



**Berechnung
der Schattenwurfdauer
für den Betrieb von drei
Windenergieanlagen am
Standort Heinsberg-Pütt**

Bericht-Nr.: 3580-14-S1

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Berechnung der Schattenwurfdauer für den Betrieb von drei Windenergieanlagen am Standort Heinsberg-Pütt

Bericht-Nr.: 3580-14-S1

Auftraggeber: BMR Windenergie GmbH & Co. KG
Weserstraße 9
41836 Hückelhoven

Auftragnehmer: IEL GmbH
Kirchdorfer Straße 26
26603 Aurich
Telefon: 04941 - 9558-0
Telefax: 04941 - 9558-11
email: mail@iel-gmbh.de

Bearbeiter: Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Prüfer: Jürgen Michalk (Dipl.-Ing.)
(Technischer Leiter Rotorschattenwurf)

Textteil: 18 Seiten (inkl. Deckblätter)
Anhang: siehe Anhangsverzeichnis

Datum: 07. November 2014

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Standortbeschreibung	5
3.	Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem	6
4.	Sonnenstandsberechnung, geometrische Hauptgrößen, Programmanforderungen	7
	4.1 Blatttiefe und Schattenreichweite	8
	4.2 Kappungswinkel	8
	4.3 Geometrie für WEA und IP - Koordinaten	9
	4.4 Schattenfrequenz	10
	4.5 Gewächshausmodus	10
	4.6 Berechnungsjahr	10
	4.7 Zeitangaben	10
	4.8 Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario)	10
	4.9 Modellgrenzen und Modellbeschreibung	11
5.	Windenergieanlagen	11
6.	Immissionspunkte	12
7.	Einschränkung der Schattenwurfdauer	14
8.	Orientierungswerte	14
9.	Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse und Beurteilung	15
	9.1 Berechnungsergebnisse	16
	9.2 Tägliche Schattenwurfdauer	17
	9.3 Jährliche Schattenwurfdauer (worst-case)	17
	9.4 Beurteilung	18

Anhang

1. Einleitung

Am Standort Heinsberg-Pütt ist die Errichtung und der Betrieb von drei Windenergieanlagen (WEA 01 bis WEA 03) des Anlagentyps Nordex N117/2400 mit einer Nabhöhe von 120 m geplant.

Um den Standort planungsrechtlich abzusichern, soll die 34. Änderung des Flächennutzungsplanes der Stadt Heinsberg erfolgen. Bereits hierbei soll sichergestellt werden, dass zukünftig Konflikte zwischen der Nutzung der Windenergieanlagen und der benachbarten Wohnbebauung in Bezug auf den Rotorschattenwurf ausgeschlossen werden können.

Hinweis: In westlicher Richtung befinden sich neun Windenergieanlagen des Anlagentyps Vestas V80 mit 100,0 m Nabhöhe in Betrieb. Eine Vorprüfung ergab, dass diese WEA keinen gemeinsamen Rotorschattenwurf mit den drei vom Auftraggeber geplanten WEA an relevanten Immissionspunkten verursachen. Dies ist der flächendeckenden Darstellung (ZB) des Anhangs zu entnehmen. Die dort eingefügte violette Linie zeigt den Einwirkungsbereich der Vorbelastung. Auf die Berücksichtigung der Vorbelastung wird daher nachfolgend verzichtet.

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 67530¹ bzw. DIN EN ISO 2813².

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 - 1,0 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 Standortbegehung wurde am 30. Oktober 2014 durch Herrn Gemmel durchgeführt. Für einen Teil der Immissionspunkte liegen Fotos vor. Eine Fotodokumentation der Immissionspunkte ist in dem Anhang des Gutachtens nicht enthalten. Für alle herangezogenen Immissionspunkte wurden die Baulichkeiten mit Karteneintragungen im Maßstab 1 : 5.000 verglichen. Hausnummern wurden, soweit erkennbar, ebenfalls überprüft.

3. Kartenmaterial und Koordinaten-Bezugssystem

Die Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im Koordinatensystem UTM WGS84 Zone 32 zur Verfügung gestellt. Die Koordinaten der bestehenden Windenergieanlagen wurden im Koordinatensystem Gauß-Krüger (Bessel) zur Verfügung gestellt, mittels geeigneter Software in das Koordinatensystem UTM WGS84 Zone 32 umgerechnet und mit dem aktuellen Kartenmaterial bzw. mit Luftbildern abgeglichen. Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden der digitalen Deutschen Grundkarte entnommen und mit dem Topographischen Informationsmanagement Nordrhein-Westfalen (www.tim-online.nrw.de) verglichen. Als weiteres Kartenmaterial dienten vom Auftraggeber zur Verfügung gestellte Digitale Topographische Karten (DTK).

Kartengrundlage	
1	Digitale Topographische Karten Top 25
2	Digitale Deutsche Grundkarte DGK5

Tabelle 1: Kartengrundlage

Die verwendeten Koordinaten sind rechtwinklig kartesische UTM-Koordinaten (UTM WGS84, Zone 32) und ermöglichen somit eine Kontrolle mit den Kartenwerken aus Tabelle 1.

Für die Bestimmung des Längen- und Breitengrades zur Sonnenstandsberechnung wurden die rechtwinklig kartesischen Koordinaten des UTM-Systems in geographische Koordinaten umgeformt, hierzu wurden die Koordinaten der Windparkmitte (UTM 292.962 / 5.657.256) herangezogen:

Geographische Koordinaten des Bezugspunktes		
Geographischer Längengrad	λ	E 06°02'50''
Geographischer Breitengrad	ϕ	N 51°01'46''

Tabelle 2: Geographische Koordinaten

Die Differenz zwischen geographisch Nord und Gitter-Nord (UTM / WGS 84) wurde mit 2,3° berücksichtigt.

4. Sonnenstandsberechnung, geometrische Hauptgrößen, 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. 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 δ 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 Tag- und Nachtgleiche 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 Meeus⁴ mathematisch beschrieben und für Berechnungen mit einer Genauigkeit von ca. $0,01^\circ$ herangezogen.

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:

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

- h_s = Höhenwinkel, Höhe positiv über und negativ unter dem Horizont
- ϕ = geographische Breite des Standortes
- δ = Deklination zwischen Sonne u. Äquatorebene
- 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°).

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

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

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

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

4.1 Blatttiefe und Schattenreichweite

Weiter von den Immissionspunkten entfernt liegende WEA führen naturgemäß zu geringeren Störwirkungen. 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. Ein vom Staatlichen Umweltamt Schleswig initiiertes Arbeitskreis, der sich mit der Problematik des Rotorschattenwurfs auseinandergesetzt hat, geht von einer 20%-Verdeckung für die Reichweitenbegrenzung aus. Die mittlere Blatttiefe und die daraus resultierende Schattenreichweite für den geplanten WEA-Typ gehen aus der Tabelle 4 hervor. Die Schattenreichweite der WEA ist u. a. der WEA-Daten-Liste des Anhangs zu entnehmen.

4.2 Kappungswinkel

Für Sonnenstände unterhalb des vertikalen Kappungswinkels von 3° Grad 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.

4.3 Geometrie für WEA und IP - Koordinaten

Die Geometriegrößen und deren Bezeichnungen sind nachfolgend grafisch in Bild 2 und in Bild 3 veranschaulicht.

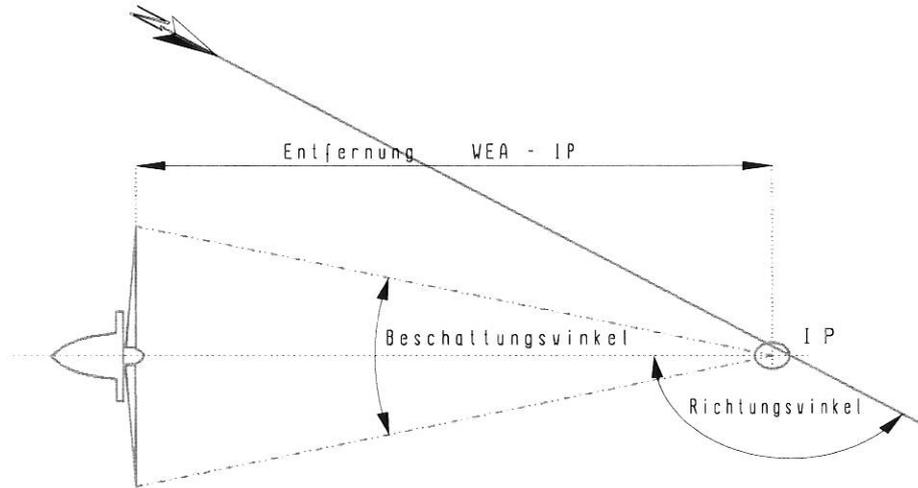


Abb. 2: Geometrische Verhältnisse; Draufsicht

In den Darstellungen 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
- Δh = Höhendifferenz zw. Nabenhöhe der WEA und dem IP

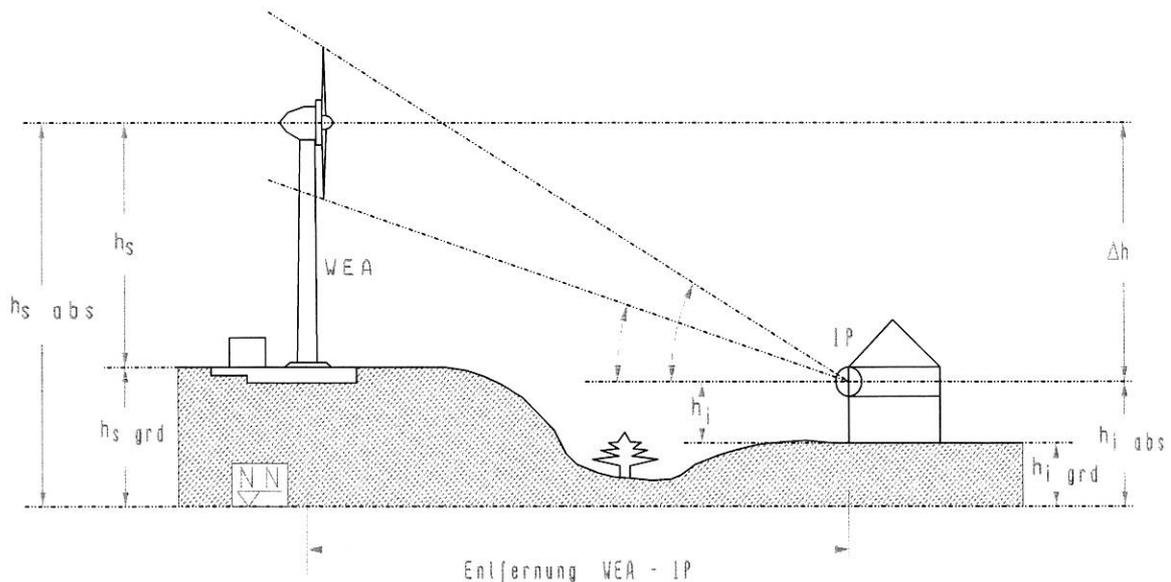


Abb. 3: Geometrische Verhältnisse, Vertikalschnitt

Bei der Ermittlung der Entfernungen zwischen den Immissionspunkten und den Windenergieanlagen bleibt der Abstand zwischen Rotorebene und Turmachse unberücksichtigt, denn die daraus resultierenden Fehler liegen, je nach Rotorstellung, im positiven oder negativen Bereich.

4.4 Schattenfrequenz

Die Schattenfrequenz ergibt sich aus der Drehzahl eines Rotors und der Anzahl seiner Rotorblätter und beschreibt, wie häufig die Lichtverhältnisse (hell/dunkel) innerhalb eines bestimmten Zeitraumes wechseln. Die dafür angegebene Einheit Hz bezieht sich dabei auf die Wechsel pro Sekunde ($1 \text{ Hz} = 1 \text{ s}^{-1}$). Die Schattenfrequenz für den Blattdurchlauf für die geplanten WEA ist Tabelle 4 zu entnehmen.

Wird der Schatten durch zwei oder gar mehrere Rotoren gleichzeitig verursacht, so erhöht sich die Frequenz, wobei unregelmäßige Zeitabstände für den Blattdurchgang zu erwarten sind.

4.5 Gewächshausmodus

Bei allen hier durchzuführenden Berechnungen wird von frei eingestrahlteten Immissionspunkten ausgegangen. Dies bedeutet, dass Verdeckungen durch Gebäudefronten am IP selbst oder durch andere Gebäude bzw. durch Bewuchs unberücksichtigt bleiben.

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

4.6 Berechnungsjahr

Alle Zeitangaben werden für das Kalenderjahr 2015 berechnet und sind vergleichsweise genauer als Zeitberechnungen, welche eine Jahresangabe außer Betracht lassen.

4.7 Zeitangaben

Alle Zeitangaben beziehen sich auf das Kalenderjahr 2015. Für sie gilt stets die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) für die Zeitzone +1 (Paris, Berlin). Eine Umstellung auf die im Alltag verwendete Mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ) wird nicht vorgenommen.

4.8 Schattenwurfdauer (worst-case-Szenario)

Für alle berechneten Werte der täglichen und jährlichen Schattenwurfdauer (Std./Jahr; Min./Tag) gelten vorgenannte Randbedingungen. Es wird für die jeweils ermittelte Dauer angenommen, dass die Sonne ganzjährig von Sonnenauf- bis -untergang scheint (astronomisch möglich, worst-case) und außer ggf. durch Geländekanten, nicht abgeschirmt wird (vergl. Kap. 4.5). Dabei wird jede angebrochene Minute, innerhalb

welcher Schatten auftritt, als volle Minute gezählt und führt dadurch zu einer geringen Überschätzung der Immissionen. Für einen IP, der weiter von einer WEA entfernt 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.

Bei der Bestimmung der Schattendauer an einem IP wird jede angebrochene Minute, innerhalb welcher Schatten auftritt, als volle Minute gezählt.

4.9 Modellgrenzen und Modellbeschreibung

Im vorliegenden Fall wird aufgrund der nahezu ebenen Geländestruktur im Umfeld der geplanten Windenergieanlagen auf die Heranziehung eines digitalen Geländemodells verzichtet.

Der Standort der geplanten Windenergieanlagen und der berücksichtigten Immissionspunkte befinden sich auf einem Höhenniveau zwischen 63,5 und 77,0 m ü. NN. Für die flächendeckenden Darstellungen im Anhang wird von einer einheitlichen Geländehöhe von 75,0 m ü. NN ausgegangen. Bei den Berechnungen der Listen (Anhang) werden die Höhenunterschiede berücksichtigt, auch wenn sie nur gering sind. Die Geländehöhen ü. NN sind in der Tabelle 5 ($h_{s \text{ grd}}$) und Tabelle 6 ($h_{i \text{ grd}}$) sowie im verwendeten Datensatz (s. Anhang) ersichtlich.

Modellgrenzen für die flächendeckenden Berechnungen (3,80 x 3,35 km)				
RW (UTM / WGS84 / Z.32)	West:	291.000	Ost:	294.800
HW (UTM / WGS84 / Z.32)	Süd:	5.655.550	Nord:	5.658.900

Tabelle 3: Modellgrenzen (UTM / WGS84 / Zone 32)

5. Windenergieanlagen

Am Standort Heinsberg-Pütt ist die Errichtung und der Betrieb von drei Windenergieanlagen des Anlagentyps NORDEX N117 mit 120,0 m Nabenhöhe geplant.

Die Standortkoordinaten der geplanten Windenergieanlagen wurden vom Auftraggeber im Koordinatensystem UTM WGS84 Zone 32 vorgegeben.

In Tabelle 4 sind charakteristische Nebenangaben zu den Schattenwurfbetrachtungen für den vom Auftraggeber geplanten Anlagentyp aufgezeigt.

Anlagentyp	Mittlere Blatttiefe	Rotorschattenreichweite (RSRW)	Drehzahlbereich	Blattzahl	Blattdurchlauf-frequenz
NORDEX N117/2400	2,19 m	1.492 m	7,5 - 13,2 min ⁻¹	3	0,38 - 0,66 Hz

Tabelle 4: Nebenangaben zu den geplanten WEA für Schattenwurf-betrachtungen

Die Koordinaten und Abmessungen der geplanten WEA sind der nachfolgenden Tabelle 5 zu entnehmen.

Windenergieanlagen						
WEA	UTM Rechtswert	UTM Hochwert	h _s grd	h _s	h _s abs	Rotor Ø
WEA 01 N117/2400	292.838	5.657.265	73,0 m	120,0 m	193,0 m	116,8 m
WEA 02 N117/2400	293.190	5.657.283	73,0 m	120,0 m	193,0 m	116,8 m
WEA 03 N117/2400	293.265	5.656.985	74,0 m	120,0 m	194,0 m	116,8 m

Tabelle 5: Daten der geplanten WEA, Koordinaten und Abmessungen

6. Immissionspunkte

Die berücksichtigten Immissionspunkte (IP) stellen die nächstgelegenen schutzwürdigen Nutzungen dar, an denen Überschreitungen der Orientierungswerte nicht auszuschließen sind.

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden im UTM-Format (UTM WGS84/Zone32) aus der digitalen Deutschen Grundkarte (vergl. Tabelle 1) entnommen. Hierbei sind geringfügige Abweichungen möglich, die aber keinen relevanten Einfluss auf die Berechnungsergebnisse haben.

Hinweis: Im vorliegenden Fall wurden im Bereich der Ortschaft Pütt, auf Grund der gedrängten Lage, einzelne Immissionspunkte (z. B. IP 08 Pütt 20 + 22) zusammengefasst. Durch die Lage dieser Immissionspunkte wird gewährleistet, dass die Orientierungswerte, durch eine später vorzunehmende Rotorschattenwurf-Regelung an allen relevanten Immissionsorten eingehalten werden.

Laut den WEA-Schattenwurf-Hinweisen³ des Länderausschusses 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.

Die Lage der Immissionspunkte ist in der anliegenden Übersichtskarte und in den Detailkarten dargestellt. In der nachfolgenden Tabelle 6 sind die Bezeichnungen und Koordinaten zusammengefasst. Die vertikale Lage wurde entsprechend der örtlichen Gegebenheiten für alle IP mit 2 m Höhe über Geländeoberkante (GOK) angesetzt.

Immissionspunkte	UTM WGS84 Zone 32		h _i grd	h _i	h _i abs
	Rechtswert	Hochwert			
IP 01 Maarstr. 85	293.779	5.658.165	64,7 m	2,0 m	66,7 m
IP 02 Maarstr. 83	293.793	5.658.170	64,4 m	2,0 m	66,4 m
IP 03 Maarstr. 77	293.830	5.658.178	63,7 m	2,0 m	65,7 m
IP 04 Maarstr. 75	293.842	5.658.177	63,5 m	2,0 m	65,5 m
IP 05 Maarstr. 73	293.854	5.658.174	63,5 m	2,0 m	65,5 m
IP 06 Puett 19	294.097	5.656.722	75,8 m	2,0 m	77,8 m
IP 07 Puett 20a	294.140	5.656.734	75,7 m	2,0 m	77,7 m
IP 08 Puett 20+22	294.145	5.656.675	76,0 m	2,0 m	78,0 m
IP 09 Puett 22a	294.170	5.656.691	75,9 m	2,0 m	77,9 m
IP 10 Puett 23+23a	294.177	5.656.652	76,1 m	2,0 m	78,1 m
IP 11 Puett 25	294.195	5.656.648	76,1 m	2,0 m	78,1 m
IP 12 Puett 26a	294.209	5.656.630	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 13 Puett 28	294.233	5.656.635	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 14 Puett 29	294.233	5.656.611	76,3 m	2,0 m	78,3 m
IP 15 Puett 30	294.243	5.656.596	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 16 Puett 31	294.252	5.656.586	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 17 Puett 31a	294.268	5.656.586	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 18 Puett 31b	294.279	5.656.573	76,5 m	2,0 m	78,5 m
IP 19 Puett 31c	294.297	5.656.559	76,6 m	2,0 m	78,6 m
IP 20 Puett 36	294.301	5.656.550	76,6 m	2,0 m	78,6 m
IP 21 Puett 38+39	294.318	5.656.536	76,7 m	2,0 m	78,7 m
IP 22 Puetterhof	294.333	5.656.504	76,9 m	2,0 m	78,9 m
IP 23 Puett 35	294.290	5.656.538	76,7 m	2,0 m	78,7 m
IP 24 Puett 33	294.273	5.656.549	76,6 m	2,0 m	78,6 m
IP 25 Puett 32	294.253	5.656.562	76,6 m	2,0 m	78,6 m
IP 26 Puett 32c	294.222	5.656.521	76,9 m	2,0 m	78,9 m
IP 27 Puett 32d	294.212	5.656.505	76,9 m	2,0 m	78,9 m
IP 28 Puett 32e	294.197	5.656.479	77,0 m	2,0 m	79,0 m
IP 29 Puett 5c	294.186	5.656.459	77,1 m	2,0 m	79,1 m
IP 30 Puett 30a	294.228	5.656.573	76,6 m	2,0 m	78,6 m
IP 31 Puett 30g	294.201	5.656.532	76,8 m	2,0 m	78,8 m
IP 32 Puett 30h	294.187	5.656.510	76,9 m	2,0 m	78,9 m
IP 33 Puett 27a	294.223	5.656.595	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 34 Puett 30d	294.195	5.656.558	76,7 m	2,0 m	78,7 m
IP 35 Puett 30e	294.181	5.656.535	76,8 m	2,0 m	78,8 m
IP 36 Puett 27	294.206	5.656.613	76,3 m	2,0 m	78,3 m
IP 37 Puett 26	294.188	5.656.613	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 38 Puett 24	294.173	5.656.637	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 39 Puett 22b	294.158	5.656.640	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 40 Puett 21	294.138	5.656.648	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 41 Puett 18	294.080	5.656.690	75,9 m	2,0 m	77,9 m
IP 42 Puett 16+17	294.101	5.656.665	76,0 m	2,0 m	78,0 m
IP 43 Puett 15	294.096	5.656.631	76,2 m	2,0 m	78,2 m
IP 44 Puett 14+14a	294.099	5.656.606	76,3 m	2,0 m	78,3 m
IP 45 Puett 13	294.099	5.656.582	76,4 m	2,0 m	78,4 m
IP 46 Puett 12	294.122	5.656.566	76,5 m	2,0 m	78,5 m
IP 47 Puett 10	294.151	5.656.494	76,9 m	2,0 m	78,9 m
IP 48 Puett 9	294.144	5.656.472	77,0 m	2,0 m	79,0 m
IP 49 Puett 8	294.158	5.656.467	77,0 m	2,0 m	79,0 m

Tabelle 6: Koordinaten der Immissionspunkte

Die genaue Lage der Immissionspunkte kann der Übersichtskarte und den Detailkarten im Anhang entnommen werden.

Die Immissionspunkte IP 01 bis IP 05 befinden nordnordöstlich der geplanten WEA, am südlichen Ortsrand von Laffeld (s. Übersichtskarte und Detailkarte 1).

Die Immissionspunkte IP 06 bis IP 49 befinden sich südöstlich der geplanten Windenergieanlagen, in der Ortschaft Pütt (s. Übersichtskarte und Detailkarte 2).

7. Einschränkung der Schattenwurfdauer

Die astronomisch mögliche Schattenwurfdauer (worst-case) wird nur unter der Voraussetzung erreicht, dass die Sonne nie durch Bewölkung verdeckt wird und die Rotorebene immer im rechten Winkel zur WEA-IP-Achse steht. Beide Voraussetzungen werden in der Praxis jedoch nur in 25 bis 35 % der astronomisch möglichen Schattenwurfzeiten erfüllt.

Steht der Rotor, bedingt durch die jeweils vorherrschende Windrichtung, schräg zum Einstrahlwinkel, so wird der Schattenbereich schmaler. Im statistischen Mittel führen diese Rotorschrägstellungen ebenfalls zu einer Reduzierung der Schattenwurfzeiten um ca. 20 - 30 %, wenn der in Bezug auf die Windrichtungsverteilung ungünstigste Immissionspunkt gewählt wird. Dieser Einfluss wird jedoch vernachlässigt und führt zu einer konservativen Betrachtung.

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 Laborstudie⁶, 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.

In Einzelfällen wird die Beurteilung durch Genehmigungsbehörden auf eine nach meteorologischen Erkenntnissen im langjährigen Mittel zu erwartende Schattenwurfdauer von (in der Regel) **8 Stunden pro Jahr (real)** abgestellt. Dies erschwert allerdings die Überprüfung ggf. zu fordernder Abschaltungen. Hinsichtlich der Einhaltung von Vorgaben wären daher in diesem Fall Betriebsprotokolle mit allen adäquaten Betriebsparametern zu fordern. Diese müssten minutengenau, für alle betroffenen WEA und für den gesamten Betriebszeitraum vorgehalten werden, um sie

ggf. auf Anforderung den Behörden vorzulegen. Vor Ort-Prüfungen ohne Anlagenzugang wären hier lediglich für Tagesmaxima möglich. Unzulässige Betriebszustände können (u. U. monatelang) bis zur Betriebsprotokollprüfung unentdeckt bleiben. Wegen des erforderlichen Aufwandes und der dargestellten Nachteile, sowohl für überwachende Organe als auch für den WEA-Betreiber, wird dieser Beurteilungsmaßstab von **8 Stunden pro Jahr (real)** zunehmend seltener angewandt.

Die hier herangezogenen Orientierungswerte von maximal **30 Stunden pro Jahr (worst-case)** (vergl. Kap. 4.8) bzw. von **maximal 30 Minuten pro Tag** entsprechen dem Stand der Technik und der Wissenschaft. Sie kommen gemäß der Empfehlung des Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI) bundesweit zur Anwendung und werden daher auch hier herangezogen.

Das genannte und von den mittleren meteorologischen Randbedingungen nicht beeinflusste Tageslimit von **maximal 30 Minuten pro Tag** gilt erst dann als überschritten, wenn die Überschreitung an mehr als zwei Tagen im Jahr auftritt. Kommt es nur an einem oder an nur zwei Tagen im Jahr zur Überschreitung von 30 Minuten, so wird dies (LAI-konform) als zulässig erachtet. Bei entsprechenden Ergebnissen ist dies in der Tabelle für die zugehörige Tageszahl mit nachgestellten Asterisken gekennzeichnet (ein Tag = "*" bzw. zwei Tage = "**").

9. Zusammenfassung der 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. Alle genannten Zeitangaben beziehen sich auf die Mitteleuropäische Zeit (MEZ = UTC +1), d. h. Verschiebungen durch die Umstellung auf Sommerzeit (MESZ) bleiben unberücksichtigt.

Die Koordinaten der untersuchten Immissionspunkte wurden im UTM-Format (UTM WGS84/Zone32) aus der digitalen Deutschen Grundkarte (vergl. Tabelle 1) und unter Zuhilfenahme des Online-Portals (www.tim-online-nrw.de) ermittelt. Die Darstellung erfolgt auf Grundlage der topographischen Karte Top 25 sowie der Deutschen Grundkarte DGK5. 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. Das tägliche Maximum von 30 Minuten gilt als überschritten, wenn es an mehr als an zwei Tagen im Jahr zu Überschreitungen des Orientierungswertes kommt. Kommt es nur an einem oder an zwei Tagen zu Überschreitungen, sind die Ergebnisse durch die entsprechende Anzahl von nachgestellten Asterisk-Zeichen gekennzeichnet (ein Tag = "*" bzw. zwei Tage = "**").

Astronomisch mögliche Schattenwurfdauer			
Immissionspunkte	Tage	Minuten / Tag (worst-case)	Stunden / Jahr (worst-case)
IP 01 Maarstr. 85	64	33	24,35
IP 02 Maarstr. 83	65	33	24,80
IP 03 Maarstr. 77	67	33	26,57
IP 04 Maarstr. 75	68	33	27,45
IP 05 Maarstr. 73	70	33	28,15
IP 06 Puett 19	118	52	56,75
IP 07 Puett 20a	126	47	55,27
IP 08 Puett 20+22	114	47	50,95
IP 09 Puett 22a	119	47	51,50
IP 10 Puett 23+23a	114	45	48,18
IP 11 Puett 25	113	44	47,38
IP 12 Puett 26a	113	28	39,13
IP 13 Puett 28	113	27	38,98
IP 14 Puett 29	110	27	37,55
IP 15 Puett 30	109	27	36,35
IP 16 Puett 31	107	26	35,57
IP 17 Puett 31a	108	26	35,52
IP 18 Puett 31b	107	26	34,50
IP 19 Puett 31c	107	25	33,53
IP 20 Puett 36	105	25	32,88
IP 21 Puett 38+39	104	24	31,82
IP 22 Puetterhof	101	24	29,52
IP 23 Puett 35	104	25	31,85
IP 24 Puett 33	105	26	32,65
IP 25 Puett 32	105	26	33,62
IP 26 Puett 32c	93	26	28,75
IP 27 Puett 32d	89	27	28,57
IP 28 Puett 32e	81	27	30,25
IP 29 Puett 5c	75	27	29,97
IP 30 Puett 30a	105	27	34,12
IP 31 Puett 30g	93	27	29,62
IP 32 Puett 30h	87	27	31,52
IP 33 Puett 27a	107	27	36,15
IP 34 Puett 30d	99	27	31,75

Immissionspunkte	Tage	Minuten / Tag (worst-case)	Stunden / Jahr (worst-case)
IP 35 Puett 30e	92	27	30,15
IP 36 Puett 27	108	28	37,60
IP 37 Puett 26	107	28	37,47
IP 38 Puett 24	110	44	46,42
IP 39 Puett 22b	109	44	46,73
IP 40 Puett 21	111	45	47,80
IP 41 Puett 18	111	49	53,22
IP 42 Puett 16+17	109	47	50,02
IP 43 Puett 15	103	45	45,50
IP 44 Puett 14+14a	97	43	42,63
IP 45 Puett 13	93	41	43,47
IP 46 Puett 12	91	39	41,22
IP 47 Puett 10	79	29	32,33
IP 48 Puett 9	73	29	30,48
IP 49 Puett 8	73	28	30,42

Tabelle 7: Astronomisch mögliche jährliche und tägliche Schattenwurfdauer

Detailliertere Ergebnisse können den Listen des Anhangs entnommen werden. Im Anhang befindet sich auch eine flächendeckende Darstellung mit Isolinien für die herangezogenen Orientierungswerte. Für nicht explizit betrachtete Einwirkorte kann der entsprechende Jahreswert (Stunden/Jahr) dieser Darstellung grob entnommen werden.

9.2 Tägliche Schattenwurfdauer

An den Immissionspunkten IP 01 bis IP 11 sowie IP 38 bis IP 46 sind Überschreitungen des Orientierungswertes von 30 Minuten pro Tag zu erwarten. Hier sollte das Tagesmaximum auf 30 Minuten begrenzt werden.

9.3 Jährliche Schattenwurfdauer (worst-case)

An den Immissionspunkten IP 06 bis IP 21, IP 23 bis IP 25, IP 28, IP 30 sowie IP 32 bis IP 49 sind Überschreitungen des Orientierungswertes von 30 Stunden pro Jahr zu erwarten. Hier sollte das Jahresmaximum auf 30 Stunden begrenzt werden.

9.4 Beurteilung

Die Genehmigung sollte mit der Maßgabe von Auflagen erteilt werden. Dabei sind für eine oder mehrere der hier vom Auftraggeber geplanten Windenergieanlagen entsprechende technische Einrichtungen zum Schutz der Immissionspunkte IP 01 bis IP 21, IP 23 bis IP 25, IP 28, IP 30 sowie IP 32 bis IP 49 vorzusehen. Zur Festsetzung der maximal zulässigen Rotorschattenwurfdauer bieten die vom LAI empfohlenen Beurteilungskriterien einen sinnvollen Rahmen.

Zur sicheren Unterschreitung vorgegebener Grenzen werden bei der Anlagenprogrammierung zur Schattenwurfabschaltung i. d. R. Reserven in Form von Vor- und Nachlaufzeiten berücksichtigt, um ggf. Ungenauigkeiten durch jährliche Sonnenstandsänderungen, Synchronisation der WEA-internen Uhr oder der Koordinatenbestimmung auszugleichen. Zwei Tage bzw. 5 Minuten am Anfang und am Ende jedes Zeitfensters zur Abschaltung gewährleisten i. d. R. ausreichende Vor- und Nachlaufzeiten.

Der vorliegende Bericht zur Rotorschattenwurfberechnung umfasst 18 Textseiten und die im Anhangsverzeichnis aufgeführten Karten, Diagramme und Listen. Er darf nur in seiner Gesamtheit verwendet werden.

Aurich, den 07.11.2014

Bericht verfasst durch



Ralf-Martin Marksfeldt
(Stellvertretender Leiter Rotorschattenwurf)

Geprüft und freigegeben durch



Jürgen Michalk (Dipl.-Ing.)
(Technischer Leiter Rotorschattenwurf)

¹ DIN 67530/Reflektometer als Hilfsmittel zur Glanzbeurteilung an ebenen Anstrich- und Kunststoff-Oberflächen (1982-01)

² ISO 2813/Beschichtungsstoffe-Bestimmung des Reflektometerwertes von Beschichtungen (außer Metallic-Beschichtungen) unter 20°, 60° und 85° (1999-06); bzw. Norm-Entwurf 2012-10

³ Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA- Schattenwurf-Hinweise); Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI); 13.03.2002

⁴ Meeus, Jean/„Astronomische Algorithmen“/Verlag Johann Ambrosius Barth, Leipzig-Berlin-Heidelberg; 2. Auflage 1994 (Kap. 24, Koordinaten der Sonne)

⁵ Dr. J. Pohl/Dr. F. Faul/Prof. Dr. R. Mausfeld: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen/1999

⁶ Dr. J. Pohl/Dr. F. Faul/Prof. Dr. R. Mausfeld: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen/2000

Anhang

Übersichtskarten und Detailkarten (3 Seiten)

Übersichtskarte: Windenergieanlagen und Immissionspunkte

Detailkarte 1: Immissionspunkte IP 01 - IP 05

Detailkarte 2: Immissionspunkte IP 06 - IP 49

Flächendeckende Darstellung

„Astronomisch mögliche Rotorschattenwurfdauer“ (1 Seite)

Berechnungsergebnisse IP / Zusatzbelastung = Gesamtbelastung (98 Seiten)

Berechnungsergebnisse - geplante WEA (119 Seiten)

Auszug aus dem Datensatz 3580-14-S1-ZB (2 Seiten)

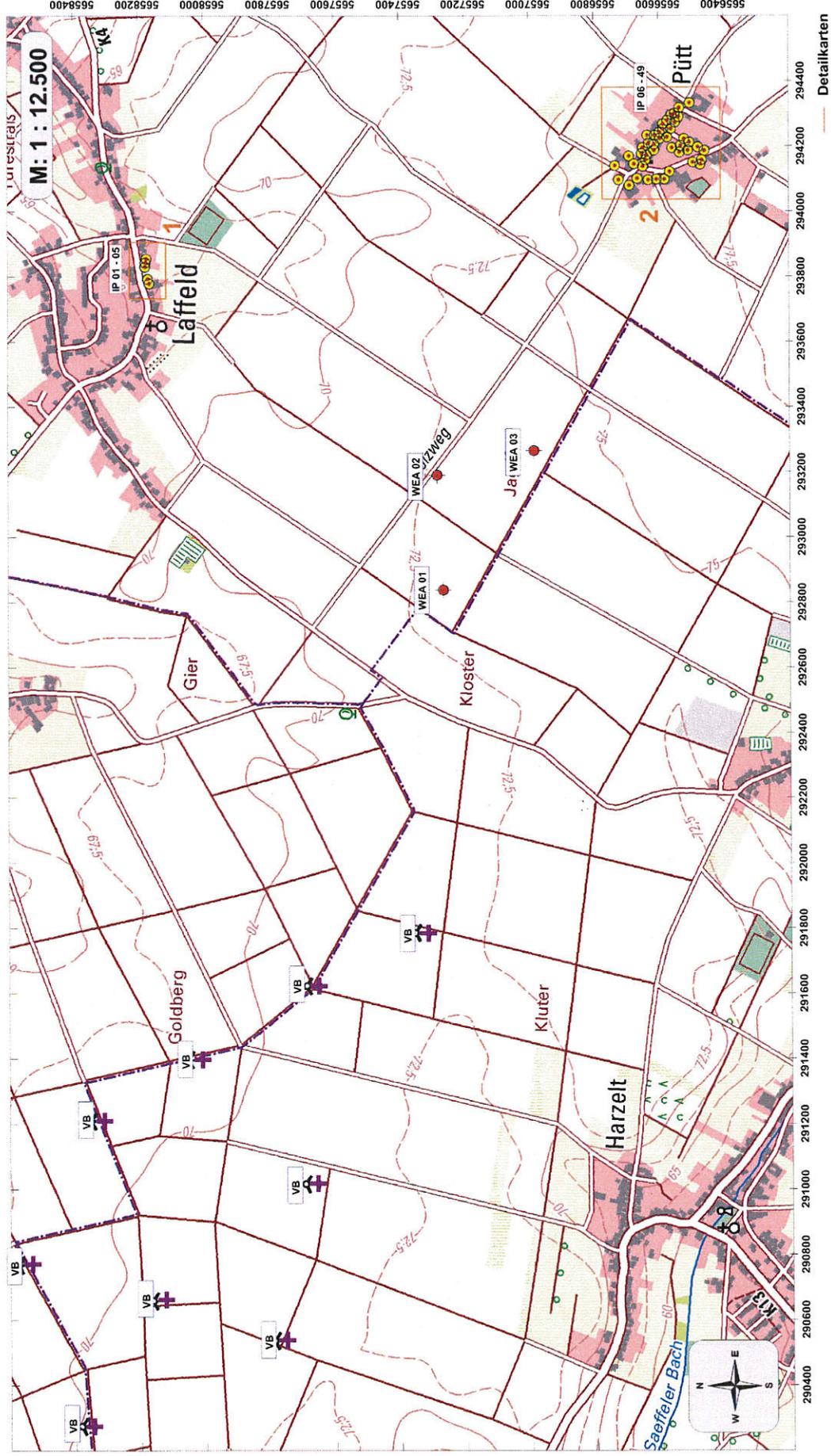
NorthTec / Schattenwurfmodul SWM-V3.5 / Kunde Nordex Energy (6 Seiten)



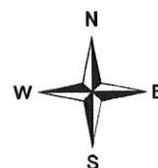
**Übersichtskarte
und
Detailkarten**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

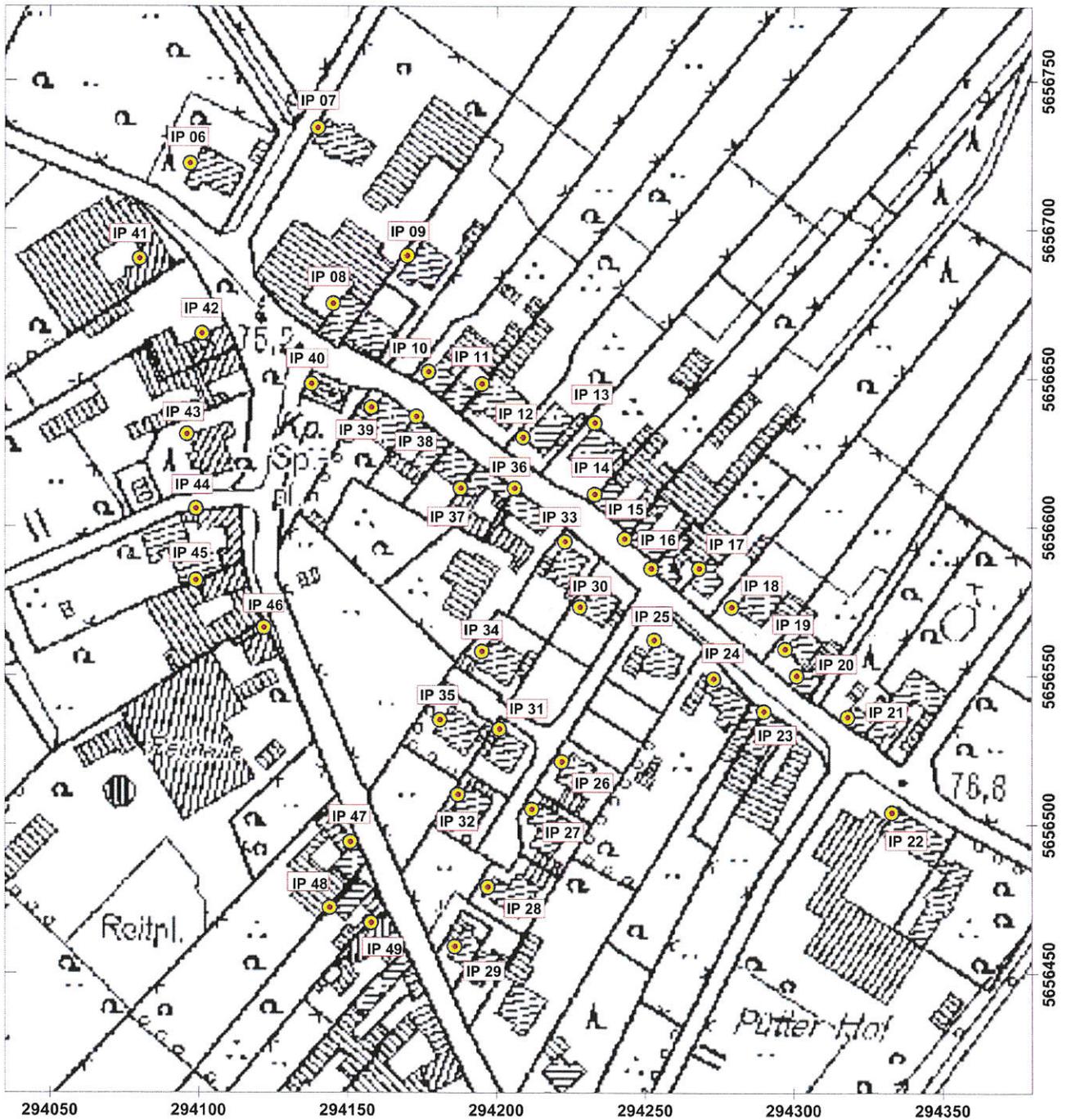
Übersichtskarte: Windenergieanlagen und Immissionspunkte



Detailkarte 1: Immissionspunkte IP 01 - IP 05 / Laffeld



Detailkarte 2: Immissionspunkte IP 06 - IP 49 / Pütt



Koordinatensystem: UTM / WGS84 / Zone 32





Flächendeckende Darstellung

**„Astronomisch mögliche
Rotorschattenwurfdauer“**

Ingenieurbüro für Energietechnik und Lärmschutz

Astronomisch mögliche* Rotorschattenwurfdauer

*ohne Berücksichtigung von Sonnenscheindauer und Windrichtungsverteilung

M: 1 : 10.000

