



Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Bestimmung des Schattenwurfes durch fünf Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 an einem Standort bei Alt Krenzlin

Auftraggeber: Enercon GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Standort: Alt Krenzlin, Mecklenburg-Vorpommern

Berichts-Nr.: 18-066-7019164-Rev.01-SW-NB-MK

Art des Berichtes: Schattenwurfberechnung

Datum: 25. April 2019



Bestimmung des Schattenwurfes durch fünf Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 an einem Standort bei Alt Krenzlin

-Prüfbericht-

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente hinsichtlich Schattenwurf:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
18-066-7018217-Rev.00-SW-MK	08.08.2018	Bestimmung des Schattenwurfes durch fünf Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 an einem Standort bei Alt Krenzlin	Erstbericht
18-066-7019164-Rev.00-SW-NB-MK	09.04.2019	Bestimmung des Schattenwurfes durch fünf Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 an einem Standort bei Alt Krenzlin	Nachberechnung – neue WEA Konfiguration
18-066-7019164-Rev.01-SW-NB-MK	25.04.2019	Bestimmung des Schattenwurfes durch fünf Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 an einem Standort bei Alt Krenzlin	Rev. 01 der Nachberechnung unter Verwendung der vermessenen Höhen ü. NN für die geplanten WEA

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von (WEA)-Standorte; Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometern, SoDAR und LiDAR; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

Reppenstedt, den 25. April 2019

verantwortlicher Bearbeiter



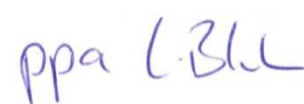
Martin Kolbe
Dipl.-Geograf
Senior Consultant

geprüft



Julia Gerken
Dipl.-Meteorologin
Senior Consultant

freigegeben



Dr. H.-T. Mengelkamp
Geschäftsführer



Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen und dem aktuellen Stand der Technik erstellt. Eine Haftung für die hier dargestellten Ergebnisse seitens des Auftragnehmers wird nicht übernommen. Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

Das vorliegende Dokument darf zum Einholen von erforderlichen Genehmigungen, für die Prospektierung, für die Projektfinanzierung sowie im Rahmen einer Due Diligence an Dritte weitergegeben werden. Die Veröffentlichung und Vervielfältigung des Berichtes ist nur mit schriftlicher Erlaubnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Dieser Bericht umfasst 16 Seiten.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Vorbemerkungen	5
2 Standort und Lagebeschreibung	6
3 Berechnungen.....	10
4 Ergebnisse	11
5 Unsicherheiten	12
6 Literatur	13
7 Karte der Beschattungs-Isolinien (astronomisch max. möglich).....	14
8 Detaillierte Ergebnisse WindPRO	15

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde von der Enercon GmbH beauftragt, die Belastung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen am Standort Alt Krenzlin, Mecklenburg-Vorpommern abzuschätzen.

In der hier vorliegenden Nachberechnung zum ersten Bericht vom August 2018 wird eine leicht veränderte Windparkkonfiguration betrachtet. Die Koordinaten der WEA-Standorte unterscheiden sich leicht und der Anlagentyp wurde auf Enercon E-138 EP3 E2 geändert. Die Nabenhöhe beträgt nun 159.4 m. Alle anderen zugrundeliegenden Parameter (inkl. Immissionspunkte) wurden in Absprache mit dem Auftraggeber nicht verändert.

Zusätzlich wurden in der vorliegenden Rev. 01 die vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten vermessenen Höhenangaben ü. NN für die geplanten WEA verwendet.

Zur Berechnung des Schattenwurfes wird das Programm WindPRO (Version 3.2) der Firma EMD International A/S, Aalborg, Dänemark verwendet.

Die als Basisinformation verwendeten Daten zu den entsprechenden Immissionsorten wurden von der anemos GmbH anhand von topographischen Karten (GeoPortal.MV) identifiziert und mit dem Landkreis Ludwigslust-Parchim – Bauordnungsamt abgestimmt.

Die topographischen Verhältnisse in der unmittelbaren Umgebung des vorgesehenen Standortes und für die weitere Umgebung wurden topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 entnommen.

Die Standortbesichtigung wurde am 05.07.2018 durch den Mitarbeiter der anemos GmbH Herr Martin Kolbe durchgeführt.

Die zugrunde gelegten Eckdaten der geplanten WEA wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt und in die in WindPRO integrierte Datenbank eingepflegt.

Dieses Gutachten richtet sich nach der Leitlinie des Länderausschusses für Immissionsschutz „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ (13.03.2002) sowie dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG).

2 Standort und Lagebeschreibung

Das zu beurteilende Windparkareal befindet sich etwa 16 km westlich der Stadt Ludwigslust und etwa 12 km östlich von Lübtheen in Mecklenburg-Vorpommern (Abb. 1). Die UTM-Koordinaten (Zone 33, ETRS 89) der Standorte sind wie folgt angegeben:

Tab. 1: Koordinaten der geplanten Anlagen

WEA	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	Nennleistung [kW]	NH [m]	Besonderheiten
WEA 1	250094	5913608	31	Enercon E-138 EP3 E2	4200	159.4	--
WEA 2	250662	5913589	35				
WEA 3	250494	5913197	34				
WEA 4	250960	5913187	37				
WEA 5	251056	5913600	36				

Es befinden sich momentan keine weiteren WEA am Standort.

Die unmittelbare Umgebung des Standortes wird durch landwirtschaftlich genutzte Flächen gebildet. In Richtung Norden, Osten und Süden schließen sich in relativ kurzer Distanz größere Waldflächen an. In östlicher / südöstlicher Richtung sind zunächst Freiflächen zu finden, in die die Ortschaften Loosen, Klein Krams, Krenzliner Hütte und Alt Krenzlin eingebettet sind. Bei der Berechnung des Schattenwurfes der Windenergieanlagen wird in diesem Bericht vom schlechtest möglichen Fall ausgegangen, weshalb die Abschirmung der Immissionsorte durch eventuelle Sichthindernisse vernachlässigt wird. Lediglich mögliche Verdeckung durch die Orographie (also z. B. einen Berg) werden berücksichtigt.

Die zu beurteilenden Immissionsorte befinden sich in einer Entfernung von ca. 1300 m bis über 3000 m im Umkreis der geplanten Windenergieanlagen. Die UTM Koordinaten (ETRS89, Zone 33) der Immissionsorte sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tab. 2: Berücksichtigte Immissionsorte

Kennung	Bezeichnung	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN (m)
1	Belsch, Loosener Weg 14	248688	5915276	25
2	Belsch, Loosener Weg 15	248731	5915416	23
3	Groß Krams, Loosener Str. 12	251317	5915348	39
4	Alt Krenzlin, Gartenstraße 9	253664	5914239	50
5	Krenzliner Hütte, Waldstraße 8	253962	5912866	57
6	Klein Krams, Neue Straße 6	253740	5912342	50
7	Loosen, Am Dorfteich 8a	251165	5912189	40
8	Loosen, Zum Forsthaus 15	250877	5911912	50
9	Loosen, Am Dorfteich 9	251602	5912119	44

Orographisch kann die Standortumgebung als flaches Gelände bezeichnet werden mit Höhenunterschieden zwischen 10 und 75 Metern auf dem insgesamt ca. 20 km x 20 km großen digitalen Geländemodell. Die geplanten Standorte selbst weisen vermessene Höhen von 31 Metern ü. NN bis 37 m ü. NN auf.



Abb. 1: Lageplan des beurteilten Standortes, rot: Neuplanung, gelb: Immissionsorte, Quelle: Google Earth Pro

Die verbleibenden Geländehöhen wurden dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und auf das Modellgitter interpoliert. Die Daten wurden im Jahr 2000 aufgenommen und liegen als Rasterdaten mit einer räumlichen Auflösung von etwa 90 m vor. Die vertikale Auflösung beträgt 1 m. In der unmittelbaren Umgebung des zu beurteilenden Standortes wurden diese Informationen durch Abgleich mit topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 aktualisiert. Die Größe des insgesamt berücksichtigten Gebietes ist aus der Abb. 2 ersichtlich.

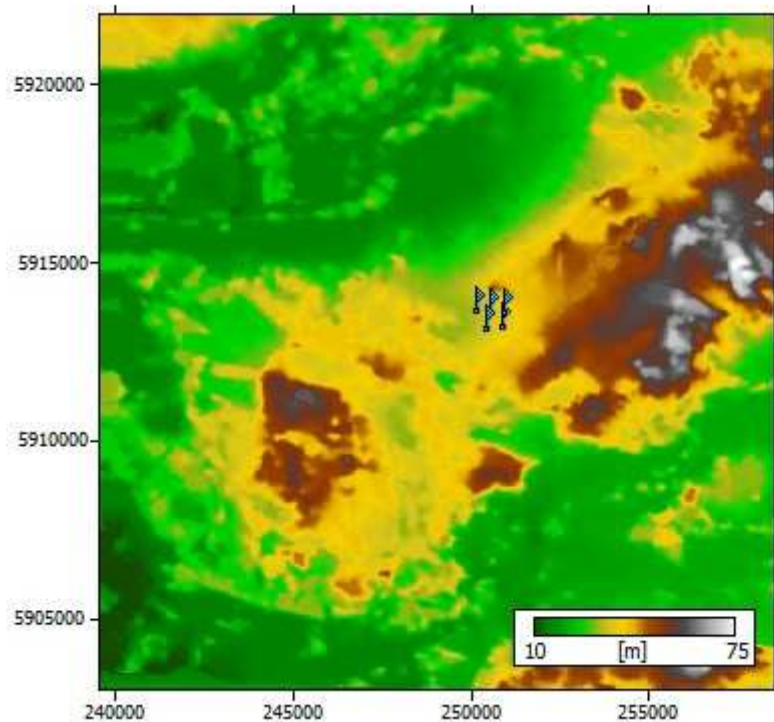


Abb. 2: Orographie der Standortumgebung (20 x 20 km²). Die geplanten Anlagen sind eingezeichnet.

Standortumgebung 360°



Abb. 3: Standortumgebung. Standortbesichtigung am 05.07.2018

Die Fotos wurden im Uhrzeigersinn von Norden anfangend aufgenommen. Die Standortbesichtigung fand am 05.07.2018 durch den Mitarbeiter der anemos GmbH Herrn Martin Kolbe statt.

3 Berechnungen

Für eine vorgegebene Windparkkonfiguration wird die gesamte Belastung durch Schattenwurf für den definierten Immissionsort bestimmt. Die Berechnung erfolgt mit dem in das Programm WindPRO integrierten Modul SHADOW. In Anlehnung an die Leitlinie des Länderausschusses für Immissionsschutz wird bei der Simulation von den schlechtest möglichen Bedingungen („worst case“) ausgegangen. Dies bedeutet, dass die Rotorblätter immer senkrecht zur Sonne stehen, die Sonne tagsüber immer scheint und die Windrichtung dem Azimutwinkel der Sonne entspricht. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass immer ausreichend Wind zum Bewegen des Rotors herrscht. Dies bedingt die höchstmögliche Beschattungsdauer der jeweiligen Standorte.

Zusätzlich wird hier die sogenannte meteorologisch wahrscheinliche Beschattungsdauer pro Immissionspunkt berechnet. Hierfür wird zunächst pro Monat die statistisch zu erwartende Sonnenscheindauer von einer in der Nähe gelegenen Wetterstation (in diesem Fall die Station Hamburg / Sasel, aus WindPRO entnommen) verwendet. Weiterhin werden pro Windrichtungssektor die theoretischen Betriebsstunden berechnet. Grundlage hierfür bildet die Wetterstation Marnitz (unskaliert). Aus diesen Informationen berechnet die Software die Reduktion der ermittelten maximalen Schattenwurfzeiten und gibt die erwartete tatsächliche Beschattungsdauer pro Immissionspunkt in Stunden pro Jahr an.

Gemäß der Leitlinie für die optischen Emissionen von Windenergieanlagen wird für jeden Immissionspunkt ein horizontal ausgerichteter Rezeptor mit einer Fläche von $0.1 * 0.1 \text{ m}^2$ in einer Höhe von 2.0 m über Grund angenommen.

Die Bereiche, in denen die Rotorblätter weniger als 20 % der Sonne verdecken, werden nicht berücksichtigt. Dabei wird die in der Leitlinie des Länderausschuss für Immissionsschutz zugrunde gelegte mittlere Blatttiefe angenommen:

$$\text{Mittlere Blatttiefe} = \frac{1}{2} (\text{maximale Blatttiefe} + \text{minimale Blatttiefe bei } 0.9 * \text{Rotorradius})$$

Der Grenzwert für den zu berechnenden Schattenwurf ist bei einer Sonnenhöhe von 3° über dem Horizont erreicht.

Als Referenzjahr wurde das Jahr 2018 gewählt.

Die Rechnungen werden für folgende Windenergieanlagen durchgeführt:

Tab. 3: Berücksichtigte WEA

WEA Typ	Nabenhöhe	Rotordurchmesser	Nennleistung (Normalmodus)
E-138 EP3 E2	159.4 m	138.3 m	4200 kW

4 Ergebnisse

Da die Grenzwerte der maximal zumutbaren täglichen und jährlichen Beschattungszeiten gesetzlich nicht verbindlich geregelt sind, werden hier die Hinweise der Leitlinie des Länderausschuss für Immissionsschutz als Grundlage herangezogen. Im Zuge dessen sollten die jährlichen maximal möglichen Beschattungszeiten eine Dauer von 30 h/Jahr und die täglichen Beschattungszeiten eine Dauer von 30 min/Tag nicht überschreiten.

Für die berechnete wahrscheinliche Beschattungsdauer liegt der Grenzwert entsprechend niedriger bei 8 h/a. Dieser Wert entspricht dem Grenzwert, nach dessen Erreichen eine WEA mit Schattenwurfmodul, das die meteorologischen Parameter berücksichtigt, abzuschalten ist, also dem Grenzwert für die tatsächlich auftretende Beschattungsdauer (s. auch Hinweise LAI).

Die durchgeführten Berechnungen führen zu den in den folgenden Tabellen dargestellten Ergebnissen. Da am Standort noch keine weiteren WEA in Betrieb sind, ist hier die Zusatzbelastung der Gesamtbelastung gleichzusetzen. Die detaillierten Ergebnisausdrucke des Programms WindPRO zur Gesamtbelastung sind im Anhang dargestellt.

Zusatzbelastung (= Gesamtbelastung) 5x E-138 EP3 E2, NH: 159.4 m

Tab. 4: Ergebnisse Zusatzbelastung

IP Nr.	Berechnete jährliche Beschattungsdauer [worst case h/a]	Berechnete maximale Beschattungsdauer pro Tag [worst case h/d]	erwartete Beschattungsdauer („meteorologisch wahrscheinlich“, h/a)
1	00:00	00:00	00:00
2	00:00	00:00	00:00
3	00:00	00:00	00:00
4	00:00	00:00	00:00
5	00:00	00:00	00:00
6	00:00	00:00	00:00
7	00:00	00:00	00:00
8	00:00	00:00	00:00
9	00:00	00:00	00:00

Es ist an keinem der Immissionspunkte mit Schattenwurf durch die geplanten WEA zu rechnen.

5 Unsicherheiten

Jegliche Prognosen und Berechnungen unterliegen gewissen Unsicherheiten. Im Fall von Schattenwurf allgemein sind diese als gering einzustufen, da die Berechnungen auf fixen geometrischen und astrophysischen Gegebenheiten basieren. Eine 100 %-ige Garantie, dass alle Inputvariablen in ausreichend genauer Form eingegeben wurden, kann jedoch nicht gewährleistet werden. So können z.B. ungenau angegebene Koordinaten oder ein ungenau vorliegendes Orographiemodell zu verfälschten Ergebnissen führen. Eine Quantifizierung dieser Unsicherheitskomponenten ist nicht möglich, jedoch sollte erwähnt werden, dass Unsicherheiten bestehen.

Unter anderem aufgrund dieser Faktoren ist diese Berechnung dafür geeignet, eventuelle Überschreitungen von Grenzwerten aufzuzeigen und kann somit auch zur immissionsschutzrechtlichen Beurteilung an Immissionsorten herangezogen werden. Sie ist jedoch nicht geeignet, Schattenmodule hinsichtlich ihrer exakten Abschaltzeiten zu programmieren.

6 Literatur

Agatz, Monika: Windenergie Handbuch, 13. Ausgabe, Dezember 2016

BUNDES-IMMISSIONSSCHUTZGESETZ in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 01. November 2005 (BGBl. I S. 1865)

Länderausschuss für Immissionsschutz, 2002, Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen

Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, 03/2002, Sachinformation Optische Immissionen von Windenergieanlagen

WindPRO, EMD International A/S, Software and Handbook, www.emd.dk

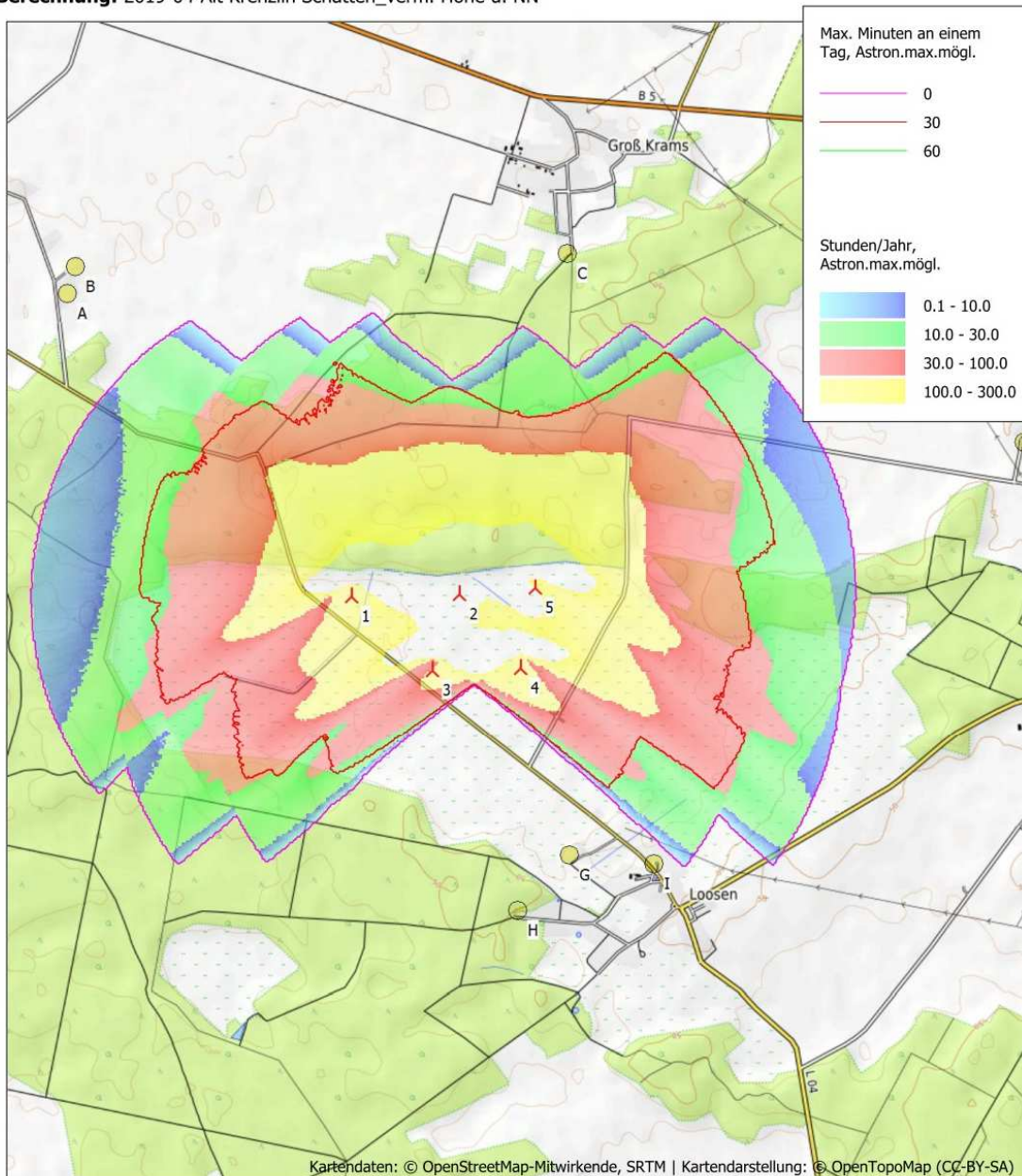
7 Karte der Beschattungs-Isolinien (astronomisch max. möglich)

Projekt:
Alt Krenzlin

Lizenzierter Anwender:
anemos GmbH für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3
DE-21391 Reppenstedt
49(0)4131-8308-100
Martin Kolbe / martin.kolbe@anemos.de
Berechnet:
23.04.2019 12:05/3.2.737

SHADOW - Karte

Berechnung: 2019-04-Alt Krenzlin Schatten_verm. Höhe ü. NN



Kartendaten: © OpenStreetMap-Mitwirkende, SRTM | Kartendarstellung: © OpenTopoMap (CC-BY-SA)

0 500 1000 1500 2000 m

Karte: OpenTopoMap, Maßstab 1:30'000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 33 Ost: 250'860 Nord: 5'913'470

▲ Neue WEA

● Schattenrezeptor

Höhe der Schattenkarte: Höhenlinien: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo (1)

8 Detaillierte Ergebnisse WindPRO

Projekt:
Alt Krenzlin

Lizenzierter Anwender:
anemos GmbH für Umweltmeteorologie mbH
Böhmschholzer Weg 3
DE-21391 Reppenstedt
49(0)4131-8308-100
Martin Kolbe / martin.kolbe@anemos.de
Berechnet:
23.04.2019 12:05/3.2.737

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: 2019-04-Alt Krenzlin Schatten_verm. Höhe ü. NN

Voraussetzungen für Berechnung des Schattenwurfs

Beschattungsbereich der WEA
Schatten nur relevant, wo Rotorblatt mind. 20% der Sonne verdeckt
Siehe WEA-Tabelle

Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)
Berechnungszeitsprung 1 Minuten

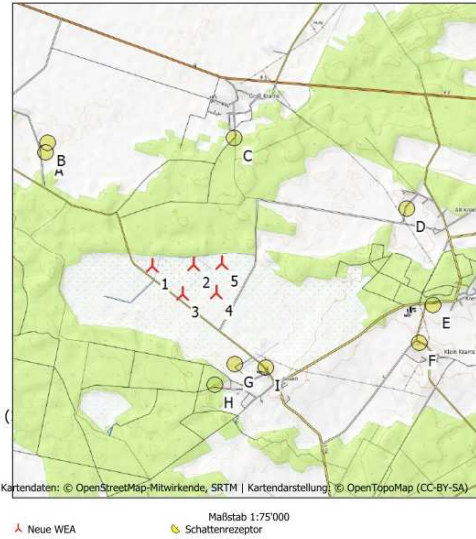
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [HAMBURG / SASEL]
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
1.38 2.33 3.28 5.21 6.82 6.54 6.22 6.27 4.44 3.10 1.68 1.06

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
Terraindaten: WAsP (3)

Betriebsdauer je Sektor
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
371 340 456 668 646 620 778 1'159 1'442 1'185 549 420 8'631
Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf
den folgenden Annahmen:
Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0_wpo
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1.5 m
Rasterauflösung: 10.0 m

Alle Koordinatenangaben in:
UTM (north)-ETRS89 Zone: 33



WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich [m]	U/min [U/min]
1	250'094	5'913'608	30.7	WEA1	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4'200	4'200	138.3	159.4	1'679	11.1
2	250'662	5'913'589	34.7	WEA2	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4'200	4'200	138.3	159.4	1'679	11.1
3	250'494	5'913'197	33.9	WEA3	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4'200	4'200	138.3	159.4	1'679	11.1
4	250'960	5'913'187	37.0	WEA4	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4'200	4'200	138.3	159.4	1'679	11.1
5	251'056	5'913'600	36.2	WEA5	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4'200	4'200	138.3	159.4	1'679	11.1

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.	
A 01		248'688	5'915'276	25.0	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
B 02		248'731	5'915'416	23.4	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
C 03		251'317	5'915'348	38.8	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
D 04		253'664	5'914'239	48.3	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
E 05		253'962	5'912'866	56.8	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
F 06		253'740	5'912'342	50.0	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
G 07		251'165	5'912'189	40.0	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
H 08		250'877	5'911'912	50.1	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0
I 09		251'602	5'912'119	43.6	0.1	0.1	2.0	0.0	"Gewächshaus-Modus"	2.0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	Stunden/Jahr [h/a]
A 01		0:00	0	0:00	0:00	0:00
B 02		0:00	0	0:00	0:00	0:00
C 03		0:00	0	0:00	0:00	0:00
D 04		0:00	0	0:00	0:00	0:00
E 05		0:00	0	0:00	0:00	0:00

(Fortsetzung nächste Seite)...

Projekt:
Alt Krenzlin

Lizenzierter Anwender:
anemos GmbH für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3
DE-21391 Reppenstedt
49(0)4131-8308-100
Martin Kolbe / martin.kolbe@anemos.de
Berechnet:
23.04.2019 12:05/3.2.737

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: 2019-04-Alt Krenzlin Schatten_verm. Höhe ü. NN

...(Fortsetzung von letzter Seite)

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer		met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]
F 06		0:00	0	0:00	0:00
G 07		0:00	0	0:00	0:00
H 08		0:00	0	0:00	0:00
I 09		0:00	0	0:00	0:00

Gesamtmenge der max. mögl. Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
1	WEA1	0:00	0:00
2	WEA2	0:00	0:00
3	WEA3	0:00	0:00
4	WEA4	0:00	0:00
5	WEA5	0:00	0:00

Summen in Rezeptortabelle und WEA-Tabelle können sich unterscheiden, da eine WEA gleichzeitig an zwei oder mehr Rezeptoren Beschattung verursachen kann und/oder ein Rezeptor gleichzeitig von zwei oder mehr WEA beschattet werden kann.