

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

# JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

## Blendanalyse

### PV-Kraftwerk Letschin

#### Freilandanlage

#### Auftraggeber:

Bastian Fiedler  
Trianel Energieprojekte GmbH & Co. KG  
Krefelder Straße 203  
52070 Aachen

Ilmenau, 12.02.2020

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K0102-20005-V10

#### Auftragnehmer:

Ingenieurbüro JERA  
Heydaer Straße 5  
98704 Ilmenau

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

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis .....	1
1. Beauftragung .....	2
2. Grundlagen .....	3
3. Rahmenbedingungen am Standort .....	4
4. Fazit .....	5
5. mögliche Immissionsorte .....	6
6. Situation am Anlagenstandort – Berechnung der Lichttechnik ....	7
a. Bahnlinie .....	7
b. Gebäude 2 .....	8
c. Stallungen .....	9
d. Blendmaß .....	10
7. Gewährleistung .....	12
8. Tabellenverzeichnis .....	12
9. Abbildungsverzeichnis .....	12

# 1. Beauftragung



Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes Kennzeichnung der Flächen

[Quelle: vom Kunden zur Verfügung gestellt]

Auftraggeber:	<b>Trianel Energieprojekte GmbH &amp; Co. KG</b>
Auftragsdatum:	17.01.2020
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Letschin (52°39' nördliche Breite; 14°19' östliche Länge; 2 m ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

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

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.

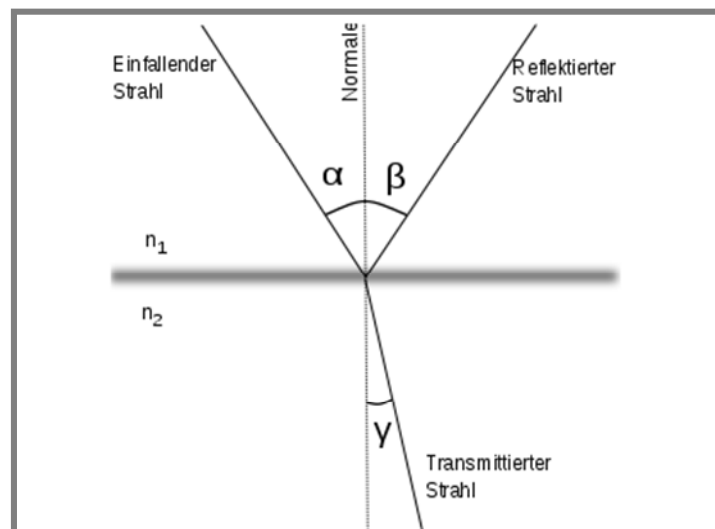


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

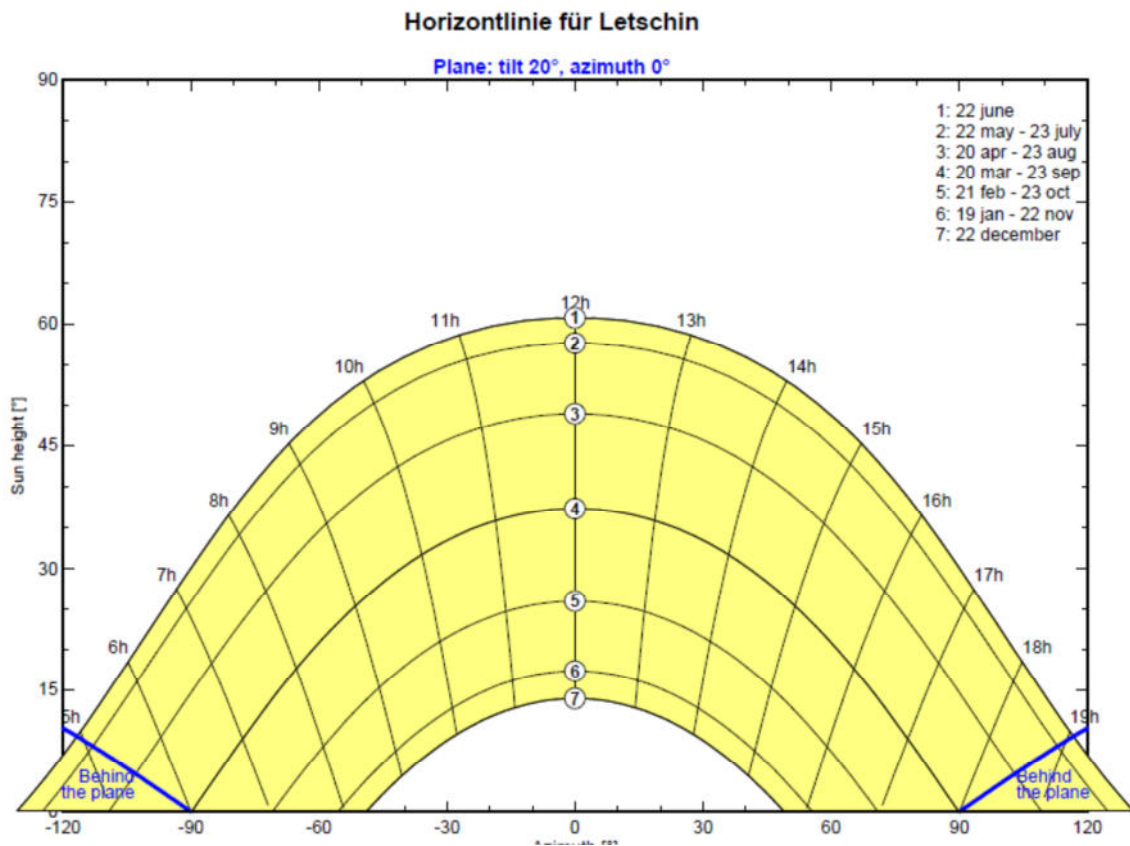
### Mathematische Berechnungsmethode

Zur Berechnung der Reflektion im Dreidimensionalen Raum kommen die mathematischen Grundlagen der Vektorberechnung zum Einsatz.

Das Koordinatensystem wird als kartesisches Koordinatensystem mit x-, y- und z-Achse angenommen. Der Sonneneinfallstrahl wird als Vektor  $\mathbf{S}$  dargestellt, die Modulebene als M. Auf der Modulebene M wird ein Hilfsvektor  $\mathbf{h}$  eingeführt, welcher durch den Koordinatenursprung verläuft, senkrecht zu  $\mathbf{S}$  steht und Element von M ist.  $\mathbf{h}$  und der Normalenvektor von M spannen eine Ebene auf. Diese Ebene ist die Spiegelungsebene SE zum Sonneneinfallvektor  $\mathbf{S}$  und steht in Abhängigkeit der Sonnenneigung, des Sonnenazimuts und der Modulneigung.

Es wird ein beliebiger Punkt (A) auf  $\mathbf{S}$  gewählt und dieser an SE gespiegelt – es folgt A'. Der Koordinatenursprung und A' beschreiben den Spiegelungsvektor  $\mathbf{S}'$ . Mit diesem Vektor lassen sich der Ausfallswinkel der Spiegelung als Azimut und Neigung ablesen.

### 3. Rahmenbedingungen am Standort



**Abbildung 3: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort**

Abbildung 3 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. 62° möglich.

## 4. Fazit

Eine Blendung wird an einer reflektierenden Oberfläche verursacht. Die verwendeten Module sind mit reflexionsarmen Solar-Sicherheitsglas ausgestattet.

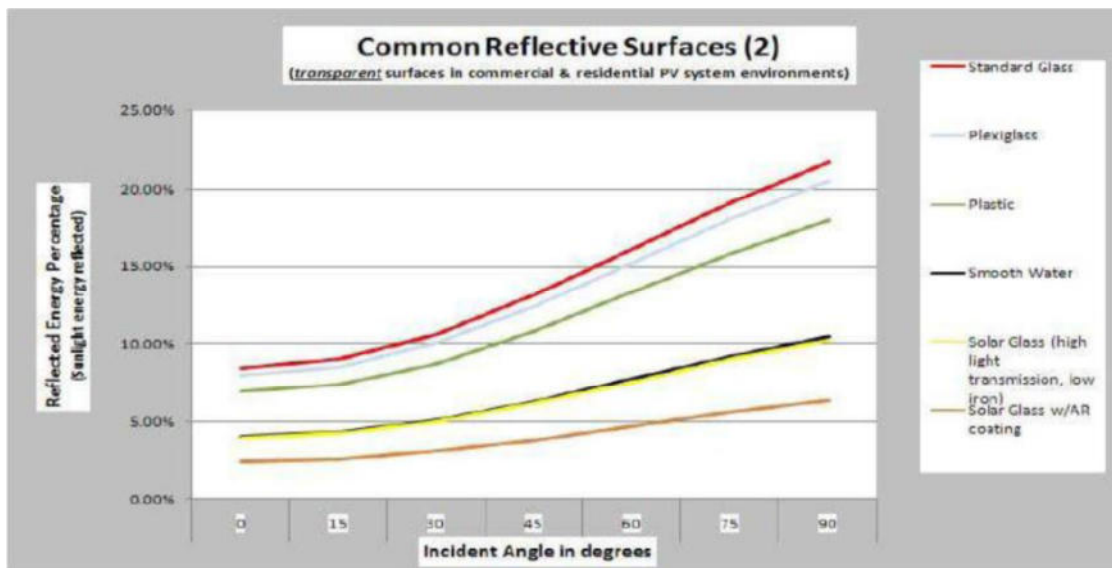


Abbildung 4: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR.

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].

## 5. mögliche Immissionsorte



Abbildung 5: mögliche Immissionsorte

Die Bahnstrecke, das Wohnhaus mittig der geplanten PVA (Wohnhaus 2), das Wohnhaus südlich der PVA (Wohnhaus 1), die Stallungen süd-westlich und die Wohnsiedlung nördlich der PVA können als mögliche Immissionsorte benannt werden.

Immissionsort	Entfernung zur PVA in Blendlinie
Bahnlinie	10 m
Wohnhaus 1	Keine Reflektionslinie möglich
Wohnhaus 2	22 m
Stallungen	240 m
Wohnsiedlung	520 m

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung

## 6. Situation am Anlagenstandort – Berechnung der Lichttechnik

### a. Bahnlinie

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (Bahnlinie) am Anlagenstandort Letschin 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

$$r = 10 [m]$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von  $62^\circ$  erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei  $25^\circ$ ) auf den linear ermittelten Wert bei Azimut  $25^\circ$  zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

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

Nach Abbildung 4 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 38,5 \times 10^6 [cd] < 3,9 \times 10^7 [cd]$$

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:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{3,9 \times 10^7}{6,3 \times 10^2} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \cong 6,2 \times 10^4 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

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

**Dies ist eine deutliche Aufhellung im Vergleich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ), liegt aber noch unter dem Grenzwert der Absolutblendung  $L_A$ .**

$$L_B = 6,2 \times 10^4 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] < L_A = 1,0 \times 10^5 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$



## b. Gebäude 2

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (Gebäude im südlichen Teil der PVA) am Anlagenstandort Letschin ist wie folgt möglich:

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

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r = 22 \text{ [m]}$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von  $62^\circ$  erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei  $25^\circ$ ) auf den linear ermittelten Wert bei Azimut  $25^\circ$  zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

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

Nach Abbildung 4 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 38,5 \times 10^6 \text{ [cd]} < 3,9 \times 10^7 \text{ [cd]}$$

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:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{3,9 \times 10^7}{3,0 \times 10^3} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \cong 1,3 \times 10^4 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

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

**Dies liegt über dem Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ), liegt aber weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung  $L_A$ .**

$$L_B = 1,3 \times 10^4 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

## c. Stallungen

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (Stallungen südwestlich) am Anlagenstandort Letschin 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

$$r = 240 [m]$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von 62° erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei 25°) auf den linear ermittelten Wert bei Azimut 25° zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

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

Nach Abbildung 4 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 38,5 \times 10^6 [cd] < 3,9 \times 10^7 [cd]$$

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:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{3,9 \times 10^7}{3,6 \times 10^5} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \cong 1,1 \times 10^2 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

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

**Dies liegt im Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ), und somit weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung  $L_A$ .**

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

**Die Wohnsiedlung befindet sich noch weiter entfernt, somit ist auch hier die Absolutblendung ausgeschlossen.**

**Die Leuchtdichte der Solarmodule beim Betrachter (alle möglichen Immissionsorte) ist jeweils kleiner als die Leuchtdichte, die bei der Absolutblendung auftreten kann.**

## d. Blendmaß

Somit ist die 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. Als besonders schutzwürdige Räume sind Wohnhäuser zu betrachten. Zur Festlegung der Stärke der Beurteilung wird das Blendmaß  $k$  berechnet.

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

Im vorliegenden Fall wird das Blendmaß für das Gebäude im südlichen Teil der PVA mit einer Entfernung von min. 22 m zum nächststehenden PV-Modul berechnet.

$$L_B = 1,3 \times 10^4 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

$$k = 0,1 \times \frac{1,6 \times 10^4}{\sqrt{10^2}} = 130$$

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) <sup>1)</sup>	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) <sup>2)</sup> Ge- werbegebiete (§ 8) In- dustriegebiete (§ 9)	-	-	160

**Tabelle 3: Immissionsrichtwert  $k$  zur Festlegung der maximal zulässigen Blendung durch technische Lichtquellen**

**Das Blendmaß  $k$  unterschreitet die Schwellwerte für Dorf- / Mischgebiete in den in Frage kommenden Uhrzeiten. Vor 6.00 Uhr und nach 22.00 Uhr ist nicht mit Blendungen durch Reflektion des Sonnenlichtes zu rechnen.**

**Somit ist die psychologische Blendung im Gebäude 2 ebenfalls ausgeschlossen. Die Stallungen liegen viel weiter entfernt, wodurch eine psychologische Blendung hier ebenfalls ausgeschlossen ist. Bahnlinien gelten nicht als besonders schützenswerte Räume – eine Berechnung des Blendmaßes ist somit nicht notwendig.**

**Die LAI beschreibt im Anhang 2 im Besonderen die Blendwirkung von Photovoltaikanlagen. Die festgelegten Schwellwerte für die zulässige Einwirkdauer gelten nur bei Absolutblendung, welche im vorliegenden Fall ausgeschlossen ist.**

## 7. Gewährleistung

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die für die Berechnungen 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 in Blendrichtung.....	6
Tabelle 3: Immissionsrichtwert k zur Festlegung der maximal zulässigen Blendung durch technische Lichtquellen.....	10

## 9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes Kennzeichnung der Flächen .....	2
Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz .....	3
Abbildung 3: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort .....	4
Abbildung 4: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR. .....	5
Abbildung 5: mögliche Immissionsorte .....	6