



**Rotorschattenwurfberechnung  
und Rotorschattenwurf-Regelung  
für den Betrieb von acht  
Windenergieanlagen  
am Standort Oerel**

**Bericht-Nr. 4271-20-S3**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



# **Rotorschattenwurfberechnung und Rotorschattenwurf-Regelung für den Betrieb von acht Windenergieanlagen am Standort Oerel**

Bericht-Nr.: 4271-20-S3

Auftraggeber: Energiekontor AG  
Mary-Somerville-Straße 5  
28359 Bremen

Auftragnehmer: IEL GmbH  
Kirchdorfer Straße 26  
26603 Aurich

Telefon: 04941 - 9558-0  
E-Mail: [mail@iel-gmbh.de](mailto:mail@iel-gmbh.de)

Bearbeiter: Ralf-Martin Marksfeldt  
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Prüfer: Alex Porjadinski (B.Eng.)  
(Projektbearbeiter Rotorschattenwurf)

Textteil: 24 Seiten (inkl. Deckblätter)  
Anhang: 35 Seiten (inkl. Deckblätter)  
CD-ROM: 230 Seiten

Datum: 04. November 2020

**Auflistung der erstellten Berichte:**

<b>Berichtsnummer</b>	<b>Datum</b>	<b>Titel</b>	<b>Gegenstand / Inhaltliche Änderungen</b>
4271-19-S1	20.05.2019	Rotorschattenwurfberechnung und Rotorschattenwurf-Regelung	Erstgutachten für sieben geplante Windenergieanlagen
4271-19-S1a	21.05.2019	Rotorschattenwurfberechnung und Rotorschattenwurf-Regelung	Folgende Anpassungen: - Verschiebung WEA 01 - Neue Blattdaten für die E-138 - Korrektur falsch übermittelter Nabenhöhe einer Bestands-WEA (WEA 06)
4271-20-S2	19.03.2020	Rotorschattenwurfberechnung und Rotorschattenwurf-Regelung	Revision des Gutachtens mit jetzt acht geplanten Windenergieanlagen (zusätzliches Repowering WEA 06)
4271-20-S3	04.11.2020	Rotorschattenwurfberechnung und Rotorschattenwurf-Regelung	Revision des Berichtes Nr. 4271-20-S2 - Verschiebung WEA 03

**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.

---

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einleitung und Aufgabenstellung .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Standortbeschreibung .....</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem .....</b>	<b>7</b>
<b>4.</b>	<b>Sonnenstandsrechnung, geometrische Hauptgrößen und Programmanforderungen .....</b>	<b>7</b>
4.1	Blatttiefe und Schattenreichweite.....	9
4.2	Kappungswinkel.....	9
4.3	Geometrie für WEA und IP .....	10
4.4	Gewächshausmodus .....	10
4.5	Hindernisse .....	10
4.6	Berechnungsjahr.....	11
4.7	Schattenwurfdauer (Worst-Case-Szenario) .....	11
4.8	Modellgrenzen und Modellbeschreibung .....	11
<b>5.</b>	<b>Windenergieanlagen .....</b>	<b>12</b>
5.1	Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung).....	12
5.2	Schattenminderungsmaßnahmen der geplanten Anlagentypen .....	13
5.3	Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung / VB).....	13
<b>6.</b>	<b>Immissionspunkte.....</b>	<b>14</b>
<b>7.</b>	<b>Astronomisch mögliche und meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer .....</b>	<b>15</b>
<b>8.</b>	<b>Orientierungswerte .....</b>	<b>16</b>
<b>9.</b>	<b>Berechnungsergebnisse und Beurteilung .....</b>	<b>16</b>
9.1	Berechnungsergebnisse .....	17
9.2	Beurteilung.....	18
9.3	Zeitliche Veränderungen durch die Verschiebung der geplanten WEA 03 ..	19
<b>10.</b>	<b>Zeitfenster für WEA-Abschaltungen.....</b>	<b>20</b>
10.1	Schattenwurfimmissionen bei automatisch geregelter Betriebsabschaltung der WEA 01 und WEA 04 bis WEA 08 .....	21
<b>11.</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>22</b>
<b>Anhang</b>	<b>.....</b>	<b>24</b>

## 1. Einleitung und Aufgabenstellung

Am Standort Oerel ist die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen der Anlagentypen ENERCON E-138 EP3 E2 mit einer Nabenhöhe von 160 m (WEA 01 und WEA 02) und Nordex N149/5.x STE mit 164 m Nabenhöhe (WEA 03 bis WEA 05, WEA 07 und WEA 08) geplant. Diese sieben Windenergieanlagen befinden sich bereits im Genehmigungsverfahren. Im Zuge der Neuerrichtung dieser sieben WEA soll eine am Standort im Betrieb befindliche Windenergieanlage zurückgebaut werden.

Zudem ist die Errichtung und der Betrieb einer weiteren Windenergieanlage des Anlagentyps ENERCON E-138 EP3 E2 mit einer Nabenhöhe von 160 m geplant. Diese neu geplante WEA 06N soll die momentan am Standort betriebene WEA 06 Bestand ersetzen.

Auf Grund einer Koordinatenverschiebung der geplanten WEA 03 wird eine Neuberechnung der Rotorschattenwurfzeiten notwendig.

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.

In einem zweiten Schritt sollen bei Überschreitungen der Orientierungswerte Zeitfenster ermittelt werden, in denen die acht geplanten Anlagen bei Sonnenschein außer Betrieb gesetzt werden, um so die Einhaltung der Orientierungswerte zu gewährleisten.

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 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 0,25 - 0,60 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.

Die Berechnungen erfolgen mit dem Programm windPRO® Version 3.4.405. 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. Standortbeschreibung**

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich im niedersächsischen Landkreis Rotenburg (Wümme), auf dem Gebiet der Samtgemeinde Geestequelle.

Die geplanten Windenergieanlagen sollen südlich der Ortschaft Oerel in landwirtschaftlich genutztem Gelände errichtet werden.

Derzeit existieren im Bereich der geplanten WEA zwei WEA des Typs ENERCON E-48 / 55,6 m, von denen beide zurückgebaut werden. Südlich der geplanten WEA befinden sich zwei weitere WEA des Anlagentyps E-53 / 60,0 m, deren Einwirkbereiche sich mit denen der geplanten WEA jedoch nicht überschneiden. Eine weitere Kleinwindanlage des Herstellers Lely Aircon LA30 / 42,0 m (WEA 11) befindet sich im Ortsteil Haidstücken, südlich von Oerel, in Betrieb. Diese wird nachfolgend als Vorbelastung berücksichtigt.

Die zu den Windenergieanlagen nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich in den Außenbereichen der Ortschaften Oerel, Barchel und Poggemühlen.

Das Untersuchungsgebiet liegt auf Höhen von ca. 6,5 bis 23,0 m ü. NN. Zur Berücksichtigung der minimalen Höhenunterschiede wird ein digitales Geländemodell auf Grundlage der topographischen Karte TK 25 berücksichtigt.

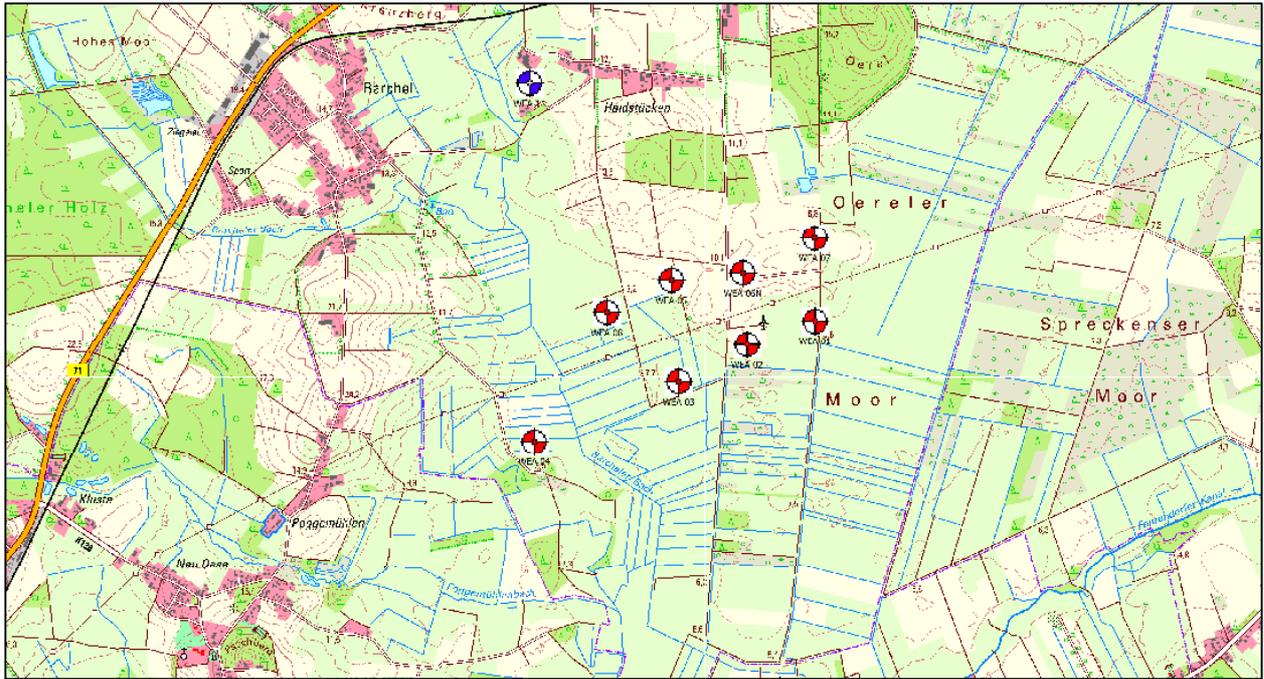


Abb. 1: Übersichtskarte (Vorbelastung = blau / Geplante WEA = rot)

Die Standortbegehung wurde am 03. Dezember 2018 durch einen Mitarbeiter der IEL GmbH durchgeführt. Für einen Teil der Immissionspunkte liegen Fotos vor; die Fotodokumentation dient hier lediglich internen Zwecken.

### 3. Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem

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

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden den aktuellen digitalen Karten AK 5 (Quelle: <http://www.umweltkarten-niedersachsen.de>) entnommen. Eine detaillierte Beschreibung sowie die Auflistung der Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte ist dem Abschnitt 6 zu entnehmen. Als weiteres Kartenmaterial dienen Digitale Topographische Karten (DTK), welche ebenfalls im UTM-Koordinatensystem vorliegen. Alle Programm-Koordinaten sind somit UTM-Koordinaten (UTM ETRS89 / Zone 32) und ermöglichen eine Kontrolle mit dem amtlichen Kartenmaterial.

### 4. Sonnenstandsberechnung, geometrische Hauptgrößen und Programmanforderungen

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  $\epsilon$ . 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.

#### 4.1 Blatttiefe und Schattenreichweite

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.

Der Rechenansatz geht von Leuchtdichteunterschieden und dem prozentualen Anteil der verdeckten Sonne aus. Dieser Anteil ergibt sich für einen Beobachtungspunkt aus der Entfernung zur WEA und aus der Blatttiefe. 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 maximalen Blatttiefen, die Blatttiefen bei 90% Rotorradius sowie die daraus resultierenden Schattenreichweiten für die hier berücksichtigten WEA-Typen gehen aus der Tabelle 2 (Kap. 5.1, 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  $SR^2 \cdot \pi = 1.521.827.746.881 \text{ km}^2$  sowie
- $\alpha$  = Winkel zur Bestimmung des Flächenanteils.

#### 4.2 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.

### 4.3 Geometrie für WEA und IP

In den Tabellen 3 und 4 (Windenergieanlagen) sowie Tabelle 5 (Immissionspunkte) werden folgende Bezeichnungen verwendet:

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

Die Geometrie Größen sind in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht.

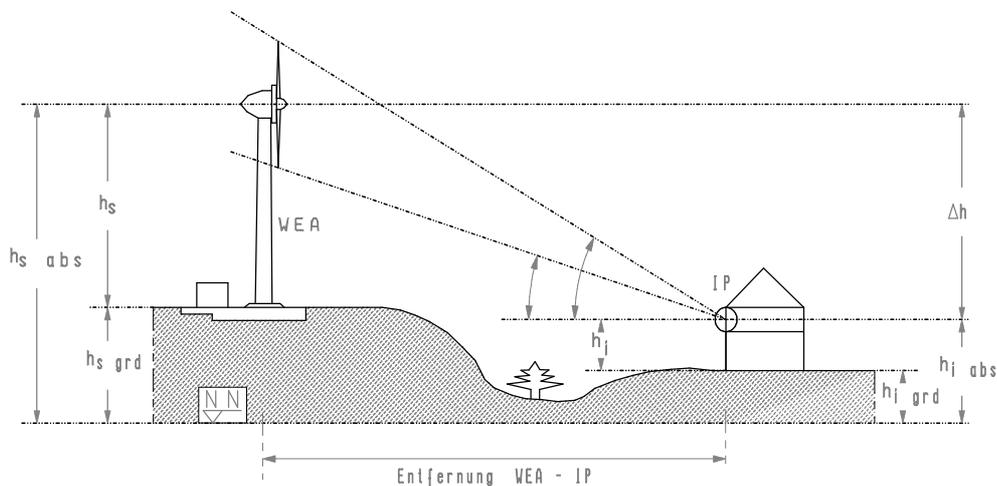


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

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

### 4.4 Gewächshausmodus

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

Diese Betrachtungsweise wird auch als sog. Gewächshausmodus bezeichnet und wird allgemein als konservativ angesehen, weil die schützenswerten Immissionspunkte in der Realität meist nur zwei Seiten oder eine Seite mit Lichtöffnungen besitzen.

### 4.5 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. Üblicherweise wird, wie im vorliegenden Fall, auf die Berücksichtigung von schattenmindernden Hindernissen verzichtet.

#### 4.6 Berechnungsjahr

Alle Zeitangaben werden für das Kalenderjahr 2019 berechnet und sind vergleichsweise genauer als Zeitberechnungen, welche eine Jahresangabe außer Betracht lassen. Für sie gilt stets 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.

#### 4.7 Schattenwurfdauer (Worst-Case-Szenario)

Für alle berechneten Werte der täglichen und jährlichen Schattenwurfdauer an einem IP (Std./Jahr; Min./Tag) gelten vorgenannte Randbedingungen. Es wird für die jeweils ermittelte Dauer üblicherweise angenommen, dass die Sonne ganzjährig von Sonnenauf- bis Sonnenuntergang scheint (astronomisch möglich, worst-case) und außer ggf. durch Geländekanten nicht abgeschirmt wird (vgl. Kap. 4.3). Für einen IP, der weiter von einer WEA liegt, wird die Immissionsdauer durch die genannte Einschränkung [siehe Kapitel 4.1 (RSRW) und 4.2 (3°-Kappung)] in sehr geringem Maße unterschätzt. 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 Schattenwurfdauer in nicht unerheblichem Maß überschätzt.

#### 4.8 Modellgrenzen und Modellbeschreibung

Im vorliegenden Fall wird für die leicht wellige Geländestruktur im Umfeld der geplanten Windenergieanlagen ein digitales Geländemodell auf Grundlage der topographischen Karte TK25 verwendet.

Die Windenergieanlagen und die zu berücksichtigenden Immissionspunkte befinden sich auf einem Höhenniveau von ca. 6,5 bis 23,0 m ü. NN.

<b>Modellgrenzen für die flächendeckenden Berechnungen (5,5 x 4,1 km)</b>				
RW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	West:	501.286	Ost:	506.786
HW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	Süd:	5.921.671	Nord:	5.925.771

Tabelle 1: Modellgrenzen für die flächendeckende Berechnung (UTM / ETRS89 / Zone 32)

## 5. Windenergieanlagen

Am Standort Oerel ist die Errichtung und der Betrieb von insgesamt acht Windenergieanlagen der Anlagentypen ENERCON E-138 EP3 E2 / 4,2 MW mit einer Nabenhöhe von 160 m (WEA 01 und WEA 02 sowie WEA 06N) und NORDEX N149/5.x STE / 5,7 MW mit einer Nabenhöhe von 164 m (WEA 03 bis 05 sowie WEA 07 und 08) geplant. Diese Windenergieanlagen gelten als Zusatzbelastung (ZB) und sind in Kap. 5.1 näher beschrieben.

Die als Vorbelastung (VB) geltenden Windenergieanlagen werden in Kap. 5.3 beschrieben. Das Zusammenwirken der Vor- und Zusatzbelastung führt zur Gesamtbelastung (GB).

Die Lage der berücksichtigten Windenergieanlagen ist der Standortübersicht im Anhang zu entnehmen.

### 5.1 Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)

In Tabelle 2 sind die für die Schattenwurfberechnungen maßgeblichen technischen Angaben für die vom Auftraggeber geplanten Anlagentypen zusammengefasst.

Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Max. Blatttiefe [m]	Blatttiefe bei 90% Rotorradius [m]	Rotorschattenreichweite (RSRW) [m]
ENERCON E-138 EP3 E2	160,0	3,93	1,02	1.679
NORDEX N149/5.x STE	164,0	4,20	1,21	1.836

Tabelle 2: Technische Angaben zu den geplanten Anlagentypen

Die Koordinaten und Abmessungen der vom Auftraggeber geplanten WEA sind der nachfolgenden Tabelle 3 zu entnehmen.

Geplante Windenergieanlagen (ZB)							
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-138 EP3 E2	504.739	5.923.577	8,5	160,0	168,5	138,3
WEA 02		504.384	5.923.453	9,5	160,0	169,5	138,3
WEA 03	NORDEX N149/5.x STE	504.027	5.923.256	6,3	164,0	170,3	149,1
WEA 04		503.276	5.922.943	6,5	164,0	170,5	149,1
WEA 05		503.989	5.923.793	8,6	164,0	172,6	149,1
WEA 06N	ENERCON E-138 EP3 E2	504.362	5.923.830	10,7	160,0	170,7	138,3
WEA 07	NORDEX N149/5.x STE	504.737	5.924.015	10,4	164,0	174,4	149,1
WEA 08		503.654	5.923.624	8,0	164,0	172,0	149,1

Tabelle 3: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen

## 5.2 Schattenminderungsmaßnahmen der geplanten Anlagentypen

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 Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 verwendet feste anlagenbezogene Abschaltzeiten.

Der Anlagentyp NORDEX N149/5.x STE verwendet einen Datensatz mit Koordinaten der zu berücksichtigenden Windenergieanlagen und Immissionspunkte und errechnet selbsttätig die zu berücksichtigenden Abschaltzeiten.

## 5.3 Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung / VB)

Derzeit befinden sich im Bereich der geplanten WEA zwei WEA in Betrieb. Diese werden zurückgebaut. Außerdem befindet sich eine Kleinwindenergieanlage (WEA 11) nördlich der geplanten WEA 04 in Betrieb. Diese wird nachfolgend als Vorbelastung berücksichtigt.

Die Daten der zu berücksichtigenden Windenergieanlage sind der nachfolgend aufgeführten Tabelle 4 zu entnehmen.

Weitere Windenergieanlage (VB)							
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 11	LELY AIRCON LA30	503.251	5.924.830	14,0	42,0	56,0	13,7

Tabelle 4: Daten der bestehenden WEA, Koordinaten und Abmessungen

## 6. 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.

Die Lage der Immissionspunkte ist in der anliegenden Übersichtskarte (Geplante WEA und Immissionspunkte) dargestellt. In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die Bezeichnung und die Koordinaten zusammengefasst. Die vertikale Lage (gerundet) wurde entsprechend der örtlichen Gegebenheiten mit 2 m Höhe über Geländeoberkante (GOK) angesetzt.

Ein weiterer Immissionspunkt (IP 38, UTM RW 502.717 / HW 5.924.187) am Freibad bei der Ortschaft Barchel wurde wieder verworfen, da nach Voruntersuchungen dort nur Rotorschattenwurf in der Zeit der letzten Septembertage bis Mitte März auftritt. In diesem Zeitraum ist von keinem Betrieb des Bades auszugehen.

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 01	Poggemühlen 15	502.088	5.922.690	13,0	2,0	15,0
IP 02	Poggemühlen 18	502.202	5.922.719	14,4	2,0	16,4
IP 03	Poggemühlen 16	502.151	5.922.743	14,7	2,0	16,7
IP 04	Poggemühlen 20	502.163	5.922.775	15,5	2,0	17,5
IP 05	Poggemühlen 24	502.189	5.922.866	20,7	2,0	22,7
IP 06	Poggemühlen 26	502.194	5.922.893	21,3	2,0	23,3
IP 07	Poggemühlen 23	502.172	5.922.952	22,5	2,0	24,5
IP 08	Poggemühlen 27	502.210	5.923.038	22,8	2,0	24,8
IP 09	Poggemühlen 28	502.263	5.923.056	22,9	2,0	24,9
IP 10	Brügstraße 10	502.251	5.923.513	22,8	2,0	24,8
IP 11	Brügstraße 8	502.237	5.923.547	22,7	2,0	24,7
IP 12	Brügstraße 6	502.275	5.923.931	17,6	2,0	19,6
IP 13	Brügstraße 4	502.267	5.923.963	16,4	2,0	18,4
IP 14	Brügstraße 5	502.334	5.923.940	17,0	2,0	19,0
IP 15	Brügstraße 3	502.311	5.923.958	16,6	2,0	18,6
IP 16	Logestraße 3	502.188	5.924.162	14,9	2,0	16,9
IP 17	Logestraße 1	502.224	5.924.165	14,5	2,0	16,5

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		h <sub>i</sub> grad [m]	h <sub>i</sub> [m]	h <sub>i</sub> abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 18	Barcheler Straße 2	502.255	5.924.166	14,0	2,0	16,0
IP 19	Barcheler Straße 1	502.221	5.924.229	16,1	2,0	18,1
IP 20	Barcheler Straße 6	502.261	5.924.223	15,0	2,0	17,0
IP 21	Barcheler Straße 4	502.278	5.924.224	14,5	2,0	16,5
IP 22	Barcheler Straße 3	502.223	5.924.285	16,8	2,0	18,8
IP 23	Barcheler Straße 14	502.415	5.924.255	13,1	2,0	15,1
IP 23a	Barcheler Straße	502.429	5.924.202	11,9	2,0	13,9
IP 24	Hohenkamp-Moor	503.193	5.924.953	11,9	2,0	13,9
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	503.415	5.924.948	13,4	2,0	15,4
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	503.442	5.924.991	12,4	2,0	14,4
IP 27	Schlangendieksweg 1	503.211	5.924.676	11,6	2,0	13,6
IP 28	Heidstückenweg 6	503.678	5.924.887	12,3	2,0	14,3
IP 29	Heidstückenweg 8	503.714	5.924.867	12,4	2,0	14,4
IP 30	Heidstückenweg 10	503.749	5.924.864	12,5	2,0	14,5
IP 31	Heidstückenweg 14	503.845	5.924.840	13,0	2,0	15,0
IP 32	Heidstückenweg 5	503.916	5.924.916	12,5	2,0	14,5
IP 33	Heidstückenweg 16	503.915	5.924.848	12,9	2,0	14,9
IP 34	Heidstückenweg 18	503.971	5.924.841	12,8	2,0	14,8
IP 35	Heidstückenweg 20	504.006	5.924.837	12,7	2,0	14,7
IP 36	Heidstückenweg 22	504.038	5.924.838	12,6	2,0	14,6
IP 37	Heidstückenweg 24	504.094	5.924.829	11,8	2,0	13,8

Tabelle 5: Koordinaten der Immissionspunkte

## 7. 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. Im statistischen Mittel führen diese 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 ca. 25 % bis 35 % der astronomisch möglichen Rotorschattenwurfzeiten liegt.

## 8. Orientierungswerte

Störwirkungen werden personenbezogen mehr oder weniger stark empfunden, weshalb Orientierungswerte auf einen normal empfindenden und der Störquelle gegenüber nicht negativ eingestellten Menschen abgestimmt sind.

Zur Bestimmung von tragbaren Immissionsgrenzen hat ein vom Staatlichen Umweltamt Schleswig initiiertes Arbeitskreis zu diesem Thema umfangreiche Studien 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 zumeist unverändert so erlassen wurden.

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

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

## 9. Berechnungsergebnisse 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 Berechnung für Punkte ist gängige Praxis, da nur so eine Vergleichbarkeit von Ergebnissen für Belastungen an unterschiedlichen Orten oder aus anderen Gutachten gegeben ist.

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 Schattenwurfdauer 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.

## 9.1 Berechnungsergebnisse

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

IP-Nr.	Adresse	Vorbelastung		Zusatzbelastung gesamt		Zusatzbelastung anteilig WEA 06N		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]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 01	Poggemühlen 15	-/-	-/-	35:00	00:29	-/-	-/-	35:00	00:29
IP 02	Poggemühlen 18	-/-	-/-	39:38	00:32	-/-	-/-	39:38	00:32
IP 03	Poggemühlen 16	-/-	-/-	38:09	00:31	-/-	-/-	38:09	00:31
IP 04	Poggemühlen 20	-/-	-/-	38:17	00:31	-/-	-/-	38:17	00:31
IP 05	Poggemühlen 24	-/-	-/-	32:51	00:31	-/-	-/-	32:51	00:31
IP 06	Poggemühlen 26	-/-	-/-	31:56	00:31	-/-	-/-	31:56	00:31
IP 07	Poggemühlen 23	-/-	-/-	28:33	00:31	-/-	-/-	28:33	00:31
IP 08	Poggemühlen 27	-/-	-/-	34:35	00:32	-/-	-/-	34:35	00:32
IP 09	Poggemühlen 28	-/-	-/-	38:01	00:34	-/-	-/-	38:01	00:34
IP 10	Brügstraße 10	-/-	-/-	37:25	00:38	-/-	-/-	37:25	00:38
IP 11	Brügstraße 8	-/-	-/-	36:32	00:38	-/-	-/-	36:32	00:38
IP 12	Brügstraße 6	-/-	-/-	34:04	00:30	-/-	-/-	34:04	00:30
IP 13	Brügstraße 4	-/-	-/-	34:07	00:28	-/-	-/-	34:07	00:28
IP 14	Brügstraße 5	-/-	-/-	44:40	00:31	-/-	-/-	44:40	00:31
IP 15	Brügstraße 3	-/-	-/-	37:17	00:29	-/-	-/-	37:17	00:29
IP 16	Logestraße 3	-/-	-/-	29:24	00:23	-/-	-/-	29:24	00:23
IP 17	Logestraße 1	-/-	-/-	36:15	00:23	-/-	-/-	36:15	00:23
IP 18	Barcheler Straße 2	-/-	-/-	36:42	00:24	-/-	-/-	36:42	00:24
IP 19	Barcheler Straße 1	-/-	-/-	33:29	00:23	-/-	-/-	33:29	00:23
IP 20	Barcheler Straße 6	-/-	-/-	33:55	00:23	-/-	-/-	33:55	00:23
IP 21	Barcheler Straße 4	-/-	-/-	34:06	00:23	-/-	-/-	34:06	00:23
IP 22	Barcheler Straße 3	-/-	-/-	30:20	00:22	-/-	-/-	30:20	00:22
IP 23	Barcheler Straße 14	-/-	-/-	29:58	00:25	-/-	-/-	29:58	00:25
IP 23a	Barcheler Straße	-/-	-/-	34:04	00:25	-/-	-/-	34:04	00:25
IP 24	Hohenkamp-Moor	10:51	00:23	40:05	00:32	11:39	00:21	50:56	00:39
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	04:17	00:16	41:53	00:39	22:34	00:23	46:10	00:39
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	03:13	00:13	35:10	00:35	21:23	00:23	38:23	00:35
IP 27	Schlangendieksweg 1	-/-	-/-	60:15	00:38	10:39	00:23	60:15	00:38
IP 28	Heidstückenweg 6	-/-	-/-	36:51	00:28	22:32	00:28	36:51	00:28
IP 29	Heidstückenweg 8	-/-	-/-	55:03	00:49	22:56	00:28	55:03	00:49
IP 30	Heidstückenweg 10	-/-	-/-	54:16	00:50	21:41	00:29	54:16	00:50
IP 31	Heidstückenweg 14	-/-	-/-	52:49	00:51	19:04	00:29	52:49	00:51
IP 32	Heidstückenweg 5	-/-	-/-	35:46	00:33	05:46	00:18	35:46	00:33
IP 33	Heidstückenweg 16	-/-	-/-	47:09	00:47	13:47	00:26	47:09	00:47
IP 34	Heidstückenweg 18	-/-	-/-	45:17	00:43	11:02	00:24	45:17	00:43
IP 35	Heidstückenweg 20	-/-	-/-	44:43	00:39	09:22	00:22	44:43	00:39

IP-Nr.	Adresse	Vorbelastung		Zusatzbelastung gesamt		Zusatzbelastung anteilig WEA 06N		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]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 36	Heidstückenweg 22	-/-	-/-	44:01	00:34	07:12	00:20	44:01	00:34
IP 37	Heidstückenweg 24	-/-	-/-	47:12	00:42	05:14	00:17	47:12	00:42

Tabelle 6: 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.

## 9.2 Beurteilung

Die in der vorgenannten Tab. 6 aufgeführte „Zusatzbelastung gesamt“ beinhaltet die bereits im Genehmigungsverfahren befindlichen WEA sowie die hier zusätzlich berücksichtigte WEA 06N. Unter „Zusatzbelastung anteilig WEA 06N“ wird die von dieser WEA anteilig zu berücksichtigende Zusatzbelastung aufgeführt.

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 aus Tabelle 6 zeigen, dass an keinem Immissionspunkt die zulässigen Orientierungswerte durch die Vorbelastung überschritten werden.

An den Immissionspunkten IP 01 bis IP 15, IP 17 bis IP 22, IP 23a 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. An allen weiteren IPs werden die Orientierungswerte eingehalten.

Der Auftragnehmer empfiehlt die Genehmigung mit der Maßgabe von Auflagen zu erteilen. Dabei sind für die geplanten WEA 01 sowie WEA 04 bis WEA 08 entsprechende technische Einrichtungen bzw. Rotorschattenwurfmodule zur Einhaltung der Orientierungswerte vorzusehen.

### Hinweis:

Die dargestellten Ergebnisse sowie die Beurteilung gelten ausschließlich für die hier betrachtete Anlagenkonfiguration. Sollten sich Änderungen hinsichtlich der zu berücksichtigenden Vorbelastung bzw. der zu beurteilenden Immissionspunkte

ergeben, sind die ermittelten Ergebnisse nicht mehr gültig und es sind neue Berechnungen notwendig.

### 9.3 Zeitliche Veränderungen durch die Verschiebung der geplanten WEA 03

Auf Grund einer Koordinatenverschiebung der geplanten WEA 03 wurden im vorliegenden Bericht die Rotorschattenwurfbelastungen an 37 relevanten Immissionspunkten neu berechnet.

Aus dieser Verschiebung ergeben sich zwangsläufig Veränderungen der Start- und Endzeiten an den betroffenen Immissionspunkten. Die summierten Veränderungen auf Grund der Verschiebung sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Positive Veränderungen sind darin grün, negative sind rot dargestellt.

IP-Nr.	Adresse	Zusatzbelastung 4271-20-S2		Zusatzbelastung 4271-20-S3		Differenz	
		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	Poggemühlen 15	35:00	00:29	35:00	00:29	-/-	-/-
IP 02	Poggemühlen 18	39:28	00:32	39:38	00:32	-00:10	-/-
IP 03	Poggemühlen 16	38:05	00:31	38:09	00:31	-00:04	-/-
IP 04	Poggemühlen 20	38:18	00:31	38:17	00:31	00:01	-/-
IP 05	Poggemühlen 24	32:57	00:32	32:51	00:31	00:06	00:01
IP 06	Poggemühlen 26	31:58	00:31	31:56	00:31	00:02	-/-
IP 07	Poggemühlen 23	28:38	00:31	28:33	00:31	00:05	-/-
IP 08	Poggemühlen 27	34:24	00:37	34:35	00:32	-00:11	00:05
IP 09	Poggemühlen 28	38:00	00:38	38:01	00:34	-00:01	00:04
IP 10	Brügstraße 10	37:18	00:38	37:25	00:38	-00:07	-/-
IP 11	Brügstraße 8	36:34	00:39	36:32	00:38	00:02	00:01
IP 12	Brügstraße 6	34:06	00:30	34:04	00:30	00:02	-/-
IP 13	Brügstraße 4	34:05	00:28	34:07	00:28	-00:02	-/-
IP 14	Brügstraße 5	38:55	00:31	44:40	00:31	-05:45	-/-
IP 15	Brügstraße 3	37:18	00:29	37:17	00:29	00:01	-/-
IP 16	Logestraße 3	29:26	00:23	29:24	00:23	00:02	-/-
IP 17	Logestraße 1	36:13	00:23	36:15	00:23	-00:02	-/-
IP 18	Barcheler Straße 2	36:40	00:23	36:42	00:24	-00:02	-00:01
IP 19	Barcheler Straße 1	33:30	00:23	33:29	00:23	00:01	-/-
IP 20	Barcheler Straße 6	33:57	00:23	33:55	00:23	00:02	-/-
IP 21	Barcheler Straße 4	34:03	00:23	34:06	00:23	-00:03	-/-
IP 22	Barcheler Straße 3	30:21	00:22	30:20	00:22	00:01	-/-
IP 23	Barcheler Straße 14	29:54	00:25	29:58	00:25	-00:04	-/-
IP 23a	Barcheler Straße	33:59	00:25	34:04	00:25	-00:05	-/-
IP 24	Hohenkamp-Moor	40:05	00:32	40:05	00:32	-/-	-/-
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	41:56	00:39	41:53	00:39	00:03	-/-
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	35:17	00:36	35:10	00:35	00:07	00:01
IP 27	Schlangendieksweg 1	59:42	00:39	60:15	00:38	-00:33	00:01
IP 28	Heidstückenweg 6	36:54	00:28	36:51	00:28	00:03	-/-
IP 29	Heidstückenweg 8	55:13	00:49	55:03	00:49	00:10	-/-
IP 30	Heidstückenweg 10	54:24	00:50	54:16	00:50	00:08	-/-

IP-Nr.	Adresse	Zusatzbelastung 4271-20-S2		Zusatzbelastung 4271-20-S3		Differenz	
		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 31	Heidstückenweg 14	53:07	00:51	52:49	00:51	00:18	-/-
IP 32	Heidstückenweg 5	35:59	00:33	35:46	00:33	00:13	-/-
IP 33	Heidstückenweg 16	47:25	00:47	47:09	00:47	00:16	-/-
IP 34	Heidstückenweg 18	45:22	00:43	45:17	00:43	00:05	-/-
IP 35	Heidstückenweg 20	44:54	00:39	44:43	00:39	00:11	-/-
IP 36	Heidstückenweg 22	44:15	00:34	44:01	00:34	00:14	-/-
IP 37	Heidstückenweg 24	47:31	00:43	47:12	00:42	00:19	00:01

Tabelle 7: Veränderungen durch die Koordinatenverschiebung der geplanten WEA 03

## 10. Zeitfenster für WEA-Abschaltungen

Die Berechnungen ergeben, dass zur Einhaltung der Orientierungswerte die geplanten WEA 01 und WEA 04 bis WEA 08 (ZB) mit einem Abschaltmodul ausgestattet werden müssen. Für eine Abschaltautomatik an diesen WEA werden Zeitfenster (Rotorschattenwurfabschaltzeiten / RAZ) definiert, welche die Einhaltung der geforderten Immissionsgrenzen durch die hier zu beurteilenden WEA ermöglichen. Diese sechs WEA müssen innerhalb dieser Zeitbereiche außer Betrieb gesetzt werden, sofern direkte Sonneneinstrahlung vorherrscht. Die Zeitfenster beziehen sich auf Mitteleuropäische Zeit unter Berücksichtigung der Sommerzeit und bezeichnen Einzeltage mit Start und Ende der Abschaltung.

Besonders wenn sehr viele WEA bzw. Immissionsorte zu betrachten sind, kann es bei der detaillierten Ermittlung der Zeitfenster zu teilweisen und vollständigen Überschneidungen einzelner Abschaltzeiten kommen. Diese Überschneidungen werden vom Berechnungsprogramm berücksichtigt.

Die ermittelten Abschaltzeitfenster sind dem Anhang (Externer Anhang CD) zu entnehmen.

### 10.1 Schattenwurfimmissionen bei automatisch geregelter Betriebsabschaltung der WEA 01 und WEA 04 bis WEA 08

In der nachfolgenden Tabelle 8 sind für alle Immissionspunkte die Berechnungsergebnisse der Gesamtbelastung unter Berücksichtigung der Rotorschattenwurfabschaltzeiten der geplanten WEA (WEA 01 sowie WEA 04 bis WEA 08) zusammengefasst.

IP-Nr.	Adresse	Gesamtbelastung mit ZB-RAZ	
		Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 01	Poggemühlen 15	18:57	00:20
IP 02	Poggemühlen 18	24:17	00:22
IP 03	Poggemühlen 16	26:49	00:21
IP 04	Poggemühlen 20	28:56	00:22
IP 05	Poggemühlen 24	19:29	00:22
IP 06	Poggemühlen 26	14:33	00:22
IP 07	Poggemühlen 23	15:18	00:22
IP 08	Poggemühlen 27	17:47	00:23
IP 09	Poggemühlen 28	23:59	00:24
IP 10	Brügstraße 10	27:28	00:30
IP 11	Brügstraße 8	29:30	00:29
IP 12	Brügstraße 6	16:53	00:24
IP 13	Brügstraße 4	14:22	00:25
IP 14	Brügstraße 5	16:11	00:25
IP 15	Brügstraße 3	11:15	00:25
IP 16	Logestraße 3	17:01	00:22
IP 17	Logestraße 1	24:25	00:23
IP 18	Barcheler Straße 2	27:34	00:23
IP 19	Barcheler Straße 1	24:16	00:23
IP 20	Barcheler Straße 6	27:25	00:23
IP 21	Barcheler Straße 4	28:37	00:23
IP 22	Barcheler Straße 3	27:05	00:22
IP 23	Barcheler Straße 14	27:35	00:25
IP 23a	Barcheler Straße	29:19	00:25
IP 24	Hohenkamp-Moor	10:51	00:23
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	22:38	00:27
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	07:41	00:14
IP 27	Schlangendieksweg 1	18:52	00:23
IP 28	Heidstückenweg 6	22:09	00:27
IP 29	Heidstückenweg 8	23:44	00:28
IP 30	Heidstückenweg 10	23:48	00:29
IP 31	Heidstückenweg 14	21:50	00:29
IP 32	Heidstückenweg 5	09:32	00:18
IP 33	Heidstückenweg 16	15:10	00:27
IP 34	Heidstückenweg 18	15:24	00:27

IP-Nr.	Adresse	Gesamtbelastung mit ZB-RAZ	
		Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 35	Heidstückenweg 20	13:57	00:24
IP 36	Heidstückenweg 22	10:40	00:20
IP 37	Heidstückenweg 24	06:15	00:22

Tabelle 8: Schattenwurfdauer (GB) unter Berücksichtigung der Abschalttabellen (ZB-RAZ)

Die Immissionen der hier zu berücksichtigenden Windenergieanlagen (WEA 01 und WEA 04 bis WEA 08) werden durch die Abschaltzeiten so weit reduziert, dass die geforderten Orientierungswerte an allen Immissionspunkten eingehalten werden.

## 11. Zusammenfassung

Am Standort Oerel ist die Errichtung und der Betrieb von insgesamt acht Windenergieanlagen der Anlagentypen ENERCON E-138 EP3 E2 mit 160 m Nabenhöhe (WEA 01 und 02 sowie WEA 06N) und NORDEX N149/5.x STE mit einer Nabenhöhe von 164 m (WEA 03 bis 05 sowie WEA 07 und 08) geplant.

Vornehmliche Aufgabe des vorliegenden Berichts war die Untersuchung der Zeitpunkte, der Dauer sowie der Zulässigkeit möglicher Beeinträchtigungen durch Rotorschattenwurf (worst-case), welche durch den Betrieb der drehenden Rotoren an maßgeblichen Immissionspunkten (IP) verursacht werden.

An den Immissionspunkten IP 01 bis IP 15, IP 17 bis IP 22, IP 23a 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. An allen weiteren IPs werden die Orientierungswerte eingehalten.

Der Auftragnehmer empfiehlt die Genehmigung mit der Maßgabe von Auflagen zu erteilen. Dabei sind für die geplanten WEA 01 sowie WEA 04 bis WEA 08 entsprechende technische Einrichtungen bzw. Rotorschattenwurfmodule zur Einhaltung der Orientierungswerte vorzusehen.

Um diese Auflagen zu gewährleisten, wurden in einem zweiten Schritt Abschaltzeiten (RAZ) ermittelt.

Die Immissionen der hier zu berücksichtigenden Windenergieanlagen werden durch die Abschaltzeiten der WEA 01, 04, 05, 06N, 07 und 08) so weit reduziert, dass die geforderten Orientierungswerte an allen Immissionspunkten eingehalten werden.

Je nach festgelegten Orientierungswerten (worst-case bzw. reale Schattenwurfdauer) und Spezifikation des Abschaltmoduls sind die ermittelten Abschaltzeiten in die WEA-Steuerung vor Inbetriebnahme zu implementieren bzw. Betriebsprotokolle nach Inbetriebnahme erforderlich (vgl. Abschnitt 5.2).

Für den Anlagentyp ENERCON E-138 EP3 E2 werden in der Regel die berechneten Abschaltkalender zur Rotorschattenwurf-Regelung verwendet. Der Anlagentyp NORDEX N149/5.x STE kann diese Abschaltkalender ebenfalls zur Rotorschattenwurf-Regelung nutzen. Daneben besteht für diesen Anlagentyp die Möglichkeit mit dem kompletten Datensatz (alle Koordinaten der Windenergieanlagen und Immissionspunkte) kontinuierlich zu berechnen, 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 vorliegende Bericht zur Rotorschattenwurfberechnung umfasst 24 Textseiten und die im Anhangsverzeichnis aufgeführten Karten, Diagramme und Listen. Er darf nur in seiner Gesamtheit verwendet werden.

Aurich, 04. November 2020

Bericht verfasst durch



Ralf-Martin Marksfeldt  
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Geprüft und freigegeben durch



Alex Porjadinski (B. Eng.)  
(Projektbearbeiter Rotorschattenwurf)

---

## **Anhang**

### **Übersichtskarte:**

Windenergieanlagen und Immissionspunkte (1 Seite / A3)

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

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

### **Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung mit Zusatzbelastung-RAZ**

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

### **Technische Beschreibungen**

ENERCON / Schattenabschaltung (5 Seiten)

NORDEX / Schattenwurfmodul (6 Seiten)

### **Literaturverzeichnis (1 Seite)**

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

### **Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**

Shadow - Kalender IP (39 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (1 Seite)

### **Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**

Shadow - Kalender IP (76 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (14 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**

Shadow - Kalender IP (76 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (15 Seiten)

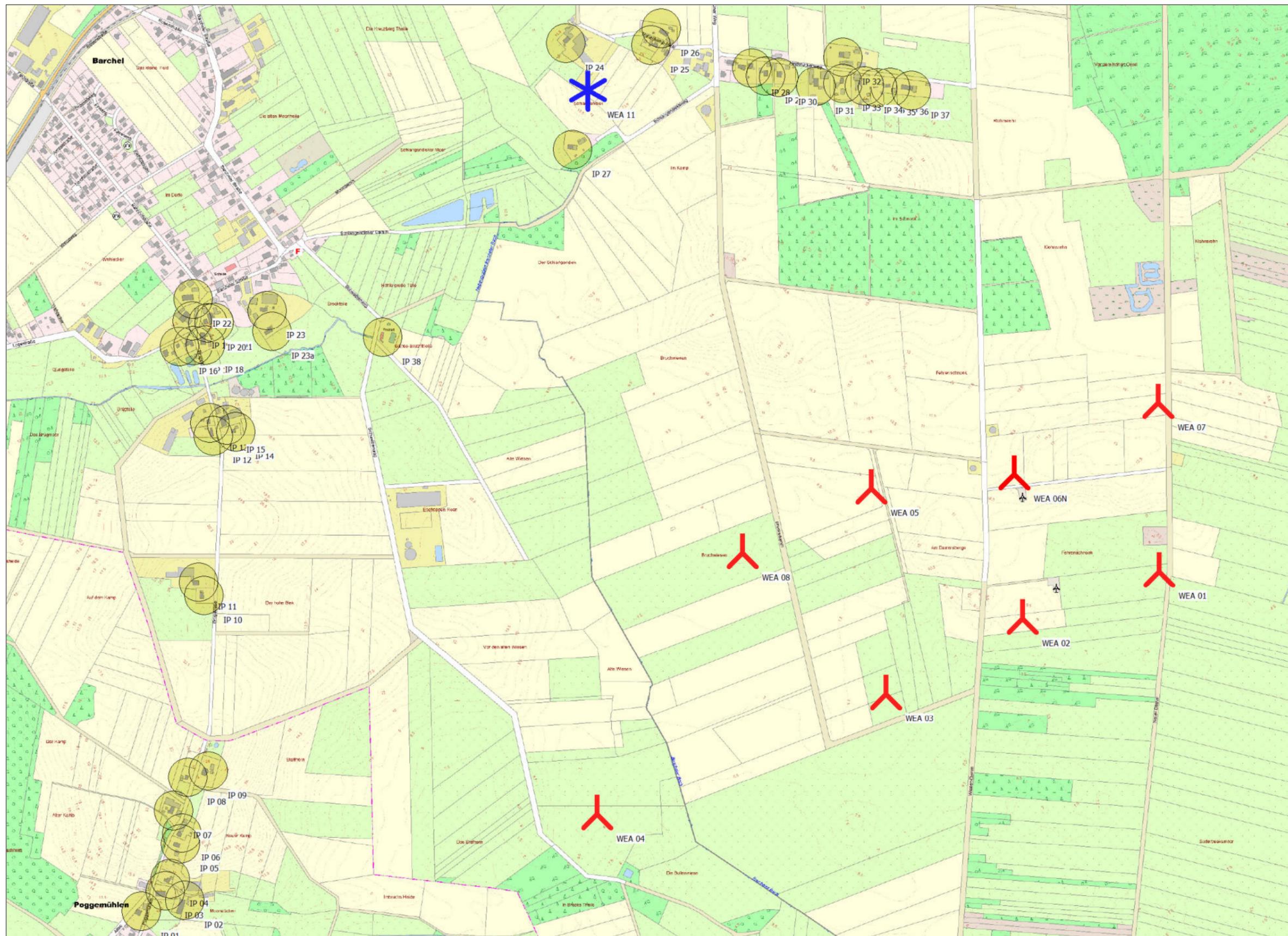
### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung mit Zusatzbelastung-RAZ**

Shadow – WEA-Abschaltkalender (9 Seiten)



## Übersichtskarte

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Karte: Niedersachsen, Maßstab 1:10.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 503.413,8 Nord: 5.923.840,7

Y Neue WEA     
 \* Existierende WEA     
 ● Schattenrezeptor

**BASIS - Karte**  
 Berechnung:  
 Windenergieanlagen und Immissionspunkte

Lizenzierter Anwender:  
**IEL GmbH**  
 Kirchdorfer Straße 26  
 DE-26603 Aurich  
 +49 4941 9558 0  
 RMM / mail@iel-gmbh.de  
 Berechnet:  
 30.10.2020 08:27/3.4.405



**Flächendeckende Darstellung  
Zusatzbelastung  
„Astronomisch mögliche  
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

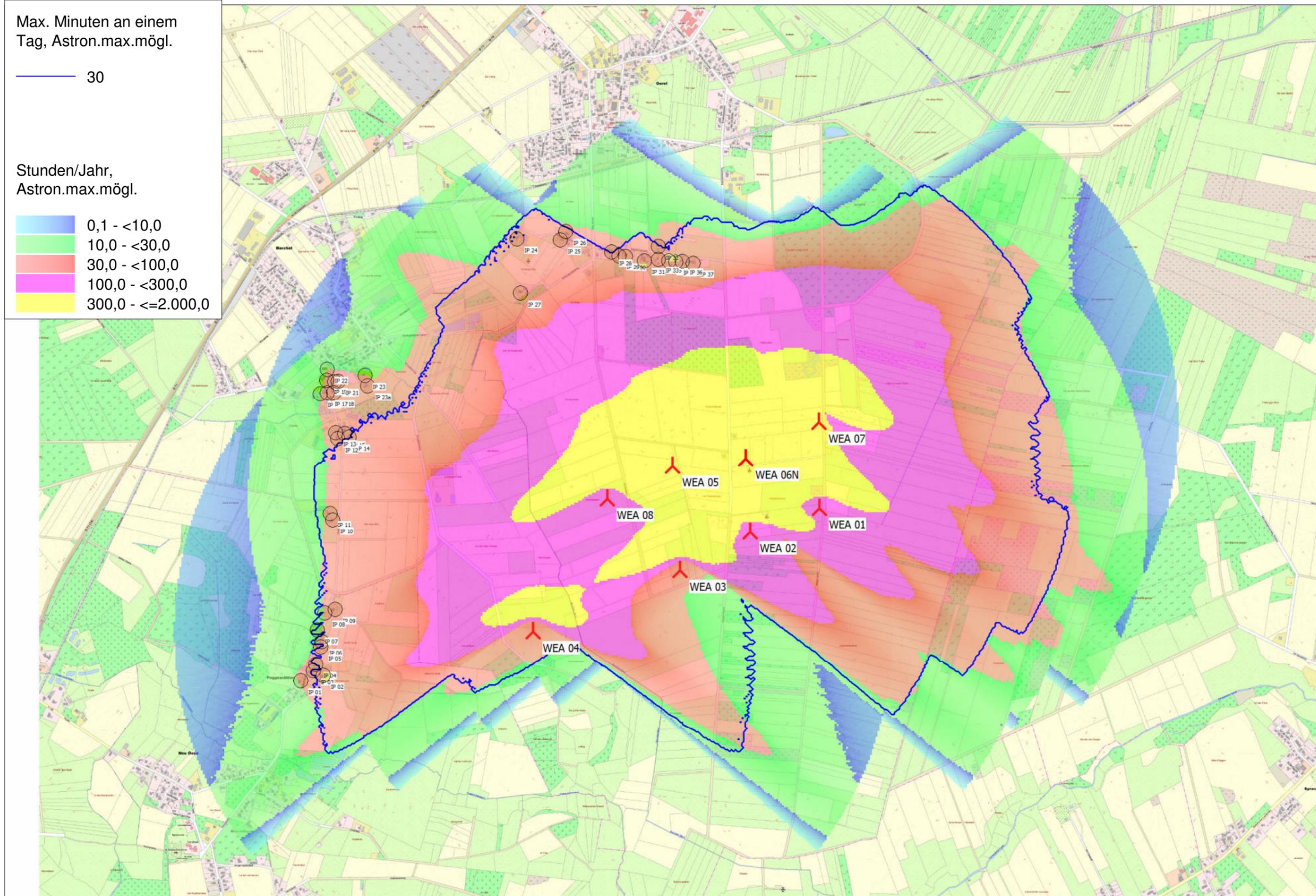
Max. Minuten an einem Tag, Astron.max.mögl.

30

Stunden/Jahr, Astron.max.mögl.

- 0,1 - <10,0
- 10,0 - <30,0
- 30,0 - <100,0
- 100,0 - <300,0
- 300,0 - <=2.000,0

Projekt:  
**Oerel**  
**4271-20-S3**



**SHADOW - Karte**  
Berechnung:  
Zusatzbelastung FD

0 250 500 750 1000m

Karte: Niedersachsen , Maßstab 1:20.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 503.927,5 Nord: 5.923.870,3

Neue WEA

Schattenrezeptor

Höhe der Schattenkarte: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)

Lizenzierter Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
30.10.2020 08:53/3.4.405



**Flächendeckende Darstellung  
Gesamtbelastung  
„Astronomisch mögliche  
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

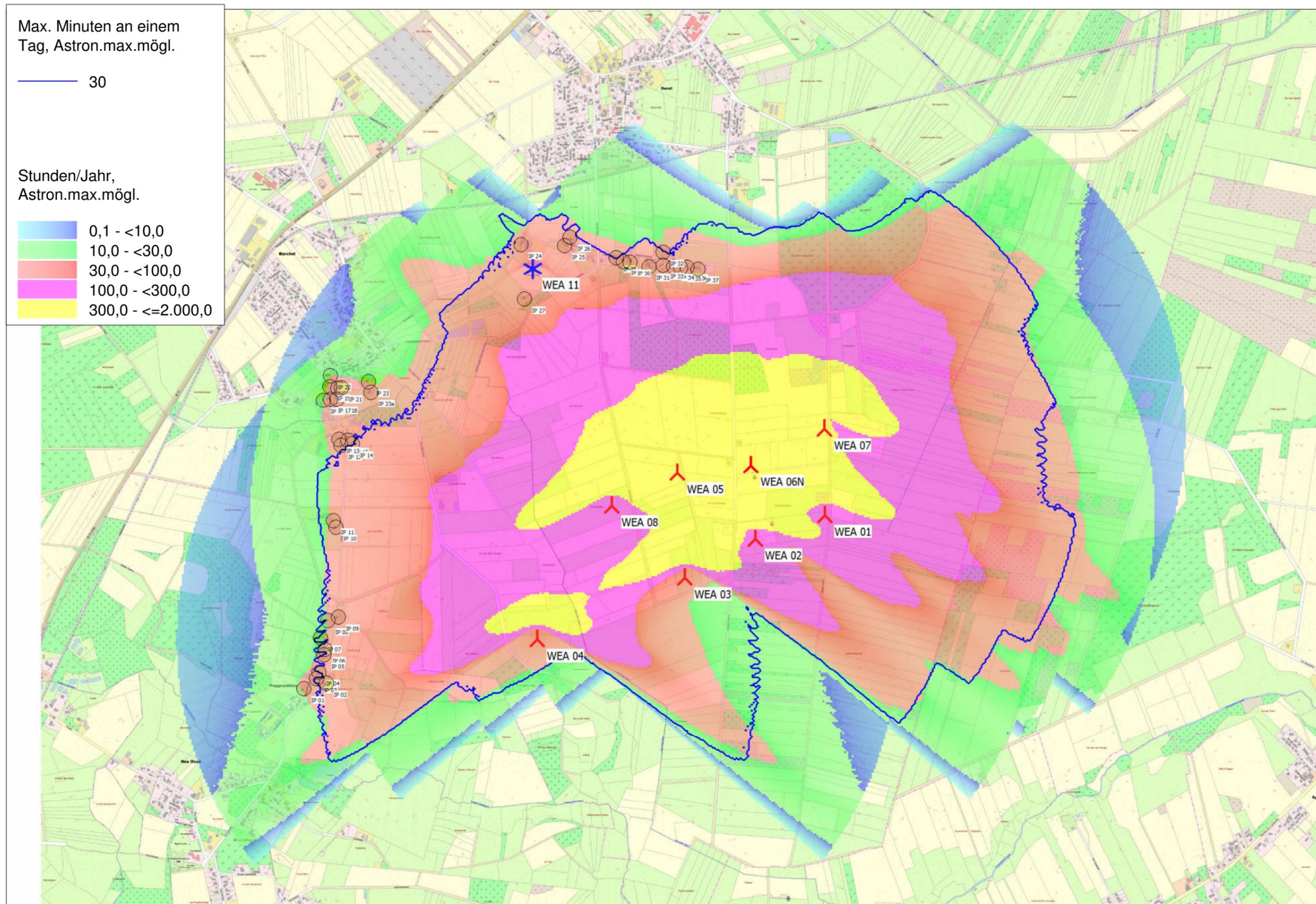
Max. Minuten an einem Tag, Astron.max.mögl.

— 30

Stunden/Jahr, Astron.max.mögl.

- 0,1 - <10,0
- 10,0 - <30,0
- 30,0 - <100,0
- 100,0 - <300,0
- 300,0 - <=2.000,0

Projekt:  
**Oerel**  
**4271-20-S3**



**SHADOW - Karte**  
Berechnung:  
Gesamtbelastung FD



Karte: Niedersachsen, Maßstab 1:20.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 503.927,5 Nord: 5.923.870,3

- ▲ Neue WEA
  - ✳ Existierende WEA
  - Schattenrezeptor
- Höhe der Schattenkarte: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)

Lizenziertes Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
30.10.2020 08:43/3.4.405



## **Berechnungsergebnisse**

### **Vorbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Vorbelastung Hauptergebnis und Listen Voraussetzungen für Berechnung des Schattenwurfs

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

Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °  
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)  
Berechnungszeitsprung 1 Minuten  
Die dargestellten Zeiten sind die astronomisch maximal mögliche  
Beschattungsdauer, berechnet unter folgenden Annahmen:  
Die Sonne scheint täglich von Sonnenauf- bis -untergang  
Die Rotorfläche steht immer senkrecht zur Sonneneinstrahlungsrichtung  
Die Windenergieanlage/n ist/sind immer in Betrieb

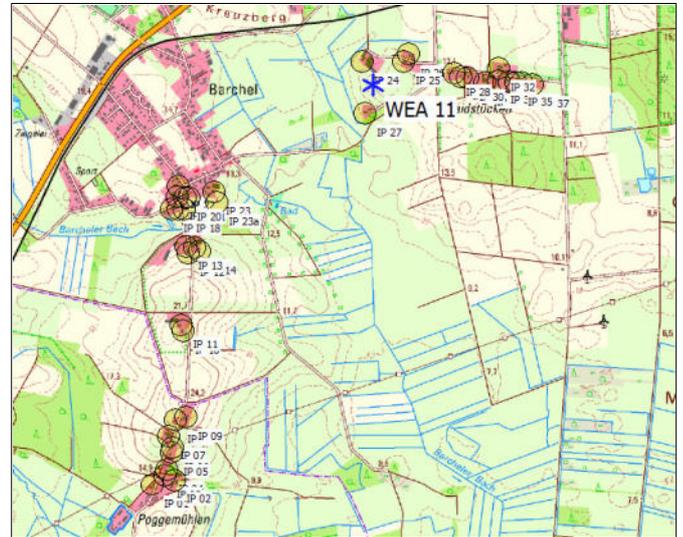
Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der  
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf  
den folgenden Annahmen:

Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m  
Rasterauflösung: 1,0 m

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

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Ak-tuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
WEA 11	503.251,0	5.924.830,0	14,2	Lely Aircon __LA30 6...	Ja	Lely Aircon	__LA30 6.5-30	30 [kW]	13,7 [m]	42,0 [m]	321 [m]	68,0 [U/min]



Maßstab 1:40.000

\* 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]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Poggemühlen 15	502.088,3	5.922.690,5	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Poggemühlen 18	502.201,8	5.922.719,2	14,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Poggemühlen 16	502.151,0	5.922.742,7	14,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Poggemühlen 20	502.163,2	5.922.775,3	15,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Poggemühlen 24	502.189,4	5.922.865,6	20,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Poggemühlen 26	502.194,0	5.922.893,0	21,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Poggemühlen 23	502.172,0	5.922.952,3	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Poggemühlen 27	502.209,6	5.923.038,3	23,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Poggemühlen 28	502.262,7	5.923.055,6	22,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Brügstraße 10	502.251,4	5.923.513,4	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Brügstraße 8	502.236,9	5.923.547,5	22,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Brügstraße 6	502.275,1	5.923.930,7	17,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Brügstraße 4	502.267,1	5.923.962,8	16,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Brügstraße 5	502.333,7	5.923.939,7	17,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Brügstraße 3	502.310,7	5.923.957,8	16,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Logestraße 3	502.188,0	5.924.162,0	14,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Logestraße 1	502.223,6	5.924.165,0	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Barcheler Straße 2	502.255,1	5.924.166,0	14,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Barcheler Straße 1	502.220,6	5.924.229,0	16,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Barcheler Straße 6	502.261,1	5.924.222,9	15,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Barcheler Straße 4	502.278,1	5.924.224,4	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Barcheler Straße 3	502.223,1	5.924.285,4	16,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Barcheler Straße 14	502.415,3	5.924.254,9	13,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23a	Barcheler Straße	502.428,8	5.924.201,5	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hohenkamp-Moor	503.193,4	5.924.952,6	11,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	503.415,3	5.924.947,9	13,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	503.441,8	5.924.991,0	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Schlangendieksweg 1	503.211,1	5.924.675,6	11,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Heidstückenweg 6	503.678,0	5.924.887,4	12,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Heidstückenweg 8	503.714,1	5.924.866,8	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Heidstückenweg 10	503.748,6	5.924.863,8	12,5	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]	[°]		[m]
IP 31	Heidstückenweg 14	503.844,7	5.924.840,3	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Heidstückenweg 5	503.915,8	5.924.915,9	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Heidstückenweg 16	503.915,3	5.924.848,3	12,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Heidstückenweg 18	503.970,8	5.924.841,3	12,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Heidstückenweg 20	504.005,9	5.924.836,8	12,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Heidstückenweg 22	504.038,4	5.924.837,8	12,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Heidstückenweg 24	504.094,4	5.924.829,3	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

**astron. max. mögl. Beschattungsdauer**

Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag
		[h/a]	[d/a]	[h/d]
IP 01	Poggemühlen 15	0:00	0	0:00
IP 02	Poggemühlen 18	0:00	0	0:00
IP 03	Poggemühlen 16	0:00	0	0:00
IP 04	Poggemühlen 20	0:00	0	0:00
IP 05	Poggemühlen 24	0:00	0	0:00
IP 06	Poggemühlen 26	0:00	0	0:00
IP 07	Poggemühlen 23	0:00	0	0:00
IP 08	Poggemühlen 27	0:00	0	0:00
IP 09	Poggemühlen 28	0:00	0	0:00
IP 10	Brügstraße 10	0:00	0	0:00
IP 11	Brügstraße 8	0:00	0	0:00
IP 12	Brügstraße 6	0:00	0	0:00
IP 13	Brügstraße 4	0:00	0	0:00
IP 14	Brügstraße 5	0:00	0	0:00
IP 15	Brügstraße 3	0:00	0	0:00
IP 16	Logestraße 3	0:00	0	0:00
IP 17	Logestraße 1	0:00	0	0:00
IP 18	Barcheler Straße 2	0:00	0	0:00
IP 19	Barcheler Straße 1	0:00	0	0:00
IP 20	Barcheler Straße 6	0:00	0	0:00
IP 21	Barcheler Straße 4	0:00	0	0:00
IP 22	Barcheler Straße 3	0:00	0	0:00
IP 23	Barcheler Straße 14	0:00	0	0:00
IP 23a	Barcheler Straße	0:00	0	0:00
IP 24	Hohenkamp-Moor	10:51	35	0:23
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	4:17	22	0:16
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	3:13	19	0:13
IP 27	Schlangendieksweg 1	0:00	0	0:00
IP 28	Heidstückenweg 6	0:00	0	0:00
IP 29	Heidstückenweg 8	0:00	0	0:00
IP 30	Heidstückenweg 10	0:00	0	0:00
IP 31	Heidstückenweg 14	0:00	0	0:00
IP 32	Heidstückenweg 5	0:00	0	0:00
IP 33	Heidstückenweg 16	0:00	0	0:00
IP 34	Heidstückenweg 18	0:00	0	0:00
IP 35	Heidstückenweg 20	0:00	0	0:00
IP 36	Heidstückenweg 22	0:00	0	0:00
IP 37	Heidstückenweg 24	0:00	0	0:00

**Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA**

Nr.	Name	Maximal [h/a]
WEA 11	Lely Aircon __LA30 6.5 30 13.7 !#! NH: 42,0 m (Ges:48,8 m) (77)	18:21

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.



## **Berechnungsergebnisse**

### **Zusatzbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Zusatzbelastung Hauptergebnis und Listen Voraussetzungen für Berechnung des Schattenwurfs

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

Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °  
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)  
Berechnungszeitsprung 1 Minuten  
Die dargestellten Zeiten sind die astronomisch maximal mögliche  
Beschattungsdauer, berechnet unter folgenden Annahmen:  
Die Sonne scheint täglich von Sonnenauf- bis -untergang  
Die Rotorfläche steht immer senkrecht zur Sonneneinfallrichtung  
Die Windenergieanlage/n ist/sind immer in Betrieb

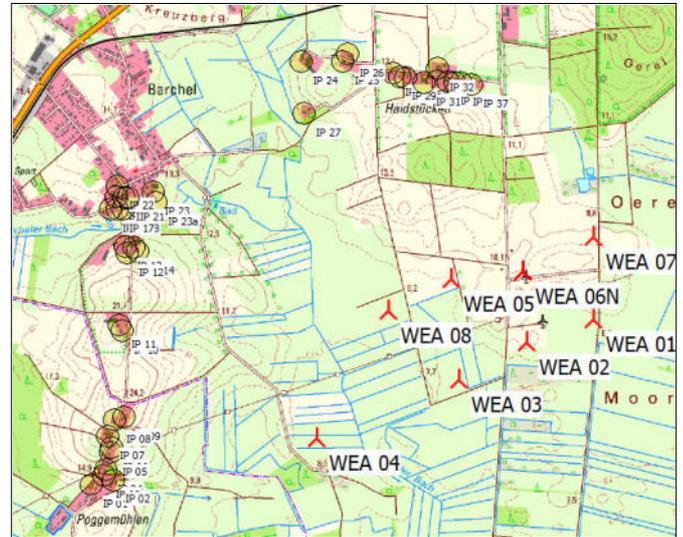
Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der  
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf  
den folgenden Annahmen:

Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m  
Rasterauflösung: 1,0 m

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

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	Schattendaten	
					Ak- tu- ell	Hersteller	Typ					Beschatt.- Bereich	U/min
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
WEA 01	504.739,3	5.923.575,1	8,5	ENERCON ____	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 02	504.383,8	5.923.452,6	9,5	ENERCON ____	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 03	504.027,0	5.923.256,2	6,3	NORDEX ____	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 04	503.275,7	5.922.943,4	6,5	NORDEX ____	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 05	503.988,8	5.923.792,6	8,6	NORDEX ____	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 06N	504.362,0	5.923.830,0	10,7	ENERCON ____	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 07	504.737,1	5.924.015,2	10,4	NORDEX ____	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 08	503.653,9	5.923.624,2	8,0	NORDEX ____	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	



Maßstab 1:40.000  
▲ Neue WEA      ● Schattenrezeptor

### Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe	Neigung des	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	ü.Gr.	°		[m]
IP 01	Poggemühlen 15	502.088,3	5.922.690,5	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Poggemühlen 18	502.201,8	5.922.719,2	14,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Poggemühlen 16	502.151,0	5.922.742,7	14,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Poggemühlen 20	502.163,2	5.922.775,3	15,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Poggemühlen 24	502.189,4	5.922.865,6	20,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Poggemühlen 26	502.194,0	5.922.893,0	21,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Poggemühlen 23	502.172,0	5.922.952,3	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Poggemühlen 27	502.209,6	5.923.038,3	23,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Poggemühlen 28	502.262,7	5.923.055,6	22,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Brügstraße 10	502.251,4	5.923.513,4	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Brügstraße 8	502.236,9	5.923.547,5	22,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Brügstraße 6	502.275,1	5.923.930,7	17,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Brügstraße 4	502.267,1	5.923.962,8	16,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Brügstraße 5	502.333,7	5.923.939,7	17,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Brügstraße 3	502.310,7	5.923.957,8	16,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Logestraße 3	502.188,0	5.924.162,0	14,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Logestraße 1	502.223,6	5.924.165,0	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Barcheler Straße 2	502.255,1	5.924.166,0	14,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Barcheler Straße 1	502.220,6	5.924.229,0	16,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Barcheler Straße 6	502.261,1	5.924.222,9	15,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Barcheler Straße 4	502.278,1	5.924.224,4	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Barcheler Straße 3	502.223,1	5.924.285,4	16,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Barcheler Straße 14	502.415,3	5.924.254,9	13,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23a	Barcheler Straße	502.428,8	5.924.201,5	11,8	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]	[°]		[m]
IP 24	Hohenkamp-Moor	503.193,4	5.924.952,6	11,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	503.415,3	5.924.947,9	13,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	503.441,8	5.924.991,0	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Schlangendieksweg 1	503.211,1	5.924.675,6	11,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Heidstückenweg 6	503.678,0	5.924.887,4	12,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Heidstückenweg 8	503.714,1	5.924.866,8	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Heidstückenweg 10	503.748,6	5.924.863,8	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Heidstückenweg 14	503.844,7	5.924.840,3	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Heidstückenweg 5	503.915,8	5.924.915,9	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Heidstückenweg 16	503.915,3	5.924.848,3	12,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Heidstückenweg 18	503.970,8	5.924.841,3	12,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Heidstückenweg 20	504.005,9	5.924.836,8	12,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Heidstückenweg 22	504.038,4	5.924.837,8	12,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Heidstückenweg 24	504.094,4	5.924.829,3	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

#### astron. max. mögl. Beschattungsdauer

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer		
		Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag
		[h/a]	[d/a]	[h/d]
IP 01	Poggemühlen 15	35:00	112	0:29
IP 02	Poggemühlen 18	39:38	110	0:32
IP 03	Poggemühlen 16	38:09	116	0:31
IP 04	Poggemühlen 20	38:17	117	0:31
IP 05	Poggemühlen 24	32:51	99	0:31
IP 06	Poggemühlen 26	31:56	95	0:31
IP 07	Poggemühlen 23	28:33	84	0:31
IP 08	Poggemühlen 27	34:35	99	0:32
IP 09	Poggemühlen 28	38:01	105	0:34
IP 10	Brügstraße 10	37:25	104	0:38
IP 11	Brügstraße 8	36:32	104	0:38
IP 12	Brügstraße 6	34:04	102	0:30
IP 13	Brügstraße 4	34:07	105	0:28
IP 14	Brügstraße 5	44:40	141	0:31
IP 15	Brügstraße 3	37:17	113	0:29
IP 16	Logestraße 3	29:24	97	0:23
IP 17	Logestraße 1	36:15	117	0:23
IP 18	Barcheler Straße 2	36:42	114	0:24
IP 19	Barcheler Straße 1	33:29	109	0:23
IP 20	Barcheler Straße 6	33:55	109	0:23
IP 21	Barcheler Straße 4	34:06	108	0:23
IP 22	Barcheler Straße 3	30:20	103	0:22
IP 23	Barcheler Straße 14	29:58	98	0:25
IP 23a	Barcheler Straße	34:04	104	0:25
IP 24	Hohenkamp-Moor	40:05	112	0:32
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	41:53	104	0:39
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	35:10	98	0:35
IP 27	Schlangendieksweg 1	60:15	141	0:38
IP 28	Heidstückenweg 6	36:51	100	0:28
IP 29	Heidstückenweg 8	55:03	101	0:49
IP 30	Heidstückenweg 10	54:16	100	0:50
IP 31	Heidstückenweg 14	52:49	100	0:51
IP 32	Heidstückenweg 5	35:46	91	0:33
IP 33	Heidstückenweg 16	47:09	98	0:47
IP 34	Heidstückenweg 18	45:17	97	0:43
IP 35	Heidstückenweg 20	44:43	96	0:39
IP 36	Heidstückenweg 22	44:01	94	0:34
IP 37	Heidstückenweg 24	47:12	92	0:42

Projekt:

**Oerel**  
**4271-20-S3**

Lizenzierter Anwender:

**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
30.10.2020 08:55/3.4.405

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Zusatzbelastung Hauptergebnis und Listen

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]
WEA 01	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (9)	38:11
WEA 02	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (10)	0:00
WEA 03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (11)	19:23
WEA 04	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (12)	152:50
WEA 05	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (13)	90:23
WEA 06N	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (18)	117:12
WEA 07	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (14)	106:11
WEA 08	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (15)	116:43

*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.*



## **Berechnungsergebnisse**

### **Gesamtbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Gesamtbelastung Hauptergebnis und Listen Voraussetzungen für Berechnung des Schattenwurfs

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

Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °  
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)  
Berechnungszeitsprung 1 Minuten  
Die dargestellten Zeiten sind die astronomisch maximal mögliche  
Beschattungsdauer, berechnet unter folgenden Annahmen:  
Die Sonne scheint täglich von Sonnenauf- bis -untergang  
Die Rotorfläche steht immer senkrecht zur Sonneneinstrahlungsrichtung  
Die Windenergieanlage/n ist/sind immer in Betrieb

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der  
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf  
den folgenden Annahmen:

Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m  
Rasterauflösung: 1,0 m

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



Maßstab 1:40.000

▲ Neue WEA    ★ Existierende WEA    ● Schattenrezeptor

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	Aktuell	WEA-Typ		Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
						Hersteller	Modell					Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]						[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
WEA 01	504.739,3	5.923.575,1	8,5	ENERCON ...	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 02	504.383,8	5.923.452,6	9,5	ENERCON ...	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 03	504.027,0	5.923.256,2	6,3	NORDEX ...	Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 04	503.275,7	5.922.943,4	6,5	NORDEX ...	Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 05	503.988,8	5.923.792,6	8,6	NORDEX ...	Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 06N	504.362,0	5.923.830,0	10,7	ENERCON ...	Ja	ENERCON	E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8	
WEA 07	504.737,1	5.924.015,2	10,4	NORDEX ...	Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 08	503.653,9	5.923.624,2	8,0	NORDEX ...	Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 11	503.251,0	5.924.830,0	14,2	Lely Aircon ...	Ja	Lely Aircon	LA30 6.5-30	30	13,7	42,0	321	68,0	

### Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Poggemühlen 15	502.088,3	5.922.690,5	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Poggemühlen 18	502.201,8	5.922.719,2	14,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Poggemühlen 16	502.151,0	5.922.742,7	14,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Poggemühlen 20	502.163,2	5.922.775,3	15,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Poggemühlen 24	502.189,4	5.922.865,6	20,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Poggemühlen 26	502.194,0	5.922.893,0	21,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Poggemühlen 23	502.172,0	5.922.952,3	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Poggemühlen 27	502.209,6	5.923.038,3	23,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Poggemühlen 28	502.262,7	5.923.055,6	22,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Brügstraße 10	502.251,4	5.923.513,4	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Brügstraße 8	502.236,9	5.923.547,5	22,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Brügstraße 6	502.275,1	5.923.930,7	17,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Brügstraße 4	502.267,1	5.923.962,8	16,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Brügstraße 5	502.333,7	5.923.939,7	17,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Brügstraße 3	502.310,7	5.923.957,8	16,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Logestraße 3	502.188,0	5.924.162,0	14,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Logestraße 1	502.223,6	5.924.165,0	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Barcheler Straße 2	502.255,1	5.924.166,0	14,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Barcheler Straße 1	502.220,6	5.924.229,0	16,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Barcheler Straße 6	502.261,1	5.924.222,9	15,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Barcheler Straße 4	502.278,1	5.924.224,4	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Barcheler Straße 3	502.223,1	5.924.285,4	16,8	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]	[°]		[m]
IP 23	Barcheler Straße 14	502.415,3	5.924.254,9	13,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23a	Barcheler Straße	502.428,8	5.924.201,5	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hohenkamp-Moor	503.193,4	5.924.952,6	11,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	503.415,3	5.924.947,9	13,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	503.441,8	5.924.991,0	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Schlangendieksweg 1	503.211,1	5.924.675,6	11,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Heidstückenweg 6	503.678,0	5.924.887,4	12,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Heidstückenweg 8	503.714,1	5.924.866,8	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Heidstückenweg 10	503.748,6	5.924.863,8	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Heidstückenweg 14	503.844,7	5.924.840,3	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Heidstückenweg 5	503.915,8	5.924.915,9	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Heidstückenweg 16	503.915,3	5.924.848,3	12,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Heidstückenweg 18	503.970,8	5.924.841,3	12,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Heidstückenweg 20	504.005,9	5.924.836,8	12,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Heidstückenweg 22	504.038,4	5.924.837,8	12,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Heidstückenweg 24	504.094,4	5.924.829,3	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

#### astron. max. mögl. Beschattungsdauer

Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag
		[h/a]	[d/a]	[h/d]
IP 01	Poggemühlen 15	35:00	112	0:29
IP 02	Poggemühlen 18	39:38	110	0:32
IP 03	Poggemühlen 16	38:09	116	0:31
IP 04	Poggemühlen 20	38:17	117	0:31
IP 05	Poggemühlen 24	32:51	99	0:31
IP 06	Poggemühlen 26	31:56	95	0:31
IP 07	Poggemühlen 23	28:33	84	0:31
IP 08	Poggemühlen 27	34:35	99	0:32
IP 09	Poggemühlen 28	38:01	105	0:34
IP 10	Brügstraße 10	37:25	104	0:38
IP 11	Brügstraße 8	36:32	104	0:38
IP 12	Brügstraße 6	34:04	102	0:30
IP 13	Brügstraße 4	34:07	105	0:28
IP 14	Brügstraße 5	44:40	141	0:31
IP 15	Brügstraße 3	37:17	113	0:29
IP 16	Logestraße 3	29:24	97	0:23
IP 17	Logestraße 1	36:15	117	0:23
IP 18	Barcheler Straße 2	36:42	114	0:24
IP 19	Barcheler Straße 1	33:29	109	0:23
IP 20	Barcheler Straße 6	33:55	109	0:23
IP 21	Barcheler Straße 4	34:06	108	0:23
IP 22	Barcheler Straße 3	30:20	103	0:22
IP 23	Barcheler Straße 14	29:58	98	0:25
IP 23a	Barcheler Straße	34:04	104	0:25
IP 24	Hohenkamp-Moor	50:56	119	0:39
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	46:10	126	0:39
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	38:23	103	0:35
IP 27	Schlangendieksweg 1	60:15	141	0:38
IP 28	Heidstückenweg 6	36:51	100	0:28
IP 29	Heidstückenweg 8	55:03	101	0:49
IP 30	Heidstückenweg 10	54:16	100	0:50
IP 31	Heidstückenweg 14	52:49	100	0:51
IP 32	Heidstückenweg 5	35:46	91	0:33
IP 33	Heidstückenweg 16	47:09	98	0:47
IP 34	Heidstückenweg 18	45:17	97	0:43
IP 35	Heidstückenweg 20	44:43	96	0:39
IP 36	Heidstückenweg 22	44:01	94	0:34
IP 37	Heidstückenweg 24	47:12	92	0:42

Projekt:

**Oerel**  
**4271-20-S3**

Lizenzierter Anwender:

**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
30.10.2020 08:54/3.4.405

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: Gesamtbelastung Hauptergebnis und Listen

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]
WEA 01	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (9)	38:11
WEA 02	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (10)	0:00
WEA 03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (11)	19:23
WEA 04	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (12)	152:50
WEA 05	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (13)	90:23
WEA 06N	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (18)	117:12
WEA 07	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (14)	106:11
WEA 08	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (15)	116:43
WEA 11	Lely Aircon __LA30 6.5 30 13.7 !# NH: 42,0 m (Ges:48,8 m) (77)	18:21

*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.*



## **Berechnungsergebnisse**

### **Gesamtbelastung mit Zusatzbelastung-RAZ**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

---

## SHADOW - Hauptergebnis

**Berechnung:** GB mit ZB-RAZ

### Voraussetzungen für Berechnung des Schattenwurfs

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

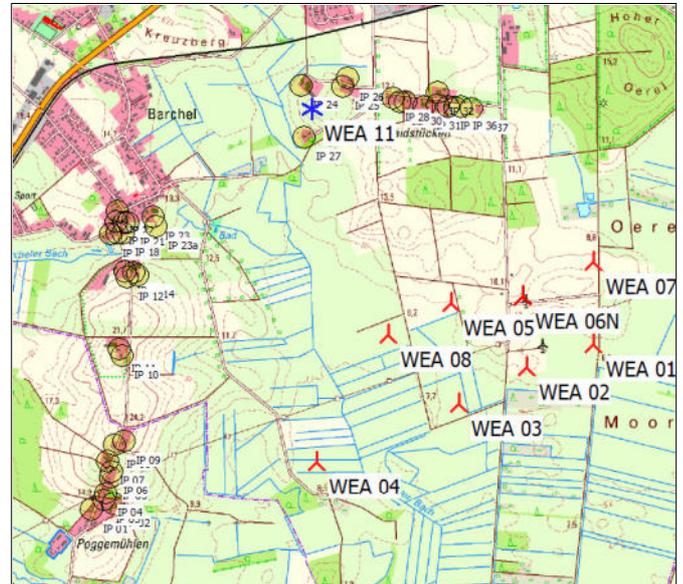
Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °  
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)  
Berechnungszeitsprung 1 Minuten  
Die dargestellten Zeiten sind die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer, berechnet unter folgenden Annahmen:  
Die Sonne scheint täglich von Sonnenauf- bis -untergang  
Die Rotorfläche steht immer senkrecht zur Sonneneinstrahlungsrichtung  
Die Windenergieanlage/n ist/sind immer in Betrieb

Schattenabschaltung für spez. WEA

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf den folgenden Annahmen:

Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: 4271-DGM.wpo (1)  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m  
Rasterauflösung: 1,0 m

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



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

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]				[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
WEA 01	504.739,3	5.923.575,1	8,5	ENERCON ...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 02	504.383,8	5.923.452,6	9,5	ENERCON ...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 03	504.027,0	5.923.256,2	6,3	NORDEX ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA 04	503.275,7	5.922.943,4	6,5	NORDEX ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA 05	503.988,8	5.923.792,6	8,6	NORDEX ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA 06N	504.362,0	5.923.830,0	10,7	ENERCON ...	Ja	ENERCON	_E-138 EP3 E2-4.200	4.200	138,3	160,0	1.679	10,8
WEA 07	504.737,1	5.924.015,2	10,4	NORDEX ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA 08	503.653,9	5.923.624,2	8,0	NORDEX ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA 11	503.251,0	5.924.830,0	14,2	Lely Aircon ...	Ja	Lely Aircon	_LA30 6.5-30	30	13,7	42,0	321	68,0

### Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
IP 01	Poggemühlen 15	502.088,3	5.922.690,5	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Poggemühlen 18	502.201,8	5.922.719,2	14,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Poggemühlen 16	502.151,0	5.922.742,7	14,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Poggemühlen 20	502.163,2	5.922.775,3	15,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Poggemühlen 24	502.189,4	5.922.865,6	20,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Poggemühlen 26	502.194,0	5.922.893,0	21,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Poggemühlen 23	502.172,0	5.922.952,3	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Poggemühlen 27	502.209,6	5.923.038,3	23,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Poggemühlen 28	502.262,7	5.923.055,6	22,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Brügstraße 10	502.251,4	5.923.513,4	22,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Brügstraße 8	502.236,9	5.923.547,5	22,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Brügstraße 6	502.275,1	5.923.930,7	17,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Brügstraße 4	502.267,1	5.923.962,8	16,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Brügstraße 5	502.333,7	5.923.939,7	17,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Brügstraße 3	502.310,7	5.923.957,8	16,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Logestraße 3	502.188,0	5.924.162,0	14,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Logestraße 1	502.223,6	5.924.165,0	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Barcheler Straße 2	502.255,1	5.924.166,0	14,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Barcheler Straße 1	502.220,6	5.924.229,0	16,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Barcheler Straße 6	502.261,1	5.924.222,9	15,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

(Fortsetzung nächste Seite)...

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: GB mit ZB-RAZ

...(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]	[°]		[m]
IP 21	Barcheler Straße 4	502.278,1	5.924.224,4	14,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Barcheler Straße 3	502.223,1	5.924.285,4	16,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23	Barcheler Straße 14	502.415,3	5.924.254,9	13,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 23a	Barcheler Straße	502.428,8	5.924.201,5	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 24	Hohenkamp-Moor	503.193,4	5.924.952,6	11,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 25	Hohenkamp-Moor 3	503.415,3	5.924.947,9	13,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 26	Hohenkamp-Moor 2	503.441,8	5.924.991,0	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 27	Schlangendieksweg 1	503.211,1	5.924.675,6	11,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 28	Heidstückenweg 6	503.678,0	5.924.887,4	12,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 29	Heidstückenweg 8	503.714,1	5.924.866,8	12,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 30	Heidstückenweg 10	503.748,6	5.924.863,8	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 31	Heidstückenweg 14	503.844,7	5.924.840,3	13,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 32	Heidstückenweg 15	503.915,8	5.924.915,9	12,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 33	Heidstückenweg 16	503.915,3	5.924.848,3	12,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 34	Heidstückenweg 18	503.970,8	5.924.841,3	12,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 35	Heidstückenweg 20	504.005,9	5.924.836,8	12,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 36	Heidstückenweg 22	504.038,4	5.924.837,8	12,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 37	Heidstückenweg 24	504.094,4	5.924.829,3	11,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

#### astron. max. mögl. Beschattungsdauer

Nr.	Name	Stunden/Jahr		Schattentage/Jahr		Max.Schattendauer/Tag		Vermiedene Stunden pro Jahr		Vermiedene Tage pro Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	[d/a]					
IP 01*	Poggemühlen 15	18:57	69	0:20	16:03	43					
IP 02*	Poggemühlen 18	24:17	110	0:22	15:21						
IP 03*	Poggemühlen 16	26:49	116	0:21	11:20						
IP 04*	Poggemühlen 20	28:56	117	0:22	9:21						
IP 05*	Poggemühlen 24	19:29	96	0:22	13:22	3					
IP 06*	Poggemühlen 26	14:33	53	0:22	17:23	42					
IP 07*	Poggemühlen 23	15:18	74	0:22	13:15	10					
IP 08*	Poggemühlen 27	17:47	67	0:23	16:48	32					
IP 09*	Poggemühlen 28	23:59	105	0:24	14:02						
IP 10*	Brügstraße 10	27:28	91	0:30	9:57	13					
IP 11*	Brügstraße 8	29:30	104	0:29	7:02						
IP 12*	Brügstraße 6	16:53	102	0:24	17:11						
IP 13*	Brügstraße 4	14:22	96	0:25	19:45	9					
IP 14*	Brügstraße 5	16:11	58	0:25	28:29	83					
IP 15*	Brügstraße 3	11:15	72	0:25	26:02	41					
IP 16*	Logestraße 3	17:01	88	0:22	12:23	9					
IP 17*	Logestraße 1	24:25	115	0:23	11:50	2					
IP 18*	Barcheler Straße 2	27:34	114	0:23	9:08						
IP 19*	Barcheler Straße 1	24:16	87	0:23	9:13	22					
IP 20*	Barcheler Straße 6	27:25	109	0:23	6:30						
IP 21*	Barcheler Straße 4	28:37	108	0:23	5:29						
IP 22*	Barcheler Straße 3	27:05	103	0:22	3:15						
IP 23*	Barcheler Straße 14	27:35	98	0:25	2:23						
IP 23a*	Barcheler Straße	29:19	104	0:25	4:45						
IP 24*	Hohenkamp-Moor	10:51	35	0:23	40:05	84					
IP 25*	Hohenkamp-Moor 3	22:38	92	0:27	23:32	34					
IP 26*	Hohenkamp-Moor 2	7:41	47	0:14	30:42	56					
IP 27*	Schlangendieksweg 1	18:52	73	0:23	41:23	68					
IP 28*	Heidstückenweg 6	22:09	57	0:27	14:42	43					
IP 29*	Heidstückenweg 8	23:44	78	0:28	31:19	23					
IP 30*	Heidstückenweg 10	23:48	77	0:29	30:28	23					
IP 31*	Heidstückenweg 14	21:50	77	0:29	30:59	23					
IP 32*	Heidstückenweg 5	9:32	54	0:18	26:14	37					
IP 33*	Heidstückenweg 16	15:10	40	0:27	31:59	58					
IP 34*	Heidstückenweg 18	15:24	62	0:27	29:53	35					
IP 35*	Heidstückenweg 20	13:57	61	0:24	30:46	35					
IP 36*	Heidstückenweg 22	10:40	59	0:20	33:21	35					
IP 37*	Heidstückenweg 24	6:15	23	0:22	40:57	69					

\* Rezeptoren, an denen Schattenwurf durch Abschaltung reduziert ist.

Projekt:

**Oerel**  
**4271-20-S3**

Lizenzierter Anwender:

**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
30.10.2020 09:09/3.4.405

## SHADOW - Hauptergebnis

### Berechnung: GB mit ZB-RAZ

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Angehalten wg. Schattenabschaltung [h/a]
WEA 01	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (9)	3:56	34:15
WEA 02	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (10)	0:00	
WEA 03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (11)	19:23	
WEA 04	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (12)	81:04	71:46
WEA 05	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (13)	28:35	61:48
WEA 06N	ENERCON __E-138 EP3 E2 4200 138.3 !O! NH: 160,0 m (Ges:229,1 m) (18)	84:10	33:02
WEA 07	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (14)	17:14	88:57
WEA 08	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (15)	92:58	23:45
WEA 11	Lely Aircon __LA30 6.5 30 13.7 !#! NH: 42,0 m (Ges:48,8 m) (77)	18:21	

*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.*



## **Technische Beschreibungen**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

# Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlagen  
Schattenabschaltung

**Herausgeber** ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland  
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109  
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de  
Geschäftsführer: Hans-Dieter Kettwig, Simon-Hermann Wobben  
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>	D0229982-4
<b>Vermerk</b>	Originaldokument

<b>Datum</b>	<b>Sprache</b>	<b>DCC</b>	<b>Werk / Abteilung</b>
2018-04-10	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

## 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.

Für die Windenergieanlagen der aktuellen Produktpalette bietet ENERCON eine optionale Schattenabschaltung an.

Ziel der Schattenabschaltung ist es, die einzelne Windenergieanlage bedarfsgerecht abzuschalten und so Immissionen durch periodischen Schattenwurf an relevanten Orten zu verringern oder zu vermeiden.

## Funktionsweise

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

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

Für Windenergieanlagen, die an Standorten stehen, an denen die Sensoren durch Bäume oder Gebäude verdeckt werden könnten, wird gegebenenfalls die Option Schattenabschaltung Wald angeboten, bei der die Sensoren erhöht angebracht sind.

## Bestimmung der potentiellen Schattenwurfzeit

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

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

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

## Messung der Beleuchtungsstärke

Die Erzeugung periodischen Schattenwurfs ist abhängig von der Sonneneinstrahlung. Gemäß der 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 3 Sensoren im Winkel von  $120^\circ$  im unteren Bereich des Turms der Windenergieanlage montiert. Durch diese Anordnung befinden sich mindestens ein Sensor an der Sonnenseite und ein Sensor an der

Schattenseite des Turms. Die Steuerung der Windenergieanlage ermittelt aus den Messwerten der 3 Sensoren die höchste und die niedrigste Beleuchtungsstärke, also die Licht- und die Schattenintensität.

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

Für eine Beleuchtungsstärke von  $120 \text{ W/m}^2$  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.

### 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. Der Parameter `Filterzeit ein` 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. Der Parameter `Filterzeit aus` legt fest, wie lange im Mittel das Verhältnis von Licht- zu Schattenintensität über dem voreingestellten Wert der Abschaltintensität liegen muss, damit die Schattenabschaltung deaktiviert wird.

### Erweiterte Funktionen

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

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

Die erweiterten Funktionen können gezielt für ausgewählte Immissionsorte umgesetzt werden.

## Toleranzen und Sicherheit

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

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

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

## Protokollierung

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

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

---

# Allgemeine Dokumentation

## Schattenwurfmodul

**Rev. 05/29.05.2020**

Dokumentennr.:	K0815_051312_DE
Status:	Released
Sprache:	DE-Deutsch
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy GmbH, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy GmbH. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy GmbH, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy GmbH ist untersagt.

© 2020 Nordex Energy GmbH, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

## Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.8, N149/4.0-4.5, N149/5.X, N163/5.X

## Inhalt

<b>1.</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Schattenwurfüberwachung .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Funktionsweise .....</b>	<b>5</b>
<b>4.</b>	<b>Protokollierung .....</b>	<b>6</b>
4.1	Konfiguration .....	6
4.2	Abschaltkalender .....	6
<b>5.</b>	<b>Hardwarekomponenten .....</b>	<b>6</b>
<b>6.</b>	<b>Zentraleinheit .....</b>	<b>6</b>
<b>7.</b>	<b>Lichtsensor .....</b>	<b>6</b>
<b>8.</b>	<b>Schnittstelle zu den Windenergieanlagen .....</b>	<b>7</b>

## 1. Einleitung

Der sich drehende Rotor einer Windenergieanlage verursacht bei Sonnenschein periodischen Schattenwurf. Dieser kann an umliegenden Gebäuden zu erheblichen Belästigungen führen und somit dazu beitragen, dass die Akzeptanz von Windenergieanlagen in der Bevölkerung beeinträchtigt wird. Um den Schutz der Anwohner von Windparks zu gewährleisten, werden durch die Immissionsschutzbehörden Auflagen erlassen, die die Schattenwurfdauer auf ein verträgliches Maß begrenzen. Dafür wird eine Überwachungseinrichtung gefordert, die bei Überschreitung der zulässigen Schattenwurfdauer die verursachende Windenergieanlage abschaltet. Das Schattenwurfmodul SWM-V4.0 bietet die technische Lösung zur Einhaltung der behördlichen Auflagen und protokolliert alle Schattenwurfereignisse in einer Logtabelle.

## 2. Schattenwurfüberwachung

Das Schattenwurfmodul SWM-V4.0 kann die Schattenwurfbelastung an bis zu 2000 Gebäuden (Immissionsorten) überwachen. Dabei können bis zu 100 Windenergieanlagen berücksichtigt werden. Für jedes Gebäude können eine tägliche und eine auf einen Jahreszeitraum bezogene zulässige Schattenwurfbelastung definiert werden. Bestimmte Wochentage (z. B. Samstag und Sonntag bei gewerblich genutzten Gebäuden) können bei der Schattenwurfüberwachung ausgeblendet werden. Bei der Überschreitung der maximal zulässigen Schattenwurfbelastung wird die verursachende Windenergieanlage für die Dauer des Schattenwurfs abgeschaltet. Alle Schattenwurfereignisse und Abschaltungen werden protokolliert.

## 3. Funktionsweise

Mit Hilfe eines Lichtsensors wird die Intensität des Sonnenlichtes in vier Richtungen gemessen. Auf Basis dieser Ergebnisse kann das Schattenwurfmodul beurteilen, ob bei den bestehenden Lichtverhältnissen grundsätzlich Schattenwurffeffekte auftreten können. Parallel dazu berechnet die Zentraleinheit fortwährend, ob eines der zu schützenden Gebäude aufgrund des aktuellen Sonnenstands vom Rotorschatten einer Windenergieanlage getroffen wird. Die Zentraleinheit prüft dabei, ob die Windenergieanlage überhaupt im Betrieb ist, und berücksichtigt, welche Position der Rotor zur Sonne hat. Wird an einem Gebäude eine Schattenwurfbelastung erkannt, werden die entsprechenden Tages- und Jahreszähler erhöht. Bei der Überschreitung der maximal zulässigen Schattenwurfbelastung wird die verursachende Windenergieanlage für die Dauer des Schattenwurfs abgeschaltet.

Die Windenergieanlage kann bei geringer Leistung auch abgeschaltet werden, obwohl noch keine Überschreitung der zulässigen Schattenwurfbelastung eingetreten ist. Dadurch kann das zur Verfügung stehende Jahresbudget für den leistungsstärkeren Betrieb der Windenergieanlage geschont werden. Die Leistungsgrenze, ab der eine vorzeitige Abschaltung erfolgen soll, kann für jede Windenergieanlage individuell eingestellt werden.

## 4. Protokollierung

### 4.1 Konfiguration

Die Konfiguration des Schattenwurfmoduls enthält alle projektspezifischen Daten. In ihr werden u. a. die Standorte und die Beschaffenheit der Windenergieanlagen und zu schützenden Gebäude hinterlegt und die maximal zulässige Beschattungsdauer definiert.

### 4.2 Abschaltkalender

Es kann ein Abschaltkalender generiert werden, um die Windenergieanlagen für einen bestimmten Zeitraum anzuhalten. Bei diesen Abschaltungen kann auch berücksichtigt werden, ob aufgrund der herrschenden Lichtverhältnisse Schattenwurf grundsätzlich möglich ist. Der Abschaltkalender kann bis zu 40000 Abschaltungen enthalten.

## 5. Hardwarekomponenten

Das Schattenwurfmodul SWM-V4.0 besteht aus einer Zentraleinheit und mindestens einem Lichtsensor, weitere sind möglich. Im Lichtsensor ist ein GPS-Modul integriert, welches für die Zeiterfassung und Positionsbestimmung der WEA genutzt wird. Der Lichtsensor wird auf einen Sensorhalter auf dem Maschinenhausdach montiert.

## 6. Zentraleinheit

Die Zentraleinheit des Schattenwurfmoduls SWM-V4.0 wird in einem separaten Schaltschrank untergebracht (Anlagengeneration gamma), in die Topbox integriert oder in die CSB-Box der MV-Substation eingebaut (Anlagengeneration delta). Pro Windpark ist eine Zentraleinheit notwendig.

### Funktionen der Zentraleinheit

- Berechnung der Schattenwurfzeiten an den zu überwachenden Gebäuden
- Abfrage der Lichtsensoren • Kommunikation mit den Windenergieanlagen im Windpark über eine Netzwerkschnittstelle
- Stoppen der verursachenden Windenergieanlage bei Überschreitung der zulässigen Schattenwurfbelastung
- Protokollierung aller Ereignisse und Abschaltungen von Windenergieanlagen

## 7. Lichtsensor

Der Lichtsensor wird mit einem Halter auf dem Maschinenhausdach einer ausgewählten Windenergieanlage im Windpark installiert. Der Lichtsensor kommuniziert über das vorhandene Netzwerk mittels TCP/IP mit der Zentraleinheit des Schattenwurfmoduls.

## **8. Schnittstelle zu den Windenergieanlagen**

Die Zentraleinheit kommuniziert mit den Windenergieanlagen über eine Netzwerkschnittstelle. Diese arbeitet als Client bezogen auf die Serverschnittstellen, welche in der Betriebsführungssoftware-Software der Windenergieanlagen angesiedelt sind. Die WEA-Steuerung übergibt per LAN und Modbus-TCP-Daten-Protokoll alle relevanten Daten an die Zentraleinheit des SWM. Start/Stopp-Befehle werden von der Zentraleinheit des SWM per LAN (Modbus TCP) an die einzelnen WEA übermittelt. Nach der Abfrage und Verarbeitung der Daten werden Stoppbefehle, Alarm- und andere Statusmeldungen an die einzelnen Windenergieanlagen übergeben.

---



## **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**

## Abschalt einrichtung zur Begrenzung periodischen Schattenwurfs (Schattenabschaltung)

### 1. Allgemeines

Periodischer Schattenwurf ist die wiederkehrende Verschattung des direkten Sonnenlichts durch die Bewegung der Rotorblätter einer Windenergieanlage. Das Auftreten dieses Effektes ist dabei abhängig von der aktuellen lokalen Wetterlage, der Windrichtung, dem Sonnenstand und den Betriebszeiten der Anlage. Dabei ist der periodische Schattenwurf nicht zu verwechseln mit periodischen Reflexionen des Sonnenlichtes an den Rotorblättern, dem sog. „Disco-Effekt“. Durch die Wahl geeigneter Farben konnte in den letzten Jahren eine Verminderung dieses Aufblitzens erzielt werden.

Ziel einer Schattenabschaltung ist es, Immissionen durch periodischen Schattenwurf an relevanten Orten, wie z. B. Wohnräumen, Schlafräumen, Schulen und Terrassen, sicher zu vermeiden bzw. zu verringern. Zur Vermeidung bzw. Verringerung der Immissionen, wurde für ENERCON-Windenergieanlagen eine Schattenabschaltung entwickelt, die die Anlage unter Berücksichtigung der meteorologischen Situation zielgerichtet abschaltet.

### 2. Funktionsweise der Schattenabschaltung

Die Schattenabschaltung ist ein Programm, welches in der Steuerung der Windenergieanlage integriert ist. Die Abschaltung erfolgt anlagenbezogen, d.h. das Programm wird jeweils in die Anlagen installiert, für die eine Schattenabschaltung erforderlich ist.

Die Programmierung und Einstellung der Parameter der Schattenabschaltung erfolgt über das Display der Anlage, in dem noch weitere Anlagenparameter eingestellt und Betriebsdaten abgerufen werden können.

#### 2.1 Bestimmung der Zeiten der Schattenabschaltung

Die ENERCON-Schattenabschaltung ist ein kalendarisches System, d.h. die Abschaltzeiten werden in Form eines Kalenders programmiert.

Die Zeiten des astronomisch maximal möglichen Schattenwurfs für betroffene Immissionsorte werden unter Berücksichtigung der standortspezifischen Parameter (Nabenhöhe, Rotordurchmesser sowie Koordinaten der Anlage, Lage des Immissionsortes, Topografie) berechnet. Die Ergebnisse umfassen die Schattenwurfperioden an maßgeblichen Immissionsorten unter Angabe der täglichen Anfangs- und Endzeiten des periodischen Schattenwurfes. Die ermittelten Abschaltzeiten werden in Form einer Tabelle in die Steuerung der Windenergieanlage einprogrammiert. Ein Feinabgleich der Zeiten ist für jeden Immissionsort und Zeitraum jederzeit durchführbar.

<b>Document information:</b>			
Author/date:	WdB/29.04.2003 St/07.06.2010	Translator/date:	-
Department:	WRD/SiAs	Revisor/date:	-
Approved/date:	Ge/11.06.2010	Reference:	SiAs-SH-Information Schattenabschaltung-Rev1.5-ger-ger.doc

## 2.2 Messung der Beleuchtungsstärke

Die tatsächliche Erzeugung periodischen Schattenwurfes durch die Bewegung der Rotorblätter der Windenergieanlage ist maßgeblich abhängig von der Sonneneinstrahlung. Schattenwurf ist entsprechend den Empfehlungen des Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) erst dann zu erwarten, wenn die Sonnenstrahlung auf der zur Einfallrichtung normalen Ebene mehr als  $120 \text{ W/m}^2$  beträgt.

Die Höhe der Beleuchtungsstärke  $E [lx]$  auf einer waagerechten Messfläche wird vom Einfallswinkel der Sonne (Sonnenstand) sowie dem fotometrischen Strahlungsäquivalent beeinflusst, das von der Lichtbrechung und der Lufttrübung bestimmt wird und ebenfalls vom Sonnenstand abhängt.

Da sich somit für die Beleuchtungsstärke in Abhängigkeit des Sonnenstandes nur näherungsweise Werte bestimmen lassen und der aktuelle Sonnenstand der Anlagensteuerung nicht bekannt ist, wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem das Auftreten von Schattenwurf jederzeit genau beurteilt werden kann.

Zur Messung der Beleuchtungsstärke werden drei Sensoren im Winkel von  $120^\circ$  in einer Höhe von drei bis vier Meter am Turm der Windenergieanlage montiert. Durch diese Anordnung befindet sich stets mindestens ein Sensor an der Sonnenseite und einer an der Schattenseite des Turmes. Die Steuerung ermittelt aus den Messwerten der drei Sensoren die höchste Beleuchtungsstärke, die auch als Lichtintensität bezeichnet wird, und die niedrigste Beleuchtungsstärke, die Schattenintensität genannt wird.

Die Beurteilung, ob Schattenwurf möglich ist, erfolgt nicht wie üblich über die mit Toleranzen behaftete Messung der Beleuchtungsstärke, sondern über das Verhältnis von Schatten- zu Lichtintensität, der sog. Abschaltintensität.

Für eine Bestrahlungsstärke von  $120 \text{ W/m}^2$  beträgt die gemessene Abschaltintensität 36%. Dieser Wert ist weitestgehend unabhängig vom Sonnenstand. Sinkt nun das Verhältnis von Schatten- zu Lichtintensität unter 36%, dann liegt eine Bestrahlungsstärke von mehr als  $120 \text{ W/m}^2$  vor und es kommt zu Schattenwurf. Dieser Wert wurde im Rahmen eines zweijährigen Praxistests von Schattenabschaltmodulen validiert. Die Abschaltintensität kann bei Bedarf individuell verändert werden.

## 2.3 Abschaltautomatik

Die Schattenabschaltung wird aktiviert, d.h. der Betrieb der Windenergieanlage wird gestoppt, sobald innerhalb des programmierten Abschaltfensters der eingestellte Wert der Abschaltintensität unterschritten wird. Eine Mittelwertbildung für die gemessene Beleuchtungsstärke erfolgt nicht. Die Abschaltautomatik reagiert somit auch bei einer kurzzeitigen Unterschreitung des Referenzwertes.

Ändern sich die Lichtverhältnisse, so dass Schattenwurf nicht mehr möglich ist, bleibt die Schattenabschaltung zunächst aktiviert und damit der Betrieb der Anlage gestoppt. Erst wenn sich die Lichtverhältnisse über einen vorgegebenen Zeitraum (i.d.R. fünf Minuten) nicht geändert haben und Schattenwurf in diesem

<b>Document information:</b>			
Author/date:	WdB/29.04.2003 St/07.06.2010	Translator/date:	-
Department:	WRD/SiAs	Revisor/date:	-
Approved/date:	Ge/11.06.2010	Reference:	SiAs-SH-Information Schattenabschaltung-Rev1.5-ger-ger.doc

Zeitraum nicht möglich war, wird die Schattenabschaltung inaktiv. Eine Inaktivierung der Schattenabschaltung erfolgt ebenso beim Verlassen des Abschalt-Zeitfensters.

### 3. Protokollierung der Daten

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

Eine Protokollierung der gemessenen Licht- und Schattenintensitäten erfolgt aufgrund der großen Datenmenge i.d.R. noch nicht.

### 4. Toleranzen und Sicherheit

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

Zudem wird die Funktion der Lichtsensorik während des Betriebes täglich zweimal automatisch auf Plausibilität überprüft. Hierzu werden die Spannungen an den drei Lichtsensoren nachts um Mitternacht sowie tagsüber um 13 Uhr gemessen. Bei unplausiblen Werten wird eine Warnmeldung an den ENERCON-Service gesendet, der die Sensoren vor Ort überprüft und ggf. einen Austausch durchführt.

Der Ausfall eines Sensors z.B. durch Kabelbruch oder Kurzschluss führt in jedem Fall zu einem Stopp des Betriebes der Windenergieanlage innerhalb der programmierten Zeiten, da das Verhältnis von Schatten- zu Lichtintensität unter den Wert der Abschaltintensität sinkt.

### 5. Gültigkeit

Die Schattenabschaltung ist gegenwärtig verfügbar für ENERCON-Windenergieanlagen der Typen E-30/3.30, E-40/6.44, E-58/10.58, E-66/18.70 und E-66/20.70 sowie für die neuere Anlagengeneration E-33, E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82, E-82 E2, E-82 E3, E-101, E-112 und E-126. Die Schattenabschaltung ist dabei unabhängig von Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Turmbeschaffenheit.

<b>Document information:</b>			
Author/date:	WdB/29.04.2003 St/07.06.2010	Translator/date:	-
Department:	WRD/SiAs	Revisor/date:	-
Approved/date:	Ge/11.06.2010	Reference:	SiAs-SH-Information Schattenabschaltung-Rev1.5-ger-ger.doc