

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

# JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

## Blendanalyse

### PV-Kraftwerk Ebenheid

#### Freilandanlage

**Auftraggeber:**

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

Ilmenau, 26.04.2021

Version Nr.: 1.1

Gutachtennummer: BAL-K102-21009-V11

**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 .....	13
a. Bewertung der Immissionsorte .....	13
b. Berechnung der Lichttechnik .....	14
c. Astronomische Blendung .....	16
6. Fazit .....	18
7. Gewährleistung .....	18
8. Tabellenverzeichnis .....	19
9. Abbildungsverzeichnis .....	19

# 1. Beauftragung



**Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan des Anlagenstandortes**

*[Quelle: GoogleEarth, Modulbelegungsplan vom Kunden zur Verfügung gestellt]*

Auftraggeber:	Trianel Energieprojekte GmbH & Co. KG Krefelder Straße 203 52070 Aachen
Auftragsdatum:	19.04.2021
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Ebenheid (49°43' nördliche Breite; 9°21' östliche Länge; 380-398 m ü. NN.)

**Tabelle 1: Beauftragung**

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form des Modulbelegungsplanes vom geplanten Standort zur Verfügung.

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.

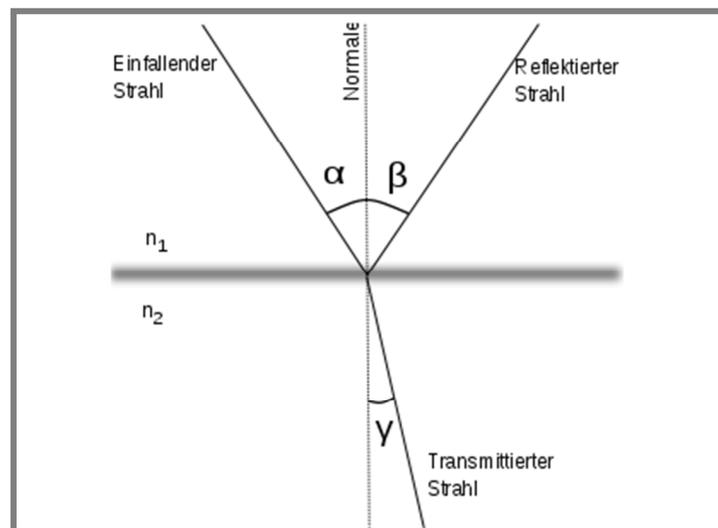


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

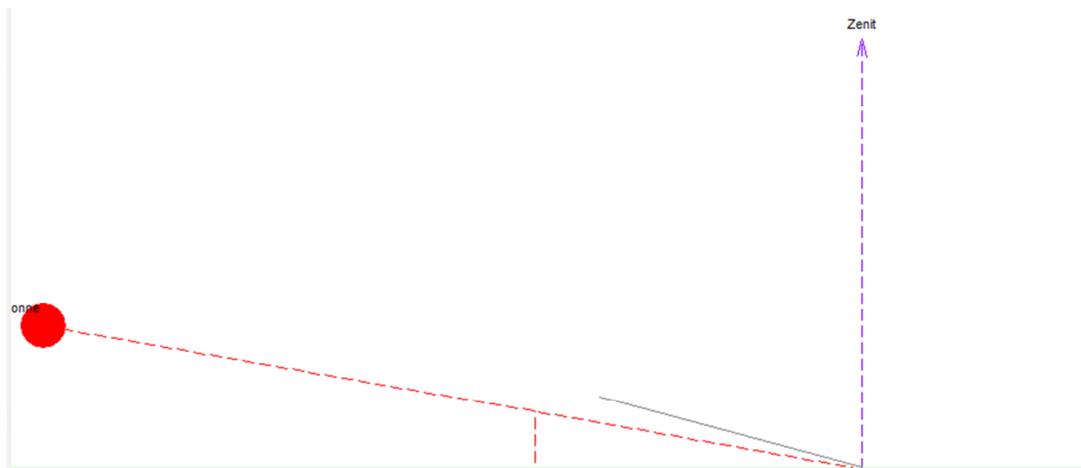
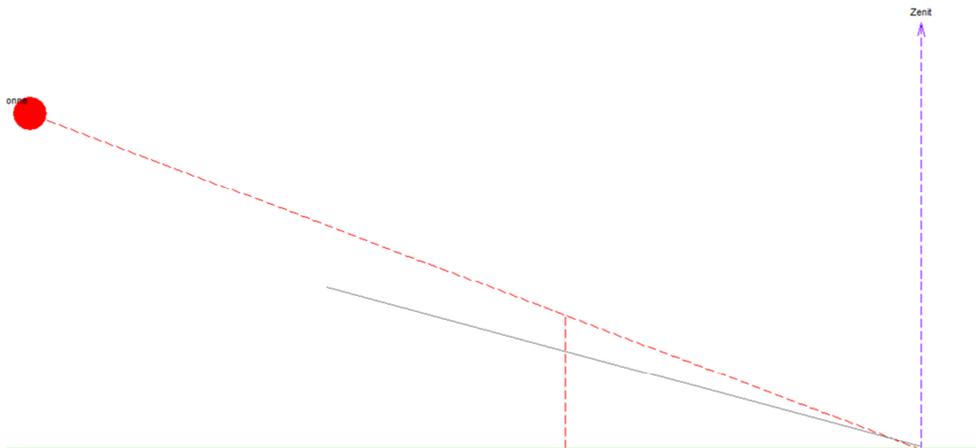
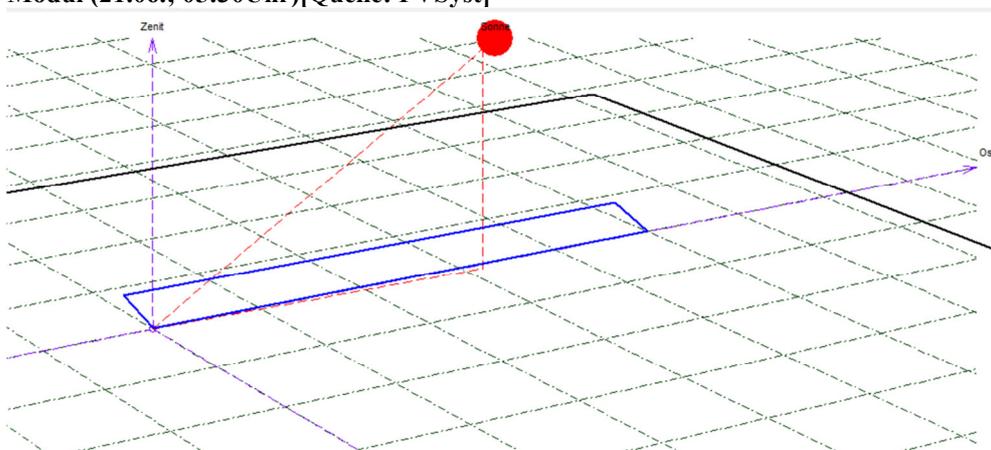


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst]



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

## d. Mathematische Berechnungsmethode der astronomischen Blendzeiten

*Anwendungsbereich bei psychologischer Blendung*

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

$\alpha$  ~ Azimutwinkel PV – Modul

$\beta$  ~ Neigungswinkel PV – Modul

$\vec{b}$  ~ Ortsvektor Beobachter

$\vec{p}$  ~ 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)

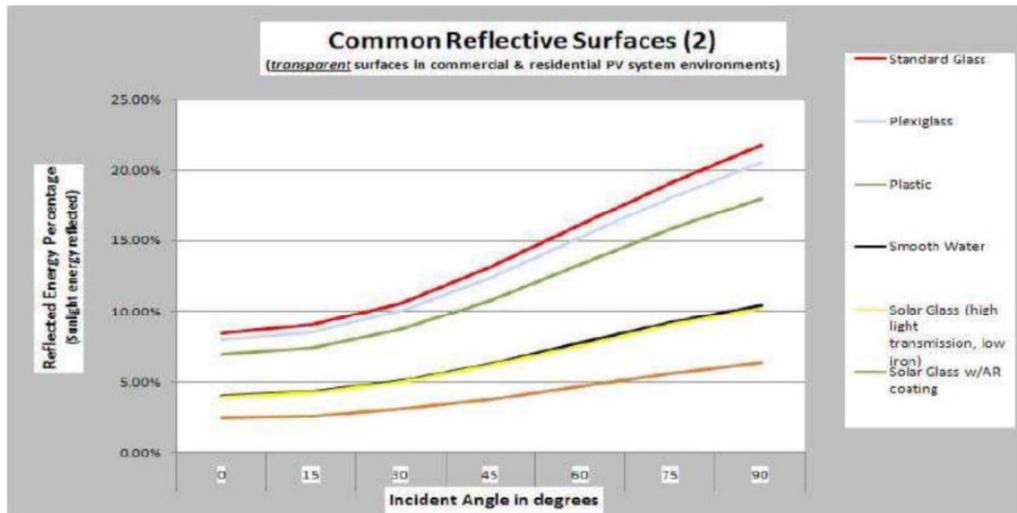


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

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

Sonnengang in Ebenheid, (Lat. 49.7100° N, long. 9.3500° E, alt. 380 m) - Normalzeit

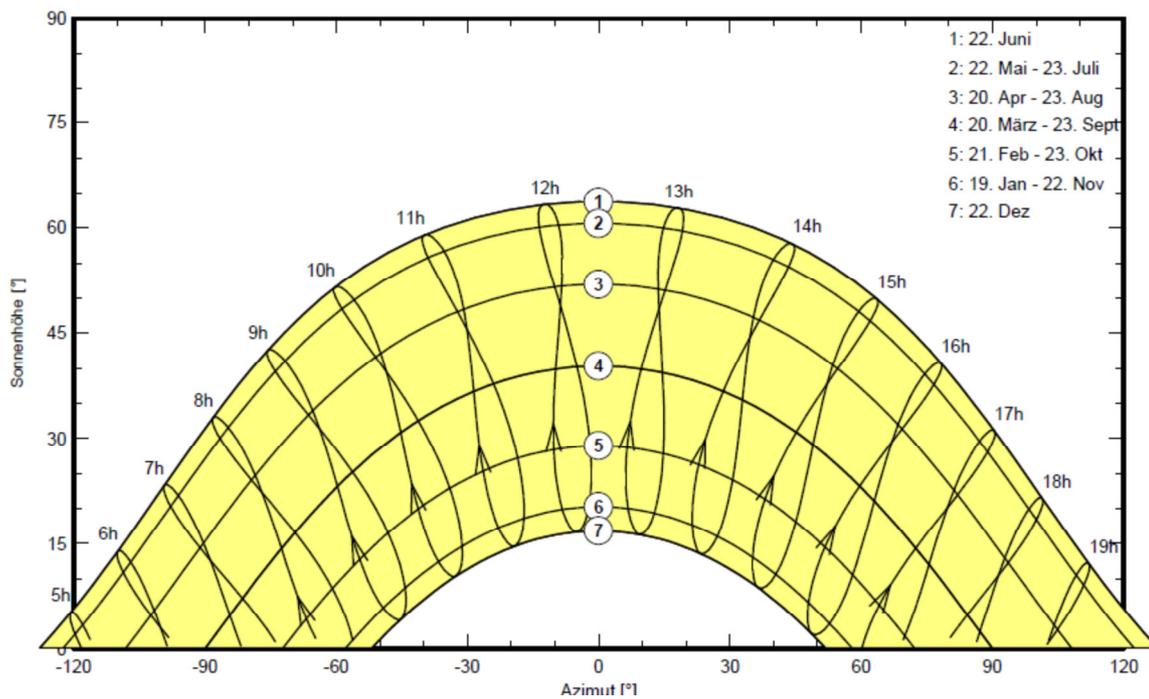


Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort

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. 63° möglich.

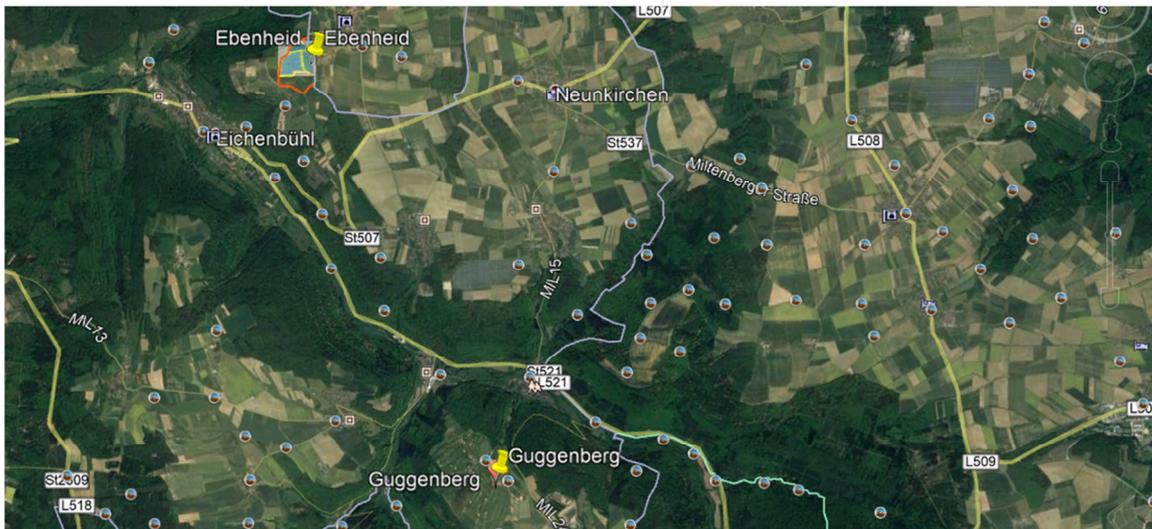
## 4. mögliche Immissionsobjekte



Abbildung 8: mögliche Immissionsorte Ebenheid [Quelle: Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden]



Abbildung 9: mögliche Immissionsorte – umliegende Ortschaften [Quelle: Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden]



**Abbildung 10: mögliche Immissionsorte –Ortschaften Guggenberg [Quelle:Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden]**

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 diesem Gutachten werden zunächst die besonders Schutzwürdigen Räume, welche der geplanten PVA am nächsten liegen, betrachtet. Des Weiteren werden die verkehrsrelevanten Immissionsorte und ihre Lage zur PVA betrachtet.

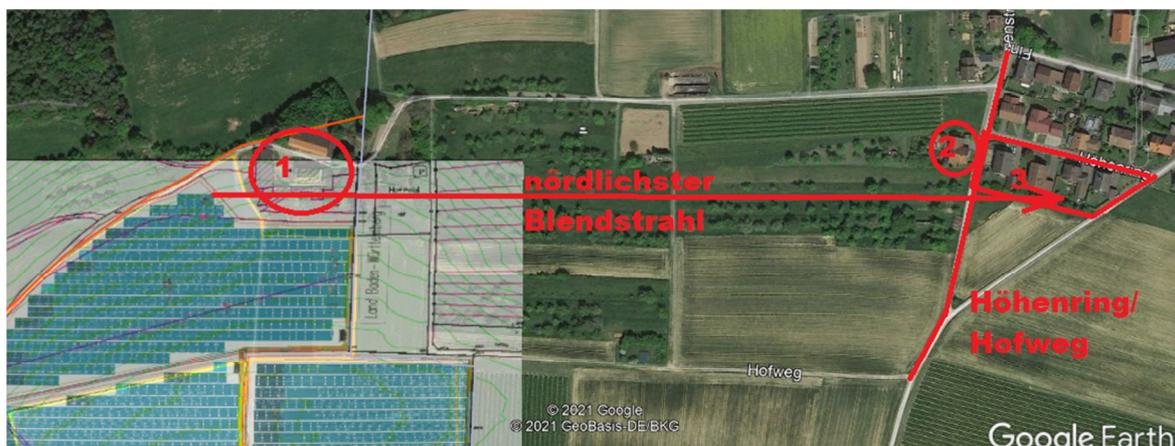
In der nachfolgenden Tabelle sind die möglichen Immissionsorte mit ihrer Entfernung zur PVA angegeben.

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA
1	Ebenheider Hof	20 m
2	Höhenring 15	435 m
3	Höhenring 7-13	460 m
	Höhenring / Hofweg	320 m
4	Eichenbühl	880 m
5	Neunkirchen	2.880 m
6	Umpfenbach	2.260 m
7	Richelbach	3.280 m
8	Guggenberg	> 6.000 m

**Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA**

## 5. Situation am Anlagenstandort

### a. Bewertung der Immissionsorte



**Abbildung 11: nördlichste Blendlinie**

Bei einer Modulneigung von 20° beträgt der maximale Winkelunterschied von der PVA zum Betrachter 23°, bei größeren Winkeln wird ein Teil des Himmels Reflektiert, an dem die Sonne nie sichtbar ist. Weiterhin kann maximal nach genau West oder genau Ost reflektiert werden. Auf Grund dieser Tatsachen werden die Entfernungen vom Beobachter zur Sonnenlicht reflektierenden PVA größer, bzw. einige Immissionsorte können ausgeschlossen werden.

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA in Blendrichtung
1	Ebenheider Hof	70 m – nur auf Nebenglass, Wohnhaus nördlich
2	Höhenring 15	nördlich
3	Höhenring 7-13	610 m nur auf Nr. 9 und 7
	Höhenring / Hofweg	320 m
4	Eichenbühl	880 m
5	Neunkirchen	2.880 m
6	Umpfenbach	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand
7	Richelbach	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand
8	Guggenberg	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand

**Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung**

Laut LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz) sind zur Betrachtung von Immissionen nur Objekte mit einer Entfernung von weniger als 100 m zum Emissionsort relevant. Außer bei großen Anlagen.

## b. Berechnung der Lichttechnik

### *Verkehrstechnisch relevante Orte*

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter am Anlagenstandort Ebenheid 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

$$r = 320 [m]$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von  $61^\circ$  erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei  $16^\circ$ ) auf ein Viertel der Leuchtdichte der Sonne zur Mittagssonne gesetzt und resultiert zu: (siehe Wikipedia Beleuchtungsstärke Sonne  $60^\circ$ , klarer Himmel = 90.000lx – Sonne  $16^\circ$ , 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:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{2,4 \times 10^7}{2\pi r^2} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \cong 380 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

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

**Tabelle 4: Leuchtdichten beim Betrachter**

**Dies ist keine spürbare Aufhellung im Vergleich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ), und liegt weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung  $L_A$ .**

$$L_B = 380 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

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.

## c. Astronomische Blendung

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.

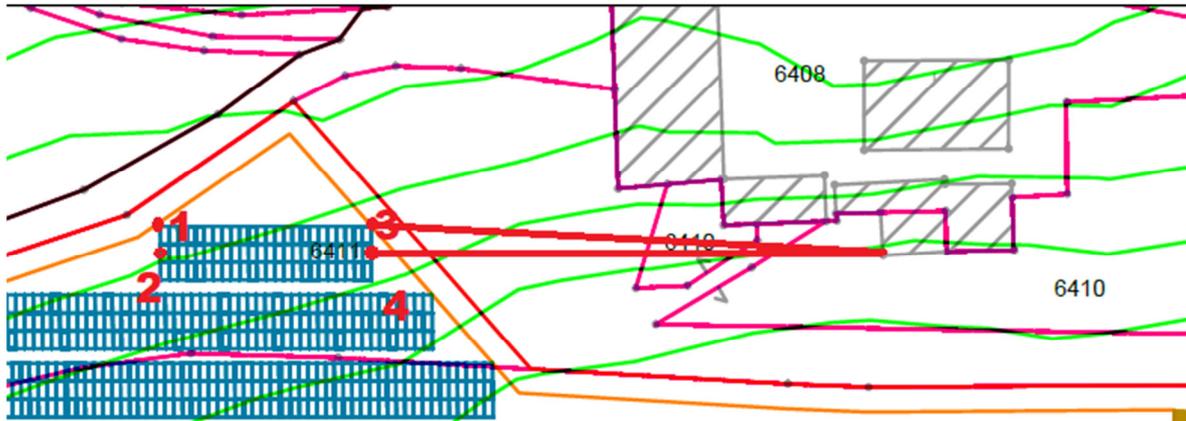


Abbildung 12 : Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen]

### **Ebenheider Hof**

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Die in Abbildung 12 markierten Punkte 1 bis 4 sind die Grenzpunkte der möglichen Blendung. Alle Punkte weisen einen Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner  $10^\circ$  auf, somit werden diese laut LAI als eine Lichtquelle zur Sonne wahrgenommen und nicht als zusätzliche Blendung. Somit ist laut Definition vom LAI nicht mit Belästigungen zu rechnen.

### **Höhenring 9**

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Alle Punkte weisen einen Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner  $10^\circ$  auf, somit werden diese laut LAI als eine Lichtquelle zur Sonne wahrgenommen und nicht als zusätzliche Blendung. Somit ist laut Definition vom LAI nicht mit Belästigungen zu rechnen.

### **Neunkirchen**

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Alle Punkte weisen einen Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner  $10^\circ$  (max.  $8^\circ$ ) auf, somit werden diese laut LAI als eine Lichtquelle zur Sonne wahrgenommen und nicht als zusätzliche Blendung. Somit ist laut Definition vom LAI nicht mit Belästigungen zu rechnen.

### **Richelbach**

Bereits zum nördlichsten Punkt von Richelbach wird ein kritischer Sonnenstand (Sonnenstand, bei dem es zu Blendung kommen kann) von  $\gamma = 14,0^\circ$  und  $\alpha = 115,6^\circ$  angegeben. An diesen Himmelskoordinaten ist die Sonne am Anlagenstandort nie sichtbar.

### **Umpfenbach**

Bereits zum nördlichsten Punkt von Umpfenbach wird ein kritischer Sonnenstand von  $\gamma = 25,6^\circ$  und  $\alpha = 145,9^\circ$  angegeben. An diesen Himmelskoordinaten ist die Sonne am Anlagenstandort nie sichtbar.

### **Eichenbühl**



**Abbildung 13: Bodenansicht - Blick von Eichenbühl Richtung PVA [Quelle: GoogleEarth]**

Vom gesamten Ort Eichenbühl ist auf Grund des nord-östlich gelegenen Berges eine Sichtverbindung zur geplanten PVA nicht möglich. Somit sind Blendungen ausgeschlossen.

### **Guggenberg**

Bereits zum nördlichsten Punkt von Guggenberg wird ein kritischer Sonnenstand von  $\gamma = 27,0^\circ$  und  $\alpha = 151,8^\circ$  angegeben. An diesen Himmelskoordinaten ist die Sonne am Anlagenstandort nie sichtbar.

## 6. Fazit

Nr.	Adresse / Ort	Beurteilung zur Blendung
1	Ebenheider Hof	Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner 10°; keine Blendung
2	Höhenring 15	nördlich
3	Höhenring 7-13	Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner 10°; keine Blendung
	Höhenring / Hofweg	$380 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll \text{Absolutblendung}$ , im Bereich der Umgebungsleuchtdichte, keine Beeinträchtigung des Straßenverkehrs
4	Eichenbühl	Keine Sichtverbindung durch Geländestruktur
5	Neunkirchen	Winkelunterschied von Sonne zu Blendquelle von kleiner 10°; keine Blendung
6	Umpfenbach	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand
7	Richelbach	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand
8	Guggenberg	Zu südlich, reflektierter Himmelsraum ohne mögl. Sonnenstand

Tabelle 5: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte

**Am vorgesehenen Anlagenstandort ist nicht mit Belästigungen auf Grund von Blendung der geplanten PVA oder Beeinträchtigung des Straßenverkehrs zu rechnen.**

## 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 .....	12
Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung .....	13
Tabelle 4: Leuchtdichten beim Betrachter .....	14
Tabelle 5: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte .....	18

## 9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan des Anlagenstandortes .....	2
Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz .....	4
Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSystem] .....	4
Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSystem] .....	5
Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSystem] .....	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 Ebenheid [Quelle: Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden] .....	11
Abbildung 9: mögliche Immissionsorte – umliegende Ortschaften [Quelle: Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden] .....	11
Abbildung 10: mögliche Immissionsorte – Ortschaften Guggenberg [Quelle: Google Earth + Modulbelegungsplan vom Kunden] .....	12
Abbildung 11: nördlichste Blendlinie .....	13
Abbildung 12 : Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort [Quelle: MDB-Plan vom Kunden, eigene Berechnungen] .....	16
Abbildung 13: Bodenansicht - Blick von Eichenbühl Richtung PVA [Quelle: GoogleEarth] .....	17