



**Berechnung
der Rotorschattenwurfdauer
für den Betrieb von drei
Windenergieanlagen
am Standort Gehrde**

Bericht-Nr. 4743-22-S2

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Berechnung der Rotorschattenwurfdauer für den Betrieb von drei Windenergieanlagen am Standort Gehrde

Bericht Nr.: 4743-22-S2

Auftraggeber: Windpark Gehrde GmbH & Co. KG
Helmerslohne 8
26736 Krummhörn

Auftragnehmer: IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
26603 Aurich

Telefon: 04941 - 9558-0
E-Mail: mail@iel-gmbh.de

Bearbeiter: Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Prüfer: Sabine Schulz, Dipl.-Phys.
(Projektbearbeiterin Rotorschattenwurf)

Textteil: 22 Seiten (inkl. Deckblätter)
Anhang: 35 Seiten (inkl. Deckblätter)
CD-ROM: 246 Seiten

Datum: 04. Juli 2022

Auflistung der erstellten Berichte:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Gegenstand / Inhaltliche Änderungen
4743-21-S1	13.09.2021	Rotorschattenwurf-berechnung	Erstgutachten für drei geplante Windenergieanlagen vom Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2
4743-22-S2	04.07.2022	Rotorschattenwurf-berechnung	Revision des Erstgutachtens Rotorschattenwurf-berechnung für drei geplante Windenergieanlagen vom Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 • Zwei Nabenhöhenvarianten

Hinweise:

Die vorliegende Ausarbeitung wurde nach bestem Wissen und Gewissen und dem aktuellen Stand der Technik unparteiisch erstellt.

Diese Ausarbeitung (Textteil und Anhang) darf nur in ihrer Gesamtheit und nur vom Auftraggeber zu dem in der Aufgabenstellung definierten Zweck verwendet werden. Eine auszugsweise Vervielfältigung und Veröffentlichung dieser Ausarbeitung ist nur mit schriftlicher Zustimmung der IEL GmbH erlaubt.

Die Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf den untersuchten Prüfgegenstand.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	5
2.	Örtliche Beschreibung	5
3.	Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem.....	6
4.	Aufgabenstellung	7
5.	Berechnungsgrundlagen	7
	5.1 Sonnenstandsberechnung und geometrische Hauptgrößen	7
	5.2 Blatttiefe und Beschattungsbereich.....	9
	5.3 Kappungswinkel.....	9
	5.4 Geometrie für WEA und IP.....	10
	5.5 Gewächshausmodus.....	10
	5.6 Hindernisse	11
	5.7 Berechnungsjahr	11
	5.8 Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario)	11
6.	Astronomisch mögliche und meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer	12
7.	Orientierungswerte.....	12
8.	Windenergieanlagen.....	13
	8.1 Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)	13
	8.2 Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps	14
	8.3 Weitere Windenergieanlagen bzw. Vorbelastung.....	15
9.	Immissionspunkte	15
10.	Rechenergebnisse und Beurteilung	16
	10.1 Rechenergebnisse Variante 1	17
	10.2 Beurteilung Variante 1.....	17
	10.3 Rechenergebnisse Variante 2	18
	10.4 Beurteilung Variante 2.....	18
11.	Qualität der Ergebnisse	20
12.	Zusammenfassung.....	20
	Anhang	21
	Externer Anhang / CD-ROM.....	22

1. Einleitung

Am Standort Gehrde ist die Errichtung und der Betrieb von drei Windenergieanlagen (WEA 02, WEA 03 und WEA 06) vom Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 mit einem Rotordurchmesser von 138,3 m geplant. In der Variante 1 soll für die WEA 02 eine Nabhöhe von 149,0 m und 160,0 m für die WEA 03 und WEA 06 berücksichtigt werden. In der Variante 2 werden die drei geplanten WEA mit jeweils 160,0 m Nabhöhe berücksichtigt. Im Zuge der Neuerrichtung der geplanten Anlagen sollen vier Bestands-WEA zurückgebaut werden (sog. Repowering).

Nördlich, östlich und südlich der geplanten WEA befinden sich insgesamt zehn weitere WEA unterschiedlicher Anlagentypen in Betrieb. Deren Einfluss wird in den Berechnungen der Vor-, und der Gesamtbelastung berücksichtigt.

Der Betrieb von Windenergieanlagen kann in ihrer Umgebung Störwirkungen durch Geräusche, Lichtreflexionen oder direkten Schattenwurf des Rotors nach sich ziehen. Die Erfüllung der Anforderungen an den Lärmschutz wird üblicherweise gesondert nachgewiesen, während sich Lichtreflexionen, der sog. "Diskoeffekt", durch die Wahl einer matten Oberfläche der Rotorblätter weitgehend vermeiden lassen. Bestimmend dafür ist der Glanzgrad gemäß DIN EN ISO 2813¹.

Die Berechnungen erfolgen mit dem Programm windPRO[®] Version 3.5. Die IEL GmbH ist ein durch die DAkkS (Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018⁶ akkreditiertes Prüflaboratorium. Die vorliegenden Berechnungen werden nach den LAI WEA-Schattenwurf-Hinweisen² vom 23.01.2020 erstellt.

2. Örtliche Beschreibung

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich in der niedersächsischen Samtgemeinde Bersenbrück (Landkreis Osnabrück), auf dem Gebiet der Gemeinde Gehrde.

Der geplante Standort befindet sich südöstlich der Ortschaft Gehrde, innerhalb eines bestehenden Windparks. Der Vorbelastung sind im vorliegenden Fall insgesamt zehn in Betrieb befindliche Windenergieanlagen (VB 01 bis VB 10) zuzuordnen. Vier bestehende WEA sind zum Rückbau vorgesehen und werden daher nicht als Vorbelastung berücksichtigt.

Die nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich im unbeplanten Außenbereich zwischen den Ortschaften Gehrde und Neuenkirchen-Vörden.

Die berücksichtigten Windenergieanlagen und Immissionspunkte liegen auf Höhen von ca. 32 - 40 m ü. NN. Zur Berücksichtigung der Höhenunterschiede wird ein digitales Geländemodell (Quelle: Pan-European DSM; 25 m Grid; V 1.1) verwendet.

In der nachfolgenden Karte ist das Untersuchungsgebiet dargestellt.

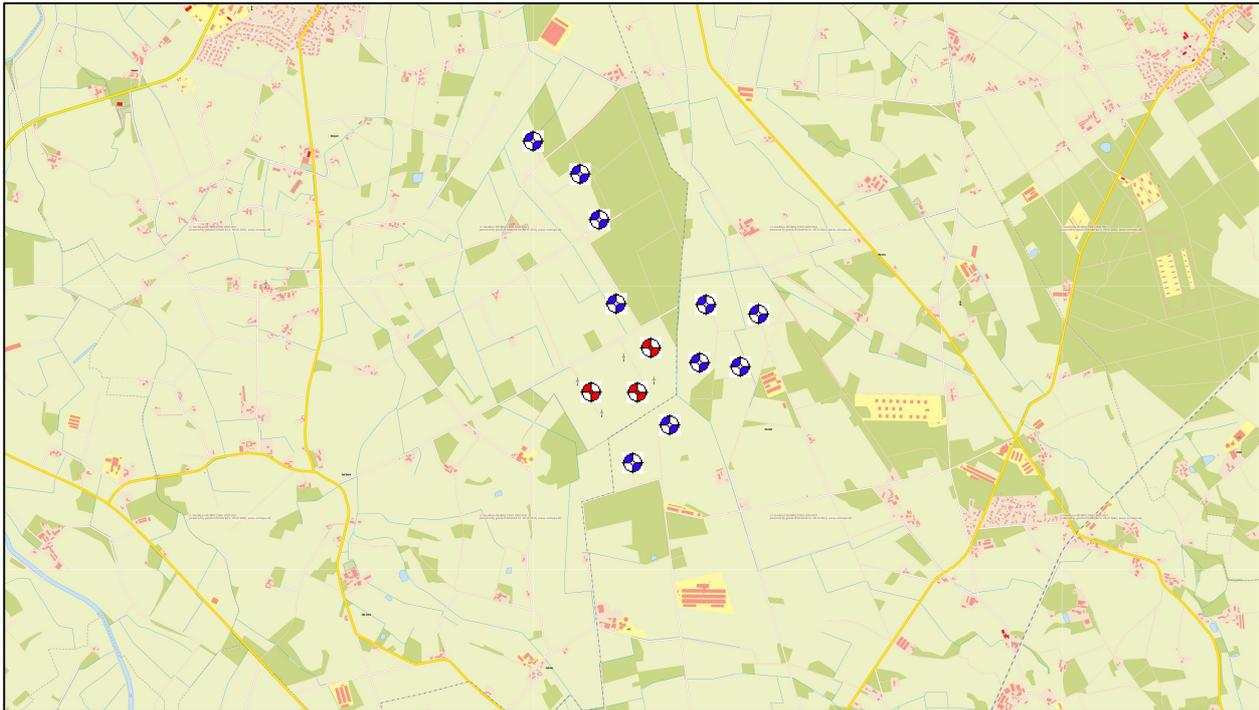


Abb. 1: Übersichtskarte (Bestehende WEA = blau / Geplante WEA = rot)

Die Standortbegehung wurde im Juli 2021 durch einen Mitarbeiter der IEL GmbH durchgeführt. Für einen Teil der Immissionspunkte liegen Fotos vor; die Fotodokumentation dient hier lediglich internen Zwecken.

3. Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem

Die Koordinaten der geplanten und der bestehenden Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im Koordinatensystem UTM ETRS89, Zone 32 zur Verfügung gestellt.

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden über die Karte des Onlineservice onmaps (geoGLIS GmbH & Co. KG) ermittelt. Die Basis der onmaps-Karte sind ATKIS®-Daten sowie Gebäudeumringe aus dem deutschen Liegenschaftskataster (ALKIS). Als weiteres Kartenmaterial dient das frei zugängliche Kartenmaterial des Portals OpenStreetMap (©OpenTopoMap (CC-BY-SA) (2019)).

4. Aufgabenstellung

Die vorliegende Untersuchung dient der Beantwortung der Frage nach den Zeitpunkten, der Dauer sowie der Zulässigkeit möglicher Beeinträchtigungen durch Rotorschattenwurf, die durch den Betrieb der drehenden Rotoren an maßgeblichen Immissionspunkten (IP) verursacht werden.

Die hier näher zu untersuchenden Immissionen durch direkten Schattenwurf des Rotors können sich bei drehendem Rotor störend auswirken. Aus der Rotordrehzahl und der Anzahl der Rotorblätter einer Windenergieanlage ergibt sich die jeweilige Frequenz, mit der stark wechselnde Lichtverhältnisse im Schattenbereich der Rotorkreisfläche auftreten können. Die Frequenzen sind abhängig vom Windenergieanlagentyp. In der Regel handelt es sich bei vergleichbaren Anlagengrößen um niedrige Frequenzen im Bereich von etwa 0,2 - 0,6 Hz. Mit dieser Frequenz ändern sich für den Beobachter im Rotorschattenbereich die Lichtverhältnisse (hell/dunkel).

Anhand von Berechnungen lassen sich für definierte Immissionspunkte Aussagen über die möglichen Zeitpunkte treffen, an denen Rotorschattenwurf auftreten kann. Für die standortspezifischen Gegebenheiten an den Immissionspunkten wird in Tabellen aufgezeigt, wann diese Ereignisse auftreten können. Hieraus ergeben sich zunächst die astronomisch möglichen Zeiten für Rotorschattenwurf, für die jedoch ein wolkenfreier Himmel und die jeweils ungünstigste Rotorstellung vorausgesetzt wird. Tatsächlich werden die astronomisch möglichen Schattenwurfzeiten durch den Grad der Bewölkung und den windrichtungsabhängigen Azimutwinkel des Rotors deutlich reduziert.

Die astronomisch möglichen Schattenwurfzeiten werden zur Beurteilung herangezogen, indem sie Orientierungswerten für die tägliche und jährliche Dauer gegenübergestellt werden.

5. Berechnungsgrundlagen

5.1 Sonnenstandsberechnung und geometrische Hauptgrößen

Der Planet Erde rotiert einmal am Tag um seine Eigenrotationsachse, welche rechtwinklig zur Äquatorebene steht. Zusätzlich bewegt sie sich, mit einer jährlichen Umkreisung, auf einer elliptischen Bahn um die Sonne. Die Aufgabenstellung erfordert die Bestimmung der Sonnenposition für einen erdfesten Beobachter zu einem gegebenem Datum und gegebener Uhrzeit. Die Sonnenposition für einen zukünftigen Zeitpunkt ist jedoch nicht exakt zu ermitteln. Alle derzeit bekannten Algorithmen zur Bestimmung von Sonnenpositionen sind, wie auch das hier verwendete Verfahren, lediglich Näherungsverfahren, die sich auf verschiedene interpolierte Funktionen stützen und periodisch wiederkehrende Zustände beschreiben. Zur Verdeutlichung seien folgende Sachverhalte kurz genannt.

Die Rotationsachse der Erde steht nicht rechtwinklig auf der Bewegungsebene zur Sonne, sondern schräg hierzu. Die daraus resultierende Schiefe der Ekliptik ist die Neigung der Erdrotationsachse bzw. der Winkel zwischen dem Himmelsäquator und der Ekliptik ϵ . Sie beträgt ca. $23,5^\circ$. Für Beobachtungspunkte auf der Erde ergeben sich hieraus jahreszeitliche Änderungen des Winkels zwischen Himmelsäquator und

Bewegungsebene zur Sonne. Diese Änderung durchläuft innerhalb eines Jahres die positiven und negativen Maximalwerte der Ekliptik (-23.5° bis $+23.5^\circ$) und wird als Deklination **d** bezeichnet. Die Deklination erreicht jeweils am 21. Juni ihren größten und am 21. Dezember ihren kleinsten Winkel. Diese Tage sind demnach der jeweils längste bzw. kürzeste Tag eines Jahres. Die Tage, an denen die Deklination 0° beträgt und sich eine Tagundnachtgleiche ergibt, werden Frühjahrs- und Herbstäquinox genannt.

Die Bewegungsabläufe der Erde werden durch die Gravitation des Mondtrabanten sowie anderer Planeten und der Sonne beeinflusst. Diese Einflüsse, wie auch die Präzession, Nutation und Aberration, wurden von Jean Meeus³ mathematisch beschrieben.

Diese Methode ist ein tragbarer Kompromiss zwischen der Genauigkeit des Ergebnisses und dem zu dessen Erreichung zu betreibenden Rechenaufwandes, insbesondere für Flächenmatrizen. Die Berechnung des Einstrahlwinkels **h_s** der Sonne gegenüber einer waagrecht ausgerichteten Fläche ergibt sich aus dem nachfolgend dargelegten formelmäßigen Zusammenhang:

$$\sin h = \sin d \cdot \sin f + \cos d \cdot \cos f \cdot \cos H \quad \text{mit:}$$

- h** = Höhenwinkel, positive Werte über und negative unter dem Horizont,
- f** = geographische Breite des Standortes,
- d** = Deklination zwischen Sonne u. Äquatorebene sowie
- H** = lokaler Stundenwinkel für die mittlere Ortszeit (MOZ).

Zur vollständigen Positionsbestimmung wird zusätzlich der Azimutwinkel **A** benötigt, welcher, gemessen am Horizont des Immissionspunktes, den Winkel zwischen geographisch Süd und Sonne wiedergibt (der auf geographisch Nord bezogene Azimutwinkel ergibt sich aus einer Korrektur um 180°).

$$\tan A = \sin H \cdot (\cos H \cdot \sin f - \tan d \cdot \cos f)^{-1}$$

Mit den Winkeln, die sich aus vorausgehenden Gleichungen ergeben, lassen sich aus den transformierten Koordinaten der WEA für definierte Immissionspunkte die Sonnenbahnen sowie deren Verdeckung durch die Fläche des Rotors ermitteln.

Die Sonne wird bei der Berechnung der Schattenwurfzeiten als Punktquelle betrachtet. Gegenüber einer Betrachtung mit der realen Sonnengeometrie resultiert jeweils für den Beginn und das Ende der Schattenwurfdauer im Mittel eine Zeitdifferenz von ca. 1 Minute und 4 Sekunden. Diese Zeiten werden vernachlässigt, da in ihnen nur maximal die Hälfte der Sonne von der schmalen Blattspitze verdeckt wird.

Die Ermittlung des Schattenwurfs für einen Immissionspunkt basiert auf den vertikalen und horizontalen Winkeln zwischen dem Immissionsort und den jeweiligen WEA, sowie dem vertikalen und horizontalen Winkel des Sonnenstandes zu einem bestimmten Kalenderzeitpunkt an einem bestimmten Ort. Die geometrischen Hauptgrößen werden nachfolgend dargestellt.

5.2 Blatttiefe und Beschattungsbereich

Nachfolgend wird ein Berechnungsansatz dargestellt, mit dem die Schattenreichweite ermittelt wird. Sie ist als Entfernung definiert, in welcher der Schatten eines drehenden Rotors keine relevante Störung mehr liefert.

Gemäß den LAI-Hinweisen können Einwirkungen durch periodischen Schattenwurf dann sicher ausgeschlossen werden, wenn alle in Frage kommenden Immissionsorte in der Anlagenumgebung außerhalb des möglichen Beschattungsbereiches der jeweiligen WEA liegen. Der zu prüfende Bereich ergibt sich aus dem Abstand zur WEA, in welchem die Sonnenfläche gerade zu 20 % durch ein Rotorblatt verdeckt wird. Der Verdeckungsgrad hängt von der Entfernung zur WEA und von der Blatttiefe ab. Da die Blatttiefe nicht über den gesamten Flügel konstant ist, erfolgt der Rechenansatz wie üblich mit der mittleren Blatttiefe. Der LAI geht von einer 20%-Verdeckung für die Reichweitenbegrenzung² aus. Die maximale Blatttiefe, die Blatttiefe bei 90% Rotorradius sowie die daraus resultierende Schattenreichweite für den hier berücksichtigten WEA-Typ gehen aus der Tabelle 1 (Kap.8.1, geplante WEA) und dem Hauptergebnis im Anhang hervor. Zur Ermittlung der 20%-Verdeckung wird folgende Formel verwendet:

$$0,2 \cdot \mathbf{SF} = 2 \cdot \left(\left(\frac{2 \cdot \alpha \cdot \mathbf{SF}}{360} \right) + (\cos(\alpha) \cdot \sin(\alpha) \cdot \mathbf{SR}^2) \right)$$

mit:

- SR = Sonnenradius (696.000 km),
- SF = Fläche der Sonnenscheibe $\mathbf{SR}^2 \cdot \pi = 1.521.837.746.881 \text{ km}^2$ sowie
- α = Winkel zur Bestimmung des Flächenanteils.

5.3 Kappungswinkel

Für Sonnenstände unterhalb eines vertikalen Kappungswinkels von 3° über dem Horizont wirkt der Schatten nicht mehr als zu beurteilende Immission, da dann die Durchdringung der atmosphärischen Schichten eine höhere Streuung und Absorption bewirkt und den Rotorschatten dadurch stark abschwächt. Durch den Kappungswinkel wird insofern die Schattenreichweite auch über den höchsten Rotorpunkt begrenzt. Der Kappungswinkel ist im Hauptergebnis dokumentiert.

5.4 Geometrie für WEA und IP

In den Tabellen 2 bis 4 (Windenergieanlagen) sowie Tabelle 5 (Immissionspunkte) werden folgende Bezeichnungen verwendet:

h_s	= Nabenhöhe der WEA ü. Geländeoberkante (GOK),
$h_{s \text{ grd}}; h_{i \text{ grd}}$	= Höhe ü. NN für WEA - Fuß- bzw. Immissionspunkt,
$h_{s \text{ abs}}; h_{i \text{ abs}}$	= Höhe ü. NN für WEA - Nabe bzw. Immissionspunkt,
h_i	= Höhe des Immissionspunktes ü. GOK,
IP	= Immissionspunkt und
Dh	= Höhendifferenz zw. Nabenhöhe der WEA und dem IP.

Die Geometriegrößen sind in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht.

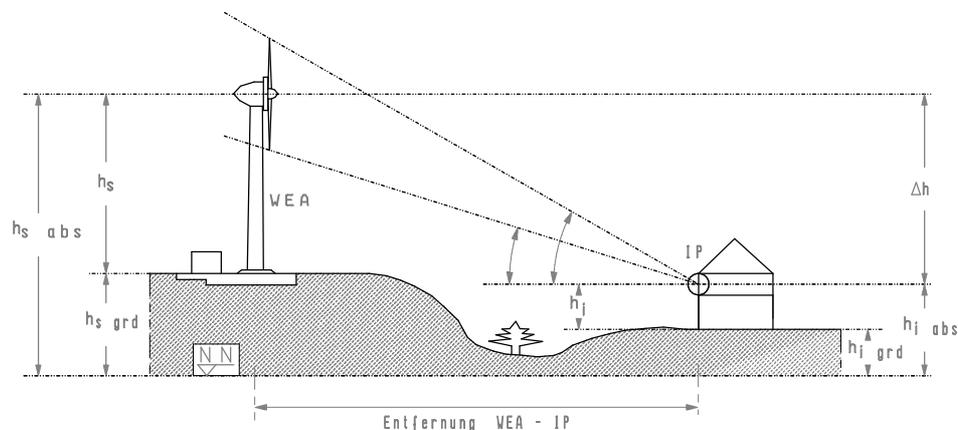


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

Bei der Ermittlung der Entfernungen zwischen den Immissionspunkten und den Windenergieanlagen bleibt der Abstand zwischen Rotorebene und Turmachse LAI-konform unberücksichtigt.

5.5 Gewächshausmodus

Bei den Berechnungen wird von frei eingestrahelten Immissionspunkten ausgegangen. Dies bedeutet, dass Verdeckungen durch Gebäudefronten am Immissionspunkt selbst, durch andere Gebäude und insbesondere durch Bewuchs unberücksichtigt bleiben.

Diese Betrachtungsweise wird auch als sog. Gewächshausmodus bezeichnet und wird allgemein als konservativ angesehen, weil die schützenswerten Gebäude in der Realität meist nur zwei Seiten mit Fenstern oder Glastüren besitzen, welche den emittierenden Windenergieanlagen zugewandt sind.

5.6 Hindernisse

Gem. LAI-Richtlinie dürfen dauerhafte natürliche und künstliche lichtundurchlässige Hindernisse, die den periodischen Schattenwurf von WEA begrenzen, berücksichtigt werden. Dies liegt in Ermessensspielraum der Genehmigungsbehörden.

Die Software windPRO berücksichtigt die Orographie über eine Sichtbarkeitsanalyse, d.h. ist die WEA vom Immissionspunkt aufgrund der Geländestruktur nicht zu sehen, so werden für diese WEA auch keine Schattenwurfzeiten berechnet.

Welche sonstigen Hindernisse gegebenenfalls berücksichtigt werden sollten, hängt davon ab, ob sicher anzunehmen ist, dass diese Hindernisse über die gesamte Lebensdauer der WEA bestehen bleiben. Im vorliegenden Fall werden keine weiteren Hindernisse berücksichtigt.

5.7 Berechnungsjahr

Gemäß LAI-Hinweisen Kap. 2 ist für das Summieren der Jahresstunden das Kalenderjahr mit 365 Tagen zugrunde zu legen.

Alle Zeitangaben werden durch die Software windPRO für ein mittleres Kalenderjahr berechnet. Eine interne Vergleichsrechnung über die mittlere Lebensdauer einer WEA von 20 Jahren ergab lediglich eine Varianz von 1 Minute bezogen auf die Start- und Endzeiten des Schattenwurfes. Bezogen auf die Beschattungsdauer an einzelnen Immissionspunkten ergaben sich hierbei minimale Schwankungen von 1 Minute pro Tag und 6 Minuten pro Jahr. Grundlage ist die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) für die Zeitzone +1 (Paris, Berlin). Hierbei wird von der Berechnungssoftware windPRO® die Umstellung auf die im Alltag verwendete Mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ) berücksichtigt.

5.8 Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario)

Für alle berechneten Werte der täglichen und jährlichen Schattenwurfdauer an einem IP (Std./Jahr; Min./Tag) gelten vorgenannte Randbedingungen. Es wird für die jeweils ermittelte Dauer üblicherweise angenommen, dass die Sonne ganzjährig von Sonnenauf- bis Sonnenuntergang scheint (astronomisch möglich, worst-case) und außer ggf. durch Geländekanten nicht abgeschirmt wird (vgl. Kap. 5.4). Für einen IP, der weiter von einer WEA liegt, wird die astronomisch mögliche Beschattungsdauer durch die berücksichtigten Einschränkungen [siehe Kapitel 5.2 (Beschattungsbereich) und 5.3 (3°-Kappung)] gegenüber der rein geometrischen Berechnung geringfügig verringert. Es wird für jeden Zeitpunkt angenommen, dass der Sonnen-Einstrahlwinkel und die Windrichtung in Bezug auf jede WEA und jeden IP übereinstimmen, was logischerweise nie gleichzeitig so sein kann. In dieser Betrachtungsweise erscheint jede WEA quasi als verschattende Kugel und nicht als Kreisfläche, die ggf. mit denen weiterer betrachteter WEA im Umfeld weitestgehend parallel stehen müssten. Dadurch wird die reale Schattenwurfdauer in der Regel in nicht unerheblichem Maß überschätzt.

6. Astronomisch mögliche und meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer

Die astronomisch mögliche Schattenwurfdauer stellt den theoretisch maximal möglichen Zeitraum dar, in dem Schattenwurf überhaupt auftreten kann (worst-case). Dieser Wert wird nur unter der Voraussetzung erreicht, dass die Sonne nie durch Bewölkung verdeckt wird. In der Realität fällt dieser Wert - je nach Standort - geringfügig bis deutlich niedriger aus.

Eine zweite Einschränkung wird bedingt durch die vorherrschende Windrichtung. Steht der Rotor der zu betrachtenden Windenergieanlage schräg zum Einstrahlwinkel, so wird der Schattenbereich schmaler. Abhängig von der Windstatistik und von der Ausrichtung der Immissionspunkte zu den Windenergieanlagen führt die Rotorschragstellungen zu einer Reduzierung der Schattenwurfzeiten um ca. 20 % bis 30 %.

Beide Einschränkungen werden jedoch bei den nachfolgenden Betrachtungen vernachlässigt. Dies führt zu einer konservativen Betrachtung. Statistische Daten belegen, dass die meteorologisch wahrscheinliche Rotorschattenwurfbelastung im Bereich von < 30 % der astronomisch möglichen Rotorschattenwurfzeiten liegt.

Statistische Grundlage für die Berechnung der meteorologisch wahrscheinlichen Beschattung sind die nächstgelegene DWD-Station mit Daten für die Sonnenscheinwahrscheinlichkeit Osnabrück sowie für die Windrichtungsverteilung der ERA5-Knotenpunkt N52,55_E08,05 (EMD-WRF EUR+).

7. Orientierungswerte

Störwirkungen werden personenbezogen mehr oder weniger stark empfunden. Aus diesem Grund hat ein vom Staatlichen Umweltamt Schleswig initiiertes Arbeitskreis umfangreiche Studien zur Bestimmung von tragbaren Immissionsgrenzen durchgeführt. Dies geschah mit bundesweiter Beteiligung von Vertretern aus Fachbehörden (Genehmigungsbehörden, Umweltämtern und Ministerien), der Universität Kiel mit einer umfassenden Feld- und Laborstudie^{4,5} sowie unter Mitwirkung einer Reihe von Sachverständigen (u. a. IEL GmbH) und Herstellervertretern. Dieses Zusammenwirken führte zur Grundlage der vom LAI erarbeiteten Empfehlungen, die von den Ländern unverändert so erlassen wurden.

Die hier herangezogenen Orientierungswerte von maximal **30 Stunden pro Jahr (worst-case)** (vgl. Kap. 4.7) bzw. von **maximal 30 Minuten pro Tag** entsprechen dem Stand der Technik und der Wissenschaft. Sie kommen gemäß der Empfehlung des Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI) bundesweit für die maßgeblichen Immissionsorte (vgl. Abschnitt 6) zur Anwendung.

Wird die Beurteilung oder werden behördliche Maßgaben für den Betrieb der Windenergieanlagen auf die real auftretende Rotorschattenwurfdauer abgestellt, so gilt ein zulässiger Orientierungswert von 8 Stunden Schattenwurf pro Jahr (real). Hinsichtlich der Einhaltung von Vorgaben sind in diesem Fall Betriebsprotokolle mit allen adäquaten Betriebsparametern vorzulegen.

8. Windenergieanlagen

Am Standort Gehrde ist die Errichtung und der Betrieb von drei Windenergieanlagen (WEA 02, WEA 03 und WEA 06) vom Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 mit einem Rotordurchmesser von 138,3 m geplant. In der Variante 1 soll für die WEA 02 eine Nabenhöhe von 149,0 m und 160,0 m für die WEA 03 und WEA 06 berücksichtigt werden. In der Variante 2 werden die drei geplanten WEA mit jeweils 160,0 m Nabenhöhe berücksichtigt. Im Zuge der Neuerrichtung der geplanten Anlagen sollen vier Bestands-WEA zurückgebaut werden (sog. Repowering).

Die Dokumentation der als Vorbelastung (VB) zu berücksichtigenden Windenergieanlagen (VB 01 bis VB 10) erfolgt in Kap. 8.3. Das Zusammenwirken der Vor- und Zusatzbelastung führt zur Gesamtbelastung (GB).

Die Lage der geplanten und der benachbarten Windenergieanlagen ist einer Übersichtskarte im Anhang zu entnehmen.

8.1 Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)

In Tabelle 1 sind die für die Schattenwurfberechnungen maßgeblichen technischen Angaben für den vom Auftraggeber geplanten Anlagentyp zusammengefasst.

Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Max. Blatttiefe [m]	Blatttiefe bei 90% Rotorradius [m]	Rotorschattenreichweite (RSRW) [m]
ENERCON E-138 EP3 E2	149,0	138,3	3,93	1,02	1.680
ENERCON E-138 EP3 E2	160,0	138,3	3,93	1,02	1.679

Tabelle 1: Technische Angaben des geplanten Anlagentyps

Die Koordinaten und Abmessungen der vom Auftraggeber geplanten WEA sind den nachfolgenden Tabellen 2 und 3 zu entnehmen.

Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung Variante 1)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h _s grd [m]	h _s [m]	h _s abs [m]	Rotor \varnothing [m]
		Rechtswert	Hochwert				
WEA 02	ENERCON E-138 EP3 E2	434.580	5.822.884	35,0	149,0	184,0	138,3
WEA 03	ENERCON E-138 EP3 E2	434.900	5.822.877	35,0	160,0	195,0	138,3
WEA 06	ENERCON E-138 EP3 E2	434.996	5.823.184	35,0	160,0	195,0	138,3

Tabelle 2: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen Variante 1

Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung Variante 2)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h _s grd [m]	h _s [m]	h _s abs [m]	Rotor Æ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
WEA 02	ENERCON E-138 EP3 E2	434.580	5.822.884	35,0	160,0	195,0	138,3
WEA 03	ENERCON E-138 EP3 E2	434.900	5.822.877	35,0	160,0	195,0	138,3
WEA 06	ENERCON E-138 EP3 E2	434.996	5.823.184	35,0	160,0	195,0	138,3

Tabelle 3: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen Variante 2

8.2 Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps

Es gibt grundsätzlich zwei unterschiedlich arbeitende Systeme am Markt. Zum einen gibt es Systeme, welche mit festen anlagenbezogenen Abschaltzeiten arbeiten. Hierfür wird vor Inbetriebnahme der geplanten Windenergieanlagen ein Abschaltzeitkalender erstellt. Dieser gibt für die betroffenen Windenergieanlagen die Einzeltage / Tagfolgen und die Uhrzeiten der erforderlichen Abschaltungen an. Dabei beziehen sich die Abschaltzeiten auf die worst-case-Beurteilung mit einem Orientierungswert von 30 Stunden pro Jahr (astronomisch möglich) und projektspezifisch auf einzelne bzw. alle geplanten Windenergieanlagen. Andere Systeme arbeiten mit dem kompletten Datensatz (alle Koordinaten der Windenergieanlagen und Immissionspunkte) und berechnen kontinuierlich, ob an den einzelnen Immissionspunkten Schattenwurf vorliegt. Sofern dies der Fall ist, wird je Immissionspunkt bis zum Erreichen des Orientierungswertes von realen 8 Stunden Schattenwurf pro Jahr der Betrieb der Anlage(n) aufrechterhalten, danach erfolgt bei Schattenwurf die Abschaltung. Der Betrieb von Anlagen, die mit diesem System arbeiten, ist i.d.R. zu protokollieren.

Der hier berücksichtigte Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 verwendet einen Datensatz mit anlagenbezogenen Abschaltzeiten. Ein entsprechendes Dokument (Technische Beschreibung / Schattenabschaltung ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4 / Dokument-ID.: D0229982-5 / 18.02.2020) ist dem Anhang zu entnehmen.

8.3 Weitere Windenergieanlagen bzw. Vorbelastung

Die Daten der weiteren Windenergieanlagen bzw. der als Vorbelastung zu berücksichtigenden Windenergieanlagen sind der nachfolgend aufgeführten Tabelle 3 zu entnehmen. Die dargestellten Höhen sind in Kap. 5.4 erläutert.

Weitere Windenergieanlagen bzw. Vorbelastung							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h _s grd [m]	h _s [m]	h _s abs [m]	Rotor Æ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
VB 01	ENERCON E-115	434.201	5.824.630	34,2	149,0	183,2	115,7
VB 02	ENERCON E-115	434.524	5.824.397	35,0	149,0	184,0	115,7
VB 03	ENERCON E-115	434.651	5.824.078	35,0	149,0	184,0	115,7
VB 04	ENERCON E-115	434.760	5.823.495	35,0	149,0	184,0	115,7
VB 05	ENERCON E-66 / 18.70	435.381	5.823.479	35,0	98,0	133,0	70,4
VB 06	ENERCON E-66 / 18.70	435.744	5.823.409	35,0	98,0	133,0	70,4
VB 07	ENERCON E-66 / 18.70	435.331	5.823.077	35,0	98,0	133,0	70,4
VB 08	ENERCON E-66 / 18.70	435.612	5.823.046	35,0	98,0	133,0	70,4
VB 09	ENERCON E-66 / 18.70	435.119	5.822.647	35,0	98,0	133,0	70,4
VB 10	ENERCON E-66 / 18.70	434.861	5.822.388	35,0	98,0	133,0	70,4

Tabelle 4: Daten der weiteren WEA bzw. der Vorbelastung, Koordinaten und Abmessungen

9. Immissionspunkte

Die zu berücksichtigenden Immissionspunkte (IP) stellen die nächstgelegene schutzwürdige Nutzung dar, an denen Überschreitungen der Orientierungswerte nicht auszuschließen sind.

Laut den WEA-Schattenwurf-Hinweisen² vom Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) sind maßgebliche Immissionsorte u. a.:

- Wohnräume, einschließlich Wohndielen
- Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungs- und ähnliche Arbeitsräume
- Direkt an Gebäuden beginnende Außenflächen (z.B. Terrassen und Balkone) sind schutzwürdigen Räumen tagsüber zwischen 06:00 - 22:00 Uhr gleichgestellt.

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die Bezeichnung und die Koordinaten der Immissionspunkte zusammengefasst. Die vertikale Lage wurde entsprechend der örtlichen Gegebenheiten mit 2 m Höhe über Geländeoberkante (h_i abs) angesetzt. Die Immissionspunkte werden mit einer Ausdehnung von 1,0x1,0 m berücksichtigt.

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		h_i grd [m]	h_i [m]	h_i abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	2,0	37,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	2,0	37,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	2,0	37,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	2,0	37,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	2,0	40,8
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	2,0	33,5
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	2,0	37,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	2,0	34,7
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	2,0	37,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	2,0	37,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	2,0	37,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	2,0	37,0
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	2,0	37,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	2,0	38,1
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	2,0	40,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	2,0	42,0
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	2,0	42,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	2,0	39,1

Tabelle 5: Koordinaten der zu berücksichtigenden Immissionspunkte

10. Rechenergebnisse und Beurteilung

Die hier nachfolgenden Ergebnisse gelten für explizit gewählte und frei eingestrahelte Einzelpunkte (Gewächshausmodus), ganzjährig unbewölkten Himmel und die jeweils ungünstigste Rotorstellung (worst-case).

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden mittels des vorliegenden Kartenmaterials ermittelt. Hierbei sind geringfügige Abweichungen von bis zu ca. 5 m zu erwarten, welche erfahrungsgemäß in den meisten Situationen keinen relevanten Einfluss auf die zu beurteilende Schattenwurfedauer haben, sondern hauptsächlich eine zeitliche Verschiebung der Schattenwurfereignisse bewirken. Diese liegt bei den gegebenen Abständen zwischen WEA und IP erfahrungsgemäß nicht über zwei bis drei Minuten.

10.1 Rechenergebnisse Variante 1

Die Berechnungsergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Bei der Überschreitung von Orientierungswerten sind die Ergebnisse jeweils grau unterlegt.

IP-Nr.	Adresse	Vorbelastung		Zusatzbelastung		Gesamtbelastung	
		Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 01	Butterweg 2	18:26	00:22	11:37	00:25	30:03	00:25
IP 02	Butterweg 4	14:45	00:21	35:44	00:37	50:29	00:37
IP 03	Butterweg 7	06:00	00:15	91:11	01:02	97:11	01:02
IP 04	Butterweg 9	05:18	00:14	55:18	00:58	60:36	00:58
IP 05	Klein Dreher Weg 4	02:28	00:13	59:47	00:44	62:15	00:44
IP 06	Pfarrlagerweg 6	68:22	00:38	78:02	01:17	146:24	01:17
IP 07	Pfarrlagerweg 3	20:59	00:19	20:04	00:34	41:03	00:34
IP 08	Pfarrlagerweg 6	21:41	00:32	61:09	00:53	82:37	00:53
IP 09	Forststraße 1	31:48	00:21	08:53	00:21	40:41	00:21
IP 10	Forststraße (2a)	58:23	00:42	46:59	00:41	105:21	00:42
IP 11	Forststraße 2	60:21	00:44	36:33	00:27	95:32	00:44
IP 12	Wenstrup 11	68:52	00:39	67:46	01:02	136:38	01:29
IP 13	Wenstrup 10	45:21	00:29	36:45	00:37	66:20	00:37
IP 14	Wenstrup 9	36:21	00:20	07:22	00:20	43:43	00:32
IP 15	Wenstrup 8	40:00	00:24	08:15	00:22	48:15	00:42
IP 16	Wenstrup 4	29:59	00:39	15:18	00:23	43:47	00:39
IP 17	Feldstraße 12	16:00	00:18	45:27	00:28	61:19	00:45
IP 18	Nellinghof 1	14:01	00:28	15:07	00:27	29:08	00:28

Tabelle 6: Astronomisch mögliche Schattenwurfdauer Variante 1

10.2 Beurteilung Variante 1

Zur Festsetzung der maximal zulässigen Rotorschattenwurfdauer bieten die vom LAI empfohlenen Beurteilungskriterien und Orientierungswerte von 30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr einen sinnvollen Rahmen.

Die Berechnungsergebnisse der Tabelle 6 zeigen, dass an den Immissionspunkten IP 06 sowie IP 08 bis IP 16 die Orientierungswerte von max. 30 Minuten pro Tag bzw. 30 Stunden pro Jahr durch die Vorbelastung überschritten werden.

Bei einer Überschreitung der Orientierungswerte durch die Vorbelastung ist sicherzustellen, dass der Betrieb der neu geplanten Windenergieanlagen (Zusatzbelastung) zu keiner Erhöhung der Rotorschattenwurfdauer führt.

An den Immissionspunkten IP 01 bis IP 05, IP 07 sowie IP 17 werden die zulässigen Orientierungswerte durch die Zusatzbelastung überschritten bzw. die Vorbelastung so weit angehoben, dass die Orientierungswerte überschritten werden.

An diesen Immissionspunkten ist die Zusatzbelastung so zu reduzieren, dass die Orientierungswerte (30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr worst-case bzw. 8 Stunden/Jahr real) eingehalten werden.

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 8.2) auszurüsten.

10.3 Rechenergebnisse Variante 2

Die Berechnungsergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Bei der Überschreitung von Orientierungswerten sind die Ergebnisse jeweils grau unterlegt.

IP-Nr.	Adresse	Vorbelastung		Zusatzbelastung		Gesamtbelastung	
		Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 01	Butterweg 2	18:26	00:22	11:37	00:25	30:03	00:25
IP 02	Butterweg 4	14:45	00:21	35:44	00:37	50:29	00:37
IP 03	Butterweg 7	06:00	00:15	93:27	01:04	99:27	01:04
IP 04	Butterweg 9	05:18	00:14	57:21	01:00	62:39	01:00
IP 05	Klein Drehler Weg 4	02:28	00:13	60:05	00:44	62:33	00:44
IP 06	Pfarrlagerweg 6	68:22	00:38	77:05	01:19	145:27	01:19
IP 07	Pfarrlagerweg 3	20:59	00:19	20:12	00:35	41:11	00:35
IP 08	Pfarrlagerweg 6	21:41	00:32	58:30	00:56	79:58	00:56
IP 09	Forststraße 1	31:48	00:21	08:49	00:21	40:37	00:21
IP 10	Forststraße (2a)	58:23	00:42	50:39	00:44	109:01	00:44
IP 11	Forststraße 2	60:21	00:44	40:25	00:38	99:24	00:44
IP 12	Wenstrup 11	68:52	00:39	67:17	01:01	136:09	01:27
IP 13	Wenstrup 10	45:21	00:29	36:45	00:37	66:20	00:37
IP 14	Wenstrup 9	36:21	00:20	07:22	00:20	43:43	00:32
IP 15	Wenstrup 8	40:00	00:24	08:15	00:22	48:15	00:42
IP 16	Wenstrup 4	29:59	00:39	15:18	00:23	43:47	00:39
IP 17	Feldstraße 12	16:00	00:18	45:18	00:28	61:10	00:45
IP 18	Nellinghof 1	14:01	00:28	10:25	00:22	24:26	00:28

Tabelle 7: Astronomisch mögliche Schattenwurfdauer Variante 2

10.4 Beurteilung Variante 2

Zur Festsetzung der maximal zulässigen Rotorschattenwurfdauer bieten die vom LAI empfohlenen Beurteilungskriterien und Orientierungswerte von 30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr einen sinnvollen Rahmen.

Die Berechnungsergebnisse der Tabelle 6 zeigen, dass an den Immissionspunkten IP 06 sowie IP 08 bis IP 16 die Orientierungswerte von max. 30 Minuten pro Tag bzw. 30 Stunden pro Jahr durch die Vorbelastung überschritten werden.

Bei einer Überschreitung der Orientierungswerte durch die Vorbelastung ist sicherzustellen, dass der Betrieb der neu geplanten Windenergieanlagen (Zusatzbelastung) zu keiner Erhöhung der Rotorschattenwurfdauer führt.

An den Immissionspunkten IP 01 bis IP 05, IP 07 sowie IP 17 werden die zulässigen Orientierungswerte durch die Zusatzbelastung überschritten bzw. die Vorbelastung so weit angehoben, dass die Orientierungswerte überschritten werden.

An diesen Immissionspunkten ist die Zusatzbelastung so zu reduzieren, dass die Orientierungswerte (30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr worst-case bzw. 8 Stunden/Jahr real) eingehalten werden.

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 8.2) auszurüsten.

Hinweis 1:

Detailliertere Ergebnisse der Vor-, Zusatz- und Gesamtbelastung für die beiden Nabhöhenvarianten können den Listen des Anhangs sowie der beigefügten CD-ROM entnommen werden. Im Anhang befinden sich auch jeweils zwei flächendeckende Darstellungen der Zusatz- und der Gesamtbelastung für die beiden geprüften Nabhöhenvarianten sowie der gemeinsamen Vorbelastung mit Isolinien für die herangezogenen Orientierungswerte. Für nicht explizit betrachtete Einwirkorte kann der entsprechende Jahreswert (Stunden/Jahr) diesen Darstellungen grob entnommen werden.

Dem Anhang sind neben den in den Tabellen 6 und 7 aufgeführten astronomisch möglichen Rotorschattenwurfzeiten (worst-case) die auf Grundlage statistischer Langzeitdaten (Windrichtungsverteilung und Sonnenscheindauer) ermittelten meteorologisch wahrscheinlichen Rotorschattenwurfzeiten zu entnehmen. Diese dienen nicht als Entscheidungsgrundlage bezüglich des Erfordernisses von Minderungsmaßnahmen. Sie sollen dem Auftraggeber lediglich ein Überblick über die im Mittel zu erwartenden Abschaltzeiten ermöglichen.

Hinweis: Bei Windparks mit verschiedenen Anlagentypen in der Vor- und der Zusatzbelastung kann es in Einzelfällen passieren, dass die meteorologisch wahrscheinlichen summierten Rotorschattenwurfzeiten der geplanten WEA innerhalb der Berechnung der Gesamtbelastung (s. Hauptergebnis Gesamtbelastung) anders ausfallen als innerhalb der Berechnung der Zusatzbelastung allein. Der Grund hierfür liegt in einer programmbedingten Mittelung der Anlauf- und Abschaltwindgeschwindigkeiten der unterschiedlichen Anlagentypen. Zur Beurteilung der meteorologisch wahrscheinlichen Abschaltzeiten sollten daher die berechneten Zeiten der Zusatzbelastung herangezogen werden.

Hinweis 2:

Die dargestellten Ergebnisse sowie die Beurteilung gelten ausschließlich für die hier betrachteten Anlagenkonfigurationen. Sollten sich Änderungen hinsichtlich der zu berücksichtigenden Planung, der Vorbelastung bzw. der zu beurteilenden Immissionspunkte ergeben, sind die ermittelten Ergebnisse nicht mehr gültig und es sind neue Berechnungen notwendig.

11. Qualität der Ergebnisse

Gemäß den LAI-Hinweisen sollte die Grundgenauigkeit der in die Prognose eingehenden geometrischen Parameter ± 3 m bis ± 10 m betragen. Dies wird in Prognosen der IEL GmbH durch das verwendete hochwertige Kartenmaterial (ATKIS-Daten über den onmaps-Dienst und ALKIS-Daten der Vermessungsämter, Höhenmodell auf Grundlage des EU-DEM; Pan-European DSM; V1.1) gewährleistet.

Des Weiteren soll die Bestimmung der Schattenwurfzeiten an einer Genauigkeit von 1 Minute pro Tag orientiert sein. Mit der verwendeten Software windPRO[®] werden die Schattenwurfzeiten mit einer Auflösung von 1 Minute berechnet.

12. Zusammenfassung

Am Standort Gehrde ist die Errichtung und der Betrieb von drei Windenergieanlagen (WEA 02, WEA 03 und WEA 06) vom Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 mit einem Rotordurchmesser von 138,3 m geplant. In der Variante 1 soll für die WEA 02 eine Nabenhöhe von 149,0 m und 160,0 m für die WEA 03 und WEA 06 berücksichtigt werden. In der Variante 2 werden die drei geplanten WEA mit jeweils 160,0 m Nabenhöhe berücksichtigt.

Aufgabe des vorliegenden Berichts war die Untersuchung der Zeitpunkte, der Dauer sowie der Zulässigkeit möglicher Beeinträchtigungen durch Rotorschattenwurf.

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte (s. Kapitel 10.1 bis 10.4) wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 8.2) auszurüsten.

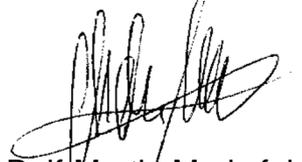
Je nach festgelegten Orientierungswerten (worst-case bzw. reale Schattenwurfdauer) und Spezifikation des Abschaltmoduls sind weitere Nachweise (Erstellung eines Abschaltzeitenkalenders vor Inbetriebnahme bzw. Betriebsprotokolle nach Inbetriebnahme) erforderlich.

Unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Vermeidungseinrichtung ist das Vorhaben aus gutachterlicher Sicht in Bezug auf beweglichen Schattenwurf genehmigungsfähig.

Der vorliegende Bericht zur Rotorschattenwurfberechnung umfasst 22 Textseiten und die im Anhangsverzeichnis aufgeführten Karten, Diagramme und Listen. Er darf nur in seiner Gesamtheit verwendet werden.

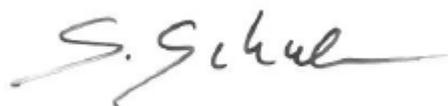
Aurich, 04. Juli 2022

Bericht verfasst durch



Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Geprüft und freigegeben durch



Sabine Schulz, Dipl.-Phys.
(Projektbearbeiterin Rotorschattenwurf)

Anhang

Übersichtskarte: Windenergieanlagen und Immissionspunkte (1 Seite / A3)

**Flächendeckende Darstellung „Vorbelastung / Variante 1 & 2“
„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)**

**Berechnungsergebnisse / Vorbelastung Variante 1 & 2
Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)**

**Flächendeckende Darstellung „Zusatzbelastung / Variante 1“
„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)**

**Flächendeckende Darstellung „Gesamtbelastung / Variante 1“
„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)**

**Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung Variante 1
Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)**

**Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung Variante 1
Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)**

**Flächendeckende Darstellung „Zusatzbelastung / Variante 2“
„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)**

**Flächendeckende Darstellung „Gesamtbelastung / Variante 2“
„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)**

**Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung Variante 2
Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)**

**Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung Variante 2
Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)**

Technische Dokumentation

Technische Dokumentation / Schattenabschaltung ENERCON Windenergieanlagen
EP1, EP2, EP3, EP4 / Dokument-ID.: D0229982-5 / 18.02.2020 (5 Seiten)

Literaturverzeichnis (1 Seite)

Externer Anhang / CD-ROM

Berechnungsergebnisse / Vorbelastung Variante 1 & 2

Shadow - Kalender IP (33 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (19 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung Variante 1

Shadow - Kalender IP (30 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (6 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung Variante 1

Shadow - Kalender IP (36 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (25 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung Variante 2

Shadow - Kalender IP (30 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (6 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung Variante 2

Shadow - Kalender IP (36 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (25 Seiten)



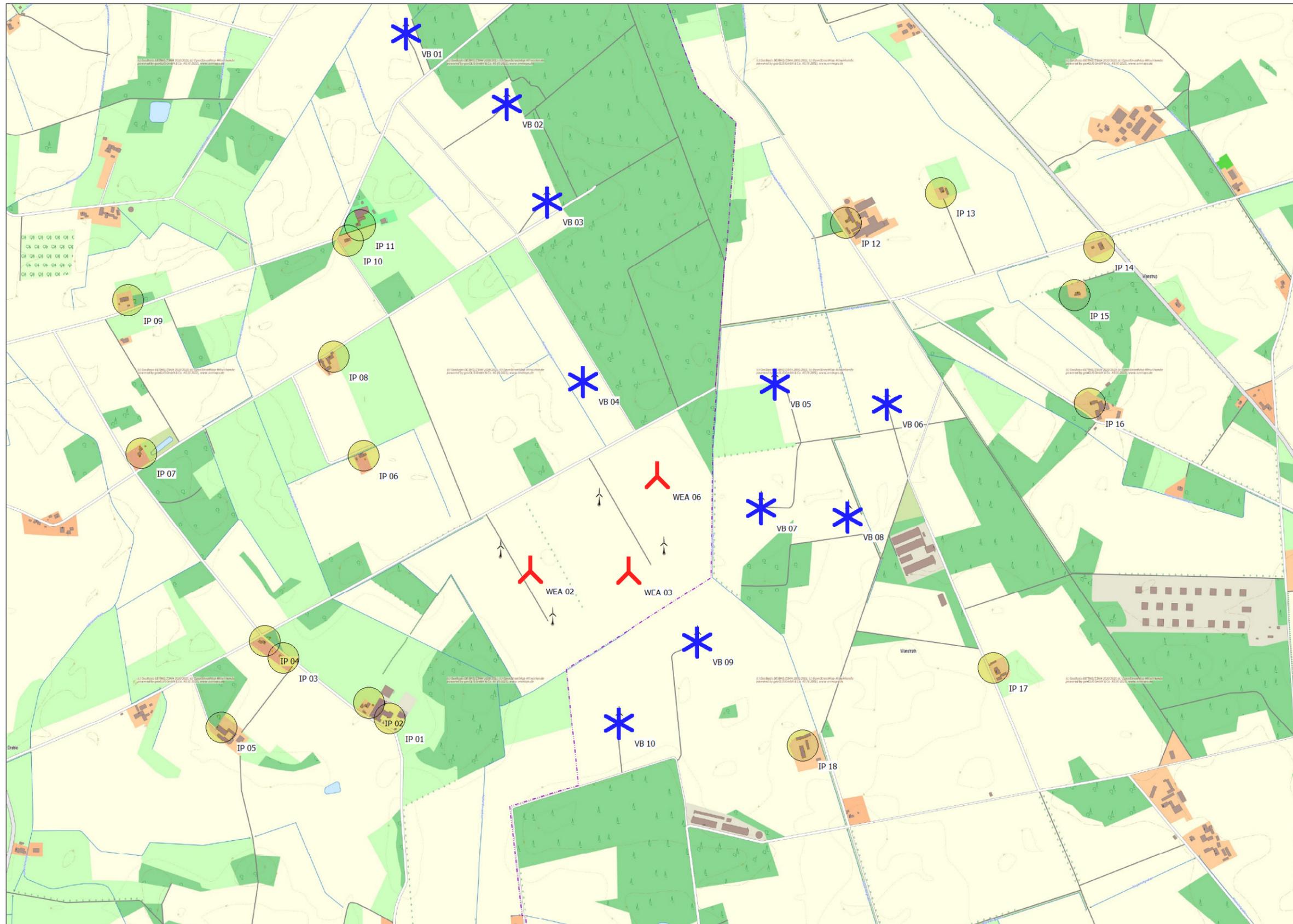
Übersichtskarte

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
Windenergieanlagen und
Immissionspunkte

Variante 1 + Variante 2



BASIS -
Karte
Berechnung:
Übersichtskarte V1 + V2

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
10.06.2022 10:33/3.5.584



⚡ Neue WEA * Existierende WEA 🟡 Schattenrezeptor

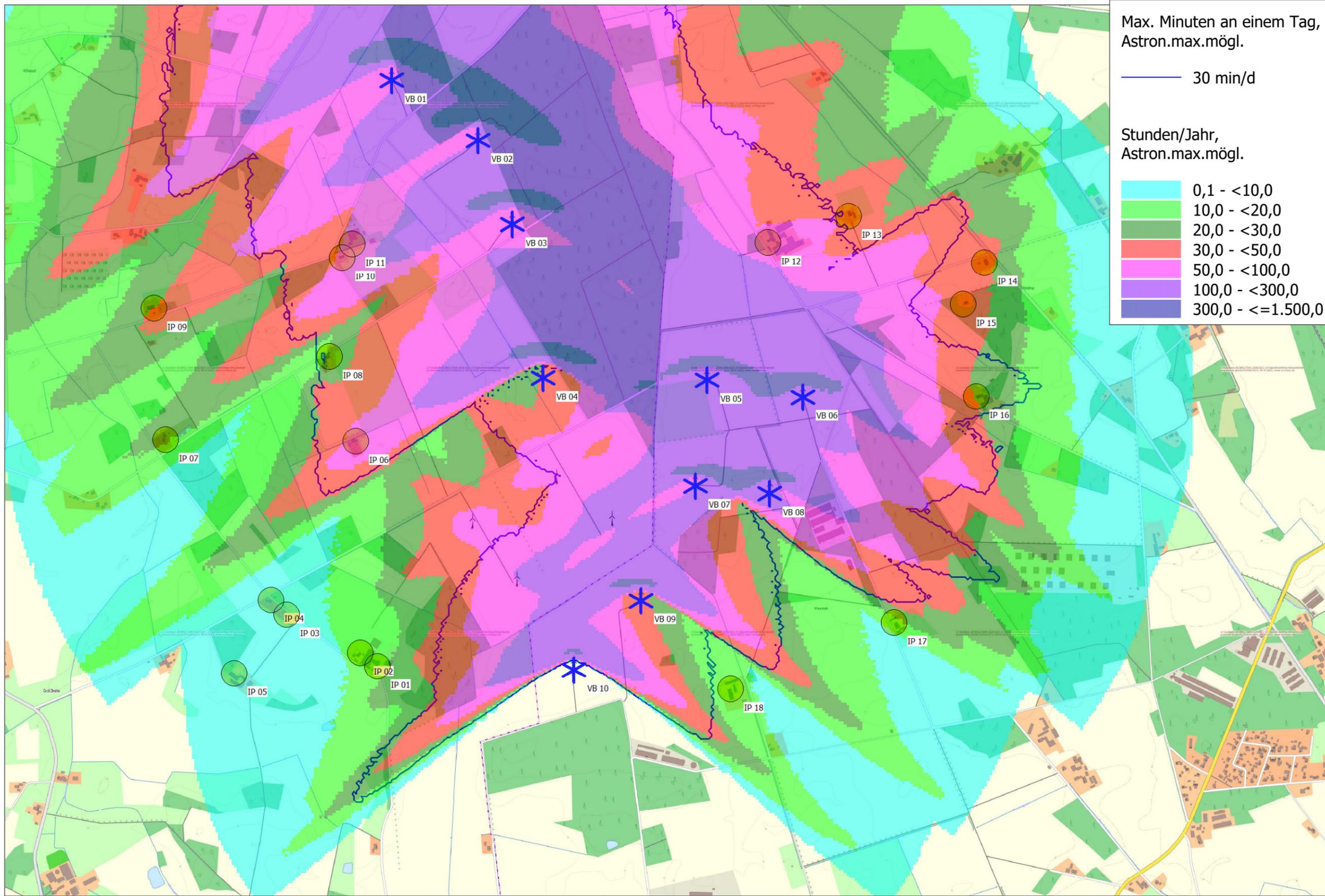
Karte: onmaps , Maßstab 1:12.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.000 Nord: 5.823.250



**Flächendeckende Darstellung
„Vorbelastung / Variante 1 & 2“**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Max. Minuten an einem Tag,
Astron.max.mögl.

— 30 min/d

Stunden/Jahr,
Astron.max.mögl.

0,1 - <10,0
10,0 - <20,0
20,0 - <30,0
30,0 - <50,0
50,0 - <100,0
100,0 - <300,0
300,0 - <=1.500,0

Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
Variante 1 + Variante 2

SHADOW - Karte
Berechnung:
Vorbelastung V1 + V2 / FD

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
10.06.2022 10:49/3.5.584



Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.250 Nord: 5.823.250

* Existierende WEA

● Schattenrezeptor

Höhe der Schattenkarte: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.1
Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenauflösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m





Berechnungsergebnisse
Vorbelastung / Variante 1 & 2

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Vorbelastung V1 + V2 / Hauptergebnis und Listen

Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

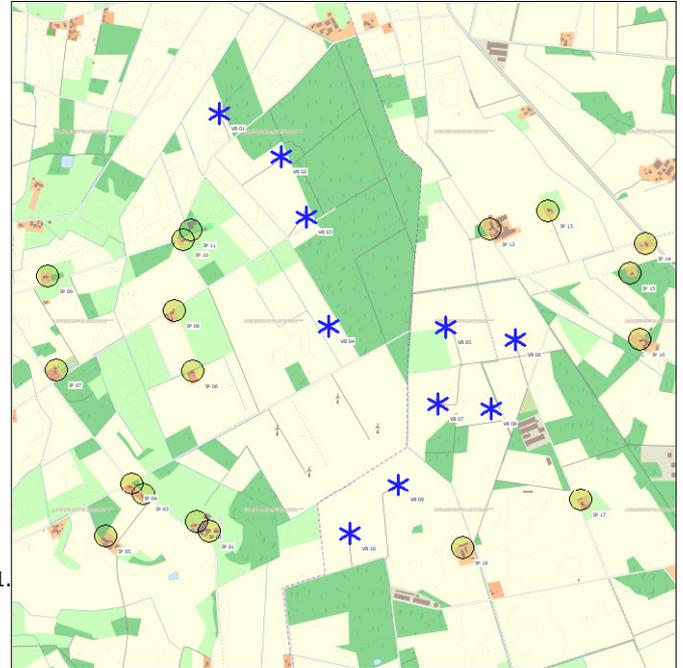
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [OSNABRUECK]
 Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
 1,46 2,92 3,38 5,27 7,12 5,77 6,28 6,09 4,43 3,05 1,96 1,04

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
 EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N52,55022_E008,052002 (10)

Betriebsdauer je Sektor
 N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
 362 366 455 614 524 419 596 1.271 1.505 940 738 491 8.280
 Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der Receptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf den folgenden Annahmen:
 Verwendete Höhenlinien: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.
 Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
 Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
 UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Maßstab 1:40.000
 * Existierende WEA ● Schattenrezeptor

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
VB 01	434.201	5.824.630	34,2	ENERCON __E-115 30...Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8	
VB 02	434.524	5.824.397	35,0	ENERCON __E-115 30...Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8	
VB 03	434.651	5.824.078	35,0	ENERCON __E-115 30...Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8	
VB 04	434.760	5.823.495	35,0	ENERCON __E-115 30...Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8	
VB 05	435.381	5.823.479	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	
VB 06	435.744	5.823.409	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	
VB 07	435.331	5.823.077	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	
VB 08	435.612	5.823.046	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	
VB 09	435.119	5.822.647	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	
VB 10	434.861	5.822.388	35,0	ENERCON __E-66 / 1... Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0	

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

(Fortsetzung nächste Seite)...



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Vorbelastung V1 + V2 / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
					[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 01	Butterweg 2	18:26	87	0:22	4:28	
IP 02	Butterweg 4	14:45	72	0:21	3:24	
IP 03	Butterweg 7	6:00	35	0:15	1:08	
IP 04	Butterweg 9	5:18	32	0:14	0:55	
IP 05	Klein Dreher Weg 4	2:28	16	0:13	0:30	
IP 06	Pfarrlagerweg 6	68:22	208	0:38	14:57	
IP 07	Pfarrlagerweg 3	20:59	79	0:19	5:13	
IP 08	Pfarrlagerweg 6	21:41	63	0:32	4:20	
IP 09	Forststraße 1	31:48	127	0:21	7:48	
IP 10	Forststraße (2a)	58:23	118	0:42	13:31	
IP 11	Forststraße 2	60:21	120	0:44	13:35	
IP 12	Wenstrup 11	68:52	172	0:39	13:09	
IP 13	Wenstrup 10	45:21	163	0:29	7:56	
IP 14	Wenstrup 9	36:21	179	0:20	5:58	
IP 15	Wenstrup 8	40:00	178	0:24	7:27	
IP 16	Wenstrup 4	29:59	95	0:39	6:25	
IP 17	Feldstraße 12	16:00	74	0:18	3:13	
IP 18	Nellinghof 1	14:01	38	0:28	3:16	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Erwartet [h/a]
VB 01	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (1)	12:41	2:56
VB 02	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (2)	43:45	10:41
VB 03	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (3)	114:37	28:42
VB 04	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (4)	144:32	30:39
VB 05	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (5)	60:22	8:17
VB 06	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (6)	28:52	5:45
VB 07	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (7)	29:40	6:04
VB 08	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (8)	25:17	3:24
VB 09	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (9)	22:05	4:54
VB 10	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (10)	48:40	8:55

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.

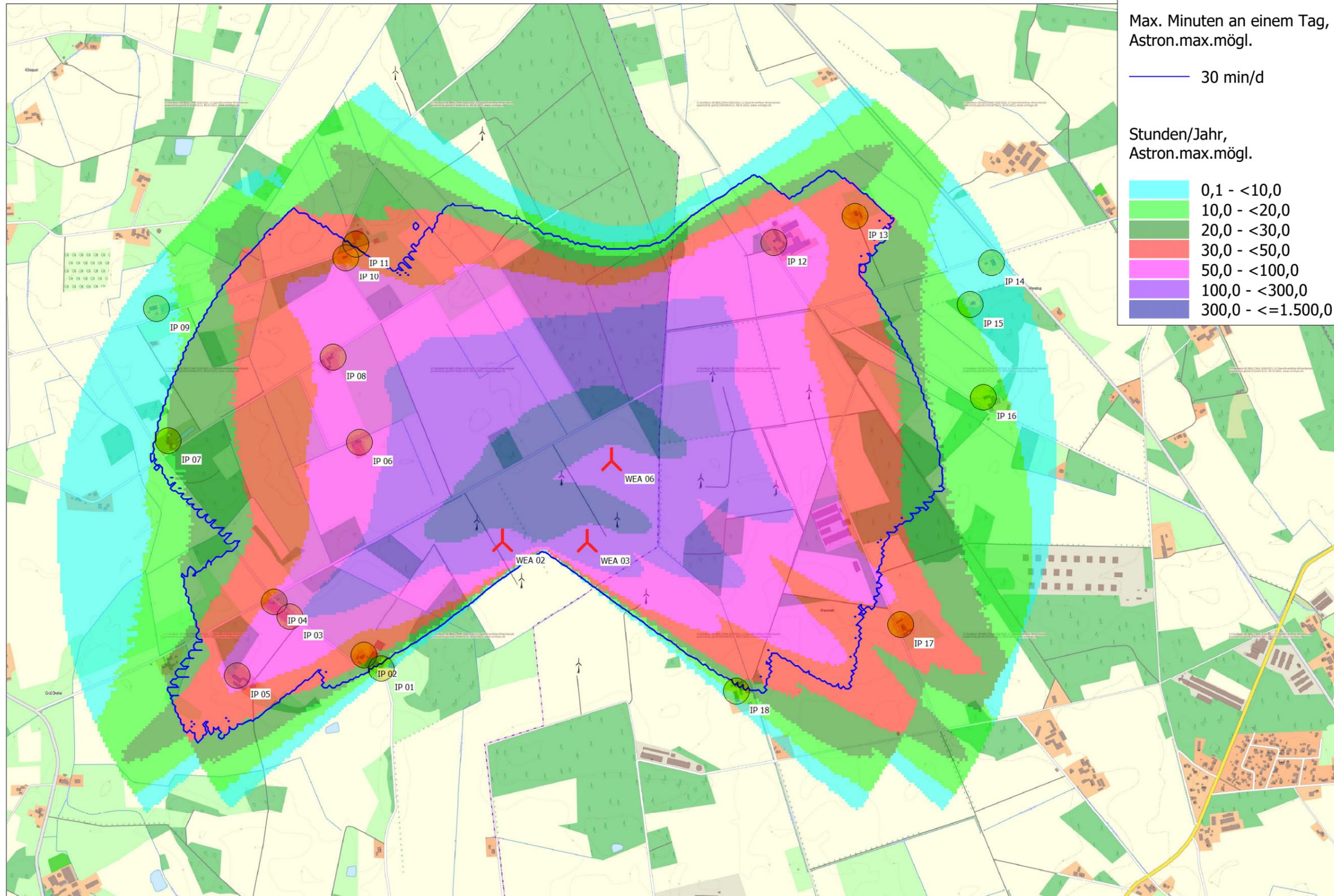
Die Berechnung der Gesamtsumme für einen Rezeptor arbeitet mit einer gemittelten Richtungskorrektur für alle WEA, die an einem gegebenen Tag zur Beschattung beitragen. Wenn der Schattenwurf durch mehrere WEA an einem Tag nicht gleichzeitig stattfindet, kann die so ermittelte Summe geringfügig von der Summe der Beschattungszeiten abweichen, die für die individuellen WEA berechnet werden.



**Flächendeckende Darstellung
„Zusatzbelastung / Variante 1“**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Max. Minuten an einem Tag,
Astron.max.mögl.

— 30 min/d

Stunden/Jahr,
Astron.max.mögl.

0,1 - <10,0
10,0 - <20,0
20,0 - <30,0
30,0 - <50,0
50,0 - <100,0
100,0 - <300,0
300,0 - <=1.500,0

Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
Variante 1
WEA 02 mit 149,0 m
Nabenhöhe
WEA 03 + 06 mit 160,0 m
Nabenhöhe

SHADOW -
Karte
Berechnung:
Zusatzbelastung V1 / FD

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
10.06.2022 11:01/3.5.584



Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.250 Nord: 5.823.250

Neue WEA

Schattenrezeptor

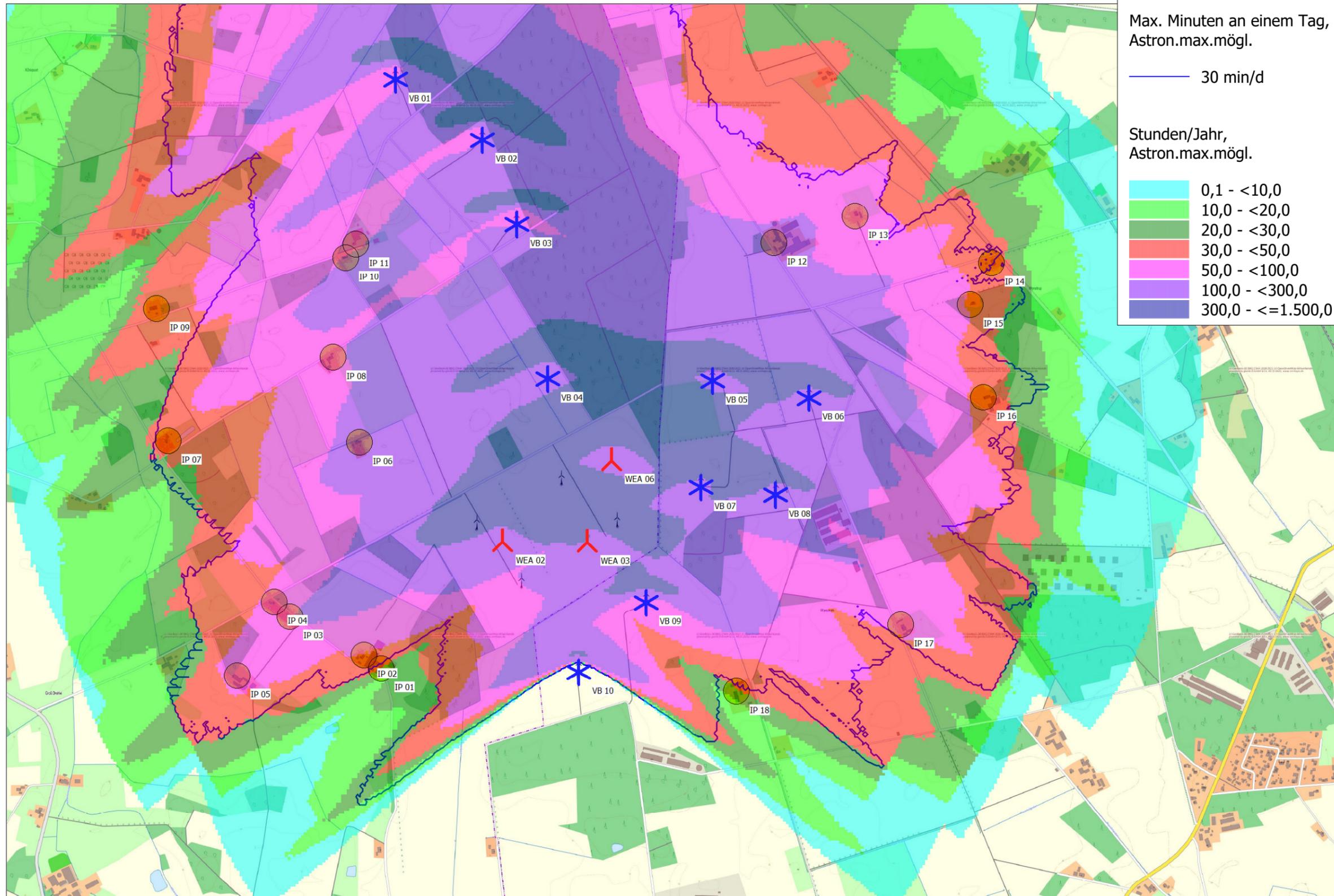
Höhe der Schattenkarte: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.1
Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenauflösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m



**Flächendeckende Darstellung
„Gesamtbelastung / Variante 1“**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
 Variante 1
 WEA 02 mit 149,0 m
 Nabenhöhe
 WEA 03 + 06 mit 160,0 m
 Nabenhöhe

SHADOW -
Karte
Berechnung:
 Gesamtbelastung V1 / FD

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
 Kirchdorfer Straße 26
 DE-26603 Aurich
 +49 4941 9558 0
 RMM / mail@iel-gmbh.de
 Berechnet:
 10.06.2022 11:14/3.5.584



0 250 500 750 1000m

Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.250 Nord: 5.823.250

⚡ Neue WEA

* Existierende WEA

📍 Schattenrezeptor

Höhe der Schattenkarte: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.1

Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenauflösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m



Berechnungsergebnisse
Zusatzbelastung / Variante 1

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Projekt: **Gehrde**
4743-22-S2

Beschreibung:
 Variante 1
 WEA 02 mit 149,0 m Nabenhöhe
 WEA 03 + 06 mit 160,0 m Nabenhöhe

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
 Kirchdorfer Straße 26
 DE-26603 Aurich
 +49 4941 9558 0
 RMM / mail@iel-gmbh.de
 Berechnet:
 10.06.2022 11:24/3.5.584



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Zusatzbelastung V1 / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

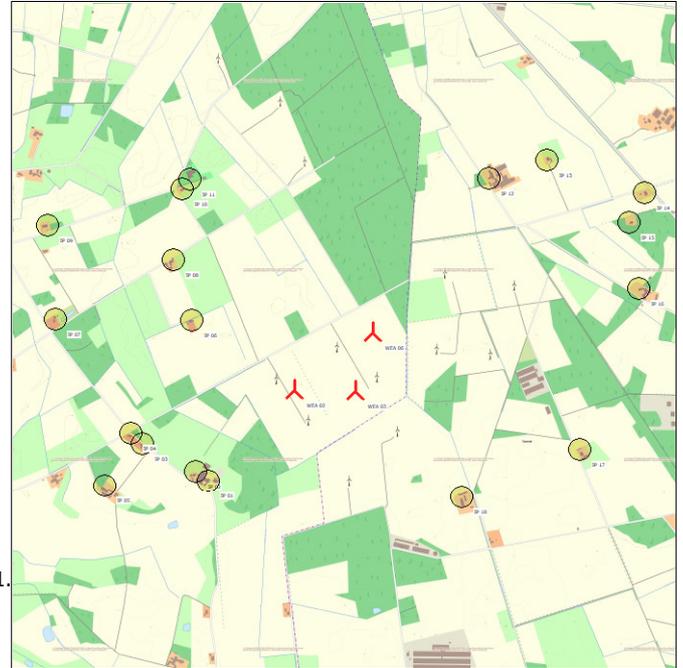
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [OSNABRUECK]
 Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
 1,46 2,92 3,38 5,27 7,12 5,77 6,28 6,09 4,43 3,05 1,96 1,04

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
 EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N52,55022_E008,052002 (10)

Betriebsdauer je Sektor
 N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
 378 382 476 642 547 438 624 1.329 1.574 983 772 513 8.658
 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: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.
 Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
 Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
 UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Neue WEA

Schattenrezeptor

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Ak-tuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]				[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
WEA 02	434.580	5.822.884	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	149,0	1.680	10,8
WEA 03	434.900	5.822.877	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 06	434.996	5.823.184	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Projekt: **Gehrde**
4743-22-S2

Beschreibung:
 Variante 1
 WEA 02 mit 149,0 m Nabenhöhe
 WEA 03 + 06 mit 160,0 m Nabenhöhe

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
 Kirchdorfer Straße 26
 DE-26603 Aurich
 +49 4941 9558 0
 RMM / mail@iel-gmbh.de
 Berechnet:
 10.06.2022 11:24/3.5.584



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Zusatzbelastung V1 / Hauptergebnis und Listen

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

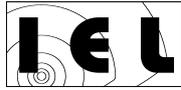
Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 01	Butterweg 2	11:37	35	0:25	2:53	
IP 02	Butterweg 4	35:44	69	0:37	9:25	
IP 03	Butterweg 7	91:11	126	1:02	24:57	
IP 04	Butterweg 9	55:18	93	0:58	15:37	
IP 05	Klein Drehler Weg 4	59:47	105	0:44	16:25	
IP 06	Pfarrlagerweg 6	78:02	116	1:17	13:46	
IP 07	Pfarrlagerweg 3	20:04	58	0:34	3:36	
IP 08	Pfarrlagerweg 6	61:09	130	0:53	8:12	
IP 09	Forststraße 1	8:53	33	0:21	1:19	
IP 10	Forststraße (2a)	46:59	110	0:41	4:53	
IP 11	Forststraße 2	36:33	105	0:27	3:47	
IP 12	Wenstrup 11	67:46	82	1:02	7:53	
IP 13	Wenstrup 10	36:45	89	0:37	4:35	
IP 14	Wenstrup 9	7:22	28	0:20	1:30	
IP 15	Wenstrup 8	8:15	29	0:22	1:39	
IP 16	Wenstrup 4	15:18	56	0:23	3:07	
IP 17	Feldstraße 12	45:27	121	0:28	10:12	
IP 18	Nellinghof 1	15:07	42	0:27	3:02	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name		Maximal	Erwartet
			[h/a]	[h/a]
WEA 02	ENERCON ___E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O!	NH: 149,0 m (Ges:218,1 m) (2)	249:38	49:57
WEA 03	ENERCON ___E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O!	NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (3)	205:37	39:01
WEA 06	ENERCON ___E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O!	NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (4)	218:59	42:37

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.

Die Berechnung der Gesamtsumme für einen Rezeptor arbeitet mit einer gemittelten Richtungskorrektur für alle WEA, die an einem gegebenen Tag zur Beschattung beitragen. Wenn der Schattenwurf durch mehrere WEA an einem Tag nicht gleichzeitig stattfindet, kann die so ermittelte Summe geringfügig von der Summe der Beschattungszeiten abweichen, die für die individuellen WEA berechnet werden.



Berechnungsergebnisse
Gesamtbelastung / Variante 1

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung V1 / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

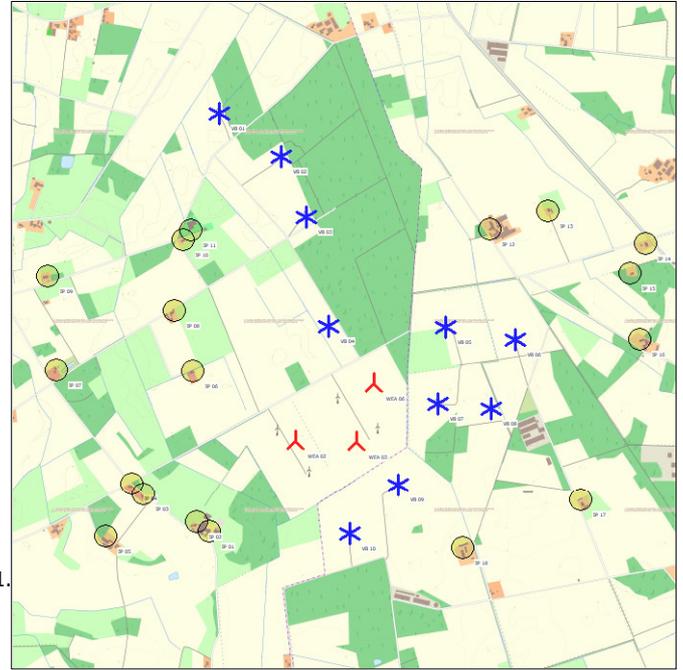
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [OSNABRUECK]
 Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
 1,46 2,92 3,38 5,27 7,12 5,77 6,28 6,09 4,43 3,05 1,96 1,04

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
 EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N52,55022_E008,052002 (10)

Betriebsdauer je Sektor
 N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
 366 369 460 621 529 423 603 1.285 1.521 950 746 496 8.367
 Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der Receptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf den folgenden Annahmen:
 Verwendete Höhenlinien: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.
 Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
 Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
 UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Maßstab 1:40.000
 ▲ Neue WEA ★ Existierende WEA ● Schattenrezeptor

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich [m]	U/min
			[m]									
VB 01	434.201	5.824.630	34,2	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 02	434.524	5.824.397	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 03	434.651	5.824.078	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 04	434.760	5.823.495	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 05	435.381	5.823.479	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 06	435.744	5.823.409	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 07	435.331	5.823.077	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 08	435.612	5.823.046	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 09	435.119	5.822.647	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 10	434.861	5.822.388	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
WEA 02	434.580	5.822.884	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	149,0	1.680	10,8
WEA 03	434.900	5.822.877	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 06	434.996	5.823.184	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

(Fortsetzung nächste Seite)...

Projekt: **Gehrde**
4743-22-S2

Beschreibung:
 Variante 1
 WEA 02 mit 149,0 m Nabenhöhe
 WEA 03 + 06 mit 160,0 m Nabenhöhe

Lizenziertes Anwender:
IEL GmbH
 Kirchdorfer Straße 26
 DE-26603 Aurich
 +49 4941 9558 0
 RMM / mail@iel-gmbh.de
 Berechnet:
 10.06.2022 11:28/3.5.584



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung V1 / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
					[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 01	Butterweg 2	30:03	122	0:25	7:19	
IP 02	Butterweg 4	50:29	133	0:37	12:32	
IP 03	Butterweg 7	97:11	161	1:02	25:15	
IP 04	Butterweg 9	60:36	125	0:58	15:59	
IP 05	Klein Drehler Weg 4	62:15	121	0:44	16:21	
IP 06	Pfarrlagerweg 6	146:24	292	1:17	28:18	
IP 07	Pfarrlagerweg 3	41:03	137	0:34	8:41	
IP 08	Pfarrlagerweg 6	82:37	183	0:53	12:11	
IP 09	Forststraße 1	40:41	160	0:21	9:04	
IP 10	Forststraße (2a)	105:21	218	0:42	17:58	
IP 11	Forststraße 2	95:32	210	0:44	16:53	
IP 12	Wenstrup 11	136:38	204	1:29	21:10	
IP 13	Wenstrup 10	66:20	182	0:37	10:42	
IP 14	Wenstrup 9	43:43	189	0:32	7:29	
IP 15	Wenstrup 8	48:15	182	0:42	9:09	
IP 16	Wenstrup 4	43:47	124	0:39	9:14	
IP 17	Feldstraße 12	61:19	158	0:45	13:06	
IP 18	Nellinghof 1	29:08	80	0:28	6:13	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Erwartet [h/a]
VB 01	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (1)	12:41	2:57
VB 02	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (2)	43:45	10:48
VB 03	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (3)	114:37	29:00
VB 04	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (4)	144:32	30:58
VB 05	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (5)	60:22	8:22
VB 06	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (6)	28:52	5:48
VB 07	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (7)	29:40	6:08
VB 08	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (8)	25:17	3:26
VB 09	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (9)	22:05	4:57
VB 10	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (10)	48:40	9:00
WEA 02	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 149,0 m (Ges:218,1 m) (2)	249:38	48:16
WEA 03	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (3)	205:37	37:43
WEA 06	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (4)	218:59	41:11

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.

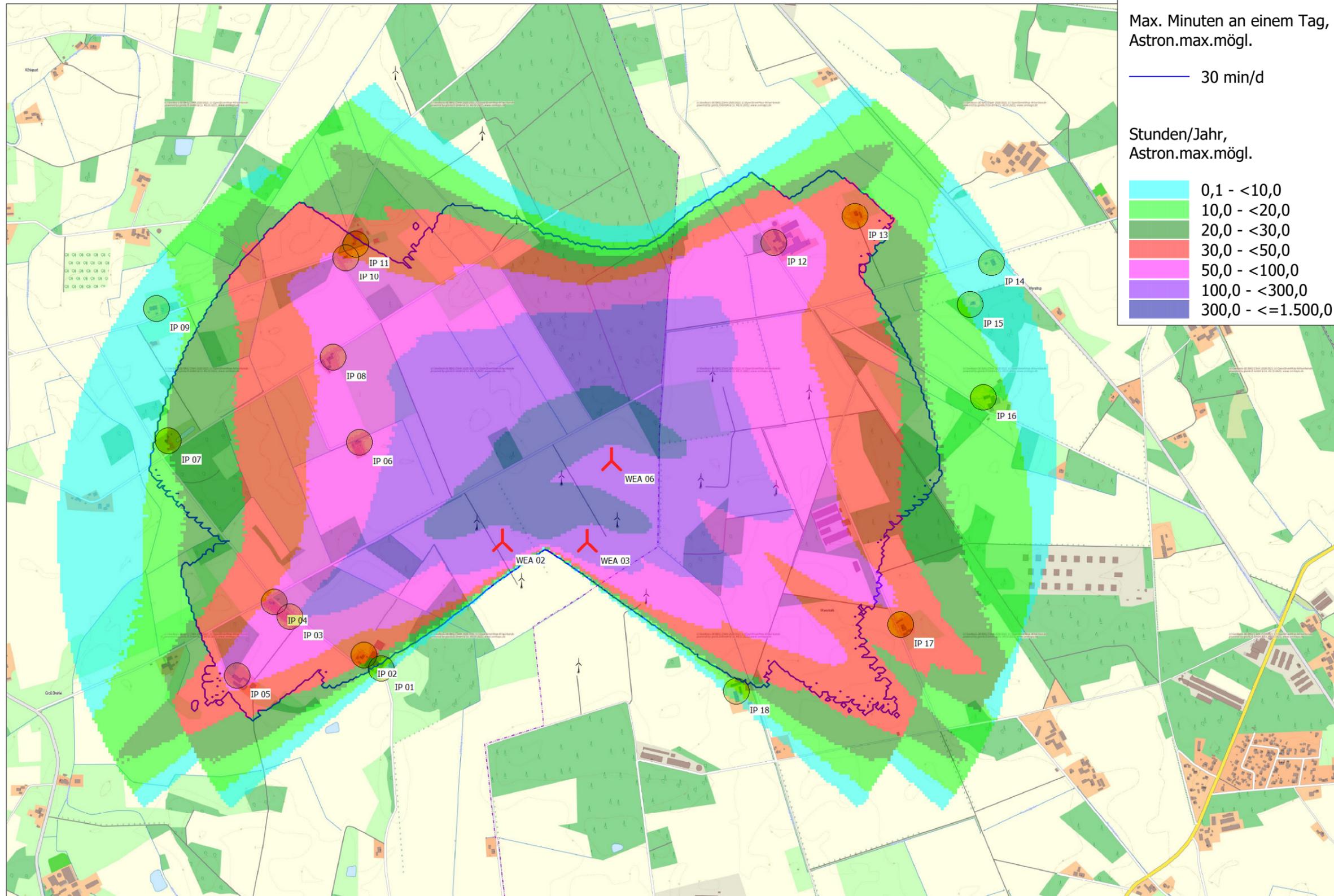
Die Berechnung der Gesamtsumme für einen Rezeptor arbeitet mit einer gemittelten Richtungskorrektur für alle WEA, die an einem gegebenen Tag zur Beschattung beitragen. Wenn der Schattenwurf durch mehrere WEA an einem Tag nicht gleichzeitig stattfindet, kann die so ermittelte Summe geringfügig von der Summe der Beschattungszeiten abweichen, die für die individuellen WEA berechnet werden.



**Flächendeckende Darstellung
„Zusatzbelastung / Variante 2“**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Max. Minuten an einem Tag,
Astron.max.mögl.

— 30 min/d

Stunden/Jahr,
Astron.max.mögl.

0,1 - <10,0
10,0 - <20,0
20,0 - <30,0
30,0 - <50,0
50,0 - <100,0
100,0 - <300,0
300,0 - <=1.500,0

Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
Variante 2
Alle drei geplanten WEA mit
160,0 m Nabenhöhe

SHADOW - Karte
Berechnung:
Zusatzbelastung V2 / FD

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
10.06.2022 11:37/3.5.584



0 250 500 750 1000m

Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.250 Nord: 5.823.250

Neue WEA

Schattenrezeptor

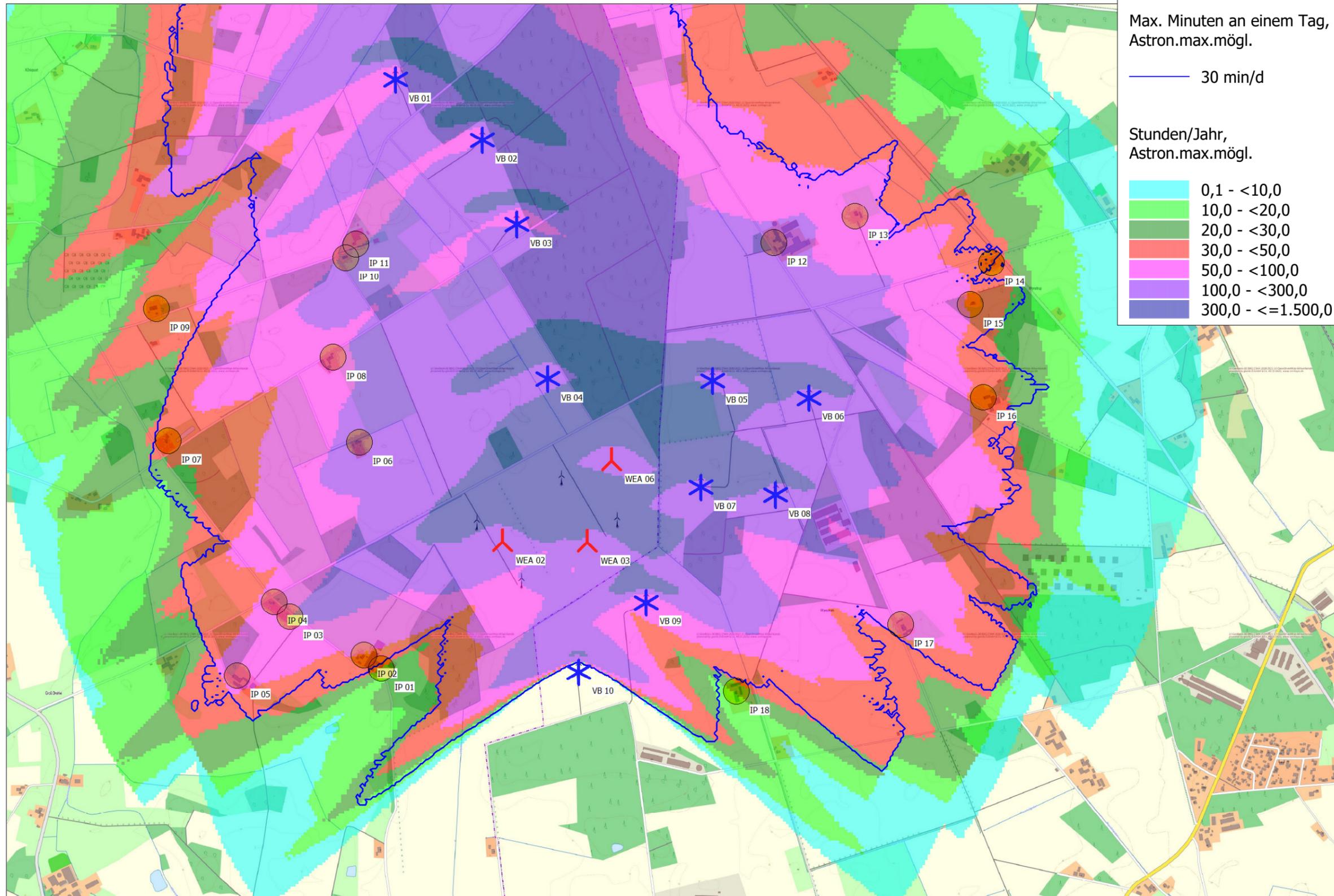
Höhe der Schattenkarte: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.1
Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenauflösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m



**Flächendeckende Darstellung
„Gesamtbelastung / Variante 2“**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Max. Minuten an einem Tag,
Astron.max.mögl.

— 30 min/d

Stunden/Jahr,
Astron.max.mögl.

0,1 - <10,0
10,0 - <20,0
20,0 - <30,0
30,0 - <50,0
50,0 - <100,0
100,0 - <300,0
300,0 - <=1.500,0

Projekt:
Gehrde
4743-22-S2

Beschreibung:
Variante 2
Alle drei geplanten WEA mit
160,0 m Nabenhöhe

SHADOW - Karte
Berechnung:
Gesamtbelastung V2 / FD

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
10.06.2022 11:50/3.5.584



▲ Neue WEA
 ✱ Existierende WEA
 ● Schattenrezeptor

Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 435.250 Nord: 5.823.250
 Höhe der Schattenkarte: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.1
 Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenauflösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m



Berechnungsergebnisse
Zusatzbelastung / Variante 2

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Zusatzbelastung V2 / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

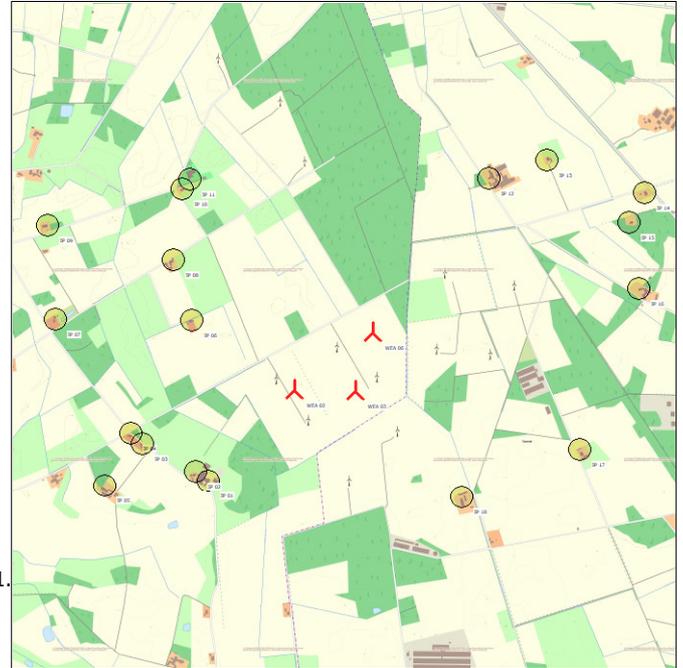
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [OSNABRUECK]
 Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
 1,46 2,92 3,38 5,27 7,12 5,77 6,28 6,09 4,43 3,05 1,96 1,04

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
 EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N52,55022_E008,052002 (10)

Betriebsdauer je Sektor
 N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
 379 382 476 643 548 438 624 1.330 1.575 984 772 513 8.664
 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: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.
 Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
 Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
 UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Maßstab 1:40.000
 Neue WEA Schattenrezeptor

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]				[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
WEA 02	434.580	5.822.884	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 03	434.900	5.822.877	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 06	434.996	5.823.184	35,0	ENERCON __E-138 E...	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Zusatzbelastung V2 / Hauptergebnis und Listen

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

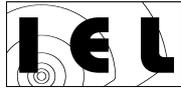
Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 01	Butterweg 2	11:37	35	0:25	2:53	
IP 02	Butterweg 4	35:44	69	0:37	9:25	
IP 03	Butterweg 7	93:27	126	1:04	25:28	
IP 04	Butterweg 9	57:21	93	1:00	16:13	
IP 05	Klein Drehler Weg 4	60:05	105	0:44	16:27	
IP 06	Pfarrlagerweg 6	77:05	110	1:19	13:38	
IP 07	Pfarrlagerweg 3	20:12	56	0:35	3:39	
IP 08	Pfarrlagerweg 6	58:30	120	0:56	8:04	
IP 09	Forststraße 1	8:49	33	0:21	1:19	
IP 10	Forststraße (2a)	50:39	110	0:44	5:12	
IP 11	Forststraße 2	40:25	105	0:38	4:05	
IP 12	Wenstrup 11	67:17	82	1:01	7:53	
IP 13	Wenstrup 10	36:45	89	0:37	4:35	
IP 14	Wenstrup 9	7:22	28	0:20	1:30	
IP 15	Wenstrup 8	8:15	29	0:22	1:39	
IP 16	Wenstrup 4	15:18	56	0:23	3:07	
IP 17	Felsdstraße 12	45:18	119	0:28	10:11	
IP 18	Nellinghof 1	10:25	35	0:22	2:04	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Erwartet [h/a]
WEA 03 ENERCON ___E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (6)	205:37	39:03	
WEA 06 ENERCON ___E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (7)	218:59	42:38	

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.

Die Berechnung der Gesamtsumme für einen Rezeptor arbeitet mit einer gemittelten Richtungskorrektur für alle WEA, die an einem gegebenen Tag zur Beschattung beitragen. Wenn der Schattenwurf durch mehrere WEA an einem Tag nicht gleichzeitig stattfindet, kann die so ermittelte Summe geringfügig von der Summe der Beschattungszeiten abweichen, die für die individuellen WEA berechnet werden.



Berechnungsergebnisse
Gesamtbelastung / Variante 2

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung V2 / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

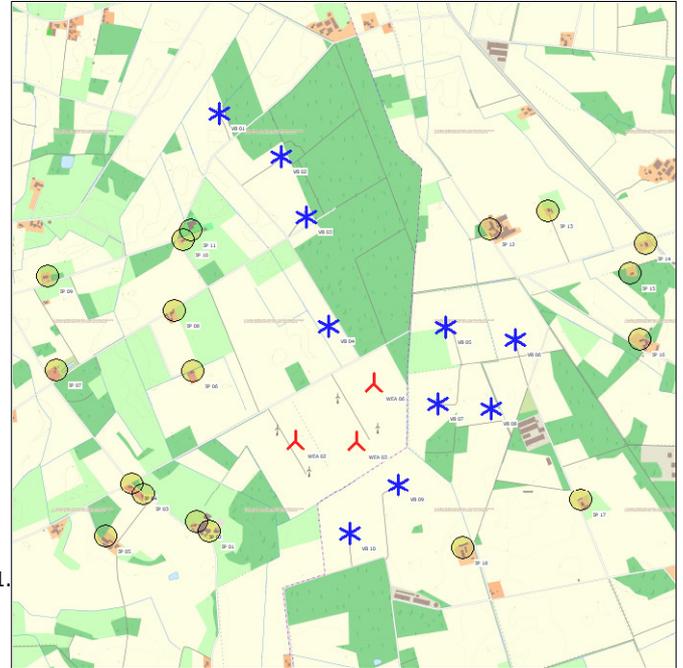
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [OSNABRUECK]
 Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
 1,46 2,92 3,38 5,27 7,12 5,77 6,28 6,09 4,43 3,05 1,96 1,04

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
 EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N52,55022_E008,052002 (10)

Betriebsdauer je Sektor
 N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe
 366 369 460 621 529 423 603 1.285 1.521 950 746 496 8.369
 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: EU-DEM: Pan-European DSM - 25m grid - Version 1.
 Hindernisse in Berechnung nicht verwendet
 Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
 UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Maßstab 1:40.000
 Neue WEA (red triangle), Existierende WEA (blue asterisk), Schattenrezeptor (yellow circle)

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich [m]	U/min
			[m]								[m]	[U/min]
VB 01	434.201	5.824.630	34,2	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 02	434.524	5.824.397	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 03	434.651	5.824.078	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 04	434.760	5.823.495	35,0	ENERCON __E-115 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-115-3.000	3.000	115,7	149,0	2.066	12,8
VB 05	435.381	5.823.479	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 06	435.744	5.823.409	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 07	435.331	5.823.077	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 08	435.612	5.823.046	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 09	435.119	5.822.647	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
VB 10	434.861	5.822.388	35,0	ENERCON __E-66 / ... Ja	Ja	ENERCON	__E-66 / 18.70 -3-1.800	1.800	70,4	98,0	1.486	22,0
WEA 02	434.580	5.822.884	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 03	434.900	5.822.877	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 06	434.996	5.823.184	35,0	ENERCON __E-138 ... Ja	Ja	ENERCON	__E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8

Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Butterweg 2	434.118	5.822.411	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Butterweg 4	434.052	5.822.462	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Butterweg 7	433.776	5.822.612	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Butterweg 9	433.716	5.822.668	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Klein Drehler Weg 4	433.573	5.822.391	38,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Pfarrlagerweg 6	434.046	5.823.264	31,5	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Pfarrlagerweg 3	433.325	5.823.280	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Pfarrlagerweg 6	433.952	5.823.585	32,7	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Forststraße 1	433.288	5.823.778	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Forststraße (2a)	434.004	5.823.960	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Forststraße 2	434.044	5.824.010	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Wenstrup 11	435.619	5.823.996	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

(Fortsetzung nächste Seite)...



SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung V2 / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
					[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 13	Wenstrup 10	435.928	5.824.090	35,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Wenstrup 9	436.440	5.823.908	36,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Wenstrup 8	436.358	5.823.752	38,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Wenstrup 4	436.402	5.823.402	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Feldstraße 12	436.080	5.822.550	40,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Nellinghof 1	435.456	5.822.306	37,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 01	Butterweg 2	30:03	122	0:25	7:19	
IP 02	Butterweg 4	50:29	133	0:37	12:32	
IP 03	Butterweg 7	99:27	161	1:04	25:44	
IP 04	Butterweg 9	62:39	125	1:00	16:33	
IP 05	Klein Dreher Weg 4	62:33	121	0:44	16:23	
IP 06	Pfarrlagerweg 6	145:27	291	1:19	28:11	
IP 07	Pfarrlagerweg 3	41:11	135	0:35	8:44	
IP 08	Pfarrlagerweg 6	79:58	173	0:56	12:04	
IP 09	Forststraße 1	40:37	160	0:21	9:05	
IP 10	Forststraße (2a)	109:01	218	0:44	18:15	
IP 11	Forststraße 2	99:24	210	0:44	17:09	
IP 12	Wenstrup 11	136:09	204	1:27	21:10	
IP 13	Wenstrup 10	66:20	182	0:37	10:42	
IP 14	Wenstrup 9	43:43	189	0:32	7:29	
IP 15	Wenstrup 8	48:15	182	0:42	9:09	
IP 16	Wenstrup 4	43:47	124	0:39	9:14	
IP 17	Feldstraße 12	61:10	158	0:45	13:04	
IP 18	Nellinghof 1	24:26	73	0:28	5:18	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Erwartet [h/a]
VB 01	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (1)	12:41	2:58
VB 02	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (2)	43:45	10:48
VB 03	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (3)	114:37	29:01
VB 04	ENERCON __E-115 3000 115.7 !O! NH: 149,0 m (Ges:206,9 m) (4)	144:32	30:58
VB 05	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (5)	60:22	8:23
VB 06	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (6)	28:52	5:48
VB 07	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (7)	29:40	6:08
VB 08	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (8)	25:17	3:27
VB 09	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (9)	22:05	4:57
VB 10	ENERCON __E-66 / 18.70 -3 1800 70.4 !O! NH: 98,0 m (Ges:133,2 m) (10)	48:40	9:00
WEA 02	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (5)	247:08	47:32
WEA 03	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (6)	205:37	37:43
WEA 06	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (7)	218:59	41:11

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.

Die Berechnung der Gesamtsumme für einen Rezeptor arbeitet mit einer gemittelten Richtungskorrektur für alle WEA, die an einem gegebenen Tag zur Beschattung beitragen. Wenn der Schattenwurf durch mehrere WEA an einem Tag nicht gleichzeitig stattfindet, kann die so ermittelte Summe geringfügig von der Summe der Beschattungszeiten abweichen, die für die individuellen WEA berechnet werden.



Technische Dokumentation

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Technische Beschreibung

Schattenabschaltung

ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Hans-Dieter Kettwig
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0229982-5		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2020-02-18	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Allgemeines

Dieses Dokument gilt für Windenergieanlagen der Plattformen EP1 bis EP4 (E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-101, E-115, E-115 E2, E-115 EP3 E3, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-126 EP4 und E-141 EP4).

Periodischer Schattenwurf ist die wiederkehrende Verschattung des direkten Sonnenlichts durch die Bewegung der Rotorblätter einer Windenergieanlage. Das Auftreten dieses Effekts ist abhängig von der aktuellen lokalen Wetterlage, der Ausrichtung der Gondel entsprechend der Windrichtung, dem Sonnenstand und den Betriebszeiten der Windenergieanlage.

Funktionsweise

Die Schattenabschaltung ist in der Steuerung der Windenergieanlage integriert und wird anlagenbezogen bei der Windenergieanlage aktiviert, für die eine Schattenabschaltung erforderlich ist. Eine Abschaltung mehrerer Windenergieanlagen über ein System ist nicht möglich.

Zusätzlich müssen die optional verfügbaren Sensoren zur Messung der Beleuchtungsstärke verbaut sein.

Bei Windenergieanlagen, die an Standorten stehen, an denen die Sensoren durch Bäume oder Gebäude verdeckt werden könnten, werden die Sensoren gegebenenfalls erhöht angebracht.

Bestimmung der potentiellen Schattenwurfzeit

Der Schattenabschaltung liegt ein kalendarisches System zugrunde. Die Anfangs- und Endzeiten des astronomisch möglichen Schattenwurfs für betroffene Immissionsorte werden unter Berücksichtigung der standortspezifischen Parameter wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Koordinaten der Windenergieanlage sowie der Lage des Immissionsorts und dessen Topografie berechnet.

Die daraus ermittelten Abschaltzeiten werden in die Steuerung der Windenergieanlage programmiert.

Ein Feinabgleich dieser Abschaltzeiten ist für jeden Immissionsort und Zeitraum jederzeit durchführbar.

Messung der Beleuchtungsstärke

Die Erzeugung periodischen Schattenwurfs ist abhängig von der Sonneneinstrahlung. Gemäß den Aussagen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist Schattenwurf zu erwarten, wenn die Sonneneinstrahlung auf der zur Einfallrichtung normalen Ebene mehr als 120 W/m^2 beträgt.

Die Höhe der Beleuchtungsstärke auf einer waagerechten Messfläche wird vom Sonnenstand sowie vom fotometrischen Strahlungsäquivalent beeinflusst. Dieses wird von der Lichtbrechung und der Lufttrübung bestimmt und ist ebenfalls vom Sonnenstand abhängig. Für die Beleuchtungsstärke in Abhängigkeit zum Sonnenstand können somit nur näherungsweise Werte bestimmt werden.

Für die Schattenabschaltung wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem das Auftreten von Schattenwurf jederzeit genau beurteilt werden kann. Zur Messung der Beleuchtungsstärke werden 3 Sensoren im Winkel von 120° im unteren Bereich des Turms der Windenergieanlage montiert. Durch diese Anordnung befinden sich mindestens ein Sensor an der Sonnenseite und ein Sensor an der Schattenseite des Turms. Die Steuerung der Windenergieanlage ermittelt aus den Messwerten der 3 Sensoren die höchste und die niedrigste Beleuchtungsstärke, also die Licht- und die Schattenintensität.

Die Beurteilung, ob Schattenwurf möglich ist, erfolgt somit nicht über eine mit Toleranzen behaftete Messung der Beleuchtungsstärke, sondern über das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität und der daraus ermittelten Abschaltintensität.

Für eine Beleuchtungsstärke von 120 W/m^2 beträgt die ermittelte Abschaltintensität 36 %. Dieser Wert ist unabhängig vom Sonnenstand. Sinkt das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität unter 36 %, liegt eine Beleuchtungsstärke von mehr als 120 W/m^2 vor. Es kommt zu Schattenwurf.

Dieser Wert wurde im Rahmen eines 2-jährigen Praxistests von Schattenabschaltmodulen validiert. Die Abschaltintensität kann bei Bedarf individuell verändert werden.

Abschaltautomatik

Sobald innerhalb des programmierten Zeitfensters der eingestellte Wert der Abschaltintensität unterschritten ist, wird die Schattenabschaltung aktiviert. Eine Mittelwertbildung für die gemessene Beleuchtungsstärke erfolgt nicht. Die Abschaltautomatik reagiert auch bei einer kurzzeitigen Unterschreitung des eingestellten Werts der Abschaltintensität. Eine Verzögerungszeit für das Ansprechen der Schattenabschaltung kann über Filterzeiten definiert werden. Ein Parameter legt fest, wie lange im Mittel das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität unter dem voreingestellten Wert der Abschaltintensität liegen muss, damit die Schattenabschaltung aktiviert wird.

Ändern sich die Lichtverhältnisse so, dass Schattenwurf nicht mehr möglich ist, bleibt die Schattenabschaltung zunächst aktiv. Die Schattenabschaltung wird deaktiviert und die Windenergieanlage nimmt den Betrieb wieder auf, wenn das programmierte Zeitfenster abgelaufen ist oder wenn über einen vorgegebenen Zeitraum der Wert der Abschaltintensität dauerhaft überschritten wird. Ein Parameter legt fest, wie lange im Mittel das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität über dem voreingestellten Wert der Abschaltintensität liegen muss, damit die Schattenabschaltung deaktiviert wird.

Erweiterte Funktionen

Die Schattenabschaltung kann auch ohne Berücksichtigung der Beleuchtungsstärke erfolgen. Dabei wird die Windenergieanlage zeitgesteuert nach den in der Steuerung programmierten Zeitfenstern abgeschaltet. Die Windenergieanlage wird dann auch bei Bewölkung angehalten.

Durch die verfügbare Wochentagfunktion kann die Abschaltung auf ausgewählte Wochentage begrenzt werden. Diese Funktion ist beispielsweise für Windenergieanlagen sinnvoll, die an Industrie- oder Gewerbegebiete angrenzen, in denen an Wochenenden keine Tätigkeiten in schützenswerten Arbeitsräumen stattfinden.

Die erweiterten Funktionen können gezielt für ausgewählte Immissionsorte umgesetzt werden.

Toleranzen und Sicherheit

Der für die Messung der Beleuchtungsstärke verwendete Sensortyp weist in der Regel eine Toleranz von $\pm 10\%$ auf. Nach Überprüfung der Sensoren werden im Rahmen der Qualitätssicherung werksseitig jeweils 3 Sensoren ausgewählt, die zueinander eine Toleranz von maximal $\pm 1\%$ aufweisen. Da keine absoluten Messwerte für die Auswertung der Signale von Bedeutung sind, sondern nur das Verhältnis der Beleuchtungsstärken, wird so eine sehr hohe Genauigkeit erzielt.

Zudem wird die Funktion der Lichtsensorik während des Betriebs 2-mal täglich automatisch auf Plausibilität geprüft. Hierzu werden die Spannungen an den 3 Lichtsensoren um 3 Uhr und um 13 Uhr gemessen. Sind die gemessenen Werte nicht plausibel, wird eine Meldung generiert.

Durch den Ausfall eines Sensors, z. B. durch Kabelbruch oder Kurzschluss, fällt das Verhältnis von Schatten- zu Lichtintensität unter den Wert der Abschaltintensität. Die Windenergieanlage hält innerhalb des programmierten Zeitfensters an und eine Meldung wird generiert.

Protokollierung

Die Aktivierung der Schattenabschaltung wird von der Datenfernübertragung als Statusmeldung mit Datum, Uhrzeit und Dauer protokolliert und über mehrere Jahre gespeichert.

Bei Bedarf erfolgt eine Protokollierung der gemessenen Daten der Lichtsensorik. Dabei wird das Verhältnis von Schatten- und Lichtintensität als Minutenmittelwert sowie das Minimum und das Maximum des Minutenintervalls und die definierte Abschaltintensität protokolliert.



Literaturverzeichnis

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Literaturverzeichnis

1. **ISO 2813 / Beschichtungsstoffe-Bestimmung des Glanzwertes unter 20°, 60° und 85° ISO 2813:2014 Deutsche Fassung EN ISO 2813:2014**
2. **Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen Aktualisierung 2019 (WEA- Schattenwurf-Hinweise); Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI); 23.01.2020**
3. **Meeus, Jean / „Astronomische Algorithmen“ / Verlag Johann Ambrosius Barth, Leipzig-Berlin-Heidelberg; 2. Auflage 1994 (Kap. 24, Koordinaten der Sonne)**
4. **Dr. J. Pohl / Dr. F. Faul / Prof. Dr. R. Mausfeld: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen / 1999**
5. **Dr. J. Pohl / Dr. F. Faul / Prof. Dr. R. Mausfeld: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen / 2000**
6. **DIN / EN ISO/IEC 17025:2018: Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien**
7. **OpenStreetMap Foundation: OpenStreetMap (OSM); <http://www.openstreetmap.org>**
8. **DAkKS - Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH: Akkreditierungs-Urkunde IEL GmbH; D-PL-11011-01-00; Berlin, Deutschland; 21.08.2020**
9. **Nielsen, P., P. Madsen, T. Sørensen, K. Bredelle, T. Sørensen, L. Svenningsen R. Funk und G. Potzka: windPRO WIKI; EMD International A/S, Aalborg, Dänemark; EMD Deutschland GbR, Kassel, Deutschland; 08/2017 http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Handbuch_SHADOW**
10. **U.S. Geological Survey (USGS): Shuttle radar topography mission (SRTM); ita.cr.usgs.gov/SRTM**
11. **Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI); 08.10.2012**