

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Weilberg

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Eggenfelden in Niederbayern**

**SolPEG GmbH**  
Solar Power Expert Group  
Normannenweg 17-21  
D-20537 Hamburg

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

✉ [info@solpeg.com](mailto:info@solpeg.com)

🌐 [www.solpeg.com](http://www.solpeg.com)

## Inhalt

1	Auftrag.....	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung .....	4
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung .....	7
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen .....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung .....	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
4	Ergebnisse .....	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich .....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke östlich.....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Landshuter Straße westlich .....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Landshuter Straße südöstlich .....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5 und P6, Gebäude östlich.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung .....	22
7	Anhang.....	23 - 34

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Weilberg“

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Weilberg“ (in Skizzen auch als „PVA Kirchberg“ bezeichnet) für die Bahnstrecke Neumarkt St.Veit-Passau sowie ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Weilberg“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke, sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet westlich von Eggenfelden in Niederbayern. Südlich der Fläche verläuft die Bahnstrecke Neumarkt St.Veit-Passau. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich von Eggenfelden in Niederbayern. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">48,401°N 12,729°O, 426 m ü.N.N</a>
Kürzeste Entfernung zur Bahnstrecke	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 60 m - 120 m

Übersicht über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

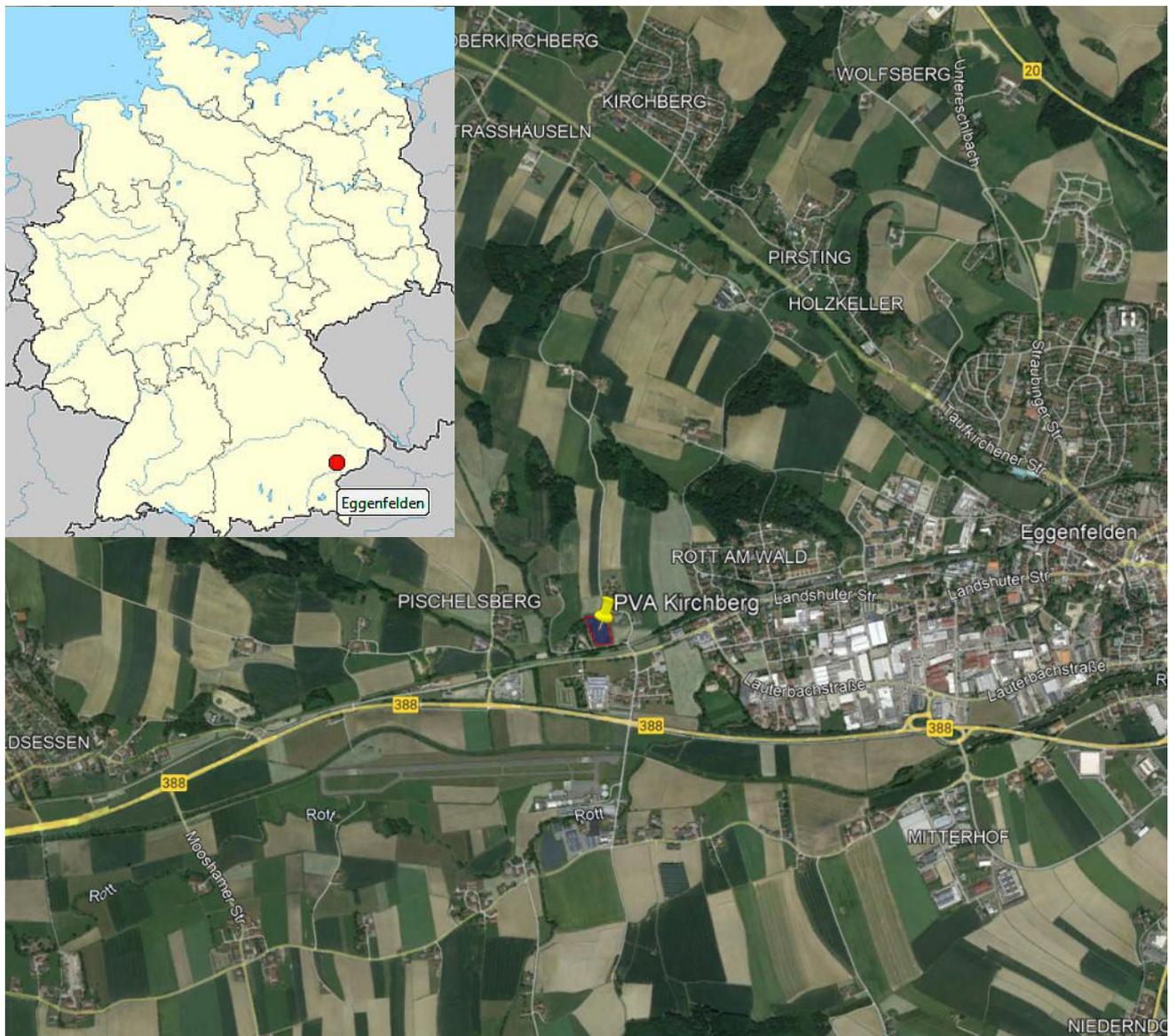


Bild 2.1.1: Luftbild der PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgenden Bilder zeigen die Fläche der geplanten PV-Anlage sowie Umgebung.



Bild 2.1.2: Detail der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)



Bild 2.1.3: Detail der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

## 2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

---

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die **vorwiegend südlich** von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die östlich gelegenen Gebäude evt. von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage vorhanden. Die Standorte werden dennoch untersucht. Weitere Gebäude werden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

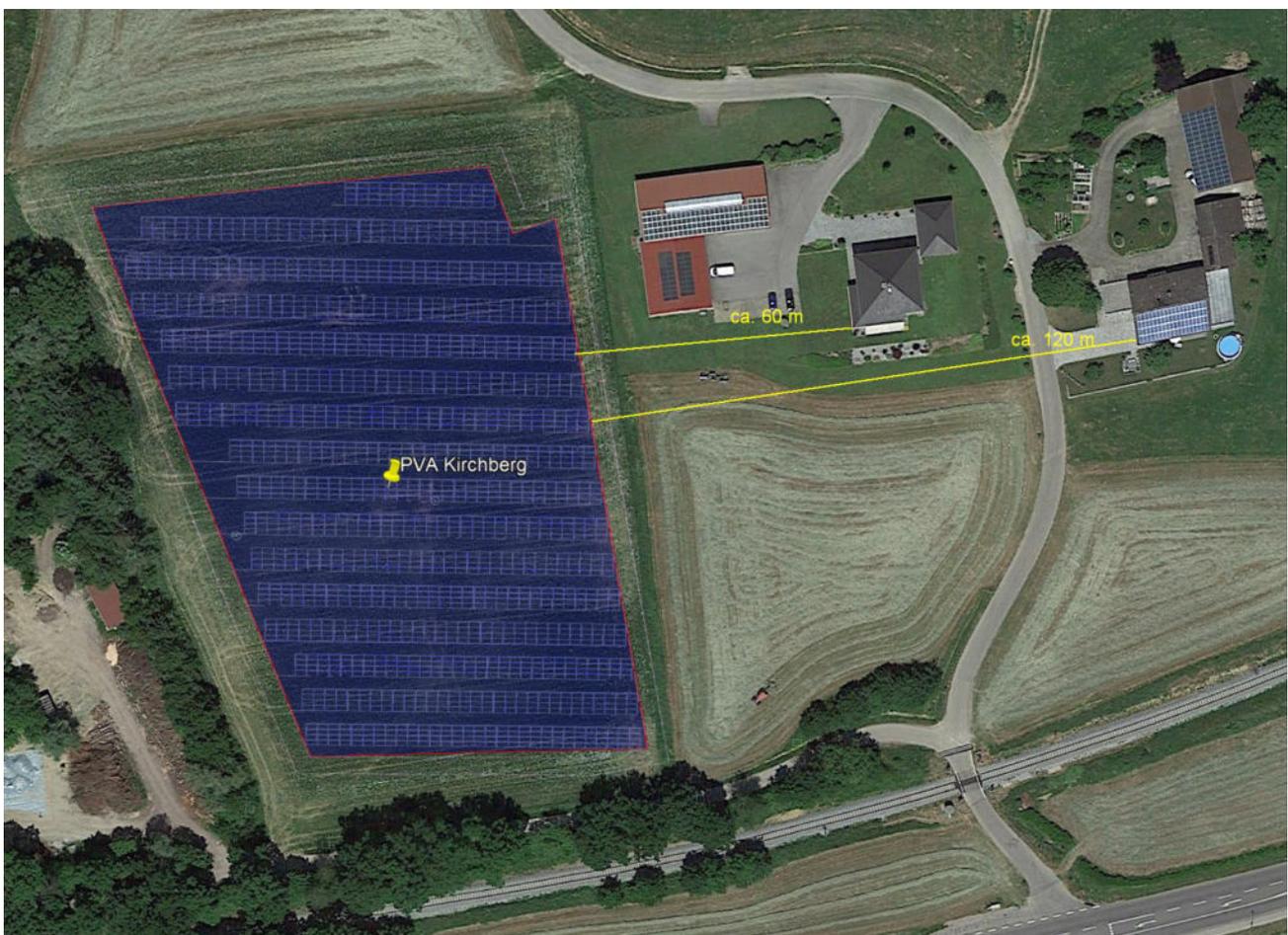


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

### 3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>2</sup> die grundsätzlich  
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-  
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von  
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da mög-  
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung  
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Textures) und Antireflexionsschichten den Anteil des  
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

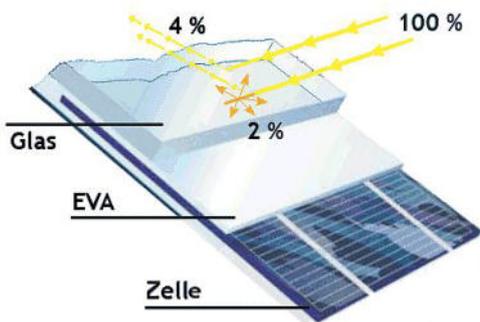


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

PV-Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>2</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

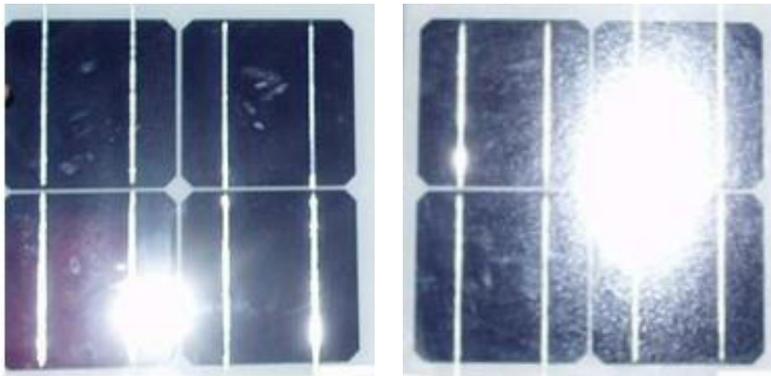


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

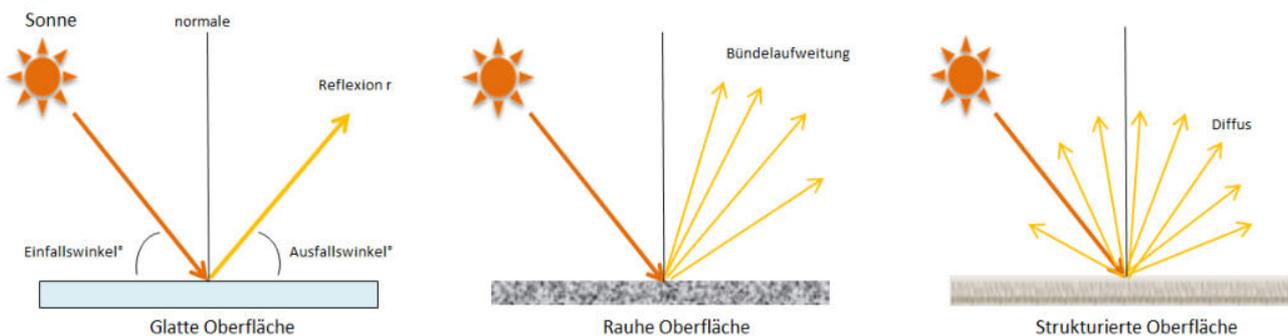


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers Canadian Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6) ]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>3</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV-Moduls (Neigung:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

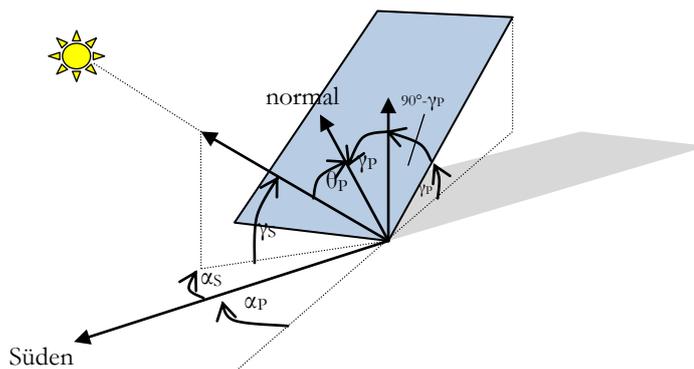


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchstmögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>4</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt. Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>5</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>3</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

<sup>4</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>5</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

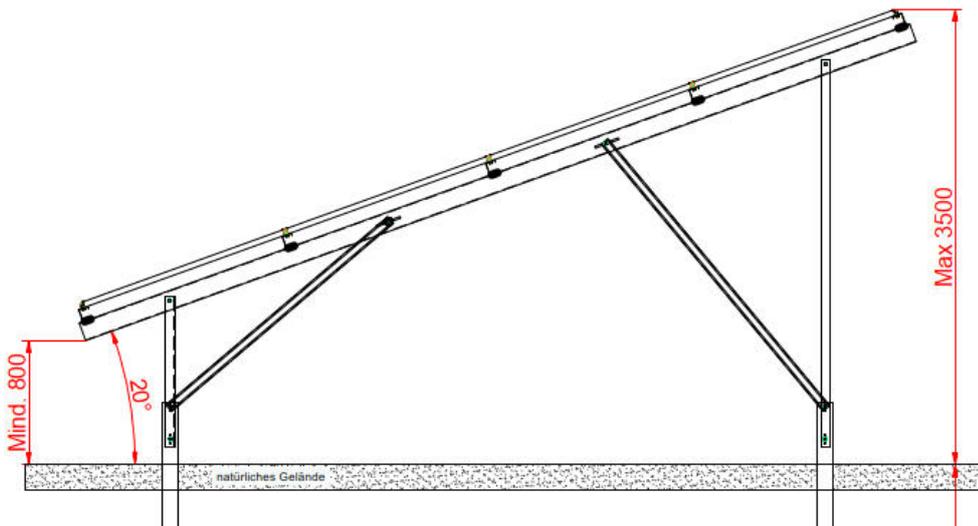


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV-Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Canadian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m - 2,65 m (max. zulässig 3,50 m)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (PKW/LKW gemittelt <sup>6</sup> )
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine wissenschaftlich anerkannten Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>7</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

<sup>6</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

<sup>7</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden exemplarisch insgesamt 6 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der Landshuter Straße sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich in Abschnitt 4. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung, und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte.

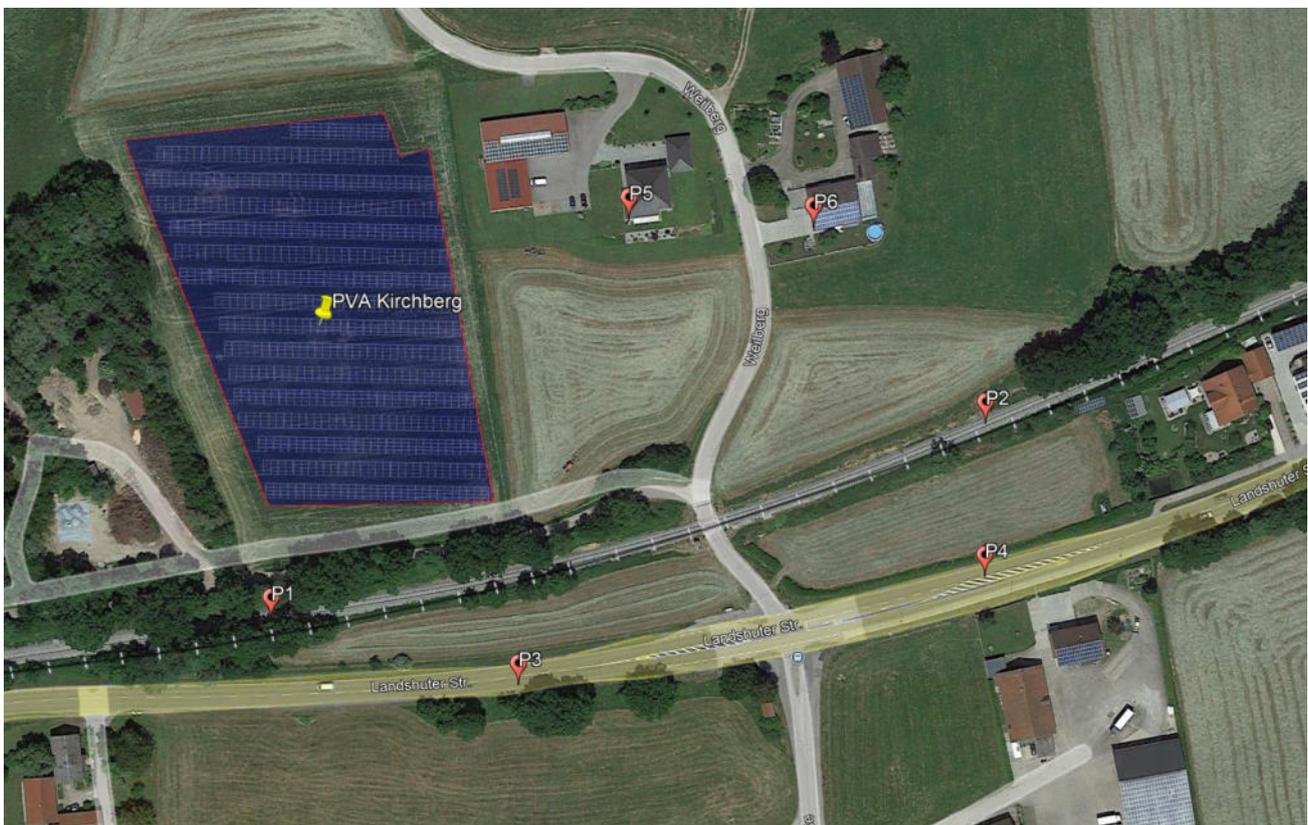


Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise relevante Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV-Anlage untersucht. Potenzielle Reflexionen im Bereich von Flughäfen werden gemäß der Vorgaben der Amerikanischen Flugsicherheitsbehörde FAA<sup>8</sup> sowie der EASA durchgeführt.

Ca. 520 m südwestlich der PV-Anlage befindet sich der Verkehrslandeplatz Eggenfelden (ICAO-Code: EDME). Dieser verfügt über eine asphaltierte Start-/Landebahn (08/26) mit 1160 m Länge und 23 m Breite und ist für Flugzeuge mit Gewicht bis max. 50t zugelassen. Betriebszeiten sind von 09:00 Uhr LT bis Sonnenuntergang mit IFR- und VFR-Flugbetrieb.

Die folgende Skizze zeigt den Verkehrslandeplatz Eggenfelden, die Landebahn sowie den Verlauf der Landeflüge gemäß Vorgaben des FAA (grüne Linien).



Bild 3.5.3: Verlauf der Landeanflüge auf den Flughafen Eggenfelden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Bei der Berechnung von potenziellen Reflexionen wird eine Flugbahn von ca. 3,2 km Länge zwischen "2 mile point" (ca. 190 m Höhe über Boden) bis "threshold" (15 m Höhe) mit einem Winkel von 3° analysiert. Die Flugrichtung entspricht dabei der Ausrichtung der jeweiligen SLB. Der untersuchte Blickwinkel des Piloten wird auf 30° vertikal und 120° Azimut (im Verlauf der Flugrichtung) beschränkt. Es handelt sich dabei um offizielle Vorgaben der FAA die hier zur Anwendung kommen.

Die Simulation zeigt für den Landeanflug aus Westen auf die Landebahn 08 und auch für den Landeanflug aus Osten auf die Landebahn 26 keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage. Auf eine detaillierte Beschreibung der Simulationsergebnisse der Landeanflüge wird daher verzichtet, diese finden sich im Anhang.

<sup>8</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:  
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV-Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV-Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV-Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV-Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf... Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass **zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären**.

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>9</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärffpunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

## Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

<sup>9</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

<sup>10</sup> <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

<sup>11</sup> Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

## Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>12</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

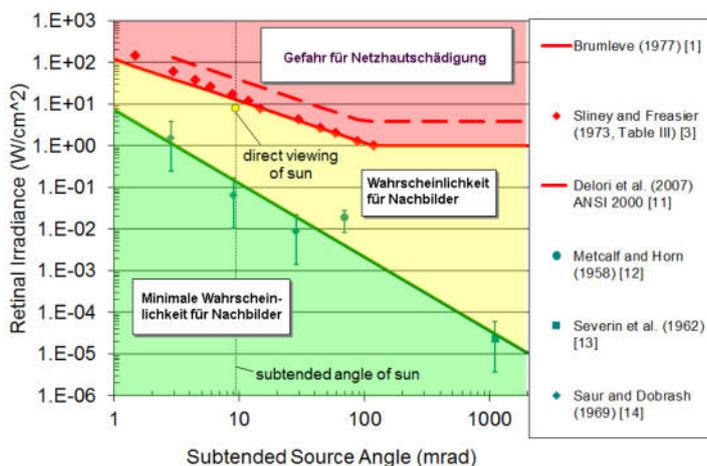


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>12</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>13</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Mittelwert 2023: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2023\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png)

Langjähriges Mittel 1991-2020: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_refc9120\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png)

## Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.



Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch bei neueren Triebwagen ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Weilberg wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich des Zugverkehrs ist auf 2,5 m über GOK festgelegt, ansonsten 2,0 m.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

**Tabelle 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):**

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke, südwestlich	48.400451	12.728911	416,00	418,50	-
P2 Bahnstrecke, östlich	48.401020	12.732155	414,79	417,29	nicht relevant <sup>WE</sup>
P3 Straße südwestlich	48.400237	12.730033	411,80	413,80	
P4 Straße östlich	48.400576	12.732142	412,12	414,12	nicht relevant <sup>WE</sup>
P5 Gebäude 1 östlich	48.401621	12.730532	426,96	428,96	nicht relevant <sup>DS</sup>
P6 Gebäude 2 östlich	48.401603	12.731334	426,07	428,07	nicht relevant <sup>DS</sup>

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz/Geländestruktur, <sup>D</sup> = geringe Dauer

<sup>14</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Neumarkt St.Veit-Passau (DB Strecken-Nr. 5832), ca. 150 m westlich des Bahnüberganges, sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

#### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke östlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 08. Juli - 13. August, zwischen 19:26 - 19:49 Uhr, für 5 bis max. 17 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Westen mit ca.  $+30^\circ$  bis  $+46^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ( $\pm 20^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

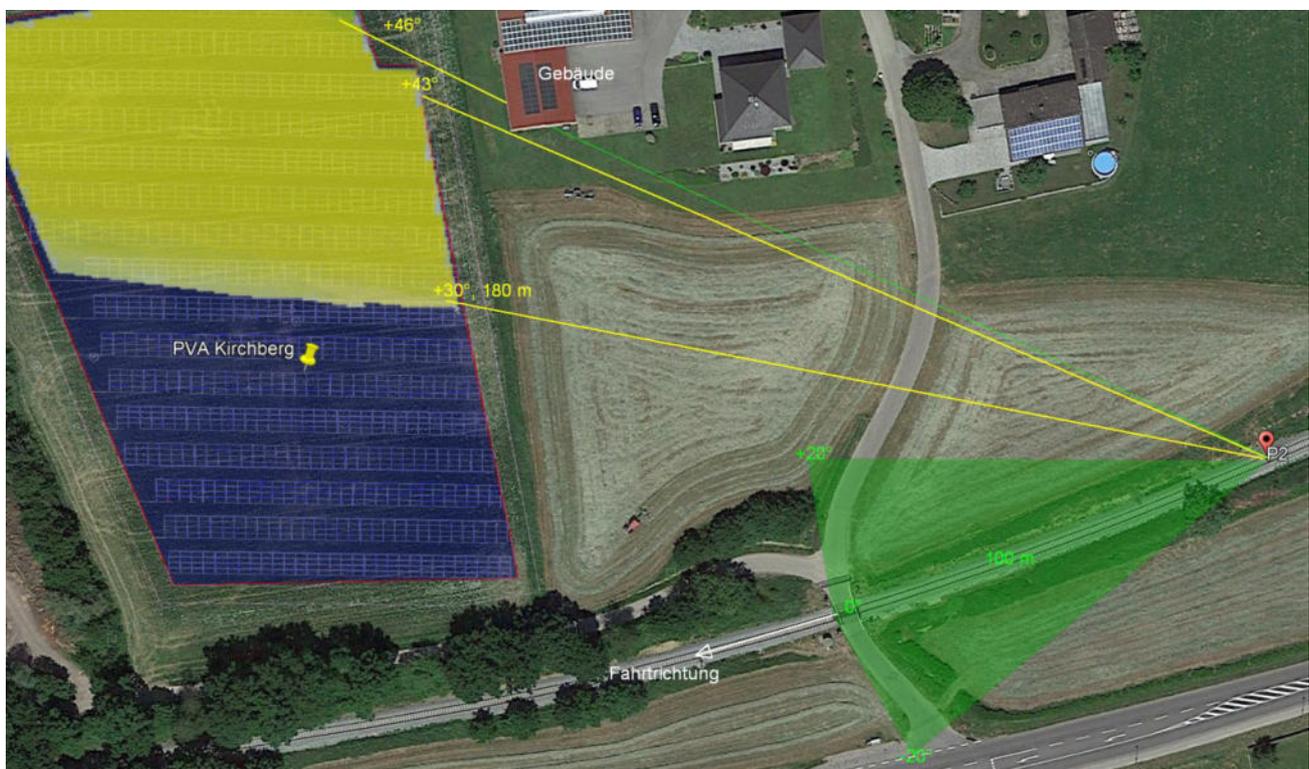


Bild 4.2.1: Potenzielle Reflexionen am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle sind Reflexionen nicht relevant.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Landshuter Straße westlich

Am Messpunkt P3 auf der Landshuter Straße ca. 90 m westlich der Kreuzung Weilbergstraße, sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ist ausgeschlossen.

### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Landshuter Straße südöstlich

Am Messpunkt P4 auf der Landshuter Straße ca. 90 m östlich der Kreuzung Weilbergstraße können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 13. August, zwischen 19:18 - 19:52 Uhr, für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Westen mit ca.  $+22^\circ$  bis  $+40^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ( $\pm 20^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

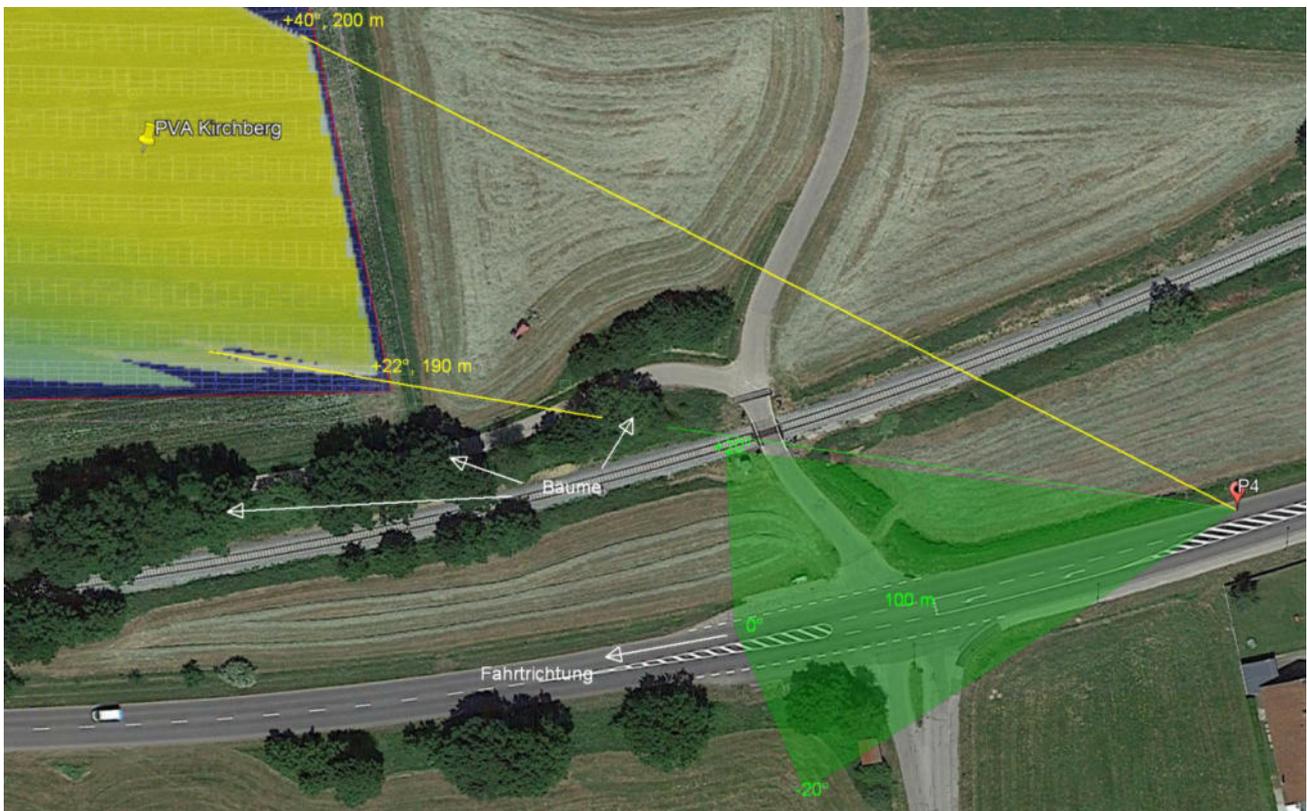


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position<sup>15</sup> (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Westen. Der relevante Sichtbereich (auch bis zu +/-30°) ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Anlage evt. teilweise im Randbereich in große Entfernung sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Blick Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

Aufgrund des Straßenbegleitgrüns wird in absehbarer Zukunft kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle mehr vorhanden sein. Es ist rechtlich gesehen kein dauerhafter Sichtschutz aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Aber und selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant.

## 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5 und P6, Gebäude östlich

Die Messpunkte P5 und P6 im Bereich der Gebäude östlich der PV-Anlage wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da an den Standorten nicht mit relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation nur in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von insgesamt 595 Minuten pro Jahr am Messpunkt P5 und nur 51 Minuten pro Jahr am Messpunkt P6 kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potenziellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte (Rohdaten) dargestellt. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

### PV PV Feld: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 828 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 595 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

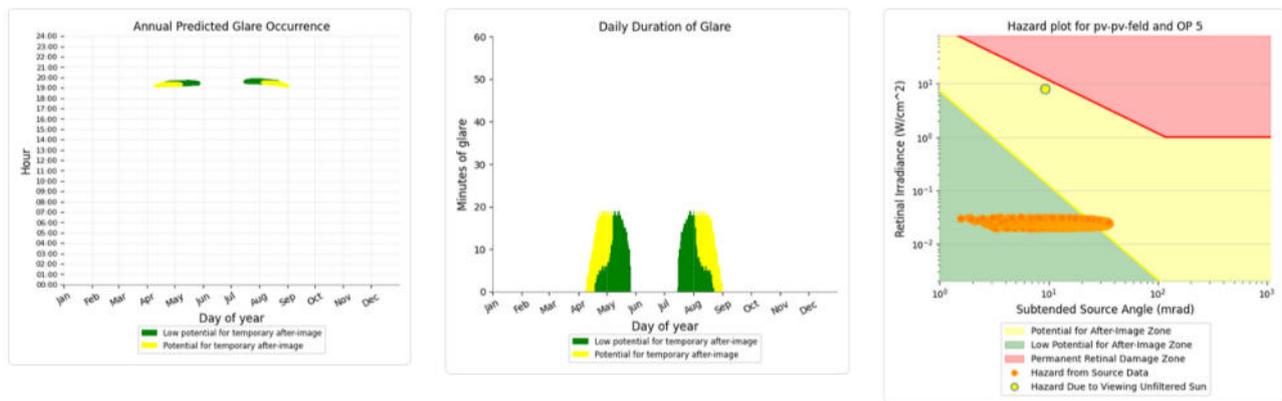


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

Darüber hinaus zeigt die folgende Skizze, dass aufgrund der angrenzenden Gebäude kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.



Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Weilberg“ kann als „unbedeutend“ klassifiziert<sup>16</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als nicht relevant eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische bzw. hypothetische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der Bahnstrecke Neumarkt St.Veit-Passau (DB Strecken-Nr. 5832) sind rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen möglich aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der parallel zur Bahnstrecke verlaufenden Landshuter Straße können bei der Fahrt Richtung Westen in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

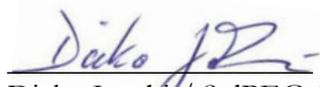
Im näheren Umfeld der PV-Anlage wurden einzelne Gebäude untersucht und im Ergebnis sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen vorhanden.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

## 6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 29.08.2024

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>16</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

200m-Linie zum Bahngleis

Bahnlinie

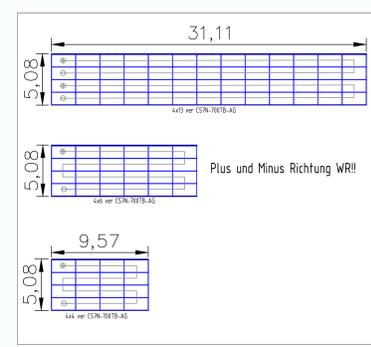


TECHNISCHE DATEN	
<b>PV GENERATOR</b>	
Modul Type: CS7N-700TB-AG Canadian Solar Modul Abmessungen (mm): 2384L x 1303B x 35D Modul Leistung: 700 Wp Modul Anzahl: 2.042	
DC Leistung: 1.429,40 kWp	
Anzahl der Strings mit 26 Module: 62 Anzahl der Strings mit 24 Module: 14 Anzahl der Strings mit 16 Module: 6	
Gesamtanzahl der Strings: 82	
<b>WECHSELRICHTER</b>	
WR-Type: Huawei SUN2000-330KTL-H1 Wechselrichter Nennleistung: 330 kW Wechselrichter Anzahl: 4 Strings per inverters: 18 + 19	
AC-Leistung: 1.320 kW	
<b>GELÄNDE DATEN:</b>	
Geltungsbereich: 15.115 m <sup>2</sup> Zaunfläche: 12.682 m <sup>2</sup> Koordinaten: 48.401°N, 12.729°O Höhe: 507 - 514 m über Meer	
Gemarkung: Kirchberg Fl-Nr.: 786, 785	
Koordinatensystem: UTM32 (EPSG: 25832)	
GRZ: 0,40 (bez. auf Geltungsbereich)	



**PV Tisch Design:**

- 4x13 landscape  
Anzahl: 31  
Module pro Tisch: 52  
2 Strings à 26 Module
- 4x6 landscape  
Anzahl: 14  
Module pro Tisch: 24  
1 String à 24 Module
- 4x4 landscape  
Anzahl: 6  
Module pro Tisch: 16  
1 String à 16 Module



Tischneigung: 20°  
Tisch Azimuth: 0°  
Sonnenwinkel: 18,18°  
Reihenzwischenabstand prakt.: 3,00m - 3,75m  
Verschattung in Tischebene: 1,00m - 0,21m

Geistiges Eigentum der Solea GmbH - streng vertraulich.  
Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet.

Index	Changings	from	Date
01	auf 1.430 kWp erhöht	JE/GS	01.08.24

Architect	Title of drawing Entwurfsplanung - Übersicht		
Constructor	Project Kirchberg 786		
Address	Scale 1:300	Date 25.07.2024	
	Number M1	Drawer JE	



Solea GmbH  
Gottlieb-Daimler-Str. 10  
94447 Plattling  
Tel.: 09931 / 8969970  
Fax.: 09931 / 89699-75  
info@solea-ag.com



FRONT

BACK

# TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

675 W ~ 705 W

CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG

## MORE POWER



Module power up to 705 W  
Module efficiency up to 22.7 %



Up to 85% Power Bifaciality,  
more power from the back side



Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.  
Low power degradation, high energy yield



Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,  
increases energy yield in hot climate



Lower LCOE & system cost

## MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 2400 Pa\*



**Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***



**Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 1%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

## MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001: 2015 / Quality management system  
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety  
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

## PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC  
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



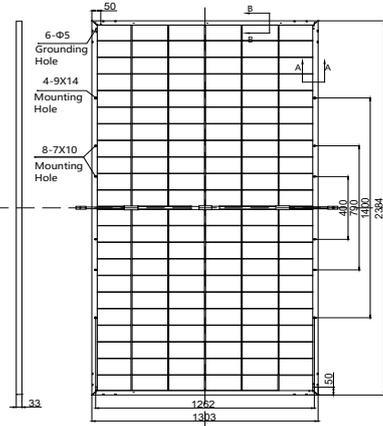
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

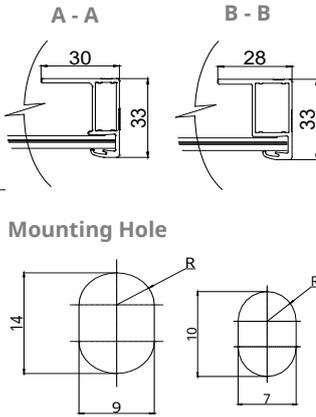
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**ENGINEERING DRAWING (mm)**

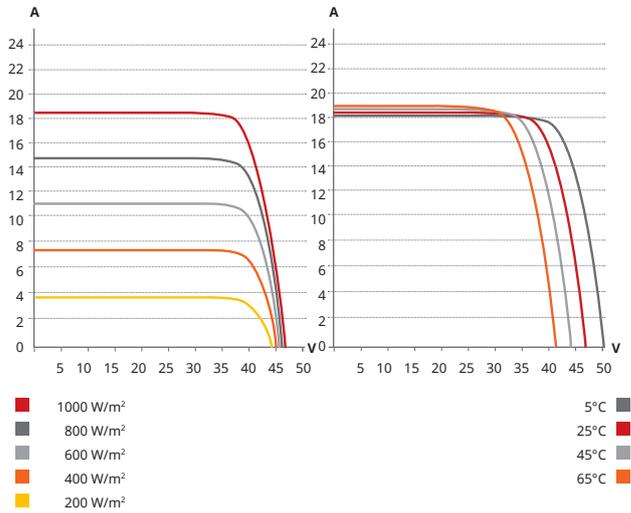
**Rear View**



**Frame Cross Section**



**CS7N-680TB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
<b>CS7N-675TB-AG</b>	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	26.1%
<b>CS7N-680TB-AG</b>	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	26.3%
<b>CS7N-685TB-AG</b>	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	26.5%
<b>CS7N-690TB-AG</b>	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	26.7%
<b>CS7N-695TB-AG</b>	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	26.8%
<b>CS7N-700TB-AG</b>	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	27.0%
<b>CS7N-705TB-AG</b>	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	27.2%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
 \*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
<b>CS7N-675TB-AG</b>	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
<b>CS7N-680TB-AG</b>	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
<b>CS7N-685TB-AG</b>	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
<b>CS7N-690TB-AG</b>	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
<b>CS7N-695TB-AG</b>	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
<b>CS7N-700TB-AG</b>	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
<b>CS7N-705TB-AG</b>	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality =  $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$ , both  $P_{max_{rear}}$  and  $P_{max_{front}}$  are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.  
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



**CSI Solar Co., Ltd.**

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

# Kirchberg

## Kirchberg

**Created** Aug 29, 2024  
**Updated** Aug 29, 2024  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+2  
**Minimum sun altitude** 5.0 deg  
**Site ID** 127941.21870

**Project type** Basic  
**Project status:** active  
**Category** 500 kW to 1 MW  
**(1,000 kW / 32,400 m<sup>2</sup> limit)**



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: **0.5**  
 Pupil diameter: **0.002 m**  
 Eye focal length: **0.017 m**  
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

PV Analysis Methodology: **Version 2**  
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

### Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV PV Feld	20.0	180.0	3,582	4,344	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 10,201 m<sup>2</sup>

**Name:** PV PV Feld  
**Footprint area:** 10,201 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass without AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.401808	12.728343	427.73	2.00	429.73
2	48.401877	12.729095	430.21	2.00	432.21
3	48.401870	12.729495	430.27	2.00	432.27
4	48.401733	12.729573	429.39	2.00	431.39
5	48.401731	12.729685	429.32	2.00	431.32
6	48.400781	12.729927	417.38	2.00	419.38
7	48.400784	12.728914	418.83	2.00	420.83

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.400451	12.728911	416.00	2.50	418.50
OP 2	48.401020	12.732155	414.79	2.50	417.29
OP 3	48.400237	12.730033	411.80	2.00	413.80
OP 4	48.400576	12.732142	412.12	2.00	414.12
OP 5	48.401621	12.730532	426.96	2.00	428.96
OP 6	48.401603	12.731334	426.07	2.00	428.07

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV PV Feld	20.0	180.0	3,582	4,344	-	

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-pv-feld (green)	0	0	0	48	176	210	166	102	0	0	0	0
pv-pv-feld (yellow)	0	0	0	68	229	589	349	135	0	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

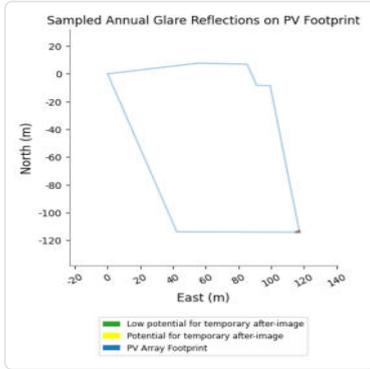
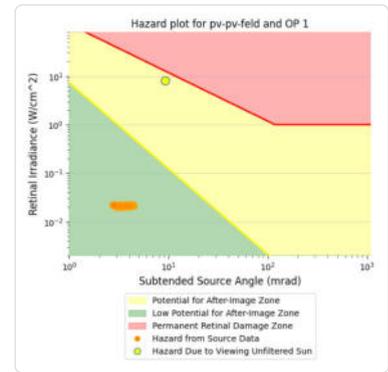
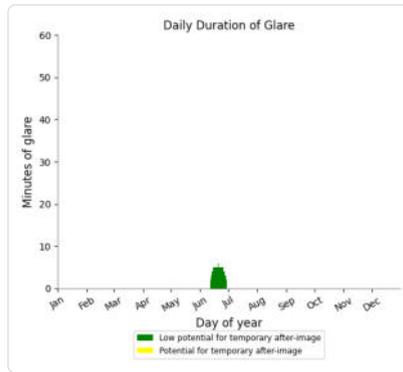
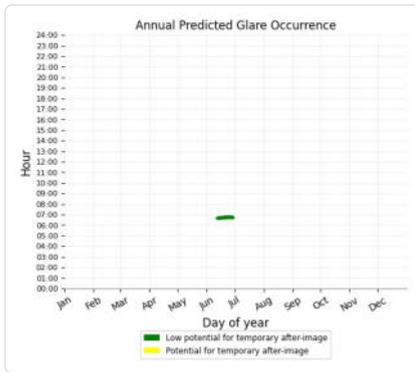
## PV PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	78	0
OP: OP 2	1641	1385
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	673	2313
OP: OP 5	828	595
OP: OP 6	362	51

## PV PV Feld: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

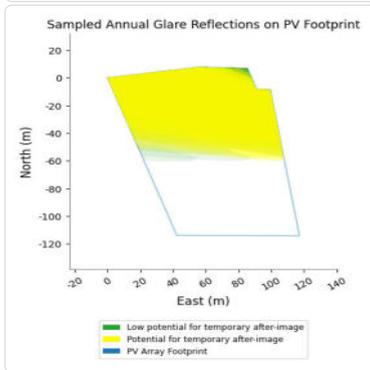
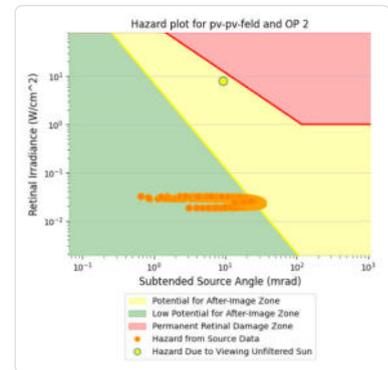
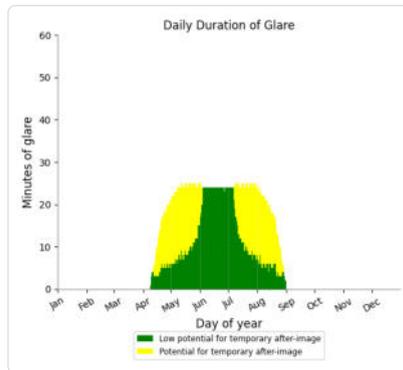
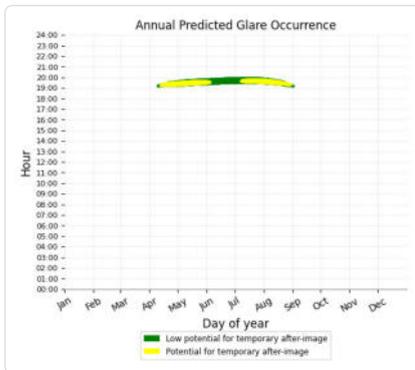
- 78 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV PV Feld: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,641 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,385 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



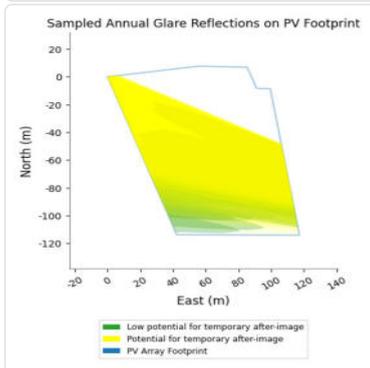
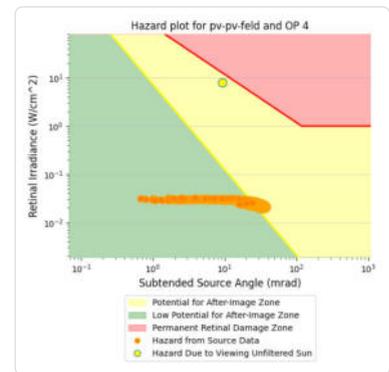
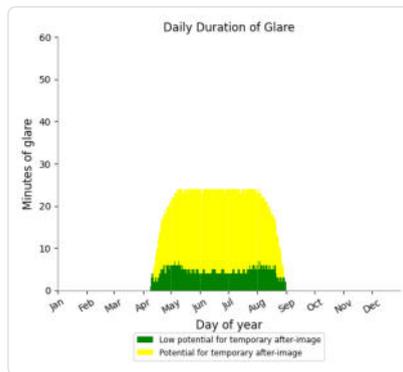
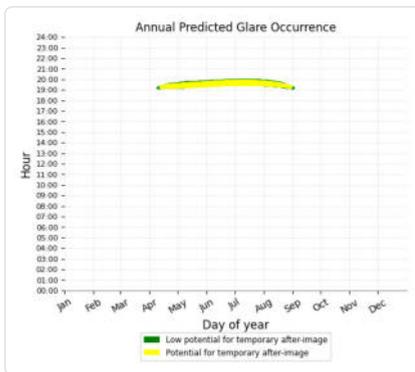
## PV PV Feld: OP 3

No glare found

## PV PV Feld: OP 4

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

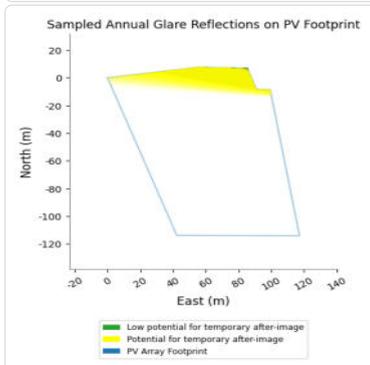
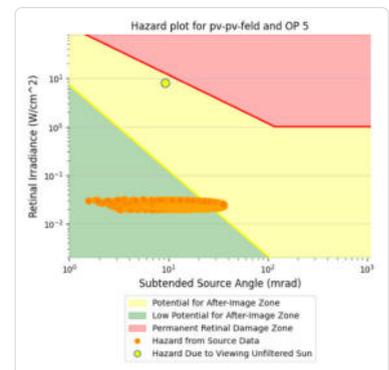
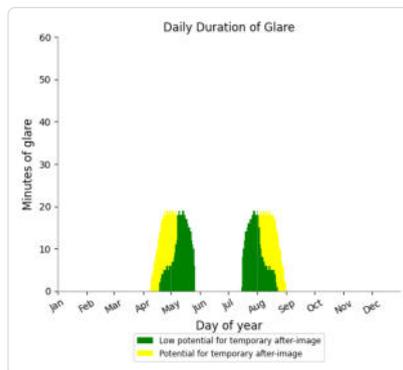
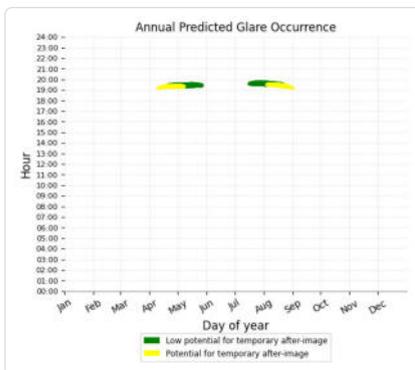
- 673 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,313 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV PV Feld: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

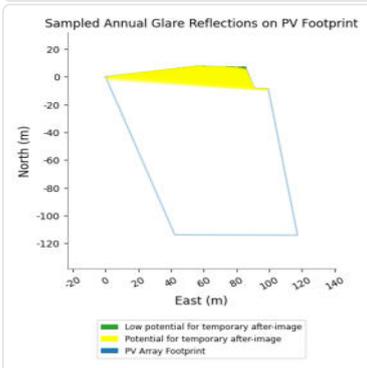
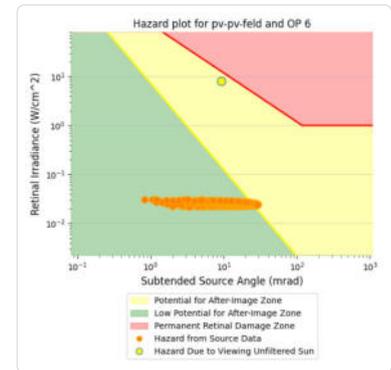
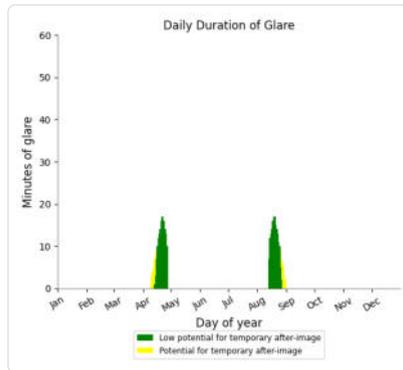
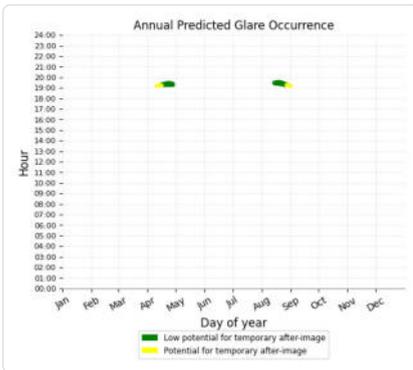
- 828 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 595 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV PV Feld: OP 6

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 362 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 51 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

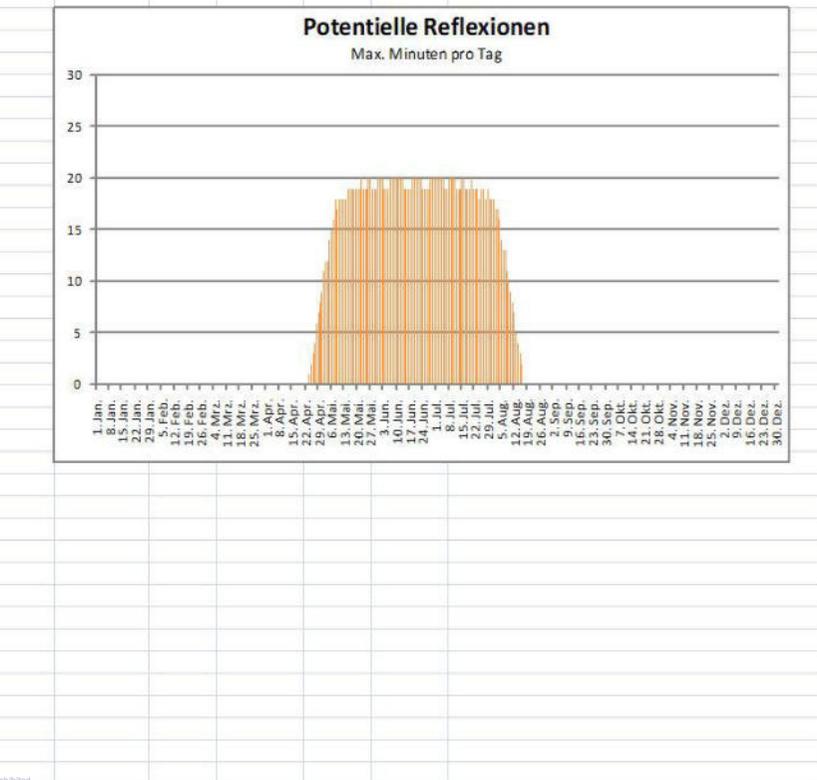
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Coronal Irradiance	DMI (W/m <sup>2</sup> )	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Reflected Irradiance	Subtended Glare	Sat. Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-04-09 19:14:00	0,008283	604,1849	1	0,409452	0,024322	0,016642	5,1	275,6	-0,991	0,097	0,089	0,991	-0,132	0,006	24. Apr.	1	19:18	19:18
2024-04-10 19:14:00	0,00804	607,3114	1	0,441262	0,024003	0,015321	5,4	275,8	-0,99	0,101	0,094	0,99	-0,138	0,007	25. Apr.	2	19:17	19:18
2024-04-10 19:15:00	0,008628	605,3033	1	0,451178	0,024461	0,019418	5,2	276	-0,99	0,104	0,092	0,99	-0,139	0,003	26. Apr.	3	19:18	19:20
2024-04-10 19:16:00	0,009104	603,2913	1	0,461314	0,024927	0,022116	5,1	276,2	-0,99	0,108	0,089	0,99	-0,139	-0,001	27. Apr.	4	19:18	19:21
2024-04-11 19:15:00	0,008391	605,5808	1	0,443003	0,024069	0,018501	5,5	276,3	-0,989	0,109	0,096	0,989	-0,145	0,004	28. Apr.	6	19:18	19:23
2024-04-11 19:16:00	0,008908	604,5763	1	0,452948	0,024528	0,021685	5,4	276,5	-0,989	0,112	0,094	0,989	-0,146	0	29. Apr.	7	19:18	19:24
2024-04-11 19:17:00	0,009341	602,568	1	0,463112	0,024995	0,02387	5,2	276,6	-0,989	0,115	0,091	0,989	-0,146	-0,005	30. Apr.	8	19:19	19:26
2024-04-11 19:18:00	0,009598	600,5558	1	0,473502	0,02547	0,024505	5	276,8	-0,989	0,118	0,088	0,989	-0,147	-0,009	1. Mai.	9	19:18	19:26
2024-04-12 19:14:00	0,00819	611,6696	1	0,435033	0,023834	0,017359	5,8	276,5	-0,988	0,113	0,101	0,988	-0,152	0,005	2. Mai.	11	19:18	19:28
2024-04-12 19:15:00	0,00875	609,6849	1	0,44479	0,024289	0,021075	5,6	276,7	-0,988	0,116	0,098	0,988	-0,152	0,001	3. Mai.	12	19:18	19:29
2024-04-12 19:16:00	0,009215	607,6964	1	0,454764	0,024753	0,02358	5,5	276,9	-0,988	0,119	0,096	0,988	-0,153	-0,004	4. Mai.	12	19:19	19:30
2024-04-12 19:17:00	0,009577	605,7041	2	0,464957	0,025225	0,025062	5,3	277,1	-0,988	0,123	0,093	0,988	-0,154	-0,008	5. Mai.	14	19:19	19:32
2024-04-12 19:18:00	0,009814	603,708	2	0,475377	0,025705	0,025486	5,2	277,3	-0,988	0,126	0,09	0,988	-0,154	-0,012	6. Mai.	15	19:19	19:33
2024-04-13 19:15:00	0,008549	612,7599	1	0,436839	0,023975	0,020262	5,9	277	-0,987	0,12	0,103	0,987	-0,159	0,002	7. Mai.	16	19:19	19:34
2024-04-13 19:16:00	0,009047	610,7872	1	0,446625	0,024434	0,023164	5,8	277,1	-0,987	0,124	0,1	0,987	-0,159	-0,003	8. Mai.	18	19:19	19:36
2024-04-13 19:17:00	0,009468	608,8108	2	0,456628	0,0249	0,02518	5,6	277,3	-0,987	0,127	0,098	0,987	-0,16	-0,007	9. Mai.	17	19:20	19:36
2024-04-13 19:18:00	0,009753	605,8306	2	0,466851	0,025375	0,025987	5,4	277,5	-0,987	0,13	0,095	0,987	-0,161	-0,011	10. Mai.	18	19:20	19:37
2024-04-13 19:19:00	0,009954	604,8465	2	0,4773	0,025858	0,026101	5,3	277,7	-0,987	0,133	0,092	0,987	-0,161	-0,015	11. Mai.	18	19:20	19:37
2024-04-13 19:20:00	0,010097	602,8588	2	0,487979	0,026349	0,025765	5,1	277,9	-0,987	0,137	0,089	0,987	-0,162	-0,02	12. Mai.	19	19:20	19:38
2024-04-14 19:15:00	0,008334	615,8067	1	0,429089	0,023667	0,019287	6,2	277,2	-0,986	0,125	0,108	0,986	-0,165	0,003	13. Mai.	18	19:21	19:38
2024-04-14 19:16:00	0,008867	613,8497	1	0,438894	0,02412	0,022621	6	277,4	-0,986	0,128	0,105	0,986	-0,166	-0,002	14. Mai.	18	19:21	19:38
2024-04-14 19:17:00	0,009316	611,8889	1	0,44851	0,024581	0,024933	5,9	277,6	-0,986	0,131	0,102	0,986	-0,166	-0,006	15. Mai.	19	19:21	19:39
2024-04-14 19:18:00	0,009662	609,9244	2	0,458542	0,02505	0,026252	5,7	277,8	-0,986	0,134	0,099	0,986	-0,167	-0,01	16. Mai.	19	19:21	19:39
2024-04-14 19:19:00	0,009895	607,9561	2	0,468796	0,025528	0,026621	5,5	277,9	-0,986	0,138	0,097	0,986	-0,167	-0,014	17. Mai.	19	19:21	19:39
2024-04-14 19:20:00	0,01007	605,9841	2	0,479275	0,026014	0,02652	5,4	278,1	-0,986	0,141	0,094	0,986	-0,168	-0,019	18. Mai.	19	19:22	19:40
2024-04-14 19:21:00	0,010205	604,0084	2	0,489984	0,026508	0,026107	5,2	278,3	-0,985	0,144	0,091	0,985	-0,169	-0,023	19. Mai.	19	19:22	19:40
2024-04-14 19:22:00	0,010309	602,0289	2	0,50093	0,027011	0,025456	5,1	278,5	-0,985	0,147	0,088	0,985	-0,171	0,027	20. Mai.	19	19:22	19:40
2024-04-15 19:15:00	0,008081	617,0679	1	0,421538	0,023298	0,0181	6,5	277,5	-0,985	0,129	0,113	0,985	-0,171	0,004	21. Mai.	19	19:22	19:40
2024-04-15 19:16:00	0,008652	615,1182	1	0,430965	0,023744	0,021937	6,3	277,6	-0,985	0,132	0,11	0,985	-0,172	-0,001	22. Mai.	20	19:22	19:41
2024-04-15 19:17:00	0,009128	613,1647	1	0,4406	0,024198	0,024578	6,1	277,8	-0,985	0,135	0,107	0,985	-0,172	-0,005	23. Mai.	19	19:23	19:41
2024-04-15 19:18:00	0,009522	611,2075	2	0,450446	0,02466	0,026332	6	278	-0,985	0,139	0,104	0,985	-0,173	-0,009	24. Mai.	19	19:23	19:41
2024-04-15 19:19:00	0,009785	609,2466	2	0,460509	0,02513	0,026956	5,8	278,2	-0,985	0,142	0,101	0,985	-0,174	-0,013	25. Mai.	19	19:23	19:41
2024-04-15 19:20:00	0,009984	607,2819	2	0,470793	0,025608	0,027705	5,7	278,4	-0,985	0,145	0,099	0,985	-0,174	-0,018	26. Mai.	20	19:23	19:42
2024-04-15 19:21:00	0,010135	605,3135	2	0,481302	0,026095	0,026767	5,5	278,6	-0,984	0,148	0,096	0,984	-0,175	-0,022	27. Mai.	20	19:23	19:42
2024-04-15 19:22:00	0,010238	603,3413	2	0,492043	0,02659	0,026119	5,3	278,7	-0,984	0,151	0,093	0,984	-0,176	-0,026	28. Mai.	19	19:25	19:43
2024-04-15 19:23:00	0,010349	601,3655	2	0,503019	0,027094	0,025522	5,2	278,9	-0,984	0,155	0,09	0,984	-0,176	-0,03	29. Mai.	19	19:25	19:43
2024-04-16 19:15:00	0,008477	620,0825	1	0,423437	0,023518	0,021102	6,6	277,9	-0,984	0,136	0,115	0,984	-0,178	0	30. Mai.	19	19:25	19:43
2024-04-16 19:16:00	0,008986	618,1483	1	0,432894	0,023968	0,024112	6,4	278,1	-0,984	0,139	0,112	0,984	-0,179	-0,004	31. Mai.	20	19:25	19:44
2024-04-16 19:17:00	0,009418	616,2103	2	0,442559	0,024426	0,026228	6,3	278,3	-0,984	0,143	0,109	0,984	-0,179	-0,008	1. Jun.	20	19:25	19:44
2024-04-16 19:18:00	0,009723	614,2686	2	0,452435	0,024893	0,027191	6,1	278,4	-0,984	0,146	0,106	0,984	-0,18	-0,012	2. Jun.	20	19:25	19:44
2024-04-16 19:19:00	0,009945	612,3231	2	0,462529	0,025367	0,027466	5,9	278,6	-0,983	0,149	0,103	0,983	-0,181	-0,017	3. Jun.	19	19:26	19:44
2024-04-16 19:20:00	0,010118	610,3739	2	0,472804	0,02585	0,027344	5,8	278,8	-0,983	0,152	0,1	0,983	-0,181	-0,021	4. Jun.	19	19:27	19:45
2024-04-16 19:21:00	0,010256	608,4211	2	0,483385	0,026342	0,026948	5,6	279	-0,983	0,156	0,098	0,983	-0,182	-0,025	5. Jun.	19	19:27	19:45
2024-04-16 19:22:00	0,010336	606,4645	2	0,494158	0,026843	0,026297	5,4	279,2	-0,983	0,159	0,095	0,983	-0,182	-0,029	6. Jun.	20	19:27	19:46
2024-04-16 19:23:00	0,010447	604,5043	2	0,505165	0,027352	0,025514	5,3	279,4	-0,983	0,162	0,092	0,983	-0,183	-0,034	7. Jun.	20	19:27	19:46
2024-04-16 19:24:00	0,010394	602,5404	2	0,516414	0,02787	0,023717	5,1	279,5	-0,982	0,165	0,089	0,982	-0,184	-0,038	8. Jun.	20	19:27	19:46
2024-04-17 19:15:00	0,008263	623,0715	1	0,416105	0,023222	0,020098	6,9	278,1	-0,983	0,14	0,119	0,983	-0,184	0,001	9. Jun.	20	19:28	19:47
2024-04-17 19:16:00	0,008805	621,1526	1	0,425389	0,023667	0,023353	6,7	278,3	-0,983	0,144	0,116	0,983	-0,185	-0,003	10. Jun.	20	19:28	19:47
2024-04-17 19:17:00	0,009263	619,2299	2	0,434877	0,02412	0,025493	6,5	278,5	-0,983	0,147	0,114	0,983	-0,185	-0,007	11. Jun.	20	19:28	19:47

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4_3
28. April	13. August	20	1906	19:18	19:52	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4\_3:  
1906 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
1343 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
563 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2987 Einträgen /-1061):  
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)





	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Reflected Irradiance	Subtended Glare	Solar Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Minuten	Tag	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4_3
2024-04-09 19:14:00	0,008283	604,1849	1	0,409452	0,024322	0,016642	5,1	275,6	-0,991	0,097	0,089	0,991	-0,132	0,006	24. Apr.	1	19:18	19:18					
2024-04-10 19:14:00	0,00804	607,3114	1	0,441262	0,024003	0,015321	5,4	275,8	-0,99	0,101	0,094	0,99	-0,138	0,007	25. Apr.	2	19:17	19:18					
2024-04-10 19:15:00	0,008628	605,3033	1	0,451178	0,024461	0,019418	5,2	276	-0,99	0,104	0,092	0,99	-0,139	0,003	26. Apr.	3	19:18	19:20					
2024-04-10 19:16:00	0,009104	603,2913	1	0,461314	0,024927	0,022116	5,1	276,2	-0,99	0,108	0,089	0,99	-0,139	-0,001	27. Apr.	4	19:18	19:21					
2024-04-11 19:15:00	0,008391	605,5808	1	0,443003	0,024069	0,018501	5,5	276,3	-0,989	0,109	0,096	0,989	-0,145	0,004	28. Apr.	6	19:18	19:23					
2024-04-11 19:16:00	0,008908	604,5763	1	0,452948	0,024528	0,021685	5,4	276,5	-0,989	0,112	0,094	0,989	-0,146	0	29. Apr.	7	19:18	19:24					
2024-04-11 19:17:00	0,009341	602,568	1	0,463112	0,024995	0,02387	5,2	276,6	-0,989	0,115	0,091	0,989	-0,146	-0,005	30. Apr.	8	19:19	19:26					
2024-04-11 19:18:00	0,009598	600,5558	1	0,473502	0,02547	0,024505	5	276,8	-0,989	0,118	0,088	0,989	-0,147	-0,009	1. Mai.	9	19:18	19:26					
2024-04-12 19:14:00	0,00819	611,6096	1	0,435033	0,023834	0,017359	5,8	276,5	-0,988	0,113	0,101	0,988	-0,152	0,005	2. Mai.	11	19:18	19:28					
2024-04-12 19:15:00	0,00875	609,6849	1	0,44479	0,024289	0,021053	5,6	276,7	-0,988	0,116	0,098	0,988	-0,152	0,001	3. Mai.	12	19:18	19:29					
2024-04-12 19:16:00	0,009215	607,6964	1	0,454764	0,024753	0,02358	5,5	276,9	-0,988	0,119	0,096	0,988	-0,153	-0,004	4. Mai.	12	19:19	19:30					
2024-04-12 19:17:00	0,009577	605,7041	2	0,464957	0,025225	0,025062	5,3	277,1	-0,988	0,123	0,093	0,988	-0,154	-0,008	5. Mai.	14	19:19	19:32					
2024-04-12 19:18:00	0,009814	603,708	2	0,475377	0,025705	0,025486	5,2	277,3	-0,988	0,126	0,09	0,988	-0,154	-0,012	6. Mai.	15	19:19	19:33					
2024-04-13 19:15:00	0,008549	612,7599	1	0,436839	0,023975	0,020262	5,9	277	-0,987	0,12	0,103	0,987	-0,159	0,002	7. Mai.	16	19:19	19:34					
2024-04-13 19:16:00	0,009047	610,7872	1	0,446625	0,024434	0,023164	5,8	277,1	-0,987	0,124	0,1	0,987	-0,159	-0,003	8. Mai.	18	19:19	19:36					
2024-04-13 19:17:00	0,009468	608,8108	2	0,456628	0,0249	0,02518	5,6	277,3	-0,987	0,127	0,098	0,987	-0,16	-0,007	9. Mai.	17	19:20	19:36					
2024-04-13 19:18:00	0,009753	605,8306	2	0,466851	0,025375	0,025987	5,4	277,5	-0,987	0,13	0,095	0,987	-0,161	-0,011	10. Mai.	18	19:20	19:37					
2024-04-13 19:19:00	0,009954	604,8465	2	0,4773	0,025858	0,026101	5,3	277,7	-0,987	0,133	0,092	0,987	-0,161	-0,015	11. Mai.	18	19:20	19:37					
2024-04-13 19:20:00	0,010097	602,8588	2	0,487979	0,026349	0,025765	5,1	277,9	-0,987	0,137	0,089	0,987	-0,162	-0,02	12. Mai.	19	19:20	19:38					
2024-04-14 19:15:00	0,008334	615,8067	1	0,429089	0,023667	0,019287	6,2	277,2	-0,986	0,125	0,108	0,986	-0,165	0,003	13. Mai.	18	19:21	19:38					
2024-04-14 19:16:00	0,008867	613,8497	1	0,438894	0,02412	0,022621	6	277,4	-0,986	0,128	0,105	0,986	-0,166	-0,002	14. Mai.	18	19:21	19:38					
2024-04-14 19:17:00	0,009316	611,8889	1	0,44851	0,024581	0,021933	5,9	277,6	-0,986	0,131	0,102	0,986	-0,166	-0,006	15. Mai.	19	19:21	19:39					
2024-04-14 19:18:00	0,009662	609,9244	2	0,458542	0,02505	0,026252	5,7	277,8	-0,986	0,134	0,099	0,986	-0,167	-0,01	16. Mai.	19	19:21	19:39					
2024-04-14 19:19:00	0,009895	607,9561	2	0,468796	0,025528	0,026621	5,5	277,9	-0,986	0,138	0,097	0,986	-0,167	-0,014	17. Mai.	19	19:21	19:39					
2024-04-14 19:20:00	0,01007	605,9841	2	0,479275	0,026014	0,02652	5,4	278,1	-0,986	0,141	0,094	0,986	-0,168	-0,019	18. Mai.	19	19:22	19:40					
2024-04-14 19:21:00	0,010205	604,0084	2	0,489984	0,026508	0,026107	5,2	278,3	-0,985	0,144	0,091	0,985	-0,169	-0,023	19. Mai.	19	19:22	19:40					
2024-04-14 19:22:00	0,010309	602,0289	2	0,50093	0,027011	0,025456	5,1	278,5	-0,985	0,147	0,088	0,985	-0,171	0,027	20. Mai.	19	19:22	19:40					
2024-04-15 19:15:00	0,008081	617,0679	1	0,421538	0,023298	0,0181	6,5	277,5	-0,985	0,129	0,113	0,985	-0,171	0,004	21. Mai.	19	19:22	19:40					
2024-04-15 19:16:00	0,008652	615,1182	1	0,430965	0,023744	0,021937	6,3	277,6	-0,985	0,132	0,11	0,985	-0,172	-0,001	22. Mai.	20	19:22	19:41					
2024-04-15 19:17:00	0,009128	613,1647	1	0,4406	0,024198	0,021578	6,1	277,8	-0,985	0,135	0,107	0,985	-0,172	-0,005	23. Mai.	19	19:23	19:41					
2024-04-15 19:18:00	0,009522	611,2075	2	0,450446	0,02466	0,026332	6	278	-0,985	0,139	0,104	0,985	-0,173	-0,009	24. Mai.	19	19:23	19:41					
2024-04-15 19:19:00	0,009785	609,2466	2	0,460509	0,02513	0,026956	5,8	278,2	-0,985	0,142	0,101	0,985	-0,174	-0,013	25. Mai.	19	19:23	19:41					
2024-04-15 19:20:00	0,009984	607,2819	2	0,470793	0,025608	0,027705	5,7	278,4	-0,985	0,145	0,099	0,985	-0,174	-0,018	26. Mai.	20	19:23	19:42					
2024-04-15 19:21:00	0,010135	605,3135	2	0,481302	0,026095	0,026767	5,5	278,6	-0,984	0,148	0,096	0,984	-0,175	-0,022	27. Mai.	20	19:23	19:42					
2024-04-15 19:22:00	0,010238	603,3413	2	0,492043	0,02659	0,026119	5,3	278,7	-0,984	0,151	0,093	0,984	-0,176	-0,026	28. Mai.	19	19:25	19:43					
2024-04-15 19:23:00	0,010349	601,3655	2	0,503019	0,027094	0,025522	5,2	278,9	-0,984	0,155	0,09	0,984	-0,176	-0,03	29. Mai.	19	19:25	19:43					
2024-04-16 19:15:00	0,008477	620,0825	1	0,423437	0,023518	0,021102	6,6	277,9	-0,984	0,136	0,115	0,984	-0,178	0	30. Mai.	19	19:25	19:43					
2024-04-16 19:16:00	0,008986	618,1483	1	0,432894	0,023968	0,021112	6,4	278,1	-0,984	0,139	0,112	0,984	-0,179	-0,004	31. Mai.	20	19:25	19:44					
2024-04-16 19:17:00	0,009418	616,2103	2	0,442559	0,024426	0,026228	6,3	278,3	-0,984	0,143	0,109	0,984	-0,179	-0,008	1. Jun.	20	19:25	19:44					
2024-04-16 19:18:00	0,009723	614,2686	2	0,452435	0,024893	0,027191	6,1	278,4	-0,984	0,146	0,106	0,984	-0,18	-0,012	2. Jun.	20	19:25	19:44					
2024-04-16 19:19:00	0,009945	612,3231	2	0,462529	0,025367	0,027466	5,9	278,6	-0,983	0,149	0,103	0,983	-0,181	-0,017	3. Jun.	19	19:26	19:44					
2024-04-16 19:20:00	0,010118	610,3739	2	0,472804	0,02585	0,027344	5,8	278,8	-0,983	0,152	0,1	0,983	-0,181	-0,021	4. Jun.	19	19:27	19:45					
2024-04-16 19:21:00	0,010256	608,4211	2	0,483385	0,026342	0,026948	5,6	279	-0,983	0,156	0,098	0,983	-0,182	-0,025	5. Jun.	19	19:27	19:45					
2024-04-16 19:22:00	0,010336	606,4645	2	0,494158	0,026843	0,026297	5,4	279,2	-0,983	0,159	0,095	0,983	-0,182	-0,029	6. Jun.	20	19:27	19:46					
2024-04-16 19:23:00	0,010447	604,5043	2	0,505165	0,027352	0,025514	5,3	279,4	-0,983	0,162	0,092	0,983	-0,183	-0,034	7. Jun.	20	19:27	19:46					
2024-04-16 19:24:00	0,010594	602,5404	2	0,516414	0,02787	0,023717	5,1	279,5	-0,982	0,165	0,089	0,982	-0,184	-0,038	8. Jun.	20	19:27	19:46					
2024-04-17 19:15:00	0,008263	623,0715	1	0,416105	0,023222	0,020098	6,9	278,1	-0,983	0,14	0,119	0,983	-0,184	0,001	9. Jun.	20	19:28	19:47					
2024-04-17 19:16:00	0,008805	621,1526	1	0,425389	0,023667	0,023353	6,7	278,3	-0,983	0,144	0,116	0,983	-0,185	-0,003	10. Jun.	20	19:28	19:47					
2024-04-17 19:17:00	0,009263	619,2299	2	0,434877	0,02412	0,025493	6,5	278,5	-0,983	0,147	0,114	0,983	-0,185	-0,007	11. Jun.	20	19:28	19:47					

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4_3
28. April	13. August	20	1906	19:18	19:52	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4\_3:  
1906 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
1343 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
563 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2987 Einträgen /-1061):  
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

