

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

Freilandanalyse

PV-Kraftwerk Hohenbrünzow

Freilandanlage

Auftraggeber:

Frankfurt Energy Holding GmbH & JF Gruppe
Ginnheimer Straße 4
D - 65760 Eschborn

Ilmenau, 14.10.2024

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K072-24020-V10

Auftragnehmer:

Ingenieurbüro JERA
Heydaer Straße 5
98693 Ilmenau OT Bücheloh

Dipl.-Ing. Eva Jenennchen
(Bearbeiter und Teamleitung)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis	1
1. Beauftragung	2
2. Grundlagen	3
a. Begriffsbestimmung Blendung	3
b. Physikalische Grundlagen	4
c. Berechnung der Lichttechnik	6
d. Mathematische Berechnungsmethode der astronomischen Blendzeiten	7
e. Reflektionsverhalten von PV-Modulen	9
3. Rahmenbedingungen am Standort	10
4. mögliche Immissionsobjekte	11
5. Situation am Anlagenstandort	12
a. Bewertung der Immissionsorte	12
b. Berechnung der Lichttechnik	14
c. Astronomische Blendzeiten	17
6. Fazit	19
7. Gewährleistung	19
8. Tabellenverzeichnis	20
9. Abbildungsverzeichnis	20

1. Beauftragung



Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan

[Quelle: GoogleEarth, vom Kunden zur Verfügung gestellt]

Auftraggeber:	Frankfurt Energy Holding GmbH & JF Gruppe Ginnheimer Straße 4 D - 65760 Eschborn
Auftragsdatum:	18.01.2024
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Hohenbrünzow (53°49 nördliche Breite; 13°08' östliche Länge; 47 m ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form des Modulbelegungsplanes.

Zur Beurteilung der Blendwirkung als Immission bezieht sich dieses Gutachten auf die LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, vom 13.09.2012).

2. Grundlagen

a. Begriffsbestimmung Blendung

Bei der Blendung durch Lichtquellen wird zwischen der physiologischen und psychologischen Blendung unterschieden. Während die physiologische Blendung, die die Minderung des Sehvermögens durch Streulicht im Glaskörper des Auges beschreibt, bei den üblichen Immissionssituationen nicht auftritt, werden die Anwohner häufig durch die psychologische Blendung belästigt. Das ist selbst dann so, wenn sich die Lichtquelle in größerer Entfernung befindet, so dass sie im Wohnbereich keine nennenswerte Aufhellung erzeugt. Die Belästigung entsteht durch die ständige und ungewollte Ablenkung der Blickrichtung zur Lichtquelle hin, die bei einem großen Unterschied der Leuchtdichte der Lichtquelle zur Umgebungsleuchtdichte die ständige Adaptation des Auges auslöst [Quelle: Lichtleitlinie des Landes Brandenburg vom 16. April 2014].

Im Zuge eines Blendgutachtens muss daher zwischen der physiologischen und der psychologischen Blendung unterschieden werden. Die physiologische Blendung wird in diesem Gutachten als Beeinträchtigung eines Betrachters bezeichnet und für verkehrstechnisch relevante Immissionsorte wie Straßen oder Bahnlinien verifiziert. Diese Betrachtung liegt außerhalb des Geltungsbereiches der Lichtleitlinie, da verkehrstechnisch relevante Immissionsorte nicht zu besonders schützenswerten Räumen zählen. Die Berechnungsmethode stützt sich daher auf den Bereich der physikalischen Lichttechnik und betrachtet die Absolutblendung. In der Lichttechnik wird allerdings die Physiognomie des menschlichen Auges nicht berücksichtigt, welche die Adaption des Auges an die vorherrschende Umgebungsleuchtdichte beschreibt. Hierzu findet in diesem Gutachten eine Beurteilung statt, die den Sonnenstand im Vergleich zum Emmissionsort der Reflektion betrachtet.

Die psychologische Blendung wird in diesem Gutachten als Belästigung bezeichnet und nach der Lichtleitlinie LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, vom 13.09.2012) berechnet.

b. Physikalische Grundlagen

Die physikalischen Grundlagen einer Blendung liegen in der Optik. Die Ursache ist die Reflektion von Strahlung an einer glatten Oberfläche. Die Oberfläche eines PV-Moduls besteht aus gehärtetem Glas, dies ist eine glatte Oberfläche welche eine Reflektion von einfallender Strahlung verursacht.

Das Reflexionsgesetz besagt, dass der Ausfallswinkel (auch Reflexionswinkel) genau so groß wie der Einfallswinkel ist, $\alpha = \beta$, und beide mit dem Lot in einer Ebene, der Einfallsebene, liegen.

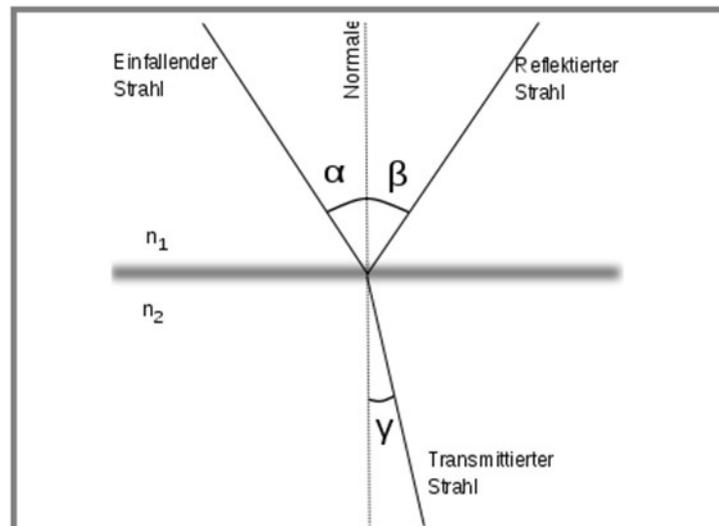


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

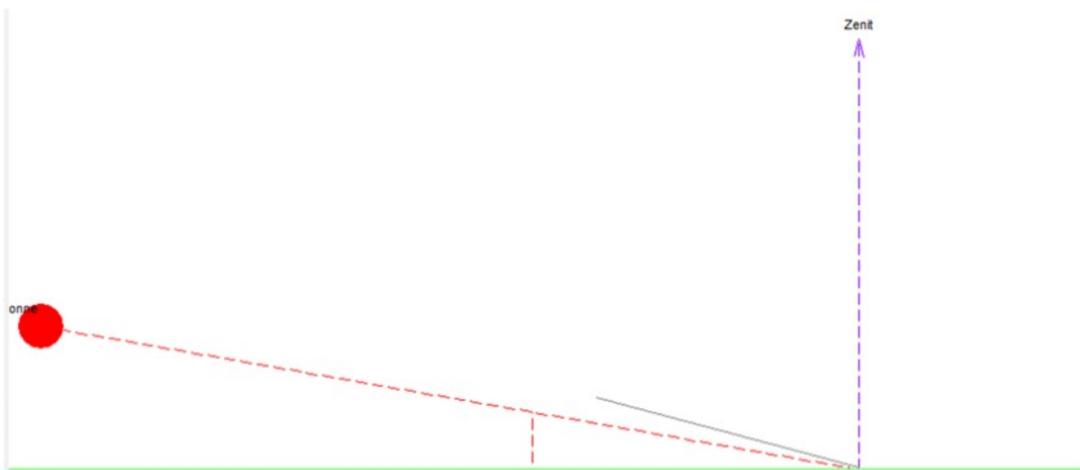


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst]

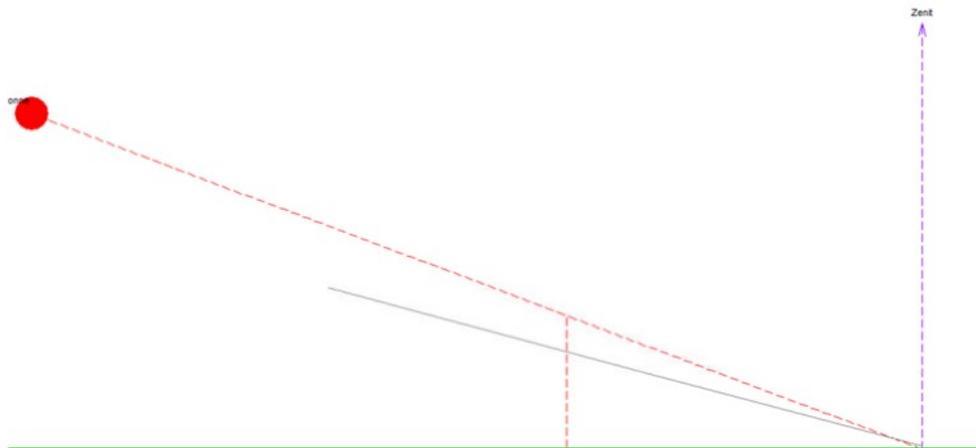


Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst]

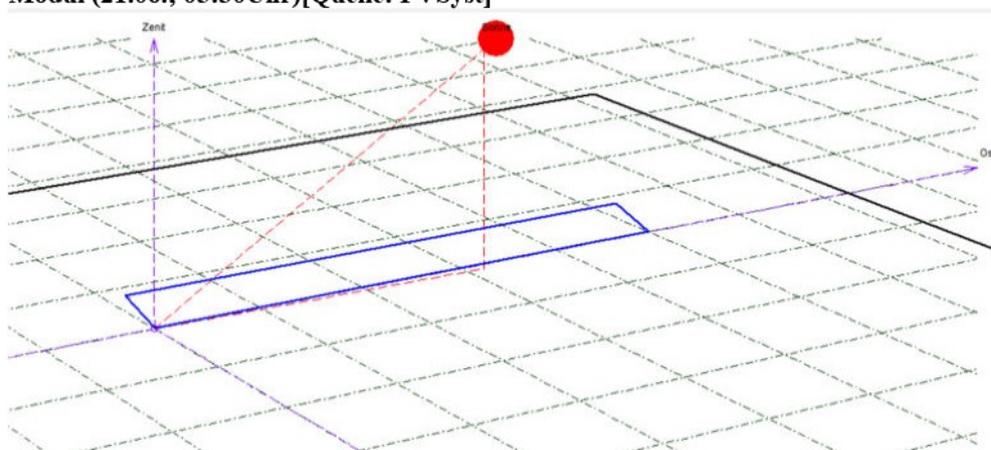


Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst]

Abbildung 3 bis Abbildung 5 verdeutlicht den Sonneneinfall auf die Modulfläche. In Situationen wie Abbildung 3 ist keine Blendung möglich, da die Sonne hinter der Modulebene ist und somit die Module kein Sonnenlicht reflektieren können. Abbildung 5 zeigt die Situation, in der die Sonne von vorn auf das Modul scheint – der Einfallswinkel auf das Modul ist dann so groß, dass Reflektionen nur in sehr großer Höhe auf einen Betrachter fallen können. (Beispiel: am 21.12. zur Mittagszeit müsste ein Betrachter 5m nördlich eines Module aus 5 m Höhe auf das Modul schauen, um das Spiegelbild der Sonne zu sehen). Im Regelfall kommt es bei Sonnenstandsituationen wie in Abbildung 4 zur Blendung beim Betrachter, also bei Sonnenazimut $< -90^\circ$ und $> 90^\circ$. Diese Situationen treten vom 20.März bis 23.September ein (vgl. Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort).

c. Berechnung der Lichttechnik

Anwendungsbereich bei verkehrstechnisch relevanten Immissionsorten. Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$6 \times 10^6 \left[\frac{cd}{m^2} \right] < L_S < 1,5 \times 10^9 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r [m]$$

Üblicher Weise wird ein Sonnenhöchststand zwischen 60° und 63° erreicht. Eine Reflexion auf einen Betrachter ist je nach Ausrichtung des Solarmoduls und Lage zum Betrachter meist bis maximal 25° Sonnenhöhe möglich. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung auf den Mittelwert zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt (für abweichende Ausgangssituationen wird dieser Wert entsprechend angepasst) und resultiert zu:

$$L_S = 7,5 \times 10^8 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR] resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 52,5 \times 10^6 [cd] < 5,3 \times 10^7 [cd]$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{5,3 \times 10^7}{6,3 \times r^2} \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte = $10^2 < L_U < 10^3$

Absolutblendung = $L \cong 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$

d. Mathematische Berechnungsmethode der astronomischen Blendzeiten

Anwendungsbereich bei psychologischer Blendung

Gegebene Größen zur Bestimmung der kritischen Sonnenhöhe (γ_S) und des kritischen Sonnenazimutes (α_S), bei denen durch direkte Spiegelung Reflektionen am PV-Generator auftreten können.

$\alpha \sim$ Azimutwinkel PV – Modul

$\beta \sim$ Neigungswinkel PV – Modul

$\vec{b} \sim$ Ortsvektor Beobachter

$\vec{p} \sim$ Ortsvektor PV – Element

Berechnungsmethode:

Bestimmen des Normalenvektors PV

$$\vec{n} = \begin{pmatrix} -\sin \beta * \sin \alpha \\ -\sin \beta * \cos \alpha \\ \cos \beta \end{pmatrix}$$

Bestimmen des Richtungsvektors vom Beobachter zur PVA, wobei der Koordinatenursprung auf den Beobachter gesetzt wird.

$$\vec{r} = \vec{p} - \vec{b}$$

$$\vec{d} = -(\vec{n} * \vec{r}) * \vec{n}$$

Abstand des Beobachters zur PVA

$$d = \vec{n} * \vec{d}$$

Wenn $d < 0$ – Sonne auf Rückseite PV-Modul – keine Spiegelung

$$\vec{r}' = \vec{r} + 2 * \vec{d}$$

$$\gamma_S = \Delta\gamma_S + \arcsin \frac{r'_z}{\|\vec{r}'\|}$$

$$\alpha_S = \Delta\alpha_S - \arctan \frac{-r'_x}{r'_y}$$

Wobei nach LAI $\Delta\gamma_S = 0$ und $\Delta\alpha_S = 0$

Des Weiteren wird der Winkel zwischen dem Sonnenstand und dem Spiegelbild vom Beobachter aus gesehen ermittelt.

$$\kappa = \cos^{-1} \frac{\vec{r} * \vec{r}'}{r * r'}$$

Nach LAI wird eine reflektierte Lichtquelle erst bei einem Winkel $> 10^\circ$ als eigene Lichtquelle vom Menschen wahrgenommen.

Nach DIN 5034-2 lässt sich der Sonnenstand abhängig von Uhrzeit und Datum berechnen.

$\varphi \sim$ geogr. Breite

$\lambda \sim$ geographische Länge

$$\omega = (12h - WOZ) * \frac{15^\circ}{h} \sim \text{Stundenwinkel}$$

$$WOZ = MOZ + Zgl \sim \text{wahre Ortszeit}$$

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + 4 * \lambda \sim \text{mittlere Ortszeit}$$

$Zgl(J') \sim$ Zeitgleichung

$\delta(J') \sim$ Sonnendeklination

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega * \cos \varphi * \cos \delta + \sin \varphi * (\delta))$$

$$\alpha_S = 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S * \cos \varphi}, \text{ für } WOZ \leq 12:00 \text{ Uhr}$$

$$\alpha_S = 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S * \cos \varphi}, \text{ für } WOZ > 12:00 \text{ Uhr}$$

e. Reflektionsverhalten von PV-Modulen

Eine Blendung wird an einer reflektierenden Oberfläche verursacht. Die Module sind nach aktuellem Stand der Technik mit reflexionsarmen Solar-Sicherheitsglas ausgestattet (eine Abweichung der Moduloberfläche wird explizit ausgewiesen)

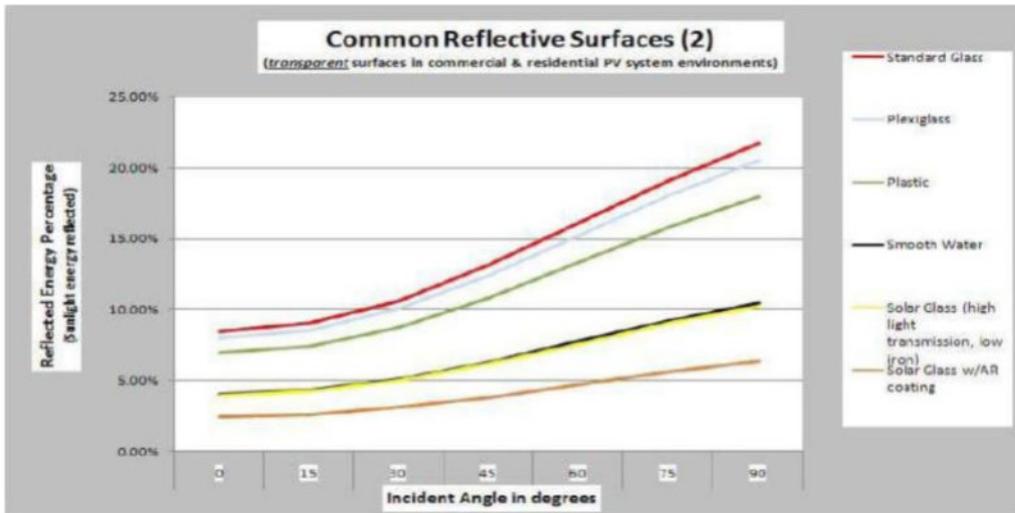


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass nasse PV-Oberflächen deutlich veränderte Reflexionseigenschaften aufweisen. Allerdings führt die Neigung der Oberfläche der Module zu einem raschen Abfließen des Wassers, so dass nach einem Regenereignis keine erhebliche Beeinträchtigung zu erwarten ist. Die Entwicklung bei Solarmodulen zielte in der Vergangenheit unter anderem auf eine weitestgehende Minimierung der Strahlungsverluste durch Reflexionen ab. Hierzu sind Solarmodule nach dem Stand der Technik (wie das hier verwendete Modul) mit Antireflexausrüstungen durch Oberflächenstrukturierungen (mikrotexturierte Oberflächen) und weitere Entspiegelungstechniken ausgestattet. Die Reflexionen werden dabei weitestgehend minimiert. Diese Konstruktion führt zu einer erheblichen Aufweitung des reflektierten Strahls. Fokussierte, gebündelte Blendstrahlen können hierdurch nicht entstehen, es kommt allenfalls zu einem flächenhaften Lichteindruck, ähnlich Gewässerflächen. [Quelle: Dr.-Ing. Frank Dröscher, Beurteilung der möglichen Blendwirkung eines Solarparks und dessen thermischen Effekte am Verkehrslandeplatz Eberswalde-Finow].

3. Rahmenbedingungen am Standort

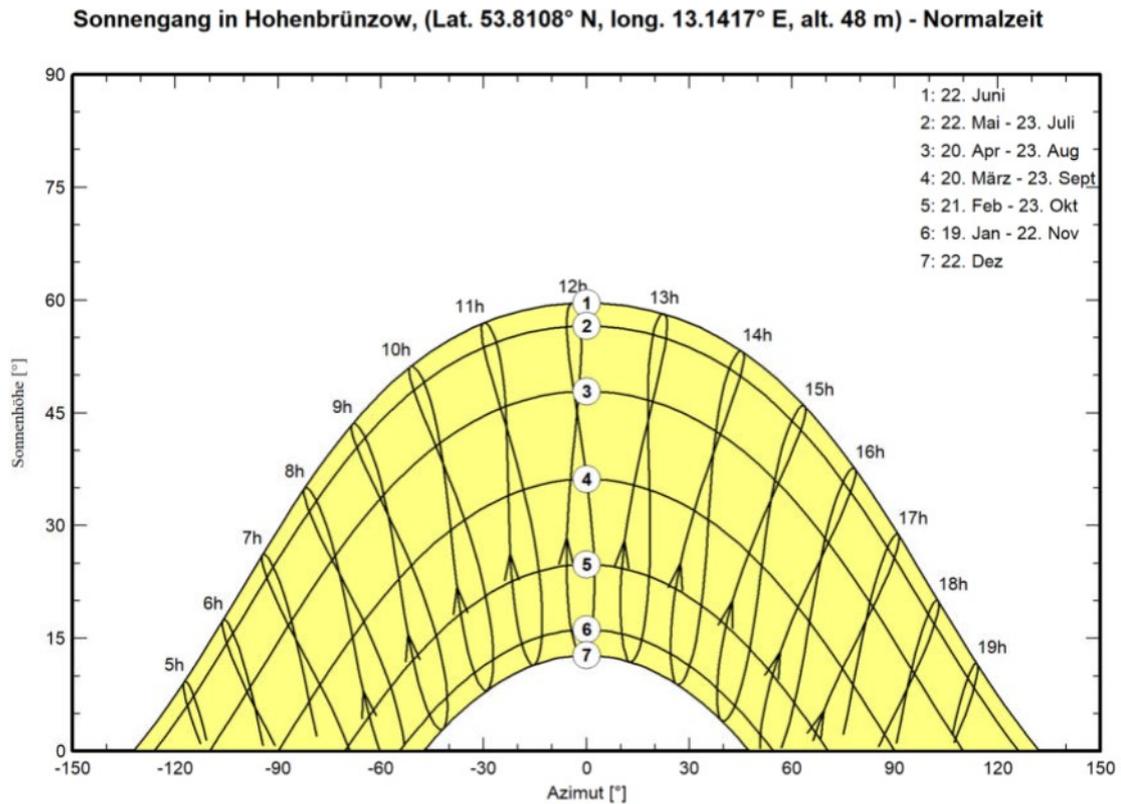


Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort

Abbildung 7 zeigt die Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort. Aus diesem Diagramm lässt sich der jeweilige Einfallswinkel der Sonne auf die Horizontale Ebene auslesen. Am Anlagenstandort ist demnach ein Sonnenhöchststand von ca. 60° möglich.

4. mögliche Immissionsobjekte

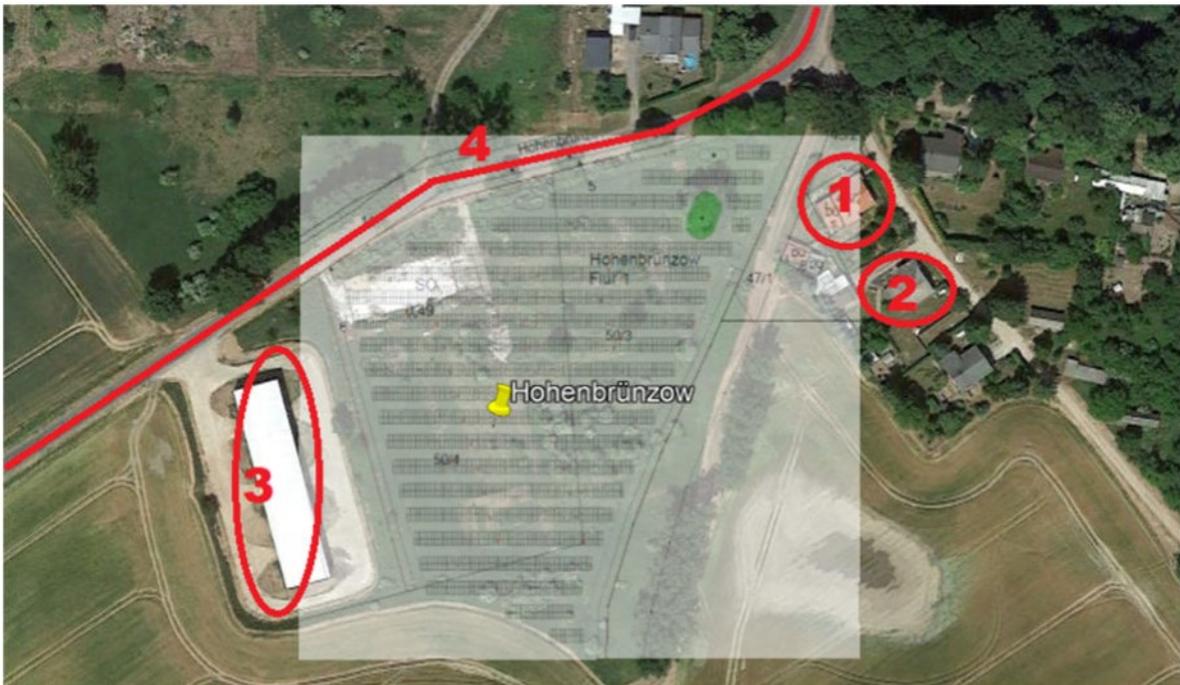


Abbildung 8: mögliche Immissionsorte [Quelle: Google Earth]

Zur Beurteilung des Blendverhaltens von PV-Anlagen müssen die einzelnen möglichen Immissionsorte festgestellt und ihre geographische Lage zur PVA ermittelt werden. Je kürzer die Entfernung eines Immissionsortes zur PVA ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit einer möglichen Blendung.

In der nachfolgenden Tabelle sind die möglichen Immissionsorte mit ihrer Entfernung zur PVA angegeben.

Nr.	Adresse / Ort	Kürzeste Entfernung zur PVA
1	Hohenbrünzow 33	18,7 m
2	Hohenbrünzow 34	60,5 m
3	Halle	28 m
4	Straße Hohenbrünzow	6 m

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA

5. Situation am Anlagenstandort

a. Bewertung der Immissionsorte



Abbildung 9: Foto von Straße auf Anlagenstandort - rechts Halle [Quelle: GoogleEarth streetview]

„Hinter“ einer PVA kann es nicht zu Reflektionen des Sonnenlichtes kommen. Die nördlichste Blendlinie von dieser PVA (Ausrichtung 0° Süd) ist -90° Ost und 90° West. Bei einer Modulneigung von 20° beträgt der maximale Winkelunterschied von der PVA zum Betrachter $\pm 23^{\circ}$ (in der Draufsicht), bei größeren Winkeln wird ein Teil des Himmels reflektiert, an dem die Sonne nie sichtbar ist.

Auf Grund dessen können sich die Entfernungen in Blendrichtung zur PVA erheblich vergrößern. Weiterhin muss eine **Sichtverbindung vom Immissionsort zur PVA vorhanden** sein, um vom reflektierten Sonnenlicht geblendet zu werden.

Laut LAI sind nur besonders schützenswerte Räume **innerhalb von 100 m zur PVA** relevant, außer bei größeren PVAs.

Weiterhin gilt eine Blendquelle erst als eigenständig, wenn der **Winkelunterschied zwischen Sonne und Blendquelle beim Betrachter größer als 10°** beträgt.

In der LAI wird nicht genauer auf den Verkehr eingegangen, etwaige Beurteilungen zu Blickrichtungen fehlen hier. Laut Richtlinie R11-3 (Blendung durch Photovoltaikanlagen) des österreichischen Verbandes für Elektrotechnik (der LAI angelehnt) sind Blendungen nur in einem **Einfallswinkel bis 30° zur Fahrtrichtung** relevant.

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA in Blendrichtung / Bewertung
1	Hohenbrünzow 33	18,7 m
2	Hohenbrünzow 34	61,5 m
3	Halle	Kein besonders schützenswerter Raum nach LAI (siehe Abbildung 9)
4	Straße Hohenbrünzow	30 m (bei Winkelunterschied zw. Sonne und Blendquelle 10°)

Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung

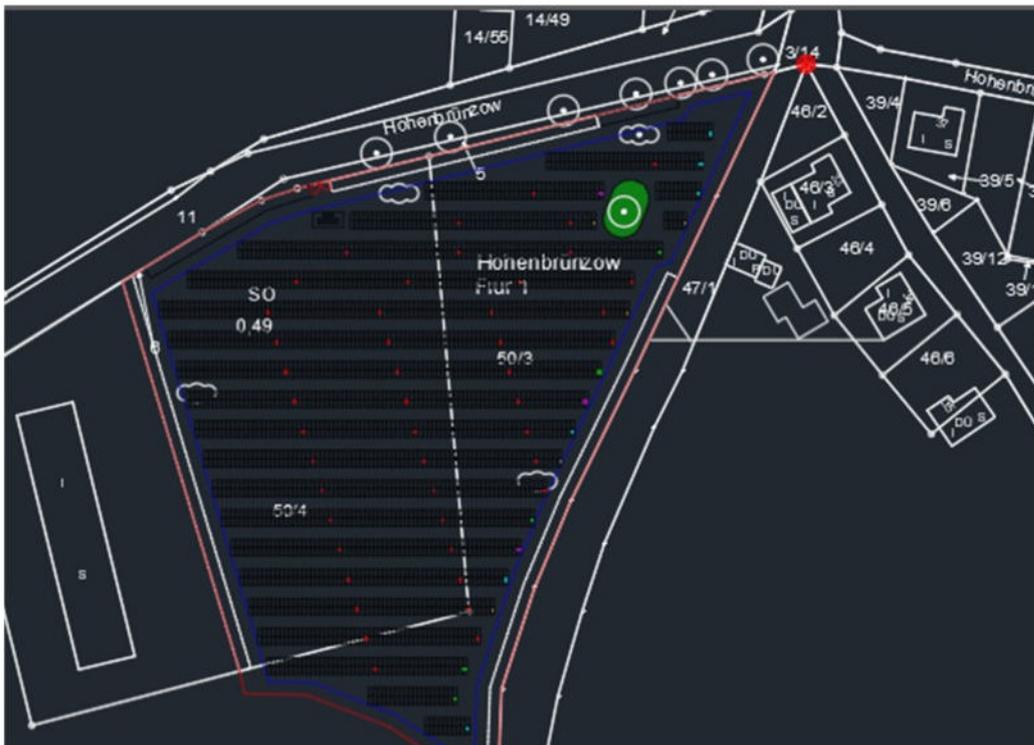


Abbildung 10: MDB-Plan [Quelle: vom Kunden]

b. Berechnung der Lichttechnik

Verkehrstechnisch relevante Orte

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter am Anlagenstandort Hohenbrünzow ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$L_S(5^\circ) = 6 \times 10^6 \left[\frac{cd}{m^2} \right] < L_S < L_S(60^\circ) 1,5 \times 10^9 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r = \text{Tabelle 4 [m]}$$

Nr.	Adresse / Ort	R – minimaler Abstand in m
4	Straße	30 m

Tabelle 4: r- minimaler Abstand

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von 60° erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei ca. 10°) auf ein Viertel der Leuchtdichte der Sonne zur Mittagssonne gesetzt und resultiert zu: (siehe Wikipedia Beleuchtungsstärke Sonne 60°, klarer Himmel = 90.000lx – Sonne 16°, klarer Himmel = 20.000 lx)

$$L_S = 3,3 \times 10^8 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 6 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7%. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 23,3 \times 10^6 [cd] < 2,4 \times 10^7 [cd]$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{2,4 \times 10^7 [cd]}{2\pi r^2} \left[\frac{cd}{m^2} \right] \cong \text{Tabelle 5} \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Nr.	Adresse / Ort	L_B in $\left[\frac{cd}{m^2}\right]$
4	Straße	$4,2 \times 10^3$

Tabelle 5: Leuchtdichte beim Betrachter

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

Auf der Straße liegt die Leuchtdichte leicht über dem Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen $10^2 < L_U < 10^3$); und somit weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung L_A .

$$L_B = \text{Tabelle 5} \left[\frac{cd}{m^2}\right] < L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2}\right]$$

Bei einer Straße handelt es sich laut BImSch nicht um besonders schützenswerte Räume. Die Berechnung der Blendzeiten nach LAI können hierfür also nicht betrachtet werden. Die LAI geht nicht weiter auf die Beeinflussung von Blendung im Verkehr ein. Bei der Betrachtung der Störung durch Reflektion wird an dieser Stelle auf die Adaption des menschlichen Auges verwiesen, da es nur bei relativ niedrigen Sonnenständen zu Reflektionen kommt und das Auge dann durch den niedrigen Sonnenstand an diese helle Umgebung angepasst ist.

Da die Leuchtdichte an dem Immissionsort kleiner als die Leuchtdichte bei Absolutblendung ist, ist eine physiologische Blendung ausgeschlossen. Die LAI unterscheidet zwischen physiologischer und psychologischer Blendung. Die psychologische Blendung beschreibt die Belästigung der Immission durch Ablenkung. Für die psychologische Blendung gelten in besonders schutzwürdigen Räumen zeitlich begrenzte Schwellwerte. Zur Festlegung der Stärke der Beurteilung wird das Blendmaß k berechnet.

Im Falle von verkehrstechnisch relevanten Orten, die nicht als besonders Schutzwürdiger Raum zu betrachten sind, soll dieser Wert die Relation der Belästigung verdeutlichen. Das Blendmaß k_s wird vornehmlich für technische Blendquellen zu Hilfe gezogen und beschreibt die Stärke der psychologischen Blendung.

$$k = 0,1 \times \frac{L_B}{\sqrt{L_U}}$$

Im vorliegenden Fall ist das Blendmaß:

Nr.	Adresse / Ort	k_s
4	Straße	13

$$k = 0,1 \times \frac{L_B}{\sqrt{10^3}}$$

Das Blendmaß k hat nach Gebietsart gegliederte Schwellwerte nach folgender Tabelle:

	Immissionsort (Einwirkungsort) (Gebietsart nach § BauNVO) [2]	Immissionsrichtwert k für Blendung		
		6 h bis 20 h	20 h bis 22 h	22 h bis 6 h
1	Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten (§ 3) ¹⁾	32	32	32
2	reine Wohngebiete allgemeine Wohngebiete (§ 4) besondere Wohngebiete (§ 4a) Kleinsiedlungsgebiete (§ 2) Erholungsgebiete (§ 10)	96	64	32
3	Dorfgebiete (§ 5) Mischgebiete (§ 6)	160	160	32
4	Kerngebiete (§ 7) ²⁾ Ge- werbegebiete (§ 8) In- dustriegebiete (§ 9)	-	-	160

Tabelle 6: max. Zulässiges Blendmaß nach Gebietsart

Auf der Straße liegt das Blendmaß unter allen zulässigen Schwellwerten der psychologischen Blendung;

Es ist also davon auszugehen, dass auch hier eine psychologische Blendung durch Ablenkung ausgeschlossen ist.

c. Astronomische Blendzeiten

Die LAI beschreibt im Anhang 2 im Besonderen die Blendwirkung von Photovoltaikanlagen. Die festgelegten Schwellwerte für die zulässige Einwirkdauer lauten: nicht mehr als **30 min pro Tag** und nicht mehr als **30 Stunden pro Jahr**. Diese Einschränkungen gelten für besonders schutzwürdige Räume.

Nr. 1 – Hohenbrünzow 33



Abbildung 11: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Hohenbrünzow 33 [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen]

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Die in Abbildung 11 markierten Punkte sind die Grenzpunkte der möglichen Blendung.

Je näher ein Beobachterpunkt an der PVA ist, desto länger ist die Blendzeit, gleiches gilt für die Höhe des Beobachters.

Bei der Berechnung der Blendzeiten wurden daher konservative Ansätze gewählt.

Die Berechnungen ergaben eine mögliche Blendung ab 04.03. um 17:29 Uhr von 1 min bis zum längsten Tag des Jahres. Und am Tag der längsten Blendung (24.04.) von 17:26 Uhr bis 17:47 Uhr. Also zwischen 1 und **21 min pro Tag**. Auf das gesamte Jahr aufsummiert sind das 2.415 min pro Jahr = **40h 15 min /a**. Die festgelegten Schwellwerte nach LAI (30 min/d und 30 h/a) werden **überschritten**.

Die in Abbildung 11 rot markierten Modultische emittieren eine psychologische Blendung und sollten nicht gebaut werden. Nach Weglassen dieser zwei Modulreihen findet eine Blendung noch ab 02.05. bis 21.08. von maximal 6 min pro Tag statt (am 02.05. von 17:55 bis 18:00 Uhr). Auf das gesamte Jahr aufsummiert sind das 666 min pro Jahr = **11h 6 min /a**. Die festgelegten Schwellwerte nach LAI (30 min/d und 30 h/a) werden deutlich **unterschritten**.

Nr. 2 – Hohenbrünzow 34

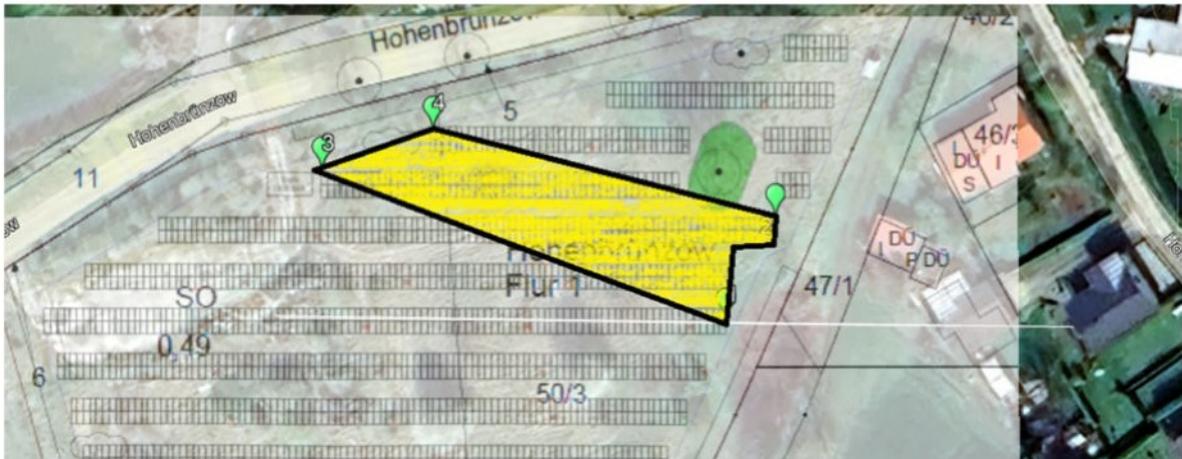


Abbildung 12: : Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Hohenbrünzow 34 [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen]

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Je näher ein Beobachterpunkt an der PVA ist, desto länger ist die Blendzeit, gleiches gilt für die Höhe des Beobachters.

Bei der Berechnung der Blendzeiten wurden daher konservative Ansätze gewählt: die Höhe vom Giebelfenster (Beobachter in 5m Höhe).

Die Berechnungen ergaben eine mögliche Blendung ab 03.04. von 1 min bis zum 19.05. (weiterhin folgend vom 05.08. bis 20.09). Am 19.04., dem Tag der längsten Blendung kann es zu einer Blenddauer von **7 Minuten** kommen. Also zwischen **1 und 7 min pro Tag**; und aufsummiert über das gesamte Jahr 548 Minuten = **9 h 8 min pro Jahr**. Die festgelegten Schwellwerte nach LAI (30 min/d und 30 h/a) werden deutlich **unterschritten**.

6. Fazit

Nr.	Adresse / Ort	Beurteilung zur Blendung
1	Hohenbrünzow 33	Astronomische Blendzeit: max. 21 min/d und 40h 15 min/a Schwellwerte nach LAI überschritten; kritische Modultische entfernen , dann 6 min/d und 11h 6 min/a mögliche Blendung
2	Hohenbrünzow 34	Astronomische Blendzeit: max. 7 min/d und 9 h 8 min/a Schwellwerte nach LAI unterschritten; Keine Blendung
3	Halle	Kein besonders schützenswerter Raum nach LAI (siehe Abbildung 9)
4	Straße Hohenbrünzow	30 m (bei Winkelunterschied zw. Sonne und Blendquelle 10°) $L_B = 4,2 \times 10^3 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$ Blendmaß $k = 13$ unterschreitet alle Schwellwerte - Keine Blendung

Tabelle 7: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte

Am vorgesehenen Anlagenstandort ist teilweise mit Belästigungen auf Grund von Blendung der geplanten PVA zu rechnen. Es wird im Gutachten der Bereich der kritischen Modultische ausgewiesen. Bei Wegfall dieser geplanten Modultische werden die Schwellwerte nach LAI eingehalten und eine Belästigung durch Blendung somit auf das zulässige Maß beschränkt. Eine Beeinträchtigung durch Blendung im Straßenverkehr ist ausgeschlossen.

7. Gewährleistung

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die verwendeten Hilfsmittel befinden sich auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik. Dennoch können Irrtümer oder Abweichungen nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Hierfür wird von uns ausdrücklich keine Haftung übernommen. Gewährleistungen jeder Art sind ausgeschlossen.

8. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beauftragung	2
Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA	11
Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung.....	13
Tabelle 4: r- minimaler Abstand.....	14
Tabelle 5: Leuchtdichte beim Betrachter.....	15
Tabelle 6: max. Zulässiges Blendmaß nach Gebietsart	16
Tabelle 7: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte.....	19

9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan.....	2
Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz	4
Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst].....	4
Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst]	5
Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst]	5
Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR].....	9
Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort.....	10
Abbildung 8:mögliche Immissionsorte [Quelle:Google Earth].....	11
Abbildung 9: Foto von Straße auf Anlagenstandort - rechts Halle [Quelle: GoogleEarth streetview].....	12
Abbildung 10: MDB-Plan [Quelle: vom Kunden]	13
Abbildung 11: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Hohenbrünzow [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen]	17
Abbildung 12: : Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Hohenbrünzow [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen]	18