



**Berechnung  
der Rotorschattenwurfdauer  
für den Betrieb von zwei  
Windenergieanlagen am Standort  
Schälker-Heide Schwerte**

**Bericht-Nr. 4740-21-S1**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



# **Berechnung der Rotorschattenwurfdauer für den Betrieb von zwei Windenergieanlagen am Standort Schälker-Heide Schwerte**

Bericht-Nr.: 4740-21-S1

Auftraggeber: ABO Wind AG  
Unter den Eichen 7  
65195 Wiesbaden

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

Textteil: 21 Seiten (inkl. Deckblätter)  
Anhang: 27 Seiten (inkl. Deckblätter)  
Externer Anhang: 118 Seiten (CD-ROM)

Datum: 22. November 2021

---

**Auflistung der erstellten Berichte:**

<b>Berichtsnummer</b>	<b>Datum</b>	<b>Titel</b>	<b>Gegenstand / Inhaltliche Änderungen</b>
4740-21-S1	22.11.2021	Rotorschattenwurf-berechnung	Erstgutachten für zwei geplante Windenergieanlagen

**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.....	8
4.2	Kappungswinkel.....	9
4.3	Geometrie für WEA und IP .....	9
4.4	Gewächshausmodus .....	10
4.5	Hindernisse .....	10
4.6	Berechnungsjahr.....	10
4.7	Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario).....	11
4.8	Modellgrenzen und Modellbeschreibung .....	11
<b>5.</b>	<b>Windenergieanlagen .....</b>	<b>11</b>
5.1	Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung).....	12
5.2	Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps.....	13
5.3	Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung) .....	13
<b>6.</b>	<b>Immissionspunkte.....</b>	<b>14</b>
<b>7.</b>	<b>Einschränkung der 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
<b>10.</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>19</b>
<b>Anhang</b>	<b>.....</b>	<b>21</b>
<b>Externer Anhang / CD-ROM</b>	<b>.....</b>	<b>21</b>

## 1. Einleitung und Aufgabenstellung

Am Standort Schälker-Heide Schwerte ist die Errichtung und der Betrieb von zwei Windenergieanlagen (WEA 01 und WEA 02) vom Anlagentyp NORDEX N149/5.7 STE mit einer Nabenhöhe von 125,4 m und einem Rotordurchmesser von 149,1 m geplant.

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.

Bei den Berechnungen werden die Einflüsse von sechs weiteren Windenergieanlagen geprüft und diese gegebenenfalls als Vorbelastung berücksichtigt.

Der Betrieb von Windenergieanlagen kann in ihrer Umgebung Störwirkungen durch Geräusche, Lichtreflexionen oder direkten Schattenwurf des Rotors nach sich ziehen. Die Erfüllung der Anforderungen an den Lärmschutz wird üblicherweise gesondert nachgewiesen, während sich Lichtreflexionen, der sog. "Diskoeffekt", durch die Wahl einer matten Oberfläche der Rotorblätter weitgehend vermeiden lassen. Bestimmend dafür ist der Glanzgrad gemäß DIN EN ISO 2813<sup>1</sup>.

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

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

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

Die Berechnungen erfolgen mit dem Programm windPRO<sup>®</sup> Version 3.5. 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 in Nordrhein-Westfalen, im Kreis Unna, auf dem Gebiet der Stadt Schwerte. Die zwei geplanten Windenergieanlagen sollen nördlich der Ortschaft Stübbeken und der Kreisstraße K19 realisiert werden.

Die zu den geplanten Windenergieanlagen nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich rund um den geplanten Standort im unbeplanten Außenbereich bzw. in der Ortschaft Stübbeken.

Nördlich des Standortes befindet sich bereits eine Windenergieanlage (VB\_01) vom Anlagentyp Nordex N27 in Betrieb. Westlich des Standortes sind insgesamt fünf weitere WEA geplant, auf dem Gebiet der Stadt Iserlohn (Märkischer Kreis), sind drei Windenergieanlagen (VB\_02 bis VB\_04) geplant, südlich der Ortschaft Ergste, sind zwei weitere Windenergieanlagen (SE 01 und SE 02) vom Anlagentyp NORDEX N149/4.0-4.5 geplant. Der Einfluss dieser insgesamt sechs Windenergieanlagen wird nachfolgend geprüft und die für den Rotorschattenwurf relevanten WEA werden entsprechend berücksichtigt.

Die Immissionspunkte und Windenergieanlagen befinden sich auf Geländehöhen von ca. 180 m bis ca. 265 m ü. NN. Zur Berücksichtigung der Höhenunterschiede wird ein digitales Geländemodell auf Grundlage frei verfügbarer Höhendaten (Quelle: Geobasis NRW DGM1 – 5 m Grid) berücksichtigt.

In der nachfolgenden Karte ist das Untersuchungsgebiet mit den geplanten Windenergieanlagen dargestellt.

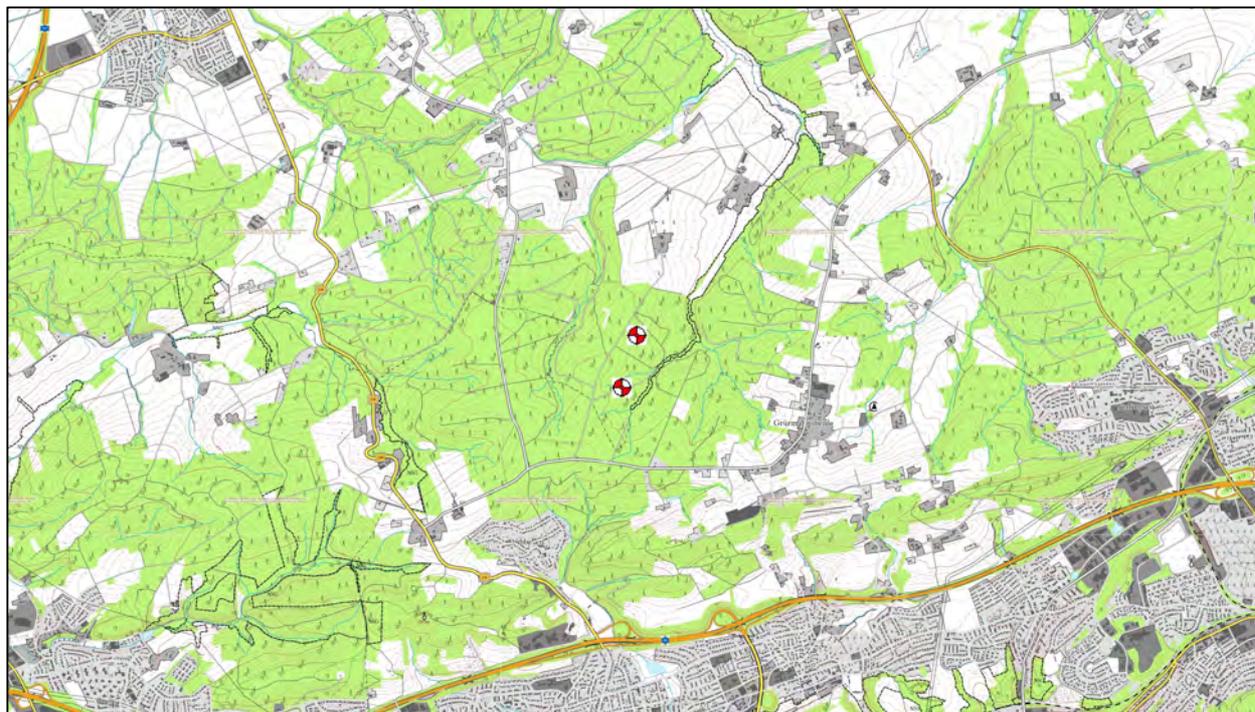


Abb. 1: Übersichtskarte mit den geplanten Windenergieanlagen

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

### 3. Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem

Die Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im Koordinatensystem UTM ETRS89, Zone 32, zur Verfügung gestellt. Die Koordinaten der weiteren als Vorbelastung zu berücksichtigten Windenergieanlagen sind aus vorangegangenen Untersuchungen bekannt bzw. vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt.

Die Koordinaten der berücksichtigten Immissionspunkte wurden über die Karte des Onlineservice onmaps (geoGLIS GmbH & Co. KG) ermittelt. Die Basis der onmaps-Karte sind ATKIS®-Daten sowie Gebäudeumringe aus dem deutschen Liegenschaftskataster (ALKIS). Als weiteres Kartenmaterial dient das frei zugängliche Kartenmaterial des Portals OpenStreetMap (©OpenTopoMap (CC-BY-SA) (2019)). Eine detaillierte Beschreibung sowie die Auflistung der Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte ist dem Abschnitt 6 zu entnehmen. Alle Programm-Koordinaten sind UTM-Koordinaten (UTM ETRS89, Zone 32) und ermöglichen somit 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  $d$  bezeichnet. Die Deklination erreicht jeweils am 21. Juni ihren größten und am 21. Dezember ihren kleinsten Winkel. Diese Tage sind demnach der jeweils längste bzw. kürzeste Tag eines Jahres. Die Tage, an denen die Deklination  $0^\circ$  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:

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

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

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

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

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

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

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

#### 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 Blatattiefe. Der LAI geht von einer 20%-Verdeckung für die Reichweitenbegrenzung<sup>2</sup> aus. Die maximale Blatattiefe, die Blatattiefe bei 90% Rotorradius sowie die daraus resultierende Schattenreichweite für den hier berücksichtigten WEA-Typ 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:

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

mit:

SR	=	Sonnenradius (696.000 km),
SF	=	Fläche der Sonnenscheibe $\mathbf{SR}^2 \cdot \pi = 1.521.837.746.881 \text{ km}^2$ sowie
$\alpha$	=	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,
$h_j$	=	Höhe des Immissionspunktes ü. GOK,
IP	=	Immissionspunkt und
Dh	=	Höhendifferenz zw. Nabenhöhe der WEA und dem IP.

Die Geometrie Größen sind in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht.

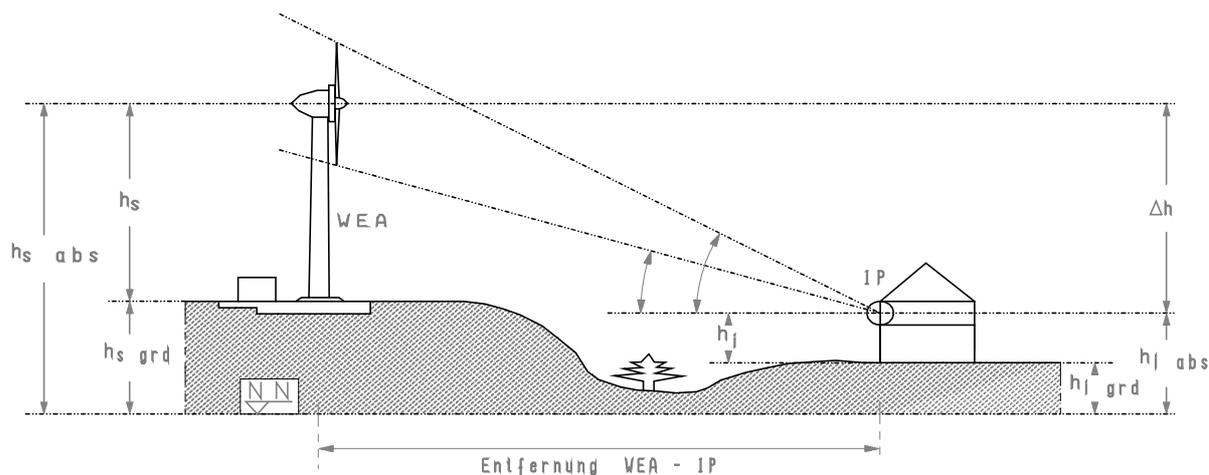


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

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

#### 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 Höhenunterschiede im Umfeld der geplanten Windenergieanlagen ein digitales Geländemodell auf Grundlage frei verfügbarer Höhendaten (Quelle: Geobasis NRW / DGM1 - 5 m Grid) verwendet.

Die Windenergieanlagen und die zu berücksichtigenden Immissionspunkte befinden sich auf einem Höhenniveau von ca. 180 m bis ca. 265 m ü. NN.

<b>Modellgrenzen für die flächendeckenden Berechnungen (5,2 x 3,7 km)</b>				
RW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	West:	400.676	Ost:	405.876
HW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	Süd:	5.692.637	Nord:	5.696.337

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

### 5. Windenergieanlagen

Am Standort Schälker-Heide Schwerte ist die Errichtung und der Betrieb von zwei Windenergieanlagen (WEA 01 und WEA 02) vom Anlagentyp NORDEX N149/5.7 STE mit einer Nabenhöhe von 125,4 m und einem Rotordurchmesser von 149,1 m geplant.

Im Vorfeld der hier vorliegenden Untersuchung wurde die Relevanz von sechs weiteren bestehenden bzw. in Planung befindlichen WEA in Bezug auf den Schattenwurf von drehenden Rotoren geprüft. Diese Überprüfung ergab, dass die zwei am Standort Schwerte-Ergste geplanten Windenergieanlagen (SE 01 und SE 02) zwar gemeinsamen Rotorschattenwurf mit der hier zu berücksichtigenden Zusatzbelastung verursachen, sich in dem schmalen Überschneidungsbereich (s. nachfolgende Abbildung) jedoch keine relevanten Immissionspunkte befinden. Daher bleiben diese WEA nachfolgend unberücksichtigt.

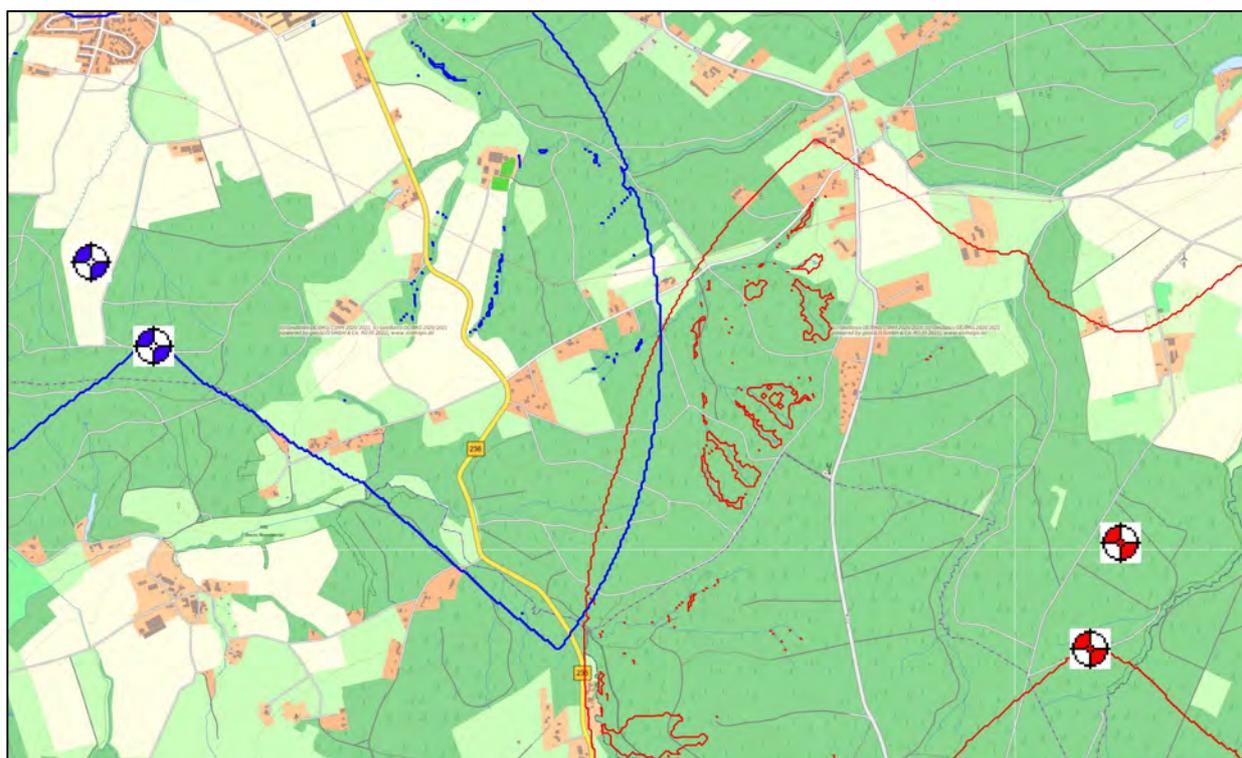


Abb. 3: Einwirkungsbereiche der vom Auftraggeber (Rot) und der am Standort Schwerte-Ergste geplanten WEA (Blau)

Die Dokumentation der als Vorbelastung (VB) zu berücksichtigenden Windenergieanlagen (VB\_01 bis VB\_04) wird in Kap. 5.3 beschrieben. Das Zusammenwirken der Vor- und Zusatzbelastung führt zur Gesamtbelastung (GB).

Die Lage der berücksichtigten Windenergieanlagen ist einer Übersichtskarte im Anhang zu entnehmen.

### 5.1 Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)

In Tabelle 2 sind die für die Schattenwurfberechnungen maßgeblichen technischen Angaben für den geplanten Anlagentyp zusammengefasst.

Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Max. Blatttiefe [m]	Blatttiefe bei 90% Rotorradius [m]	Rotorschattenreichweite (RSRW) [m]
N149/5.7 STE	125,4	149,1	4,20	1,21	1.839

Tabelle 2: Angenommene Angaben zum geplanten Anlagentyp

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

Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h <sub>s</sub> grad [m]	h <sub>s</sub> [m]	h <sub>s</sub> abs [m]	Rotor Æ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
WEA 01	N149/5.7 STE	403.626	5.694.439	238,7	125,4	364,1	149,1
WEA 02	N149/5.7 STE	403.508	5.694.053	242,8	125,4	368,2	149,1

Tabelle 3: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen

## 5.2 Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps

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

Der hier berücksichtigte Anlagentyp NORDEX N149/5.X verwendet einen Datensatz mit Koordinaten der zu berücksichtigenden Windenergieanlagen und Immissionspunkte und errechnet selbsttätig die zu berücksichtigenden Abschaltzeiten. Ein entsprechendes Dokument (Allg. Dokumentation / Schattenwurfmodul / Dokumentennr.: K0815\_051312\_DE / Rev. 06 / 01.04.2021) ist dem Anhang zu entnehmen.

### 5.3 Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung)

Als Vorbelastung werden im vorliegenden Fall vier weitere Windenergieanlagen berücksichtigt. Die Daten der zu berücksichtigenden Windenergieanlagen sind der nachfolgend aufgeführten Tabelle 4 zu entnehmen.

Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h <sub>s</sub> grd [m]	h <sub>s</sub> [m]	h <sub>s</sub> abs [m]	Rotor Æ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
VB_01	NORDEX N27/150	403.879	5.695.449	220,2	40,0	260,2	27,0
VB_02	NORDEX N149/5.x	402.452	5.694.279	255,0	164,0	419,0	149,1
VB_03	NORDEX N149/5.x	402.836	5.694.183	244,1	164,0	408,1	149,1
VB_04	NORDEX N149/5.x	403.136	5.693.914	251,3	164,0	415,3	149,1

Tabelle 4: Daten der weiteren 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 Immissionspunkte IP 01 bis IP 10 werden zur besseren Vergleichbarkeit und ungeachtet ihrer Relevanz für den Rotorschattenwurf aus dem schalltechnischen Gutachten IEL-Bericht Nr. 4740-21-L1 übernommen. Zusätzlich werden aus Sicht des Rotorschattenwurfes zwölf weitere Immissionspunkte (IP 11 bis IP 22) ausgewählt. Die Lage der Immissionspunkte ist in der anliegenden Übersichtskarte dargestellt.

Die berücksichtigten Immissionspunkte (IP) werden exemplarisch in Bereichen mit Überschreitungen der Orientierungswerte ausgewählt. Die Auswahl soll der genehmigenden Behörde einen repräsentativen Überblick über die zu erwartenden Belastungen aus dem Rotorschattenwurf der geplanten WEA ermöglichen. Dies ist gängige Praxis. Bei einer voraussichtlich erforderlichen Abschaltung muss davon ausgegangen werden, dass bei der Ermittlung der Abschaltzeiten eine Reihe zusätzlicher Immissionspunkte zu berücksichtigen sind.

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	Bürenbruch 62	402.612	5.694.864	241,7	2,0	243,7
IP 02	Gut Böckelühr 2	403.549	5.695.215	223,8	2,0	225,8
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	403.793	5.695.294	226,1	2,0	228,1
IP 04	Gut Böckelühr 1	403.820	5.695.090	223,5	2,0	225,5
IP 05	Rotehausstr. 37b	404.806	5.694.064	257,9	2,0	259,9
IP 06	Schälkstr. 28	403.733	5.693.468	265,0	2,0	267,0
IP 07	Schälkstr. 29	403.662	5.693.431	263,2	2,0	265,2
IP 08	Im Stübbeken 18	402.952	5.693.109	225,0	2,0	227,0
IP 09	Im Stübbeken 20a	402.897	5.693.082	230,6	2,0	232,6
IP 10	Im Stübbeken 28b	402.749	5.693.060	240,3	2,0	242,3
IP 11	Bürenbruch 56a	402.677	5.695.005	237,5	2,0	239,5
IP 12	Bürenbruch 73	402.767	5.695.173	230,0	2,0	232,0
IP 13	Bürenbruch 69	402.913	5.695.376	222,4	2,0	224,4
IP 14	Reinigser Weg 34	404.258	5.695.372	190,0	2,0	192,0
IP 15	Reinigser Weg 40	404.468	5.695.466	179,7	2,0	181,7
IP 16	Rotehausstr. 29a	404.822	5.693.872	252,9	2,0	254,9
IP 17	Rotehausstr. 15	404.797	5.693.683	259,1	2,0	261,1
IP 18	Rotehausstr. 2	404.631	5.693.441	264,9	2,0	266,9
IP 19	Schälkstr. 5	404.407	5.693.417	264,6	2,0	266,6
IP 20	Schälkstr. 10	404.265	5.693.503	265,0	2,0	267,0
IP 21	Schälk 24	401.842	5.693.551	229,4	2,0	231,4
IP 22	Schälk 50	401.691	5.693.903	200,0	2,0	202,0

Tabelle 5: Koordinaten der berücksichtigten 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.

Statistische Grundlage für die Berechnung der meteorologisch wahrscheinlichen Beschattung sind die nächstgelegene DWD-Station mit Daten für die Sonnenscheinwahrscheinlichkeit Gelsenkirchen sowie für die Windrichtungsverteilung der ERA5-Knotenpunkt N51,385\_E07,602 (EMD-WRF EUR+).

## 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). Für größere Fensterfronten, die einem Raum zugeordnet sind, kann sich die Schattenwurfdauer u. U. erhöhen.

Die Berechnung für Punkte ist jedoch 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 Schattenwurfedauer haben, sondern hauptsächlich eine zeitliche Verschiebung der Schattenwurfereignisse bewirken. Diese liegt bei den gegebenen Abständen zwischen WEA und IP erfahrungsgemäß nicht über zwei bis drei Minuten.

## 9.1 Berechnungsergebnisse

Die Berechnungsergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle sowie in den Listen des Anhangs zusammengefasst. Bei der Überschreitung von Orientierungswerten sind die Ergebnisse grau unterlegt.

IP-Nr.	Adresse	Vorbelastung		Zusatzbelastung		Gesamtbelastung	
		Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]	Stunden pro Jahr [h:min/a]	Max. Std. pro Tag [h:min/d]
IP 01	Bürenbruch 62	165:16	02:21	38:57	00:31	204:13	02:28
IP 02	Gut Böckelühr 2	37:59	00:30	04:49	00:18	42:48	00:47
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	33:49	00:25	-/-	-/-	33:49	00:25
IP 04	Gut Böckelühr 1	35:35	00:27	43:10	00:51	78:45	01:11
IP 05	Rotehausstr. 37b	06:42	00:20	22:48	00:28	28:34	00:31
IP 06	Schälkstr. 28	19:37	00:25	-/-	-/-	19:37	00:25
IP 07	Schälkstr. 29	08:50	00:19	-/-	-/-	08:50	00:19
IP 08	Im Stübbeken 18	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
IP 09	Im Stübbeken 20a	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
IP 10	Im Stübbeken 28b	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
IP 11	Bürenbruch 56a	72:23	01:34	47:39	00:32	120:02	02:02
IP 12	Bürenbruch 73	22:37	00:35	31:50	00:32	54:27	00:55
IP 13	Bürenbruch 69	04:05	00:15	29:05	00:32	33:10	00:47
IP 14	Reinigser Weg 34	05:21	00:17	29:01	00:33	34:22	00:33
IP 15	Reinigser Weg 40	-/-	-/-	29:05	00:34	29:05	00:34
IP 16	Rotehausstr. 29a	06:56	00:20	26:51	00:27	33:47	00:28
IP 17	Rotehausstr. 15	07:20	00:21	30:38	00:26	37:58	00:26
IP 18	Rotehausstr. 2	10:07	00:23	26:39	00:28	36:46	00:28
IP 19	Schälkstr. 5	26:13	00:41	13:58	00:24	40:11	00:41
IP 20	Schälkstr. 10	34:02	00:48	13:20	00:24	47:22	00:48
IP 21	Schälk 24	15:41	00:26	07:26	00:21	20:06	00:34
IP 22	Schälk 50	32:07	00:30	06:09	00:19	38:16	00:43

Tabelle 6: Astronomisch mögliche Schattenwurfedauer

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

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

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

## 9.2 Beurteilung

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

Die Berechnungsergebnisse aus Tabelle 6 zeigen, dass die vom Auftraggeber geplanten sowie die weiteren von Dritten geplanten WEA an den Immissionspunkten IP 08 bis IP 10, welche aus dem schalltechnischen Gutachten IEL-Bericht Nr. 4740-21-L1 entnommen wurden, keinen Rotorschattenwurf verursachen. An den Immissionspunkten IP 03 sowie IP 06 und IP 07 (ebenfalls aus dem vorgenannten schaltechnischen Bericht) verursachen die vom Auftraggeber geplanten Windenergieanlagen keinen Rotorschattenwurf. Die Überschreitung der Orientierungswerte am IP 03 entstammt der Vorbelastung.

An den Immissionspunkten IP 01, IP 02, IP 04, IP 11 und IP 12, IP 19 und IP 20 sowie IP 22 werden die zulässigen Orientierungswerte bereits durch die Vorbelastung überschritten. Bei einer *Ausschöpfung* bzw. Überschreitung der Orientierungswerte durch die Vorbelastung ist sicherzustellen, dass der Betrieb der neu geplanten Windenergieanlagen (Zusatzbelastung) zu keiner Erhöhung der Rotorschattenwurfdauer führt.

An den Immissionspunkten IP 13 bis IP 18 sowie IP 21 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.

Wir empfehlen eine Genehmigung mit der Maßgabe von Auflagen zu erteilen. Dabei sind für die geplanten WEA 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.

**10. Zusammenfassung**

Am Standort Schälker-Heide Schwerte ist die Errichtung und der Betrieb von zwei Windenergieanlagen (WEA 01 und WEA 02) vom Anlagentyp NORDEX N149/5.7 STE mit einer Nabenhöhe von 125,4 m und einem Rotordurchmesser von 149,1 m geplant.

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.

Die Berechnungsergebnisse aus Tabelle 6 zeigen, dass die vom Auftraggeber geplanten sowie die weiteren von Dritten geplanten WEA an den Immissionspunkten IP 08 bis IP 10, welche aus dem schalltechnischen Gutachten IEL-Bericht Nr. 4740-21-L1 entnommen wurden, keinen Rotorschattenwurf verursachen. An den Immissionspunkten IP 03 sowie IP 06 und IP 07 (ebenfalls aus dem vorgenannten schalltechnischen Bericht) verursachen die vom Auftraggeber geplanten Windenergieanlagen keinen Rotorschattenwurf. Die Überschreitung der Orientierungswerte am IP 03 entstammt der Vorbelastung.

An den Immissionspunkten IP 01, IP 02, IP 04, IP 11 und IP 12, IP 19 und IP 20 sowie IP 22 werden die zulässigen Orientierungswerte bereits durch die Vorbelastung überschritten. Bei einer *Ausschöpfung* bzw. Überschreitung der Orientierungswerte durch die Vorbelastung ist sicherzustellen, dass der Betrieb der neu geplanten Windenergieanlagen (Zusatzbelastung) zu keiner Erhöhung der Rotorschattenwurfdauer führt.

An den Immissionspunkten IP 13 bis IP 18 sowie IP 21 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.

Wir empfehlen eine Genehmigung mit der Maßgabe von Auflagen zu erteilen. Dabei sind für die geplanten WEA entsprechende technische Einrichtungen bzw. Rotorschattenwurfmodule zur Einhaltung der Orientierungswerte vorzusehen.

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

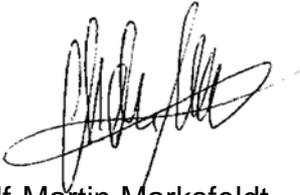
Hinweis: Für den vorliegenden Bericht wurden die berücksichtigten Immissionspunkte exemplarisch und repräsentativ ausgewählt um der genehmigenden Behörde einen Überblick über die aus dem Rotorschattenwurf zu erwartenden Belastungen zu ermöglichen. Bei der Realisierung der Windenergieanlagen müssen in einer später zu ermittelnden Rotorschattenwurf-Regelung alle Immissionspunkte, an welchen mit Überschreitungen der Orientierungswerte zu rechnen ist, berücksichtigt werden.

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

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

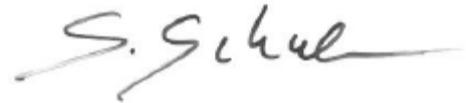
Aurich, 22. November 2021

Bericht verfasst durch



Ralf-Martin Marksfeldt  
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Geprüft und freigegeben durch



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

---

## Anhang

### **Übersichtskarte:**

Windenergieanlagen und Immissionspunkte (A3) (1 Seite)

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

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

### **Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)

### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

### **Technische Beschreibungen / Vermeidung von Rotorschattenwurf**

NORDEX acciona Windenergieanlagen / Schattenwurfmodul

Dok.: K0815\_051312\_DE / Rev. 06 / 01.04.2021 (8 Seiten)

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

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

#### **Berechnungsergebnisse / Vorbelastung**

Shadow - Kalender IP (30 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (7 Seiten)

#### **Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung**

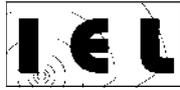
Shadow - Kalender IP (29 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (4 Seiten)

#### **Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung**

Shadow - Kalender IP (37 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (11 Seiten)

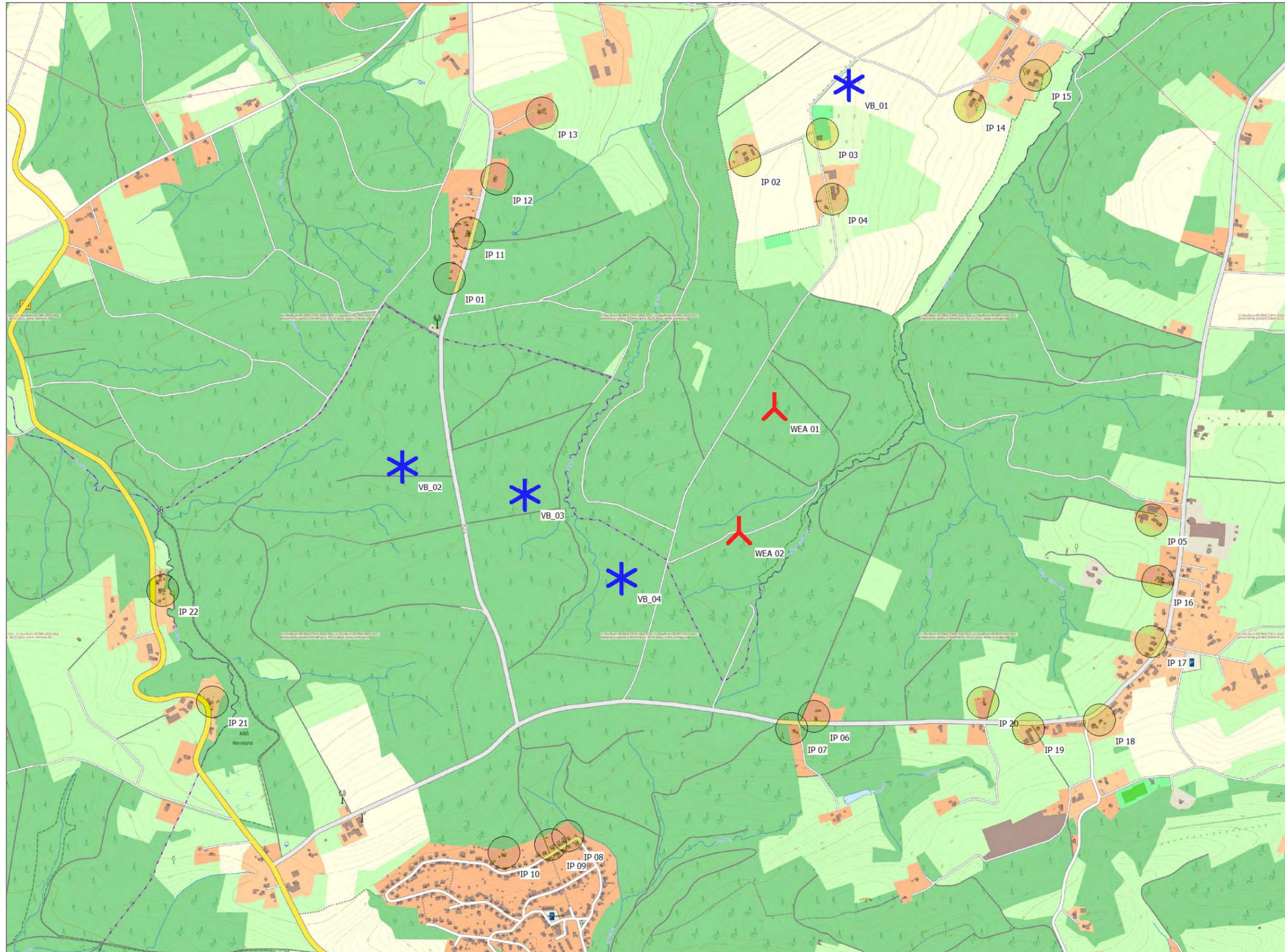


## Übersichtskarte

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Projekt:  
**Schälker-Heide Schwerte**  
**4740-21-S1**

Beschreibung:  
 Windenergieanlagen und  
 Immissionspunkte



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

Lizenziertes Anwender:  
**IEL GmbH**  
 Kirchdorfer Straße 26  
 DE-26603 Aurich  
 +49 4941 9558 0  
 RMM / mail@iel-gmbh.de  
 Berechnet:  
 18.11.2021 12:04/3.5.552



Karte: onmaps , Maßstab 1:12.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 403.256,7 Nord: 5.694.262,9

⚓ Neue WEA     
 ✳ Existierende WEA     
 ☀ Schattenrezeptor

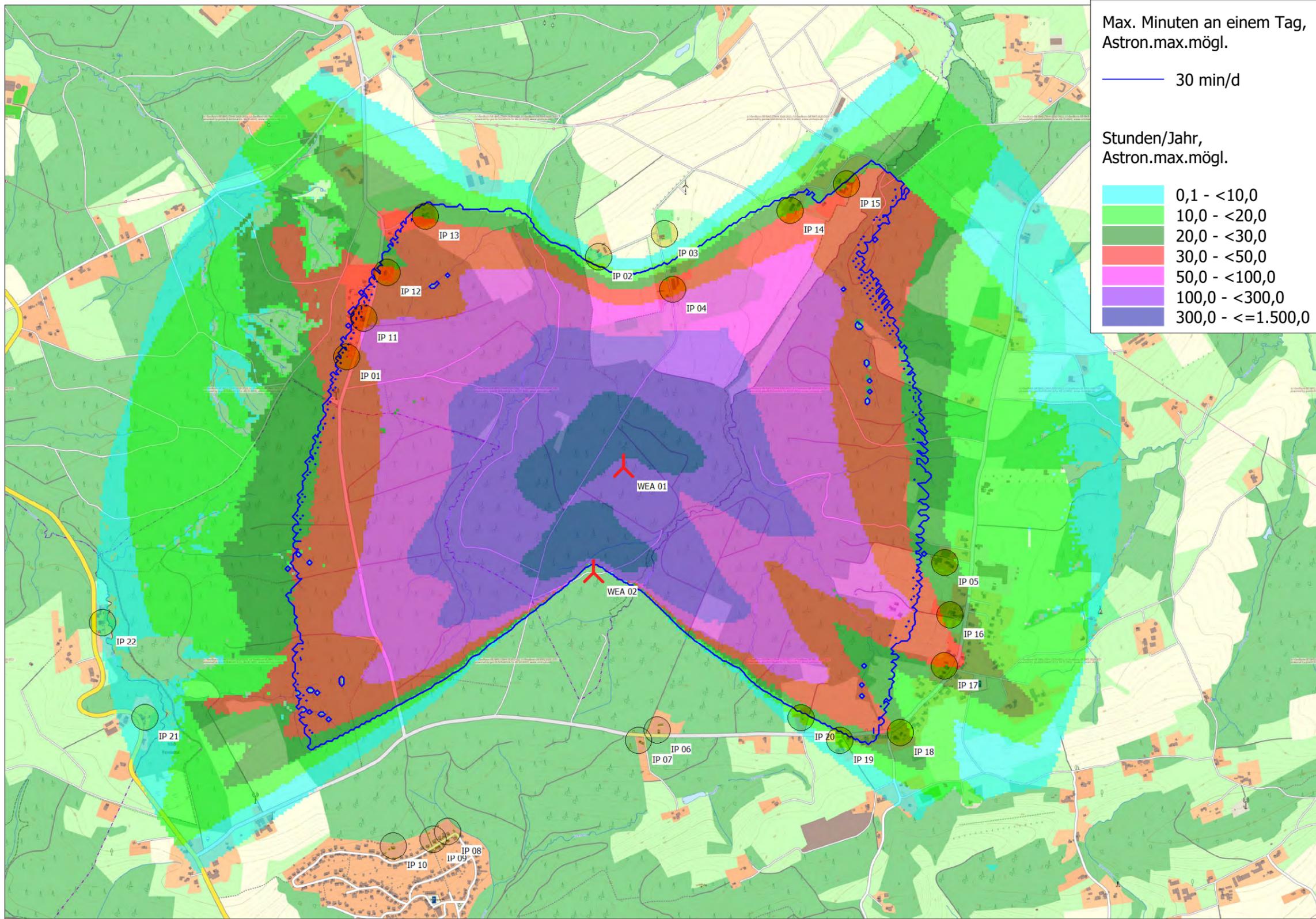




**Flächendeckende Darstellung  
„Zusatzbelastung“**

**„Astronomisch mögliche  
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



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

— 30 min/d

Stunden/Jahr,  
Astron.max.mögl.

Cyan	0,1 - <10,0
Light Green	10,0 - <20,0
Green	20,0 - <30,0
Red-Orange	30,0 - <50,0
Pink	50,0 - <100,0
Purple	100,0 - <300,0
Dark Purple	300,0 - <=1.500,0

Projekt:  
**Schälker-Heide Schwerte**  
**4740-21-S1**

**SHADOW - Karte**  
**Berechnung:**  
Zusatzbelastung / FD

Lizenzierter Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
18.11.2021 12:02/3.5.552



0 250 500 750 1000m

Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 403.800,0 Nord: 5.694.500,0  
 Höhe der Schattenkarte: DGM1 NRW 5m-Grid bearbeitet  
 Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenaufösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m

Neue WEA

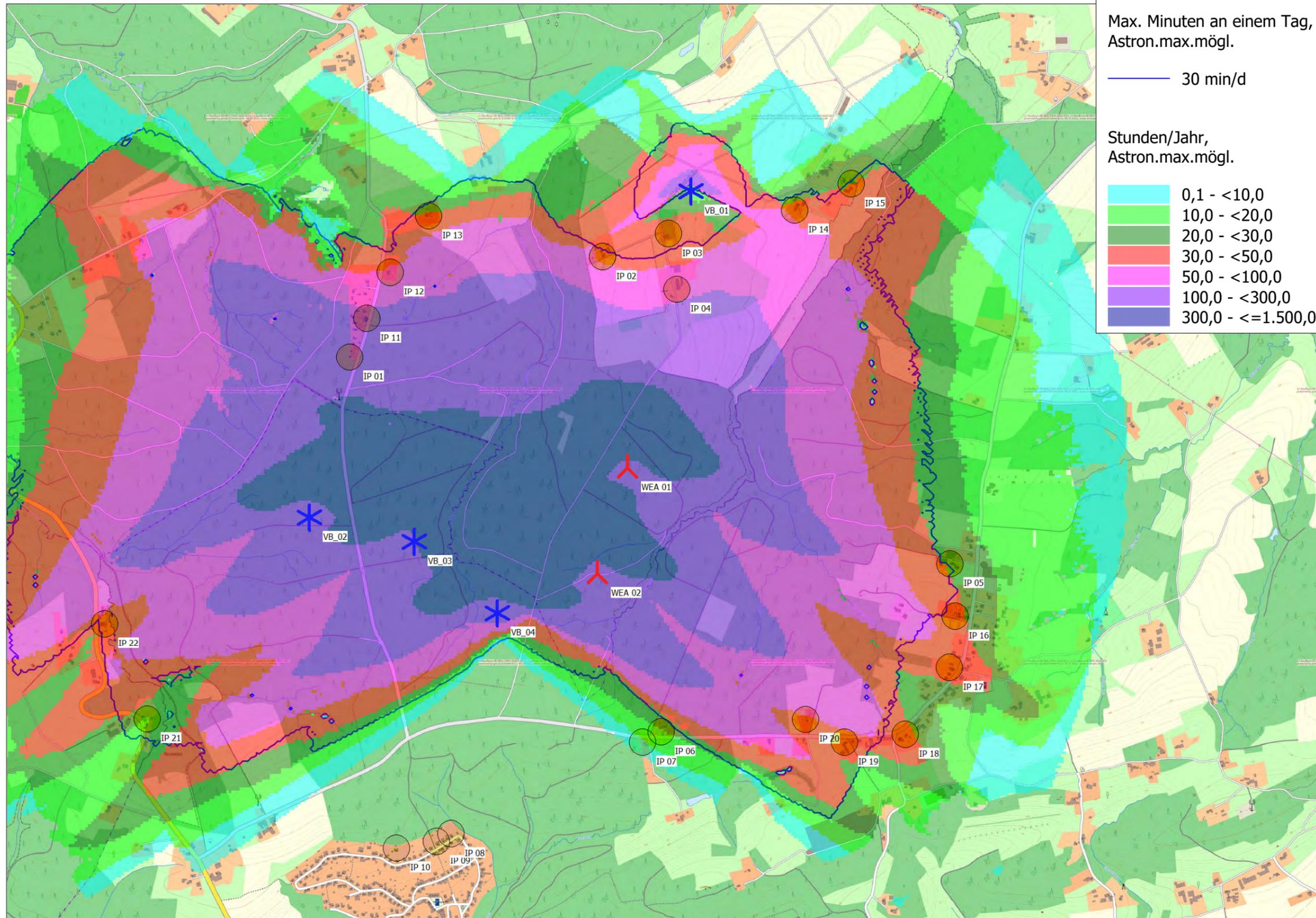
Schattenrezeptor



**Flächendeckende Darstellung  
„Gesamtbelastung“**

**„Astronomisch mögliche  
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



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

— 30 min/d

Stunden/Jahr,  
Astron.max.mögl.

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

**SHADOW -  
Karte**  
**Berechnung:**  
Gesamtbelastung / FD

Lizenziertes Anwender:  
**IEL GmbH**  
Kirchdorfer Straße 26  
DE-26603 Aurich  
+49 4941 9558 0  
RMM / mail@iel-gmbh.de  
Berechnet:  
18.11.2021 11:56/3.5.552



▲ Neue WEA     
✱ Existierende WEA     
● Schattenrezeptor  
Karte: onmaps , Maßstab 1:15.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 403.800,0 Nord: 5.694.500,0  
Höhe der Schattenkarte: DGM1 NRW 5m-Grid bearbeitet  
Zeitschritt: 2 Minuten, Schrittweite: 3 Tag(e), Kartenaufösung: 10 m, Sichtbarkeit Auflösung: 5 m, Augenhöhe: 1,5 m



## **Berechnungsergebnisse**

### **Vorbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



## SHADOW - Hauptergebnis

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

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

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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [GELSENKIRCHEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,34 3,07 3,14 5,15 6,18 4,93 5,81 5,34 4,22 3,11 1,91 1,10

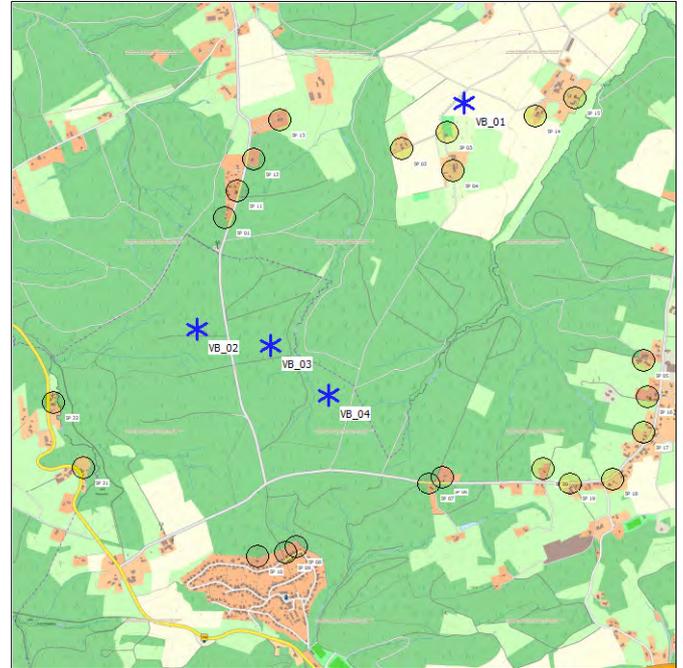
Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N51,385494\_E007,601959 (31)

Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
279 426 517 353 278 589 994 1.355 1.350 958 505 309 7.913  
Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

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

Verwendete Höhenlinien: DGM1 NRW 5m-Grid bearbeitet  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Rasterauflösung: 1,0 m

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



Maßstab 1:40.000  
\* Existierende WEA    ◉ Schattenrezeptor

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
			[m]		Aktuell	Hersteller	Typ	[kW]	[m]	[m]	Beschatt.-Bereich	U/min
VB_01	403.879,0	5.695.449,0	220,2	NORDEX _N27/150 15...	Nein	NORDEX	_N27/150-150	150	27,0	40,0	554	51,0
VB_02	402.452,0	5.694.279,0	255,0	NORDEX _N149/5.x ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
VB_03	402.836,0	5.694.183,0	244,1	NORDEX _N149/5.x ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
VB_04	403.136,0	5.693.914,0	251,3	NORDEX _N149/5.x ...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7

### 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	Bürenbruch 62	402.612,0	5.694.864,0	241,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Gut Böckelühr 2	403.549,0	5.695.215,0	223,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	403.793,0	5.695.294,0	226,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Gut Böckelühr 1	403.820,0	5.695.090,0	223,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rotehausstr. 37b	404.806,0	5.694.064,0	257,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Schälkstr. 28	403.733,0	5.693.468,0	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Schälkstr. 29	403.662,0	5.693.431,0	263,2	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Im Stübbeken 18	402.952,0	5.693.109,0	225,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Im Stübbeken 20a	402.897,0	5.693.082,0	230,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Im Stübbeken 28b	402.749,0	5.693.060,0	240,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Bürenbruch 56a	402.677,4	5.695.004,7	237,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Bürenbruch 73	402.767,0	5.695.173,3	230,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Bürenbruch 69	402.912,5	5.695.375,9	222,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Reinigser Weg 34	404.258,4	5.695.372,0	190,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Reinigser Weg 40	404.468,1	5.695.465,8	179,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Rotehausstr. 29a	404.822,0	5.693.871,8	252,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Rotehausstr. 15	404.796,9	5.693.682,9	259,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Rotehausstr. 2	404.630,6	5.693.440,6	264,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schälkstr. 5	404.406,5	5.693.416,7	264,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Schälkstr. 10	404.264,8	5.693.502,5	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schälk 24	401.841,9	5.693.551,0	229,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Schälk 50	401.691,3	5.693.903,1	200,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1



## SHADOW - Hauptergebnis

**Berechnung:** Vorbelastung / Hauptergebnis und Listen

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 01	Bürenbruch 62	165:16	96	2:21	16:18	
IP 02	Gut Böckelühr 2	37:59	98	0:30	4:16	
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	33:49	100	0:25	3:49	
IP 04	Gut Böckelühr 1	35:35	112	0:27	4:44	
IP 05	Rotehausstr. 37b	6:42	26	0:20	1:06	
IP 06	Schälkstr. 28	19:37	56	0:25	3:12	
IP 07	Schälkstr. 29	8:50	34	0:19	1:21	
IP 08	Im Stübbeken 18	0:00	0	0:00	0:00	
IP 09	Im Stübbeken 20a	0:00	0	0:00	0:00	
IP 10	Im Stübbeken 28b	0:00	0	0:00	0:00	
IP 11	Bürenbruch 56a	72:23	72	1:34	6:55	
IP 12	Bürenbruch 73	22:37	48	0:35	2:08	
IP 13	Bürenbruch 69	4:05	20	0:15	0:22	
IP 14	Reinigser Weg 34	5:21	25	0:17	1:00	
IP 15	Reinigser Weg 40	0:00	0	0:00	0:00	
IP 16	Rotehausstr. 29a	6:56	26	0:20	1:13	
IP 17	Rotehausstr. 15	7:20	28	0:21	1:22	
IP 18	Rotehausstr. 2	10:07	36	0:23	1:51	
IP 19	Schälkstr. 5	26:13	59	0:41	4:57	
IP 20	Schälkstr. 10	34:02	67	0:48	6:25	
IP 21	Schälk 24	15:41	46	0:26	3:22	
IP 22	Schälk 50	32:07	97	0:30	6:38	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
VB_01	NORDEX _N27/150 150 27.0 !O! NH: 40,0 m (Ges:53,5 m) (3)	5:21	1:00
VB_02	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (6)	146:41	18:39
VB_03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (8)	170:11	20:25
VB_04	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (7)	110:48	17:19

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

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



## **Berechnungsergebnisse**

### **Zusatzbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



## SHADOW - Hauptergebnis

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

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

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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [GELSENKIRCHEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,34 3,07 3,14 5,15 6,18 4,93 5,81 5,34 4,22 3,11 1,91 1,10

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N51,385494\_E007,601959 (31)

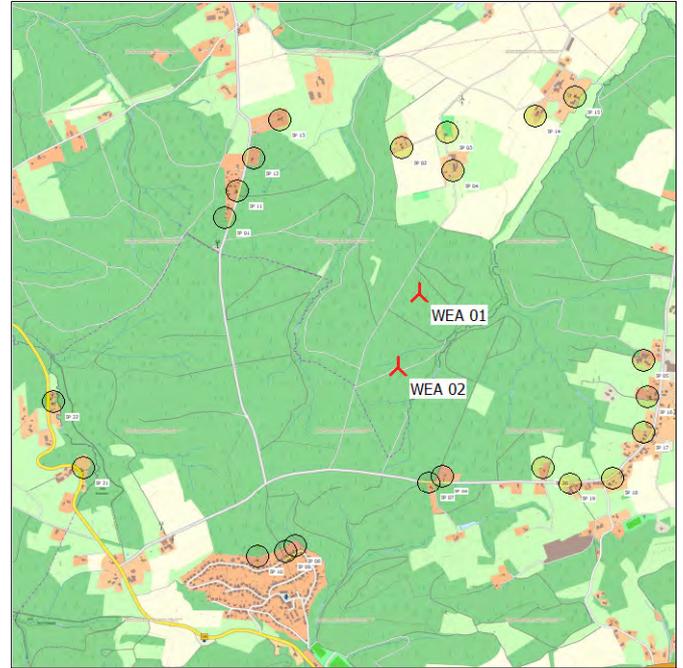
Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
290 443 537 366 289 612 1.033 1.407 995 525 321 8.219  
Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der  
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf  
den folgenden Annahmen:  
Verwendete Höhenlinien: DGM1 NRW 5m-Grid bearbeitet  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
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
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
WEA 01	403.626,1	5.694.438,7	238,7	NORDEX __N149/5.x... Ja		NORDEX	__N149/5.x-5.700	5.700	149,1	125,4	1.839	10,7
WEA 02	403.507,5	5.694.052,5	242,8	NORDEX __N149/5.x... Ja		NORDEX	__N149/5.x-5.700	5.700	149,1	125,4	1.839	10,7



Maßstab 1:40.000  
Neue 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]
IP 01	Bürenbruch 62	402.612,0	5.694.864,0	241,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Gut Böckelühr 2	403.549,0	5.695.215,0	223,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	403.793,0	5.695.294,0	226,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Gut Böckelühr 1	403.820,0	5.695.090,0	223,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rotehausstr. 37b	404.806,0	5.694.064,0	257,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Schälkstr. 28	403.733,0	5.693.468,0	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Schälkstr. 29	403.662,0	5.693.431,0	263,2	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Im Stübbeken 18	402.952,0	5.693.109,0	225,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Im Stübbeken 20a	402.897,0	5.693.082,0	230,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Im Stübbeken 28b	402.749,0	5.693.060,0	240,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Bürenbruch 56a	402.677,4	5.695.004,7	237,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Bürenbruch 73	402.767,0	5.695.173,3	230,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Bürenbruch 69	402.912,5	5.695.375,9	222,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Reinigser Weg 34	404.258,4	5.695.372,0	190,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Reinigser Weg 40	404.468,1	5.695.465,8	179,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Rotehausstr. 29a	404.822,0	5.693.871,8	252,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Rotehausstr. 15	404.796,9	5.693.682,9	259,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Rotehausstr. 2	404.630,6	5.693.440,6	264,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schälkstr. 5	404.406,5	5.693.416,7	264,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 20	Schälkstr. 10	404.264,8	5.693.502,5	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schälk 24	401.841,9	5.693.551,0	229,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Schälk 50	401.691,3	5.693.903,1	200,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1



## SHADOW - Hauptergebnis

**Berechnung:** Zusatzbelastung / Hauptergebnis und Listen

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 01	Bürenbruch 62	38:57	107	0:31	4:39	
IP 02	Gut Böckelühr 2	4:49	20	0:18	0:25	
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	0:00	0	0:00	0:00	
IP 04	Gut Böckelühr 1	43:10	62	0:51	4:25	
IP 05	Rotehausstr. 37b	22:48	74	0:28	4:14	
IP 06	Schälkstr. 28	0:00	0	0:00	0:00	
IP 07	Schälkstr. 29	0:00	0	0:00	0:00	
IP 08	Im Stübbeken 18	0:00	0	0:00	0:00	
IP 09	Im Stübbeken 20a	0:00	0	0:00	0:00	
IP 10	Im Stübbeken 28b	0:00	0	0:00	0:00	
IP 11	Bürenbruch 56a	47:39	113	0:32	5:09	
IP 12	Bürenbruch 73	31:50	89	0:32	3:14	
IP 13	Bürenbruch 69	29:05	64	0:32	2:24	
IP 14	Reinigser Weg 34	29:01	62	0:33	3:02	
IP 15	Reinigser Weg 40	29:05	68	0:34	3:05	
IP 16	Rotehausstr. 29a	26:51	89	0:27	5:16	
IP 17	Rotehausstr. 15	30:38	101	0:26	5:24	
IP 18	Rotehausstr. 2	26:39	86	0:28	4:52	
IP 19	Schälkstr. 5	13:58	50	0:24	2:17	
IP 20	Schälkstr. 10	13:20	46	0:24	2:10	
IP 21	Schälk 24	7:26	31	0:21	1:39	
IP 22	Schälk 50	6:09	24	0:19	1:15	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name		Maximal	Erwartet
			[h/a]	[h/a]
WEA 01	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 125,4 m (Ges:200,0 m) (1)		236:31	29:43
WEA 02	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 125,4 m (Ges:200,0 m) (3)		144:33	20:53

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

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



## **Berechnungsergebnisse**

### **Gesamtbelastung**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



## SHADOW - Hauptergebnis

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

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

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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [GELSENKIRCHEN]  
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez  
1,34 3,07 3,14 5,15 6,18 4,93 5,81 5,34 4,22 3,11 1,91 1,10

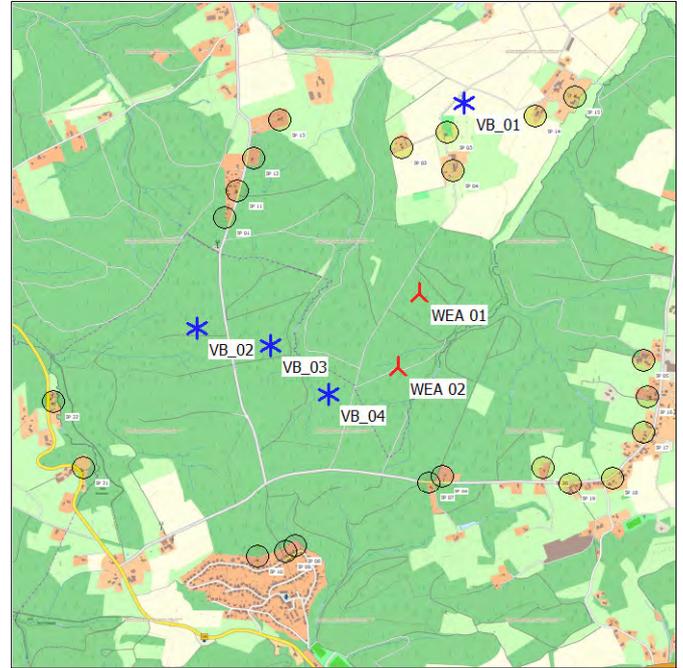
Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:  
EMD-WRF Europe+ (ERA5)\_N51,385494\_E007,601959 (31)

Betriebsdauer je Sektor  
N NNO ONO O OSO SSO S SSW WSW W WNW NNW Summe  
283 432 524 357 281 597 1.007 1.372 1.367 970 512 313 8.015  
Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus Leistungskennlinie

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

Verwendete Höhenlinien: DGM1 NRW 5m-Grid bearbeitet  
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet  
Rasterauflösung: 1,0 m

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



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

### WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller	Typ				Beschatt.-Bereich [m]	U/min [U/min]
VB_01	403.879,0	5.695.449,0	220,2	NORDEX_N27/150 1...Nein	NORDEX	_N27/150-150	150	27,0	40,0	554	51,0	
VB_02	402.452,0	5.694.279,0	255,0	NORDEX__N149/5.x...Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
VB_03	402.836,0	5.694.183,0	244,1	NORDEX__N149/5.x...Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
VB_04	403.136,0	5.693.914,0	251,3	NORDEX__N149/5.x...Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7	
WEA 01	403.626,1	5.694.438,7	238,7	NORDEX__N149/5.x...Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	125,4	1.839	10,7	
WEA 02	403.507,5	5.694.052,5	242,8	NORDEX__N149/5.x...Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	125,4	1.839	10,7	

### 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	Bürenbruch 62	402.612,0	5.694.864,0	241,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 02	Gut Böckelühr 2	403.549,0	5.695.215,0	223,8	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	403.793,0	5.695.294,0	226,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 04	Gut Böckelühr 1	403.820,0	5.695.090,0	223,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 05	Rotehausstr. 37b	404.806,0	5.694.064,0	257,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 06	Schälkstr. 28	403.733,0	5.693.468,0	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 07	Schälkstr. 29	403.662,0	5.693.431,0	263,2	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 08	Im Stübbeken 18	402.952,0	5.693.109,0	225,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 09	Im Stübbeken 20a	402.897,0	5.693.082,0	230,6	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 10	Im Stübbeken 28b	402.749,0	5.693.060,0	240,3	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 11	Bürenbruch 56a	402.677,4	5.695.004,7	237,5	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 12	Bütenbruch 73	402.767,0	5.695.173,3	230,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 13	Bürenbruch 69	402.912,5	5.695.375,9	222,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 14	Reinigser Weg 34	404.258,4	5.695.372,0	190,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 15	Reinigser Weg 40	404.468,1	5.695.465,8	179,7	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 16	Rotehausstr. 29a	404.822,0	5.693.871,8	252,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 17	Rotehausstr. 15	404.796,9	5.693.682,9	259,1	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 18	Rotehausstr. 2	404.630,6	5.693.440,6	264,9	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 19	Schälkstr. 5	404.406,5	5.693.416,7	264,6	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 20	Schälkstr. 10	404.264,8	5.693.502,5	265,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 21	Schälk 24	401.841,9	5.693.551,0	229,4	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1
IP 22	Schälk 50	401.691,3	5.693.903,1	200,0	0,1	0,1	2,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,1

### Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

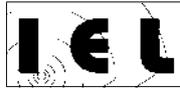
Nr.	Name	astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
		Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	Max.Schattendauer/Tag [h/d]	Stunden/Jahr [h/a]	
IP 01	Bürenbruch 62	204:13	138	2:28	21:17	
IP 02	Gut Böckelühr 2	42:48	98	0:47	4:44	
IP 03	Hofcafe Gut Böckelühr	33:49	100	0:25	3:52	
IP 04	Gut Böckelühr 1	78:45	122	1:11	9:07	
IP 05	Rotehausstr. 37b	28:34	84	0:31	5:07	
IP 06	Schälkstr. 28	19:37	56	0:25	3:14	
IP 07	Schälkstr. 29	8:50	34	0:19	1:22	
IP 08	Im Stübbeken 18	0:00	0	0:00	0:00	
IP 09	Im Stübbeken 20a	0:00	0	0:00	0:00	
IP 10	Im Stübbeken 28b	0:00	0	0:00	0:00	
IP 11	Bürenbruch 56a	120:02	117	2:02	12:14	
IP 12	Bürenbruch 73	54:27	104	0:55	5:26	
IP 13	Bürenbruch 69	33:10	64	0:47	2:44	
IP 14	Reinigser Weg 34	34:22	87	0:33	4:08	
IP 15	Reinigser Weg 40	29:05	68	0:34	3:00	
IP 16	Rotehausstr. 29a	33:47	105	0:28	6:23	
IP 17	Rotehausstr. 15	37:58	123	0:26	6:39	
IP 18	Rotehausstr. 2	36:46	122	0:28	6:38	
IP 19	Schälkstr. 5	40:11	108	0:41	7:15	
IP 20	Schälkstr. 10	47:22	112	0:48	8:37	
IP 21	Schälk 24	20:06	52	0:34	4:22	
IP 22	Schälk 50	38:16	97	0:43	7:57	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]	Erwartet [h/a]
VB_01	NORDEX_N27/150 150 27.0 !O! NH: 40,0 m (Ges:53,5 m) (3)	5:21	1:01
VB_02	NORDEX__N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (6)	146:41	18:54
VB_03	NORDEX__N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (8)	170:11	20:41
VB_04	NORDEX__N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (7)	110:48	17:33
WEA 01	NORDEX__N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 125,4 m (Ges:200,0 m) (1)	236:31	28:59
WEA 02	NORDEX__N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 125,4 m (Ges:200,0 m) (3)	144:33	20:22

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

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



**Technische Beschreibungen**  
**Vermeidung von Rotorschattenwurf**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

# Allgemeine Dokumentation

## Schattenwurfmodul

**Rev. 06/01.04.2021**

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

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, 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 SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG  
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.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.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>7</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 vertragliches 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 im Turmfuß der Windenergieanlage (Generation gamma) oder in der Gondel/Substation (Generation delta) montiert. 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. Es wird die direkte Beleuchtungsstärke des Sonnenlichts gemessen. Zusätzlich werden der Zentraleinheit Zeit- und Ortsdaten (über GPS-Empfänger) zur Verfügung gestellt.

## **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/Stop-Befehle werden von der Zentraleinheit des SWM per LAN (Modbus TCP) an die einzelnen WEA übermittelt. Nach der Abfrage und Verarbeitung der Daten werden Stopfbefehle, 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**