



**Berechnung  
der Rotorschattenwurfdauer  
für den Betrieb von sechs  
Windenergieanlagen  
am Standort Rodenkircherwarp**

**Bericht-Nr. 5133-23-S1**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



# **Berechnung der Rotorschattenwurfdauer für den Betrieb von sechs Windenergieanlagen am Standort Rodenkircherwurf**

Bericht Nr.: 5133-23-S1

Auftraggeber: REN PEB KG  
Regenerative Energien Nordpol GmbH & Co.  
Planungs-, Erzeugungs- und Betriebs KG  
Abser Deich 12  
26935 Rodenkirchen

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: 21 Seiten (inkl. Deckblätter)  
Anhang: 32 Seiten (inkl. Deckblätter)  
CD-ROM: 281 Seiten

Datum: 16. November 2023

---

**Auflistung der erstellten Berichte:**

<b>Berichtsnummer</b>	<b>Datum</b>	<b>Titel</b>	<b>Gegenstand / Inhaltliche Änderungen</b>
5133-23-S1	16.11.2023	Rotorschattenwurf-berechnung	Erstgutachten

**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

<b>1.</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Örtliche Beschreibung</b> .....	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem</b> .....	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>Aufgabenstellung</b> .....	<b>7</b>
<b>5.</b>	<b>Berechnungsgrundlagen</b> .....	<b>7</b>
5.1	Sonnenstandsrechnung 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
<b>6.</b>	<b>Astronomisch mögliche und meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer</b> .....	<b>12</b>
<b>7.</b>	<b>Orientierungswerte</b> .....	<b>12</b>
<b>8.</b>	<b>Windenergieanlagen</b> .....	<b>13</b>
8.1	Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung).....	13
8.2	Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps.....	14
8.3	Weitere Windenergieanlagen bzw. Vorbelastung .....	14
<b>9.</b>	<b>Immissionspunkte</b> .....	<b>15</b>
<b>10.</b>	<b>Rechenergebnisse und Beurteilung</b> .....	<b>16</b>
10.1	Rechenergebnisse.....	17
10.2	Beurteilung.....	18
<b>11.</b>	<b>Qualität der Ergebnisse</b> .....	<b>19</b>
<b>12.</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>20</b>
<b>Anhang 21</b>		

## 1. Einleitung

Der Auftraggeber plant am Standort Rodenkircherwarp die Errichtung und den Betrieb von sechs Windenergieanlagen des Anlagentyps ENERCON E-160 EP5 E3 mit 119,8 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 160,0 m. Diese sollen in einem sogenannten Repowering sechs WEA der Anlagentypen ENERCON E-66 / 18.70 bzw. ENERCON E-70 E4 / 2,3 MW ersetzen.

Im Umfeld der geplanten WEA befinden sich vier weitere WEA in Betrieb. Deren Relevanz für den hier zu betrachtenden Standort wird überprüft und gegebenenfalls 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 2813<sup>1</sup>.

Die Berechnungen erfolgen mit dem Programm windPRO<sup>®</sup> Version 3.6. Die IEL GmbH ist ein durch die DAkkS (Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018<sup>6</sup> akkreditiertes Prüflaboratorium. Die vorliegenden Berechnungen werden nach den LAI WEA-Schattenwurf-Hinweisen<sup>2</sup> vom 23.01.2020 erstellt.

## 2. Örtliche Beschreibung

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich im niedersächsischen Landkreis Wesermarsch, auf dem Gebiet der Gemeinde Stadland.

Der geplante Standort befindet sich westlich des Ortes Rodenkirchen und östlich der Ortschaft Schwei. Derzeit befinden sich hier insgesamt sieben WEA in Betrieb, fünf vom Anlagentyp ENERCON E-66/18.70 (RB 01 bis RB 05) und zwei vom Anlagentyp ENERCON E-70 E4 (RB 06 und VB 01). Im Zuge der Neuerrichtung der hier geplanten WEA sollen sechs dieser Anlagen (RB 01 bis RB 06) zurückgebaut werden. Sie bleiben daher in den vorliegenden Berechnungen unberücksichtigt.

Nördlich des geplanten Standortes befinden sich weitere drei WEA (VB 02 bis VB 04) in Betrieb. Diese sowie die am Standort verbleibende WEA (VB 01) fließen als Vorbelastung in die nachfolgenden Berechnungen mit ein.

Die nächstgelegene relevante Wohnbebauung befindet sich östlich und westlich der geplanten Windenergieanlagen im unbeplanten Außenbereich.

Die Windenergieanlagen und Immissionspunkte liegen auf Höhen um 0,0 m ü. NN. Die minimalen Höhenunterschiede werden in Form eines digitalen Geländemodells auf Grundlage des frei verfügbaren EU-DEM (SRTM und ASTER GDEM) im 25m-Grid berücksichtigt.

In der nachfolgenden Karte ist das Untersuchungsgebiet dargestellt.

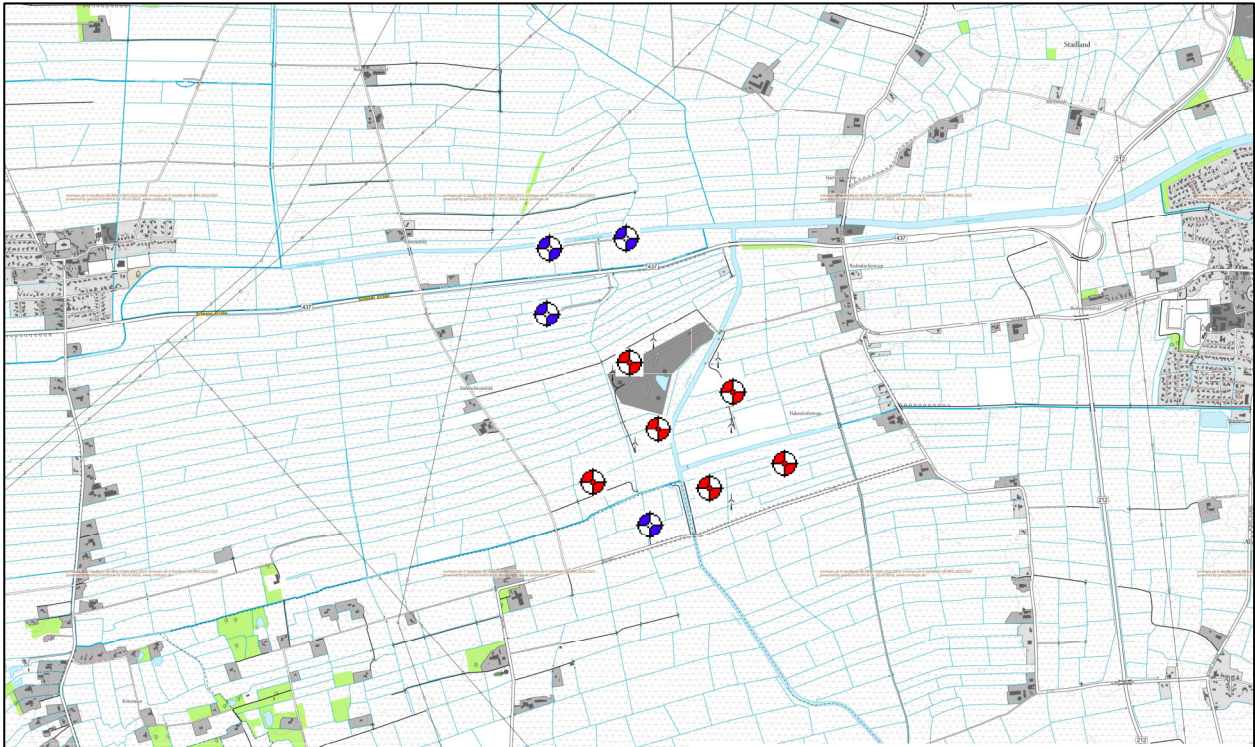


Abb. 1: Übersichtskarte (Vorbelastung = blau / Zusatzbelastung = rot)

Die Standortbegehung wurde im Oktober 2023 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 Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im UTM-System (ETRS89 / Zone 32) zur Verfügung gestellt. Die Koordinaten der bestehenden WEA wurden vom Auftraggeber im Gauß-Krüger-System zur Verfügung gestellt und in das zur Berechnung verwendete System UTM (ETRS89 / Zone 32) umgerechnet.

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden mittels des vorliegenden Kartenmaterials ermittelt. Eine detaillierte Beschreibung sowie die Auflistung der Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte ist dem Abschnitt 9 zu entnehmen. Als Kartenmaterial dienen die Karten des Onlineservice onmaps (geoGLIS GmbH & Co. KG) ermittelt. Die Basis der onmaps-Karte sind ATKIS©-Daten sowie Gebäudeumringe aus dem deutschen Liegenschaftskataster (ALKIS).

## 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  $\varepsilon$ . 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 ( $-23.5^\circ$  bis  $+23.5^\circ$ ) und wird als Deklination  $\delta$  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  $0^\circ$  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 Meeus<sup>3</sup> 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:

$$\sin h = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos H \quad \text{mit:}$$

- $h$  = Höhenwinkel, positive Werte über und negative unter dem Horizont,
- $\phi$  = geographische Breite des Standortes,
- $\delta$  = 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  $180^\circ$ ).

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

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 Reichweitenbegrenzung<sup>2</sup> 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:

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

mit:

- SR = Sonnenradius (696.000 km),
- SF = Fläche der Sonnenscheibe  $SR^2 \cdot \pi = 1.521.837.746.881 \text{ km}^2$  sowie
- $\alpha$  = 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 und 3 (Windenergieanlagen) sowie Tabelle 4 (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
$\Delta h$	= Höhendifferenz zw. Nabenhöhe der WEA und dem IP.

Die Geometrie Größen sind in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht.

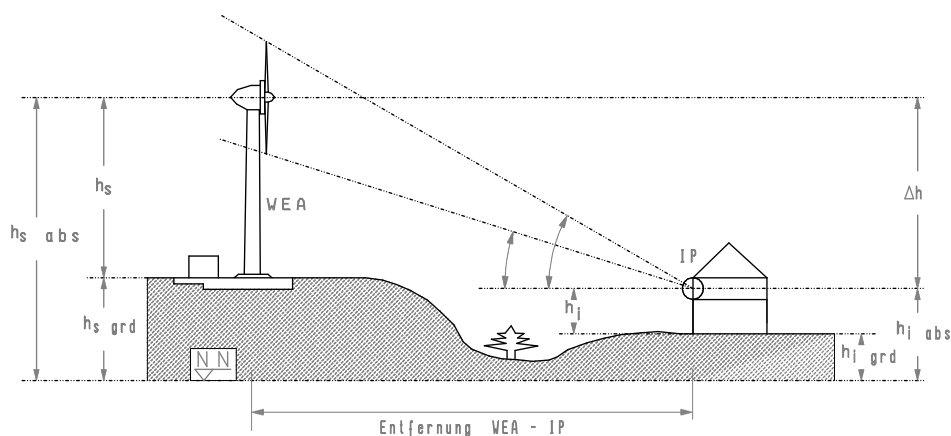


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

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 eingestrahltten 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 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 Rotorschrägstellungen 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 Bremen sowie für die Windrichtungsverteilung der ERA5-Knotenpunkt N53,402\_E08,410 (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<sup>4, 5</sup> 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. 5.8) 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 9) 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

Der Auftraggeber plant am Standort Rodenkircherwupp die Errichtung und den Betrieb von sechs Windenergieanlagen des Anlagentyps ENERCON E-160 EP5 E3 mit 119,8 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 160,0 m. Diese sollen in einem sogenannten Repowering sechs WEA der Anlagentypen ENERCON E-66 / 18.70 bzw. ENERCON E-70 E4 / 2,3 MW ersetzen.

Die Daten der weiteren WEA bzw. der als Vorbelastung (VB) zu berücksichtigenden Windenergieanlagen (VB 01 bis VB 04) werden in Kap. 8.3 dargestellt. 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-160 EP5 E3	119,8	160,0	4,13	1,12	1.785

Tabelle 1: Technische Angaben des geplanten Anlagentyps

Die Koordinaten und Abmessungen der vom Auftraggeber geplanten WEA sind der nachfolgenden Tabelle 2 zu entnehmen.

Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h <sub>s</sub> grd [m]	h <sub>s</sub> [m]	h <sub>s</sub> abs [m]	Rotor Ø [m]
		Rechtswert	Hochwert				
WEA 01	ENERCON E-160 EP5 E3	460.210	5.916.698	0,0	119,8	119,8	160,0
WEA 02	ENERCON E-160 EP5 E3	460.360	5.916.343	0,0	119,8	119,8	160,0
WEA 03	ENERCON E-160 EP5 E3	460.760	5.916.537	0,0	119,8	119,8	160,0
WEA 04	ENERCON E-160 EP5 E3	461.031	5.916.152	0,0	119,8	119,8	160,0
WEA 05	ENERCON E-160 EP5 E3	460.631	5.916.026	0,0	119,8	119,8	160,0
WEA 06	ENERCON E-160 EP5 E3	460.009	5.916.064	0,0	119,8	119,8	160,0

Tabelle 2: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen

## 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-160 EP5 E3 kann beide Systeme verwenden. Entsprechende Dokumente sind 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 <sub>s</sub> grd [m]	h <sub>s</sub> [m]	h <sub>s</sub> abs [m]	Rotor ∅ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
VB 01	ENERCON E-70 E4 2,3 MW	460.311	5.915.833	0,0	64,0	64,0	71,0
VB 02	ENERCON E-82 E2 2,3 MW	460.198	5.917.353	0,0	108,4	108,4	82,0
VB 03	ENERCON E-82 E2 2,3 MW	459.789	5.917.306	0,0	108,4	108,4	82,0
VB 04	ENERCON E-82 E2 2,3 MW	459.773	5.916.961	0,0	108,4	108,4	82,0

Tabelle 3: 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-Hinweisen<sup>2</sup> 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 4 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 0,1x0,1 m berücksichtigt.

Die Berechnung für Punkte gem. LAI-Hinweisen ist gängige Praxis, da nur so eine Vergleichbarkeit von Ergebnissen für Belastungen an unterschiedlichen Orten oder aus anderen Gutachten gegeben ist.

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		$h_i$ grd [m]	$h_i$ [m]	$h_i$ abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 01	Schweier Str. 53	460.711	5.917.172	0,0	2,0	2,0
IP 02	Rodenkircherwarp 3	461.344	5.917.652	0,0	2,0	2,0
IP 03	Rodenkircherwarp 2	461.347	5.917.568	0,0	2,0	2,0
IP 04	Rodenkircherwarp 1	461.338	5.917.464	0,0	2,0	2,0
IP 05	Rodenkircherwarp 19	461.317	5.917.377	0,0	2,0	2,0
IP 06	Rodenkircherwarp 17	461.374	5.917.382	0,0	2,0	2,0
IP 07	Rodenkircherwarp 18	461.320	5.917.333	0,0	2,0	2,0
IP 08	Schweier Str. 52	461.328	5.917.217	0,0	2,0	2,0
IP 09	Schweier Str. 50	461.331	5.917.151	0,0	2,0	2,0
IP 10	Schweier Str. 51	461.393	5.917.160	0,0	2,0	2,0
IP 11	Schweier Str. 49	461.362	5.917.086	0,0	2,0	2,0
IP 12	Schweier Str. 48	461.364	5.917.043	0,0	2,0	2,0
IP 13	Schweier Str. 47	461.411	5.917.031	0,0	2,0	2,0
IP 14	Schweier Str. 46	461.372	5.917.006	0,0	2,0	2,0
IP 15	Schweier Str. 45	461.420	5.916.991	0,0	2,0	2,0
IP 16	Schweier Str. 44	461.427	5.916.980	0,0	2,0	2,0
IP 17	Schweier Str. 43	461.380	5.916.950	0,0	2,0	2,0
IP 18	Schweier Str. 42	461.394	5.916.914	0,0	2,0	2,0
IP 19	Schweier Str. 38	462.141	5.916.873	0,0	2,0	2,0
IP 20	Schweier Str. 40	461.849	5.916.856	0,0	2,0	2,0

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		h <sub>i</sub> grd [m]	h <sub>i</sub> [m]	h <sub>i</sub> abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 21	Schweier Str. 41	461.460	5.916.822	0,0	2,0	2,0
IP 22	Hakendorferwurf 1	461.441	5.916.800	0,0	2,0	2,0
IP 23	Hakendorferwurf 2	461.484	5.916.775	0,0	2,0	2,0
IP 24	Hakendorferwurf 3/3a	461.494	5.916.733	0,0	2,0	2,0
IP 25	Hakendorferwurf 4	461.550	5.916.565	0,0	2,0	2,0
IP 26	Hakendorferwurf 5	461.569	5.916.531	0,0	2,0	2,0
IP 27	Hakendorferwurf 6	461.576	5.916.503	0,0	2,0	2,0
IP 28	Hakendorferwurf 7	461.583	5.916.462	0,0	2,0	2,0
IP 29	Hakendorferwurf 8	461.650	5.916.366	0,0	2,0	2,0
IP 30	Hakendorferwurf 9	461.780	5.916.119	0,0	2,0	2,0
IP 31	Alserwurf 13	462.229	5.916.052	0,0	2,0	2,0
IP 32	Alserwurf 10	462.299	5.915.778	0,0	2,0	2,0
IP 33	Nordpol 14	459.584	5.915.455	0,0	2,0	2,0
IP 34	Nordpol 15	459.541	5.915.540	0,0	2,0	2,0
IP 35	Niedernstr. 14	459.472	5.916.370	0,0	2,0	2,0
IP 36	Niedernstr. 13	459.385	5.916.485	0,0	2,0	2,0
IP 37	Niedernstr. 12	459.348	5.916.623	0,0	2,0	2,0
IP 38	Niedernstr. 11	459.212	5.916.852	0,0	2,0	2,0
IP 39	Schweier Str. 54	459.268	5.917.151	0,0	2,0	2,0
IP 40	Niedernstr. 7	459.007	5.917.361	0,0	2,0	2,0
IP 41	Niedernstr. 5	459.008	5.917.387	0,0	2,0	2,0
IP 42	Niedernstr. 6	458.932	5.917.393	0,0	2,0	2,0
IP 43	Niedernstr. 4	459.032	5.917.428	0,0	2,0	2,0

Tabelle 4: 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

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	Schweier Str. 53	60:31	00:36	154:42	01:59	215:13	01:59
IP 02	Rodenkircherwarp 3	05:39	00:23	24:25	00:28	30:04	00:28
IP 03	Rodenkircherwarp 2	04:58	00:20	42:13	00:50	47:11	00:50
IP 04	Rodenkircherwarp 1	04:49	00:16	62:13	01:00	67:02	01:00
IP 05	Rodenkircherwarp 19	07:46	00:17	76:50	01:05	84:36	01:05
IP 06	Rodenkircherwarp 17	05:11	00:16	73:22	01:02	78:33	01:02
IP 07	Rodenkircherwarp 18	08:10	00:17	82:51	01:07	91:01	01:07
IP 08	Schweier Str. 52	08:55	00:17	95:18	01:13	104:13	01:13
IP 09	Schweier Str. 50	09:00	00:16	102:28	01:10	111:28	01:10
IP 10	Schweier Str. 51	04:27	00:16	85:57	01:04	90:24	01:04
IP 11	Schweier Str. 49	08:36	00:16	96:00	01:05	104:36	01:05
IP 12	Schweier Str. 48	08:47	00:16	104:51	01:04	113:38	01:04
IP 13	Schweier Str. 47	05:36	00:16	104:12	01:03	109:48	01:06
IP 14	Schweier Str. 46	07:57	00:16	113:12	01:06	121:09	01:11
IP 15	Schweier Str. 45	05:25	00:15	113:36	01:09	119:01	01:10
IP 16	Schweier Str. 44	05:16	00:15	116:19	01:10	121:35	01:11
IP 17	Schweier Str. 43	06:20	00:16	127:13	01:14	133:33	01:16
IP 18	Schweier Str. 42	06:01	00:15	135:57	01:16	141:58	01:18
IP 19	Schweier Str. 38	-/-	-/-	26:20	00:38	26:20	00:38
IP 20	Schweier Str. 40	-/-	-/-	61:08	00:55	61:08	00:55
IP 21	Schweier Str. 41	05:05	00:15	147:24	01:18	152:10	01:22
IP 22	Hakendorferwarp 1	05:31	00:15	156:32	01:22	161:43	01:24
IP 23	Hakendorferwarp 2	04:54	00:14	154:13	01:21	158:37	01:22
IP 24	Hakendorferwarp 3/3a	04:59	00:14	162:21	01:24	166:46	01:25
IP 25	Hakendorferwarp 4	05:05	00:13	144:34	01:22	149:01	01:22
IP 26	Hakendorferwarp 5	05:12	00:13	134:57	01:18	139:30	01:18
IP 27	Hakendorferwarp 6	00:40	00:06	130:34	01:17	130:34	01:17
IP 28	Hakendorferwarp 7	00:41	00:07	125:28	01:18	125:29	01:18
IP 29	Hakendorferwarp 8	00:32	00:06	102:45	01:16	103:02	01:16
IP 30	Hakendorferwarp 9	00:24	00:05	92:24	01:08	92:48	01:08
IP 31	Alserwarp 13	-/-	-/-	30:03	00:30	30:03	00:30
IP 32	Alserwarp 10	-/-	-/-	29:38	00:29	29:38	00:29
IP 33	Nordpol 14	11:36	00:21	41:28	00:33	41:28	00:33
IP 34	Nordpol 15	07:45	00:21	29:04	00:33	30:54	00:33
IP 35	Niedernstr. 14	03:51	00:16	191:29	01:25	193:32	01:25
IP 36	Niedernstr. 13	02:35	00:13	131:50	01:04	132:04	01:04
IP 37	Niedernstr. 12	02:06	00:11	110:09	00:44	110:09	00:44
IP 38	Niedernstr. 11	35:57	00:34	73:08	00:36	108:10	00:36

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 39	Schweier Str. 54	65:10	00:36	60:12	00:45	123:12	00:45
IP 40	Niedernstr. 7	22:08	00:38	34:38	00:27	51:33	00:38
IP 41	Niedernstr. 5	22:09	00:40	32:16	00:27	48:43	00:40
IP 42	Niedernstr. 6	18:41	00:37	32:47	00:26	46:51	00:37
IP 43	Niedernstr. 4	23:01	00:40	28:39	00:27	45:33	00:40

Tabelle 5: Astronomisch mögliche Schattenwurfdauer

Detailliertere Ergebnisse der Vor-, Zusatz- und Gesamtbelastung können den Listen des Anhangs sowie der beigefügten CD-ROM entnommen werden. Im Anhang befinden sich auch zwei flächendeckende Darstellungen der Zusatz- und der Gesamtbelastung 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 Tabelle 5 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.

## 10.2 Beurteilung

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 5 zeigen, dass an den Immissionspunkten IP 01 sowie IP 38 bis IP 43 die zulässigen Orientierungswerte bereits durch die Vorbelastung überschritten werden.

Bei einer Ausschöpfung bzw. 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 02 bis IP 31 und IP 33 bis IP 37 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:**

Die dargestellten Ergebnisse sowie die Beurteilung gelten ausschließlich für die hier betrachtete Anlagenkonfiguration. 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  $\pm 3$  m bis  $\pm 10$  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) gewährleistet.

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

## 12. Zusammenfassung

Der Auftraggeber plant am Standort Rodenkircherwarp die Errichtung und den Betrieb von sechs Windenergieanlagen des Anlagentyps ENERCON E-160 EP5 E3 mit 119,8 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 160,0 m.

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

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte (s. Kap. 10.1 und 10.2) wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 8.2) auszurüsten.

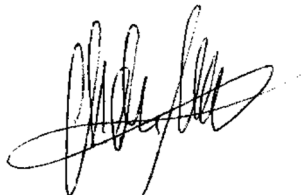
Je nach festgelegten Orientierungswerten (worst-case bzw. reale Schattenwurfdauer) und Spezifikation des Abschaltmoduls sind weitere Nachweise (Erstellung eines Abschaltzeitenkalenders vor Inbetriebnahme bzw. Betriebsprotokolle nach Inbetriebnahme) erforderlich.

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

Der vorliegende Bericht zur Rotorschattenwurfberechnung umfasst 21 Textseiten und die im Anhangsverzeichnis aufgeführten Karten, Diagramme und Listen. Er darf nur in seiner Gesamtheit verwendet werden.

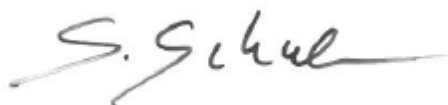
Aurich, 16. November 2023

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

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

**Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**  
Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

**Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**  
Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

**Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**  
Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

### **Technische Dokumentation**

Schattenabschaltung ENERCON Windenergieanlagen  
Dokument-ID.: D0229982/10.0-de / 19.10.2022 (6 Seiten)  
Schattenabschaltung ENERCON Windenergieanlagen EP5  
Dokument-ID.: D0808848/2.0-de / 15.01.2021 (5 Seiten)

**Literaturverzeichnis (1 Seite)**

### **Externer Anhang / CD-ROM**

**Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**  
Shadow - Kalender IP (69 Seiten)  
Shadow - Kalender WEA (8 Seiten)

**Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**  
Shadow - Kalender IP (86 Seiten)  
Shadow - Kalender WEA (12 Seiten)

**Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**  
Shadow - Kalender IP (86 Seiten)  
Shadow - Kalender WEA (20 Seiten)



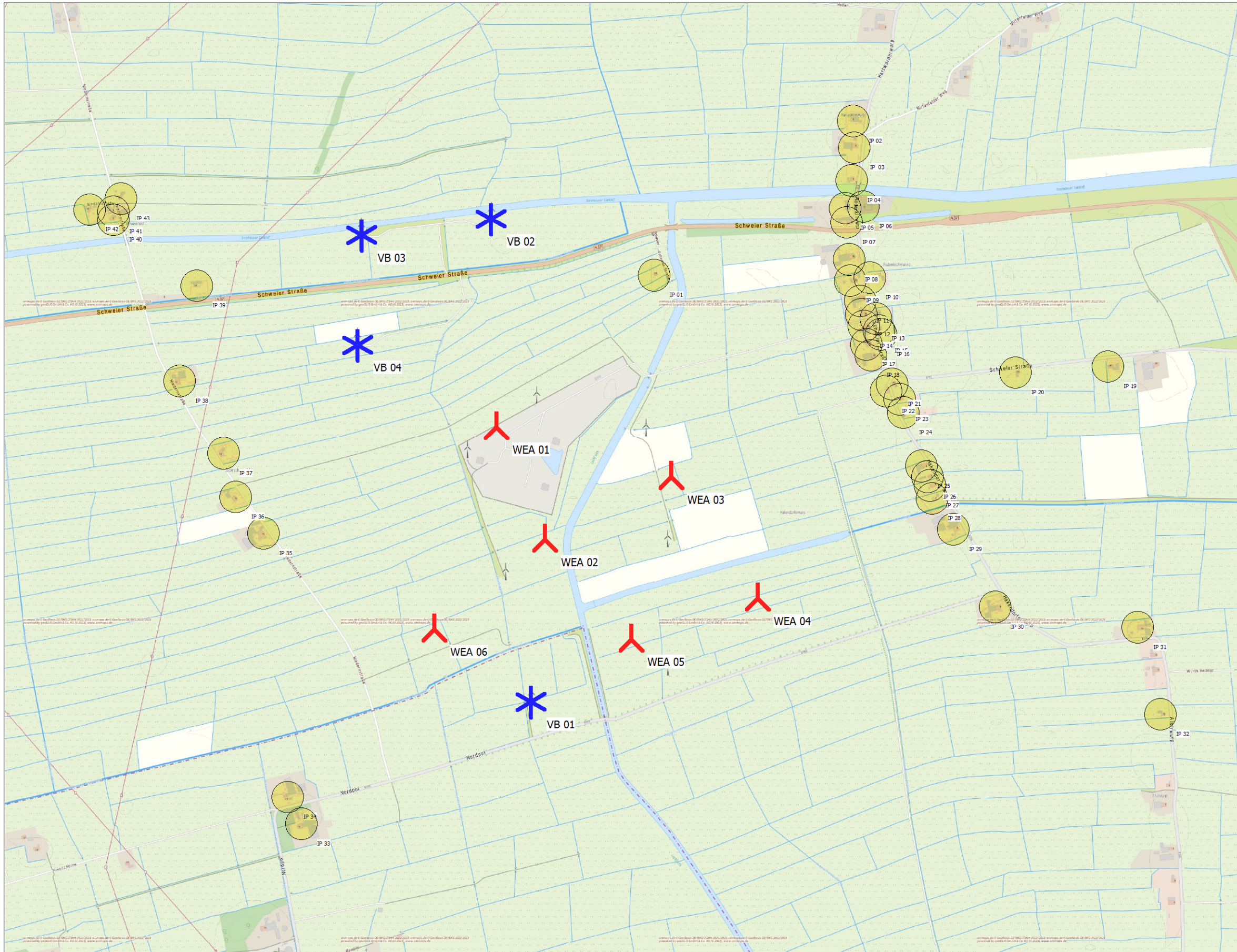
## Übersichtskarte

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



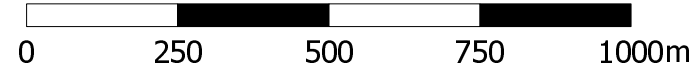
Projekt:  
**Rodenkircherwarp**  
**5133-23-S1**

Beschreibung:  
**Windenergieanlagen und**  
**Immissionspunkte**



**BASIS -**  
**Karte**  
**Berechnung:**  
**Übersichtskarte**

Lizenzierter Anwender:  
**IEL GmbH**  
 Kirchdorfer Straße 26  
 DE-26603 Aurich  
 +49 491 9558 0  
 Marksfeldt / marksfeldt@iel-gmbh.de  
 Berechnet:  
 09.11.2023 10:54/3.6.377



Karte: onmaps , Maßstab 1:12.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 460.615 Nord: 5.916.554

▲ Neue WEA     
 ✳ Existierende WEA     
 ● Schattenrezeptor





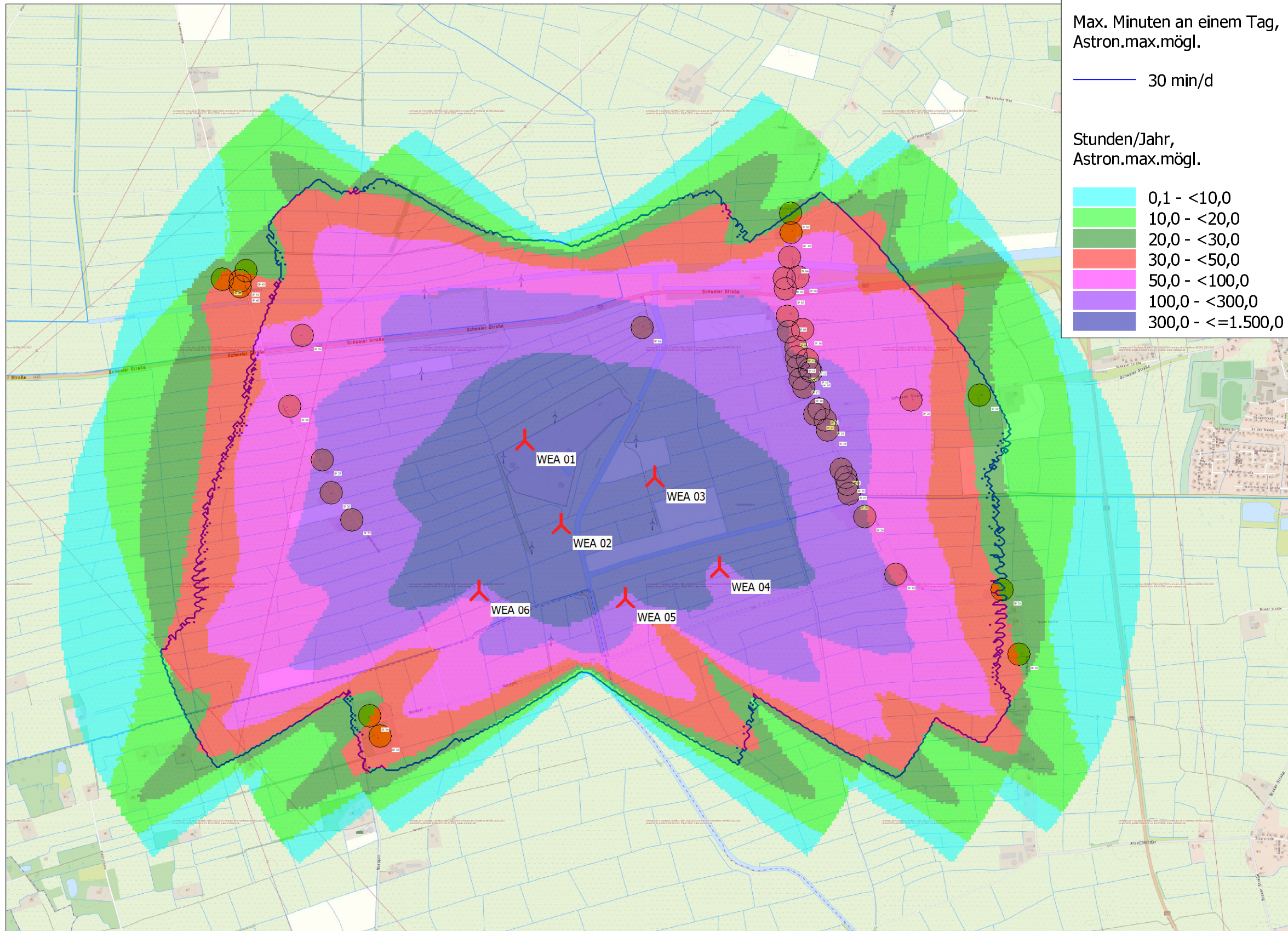


**Flächendeckende Darstellung  
„Zusatzbelastung“**

**„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:  
**Rodenkircherwarp**  
**5133-23-S1**

**SHADOW -**  
**Karte**  
**Berechnung:**  
Zusatzbelastung

Lizenziertes Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
Marksfeldt / marksfeldt@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
09.11.2023 11:04/3.6.377



0 250 500 750 1000m

⚡ Neue WEA

🟡 Schattenrezeptor

Karte: onmaps , Maßstab 1:17.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 460.750 Nord: 5.916.600

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

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



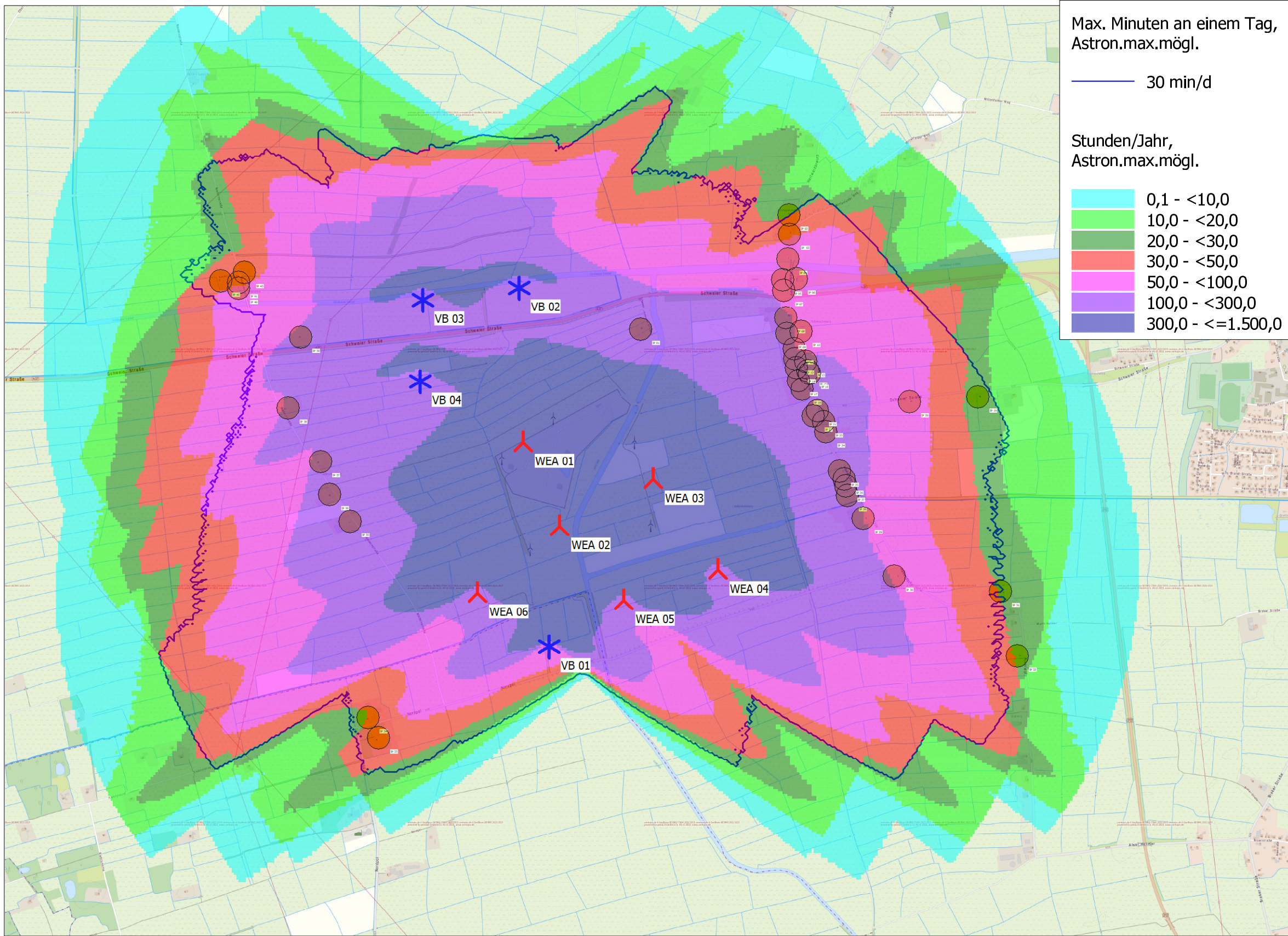


**Flächendeckende Darstellung  
„Gesamtbelastung“**

**„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:  
**Rodenkircherwarp**  
**5133-23-S1**

**SHADOW -**  
**Karte**  
**Berechnung:**  
Gesamtbelastung

Lizenzierter Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 491 9558 0  
Marksfeldt / marksfeldt@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
09.11.2023 11:19/3.6.377



0 250 500 750 1000m

▲ Neue WEA     
 ✱ Existierende WEA     
 ● Schattenrezeptor  
 Karte: onmaps , Maßstab 1:17.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 460.750 Nord: 5.916.600  
 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**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Vorbelastung / 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) [BREMEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,53 2,81 3,16 5,42 7,18 5,91 6,09 6,01 4,64 3,11 1,99 1,07

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N53,4018\_E008,409454 (22)

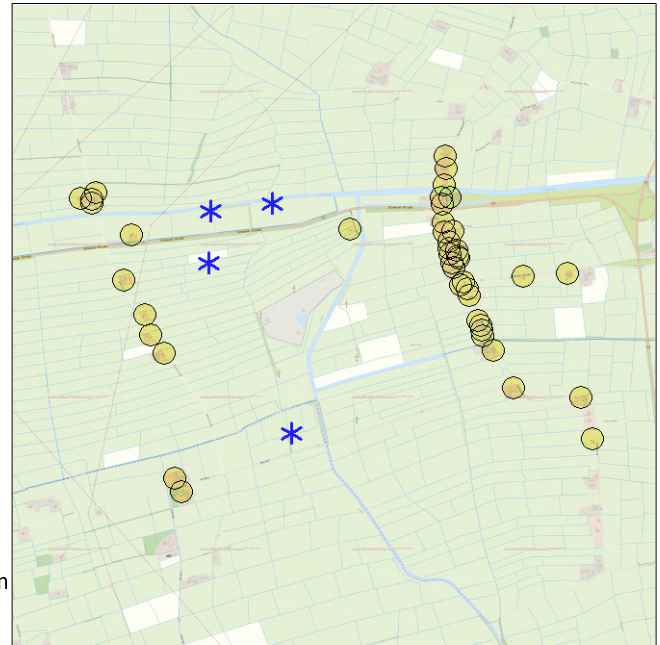
Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
466 363 493 656 657 532 661 1.213 1.368 928 795 605 8.737

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  
Rasterauflösung: 1,0 m

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

### WEA

	WEA-Typ			Schattendaten								
	Ost	Nord	Z	Beschreibung	Ak-tu-ell	Hersteller	Typ	Nenn-leistung	Rotor-durch-messer	Naben-höhe	Beschatt.-Bereich	U/min
	[m]						[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
VB 01	460.311	5.915.833	0,0	ENERCON __E-70 E4 230...	Ja	ENERCON	__E-70 E4-2.300	2.300	71,0	64,0	1.644	21,5
VB 02	460.198	5.917.353	0,0	ENERCON __E-82 E2 230...	Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0
VB 03	459.789	5.917.306	0,0	ENERCON __E-82 E2 230...	Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0
VB 04	459.773	5.916.961	0,0	ENERCON __E-82 E2 230...	Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0



Maßstab 1:50.000  
\* Existierende WEA    ● Schattenrezeptor

### Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
					[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Schweier Str. 53	460.711	5.917.172	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Rodenkircherwarp 3	461.344	5.917.652	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Rodenkircherwarp 2	461.347	5.917.568	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Rodenkircherwarp 1	461.338	5.917.464	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rodenkircherwarp 19	461.317	5.917.377	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Rodenkircherwarp 17	461.374	5.917.382	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Rodenkircherwarp 18	461.320	5.917.333	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Schweier Str. 52	461.328	5.917.217	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Schweier Str. 50	461.331	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Schweier Str. 51	461.393	5.917.160	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Schweier Str. 49	461.362	5.917.086	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Schweier Str. 48	461.364	5.917.043	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Schweier Str. 47	461.411	5.917.031	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Schweier Str. 46	461.372	5.917.006	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Schweier Str. 45	461.420	5.916.991	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Schweier Str. 44	461.427	5.916.980	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Schweier Str. 43	461.380	5.916.950	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Schweier Str. 42	461.394	5.916.914	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schweier Str. 38	462.141	5.916.873	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Schweier Str. 40	461.849	5.916.856	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schweier Str. 41	461.460	5.916.822	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Vorbelastung / 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 22	Hakendorferwarp 1	461.441	5.916.800	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Hakendorferwarp 2	461.484	5.916.775	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hakendorferwarp 3/3a	461.494	5.916.733	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hakendorferwarp 4	461.550	5.916.565	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hakendorferwarp 5	461.569	5.916.531	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Hakendorferwarp 6	461.576	5.916.503	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Hakendorferwarp 7	461.583	5.916.462	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Hakendorferwarp 8	461.650	5.916.366	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Hakendorferwarp 9	461.780	5.916.119	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Alserwarp 13	462.229	5.916.052	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Alserwarp 10	462.299	5.915.778	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Nordpol 14	459.584	5.915.455	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Nordpol 15	459.541	5.915.540	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Niedernstr. 14	459.472	5.916.370	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Niedernstr. 13	459.385	5.916.485	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Niedernstr. 12	459.348	5.916.623	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 38	Niedernstr. 11	459.212	5.916.852	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 39	Schweier Str. 54	459.268	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 40	Niedernstr. 7	459.007	5.917.361	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 41	Niedernstr. 5	459.008	5.917.387	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 42	Niedernstr. 6	458.932	5.917.393	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 43	Niedernstr. 4	459.032	5.917.428	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### 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	Schweier Str. 53	60:31	149	0:36	14:20	
IP 02	Rodenkircherwarp 3	5:39	21	0:23	1:03	
IP 03	Rodenkircherwarp 2	4:58	21	0:20	1:00	
IP 04	Rodenkircherwarp 1	4:49	24	0:16	1:00	
IP 05	Rodenkircherwarp 19	7:46	44	0:17	1:37	
IP 06	Rodenkircherwarp 17	5:11	27	0:16	1:06	
IP 07	Rodenkircherwarp 18	8:10	45	0:17	1:46	
IP 08	Schweier Str. 52	8:55	50	0:17	2:05	
IP 09	Schweier Str. 50	9:00	52	0:16	2:09	
IP 10	Schweier Str. 51	4:27	22	0:16	1:05	
IP 11	Schweier Str. 49	8:36	52	0:16	2:02	
IP 12	Schweier Str. 48	8:47	54	0:16	2:04	
IP 13	Schweier Str. 47	5:36	42	0:16	1:12	
IP 14	Schweier Str. 46	7:57	55	0:16	1:42	
IP 15	Schweier Str. 45	5:25	44	0:15	1:11	
IP 16	Schweier Str. 44	5:16	40	0:15	1:10	
IP 17	Schweier Str. 43	6:20	52	0:16	1:24	
IP 18	Schweier Str. 42	6:01	43	0:15	1:24	
IP 19	Schweier Str. 38	0:00	0	0:00	0:00	
IP 20	Schweier Str. 40	0:00	0	0:00	0:00	
IP 21	Schweier Str. 41	5:05	35	0:15	1:15	
IP 22	Hakendorferwarp 1	5:31	38	0:15	1:21	
IP 23	Hakendorferwarp 2	4:54	35	0:14	1:12	
IP 24	Hakendorferwarp 3/3a	4:59	36	0:14	1:12	
IP 25	Hakendorferwarp 4	5:05	40	0:13	1:13	
IP 26	Hakendorferwarp 5	5:12	42	0:13	1:15	
IP 27	Hakendorferwarp 6	0:40	10	0:06	0:07	
IP 28	Hakendorferwarp 7	0:41	10	0:07	0:08	
IP 29	Hakendorferwarp 8	0:32	9	0:06	0:06	
IP 30	Hakendorferwarp 9	0:24	8	0:05	0:04	
IP 31	Alserwarp 13	0:00	0	0:00	0:00	
IP 32	Alserwarp 10	0:00	0	0:00	0:00	
IP 33	Nordpol 14	11:36	48	0:21	3:16	

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Vorbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 34	Nordpol 15	7:45	33	0:21	2:14	
IP 35	Niedernstr. 14	3:51	23	0:16	0:36	
IP 36	Niedernstr. 13	2:35	18	0:13	0:23	
IP 37	Niedernstr. 12	2:06	18	0:11	0:15	
IP 38	Niedernstr. 11	35:57	109	0:34	9:47	
IP 39	Schweier Str. 54	65:10	159	0:36	15:52	
IP 40	Niedernstr. 7	22:08	60	0:38	4:31	
IP 41	Niedernstr. 5	22:09	60	0:40	4:23	
IP 42	Niedernstr. 6	18:41	55	0:37	3:39	
IP 43	Niedernstr. 4	23:01	63	0:40	4:22	

#### Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name		Maximal	Erwartet
			[h/a]	[h/a]
VB 01	ENERCON ___E-70 E4 2300 71.0 !O!	NH: 64,0 m (Ges:99,5 m) (39)	36:02	7:55
VB 02	ENERCON ___E-82 E2 2300 82.0 !O!	NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (40)	134:28	32:18
VB 03	ENERCON ___E-82 E2 2300 82.0 !O!	NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (41)	80:56	19:45
VB 04	ENERCON ___E-82 E2 2300 82.0 !O!	NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (42)	77:45	16:35

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**

### **Zusatzbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz





## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Zusatzbelastung / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [BREMEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,53 2,81 3,16 5,42 7,18 5,91 6,09 6,01 4,64 3,11 1,99 1,07

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N53,4018\_E008,409454 (22)

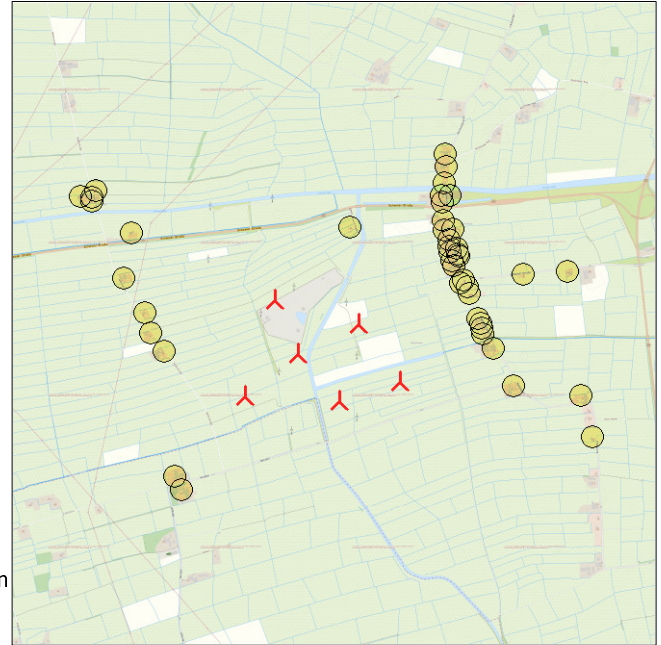
Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
463 361 489 651 653 528 656 1.204 1.358 922 790 601 8.676

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  
Rasterauflösung: 1,0 m

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

### WEA

WEA	Ost Nord Z			Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
	[m]	[m]	[m]		Ak-tuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
WEA 01	460.210	5.916.698	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 02	460.360	5.916.343	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 03	460.760	5.916.537	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 04	461.031	5.916.152	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 05	460.631	5.916.026	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 06	460.009	5.916.064	0,0	ENERCON __E-16...	Ja	ENERCON __E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	



▲ Neue WEA

● Schattenrezeptor  
Maßstab 1:50.000

### 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]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Schweier Str. 53	460.711	5.917.172	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Rodenkircherwarp 3	461.344	5.917.652	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Rodenkircherwarp 2	461.347	5.917.568	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Rodenkircherwarp 1	461.338	5.917.464	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rodenkircherwarp 19	461.317	5.917.377	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Rodenkircherwarp 17	461.374	5.917.382	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Rodenkircherwarp 18	461.320	5.917.333	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Schweier Str. 52	461.328	5.917.217	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Schweier Str. 50	461.331	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Schweier Str. 51	461.393	5.917.160	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Schweier Str. 49	461.362	5.917.086	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Schweier Str. 48	461.364	5.917.043	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Schweier Str. 47	461.411	5.917.031	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Schweier Str. 46	461.372	5.917.006	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Schweier Str. 45	461.420	5.916.991	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Schweier Str. 44	461.427	5.916.980	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Schweier Str. 43	461.380	5.916.950	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Schweier Str. 42	461.394	5.916.914	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schweier Str. 38	462.141	5.916.873	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Zusatzbelastung / 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 20	Schweier Str. 40	461.849	5.916.856	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schweier Str. 41	461.460	5.916.822	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Hakendorferwurf 1	461.441	5.916.800	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Hakendorferwurf 2	461.484	5.916.775	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hakendorferwurf 3/3a	461.494	5.916.733	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hakendorferwurf 4	461.550	5.916.565	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hakendorferwurf 5	461.569	5.916.531	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Hakendorferwurf 6	461.576	5.916.503	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Hakendorferwurf 7	461.583	5.916.462	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Hakendorferwurf 8	461.650	5.916.366	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Hakendorferwurf 9	461.780	5.916.119	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Alserwurf 13	462.229	5.916.052	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Alserwurf 10	462.299	5.915.778	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Nordpol 14	459.584	5.915.455	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Nordpol 15	459.541	5.915.540	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Niedernstr. 14	459.472	5.916.370	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Niedernstr. 13	459.385	5.916.485	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Niedernstr. 12	459.348	5.916.623	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 38	Niedernstr. 11	459.212	5.916.852	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 39	Schweier Str. 54	459.268	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 40	Niedernstr. 7	459.007	5.917.361	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 41	Niedernstr. 5	459.008	5.917.387	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 42	Niedernstr. 6	458.932	5.917.393	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 43	Niedernstr. 4	459.032	5.917.428	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### 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	Schweier Str. 53	154:42	130	1:59	19:46	
IP 02	Rodenkircherwurf 3	24:25	83	0:28	3:04	
IP 03	Rodenkircherwurf 2	42:13	94	0:50	5:05	
IP 04	Rodenkircherwurf 1	62:13	104	1:00	7:44	
IP 05	Rodenkircherwurf 19	76:50	114	1:05	9:55	
IP 06	Rodenkircherwurf 17	73:22	115	1:02	9:37	
IP 07	Rodenkircherwurf 18	82:51	120	1:07	10:55	
IP 08	Schweier Str. 52	95:18	135	1:13	13:19	
IP 09	Schweier Str. 50	102:28	146	1:10	14:42	
IP 10	Schweier Str. 51	85:57	146	1:04	12:43	
IP 11	Schweier Str. 49	96:00	158	1:05	14:39	
IP 12	Schweier Str. 48	104:51	166	1:04	15:57	
IP 13	Schweier Str. 47	104:12	170	1:03	15:37	
IP 14	Schweier Str. 46	113:12	175	1:06	17:08	
IP 15	Schweier Str. 45	113:36	173	1:09	16:59	
IP 16	Schweier Str. 44	116:19	173	1:10	17:21	
IP 17	Schweier Str. 43	127:13	175	1:14	19:12	
IP 18	Schweier Str. 42	135:57	182	1:16	20:24	
IP 19	Schweier Str. 38	26:20	75	0:38	4:58	
IP 20	Schweier Str. 40	61:08	135	0:55	10:43	
IP 21	Schweier Str. 41	147:24	199	1:18	22:44	
IP 22	Hakendorferwurf 1	156:32	202	1:22	24:21	
IP 23	Hakendorferwurf 2	154:13	206	1:21	24:26	
IP 24	Hakendorferwurf 3/3a	162:21	213	1:24	26:22	
IP 25	Hakendorferwurf 4	144:34	177	1:22	29:22	
IP 26	Hakendorferwurf 5	134:57	170	1:18	28:12	
IP 27	Hakendorferwurf 6	130:34	169	1:17	27:41	
IP 28	Hakendorferwurf 7	125:28	166	1:18	26:55	
IP 29	Hakendorferwurf 8	102:45	152	1:16	22:29	
IP 30	Hakendorferwurf 9	92:24	155	1:08	22:32	
IP 31	Alserwurf 13	30:03	94	0:30	7:11	

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Zusatzbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 32	Alserwarp 10	29:38	102	0:29	7:19	
IP 33	Nordpol 14	41:28	94	0:33	10:54	
IP 34	Nordpol 15	29:04	79	0:33	8:07	
IP 35	Niedernstr. 14	191:29	249	1:25	42:13	
IP 36	Niedernstr. 13	131:50	219	1:04	27:44	
IP 37	Niedernstr. 12	110:09	207	0:44	20:50	
IP 38	Niedernstr. 11	73:08	186	0:36	11:25	
IP 39	Schweier Str. 54	60:12	147	0:45	8:18	
IP 40	Niedernstr. 7	34:38	112	0:27	4:27	
IP 41	Niedernstr. 5	32:16	109	0:27	4:10	
IP 42	Niedernstr. 6	32:47	110	0:26	4:08	
IP 43	Niedernstr. 4	28:39	99	0:27	3:46	

#### Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name					Maximal	Erwartet
						[h/a]	[h/a]
WEA 01	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (8)	376:05	81:41
WEA 02	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (9)	268:34	46:17
WEA 03	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (10)	465:40	84:49
WEA 04	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (11)	386:32	69:09
WEA 05	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (12)	271:39	49:59
WEA 06	ENERCON	__E-160	EP5 E3	5560	160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (13)	219:08	32:22

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**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Gesamtbelastung / Hauptergebnis und Listen Annahmen für Schattenwurfberechnung

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

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

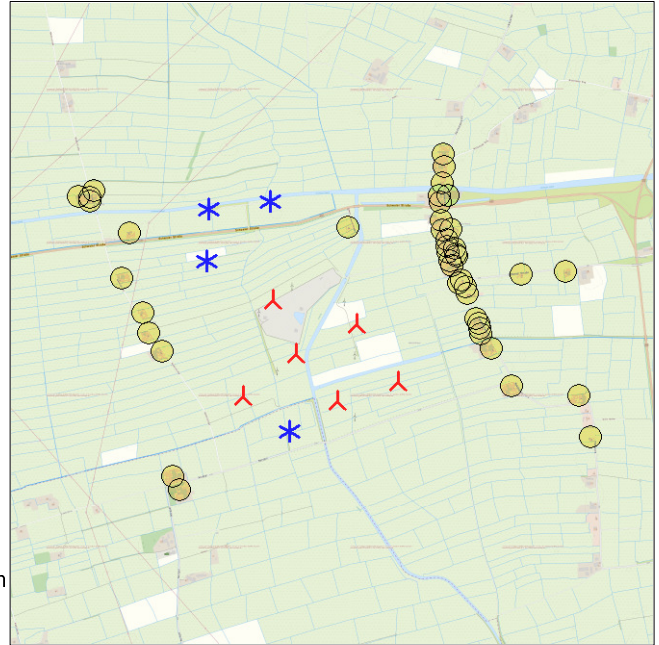
Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [BREMEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,53 2,81 3,16 5,42 7,18 5,91 6,09 6,01 4,64 3,11 1,99 1,07

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N53,4018\_E008,409454 (22)

Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
464 362 491 653 655 529 658 1.208 1.362 924 792 603 8.700

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  
Rasterauflösung: 1,0 m

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



Maßstab 1:50.000  
▲ Neue WEA    \* 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	460.311	5.915.833	0,0	ENERCON __E-70 ...Ja	ENERCON	__E-70 E4-2.300	2.300	71,0	64,0	1.644	21,5	
VB 02	460.198	5.917.353	0,0	ENERCON __E-82 ...Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0	
VB 03	459.789	5.917.306	0,0	ENERCON __E-82 ...Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0	
VB 04	459.773	5.916.961	0,0	ENERCON __E-82 ...Ja	ENERCON	__E-82 E2-2.300	2.300	82,0	108,4	1.601	18,0	
WEA 01	460.210	5.916.698	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 02	460.360	5.916.343	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 03	460.760	5.916.537	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 04	461.031	5.916.152	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 05	460.631	5.916.026	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	
WEA 06	460.009	5.916.064	0,0	ENERCON __E-16... Ja	ENERCON	__E-160 EP5 E3-5.560	5.560	160,0	119,8	1.785	9,4	

### 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	Schweier Str. 53	460.711	5.917.172	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Rodenkircherwarp 3	461.344	5.917.652	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Rodenkircherwarp 2	461.347	5.917.568	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Rodenkircherwarp 1	461.338	5.917.464	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rodenkircherwarp 19	461.317	5.917.377	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Rodenkircherwarp 17	461.374	5.917.382	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Rodenkircherwarp 18	461.320	5.917.333	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Schweier Str. 52	461.328	5.917.217	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Schweier Str. 50	461.331	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Schweier Str. 51	461.393	5.917.160	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Schweier Str. 49	461.362	5.917.086	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Schweier Str. 48	461.364	5.917.043	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Schweier Str. 47	461.411	5.917.031	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Schweier Str. 46	461.372	5.917.006	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Gesamtbelastung / 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 15	Schweier Str. 45	461.420	5.916.991	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Schweier Str. 44	461.427	5.916.980	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Schweier Str. 43	461.380	5.916.950	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Schweier Str. 42	461.394	5.916.914	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schweier Str. 38	462.141	5.916.873	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Schweier Str. 40	461.849	5.916.856	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schweier Str. 41	461.460	5.916.822	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Hakendorferwurf 1	461.441	5.916.800	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Hakendorferwurf 2	461.484	5.916.775	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hakendorferwurf 3/3a	461.494	5.916.733	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hakendorferwurf 4	461.550	5.916.565	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hakendorferwurf 5	461.569	5.916.531	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Hakendorferwurf 6	461.576	5.916.503	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Hakendorferwurf 7	461.583	5.916.462	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Hakendorferwurf 8	461.650	5.916.366	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Hakendorferwurf 9	461.780	5.916.119	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Alserwurf 13	462.229	5.916.052	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Alserwurf 10	462.299	5.915.778	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Nordpol 14	459.584	5.915.455	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Nordpol 15	459.541	5.915.540	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Niedernstr. 14	459.472	5.916.370	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Niedernstr. 13	459.385	5.916.485	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Niedernstr. 12	459.348	5.916.623	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 38	Niedernstr. 11	459.212	5.916.852	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 39	Schweier Str. 54	459.268	5.917.151	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 40	Niedernstr. 7	459.007	5.917.361	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 41	Niedernstr. 5	459.008	5.917.387	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 42	Niedernstr. 6	458.932	5.917.393	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 43	Niedernstr. 4	459.032	5.917.428	0,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### 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	Schweier Str. 53	215:13	279	1:59	34:23	
IP 02	Rodenkircherwurf 3	30:04	104	0:28	4:08	
IP 03	Rodenkircherwurf 2	47:11	115	0:50	6:07	
IP 04	Rodenkircherwurf 1	67:02	128	1:00	8:46	
IP 05	Rodenkircherwurf 19	84:36	158	1:05	11:34	
IP 06	Rodenkircherwurf 17	78:33	142	1:02	10:45	
IP 07	Rodenkircherwurf 18	91:01	165	1:07	12:44	
IP 08	Schweier Str. 52	104:13	185	1:13	15:29	
IP 09	Schweier Str. 50	111:28	198	1:10	16:56	
IP 10	Schweier Str. 51	90:24	168	1:04	13:53	
IP 11	Schweier Str. 49	104:36	210	1:05	16:46	
IP 12	Schweier Str. 48	113:38	220	1:04	18:07	
IP 13	Schweier Str. 47	109:48	192	1:06	16:53	
IP 14	Schweier Str. 46	121:09	213	1:11	18:56	
IP 15	Schweier Str. 45	119:01	195	1:10	18:16	
IP 16	Schweier Str. 44	121:35	197	1:11	18:37	
IP 17	Schweier Str. 43	133:33	199	1:16	20:43	
IP 18	Schweier Str. 42	141:58	207	1:18	21:54	
IP 19	Schweier Str. 38	26:20	75	0:38	4:59	
IP 20	Schweier Str. 40	61:08	135	0:55	10:45	
IP 21	Schweier Str. 41	152:10	224	1:22	24:04	
IP 22	Hakendorferwurf 1	161:43	228	1:24	25:46	
IP 23	Hakendorferwurf 2	158:37	231	1:22	25:40	
IP 24	Hakendorferwurf 3/3a	166:46	239	1:25	27:37	
IP 25	Hakendorferwurf 4	149:01	208	1:22	30:35	
IP 26	Hakendorferwurf 5	139:30	202	1:18	29:25	

(Fortsetzung nächste Seite)...



## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Gesamtbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 27	Hakendorferwurf 6	130:34	169	1:17	27:45	
IP 28	Hakendorferwurf 7	125:29	166	1:18	27:00	
IP 29	Hakendorferwurf 8	103:02	157	1:16	22:36	
IP 30	Hakendorferwurf 9	92:48	163	1:08	22:40	
IP 31	Alserwurf 13	30:03	94	0:30	7:12	
IP 32	Alserwurf 10	29:38	102	0:29	7:21	
IP 33	Nordpol 14	41:28	94	0:33	10:56	
IP 34	Nordpol 15	30:54	83	0:33	8:39	
IP 35	Niedernstr. 14	193:32	261	1:25	42:38	
IP 36	Niedernstr. 13	132:04	223	1:04	27:51	
IP 37	Niedernstr. 12	110:09	207	0:44	20:53	
IP 38	Niedernstr. 11	108:10	281	0:36	20:51	
IP 39	Schweier Str. 54	123:12	296	0:45	23:32	
IP 40	Niedernstr. 7	51:33	152	0:38	8:00	
IP 41	Niedernstr. 5	48:43	147	0:40	7:31	
IP 42	Niedernstr. 6	46:51	147	0:37	6:55	
IP 43	Niedernstr. 4	45:33	136	0:40	7:04	

### Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
VB 01	ENERCON __E-70 E4 2300 71.0 !O! NH: 64,0 m (Ges:99,5 m) (39)	36:02	7:53
VB 02	ENERCON __E-82 E2 2300 82.0 !O! NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (40)	134:28	32:10
VB 03	ENERCON __E-82 E2 2300 82.0 !O! NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (41)	80:56	19:40
VB 04	ENERCON __E-82 E2 2300 82.0 !O! NH: 108,4 m (Ges:149,4 m) (42)	77:45	16:31
WEA 01	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (8)	376:05	81:55
WEA 02	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (9)	268:34	46:24
WEA 03	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (10)	465:40	85:03
WEA 04	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (11)	386:32	69:21
WEA 05	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (12)	271:39	50:07
WEA 06	ENERCON __E-160 EP5 E3 5560 160.0 !O! NH: 119,8 m (Ges:199,8 m) (13)	219:08	32:27

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

**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: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy  
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

<b>Dokument-ID</b>	D0229982/10.0-de
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2022-10-19	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Funktionsweise .....</b>	<b>4</b>
2.1	Bestimmung der potentiellen Schattenwurfzeit .....	4
2.2	Messung der Beleuchtungsstärke .....	4
2.3	Abschaltautomatik .....	5
2.4	Erweiterte Funktionen .....	5
<b>3</b>	<b>Sicherheit .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Protokollierung .....</b>	<b>6</b>

## 1 Allgemeines

Dieses Dokument gilt für die Windenergieanlagen der Plattformen EP1 (E-44, E-53), EP2 (E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2), EP3 (E-115 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3) und für die E-160 EP5 E3 R1.

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.

## 2 Funktionsweise

Die ENERCON 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.

Die Sensoren werden windenergieanlagenspezifisch im Turm bzw. in der Gondel verbaut.

### 2.1 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, Rotor Durchmesser 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.

### 2.2 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  $120 \text{ W/m}^2$  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 die Sensoren so angeordnet, dass sich mindestens ein Sensor auf der Sonnenseite und ein Sensor auf der Schattenseite befindet.

Die Steuerung der Windenergieanlage ermittelt aus den Messwerten der 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  $120 \text{ W/m}^2$  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  $120 \text{ W/m}^2$  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.

## 2.3 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.

## 2.4 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.

## 3 Sicherheit

Die Funktion der Lichtsensorik wird während des Betriebs 2-mal täglich automatisch auf Plausibilität geprüft. 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.

## 4 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.

# Technische Beschreibung

## Schattenabschaltung

### ENERCON Windenergieanlagen EP5

**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: Momme Janssen, Jost Backhaus, Stefan Lütkemeyer, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle  
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

<b>Dokument-ID</b>	D0808848/2.0-de
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2021-01-15	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion



## Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines .....	4
2	Systemkomponenten .....	4
3	Funktionsweise .....	4
4	Protokollierung .....	5

## 1 Allgemeines

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.

Die Schattenabschaltung hält die Windenergieanlage an, wenn bei laufender Windenergieanlage Anlieger durch den Schattenwurf der rotierenden Rotorblätter belastigt würden. Die Schattenabschaltung wird ggf. schon mit der Genehmigung zur Errichtung einer Windenergieanlage vorgeschrieben.

Dieses Dokument gilt für Windenergieanlagen der Plattform EP5 (E-147 EP5, E-147 EP5 E2, E-160 EP5, E-160 EP5 E2 und E-160 EP5 E3) und beschreibt die Schattenabschaltung des Herstellers NorthTec.

## 2 Systemkomponenten

Das NorthTec-System wird spezifisch für jede Windenergieanlage bzw. für jeden Windpark ausgelegt. Die Schattenabschaltung besteht aus mindestens einer Mastereinheit und einer Lichtsensorik zur Erfassung der Lichtverhältnisse. Bei Bedarf können dem System weitere Lichtsensoriken hinzugefügt werden.

### Mastereinheit

Die Mastereinheit ermittelt unter Berücksichtigung der projektspezifischen Gegebenheiten, der Messwerte der Lichtsensorik und der Betriebsdaten der Windenergieanlage die erforderlichen Abschaltungen. Die Mastereinheit sendet Start- und Stoppsignale an die Windenergieanlagen und protokolliert relevante Ereignisse.

Eine Mastereinheit kann bis zu 100 Windenergieanlagen und die Schattenwurfimmissionen an bis zu 2000 Immissionsorten überwachen.

Die Mastereinheit wird in einem separaten Schaltschrank in der Nähe des ENERCON SCADA Servers der Windenergieanlage oder des Windparks installiert, beispielsweise in der Übergabestation, im Umspannwerk oder im Turmfuß.

### Lichtsensorik

Die Lichtsensorik misst die Beleuchtungsstärke des Sonnenlichts und übermittelt die Messwerte an die Mastereinheit. Zusätzlich wird der Mastereinheit über einen GPS-Empfänger in der Lichtsensorik die exakte Uhrzeit zur Verfügung gestellt.

Die Messwerte von einer Lichtsensorik können für die Schattenabschaltung von mehreren Windenergieanlagen verwendet werden. Bei einer weiträumigen Auslegung eines Windparks ist die Ausrüstung weiterer Windenergieanlagen mit Lichtsensoriken notwendig. Die Lichtsensorik wird mit einer Halterung auf dem Gondeldach installiert und gegen Überspannung geschützt. Für den Betrieb unter schwierigen Wetterbedingungen (Eis, Schnee, Feuchtigkeit) wird die Lichtsensorik beheizt.

## 3 Funktionsweise

Der Schattenabschaltung liegt ein geometrisches System zugrunde. In der Mastereinheit werden die projektspezifischen Daten wie die Koordinaten, Nabenhöhen und Rotordurchmesser aller Windenergieanlagen am Standort hinterlegt. Zudem werden die Koordinaten und Ausmaße (Wände und Flächen) der zu schützenden Immissionsorte und die zulässigen Schattenwurfkontingente definiert. Unter Berücksichtigung der angeschlossenen

Lichtsensoren und der Betriebsdaten der Windenergieanlage ermittelt die Mastereinheit die erforderlichen Abschaltungen. Die Mastereinheit sendet die Start- und Stoppsignale an die Windenergieanlage, um definierte Vorgaben zum Schattenwurf zu erfüllen.

Die Schattenabschaltung verfügt über verschiedene Funktionen, um die vorgegebenen Richtwerte optimal zu nutzen und Abschaltzeiten gering zu halten:

- Berücksichtigung der Gondelposition
- Berücksichtigung der aktuellen Leistung der Windenergieanlage, um mögliche Schattenwurfkontingente in windstarken Zeiten zu nutzen
- Individuelle Überwachungszeiten je nach Nutzung für ausgewählte Immissionsorte, sodass für Industrie- und Gewerbegebiete an Wochenenden oder Feiertagen die Schattenabschaltung deaktiviert ist

Neben der geometrischen Berechnung der Abschaltungen können für die Schattenabschaltung alternativ auch Abschaltkalender vorgegeben werden.

### **Implementierung in ENERCON SCADA**

Um die Schattenabschaltung durchführen zu können, muss die Schattenabschaltung mit der Steuerung der Windenergieanlage kommunizieren. Dafür wird die Mastereinheit in das ENERCON SCADA System eingebunden. Dadurch kann die Mastereinheit die Betriebsdaten der Windenergieanlage abrufen. Die Betriebsdaten werden für eine exakte Berechnung des Schattenwurfs herangezogen. Die Mastereinheit sendet die Signale für die Start- und Stoppvorgänge an die Steuerung der Windenergieanlage über das ENERCON SCADA System.

Für die volle Funktionalität der Schattenabschaltung ist ein Datenaustausch zwischen der Lichtsensorik und der Mastereinheit notwendig. Dafür werden die Mastereinheit und die Lichtsensorik über Ethernet-Schnittstellen in das Park-Netzwerk eingebunden.

## **4 Protokollierung**

Alle relevanten Ereignisse werden durch die Mastereinheit protokolliert. Hierzu zählen:

- rechnerisch mögliche Schattenwurfzeiten an maßgeblichen Immissionsorten
- Abschaltzeiten der Windenergieanlage
- tatsächliche Schattenwurfzeiten unter Berücksichtigung sämtlicher Windenergieanlagen am Standort
- Tageszählerstand und Jahreszählerstand unter Berücksichtigung sämtlicher Windenergieanlagen am Standort
- Sonnenaufgang und Sonnenuntergang
- relevante Betriebsdaten der Windenergieanlage
- Beleuchtungsstärke der Lichtsensorik

Die Protokolle werden auf USB-Medien gespeichert und können zusätzlich über eine gesicherte Netzwerkverbindung ausgelesen werden.



## 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](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](http://ita.cr.usgs.gov/SRTM)**
11. **Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI); 08.10.2012**
12. **onmaps Online Kartendienst: geoGLIS GmbH & Co. KG / Eckernförde <https://onmaps.de>**