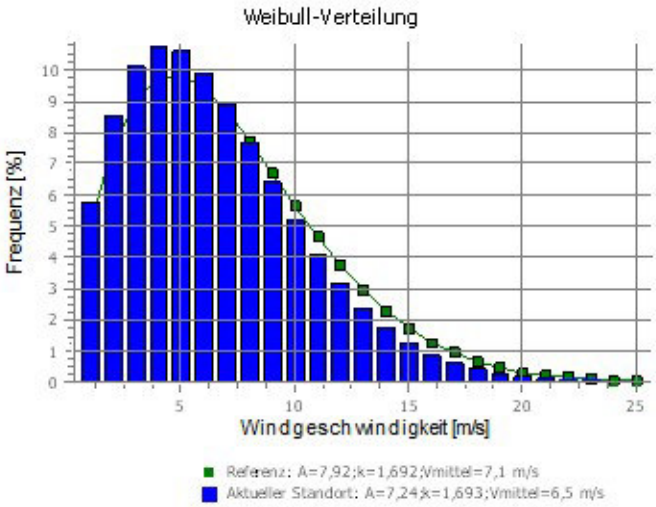
Berechnung: 3x E175 **Winddaten:** A - Kempton; NH: 175,0

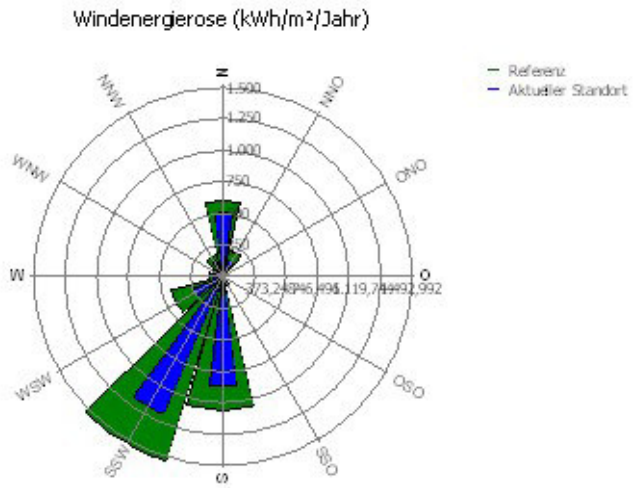
Standortkoordinaten
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 613.356,8 Nord: 5.294.706,1
WEA02 - ENERCON E-175 EP5 E2 7000 175.0 !O! NH: 175,0 m (Ges:262,5 m) (8)

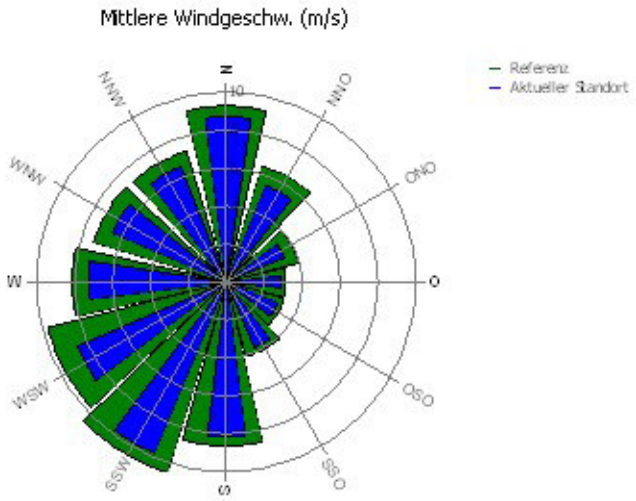
Windstatistiken
DE Kempten_6.LIB

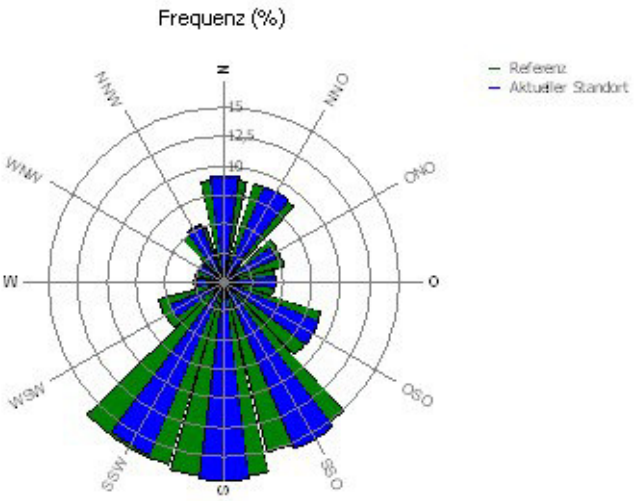
Weibull-Daten

	Aktueller Standort					Referenz: Rauigkeitsklasse 1		
Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgeschwindigkeit [m/s]	Verdrängungshöhe [m]	k-Parameter	Frequenz [%]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Frequenz [%]
0 N	9,77	8,67	20,10	2,471	9,2	10,44	2,441	8,9
1 NNO	6,18	5,47	20,10	2,291	9,0	7,23	2,187	8,9
2 ONO	3,75	3,32	20,10	2,096	4,9	4,43	2,007	5,3
3 O	3,23	2,86	20,10	2,174	4,4	3,54	2,027	4,3
4 OSO	3,27	2,91	20,10	2,764	8,8	3,55	2,504	8,7
5 SSO	4,20	3,75	20,10	2,982	15,6	4,51	3,135	15,1
6 S	9,16	8,11	20,10	2,150	17,1	9,70	2,067	16,8
7 SSW	10,94	9,73	20,10	2,693	16,1	11,78	2,617	16,4
8 WSW	9,62	8,55	20,10	2,713	5,0	10,89	2,644	5,8
9 W	8,13	7,22	20,10	2,564	2,4	9,09	2,574	2,6
10 WNW	7,34	6,51	20,10	2,326	2,3	8,20	2,331	2,4
11 NNW	7,39	6,54	20,10	2,189	5,3	8,12	2,147	4,9
Gesamt	7,24	6,47	-	1,693	100,0	7,92	1,692	100,0









Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Windpark-Leistungskennlinie

Berechnung: 3x E175

Windge-schwin-digkeit [m/s]	Leistung Freie WEA [kW]	Windpark-WEA [kW]	N [kW]	NNO [kW]	ONO [kW]	O [kW]	OSO [kW]	SSO [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	136	106	72	115	136	136	135	94	75	115	136	136	135	97
3,5	789	689	572	730	789	789	788	652	573	730	789	789	788	653
4,5	1.780	1.591	1.373	1.666	1.780	1.780	1.778	1.519	1.378	1.666	1.780	1.780	1.778	1.525
5,5	3.253	2.924	2.543	3.055	3.253	3.253	3.250	2.800	2.551	3.055	3.253	3.253	3.250	2.809
6,5	5.301	4.775	4.163	4.984	5.301	5.301	5.296	4.574	4.178	4.984	5.301	5.301	5.296	4.590
7,5	8.026	7.223	6.291	7.541	8.026	8.026	8.018	6.917	6.313	7.541	8.026	8.026	8.018	6.941
8,5	11.365	10.306	9.068	10.734	11.365	11.365	11.355	9.909	9.091	10.734	11.365	11.365	11.355	9.934
9,5	14.677	13.659	12.449	14.098	14.677	14.677	14.669	13.301	12.445	14.098	14.677	14.677	14.669	13.298
10,5	17.255	16.583	15.774	16.886	17.255	17.255	17.250	16.360	15.756	16.886	17.255	17.255	17.250	16.340
11,5	19.174	18.760	18.264	18.944	19.174	19.174	19.171	18.622	18.255	18.944	19.174	19.174	19.171	18.612
12,5	20.531	20.290	20.000	20.398	20.531	20.531	20.529	20.209	19.993	20.398	20.531	20.531	20.529	20.202
13,5	20.997	20.951	20.893	20.978	20.997	20.997	20.997	20.940	20.886	20.978	20.997	20.997	20.997	20.931
14,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
15,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
16,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
17,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
18,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
19,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
20,5	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000
21,5	20.340	20.389	20.448	20.368	20.340	20.340	20.340	20.407	20.448	20.368	20.340	20.340	20.340	20.407
22,5	18.426	18.530	18.652	18.486	18.426	18.426	18.427	18.567	18.652	18.486	18.426	18.426	18.427	18.567
23,5	14.931	15.082	15.259	15.018	14.931	14.931	14.932	15.136	15.259	15.018	14.931	14.931	14.932	15.136
24,5	9.414	9.533	9.674	9.482	9.414	9.414	9.415	9.575	9.674	9.482	9.414	9.414	9.415	9.575
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Beschreibung:
Eine Park-Leistungskennline sagt dasselbe aus wie eine WEA-Kennlinie, d.h. wenn auf der Park-Fläche eine best. Windgeschwindigkeit auftritt (ohne WEA-Einfluss), dann gibt die Park-Kennlinie die Produktion des gesamten Parks wieder. Die Park-Kennlinie enthält die Abschattungsverluste, aber keine Verluste aufgrund von Terrain-bedingten Unterschieden in der Windgeschwindigkeit innerhalb des Parks.
Eine Park-Kennlinie zu messen ist nicht so einfach, wie eine WEA-Kennlinie zu messen, da die Park-Kennlinie von der Windrichtung abhängt und da in der Regel nicht im ganzen Park dieselbe Windgeschwindigkeit auftritt (höchstens in sehr flachem, einfach strukturiertem Terrain). Der Zweck der Park-Kennlinie ist nicht, sie für Validierungen mit Hilfe von Messungen zu verwenden. Dies würde mindestens zwei Messmasten auf zwei Seiten des Parks voraussetzen, es sei denn es sollen nur einige wenige Sektoren geprüft werden UND es liegt kein komplexes Terrain vor (normalerweise nur Offshore). Im komplexen Terrain kann das windPRO Parkperformance-Verifizierungsmodell verwendet werden.

Wofür die Park-Leistungskennlinie verwendet werden kann:
1. In Vorhersage-Systemen, die auf groben Winddaten basieren, kann die Park-Kennlinie dabei helfen, eine Verbindung zwischen Windgeschw./-richtung und Ertrag herzustellen.
2. Für die Berechnung von Dauerlinien, die aussagen, wie oft eine bestimmte Produktion auftritt, kann die Park-Kennlinie gemeinsam mit der mittleren Windverteilung für die Park-Fläche in Nabenhöhe verwendet werden. Die mittlere Windverteilung kann eventuell aus den Weibull-Parametern für jede WEA-Position ermittelt werden. Diese finden Sie in den Berichtseinstellungen des Parkergebnisses, "Ergebnis in Datei schreiben".
3. Berechnung des Windenergieindex auf Basis der Parkproduktion (siehe unten)
4. Abschätzung der erwarteten Parkproduktion für eine existierende Windfarm auf Basis von mindestens 2 Windmessungen an zwei Seiten der Windfarm. An den Masten muss die ungestörte Windgeschwindigkeit ermittelt werden. Diese wird in der Simulation der erwarteten Energieproduktion mit der Park-Kennlinie verwendet. Dies wird nur zufriedenstellend in nicht-komplexem Gelände funktionieren. Im komplexen Terrain kann das windPRO Parkperformance-Verifizierungsmodell verwendet werden.

Anmerkung:
Beachten Sie, dass von "Ergebnis in Datei schreiben" aus auch die "Windgeschw. innerhalb Windpark" verfügbar sind. Diese können via Excel verwendet werden, um Reduktionen der Windgeschw. wegen des Parkeffekts herauszurechnen.

Projekt:
Aitrang

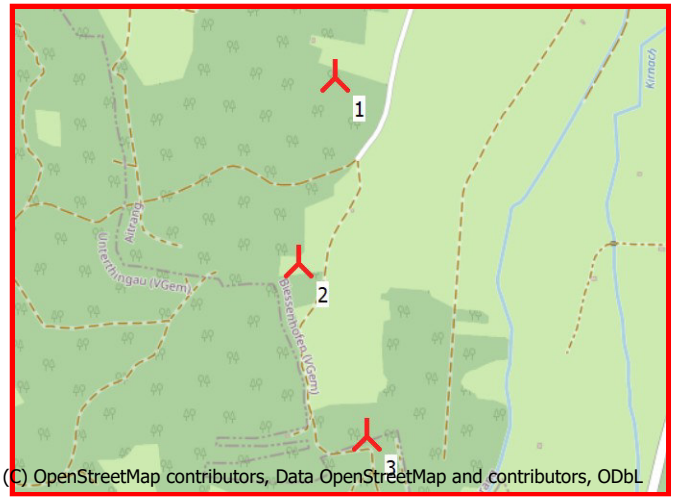
Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - WEA-Abstände

Berechnung: 3x E175

WEA-Abstände

	Z [m]	Nächste WEA	Z [m]	Horizontale Entfernung [m]	Abstand in Rotordurchm.
1	760,0	2	764,6	498	2,8
2	764,6	3	770,0	494	2,8
3	770,0	2	764,6	494	2,8
Min	**760,0**		**764,6**	**494**	**2,8**
Max	**770,0**		**770,0**	**498**	**2,8**



Maßstab 1:20.000

Neue WEA

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Windstatistik-Info

Berechnung: 3x E175

Hauptdaten der Windstatistik

Datei	Q:\Windstatistics\DWD-6\DE Kempten_6.LIB
Name	Kempten 1988-2004
Land	Germany
Datenquelle	DWD2012
Mastkoordinaten	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 600.092,6 Nord: 5.286.408,6
Bearbeitet	12.04.2012
Sektoren	12
WAsP-Version	
Verdrängungshöhe	Keine

Die Windstatistik wurde mit einer windPRO-Version vor 2.8 oder einem anderen Programm (WAsP) generiert. Sie enthält keine detaillierten Informationen.

Anmerkung
Um die besten Ergebnisse zu bekommen, sollten Windstatistiken mit dem SELBEN Modell und den SELBEN Parametern berechnet werden, die in der aktuellen Berechnung gewählt sind. Bei WAsP-Versionen vor 10.0 ist das Modell unverändert, aber spätere Versionen enthalten Modellverbesserungen, die die Windstatistik beeinflussen. Ebenso sollten WAsP-CFD-Berechnungen immer Windstatistiken verwenden, die mit WAsP-CFD erstellt wurden.

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Verdrängungshöhe

Berechnung: 3x E175

Sektorweise von Rechner: 30m forest based on roughness data
Wald wird durch Terraindaten-Rauigkeitskarte beschrieben

Geländedaten-Dateien in der Berechnung:
S:\Energie\2_Wind\D.WI\Bayern.WI\OAL-Ostallgäu\Aitrang 87648\ROUGHNESSLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 583.364, Max X: 643.402, Min Y: 5.264.611, Max Y: 5.326.930, Breite: 60.037 m, Höhe: 62.319 m

Rauigkeitsklassen im Intervall [3,0; 5,0] werden als Wald mit Höhe 30,0 Meter betrachtet.

WEA-Verdrängungshöhe ist 0,67 der Waldhöhe.
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Lee des Waldes bis zu einer Entfernung von [50,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Luv des Waldes bis zu einer Entfernung von [25,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab

Sektorweise Verdrängungshöhen für WEA

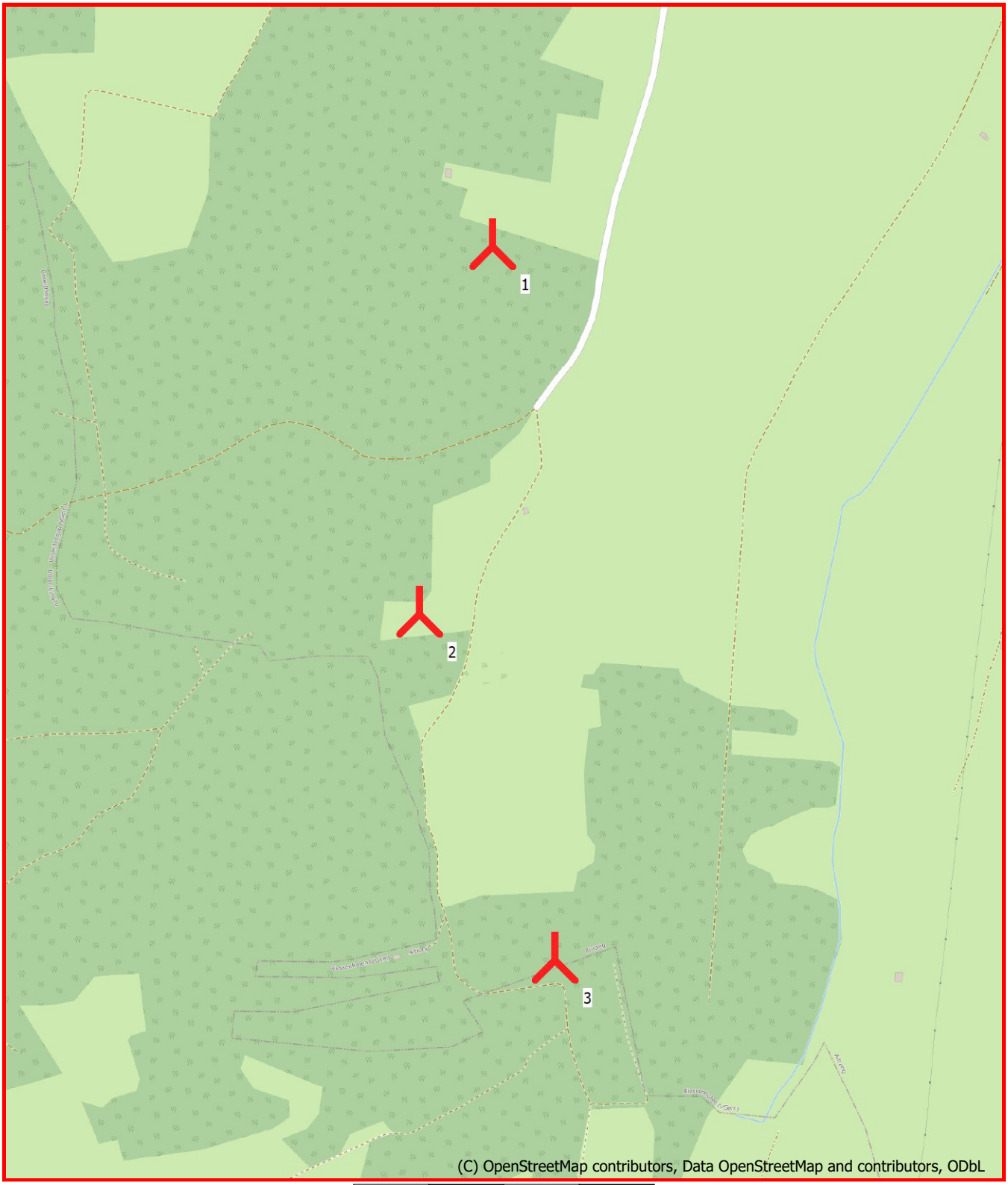
	Aktuell	Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	NH [m]	DH (0) [m]	DH (1) [m]	DH (2) [m]	DH (3) [m]	DH (4) [m]	DH (5) [m]	DH (6) [m]	DH (7) [m]	DH (8) [m]	DH (9) [m]	DH (10) [m]	DH (11) [m]
1	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10
2	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	19,25	18,63	19,60	19,75	19,75	19,62	19,17	19,37	19,85	19,92	19,93	19,86
3	Ja	ENERCON	E-175 EP5 E2-7.000	7.000	175,0	175,0	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10

Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:29/4.1.287

PARK - Karte

Berechnung: 3x E175



0 100 200 300 400 m

Karte: EMD OpenStreetMap , Maßstab 1:7.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 613.261,9 Nord: 5.295.179,3

Neue WEA

Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:30/4.1.287

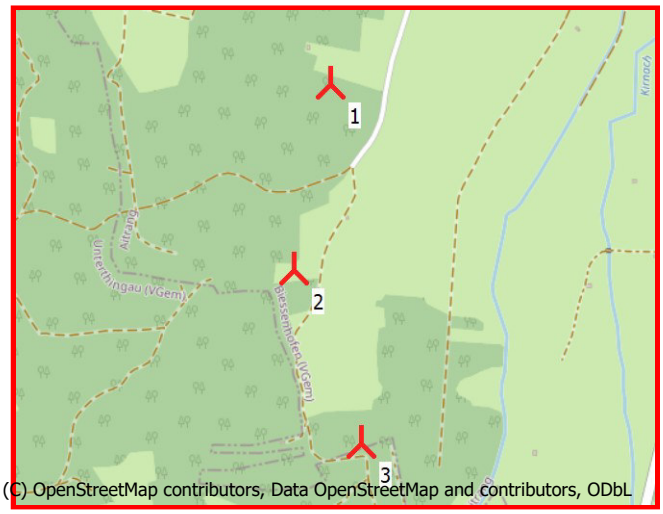
SITE COMPLIANCE - Hauptergebnis

Berechnung: 3x E175

Auslegungsnorm: IEC61400-1 ed. 4 (2019)

Zusammenfassung der Daten/Berechnungen

Neue WEA	3
WEA-Klasse IIA+	ersetzt Klasse aus WEA-Katalog
Nabenhöhe	175,0 m
Standortmasten	Nein
Langzeitkorrektur	Windstatistik mit Langzeitbezug
Verdrängungshöhe	Nein
WAsP-Berechnung	WAsP 12 Version 12.07.0068 Standard-WAsP-Parameter
WEng-Berechnung	WAsP Engineering 4.00.0198 Standard-WAsP-Parameter
WAsP-CFD-Berechnung	Nein
Flowres-Berechnung	Nein
Durchgeführte Prüfungen	7 von 10 Hauptprüfungen durchgeführt 0 von 4 Andere Prüfungen durchgeführt
LOAD RESPONSE	Nein



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL
Maßstab: 1:20.000

Hauptergebnis

Hauptprüfungen
Komplexität Gelände
Ermüdung/Normalbedingungen
(a) Windverteilung
(b) Effektive Turbulenz
(c) Neigung der Anströmung
(d) Windshear
(e) Luftdichte
Extrembedingungen
(b) Extremwind

Ergebnisdetails

	WEA-Klasse	Methode	Qualität	WEA Mittel	Max WEA	Min WEA	WEA OK	WEA Achtung	WEA Kritisch
Hauptprüfungen									
Ermüdung/Normalbedingungen									
Extrembedingungen									

* Parameter für Windgeschwindigkeits-Bereich geprüft (u), Zusammenfassung in einem Wert nicht möglich.

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:30/4.1.287

SITE COMPLIANCE - WEA-Ergebnisse

Berechnung: 3x E175

Auslegungsnorm: IEC61400-1 ed. 4 (2019)

Hauptprüfungen - WEA

Kriterien
Kritisch
Achtung
OK

Terraindaten
A Kempton

Projekt:
Aitrang

Lizenzierter Anwender:
SOWIWAS - Energie GmbH
Watenstedter Straße 11
DE-38384 Gevensleben
+49 0 53 54 / 99 06 - 235
Khalil Karami / gutachten@sowiwas.de
Berechnet:
29.10.2025 11:30/4.1.287

SITE COMPLIANCE - Details & Annahmen

Berechnung: 3x E175

Auslegungsnorm: IEC61400-1 ed. 4 (2019)

Allgemeine Daten, WEA-Ergebnisse

		WEA Mittel	Min WEA	Max WEA
u50j (Extremwind)	[m/s]			
Mittlere Umgebungs-TI @ 15m/s)	[-]			

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)	[-]	0,18
Luftdichte	[kg/m^2]	1,225
Shear	[-]	0,20

WAsP

WAsP 12 Version 12.07.0068
Hindernisse berücksichtigt
Terraindaten
A Kempton

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: 219, Punkte O-W: 204
Turbulenzmodell	Kaimal
Terraindaten	Kempton
Hindernisse nicht berücksichtigt	

WEA

	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32									Leistungskennlinie	
ID	Ost	Nord	Z [m]	Hersteller	Typ	Nenn-leis-tung [kW]	Rotor-durch-messer [m]	Naben-höhe [m]	Auslegungsklasse	Quelle	Name
1	613.254,4	5.295.652,6	760,0	ENERCON	E-175 EP5 E2-7000	7.000	175,0	175,0	IIA+	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)
2	613.166,9	5.295.162,2	764,6	ENERCON	E-175 EP5 E2-7000	7.000	175,0	175,0	IIA+	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)
3	613.356,8	5.294.706,1	770,0	ENERCON	E-175 EP5 E2-7000	7.000	175,0	175,0	IIA+	EMD	Mode 00 - OM-0-0 - E-175 EP5 E2 - 7000 (7000 kW)

SOWIWAS – Energie GmbH
Watenstedter Str. 11
38384 Gevensleben

Telefon: 05354 – 99 06 235
Telefax: 05354 – 99 06 219

gutachten@sowiwas.de
www.sowiwas.de