



**Berechnung
der Rotorschattenwurfdauer
für den Betrieb von sieben
Windenergieanlagen
am Standort Elsdorf**

Bericht-Nr. 3985-21-S1

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Berechnung der Rotorschattenwurfdauer für den Betrieb von sieben Windenergieanlagen am Standort Elsdorf

Bericht-Nr.: 3985-21-S1

Auftraggeber: Energiekontor AG
Ritterstraße 12a
52072 Aachen

Auftragnehmer: IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
26603 Aurich

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

Bearbeiter: Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

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

Textteil: 22 Seiten (inkl. Deckblätter)
Anhang: 31 Seiten (inkl. Deckblätter)
CD-ROM: 217 Seiten

Datum: 05. Mai 2021

Auflistung der erstellten Berichte:

Berichts- nummer	Datum	Titel	Gegenstand / Inhaltliche Änderungen
3985-21-S1	05.05.2021	Rotorschattenwurf- berechnung	Erstgutachten für sieben 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

1.	Einleitung und Aufgabenstellung	5
2.	Standortbeschreibung	6
3.	Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem	7
4.	Sonnenstandsrechnung, geometrische Hauptgrößen und Programmanforderungen	7
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	11
4.6	Berechnungsjahr	11
4.7	Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario)	11
4.8	Modellgrenzen und Modellbeschreibung	12
5.	Windenergieanlagen	12
5.1	Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)	12
5.2	Schattenminderungsmaßnahmen des geplanten Anlagentyps	13
5.3	Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung)	13
6.	Immissionspunkte	15
7.	Astronomisch mögliche und meteorologisch wahrscheinliche Schattenwurfdauer	16
8.	Orientierungswerte	17
9.	Berechnungsergebnisse und Beurteilung	17
9.1	Berechnungsergebnisse	17
9.2	Beurteilung	19
10.	Zusammenfassung	20
Anhang		22
Externer Anhang / CD-ROM		22

1. Einleitung und Aufgabenstellung

Der Auftraggeber plant auf dem Gebiet der Stadt Elsdorf die Errichtung und den Betrieb von sieben Windenergieanlagen südwestlich der Ortschaft Tollhausen (WEA T 01 bis WEA T 04) und nördlich von Frankeshoven (WEA F 01 bis WEA F 03). An beiden Standorten soll der Anlagentyp NORDEX N149/5.X mit 164 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 149,1 m errichtet werden.

Um das Projekt auch planungsrechtlich abzusichern, soll die Ausweisung von Konzentrationszonen für Windenergieanlagen erfolgen. Hierzu ist geplant, die Bebauungspläne Nr. 125 („Frankeshoven“) und Nr. 126 („Tollhausen“) aufzustellen. Bereits mit der Aufstellung der Bebauungspläne soll sichergestellt werden, dass zukünftig Konflikte zwischen der Nutzung der Windenergieanlagen und der benachbarten Wohnbebauung ausgeschlossen werden können. Hierzu ist auch eine immissionsschutzrechtliche Bewertung bzgl. des Rotorschattenwurfes erforderlich.

Auf Grund der räumlichen Nähe der beiden Geltungsbereiche erfolgt die Untersuchung im Rahmen einer gemeinsamen Betrachtung.

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.

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

Die 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® Version 3.4.415. Die IEL GmbH ist ein durch die DAkkS (Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018⁶ akkreditiertes Prüflaboratorium. Die vorliegenden Berechnungen werden nach den LAI WEA-Schattenwurf-Hinweisen² vom 23.01.2020 erstellt.

2. Standortbeschreibung

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen befindet sich in Nordrhein-Westfalen, in der Stadt Elsdorf im Rhein-Erft-Kreis. Die sieben geplanten Windenergieanlagen sollen in zwei Teilbereichen errichtet werden. Der Teilbereich I (WEA T 01 bis WEA T 04) liegt südwestlich der Ortschaft Tollhausen und nördlich des Tagebaues Hambach. Der Teilbereich II liegt in landwirtschaftlich genutztem Gelände zwischen den Ortschaften Oberembt, Kirchtroisdorf und Niederembt. Die Entfernung (Ausrichtung Nord-Süd) zwischen den zwei Teilbereichen beträgt ca. 3.100 m.

Im Umfeld der geplanten WEA befinden sich 38 weitere Windenergieanlagen unterschiedliche Hersteller und Leistungsklassen in Betrieb, welche als Vorbelastung (VB) zu berücksichtigen sind.

Die zu den geplanten Windenergieanlagen nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich im Teilbereich I / Tollhausen in der gleichnamigen Ortschaft. Im Teilbereich II / Frankeshoven sind die südliche Ortsrandbebauung von Kirchtroisdorf und die Ortschaft Niederembt zu betrachten.

Die Windenergieanlagen und die Immissionspunkte liegen auf Höhen zwischen 66 m und 95 m ü. NN. Die Höhenunterschiede werden in Form eines digitalen Geländemodells auf Grundlage des DGM1 (Bundesland Nordrhein-Westfalen) berücksichtigt (siehe Tabelle 3 und 4 [WEA; hs grd] und Tabelle 5 [IP; hi grd] bzw. dem Hauptergebnis im Anhang).

In der nachfolgenden Karte ist das Untersuchungsgebiet dargestellt.

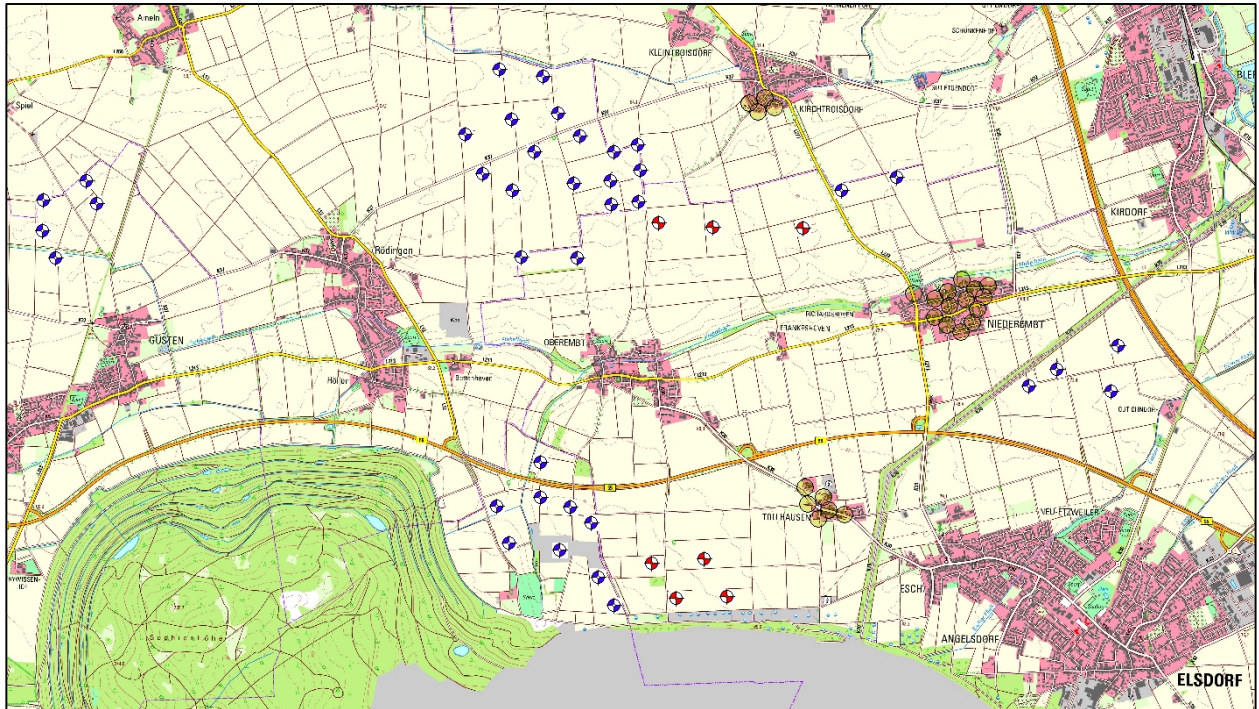


Abb. 1: Übersichtskarte (Vorbelastung = blau / Geplante WEA = rot)

Die Standortbegehung wurde im Mai 2021 durch Herrn Michalk (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 sowie der bestehenden Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im Koordinatensystem UTM ETRS89 zur Verfügung gestellt bzw. sind aus vorangegangenen Berechnungen bekannt. Die Koordinaten der zu berücksichtigenden Vorbelastung wurden ebenfalls durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellt bzw. sind aus vorangegangenen Untersuchungen bekannt.

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden den aktuellen digitalen Karten DTK 25 / NRW, OpenTopoMap (©OpenTopoMap (CC-BY-SA) (2019)) sowie TopPlusOpen (© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2020)) entnommen und über aktuelle Orthofotos abgeglichen.

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 **e**. Sie beträgt ca. 23,5°. Für Beobachtungspunkte auf der Erde ergeben sich hieraus jahreszeitliche Änderungen des Winkels zwischen Himmelsäquator und Bewegungsebene zur Sonne. Diese Änderung durchläuft innerhalb eines Jahres die positiven und negativen Maximalwerte der Ekliptik (-23.5° bis +23.5°) und wird als Deklination **d** bezeichnet. Die Deklination erreicht jeweils am 21. Juni ihren größten und am 21. Dezember ihren kleinsten Winkel. Diese Tage sind demnach der jeweils längste bzw. kürzeste Tag eines Jahres. Die Tage, an denen die Deklination 0° beträgt und sich eine Tagundnachtgleiche ergibt, werden Frühlings- und Herbstäquinox genannt.

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

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

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

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

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

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

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

Die Sonne wird bei der Berechnung der Schattenwurfzeiten als Punktquelle betrachtet. Gegenüber einer Betrachtung mit der realen Sonnengeometrie resultiert jeweils für den Beginn und das Ende der Schattenwurfdauer im Mittel eine Zeitdifferenz von

ca. 1 Minute und 4 Sekunden. Diese Zeiten werden vernachlässigt, da in ihnen nur maximal die Hälfte der Sonne von der schmalen Blattspitze verdeckt wird.

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

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 Reichweitenbegrenzung² aus. Die maximale Blatttiefe, die Blatttiefe bei 90% Rotorradius sowie die daraus resultierende Schattenreichweite für den hier berücksichtigten WEA-Typ gehen aus der Tabelle 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 $SR^2 \cdot \pi = 1.521.837.746.881 \text{ km}^2$ sowie
- α = 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
Dh	= Höhendifferenz zw. Nabenhöhe der WEA und dem IP.

Die Geometriegrößen sind in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht.

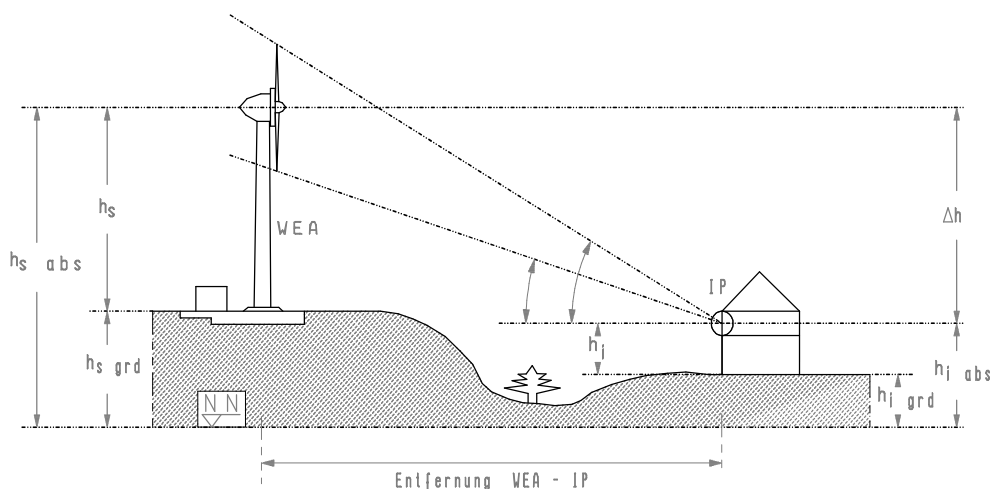


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

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

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 hügelige Geländestruktur im Umfeld der geplanten Windenergieanlagen ein digitales Geländemodell auf Grundlage des DGM1 (Bundesland Nordrhein-Westfalen) verwendet.

Die Windenergieanlagen und die zu berücksichtigenden Immissionspunkte befinden sich auf einem Höhenniveau zwischen 66 m und 95 m ü. NN.

Modellgrenzen für die flächendeckende Berechnung (8,4 x 6,6 km)				
RW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	West:	320.865	Ost:	329.265
HW (UTM / ETRS89 / Zone 32)	Süd:	5.644.731	Nord:	5.651.331

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

5. Windenergieanlagen

Der Auftraggeber plant am Standort Elsdorf die Errichtung und den Betrieb von sieben Windenergieanlagen in den Teilbereichen Tollhausen (WEA T 01 bis WEA T 04) und Frankeshoven (WEA F 01 bis WEA F 03) des Anlagentyps NORDEX N149/5.X mit 164,0 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 149,1 m. Der Auftraggeber wünscht eine gemeinsame Betrachtung der zwei Teilbereiche. Diese Windenergieanlagen gelten als Zusatzbelastung und sind in Kap. 5.1 näher beschrieben.

Die Dokumentation der als Vorbelastung (VB) zu berücksichtigenden Windenergieanlagen (VB 01 bis VB 38) 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 vom Auftraggeber geplanten Anlagentyp zusammengefasst.

Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Rotor- durch- messer [m]	Max. Blatttiefe [m]	Blatttiefe bei 90% Rotorradius [m]	Rotorschatten- reichweite (RSRW) [m]
NORDEX N149/5.X	164,0	149,1	4,20	1,21	1.836

Tabelle 2: Technische Angaben zum geplanten Anlagentyp

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

Geplante Windenergieanlagen (Zusatzbelastung)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h _s grd [m]	h _s [m]	h _s abs [m]	Rotor Æ [m]
		Rechtswert	Hochwert				
WEA T 01	NORDEX N149/5.X	324.859	5.645.928	92,2	164,0	256,2	149,1
WEA T 02	NORDEX N149/5.X	325.335	5.645.952	90,0	164,0	254,0	149,1
WEA T 03	NORDEX N149/5.X	325.117	5.646.307	89,2	164,0	253,2	149,1
WEA T 04	NORDEX N149/5.X	324.621	5.646.256	91,3	164,0	255,3	149,1
WEA F 01	NORDEX N149/5.X	324.643	5.649.472	85,0	164,0	249,0	149,1
WEA F 02	NORDEX N149/5.X	325.154	5.649.439	83,2	164,0	247,2	149,1
WEA F 03	NORDEX N149/5.X	326.014	5.649.444	80,0	164,0	244,0	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 N149/5.X verwendet einen Datensatz mit Koordinaten der zu berücksichtigenden Windenergieanlagen und Immissionspunkte und errechnet selbsttätig die zu berücksichtigenden Abschaltzeiten.

Eine technische Dokumentation des NORDEX-Schattenwurfmoduls ist dem Anhang zu entnehmen.

5.3 Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung)

Im Umfeld der vom Auftraggeber geplanten WEA befinden sich 38 weitere Windenergieanlagen unterschiedlicher Anlagentypen und Leistungsklassen im Betrieb. Diese werden nachfolgend bei den Berechnungen als Vorbelastung berücksichtigt.

Die Daten der als Vorbelastung zu berücksichtigenden Windenergieanlagen sind der nachfolgend aufgeführten Tabelle 4 zu entnehmen. Die dargestellten Höhen sind in Kap. 4.3 erläutert.

Weitere Windenergieanlagen (Vorbelastung)							
WEA-Nr.	Anlagentyp	UTM ETRS89, Zone 32		h _s grd [m]	h _s [m]	h _s abs [m]	Rotor Ä [m]
		Rechtswert	Hochwert				
VB 01	REpower MM 92	323.112	5.650.903	90,0	100,0	190,0	92,5
VB 02	REpower MM 92	323.528	5.650.844	86,5	100,0	186,5	92,5
VB 03	REpower MM 92	323.238	5.650.434	88,7	100,0	188,7	92,5
VB 04	REpower MM 92	323.673	5.650.501	86,1	100,0	186,1	92,5
VB 05	REpower MM 92	323.888	5.650.285	85,5	100,0	185,5	92,5
VB 06	REpower MM 92	322.968	5.649.919	90,0	100,0	190,0	92,5
VB 07	REpower MM 92	323.453	5.650.128	87,8	100,0	187,8	92,5
VB 08	REpower MM 92	323.836	5.649.837	85,4	100,0	185,4	92,5
VB 09	REpower MM 92	323.256	5.649.768	88,6	100,0	188,6	92,5
VB 10	REpower MM 92	322.803	5.650.290	90,0	100,0	190,0	92,5
VB 11	REpower MD 77	323.343	5.649.139	87,2	62,0	149,2	77,0
VB 12	REpower MD 77	323.873	5.649.132	85,0	62,0	147,0	77,0
VB 13	GE 1.5 sl	324.209	5.650.141	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 14	GE 1.5 sl	324.182	5.649.871	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 15	GE 1.5 sl	324.193	5.649.641	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 16	GE 1.5 sl	324.435	5.650.212	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 17	GE 1.5 sl	324.458	5.649.968	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 18	GE 1.5 sl	324.447	5.649.671	85,0	70,0	155,0	77,0
VB 19	GE 1.5 sl	318.809	5.649.614	95,0	100,0	195,0	77,0
VB 20	GE 1.5 sl	318.806	5.649.322	95,0	100,0	195,0	77,0
VB 21	GE 1.5 sl	318.931	5.649.063	94,7	100,0	194,7	77,0
VB 22	GE 1.5 sl	319.217	5.649.797	93,6	100,0	193,6	77,0
VB 23	GE 1.5 sl	319.314	5.649.587	92,5	100,0	192,5	77,0
VB 24	GE 1.5 sl	323.559	5.646.865	90,0	100,0	190,0	77,0
VB 25	GE 1.5 sl	323.844	5.646.780	90,0	100,0	190,0	77,0
VB 26	GE 1.5 sl	324.044	5.646.631	91,7	100,0	191,7	77,0
VB 27	GE 1.5 sl	324.265	5.645.858	95,0	100,0	195,0	77,0
VB 28	REpower MD 77	326.373	5.649.804	78,5	62,0	140,5	77,0
VB 29	REpower MD 77	326.896	5.649.941	76,8	62,0	138,8	77,0
VB 30	SENVION 3.2M114	323.551	5.647.196	85,0	123,0	208,0	114,0
VB 31	GE 2.75-120	323.146	5.646.773	82,5	139,0	221,5	120,0
VB 32	GE 2.75-120	323.265	5.646.433	85,1	139,0	224,1	120,0
VB 33	GE 2.75-120	323.744	5.646.367	83,1	139,0	222,1	120,0
VB 34	SENVION 3.2M114	324.119	5.646.117	95,0	123,0	218,0	114,0
VB 35	REpower MM 100	328.171	5.647.983	71,7	100,0	171,7	100,0
VB 36	REpower MM 100	328.438	5.648.140	70,0	100,0	170,0	100,0
VB 37	ENERCON E-101	329.010	5.648.372	72,5	99,0	171,5	101,0
VB 38	ENERCON E-101	328.948	5.647.939	70,0	99,0	169,0	101,0

Tabelle 4: Daten der berücksichtigten Vorbelastung, 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-Hinweisen² vom Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) sind maßgebliche Immissionsorte u. a.:

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

Die nachfolgend berücksichtigten Immissionspunkte (IP 01 bis IP 24) werden exemplarisch und repräsentativ in Bereichen ausgewählt, in welchen mit Überschreitungen der Orientierungswerte von 30 Stunden pro Jahr bzw. maximal 30 Minuten pro Tag zu rechnen sind. Die ausgewählten Immissionspunkte sollen der genehmigenden Behörde einen Überblick über die zu erwartende Rotorschattenwurfsituation ermöglichen.

Die exemplarische Auswahl von Immissionspunkten ist gängige Praxis um evtl. Überschreitungen festzustellen. Sollte dieses im Rahmen dieses Gutachtens festgestellt werden, ist bei der aktuellen Windenergieanlagengeneration davon auszugehen, dass die Anlagen mit einem Schattenwurfmodul ausgerüstet werden, welches auf Grundlage von exakt eingemessenen Koordinaten und unter Berücksichtigung der meteorologischen Eingangsdaten eine ggf. notwendige Rotorschattenwurf-Regelung selbsttätig rechnet. Hierbei sind alle von Überschreitungen betroffenen Immissionspunkte zu berücksichtigen. Die vorgenommenen Abschaltungen werden dokumentiert und können von der Genehmigungsbehörde angefordert werden. Eine technische Dokumentation des NORDEX-Schattenwurfmoduls ist dem Anhang zu entnehmen.

Die Lage der berücksichtigten Immissionspunkte ist in einer weiteren Übersichtskarte (Geplante Windenergieanlagen und Immissionspunkte) dargestellt. In der nachfolgenden Tabelle 4 sind die Bezeichnung und die Koordinaten zusammengefasst. Die vertikale Lage (gerundet) wurde entsprechend der örtlichen Gegebenheiten mit 2 m Höhe über Geländeoberkante (h_i abs) angesetzt.

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		h_i grd [m]	h_i [m]	h_i abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 01	Escher Str. 40	326.057	5.646.999	85,0	2,0	87,0
IP 02	Escher Str. 37	326.086	5.646.844	85,0	2,0	87,0
IP 03	Zum Deetal 16	326.189	5.646.703	84,2	2,0	86,2
IP 04	Am Triftweg 6	326.238	5.646.911	85,0	2,0	87,0
IP 05	Escher Str. 26	326.284	5.646.787	84,4	2,0	86,4
IP 06	Escher Str. 8	326.439	5.646.746	83,1	2,0	85,1

IP-Nr.	Adresse	UTM ETRS89, Zone 32		h _i grd [m]	h _i [m]	h _i abs [m]
		Rechtswert	Hochwert			
IP 07	Am Bildstock 28	325.483	5.650.619	75,0	2,0	77,0
IP 08	Am Vogsberg 4	325.565	5.650.545	75,3	2,0	77,3
IP 09	Im Kamp 5	325.627	5.650.672	75,0	2,0	77,0
IP 10	Am Gehölz 7	325.720	5.650.588	75,0	2,0	77,0
IP 11	Mühlenstr. 1	327.065	5.648.842	66,2	2,0	68,2
IP 12	Hochstr. 14	327.261	5.648.795	70,0	2,0	72,0
IP 13	Hahnenstr. 3	327.391	5.648.865	70,0	2,0	72,0
IP 14	Hahnenstr. 19	327.519	5.648.981	66,0	2,0	68,0
IP 15	Hahnenstr. 34	327.647	5.648.897	68,9	2,0	70,9
IP 16	Hahnenstr. 57	327.770	5.648.932	68,1	2,0	70,1
IP 17	Langgasse 82	327.729	5.648.823	70,0	2,0	72,0
IP 18	Langgasse 54	327.566	5.648.790	70,0	2,0	72,0
IP 19	Kirchstr. 15	327.410	5.648.736	70,0	2,0	72,0
IP 20	Neustr. 29	327.271	5.648.625	71,0	2,0	73,0
IP 21	Kirchstr. 40	327.387	5.648.551	71,6	2,0	73,6
IP 22	Martinusstr. 31	327.518	5.648.483	71,9	2,0	73,9
IP 23	Martinusstr. 2	327.623	5.648.580	70,8	2,0	72,8
IP 24	Heerstr. 6	327.676	5.648.705	70,0	2,0	72,0

Tabelle 5: Koordinaten der exemplarisch ausgewählten 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. Aus diesem Grund hat ein vom Staatlichen Umweltamt Schleswig initiiertes Arbeitskreis umfangreiche Studien zur Bestimmung von tragbaren Immissionsgrenzen durchgeführt. Dies geschah mit bundesweiter Beteiligung von Vertretern aus Fachbehörden (Genehmigungsbehörden, Umweltämtern und Ministerien), der Universität Kiel mit einer umfassenden Feld- und Laborstudie^{4, 5} sowie unter Mitwirkung einer Reihe von Sachverständigen (u. a. IEL GmbH) und Herstellervertretern. Dieses Zusammenwirken führte zur Grundlage der vom LAI erarbeiteten Empfehlungen, die von den Ländern 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 jeweils fett gedruckt.

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	Escher Str. 40	-/-	-/-	59:50	00:46	59:50	00:46
IP 02	Escher Str. 37	-/-	-/-	72:57	00:51	72:57	00:51
IP 03	Zum Deetal 16	-/-	-/-	56:51	00:45	56:51	00:45
IP 04	Am Triftweg 6	-/-	-/-	61:16	00:45	61:16	00:45
IP 05	Escher Str. 26	-/-	-/-	50:17	00:43	50:17	00:43
IP 06	Escher Str. 8	-/-	-/-	32:56	00:37	32:56	00:37
IP 07	Am Bildstock 28	18:26	00:17	11:31	00:23	29:57	00:31
IP 08	Am Vogsberg 4	14:50	00:27	22:34	00:27	37:24	00:41
IP 09	Im Kamp 5	08:51	00:13	14:08	00:23	22:59	00:36
IP 10	Am Gehölz 7	10:23	00:19	22:47	00:24	33:10	00:36
IP 11	Mühlenstr. 1	10:45	00:18	26:53	00:31	37:38	00:31
IP 12	Hochstr. 14	17:35	00:23	28:54	00:27	46:29	00:27
IP 13	Hahnenstr. 3	28:07	00:24	14:50	00:25	42:57	00:25
IP 14	Hahnenstr. 19	20:02	00:20	10:23	00:23	30:25	00:23
IP 15	Hahnenstr. 34	22:33	00:24	08:51	00:21	31:24	00:24
IP 16	Hahnenstr. 57	30:22	00:25	07:17	00:20	37:39	00:25
IP 17	Langgasse 82	27:25	00:29	08:05	00:20	35:30	00:29
IP 18	Langgasse 54	30:52	00:30	10:59	00:21	41:51	00:30
IP 19	Kirchstr. 15	28:30	00:27	19:10	00:24	47:40	00:27
IP 20	Neustr. 29	16:24	00:22	15:49	00:24	32:13	00:24
IP 21	Kirchstr. 40	21:45	00:25	16:13	00:23	37:58	00:25
IP 22	Martinusstr. 31	30:06	00:29	17:24	00:21	47:30	00:29
IP 23	Martinusstr. 2	51:15	00:34	13:53	00:21	65:08	00:34
IP 24	Heerstr. 6	38:55	00:37	09:44	00:20	48:39	00:37

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 drei flächendeckende Darstellungen der Vor-, 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 sind jedoch nicht als Grundlage für eine Rotorschattenwurf-Regelung heranzuziehen. 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 Rotorschattenwurfzeiten der Gesamtbelastung anders ausfallen als die der Zusatzbelastung. 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 im Teilbereich I Tollhausen die vom Auftraggeber geplanten Windenergieanlagen (WEA T 01 bis WEA T 04) die Orientierungswerte an den hier exemplarisch berücksichtigten Immissionspunkt IP 01 bis IP 06 überschreiten. Die Vorbelastung verursacht hier keinen Rotorschattenwurf. 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.

Im Teilbereich II Frankeshoven sorgt bereits die Vorbelastung für Überschreitungen der Orientierungswerte an den Immissionspunkten IP 16, IP 18 sowie IP 22 bis IP 24. Hier sollten die geplanten Windenergieanlagen (WEA F 01 bis WEA F 03) keinen weiteren Rotorschattenwurf verursachen.

An den Immissionspunkten IP 07 bis IP 15, IP 17 sowie IP 19 bis IP 21 werden die zulässigen Orientierungswerte durch die Zusatzbelastung (WEA F 01 bis WEA F 03) überschritten bzw. die Vorbelastung so weit angehoben, dass die Orientierungswerte überschritten werden. An diesen Immissionspunkten ist die Zusatzbelastung so zu reduzieren, dass die Orientierungswerte (30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr worst-case bzw. 8 Stunden/Jahr real) eingehalten werden.

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 5.2) auszurüsten.

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

Der Auftraggeber plant auf dem Gebiet der Stadt Elsdorf die Errichtung und den Betrieb von sieben Windenergieanlagen südwestlich der Ortschaft Tollhausen (WEA T 01 bis WEA T 04) und nördlich von Frankeshoven (WEA F 01 bis WEA F 03). An beiden Standorten soll der Anlagentyp NORDEX N149/5.X mit 164 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 149,1 m errichtet werden.

Um das Projekt auch planungsrechtlich abzusichern, soll die Ausweisung von Konzentrationszonen für Windenergieanlagen erfolgen. Hierzu ist geplant, die Bebauungspläne Nr. 125 („Frankeshoven“) und Nr. 126 („Tollhausen“) aufzustellen. Bereits mit der Aufstellung der Bebauungspläne soll sichergestellt werden, dass zukünftig Konflikte zwischen der Nutzung der Windenergieanlagen und der benachbarten Wohnbebauung ausgeschlossen werden können. Hierzu ist auch eine immissionsschutzrechtliche Bewertung bzgl. des Rotorschattenwurfes erforderlich.

Auf Grund der räumlichen Nähe der beiden Geltungsbereiche erfolgt die Untersuchung im Rahmen einer gemeinsamen Betrachtung.

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

Die Berechnungsergebnisse aus Tabelle 6 zeigen, dass im Teilbereich I Tollhausen die vom Auftraggeber geplanten Windenergieanlagen (WEA T 01 bis WEA T 04) die Orientierungswerte an den hier exemplarisch berücksichtigten Immissionspunkt IP 01 bis IP 06 überschreiten. Die Vorbelastung verursacht hier keinen Rotorschattenwurf. 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.

Im Teilbereich II Frankeshoven sorgt bereits die Vorbelastung für Überschreitungen der Orientierungswerte an den Immissionspunkten IP 16, IP 18 sowie IP 22 bis IP 24. Hier sollten die geplanten Windenergieanlagen (WEA F 01 bis WEA F 03) keinen weiteren Rotorschattenwurf verursachen.

An den Immissionspunkten IP 07 bis IP 15, IP 17 sowie IP 19 bis IP 21 werden die zulässigen Orientierungswerte durch die Zusatzbelastung (WEA F 01 bis WEA F 03) überschritten bzw. die Vorbelastung so weit angehoben, dass die Orientierungswerte überschritten werden. An diesen Immissionspunkten ist die Zusatzbelastung so zu reduzieren, dass die Orientierungswerte (30 Minuten/Tag und 30 Stunden/Jahr worst-case bzw. 8 Stunden/Jahr real) eingehalten werden.

Aufgrund der Überschreitungen der Orientierungswerte wird empfohlen, die geplanten WEA mit einer entsprechenden technischen Einrichtung (sog. Abschaltmodul, vgl. Abschnitt 5.2) auszurüsten.

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

Hinweis:

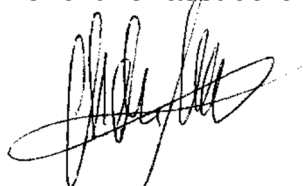
Die hier aufgeführten Ergebnisse wurden für exemplarisch und repräsentativ ausgewählte Immissionspunkte ermittelt, um der genehmigenden Behörde eine Übersicht über die zu erwartenden Rotorschattenwurfbelastungen zu geben. Im Zuge einer notwendigen Rotorschattenwurf-Regelung sind alle von Überschreitungen der Orientierungswerte betroffenen Immissionspunkte zu berücksichtigen. Der in dieser Rotorschattenwurfberechnung begutachtete Anlagentyp NORDEX N149/5.X berücksichtigt hierfür einen Datensatz (Koordinaten) der von Überschreitungen betroffenen Immissionspunkte. Die entsprechenden Abschaltzeiten werden selbsttätig berechnet. Die Wirksamkeit der Abschaltungen kann einem Jahresendprotokoll entnommen werden.

Unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Vermeidungseinrichtung ist das Vorhaben aus gutachterlicher Sicht genehmigungsfähig.

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

Aurich, 05. Mai 2021

Bericht verfasst durch



Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Geprüft und freigegeben durch



Alex Porjadinski, B. Eng.
(Projektbearbeiter Rotorschattenwurf)

Anhang

Übersichtskarten:

Berücksichtigte Windenergieanlagen (1 Seite / A3)

Geplante Windenergieanlagen und Immissionspunkte (1 Seite / A3)

Flächendeckende Darstellung „Vorbelastung“

„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)

Flächendeckende Darstellung „Zusatzbelastung“

„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)

Flächendeckende Darstellung „Gesamtbelastung“

„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite / A3)

Berechnungsergebnisse / Vorbelastung

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung

Shadow - Hauptergebnis (2 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung

Shadow - Hauptergebnis (3 Seiten)

Technische Dokumentation / NORDEX acciona (8 Seiten)

Allgemeine Dokumentation / Schattenwurfmodul

Dokumentennr.: K0815_051312_DE / Rev. 05 vom 29.05.2020

Literaturverzeichnis (1 Seite)

Externer Anhang / CD-ROM

Berechnungsergebnisse / Vorbelastung

Shadow - Kalender IP (42 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (40 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Zusatzbelastung

Shadow - Kalender IP (31 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (8 Seiten)

Berechnungsergebnisse / Gesamtbelastung

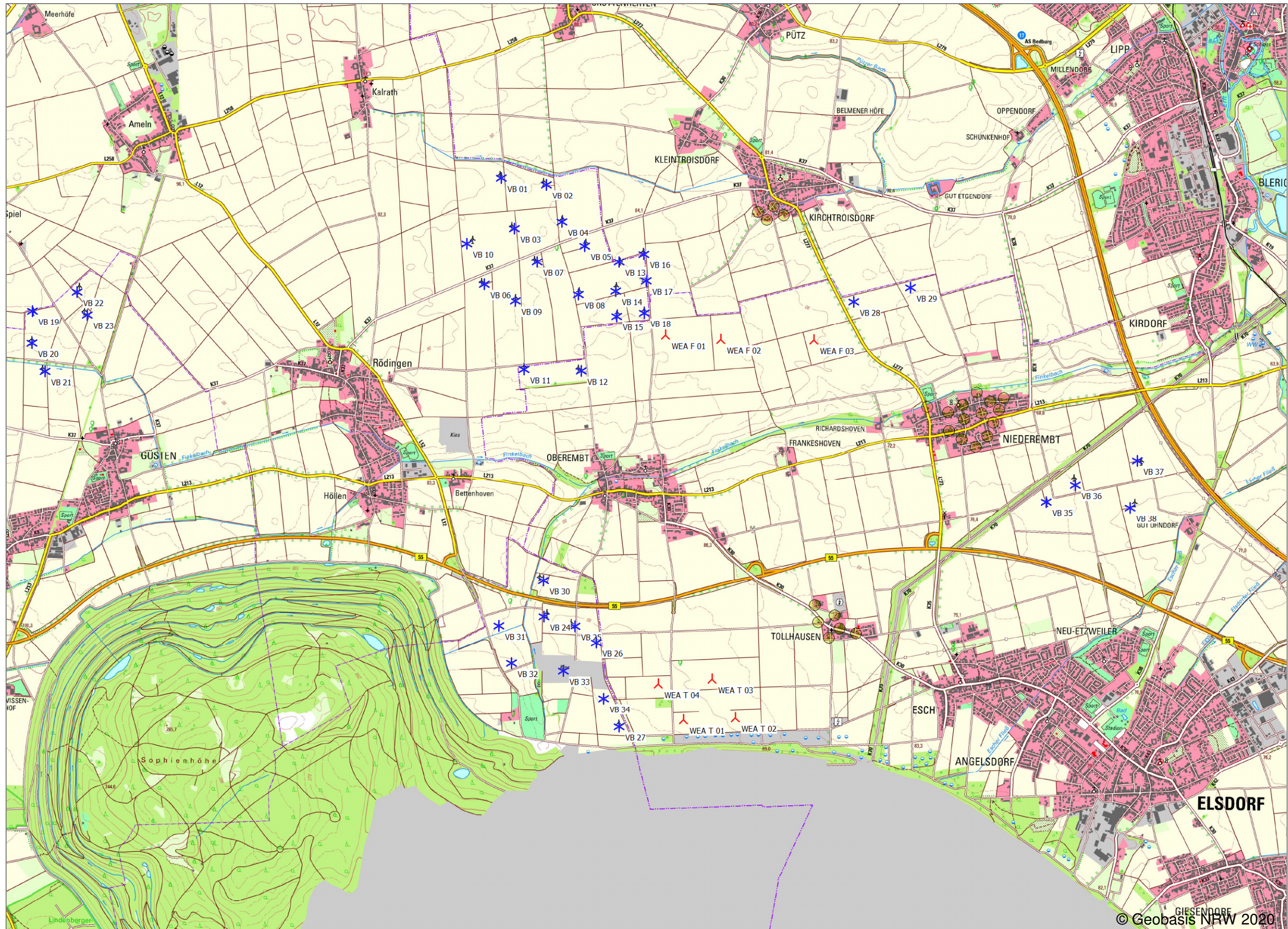
Shadow - Kalender IP (48 Seiten)

Shadow - Kalender WEA (48 Seiten)



Übersichtskarten

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Projekt:
Elsdorf
3985-21-S1

Beschreibung:
Berücksichtigte
Windenergieanlagen

BASIS -
Karte
Berechnung:
Übersichtskarte 1

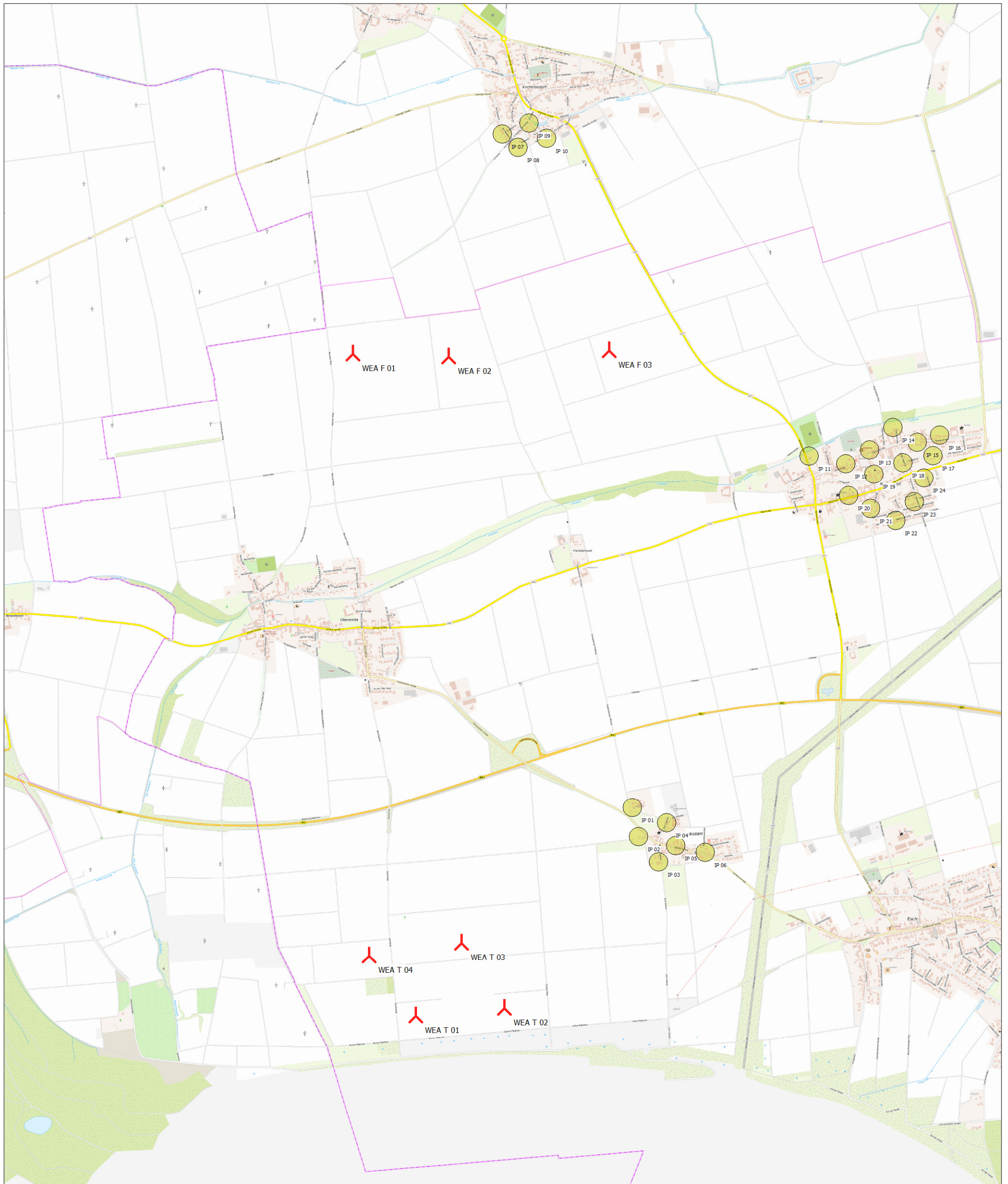
Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
29.04.2021 13:22/3.4.415

Neue WEA Existierende WEA Schattenrezeptor

Karte: DE Nordrhein-Westfalen Topo DTK25 , Maßstab 1:35.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 324.400,0 Nord: 5.648.200,0

BASIS - Karte

Berechnung: Übersichtskarte 2



0 250 500 750 1000m

Karte: TopPlusOpen , Maßstab 1:20.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 325.500,0 Nord: 5.648.250,0

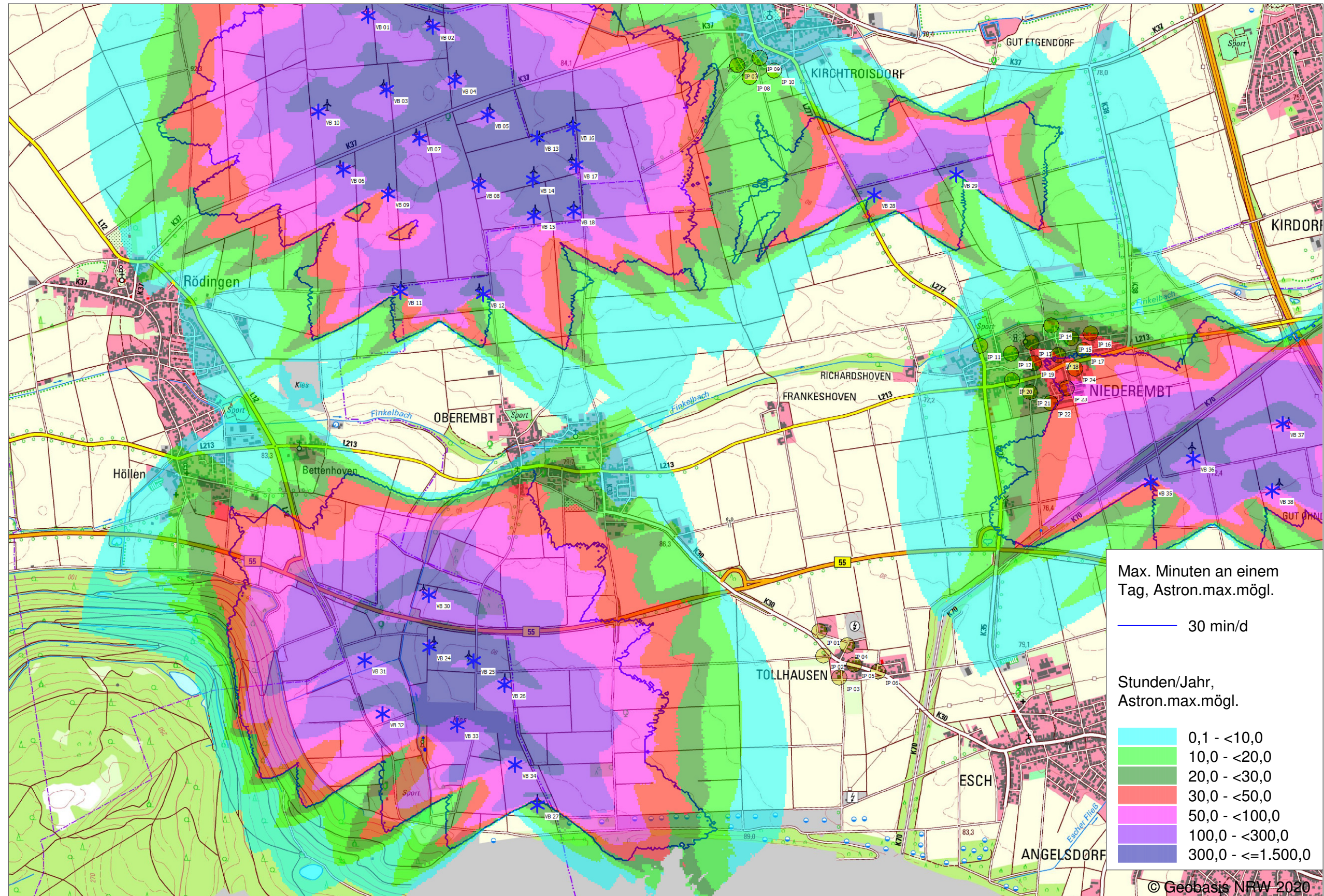
Neue WEA Schattenrezeptor



**Flächendeckende Darstellung
Vorbelastung**

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Projekt:
Elsdorf
3985-21-S1

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:
Vorbelastung / FD

© Geobasis NRW 2020

0 250 500 750 1000m

Karte: DE Nordrhein-Westfalen Topo DTK25 , Maßstab 1:25.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 325.000,0 Nord: 5.648.100,0

* Existierende WEA Schattenrezeptor

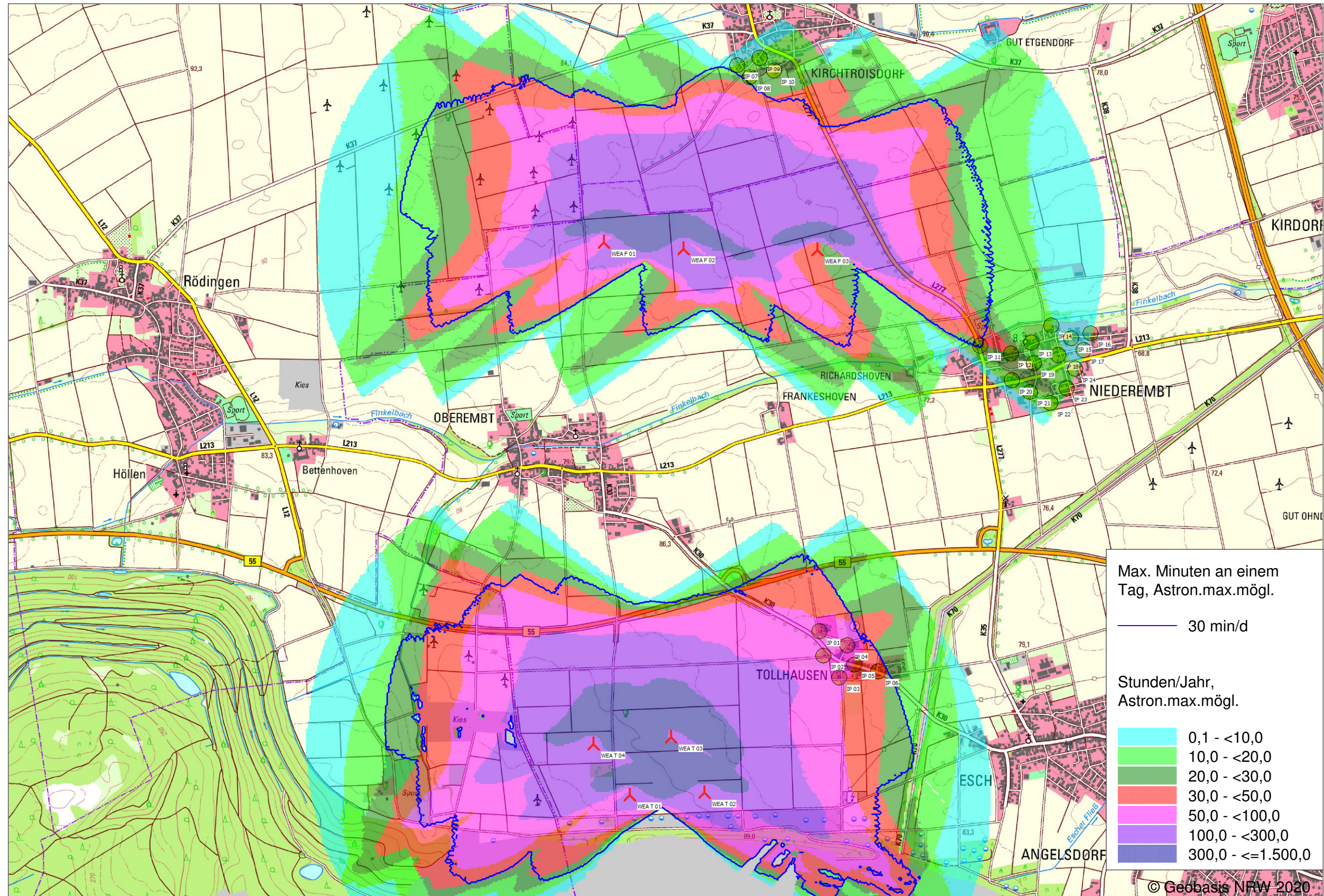
Höhe der Schattenkarte: DGM1 NRW - 5m-Grid

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
29.04.2021 13:18/3.4.415



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

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz



Projekt:
Elsdorf
3985-21-S1

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:
Zusatzbelastung / FD

© Geobasis NRW 2020

0 250 500 750 1000m

Karte: DE Nordrhein-Westfalen Topo DTK25 , Maßstab 1:25.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 325.000,0 Nord: 5.648.100,0

Neue WEA

Schattenrezeptor

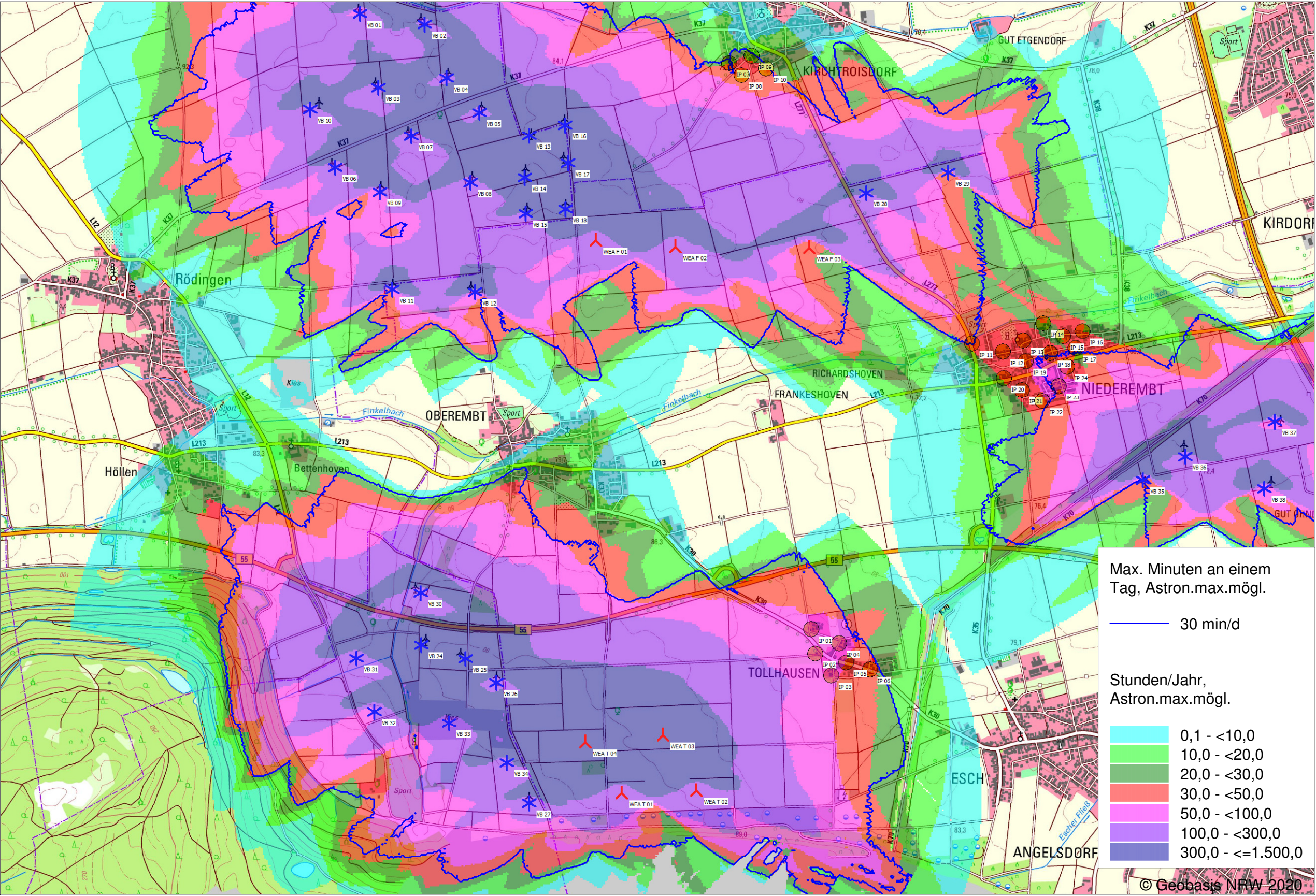
Höhe der Schattenkarte: DGM1 NRW - 5m-Grid

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
29.04.2021 12:09/3.4.415



**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

Lizenzierter Anwender:
IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
29.04.2021 11:53/3.4.415

Karte: DE Nordrhein-Westfalen Topo DTK25 , Maßstab 1:25.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 325.000,0 Nord: 5.648.100,0
Höhe der Schattenkarte: DGM1 NRW - 5m-Grid

Neue WEA Existierende WEA Schattenrezeptor



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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [MAASTRICHT]

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1,51	2,65	3,12	4,87	6,15	5,31	5,98	5,61	4,34	3,29	2,18	1,10

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N50,95372_E006,520142 (22)

Betriebsdauer je Sektor

N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Summe
378	395	297	319	562	598	482	616	1.394	994	541	365	6.942

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

Hindernisse in Berechnung nicht verwendet

Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m

Rasterauflösung: 1,0 m

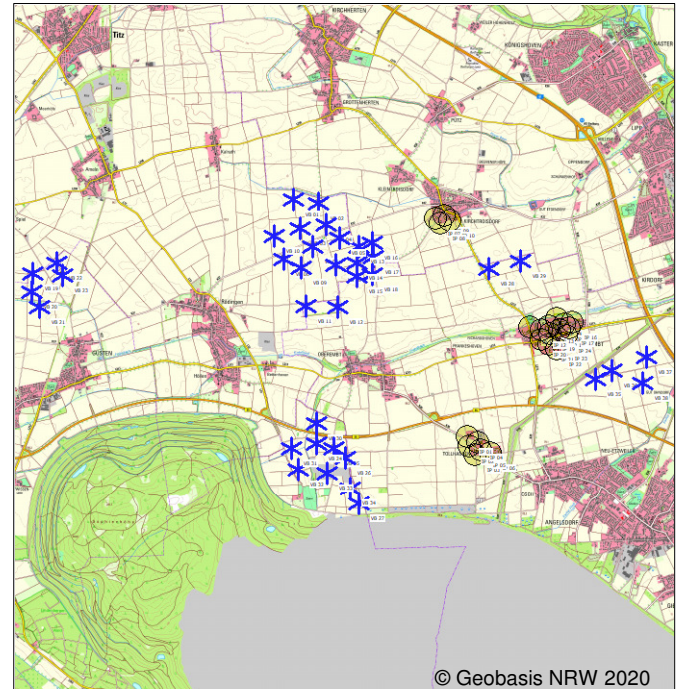
Alle Koordinatenangaben in:

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	Ak- tu- ell	WEA-Typ	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	Schattendaten Beschatt.- Bereich	U/min
			[m]						[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
VB 01	323.111,6	5.650.903,2	90,0	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 02	323.528,1	5.650.843,9	86,5	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 03	323.237,9	5.650.433,5	88,7	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 04	323.673,3	5.650.501,1	86,1	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 05	323.887,8	5.650.284,6	85,5	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 06	322.967,7	5.649.919,1	90,0	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 07	323.452,8	5.650.127,7	87,8	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 08	323.836,3	5.649.837,1	85,4	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 09	323.255,6	5.649.767,7	88,6	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 10	322.802,6	5.650.290,4	90,0	REpower _M...Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 11	323.343,2	5.649.138,8	87,2	REpower _M... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 12	323.873,4	5.649.132,2	85,0	REpower _M... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 13	324.208,7	5.650.141,4	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 14	324.181,7	5.649.871,3	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 15	324.193,3	5.649.640,6	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 16	324.434,7	5.650.212,3	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 17	324.457,8	5.649.968,1	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 18	324.446,7	5.649.671,3	85,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 19	318.808,9	5.649.613,7	95,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 20	318.806,0	5.649.321,5	95,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 21	318.930,6	5.649.063,3	94,7	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 22	319.216,7	5.649.797,2	93,6	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 23	319.314,2	5.649.587,1	92,5	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 24	323.558,9	5.646.865,2	90,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 25	323.843,6	5.646.779,6	90,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 26	324.043,8	5.646.631,3	91,7	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 27	324.264,5	5.645.857,7	95,0	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 28	326.372,8	5.649.803,7	78,5	REpower _M... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 29	326.895,7	5.649.940,7	76,8	REpower _M... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 30	323.551,3	5.647.195,8	85,0	SENVION _... Ja		SENVION		_3.2M114-3.200	3.200	114,0	123,0	1.750	12,0
VB 31	323.145,6	5.646.773,4	82,5	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0
VB 32	323.264,6	5.646.432,8	85,1	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0
VB 33	323.744,2	5.646.367,2	83,1	GE WIND EN...Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0

(Fortsetzung nächste Seite)...

Maßstab 1:125.000
* Existierende WEA * Schattenrezeptor

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Vorbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ		Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller					Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
VB 34	324.118,8	5.646.117,4	95,0	SENVION ____	Ja	SENVION	__3.2M114-3.200	3.200	114,0	123,0	1.750	12,0
VB 35	328.171,0	5.647.983,0	71,7	REpower _M...	Ja	REpower	__MM 100-2.000	2.000	100,0	100,0	1.625	13,9
VB 36	328.437,6	5.648.140,2	70,0	REpower _M...	Ja	REpower	__MM 100-2.000	2.000	100,0	100,0	1.625	13,9
VB 37	329.009,5	5.648.372,2	72,5	ENERCON ____	Ja	ENERCON	__E-101-3.050	3.050	101,0	99,0	2.216	14,7
VB 38	328.947,8	5.647.939,4	70,0	ENERCON ____	Ja	ENERCON	__E-101-3.050	3.050	101,0	99,0	2.216	14,7

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	Escher Str. 40	326.056,9	5.646.999,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Escher Str. 37	326.086,1	5.646.843,5	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Zum Deetal 16	326.189,0	5.646.703,2	84,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Am Triftweg 6	326.237,7	5.646.911,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Escher Str. 26	326.283,8	5.646.787,2	84,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Escher Str. 8	326.438,8	5.646.745,9	83,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Am Bildstock 28	325.482,5	5.650.619,1	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Am Vogsberg 4	325.565,0	5.650.544,8	75,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Im Kamp 5	325.626,8	5.650.671,6	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Am Gehölz 7	325.719,6	5.650.588,3	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Mühlenstr. 1	327.064,9	5.648.842,1	66,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Hochstr. 14	327.261,1	5.648.795,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Hahnenstr. 3	327.391,2	5.648.865,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Hahnenstr. 19	327.518,7	5.648.981,1	66,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Hahnenstr. 34	327.647,2	5.648.897,1	68,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Hahnenstr. 57	327.769,5	5.648.932,1	68,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Langgasse 82	327.729,2	5.648.823,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Langgasse 54	327.566,2	5.648.790,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 19	Kirchstr. 15	327.409,5	5.648.735,6	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 20	Neustr. 29	327.270,6	5.648.625,4	71,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 21	Kirchstr. 40	327.386,8	5.648.551,1	71,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 22	Martinusstr. 31	327.518,2	5.648.483,1	71,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 23	Martinusstr. 2	327.622,5	5.648.579,9	70,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 24	Heerstr. 6	327.676,0	5.648.704,9	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

		astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 01	Escher Str. 40	0:00	0	0:00	0:00	
IP 02	Escher Str. 37	0:00	0	0:00	0:00	
IP 03	Zum Deetal 16	0:00	0	0:00	0:00	
IP 04	Am Triftweg 6	0:00	0	0:00	0:00	
IP 05	Escher Str. 26	0:00	0	0:00	0:00	
IP 06	Escher Str. 8	0:00	0	0:00	0:00	
IP 07	Am Bildstock 28	18:26	107	0:17	1:59	
IP 08	Am Vogsberg 4	14:50	76	0:27	1:45	
IP 09	Im Kamp 5	8:51	60	0:13	0:55	
IP 10	Am Gehölz 7	10:23	60	0:19	1:03	
IP 11	Mühlenstr. 1	10:45	62	0:18	1:16	
IP 12	Hochstr. 14	17:35	80	0:23	1:57	
IP 13	Hahnenstr. 3	28:07	104	0:24	2:31	
IP 14	Hahnenstr. 19	20:02	113	0:20	2:15	
IP 15	Hahnenstr. 34	22:33	90	0:24	2:13	
IP 16	Hahnenstr. 57	30:22	102	0:25	2:35	
IP 17	Langgasse 82	27:25	94	0:29	2:42	
IP 18	Langgasse 54	30:52	102	0:30	2:53	
IP 19	Kirchstr. 15	28:30	114	0:27	2:54	
IP 20	Neustr. 29	16:24	74	0:22	2:05	
IP 21	Kirchstr. 40	21:45	84	0:25	2:47	

(Fortsetzung nächste Seite)...

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Vorbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

		astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 22	Martinusstr. 31	30:06	100	0:29	3:50	
IP 23	Martinusstr. 2	51:15	140	0:34	5:08	
IP 24	Heerstr. 6	38:55	110	0:37	3:48	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
VB 01	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (1)	0:00	0:00
VB 02	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (2)	0:00	0:00
VB 03	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (3)	0:00	0:00
VB 04	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (4)	0:00	0:00
VB 05	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (5)	0:00	0:00
VB 06	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (6)	0:00	0:00
VB 07	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (7)	0:00	0:00
VB 08	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (8)	0:00	0:00
VB 09	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (9)	0:00	0:00
VB 10	REpower __MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (10)	0:00	0:00
VB 11	REpower __MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (11)	0:00	0:00
VB 12	REpower __MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (12)	0:00	0:00
VB 13	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (19)	3:23	0:31
VB 14	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (20)	0:00	0:00
VB 15	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (21)	0:00	0:00
VB 16	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (22)	6:43	1:02
VB 17	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (23)	8:16	1:08
VB 18	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (24)	9:30	0:51
VB 19	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (25)	0:00	0:00
VB 20	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (26)	0:00	0:00
VB 21	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (27)	0:00	0:00
VB 22	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (28)	0:00	0:00
VB 23	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (29)	0:00	0:00
VB 24	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (30)	0:00	0:00
VB 25	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (31)	0:00	0:00
VB 26	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (32)	0:00	0:00
VB 27	GE WIND ENERGY __1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (33)	0:00	0:00
VB 28	REpower __MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (34)	16:36	1:34
VB 29	REpower __MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (35)	1:18	0:10
VB 30	SENVION __3.2M114 3200 114.0 !-! NH: 123,0 m (Ges:180,0 m) (36)	0:00	0:00
VB 31	GE WIND ENERGY __GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (37)	0:00	0:00
VB 32	GE WIND ENERGY __GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (38)	0:00	0:00
VB 33	GE WIND ENERGY __GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (39)	0:00	0:00
VB 34	SENVION __3.2M114 3200 114.0 !-! NH: 123,0 m (Ges:180,0 m) (40)	0:00	0:00
VB 35	REpower __MM 100 2000 100.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:150,0 m) (41)	92:33	8:00
VB 36	REpower __MM 100 2000 100.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:150,0 m) (42)	83:29	8:45
VB 37	ENERCON __E-101 3050 101.0 !O! NH: 99,0 m (Ges:149,5 m) (43)	22:46	3:21
VB 38	ENERCON __E-101 3050 101.0 !O! NH: 99,0 m (Ges:149,5 m) (44)	21:22	2:35

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



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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [MAASTRICHT]

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1,51	2,65	3,12	4,87	6,15	5,31	5,98	5,61	4,34	3,29	2,18	1,10

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N50,95372_E006,520142 (22)

Betriebsdauer je Sektor

N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Summe
451	470	354	379	669	713	575	734	1.661	1.184	645	435	8.271

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

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

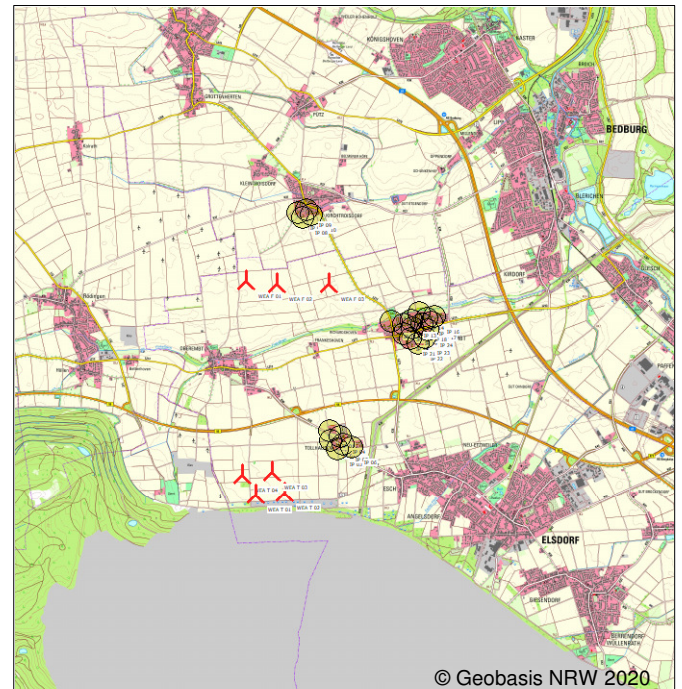
WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			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 F 01	324.643,1	5.649.472,3	85,0	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA F 02	325.154,4	5.649.439,3	83,2	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA F 03	326.013,8	5.649.443,5	80,0	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 01	324.858,8	5.645.928,1	92,2	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 02	325.334,6	5.645.952,0	90,0	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 03	325.116,8	5.646.306,5	89,2	NORDEX _N149/...	Ja	NORDEX	_N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 04	324.621,1	5.646.255,7	91,3	NORDEX _N149/...	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	Escher Str. 40	326.056,9	5.646.999,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Escher Str. 37	326.086,1	5.646.843,5	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Zum Deetal 16	326.189,0	5.646.703,2	84,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Am Triftweg 6	326.237,7	5.646.911,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Escher Str. 26	326.283,8	5.646.787,2	84,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Escher Str. 8	326.438,8	5.646.745,9	83,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Am Bildstock 28	325.482,5	5.650.619,1	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Am Vogsberg 4	325.565,0	5.650.544,8	75,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Im Kamp 5	325.626,8	5.650.671,6	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Am Gehölz 7	325.719,6	5.650.588,3	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Mühlenstr. 1	327.064,9	5.648.842,1	66,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Hochstr. 14	327.261,1	5.648.795,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Hahnenstr. 3	327.391,2	5.648.865,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Hahnenstr. 19	327.518,7	5.648.981,1	66,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Hahnenstr. 34	327.647,2	5.648.897,1	68,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Hahnenstr. 57	327.769,5	5.648.932,1	68,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Langgasse 82	327.729,2	5.648.823,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Langgasse 54	327.566,2	5.648.790,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 19	Kirchstr. 15	327.409,5	5.648.735,6	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

(Fortsetzung nächste Seite)...



Neue WEA

Maßstab 1:125.000

Schattenrezeptor

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 20	Neustr. 29	327.270,6	5.648.625,4	71,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 21	Kirchstr. 40	327.386,8	5.648.551,1	71,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 22	Martinusstr. 31	327.518,2	5.648.483,1	71,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 23	Martinusstr. 2	327.622,5	5.648.579,9	70,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 24	Heerstr. 6	327.676,0	5.648.704,9	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

		astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]		[h/a]	
IP 01	Escher Str. 40	59:50	124	0:46	8:12	
IP 02	Escher Str. 37	72:57	142	0:51	10:29	
IP 03	Zum Deetal 16	56:51	119	0:45	9:24	
IP 04	Am Triftweg 6	61:16	138	0:45	8:43	
IP 05	Escher Str. 26	50:17	117	0:43	8:10	
IP 06	Escher Str. 8	32:56	91	0:37	5:39	
IP 07	Am Bildstock 28	11:31	38	0:23	1:04	
IP 08	Am Vogsberg 4	22:34	58	0:27	2:19	
IP 09	Im Kamp 5	14:08	44	0:23	1:20	
IP 10	Am Gehölz 7	22:47	64	0:24	2:25	
IP 11	Mühlenstr. 1	26:53	62	0:31	5:23	
IP 12	Hochstr. 14	28:54	79	0:27	6:02	
IP 13	Hahnenstr. 3	14:50	47	0:25	3:22	
IP 14	Hahnenstr. 19	10:23	36	0:23	2:19	
IP 15	Hahnenstr. 34	8:51	34	0:21	1:59	
IP 16	Hahnenstr. 57	7:17	28	0:20	1:35	
IP 17	Langgasse 82	8:05	32	0:20	1:49	
IP 18	Langgasse 54	10:59	39	0:21	2:30	
IP 19	Kirchstr. 15	19:10	67	0:24	4:11	
IP 20	Neustr. 29	15:49	48	0:24	3:02	
IP 21	Kirchstr. 40	16:13	51	0:23	3:08	
IP 22	Martinusstr. 31	17:24	56	0:21	3:25	
IP 23	Martinusstr. 2	13:53	54	0:21	3:02	
IP 24	Heerstr. 6	9:44	38	0:20	2:12	

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
WEA F 01	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (5)	45:08	4:39
WEA F 02	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (6)	0:00	0:00
WEA F 03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (7)	78:52	16:46
WEA T 01	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (1)	49:07	7:19
WEA T 02	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (2)	95:38	11:44
WEA T 03	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (3)	61:43	10:59
WEA T 04	NORDEX __N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (4)	27:43	5:08

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

Projekt:

Elsdorf
3985-21-S1

Lizenzierter Anwender:

IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
DE-26603 Aurich
+49 4941 9558 0
RMM / mail@iel-gmbh.de
Berechnet:
30.04.2021 07:14/3.4.415

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

Sonnenscheinwahrscheinlichkeit S (Mittlere tägliche Sonnenstunden) [MAASTRICHT]

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1,51	2,65	3,12	4,87	6,15	5,31	5,98	5,61	4,34	3,29	2,18	1,10

Betriebsstunden ermittelt aus WEA in Berechnung und Windverteilung:
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N50,95372_E006,520142 (22)

Betriebsdauer je Sektor

N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Summe
390	406	306	328	578	616	497	635	1.436	1.024	557	376	7.148

Startwindgeschwindigkeit: Startwindgeschw. aus LeistungskennlinieEine 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

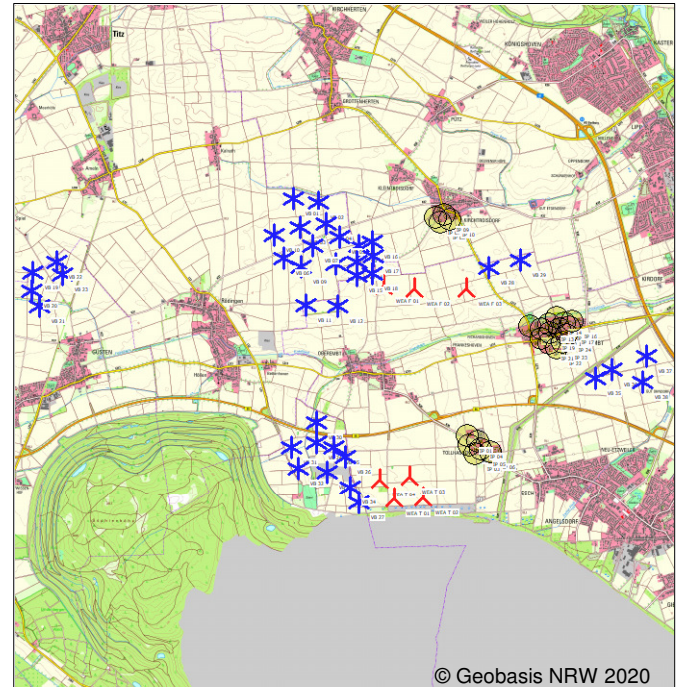
Hindernisse in Berechnung nicht verwendet

Berechnungshöhe ü.Gr. für Karte: 1,5 m

Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32



Maßstab 1:125.000

* Neue WEA

* Existierende WEA

* Schattenrezeptor

WEA

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ		Hersteller	Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell							Beschatt.-Bereich	U/min
			[m]						[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
VB 01	323.111,6	5.650.903,2	90,0	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 02	323.528,1	5.650.843,9	86,5	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 03	323.237,9	5.650.433,5	88,7	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 04	323.673,3	5.650.501,1	86,1	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 05	323.887,8	5.650.284,6	85,5	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 06	322.967,7	5.649.919,1	90,0	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 07	323.452,8	5.650.127,7	87,8	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 08	323.836,3	5.649.837,1	85,4	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 09	323.255,6	5.649.767,7	88,6	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 10	322.802,6	5.650.290,4	90,0	REpower _M... Ja		REpower		_MM 92 2050-2.050	2.050	92,5	100,0	1.489	15,0
VB 11	323.343,2	5.649.138,8	87,2	REpower _MD... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 12	323.873,4	5.649.132,2	85,0	REpower _MD... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 13	324.208,7	5.650.141,4	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 14	324.181,7	5.649.871,3	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 15	324.193,3	5.649.640,6	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 16	324.434,7	5.650.212,3	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 17	324.457,8	5.649.968,1	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 18	324.446,7	5.649.671,3	85,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	70,0	1.501	20,0
VB 19	318.808,9	5.649.613,7	95,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 20	318.806,0	5.649.321,5	95,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 21	318.930,6	5.649.063,3	94,7	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 22	319.216,7	5.649.797,2	93,6	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 23	319.314,2	5.649.587,1	92,5	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 24	323.558,9	5.646.865,2	90,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 25	323.843,6	5.646.779,6	90,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 26	324.043,8	5.646.631,3	91,7	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 27	324.264,5	5.645.857,7	95,0	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_1.5 sl-1.500	1.500	77,0	100,0	1.499	20,0
VB 28	326.372,8	5.649.803,7	78,5	REpower _MD... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 29	326.895,7	5.649.940,7	76,8	REpower _MD... Ja		REpower		_MD 77-1.500	1.500	77,0	62,0	1.416	17,3
VB 30	323.551,3	5.647.195,8	85,0	SENVION _3... Ja		SENVION		_3.2M114-3.200	3.200	114,0	123,0	1.750	12,0
VB 31	323.145,6	5.646.773,4	82,5	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0
VB 32	323.264,6	5.646.432,8	85,1	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0
VB 33	323.744,2	5.646.367,2	83,1	GE WIND EN... Ja		GE WIND ENERGY		_GE 2.75-120-2.750	2.750	120,0	139,0	1.834	0,0

(Fortsetzung nächste Seite)...

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

	Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ		Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
					Aktuell	Hersteller					Beschatt.-Bereich	U/min
				[m]				[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]
VB 34	324.118,8	5.646.117,4	95,0	SENVION	3...Ja	SENVION	3.2M114-3.200	3.200	114,0	123,0	1.750	12,0
VB 35	328.171,0	5.647.983,0	71,7	REpower	M... Ja	REpower	MM 100-2.000	2.000	100,0	100,0	1.625	13,9
VB 36	328.437,6	5.648.140,2	70,0	REpower	M... Ja	REpower	MM 100-2.000	2.000	100,0	100,0	1.625	13,9
VB 37	329.009,5	5.648.372,2	72,5	ENERCON	...Ja	ENERCON	E-101-3.050	3.050	101,0	99,0	2.216	14,7
VB 38	328.947,8	5.647.939,4	70,0	ENERCON	...Ja	ENERCON	E-101-3.050	3.050	101,0	99,0	2.216	14,7
WEA F 01	324.643,1	5.649.472,3	85,0	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA F 02	325.154,4	5.649.439,3	83,2	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA F 03	326.013,8	5.649.443,5	80,0	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 01	324.858,8	5.645.928,1	92,2	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 02	325.334,6	5.645.952,0	90,0	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 03	325.116,8	5.646.306,5	89,2	NORDEX	N...Ja	NORDEX	N149/5.x-5.700	5.700	149,1	164,0	1.836	10,7
WEA T 04	324.621,1	5.646.255,7	91,3	NORDEX	N...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	Escher Str. 40	326.056,9	5.646.999,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 02	Escher Str. 37	326.086,1	5.646.843,5	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 03	Zum Deetal 16	326.189,0	5.646.703,2	84,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 04	Am Triftweg 6	326.237,7	5.646.911,1	85,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 05	Escher Str. 26	326.283,8	5.646.787,2	84,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 06	Escher Str. 8	326.438,8	5.646.745,9	83,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 07	Am Bildstock 28	325.482,5	5.650.619,1	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 08	Am Vogsberg 4	325.565,0	5.650.544,8	75,3	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 09	Im Kamp 5	325.626,8	5.650.671,6	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 10	Am Gehölz 7	325.719,6	5.650.588,3	75,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 11	Mühlenstr. 1	327.064,9	5.648.842,1	66,2	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 12	Hochstr. 14	327.261,1	5.648.795,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 13	Hahnenstr. 3	327.391,2	5.648.865,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 14	Hahnenstr. 19	327.518,7	5.648.981,1	66,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 15	Hahnenstr. 34	327.647,2	5.648.897,1	68,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 16	Hahnenstr. 57	327.769,5	5.648.932,1	68,1	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 17	Langgasse 82	327.729,2	5.648.823,2	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 18	Langgasse 54	327.566,2	5.648.790,0	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 19	Kirchstr. 15	327.409,5	5.648.735,6	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 20	Neustr. 29	327.270,6	5.648.625,4	71,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 21	Kirchstr. 40	327.386,8	5.648.551,1	71,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 22	Martinusstr. 31	327.518,2	5.648.483,1	71,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 23	Martinusstr. 2	327.622,5	5.648.579,9	70,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0
IP 24	Heerstr. 6	327.676,0	5.648.704,9	70,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Gewächshaus-Modus"	2,0

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Schattenrezeptor		astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer	
Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr	
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]	
IP 01	Escher Str. 40	59:50	124	0:46	7:05	
IP 02	Escher Str. 37	72:57	142	0:51	9:03	
IP 03	Zum Deetal 16	56:51	119	0:45	8:08	
IP 04	Am Triftweg 6	61:16	138	0:45	7:32	
IP 05	Escher Str. 26	50:17	117	0:43	7:03	
IP 06	Escher Str. 8	32:56	91	0:37	4:53	
IP 07	Am Bildstock 28	29:57	107	0:31	2:59	
IP 08	Am Vogsberg 4	37:24	105	0:41	3:49	
IP 09	Im Kamp 5	22:59	80	0:36	2:07	
IP 10	Am Gehölz 7	33:10	96	0:36	3:11	
IP 11	Mühlenstr. 1	37:38	124	0:31	5:57	
IP 12	Hochstr. 14	46:29	159	0:27	7:13	
IP 13	Hahnenstr. 3	42:57	151	0:25	5:26	
IP 14	Hahnenstr. 19	30:25	149	0:23	4:18	
IP 15	Hahnenstr. 34	31:24	124	0:24	3:57	

(Fortsetzung nächste Seite)...

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Gesamtbelastung / Hauptergebnis und Listen

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

		astron. max. mögl. Beschattungsdauer			met. wahrsch. Beschattungsdauer
Nr.	Name	Stunden/Jahr	Schattentage/Jahr	Max.Schattendauer/Tag	Stunden/Jahr
		[h/a]	[d/a]	[h/d]	[h/a]
IP 16	Hahnenstr. 57	37:39	130	0:25	4:00
IP 17	Langgasse 82	35:30	126	0:29	4:19
IP 18	Langgasse 54	41:51	141	0:30	5:06
IP 19	Kirchstr. 15	47:40	181	0:27	6:33
IP 20	Neustr. 29	32:13	122	0:24	4:47
IP 21	Kirchstr. 40	37:58	135	0:25	5:36
IP 22	Martinusstr. 31	47:30	156	0:29	6:54
IP 23	Martinusstr. 2	65:08	194	0:34	7:52
IP 24	Heerstr. 6	48:39	148	0:37	5:47

Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal	Erwartet
		[h/a]	[h/a]
VB 01	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (1)	0:00	0:00
VB 02	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (2)	0:00	0:00
VB 03	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (3)	0:00	0:00
VB 04	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (4)	0:00	0:00
VB 05	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (5)	0:00	0:00
VB 06	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (6)	0:00	0:00
VB 07	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (7)	0:00	0:00
VB 08	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (8)	0:00	0:00
VB 09	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (9)	0:00	0:00
VB 10	REpower_MM 92 2050 2050 92.5 !-! NH: 100,0 m (Ges:146,3 m) (10)	0:00	0:00
VB 11	REpower_MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (11)	0:00	0:00
VB 12	REpower_MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (12)	0:00	0:00
VB 13	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (19)	3:23	0:32
VB 14	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (20)	0:00	0:00
VB 15	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (21)	0:00	0:00
VB 16	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (22)	6:43	1:04
VB 17	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (23)	8:16	1:10
VB 18	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 70,0 m (Ges:108,5 m) (24)	9:30	0:53
VB 19	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (25)	0:00	0:00
VB 20	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (26)	0:00	0:00
VB 21	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (27)	0:00	0:00
VB 22	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (28)	0:00	0:00
VB 23	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (29)	0:00	0:00
VB 24	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (30)	0:00	0:00
VB 25	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (31)	0:00	0:00
VB 26	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (32)	0:00	0:00
VB 27	GE WIND ENERGY_1.5 sl 1500 77.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:138,5 m) (33)	0:00	0:00
VB 28	REpower_MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (34)	16:36	1:37
VB 29	REpower_MD 77 1500 77.0 !-! NH: 62,0 m (Ges:100,5 m) (35)	1:18	0:10
VB 30	SENVION_3.2M114 3200 114.0 !-! NH: 123,0 m (Ges:180,0 m) (36)	0:00	0:00
VB 31	GE WIND ENERGY_GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (37)	0:00	0:00
VB 32	GE WIND ENERGY_GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (38)	0:00	0:00
VB 33	GE WIND ENERGY_GE 2.75-120 2750 120.0 !O! NH: 139,0 m (Ges:199,0 m) (39)	0:00	0:00
VB 34	SENVION_3.2M114 3200 114.0 !-! NH: 123,0 m (Ges:180,0 m) (40)	0:00	0:00
VB 35	REpower_MM 100 2000 100.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:150,0 m) (41)	92:33	8:15
VB 36	REpower_MM 100 2000 100.0 !O! NH: 100,0 m (Ges:150,0 m) (42)	83:29	9:01
VB 37	ENERCON_E-101 3050 101.0 !O! NH: 99,0 m (Ges:149,5 m) (43)	22:46	3:27
VB 38	ENERCON_E-101 3050 101.0 !O! NH: 99,0 m (Ges:149,5 m) (44)	21:22	2:39
WEA F 01	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (5)	45:08	4:01
WEA F 02	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (6)	0:00	0:00
WEA F 03	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (7)	78:52	14:29
WEA T 01	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (1)	49:07	6:20
WEA T 02	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (2)	95:38	10:09
WEA T 03	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (3)	61:43	9:29
WEA T 04	NORDEX_N149/5.x 5700 149.1 !O! NH: 164,0 m (Ges:238,6 m) (4)	27:43	4:26

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 Dokumentation
NORDEX acciona**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

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

1.	Einleitung	5
2.	Schattenwurfüberwachung	5
3.	Funktionsweise	5
4.	Protokollierung	6
4.1	Konfiguration	6
4.2	Abschaltkalender	6
5.	Hardwarekomponenten	6
6.	Zentraleinheit	6
7.	Lichtsensoren	6
8.	Schnittstelle zu den Windenergieanlagen	7

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**
10. **U.S. Geological Survey (USGS): Shuttle radar topography mission (SRTM); ita.cr.usgs.gov/SRTM**
11. **Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI); 08.10.2012**