

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

# JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

## Blendanalyse

### PV-Kraftwerk Sternberg-Dabel

#### Freilandanlage

#### Auftraggeber:

Florian Faß  
MAPRONEA GMBH  
Große Grüne Straße 23  
17192 Waren (Müritz)

Ilmenau, 16.02.2024

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-125-24013-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 .....	20
7. Gewährleistung .....	21
8. Tabellenverzeichnis .....	21
9. Abbildungsverzeichnis .....	21

## 1. Beauftragung



Abbildung 1: Satellitenbild mit Kennzeichnung der geplanten Fläche

[Quelle: GoogleEarth, vom Kunden zur Verfügung gestellt]

Auftraggeber:	Florian Faß <b>MAPRONEA GMBH</b> Große Grüne Straße 23 17192 Waren (Müritz)
Auftragsdatum:	05.02.2024
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Sternberg-Dabel (53°40' nördliche Breite; 11°54' östliche Länge; 50 m ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form der Kennzeichnung der geplanten Flächen, sowie Modulaufbau 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 belastigt. 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.

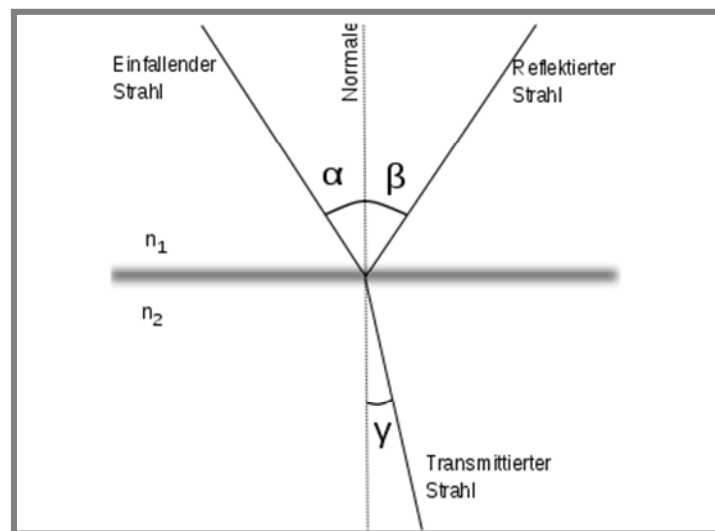


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

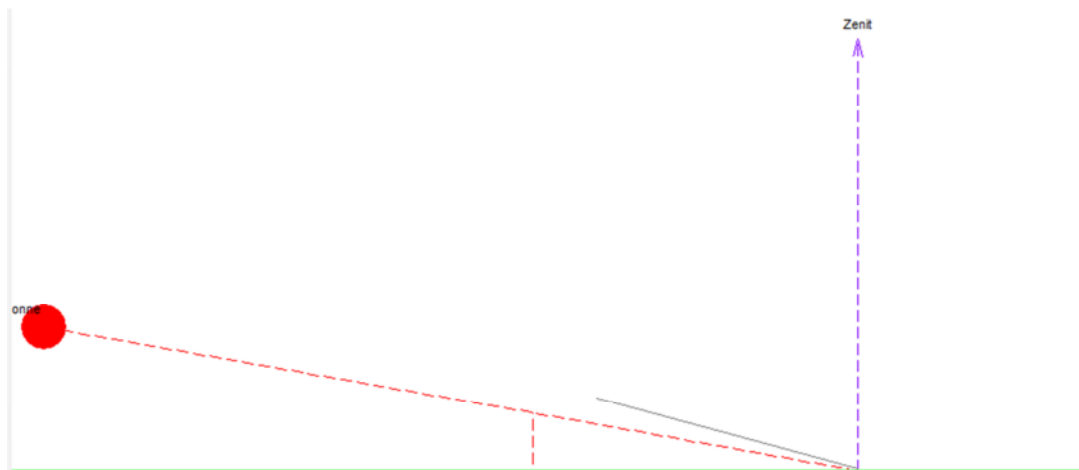
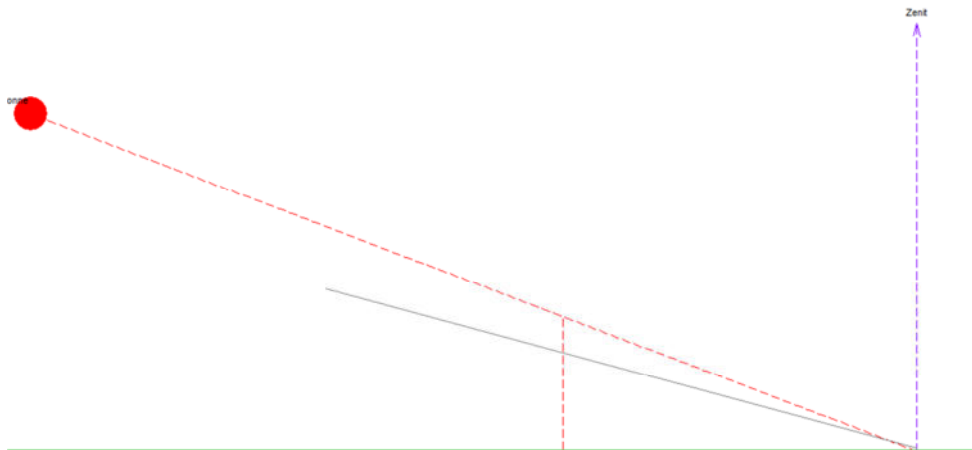
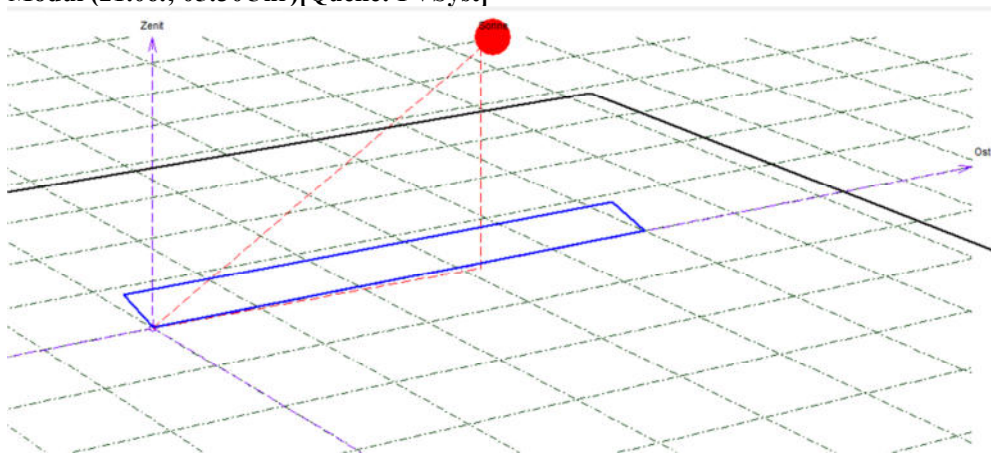


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst]



**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 Sonnenstandssituationen wie in Abbildung 4 zur Blendung beim Betrachter, also bei Sonnenazimut  $< -90^\circ$  und  $> 90^\circ$ . Diese Situationen treten vom 20.März bis 23.Semptember 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.

$\alpha \sim$  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.

$$\varphi \sim \text{geogr. Breite}$$

$$\lambda \sim \text{geographische Länge}$$

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

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

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

$$Zgl(J') \sim \text{Zeitgleichung}$$

$$\delta(J') \sim \text{Sonnendeklination}$$

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

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

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

## 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)

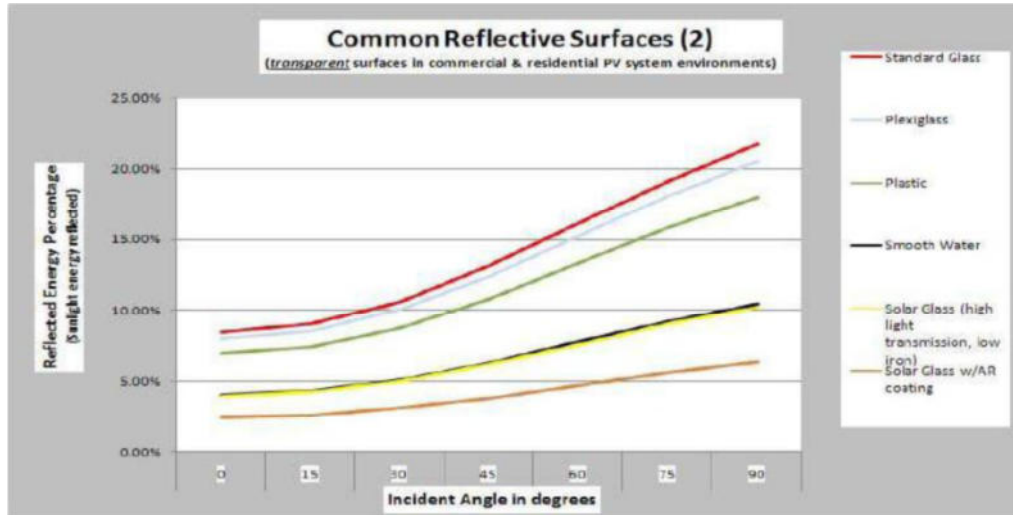
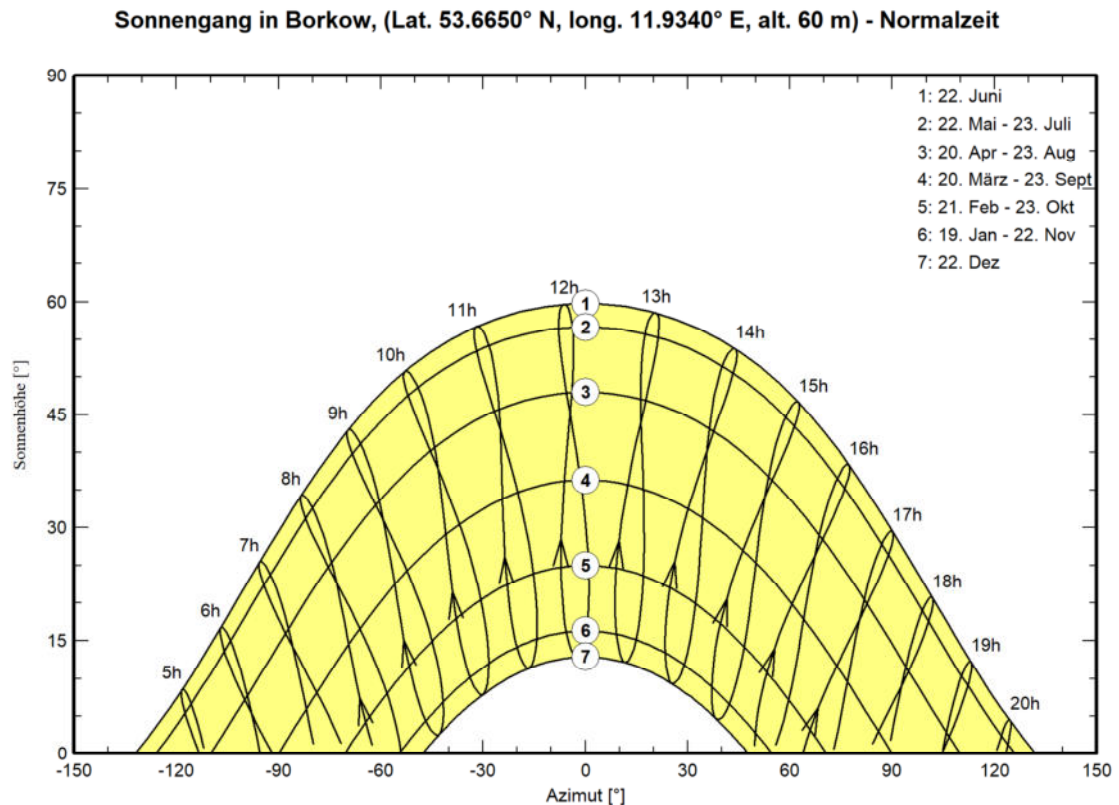


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

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	Gägelower Weg	41 m
2	Bahnhofstraße 22	118 m
3	Wohngebäude Bahnhofstr. 1-23	118 m
4	Ehem. Bahnhof	100 m
5	Wohngebäude Roter Strumpf	80 m
6	Windmühle	158 m
7	L16	17 m
8	B192	53 m
9	Bahnstrecke Sternberg-Dabel	5 m

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA

## 5. Situation am Anlagenstandort

### a. Bewertung der Immissionsorte

„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 zwischen 15° und 25° beträgt der maximale Winkelunterschied von der PVA zum Betrachter  $\pm 22 - 24^\circ$  (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	Gägelower Weg	Zu südlich
2	Bahnhofstraße 22	216 m >> 100 m nach LAI
3	Wohngebäude Bahnhofstr. 1-23	154 m >> 100 m nach LAI
4	Ehem. Bahnhof	TA West zu südlich, TA Ost: 440m>>100m LAI
5	Wohngebäude Roter Strumpf (1A)	<b>114 m</b> >100m, da aber große Fläche astron. Blendzeiten dennoch berechnen
6	Windmühle	<b>158 m</b> > 100m, da aber große Fläche astron. Blendzeiten dennoch berechnen
7	L16	Fahrtrichtung NO bei 30° zur Fahrtrichtung <b>32 m</b>
8	B192	Fahrtrichtung SO 40° minimaler Einstrahlwinkel zur Fahrtrichtung >30°-> keine Blendung nach R11-3
9	Bahnstrecke Sternberg-Dabel	Fahrtrichtung SO 40° minimaler Einstrahlwinkel zur Fahrtrichtung >30°-> keine Blendung nach R11-3

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

Die Bahnstrecke wird zwar selten befahren, ist aber nicht stillgelegt. Da eine Reflektion auf einen Lokführer mindestens 40° seitlich von seiner Fahrtrichtung einfällt, gilt diese Situation nach R11-3 nicht als Blendung.

## b. Berechnung der Lichttechnik

### Verkehrstechnisch relevante Orte

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter am Anlagenstandort Sternberg-Dabel 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
7	L16	32 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:

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



Nr.	Adresse / Ort	$L_B$ in $\left[\frac{cd}{m^2}\right]$
7	L16	$3,8 \times 10^3$

**Tabelle 5: Leuchtdichte beim Betrachter**

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

**Auf der L16 liegt die Leuchtdichte leicht über dem Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ). Alle Immissionsorte liegen 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	$k_s$
7	L16	12

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

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) <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 6: max. Zulässiges Blendmaß nach Gebietsart**

Auf der L16 liegt das Blendmaß unter allen zulässigen Schwellwerten der psychologischen Blendung;

Es ist also davon auszugehen, dass auch eine psychologische Blendung durch Ablenkung ausgeschlossen ist. Die leicht wahrnehmbare Aufhellung im Vergleich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte ist so gering, dass hieraus keine Störung verursacht wird.

## 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. 5 – Roter Strumpf 1A



Abbildung 9: Foto von B192 auf Wohnhaus Roter Strumpf 1A [Quelle: Google street view]

Das Wohngebäude liegt tiefer als die angrenzende B192 und auch als das Gelände der angrenzenden PVA. Die Giebelfenster sind daher auf einer Beobachterhöhe im Vergleich zur PVA von nur 2m.

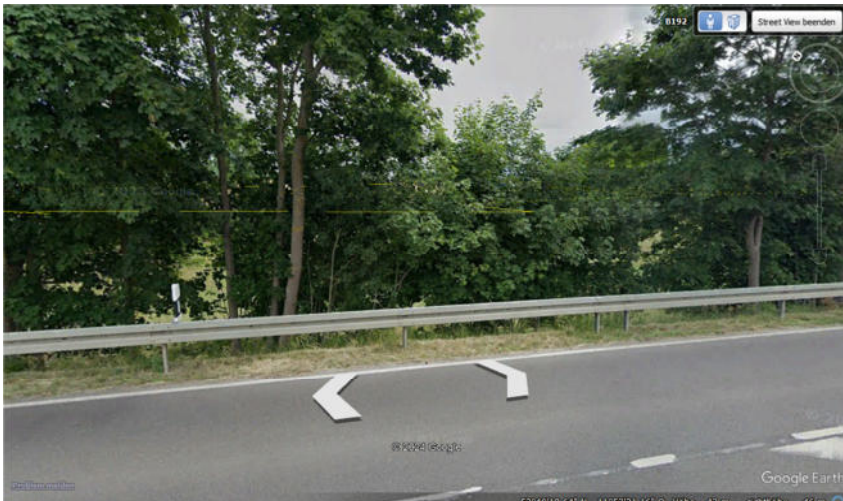


Abbildung 10: Blick in Höhe des Beobachters von Immissionsort 5 auf geplante Fläche - Sichtschutz durch Baum- und Heckenbewuchs [Quelle: Google Earth Streetview]

Trotz des Sichtschutzes durch den natürlichen Bewuchs wird im vorliegenden Gutachten die astronomische Blendzeit berechnet, da sich die Gewächse nicht auf dem Grundstück der PVA befinden.



Abbildung 11: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Roter Strumpf 1A [Quelle: Google Earth, 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.

Die Berechnungen ergaben eine mögliche Blendung ab 25.04. um 5:50 Uhr von 1 min und am längsten Tag des Jahres von 05:38 Uhr bis 05:45 Uhr. Also zwischen 1 und **8 min pro Tag**. Auf das gesamte Jahr aufsummiert sind das 634 min pro Jahr (insgesamt für die Frühlings- und Sommermonate- vom 25.04. bis 07.08.)

= **10h 34 min /a.**

Die festgelegten Schwellwerte nach LAI (30 min/d und 30 h/a) werden deutlich unterschritten.



## Nr. 6 – Windmühle



Abbildung 12: Foto von L16 auf Windmühle; Wohnhaus im Hintergrund [Quelle: Google Earth, street view]

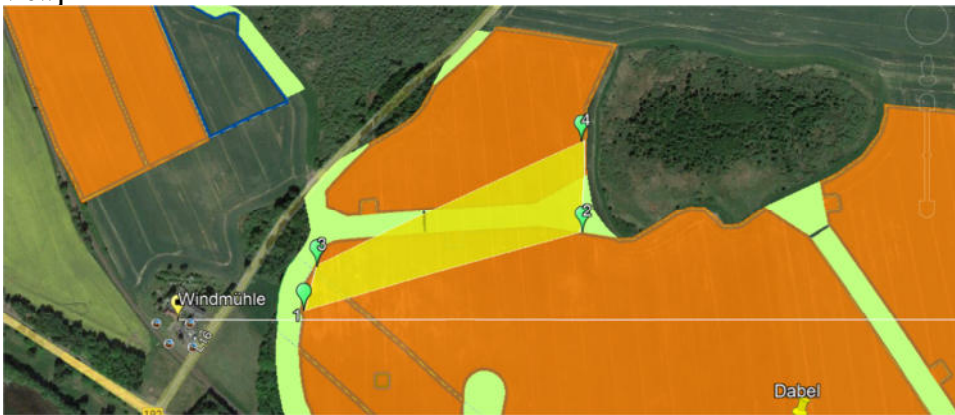


Abbildung 13: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Windmühle [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen]

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Die in Abbildung 13 markierten Punkte sind die Grenzpunkte der möglichen Blendung.

Die Berechnungen ergaben eine mögliche Blenddauer ab 04.04. um 06:15 Uhr von 1 min und am 23.04. (längste Blenddauer) von 05:52 Uhr bis 06:04 Uhr. Also zwischen 1 und **12 min pro Tag**. Auf das gesamte Jahr aufsummiert sind das 1.435 min pro Jahr (insgesamt für die Frühlings- und Sommermonate- vom 04.04. bis 28.08.)

**= 24h 55 min /a.**

Die festgelegten Schwellwerte nach LAI (30 min/d und 30 h/a) werden unterschritten. In der Realität ist davon auszugehen, dass die Blenddauer pro Tag deutlich kleiner ausfällt, da die Raumwinkelreduzierung durch das Hindernis des Daches des Gebäudes vor dem Wohngebäude nicht berücksichtigt wurde.

## 6. Fazit

Nr.	Adresse / Ort	Beurteilung zur Blendung
1	Gägelower Weg	Zu südlich <b>Keine Blendung</b>
2	Bahnhofstraße 22	216 m >> 100 m nach LAI <b>Keine Blendung</b>
3	Wohngebäude Bahnhofstr. 1-23	154 m >> 100 m nach LAI <b>Keine Blendung</b>
4	Ehem. Bahnhof	TA West zu südlich, TA Ost: 440m>>100m LAI <b>Keine Blendung</b>
5	Wohngebäude Roter Strumpf (1A)	Astronomische Blendzeit: max. 8 min/d und 10h34min/a Schwellwerte nach LAI unterschritten; <b>Keine Blendung</b>
6	Windmühle	Astronomische Blendzeit: max. 12 min/d und 24h55min/a Schwellwerte nach LAI unterschritten; <b>Keine Blendung</b>
7	L16	$L_B = 3,8 \times 10^3 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$ Blendmaß k = 12 unterschreitet alle Schwellwerte - <b>Keine Blendung</b>
8	B192	Fahrtrichtung SO 40° minimaler Einstrahlwinkel zur Fahrtrichtung >30°-> <b>keine Blendung</b> nach R11-3
9	Bahnstrecke Sternberg- Dabel	Fahrtrichtung SO 40° minimaler Einstrahlwinkel zur Fahrtrichtung >30°-> <b>keine Blendung</b> nach R11-3

Tabelle 7: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte

**Am vorgesehenen Anlagenstandort ist nicht mit Belästigungen auf Grund von Blendung der geplanten PVA oder Beeinträchtigung des Straßenverkehrs/ Bahnverkehrs 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 .....	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.....	20

## 9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit Kennzeichnung der geplanten Fläche .....	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 - Luftfahrtthandbuch AIP VFR].....	9
Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort.....	10
Abbildung 8:mögliche Immissionsorte [Quelle:Google Earth] .....	11
Abbildung 9: Foto von B192 auf Wohnhaus Roter Strumpf 1A [Quelle: Google street view] .....	17
Abbildung 10: Blick in Höhe des Beobachters von Immissionsort 5 auf geplante Fläche - Sichtschutz durch Baum- und Heckenbewuchs [Quelle: Google Earth Streetview] .....	17
Abbildung 11: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Roter Strumpf 1A [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen] .....	18
Abbildung 12: Foto von L16 auf Windmühle; Wohnhaus im Hintergrund [Quelle: Google Earth, street view] .....	19
Abbildung 13: Markierung des Bereichs der möglichen Emission auf den Immissionsort Windmühle [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen] .....	19