

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Weilerbach

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Gemeinde Weilerbach in Rheinland-Pfalz**

**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
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	6
3.1	Rechtliche Hinweise .....	6
3.2	Blendwirkung von PV Modulen .....	6
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	8
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	9
3.5	Standorte für die Analyse .....	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	11
4	Ergebnisse .....	14
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L367 östlich .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L367 Mitte.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Schellenberger Straße .....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Neubau nordöstlich, 4 m Höhe.....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Neubau nordöstlich, 9 m Höhe.....	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung .....	21
7	Anhang .....	22 - 39

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Weilerbach

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Weilerbach“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). 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 „Weilerbach“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der L367 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 potentiellen 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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet in der Ortsgemeinde Weilerbach und ca. 10 km nordwestlich von Kaiserslautern in Rheinland-Pfalz. Zwischen den Flächen verläuft die L367. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen in der Gemeinde Weilerbach, ca. 10 km nordwestlich von Kaiserslautern in Rheinland-Pfalz. Die Flächen sind leicht abfallend nach Osten
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.475°N, 7.624°O 260 m ü.N.N.</a>
Strecke entlang der L367	ca. 325 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 40 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>2</sup> Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

## Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

## Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

#### 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 möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

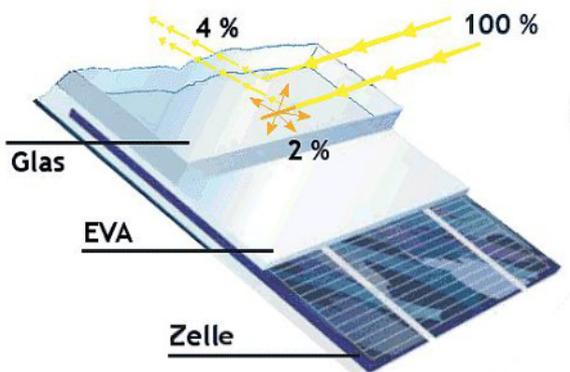


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

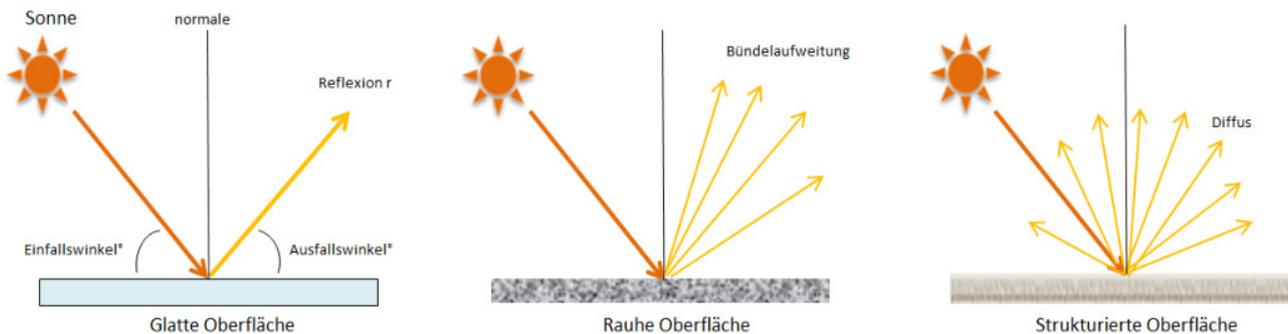


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko 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	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2266 x 1134 x 35 mm (89.2 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	32.2 kg (71.0 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

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:

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

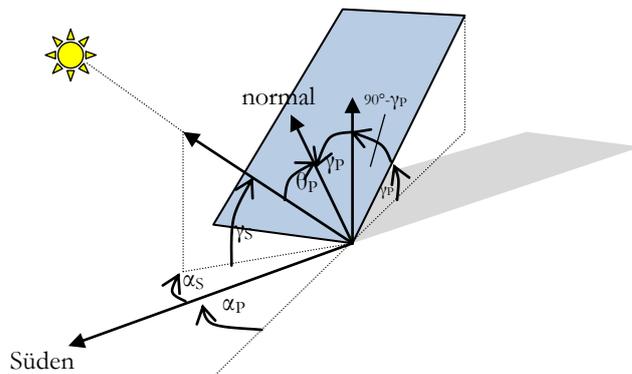


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 höchst mögliche 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 Blendquelle 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 Standard 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.

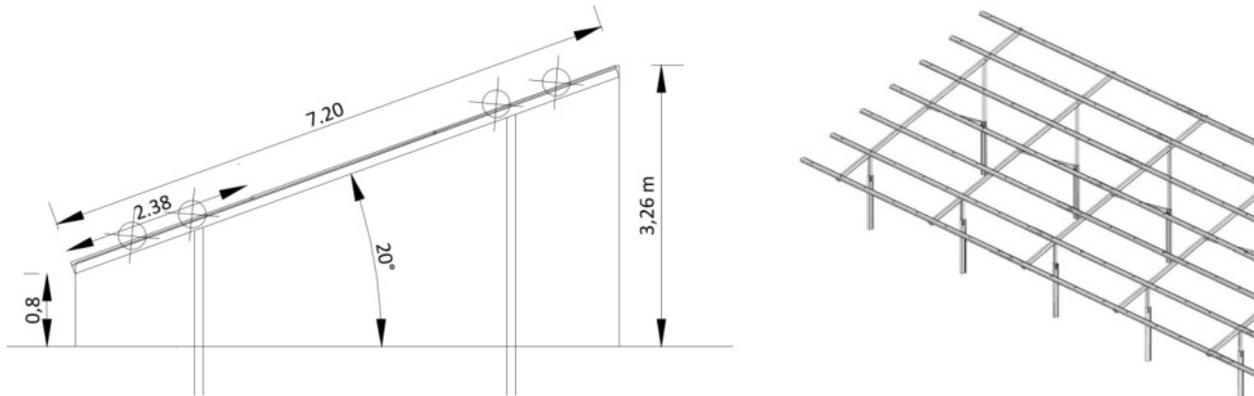


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	171° (Süden = 180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. ca. 3,30 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>6</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>6</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung 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 gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Weilerbach wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der L367, 1 Messpunkt auf Schellenberger Straße sowie 2 Messpunkt im Bereich des nordöstlich geplanten Neubaus. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die untersuchten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 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 belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter 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 belastigenden 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 belastigende 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 belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>7</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 Schärfepunktes (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."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware 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>7</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## 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>8</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>9</sup> von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 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.

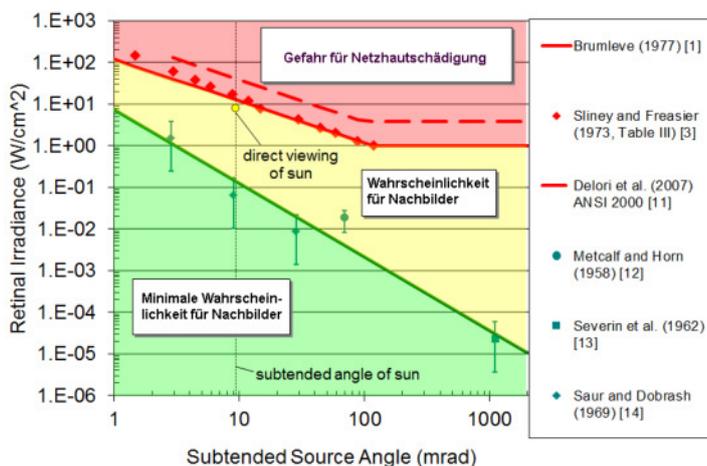


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>8</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>9</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)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Weilerbach wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. 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.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Minuten pro Jahr, Kategorie ■]**

Messpunkt	PV Feld Nord	PV Feld Süd
P1 L367 östlich	1848 <sup>WG</sup>	(41) <sup>D</sup>
P2 L367 zwischen den Flächen	520 <sup>W</sup>	-
P3 Schellenberger Straße nördlich	-	-
P4 Gebäude nordöstlich, 4 m Höhe	2407	-
P5 Gebäude nordöstlich, 9 m Höhe	1352 <sup>D</sup>	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>G</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L367 östlich

Am Messpunkt P1 auf der L367 können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 26. April und dem 17. August zwischen 18:20 - 18:52 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung durch das PV Feld Nord auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit  $+16^\circ$  bis  $+25^\circ$  rechts (westlich) der Fahrtrichtung allerdings überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Lt. Planungsunterlagen ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und den Höhenunterschied zwischen PV Anlage und der Fahrbahn

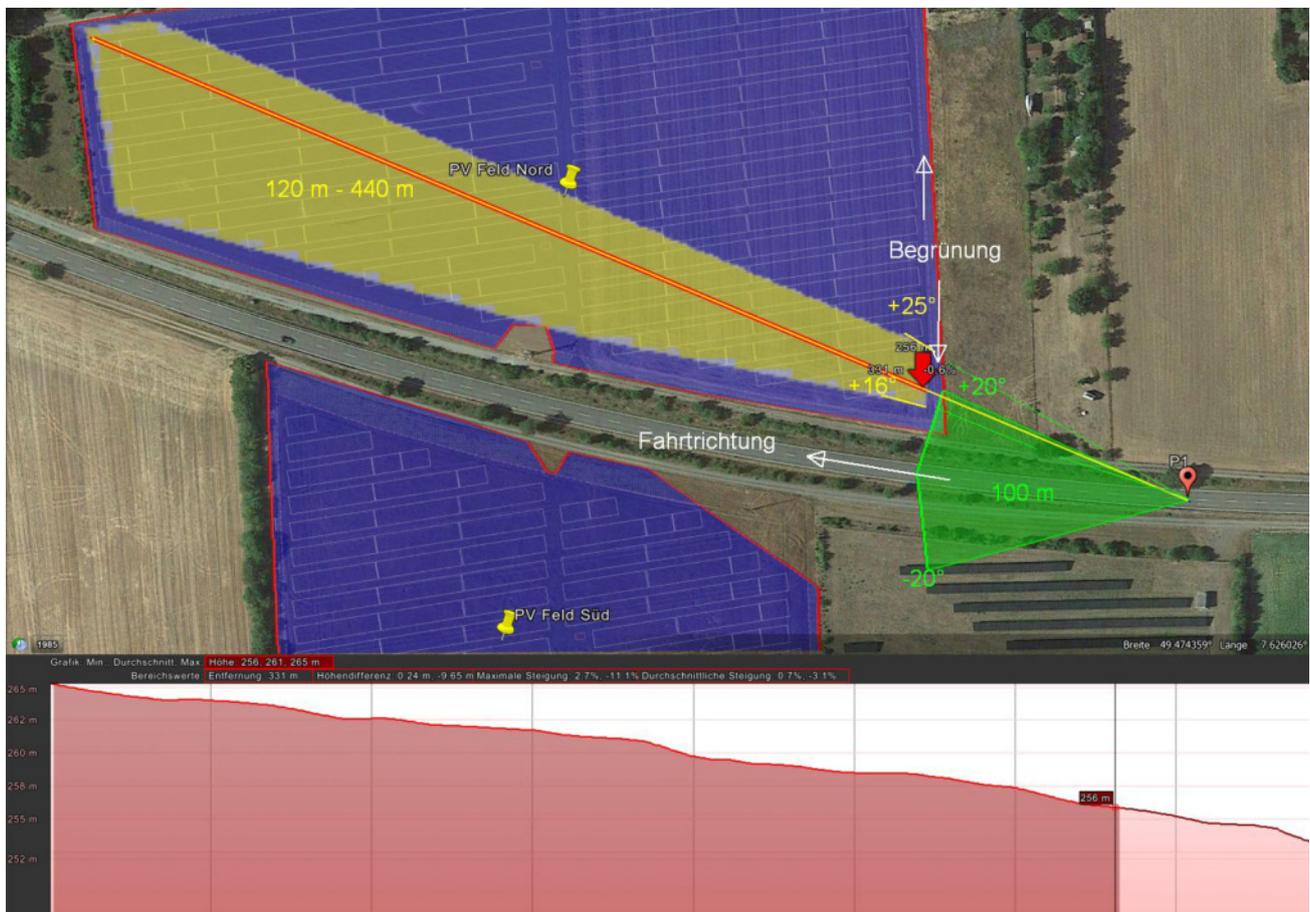


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Fläche der PV Anlage ist leicht ansteigend nach Nordwesten und der überwiegende Teil der rechnerisch ermittelten Reflexionen ist daher nicht einsehbar und liegt in einer Entfernung von 120 m – 440 m.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L367 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der L367 in der Mitte zwischen den PV Feldern können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 29. Mai und dem 15. Juli zwischen 05:41 - 06:00 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV Feld Nord auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen auch hier mit  $-27^\circ$  bis  $-46^\circ$  links (östlich) der Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Entlang der Fahrbahn ist ein Bewuchs vorhanden und zusätzlich ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

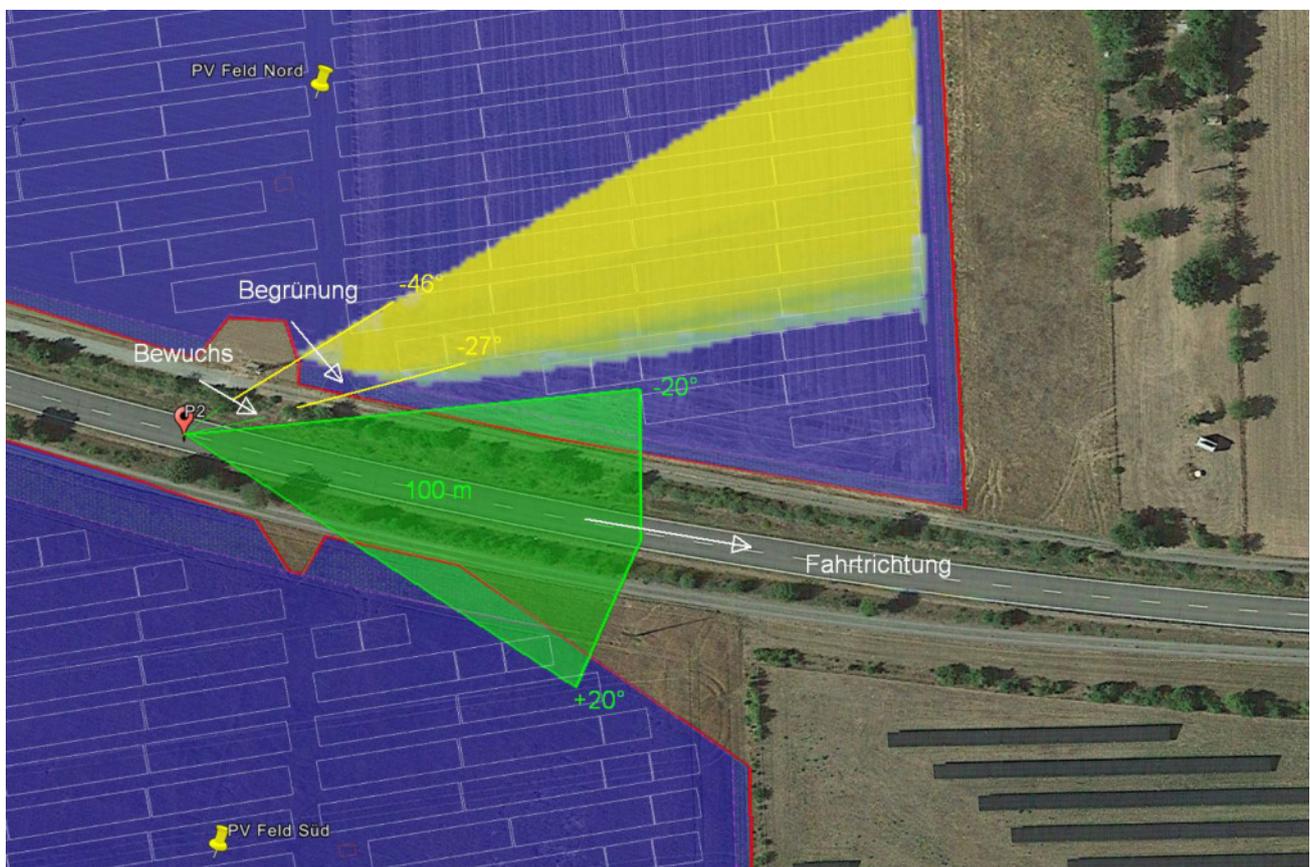


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P2 und verdeutlicht dass potentielle Reflexionen nur links (östlich) der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels auftreten können. Aufgrund von Bewuchs und Grünstreifen ist allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

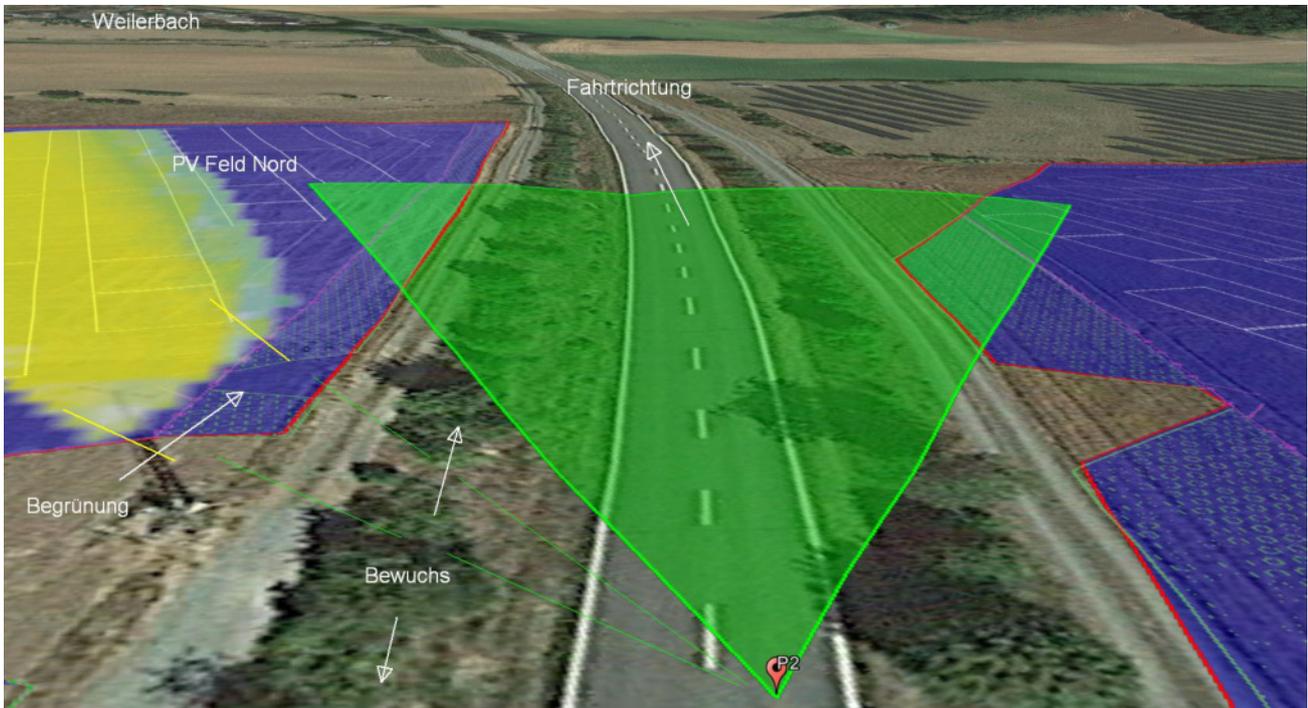


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P2, Blick Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Schellenberger Straße

Am Messpunkt P3 auf der wenig befahrenen Schellenberger Straße, nördlich von PV Feld Nord sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden. Für Verkehrsteilnehmer, die aus Norden (Grillhütte/Hundeheim) auf die Schellenberger Straße einmünden, ist nur die Rückseite der PV Anlage sichtbar und daher können Reflexionen den Standort nicht erreichen.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Neubau nordöstlich, 4 m Höhe

Im Bereich des Neubaus wurden 2 Messpunkte festgelegt, in 4 m und in 9 m Höhe. Da entlang der Geländegrenze der PV Anlage ein Grünstreifen mit Sträuchern geplant ist, besteht im Erdgeschoss bzw. ebenerdig überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher kann auf eine Analyse verzichtet werden. Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze den Strahlenverlauf der Sonnenstrahlen und der Reflexionen im Bereich des Gebäudes.

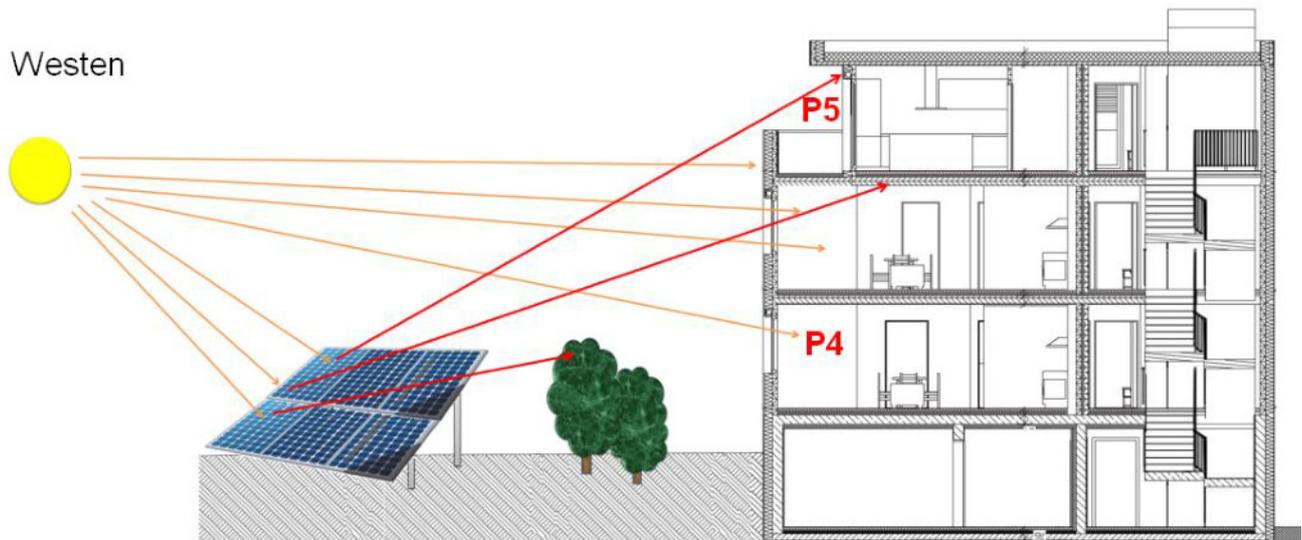


Bild 4.4.1: Strahlenverlauf im Bereich des Neubaus (Quelle: SolPEG)

Am Messpunkt P4, in ca. 4 m Höhe (Hochparterre/Balkon), können in bestimmten Jahreszeiten, abends, zwischen 17:31 - 18:09 Uhr an bis zu 22 Minuten pro Tag (Median) Reflexionen aus westlicher Richtung durch das PV Feld Nord auftreten, an einzelnen Tagen an bis zu 36 Minuten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

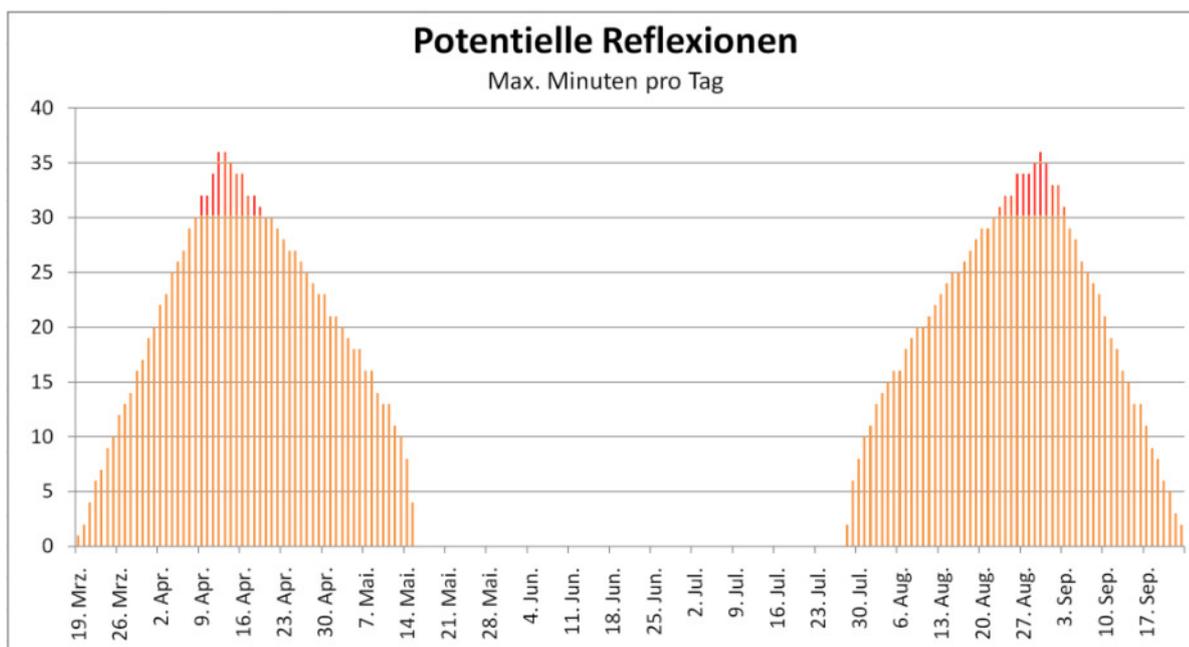


Bild 4.4.2 Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die rechnerisch ermittelte Gesamtsumme von Reflexionen pro Jahr liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die mittlere Summe pro Tag allerdings darunter. Eine Überschreitung der Summe pro Jahr ist in der Gesamtbetrachtung zu tolerieren, insbesondere aufgrund der teilweise großen Entfernung zur Immissionsquelle von bis zu 310 m.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation beispielhaft am 25. März um 17:50 Uhr mit Blick Richtung Westen.

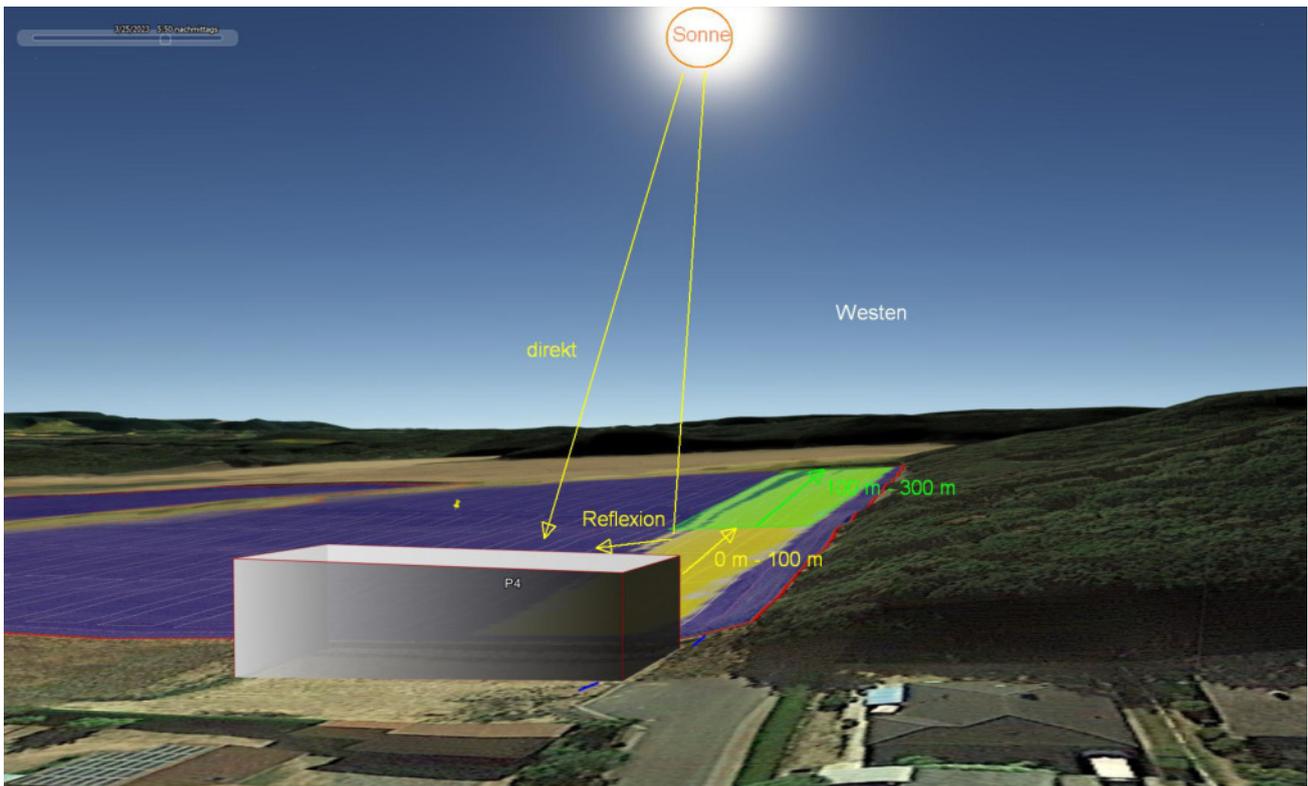


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass der überwiegende Teil (ca. 2/3) der Fläche, in der Reflexionen auftreten können, in mehr als 100 m Entfernung liegt (grün markierter Bereich) und lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie sind Reflexionen in einer Entfernung von über 100 m nicht relevant und daher zu vernachlässigen. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind dementsprechend nur zu ca. 1/3 anwendbar.

Im Bereich von Messpunkt P4 in 4 m Höhe sind in bestimmten Jahres- und Tageszeiten Reflexionen nicht auszuschließen aber eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Neubau nordöstlich, 9 m Höhe

Am Messpunkt P5 im Dachgeschoss des Neubaus in ca. 9 m Höhe, können an insgesamt 1352 Minuten pro Jahr Reflexionen aus westlicher Richtung durch das PV Feld Nord auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten, abends, zwischen 17:04 - 18:00 Uhr an bis zu 19 Minuten pro Tag (Median) auftreten, an einzelnen Tagen an bis zu 32 Minuten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P5**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
17. März	20. April	31	678	17:22	18:00
23. August	26. September	32	674	17:04	17:56

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

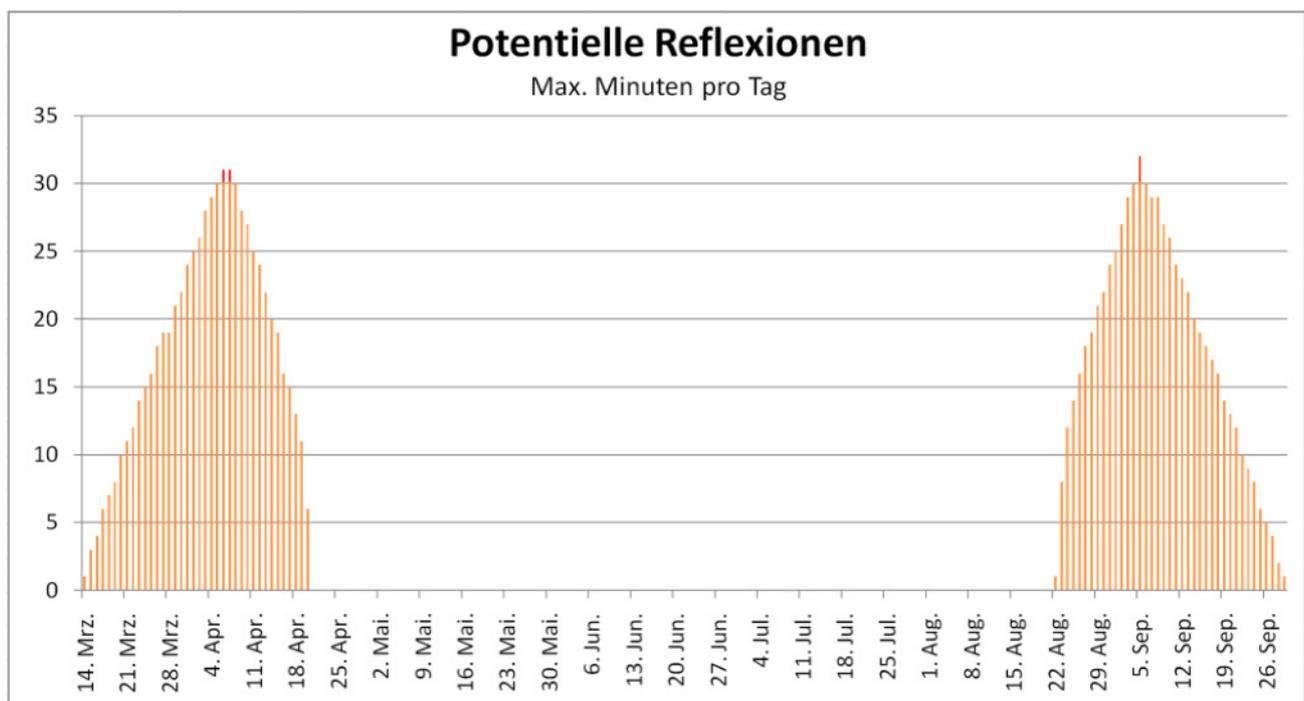


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die rechnerisch ermittelte Gesamtsumme von Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Rein rechnerisch können am Messpunkt P5 (und auch in ähnlicher Weise am Messpunkt P4) auch Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Diese sind aufgrund der geringeren Leuchtdichte allerdings nicht geeignet eine relevante Blendwirkung zu entwickeln, die PV Anlage würde eher als helle Fläche erscheinen.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Weilerbach kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</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 gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Weilerbach mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Weilerbach zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der L367 nur eine geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Zusätzlich zum Bewuchs entlang der Straße ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt mit der Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Der geplante Neubau nordöstlich der PV Anlage kann in gewissen Umfang von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber eine Beeinträchtigung für Anwohner durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es 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 30.05.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



<b>PROJEKT: PVA Weilerbach</b>	
COORDINATEN	49,47° N 7,62° E
<b>MODULE</b>	
MODULE	Jinko JKM 565N
MODULLEISTUNG	565 Wp
MODULABMESSUNGEN	2278 X 1134 mm
ANZAHL VON MODULEN	15498 Stk.
<b>BELEGUNGSPLAN</b>	
MONTAGESYSTEM	3V27 & 3V9 Gestelleinheiten
MODUL ANSTELLWINKEL	20°
LICHTE BREITE	3m Reihenabstand
LEISTUNG EINER GESTELLEINHEIT	45,765 kWp / 15,255 kWp
ANZAHL VON BELEGUNGSPLAN	182Stk. 3V27 / 28 Stk. 3V9
INSTALLIERTE LEISTUNG	<b>8576,37 kWp</b>
<b>WECHSELRICHTER</b>	
WECHSELRICHTER	Huawei SUN2000-215KTL
NOMINALE LEISTUNG (cos φ=1)	200kW
ANZAHL VON BELEGUNGSPLAN	40
Gesamtleistung (limitiert)	<b>7.500 kWac</b>

GRZ - 0,599

Plannummer / Drawing number	Planname / Drawing name	Druckformat / Print format
8100	Übersichtsplan	A3
Projektname & Name / Project name & name		
PVA Weilerbach		
Entwurf		
Standort / Location / Address / Coordinates	Datum / Date	Revisions / Revision
Weilerbach	5.07.2022	Rev 0.0
Belegungsplan (Obj. Name) / Drawing name (Obj. Name)		
8001_LAY_Weilerbach-REV0		
Kommentare / Comments		Maßstab / Scale
10m Streifen Freileitung freigehalten		tbd
Logo / Logo		Gezeichnet von / Drawn by
		Peter
bejulo GmbH Dekan-Lair-Str. 15 a 69126 Mainz 09131 2151480 info@bejulo.de		

A3 - (420 x 297) mm

# Hi-MO 5

(G2)

## LR5-72HIBD

# 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Integrated Segmented Ribbons
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

# LONGI



**21.3%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

**0~3%**  
POWER  
TOLERANCE

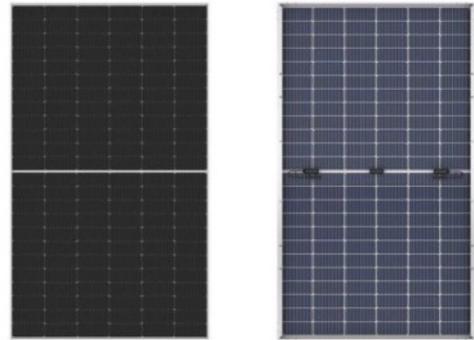
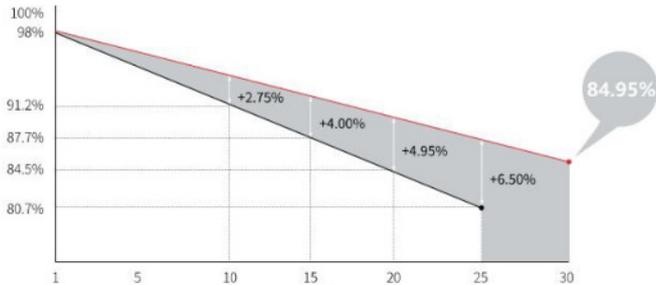
**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.45%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

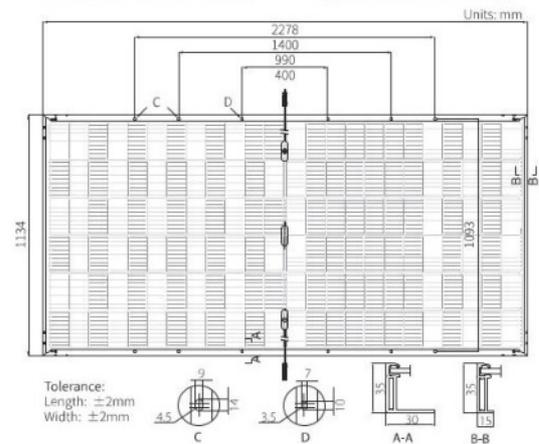
## Additional Value

### 30-Year Power Warranty



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C      NOCT : AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s      Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

## Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	± 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Weilerbach**

Site configuration: **Welerbach**

Created 25 May, 2023

Updated 30 May, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 1 MW to 5 MW

Site ID 91547.16108

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 V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV Feld Nord	20.0	171.0	40,316	671.9	16,261	271.0	-
PV Feld Sued	20.0	171.0	1,307	21.8	41	0.7	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	1,111	18.5	1,903	31.7
OP 2	1,907	31.8	2,500	41.7
OP 3	520	8.7	0	0.0
OP 4	7,633	127.2	5,956	99.3
OP 5	30,452	507.5	5,943	99.0

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV Feld Nord  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0°  
**Orientation:** 171.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.475547	7.621761	265.61	2.00	267.61
2	49.475902	7.625956	260.18	2.00	262.18
3	49.474201	7.626084	255.38	2.00	257.38
4	49.474445	7.624336	259.23	2.00	261.23
5	49.474898	7.621900	262.31	2.00	264.31

**Name:** PV Feld Sued  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0°  
**Orientation:** 171.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.474389	7.622758	260.55	2.00	262.55
2	49.474117	7.624207	258.12	2.00	260.12
3	49.473985	7.625462	255.79	2.00	257.79
4	49.473051	7.625505	251.18	2.00	253.18
5	49.472821	7.622887	253.20	2.00	255.20

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.474020	7.627415	252.10	2.00
OP 2	2	49.474358	7.623849	259.32	2.00
OP 3	3	49.475766	7.623742	264.51	2.00
OP 4	4	49.475832	7.626134	259.42	4.00
OP 5	5	49.475796	7.626140	259.28	9.00

# Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld Nord	20.0	171.0	40,316	671.9	16,261	271.0	-
PV Feld Sued	20.0	171.0	1,307	21.8	41	0.7	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	1,111	18.5	1,903	31.7
OP 2	1,907	31.8	2,500	41.7
OP 3	520	8.7	0	0.0
OP 4	7,633	127.2	5,956	99.3
OP 5	30,452	507.5	5,943	99.0

## PV: PV Feld Nord potential temporary after-image

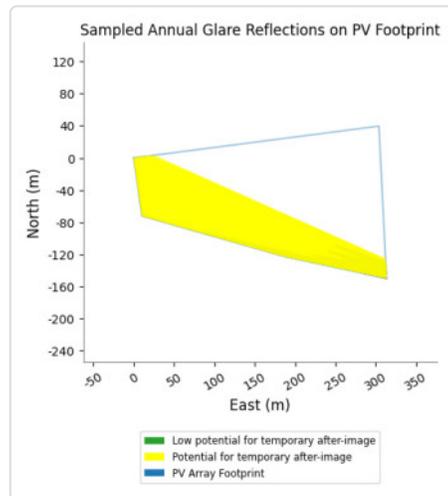
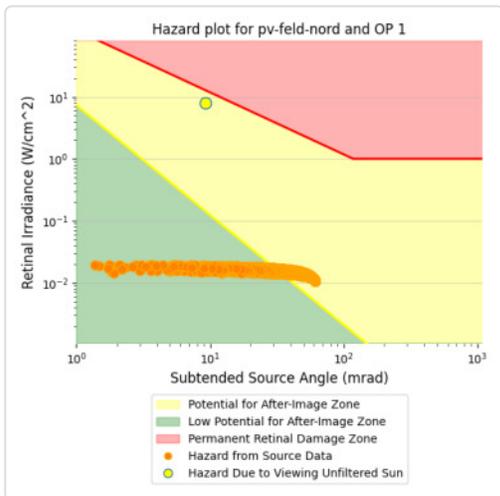
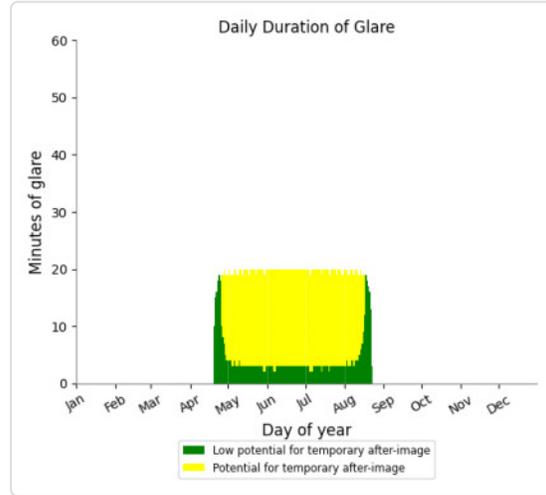
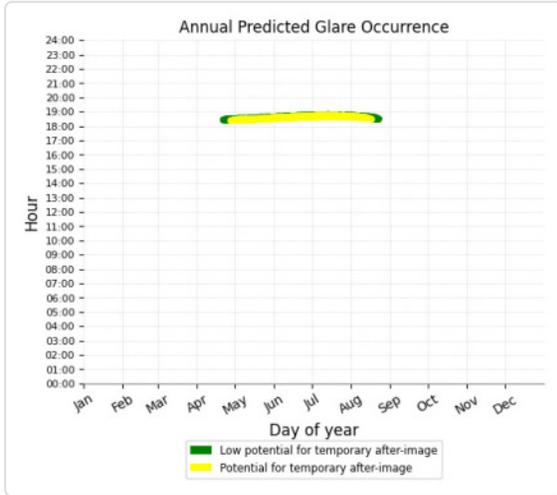
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	568	9.5	1,862	31.0
OP 2	1,143	19.1	2,500	41.7
OP 4	7,633	127.2	5,956	99.3
OP 5	30,452	507.5	5,943	99.0
OP 3	520	8.7	0	0.0

# PV Feld Nord and OP 1

Yellow glare: 1,862 min.

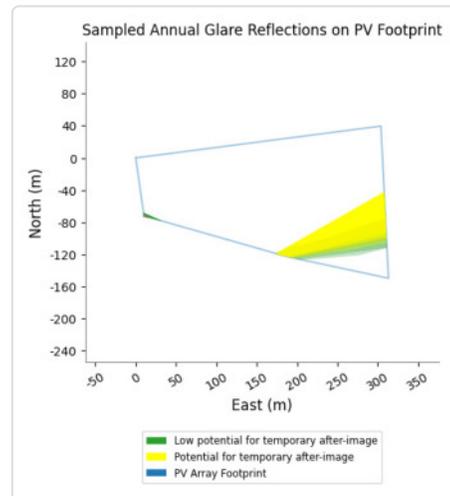
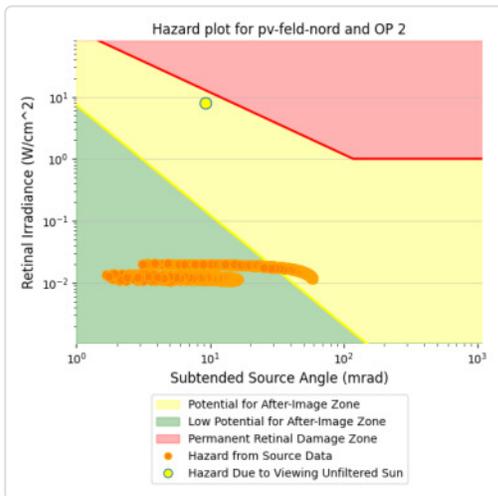
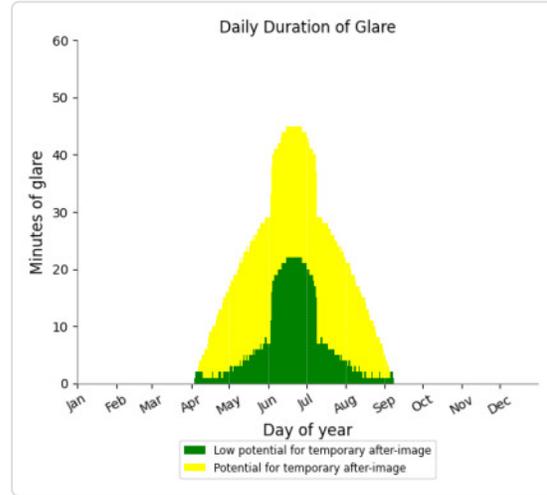
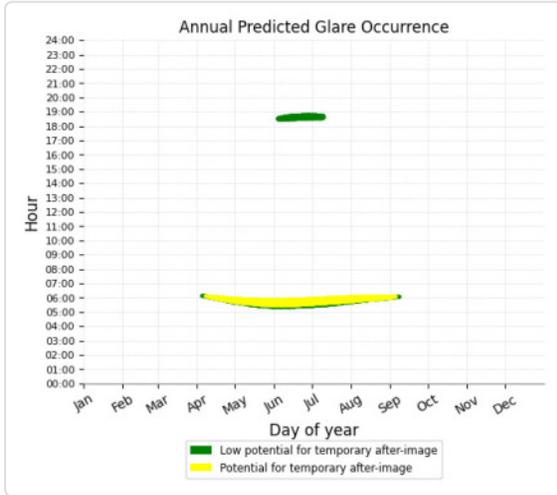
Green glare: 568 min.



# PV Feld Nord and OP 2

Yellow glare: 2,500 min.

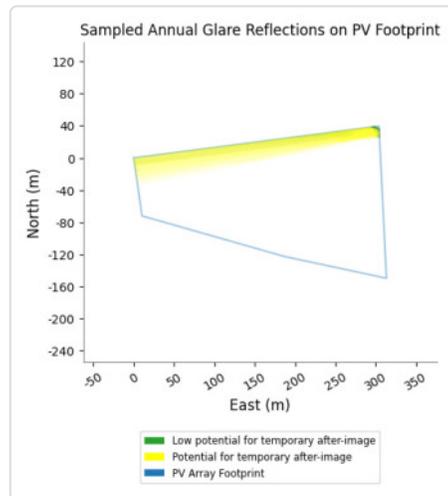
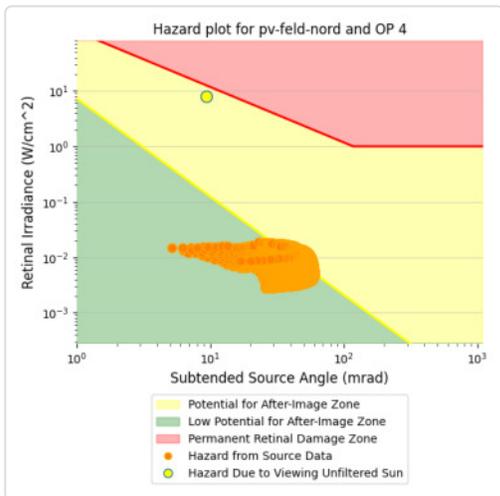
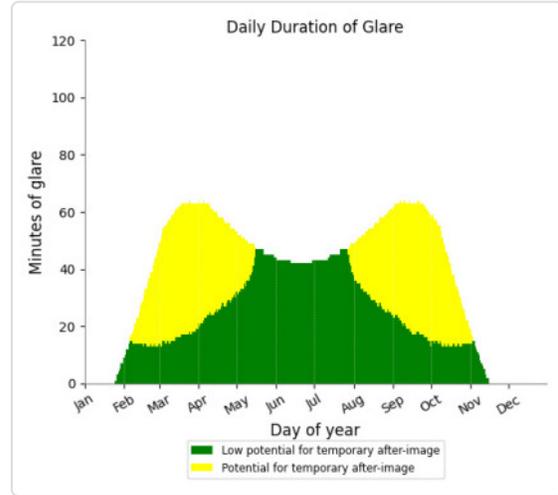
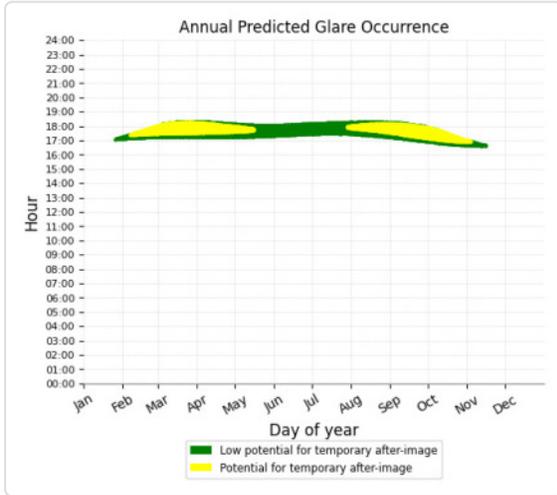
Green glare: 1,143 min.



# PV Feld Nord and OP 4

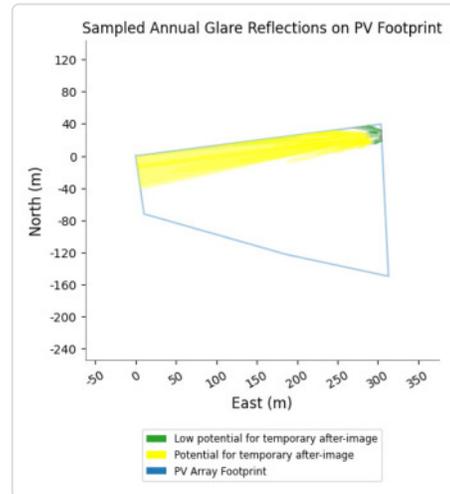
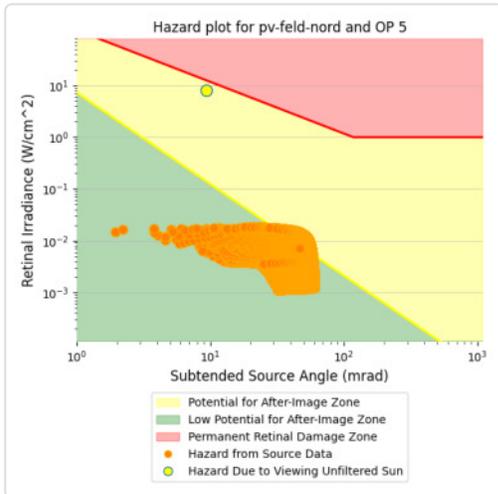
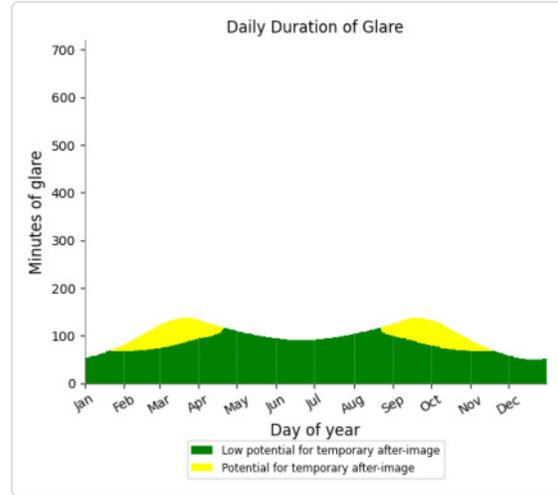
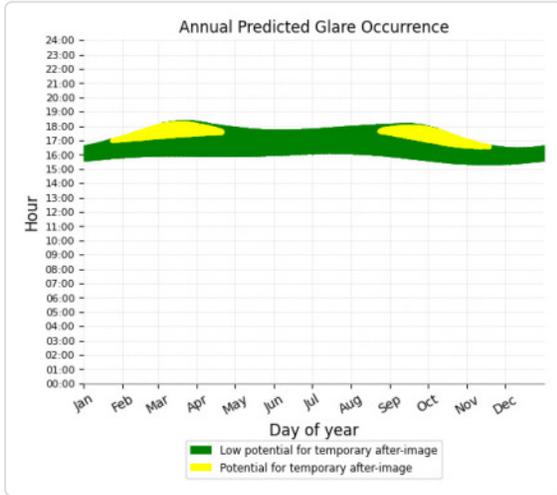
Yellow glare: 5,956 min.

Green glare: 7,633 min.



# PV Feld Nord and OP 5

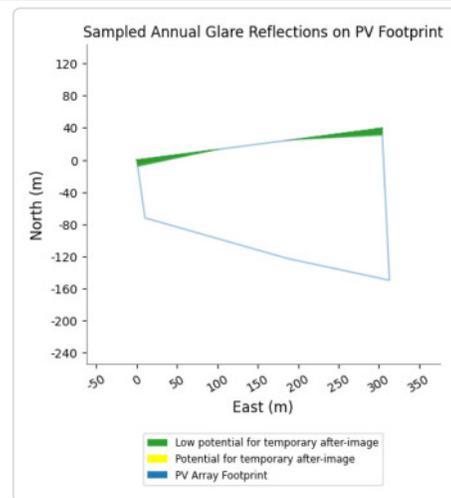
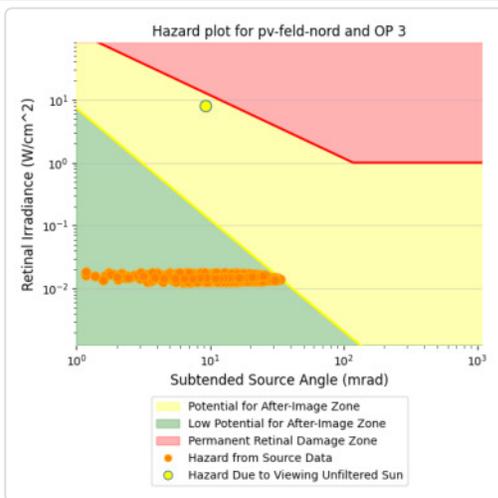
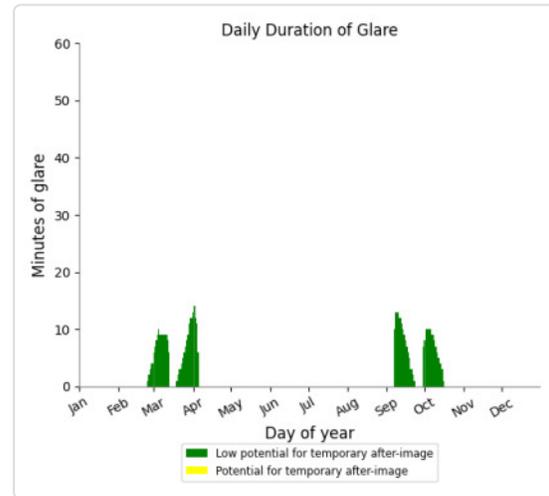
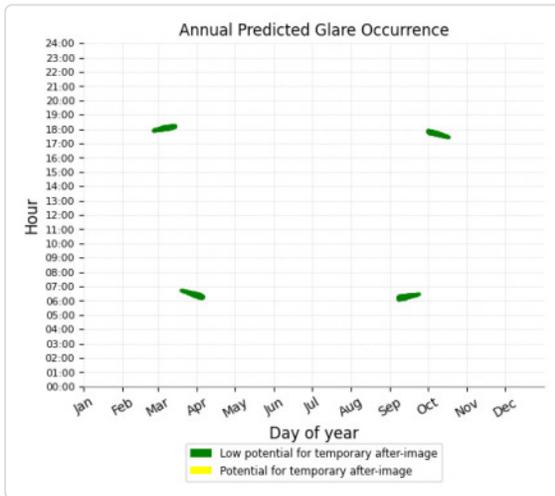
Yellow glare: 5,943 min.  
 Green glare: 30,452 min.



## PV Feld Nord and OP 3

Yellow glare: none

Green glare: 520 min.



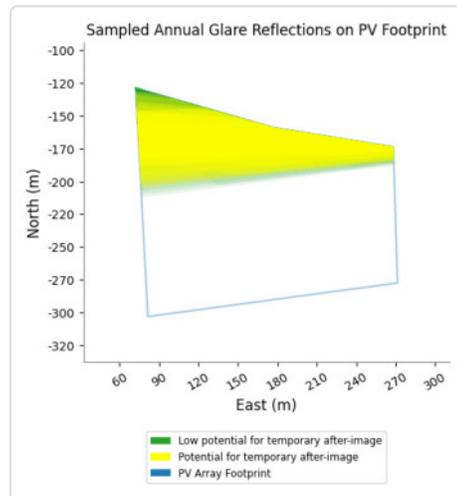
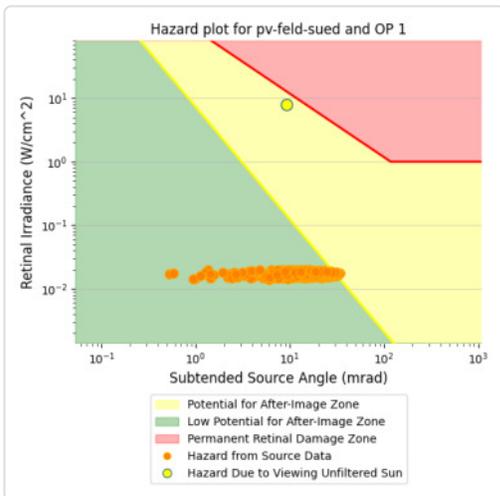
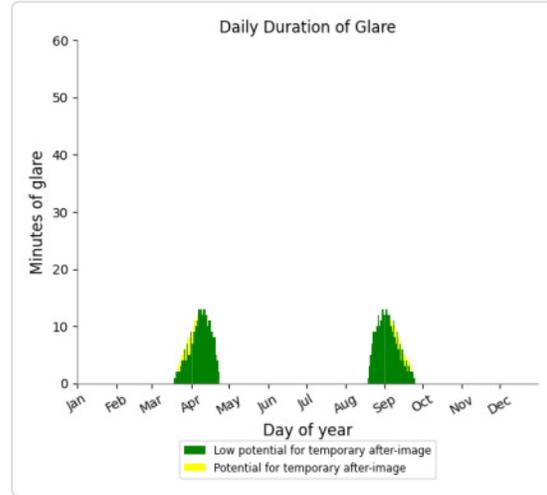
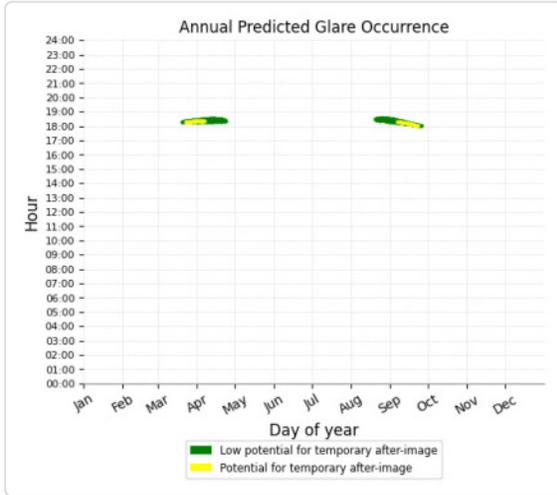
## PV: PV Feld Sued potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	543	9.1	41	0.7
OP 2	764	12.7	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

# PV Feld Sued and OP 1

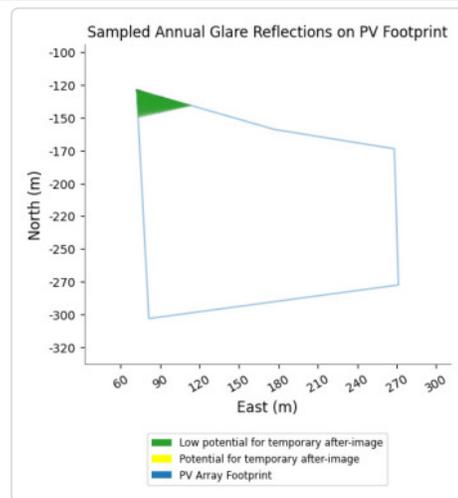
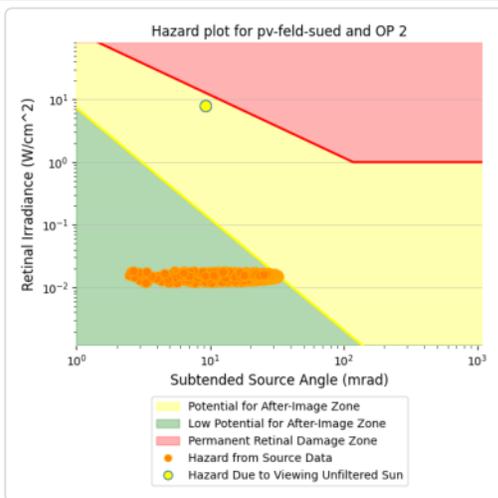
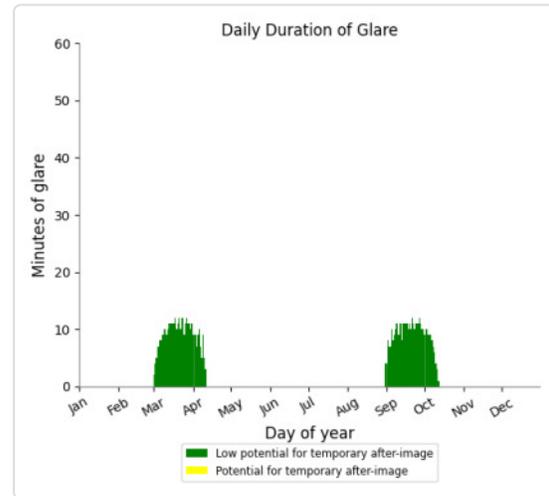
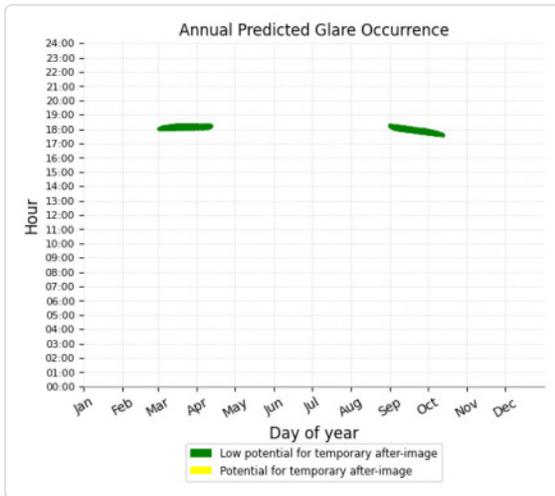
Yellow glare: 41 min.  
Green glare: 543 min.



## PV Feld Sued and OP 2

Yellow glare: none

Green glare: 764 min.



## PV Feld Sued and OP 3

No glare found

## PV Feld Sued and OP 4

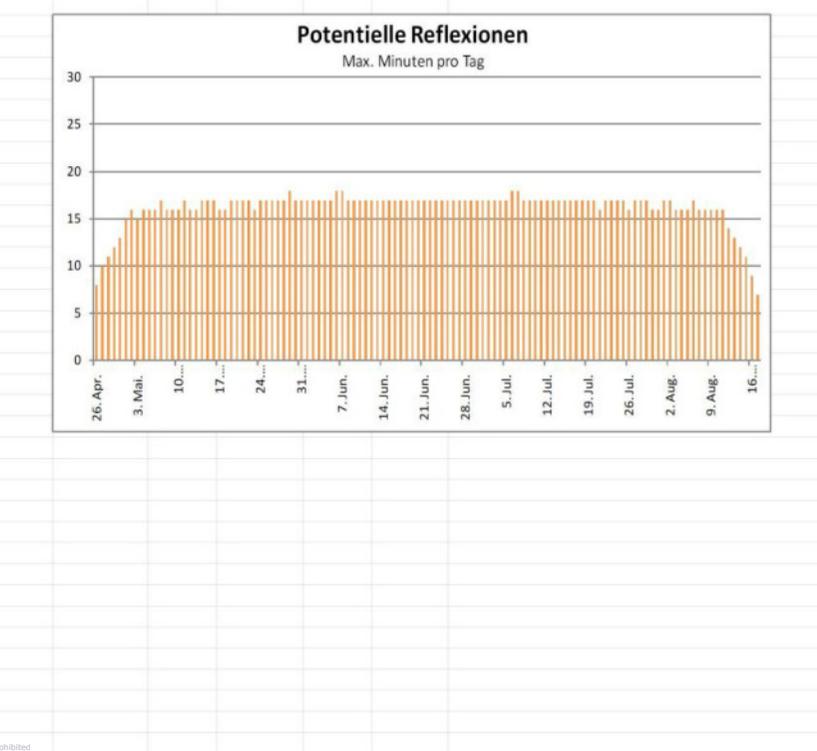
No glare found

## PV Feld Sued and OP 5

No glare found

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-20 18:23:00	0,00679	653,7122	1	0,408572	0,015149	0,001835	9,5	276,2	-0,981	0,107	0,165	0,988	-0,152	-0,04	26. Apr.	8	18:21	18:28
2023-04-20 18:24:00	0,007145	651,878	1	0,417838	0,015449	0,005251	9,3	276,4	-0,981	0,11	0,162	0,987	-0,152	-0,045	27. Apr.	10	18:21	18:30
2023-04-20 18:25:00	0,007395	650,0399	1	0,427311	0,015755	0,006843	9,2	276,6	-0,981	0,113	0,159	0,987	-0,153	-0,049	28. Apr.	11	18:20	18:30
2023-04-20 18:26:00	0,007599	648,1981	1	0,436994	0,016066	0,007659	9	276,8	-0,981	0,117	0,156	0,987	-0,154	-0,053	29. Apr.	12	18:21	18:32
2023-04-20 18:27:00	0,007752	646,3524	1	0,446893	0,016383	0,007691	8,8	277	-0,981	0,12	0,154	0,986	-0,155	-0,057	30. Apr.	13	18:21	18:33
2023-04-20 18:28:00	0,007866	644,503	1	0,457012	0,016706	0,007166	8,7	277,2	-0,981	0,123	0,151	0,986	-0,155	-0,061	1. Mai.	15	18:21	18:35
2023-04-20 18:29:00	0,007954	642,6497	1	0,467355	0,017035	0,006278	8,5	277,3	-0,981	0,127	0,148	0,986	-0,156	-0,066	2. Mai.	16	18:21	18:36
2023-04-20 18:30:00	0,008023	640,7927	1	0,477928	0,01737	0,00511	8,3	277,5	-0,981	0,13	0,145	0,985	-0,157	-0,07	3. Mai.	15	18:22	18:36
2023-04-20 18:31:00	0,008072	638,932	1	0,488735	0,017711	0,003664	8,2	277,7	-0,981	0,133	0,142	0,985	-0,158	-0,074	4. Mai.	16	18:22	18:37
2023-04-20 18:32:00	0,008108	637,0675	1	0,499782	0,018059	0,002024	8	277,9	-0,981	0,136	0,14	0,984	-0,158	-0,078	5. Mai.	16	18:22	18:37
2023-04-21 18:21:00	0,007097	660,0553	1	0,383594	0,014361	0,012286	10,1	276,1	-0,979	0,104	0,175	0,987	-0,156	-0,031	6. Mai.	16	18:21	18:36
2023-04-21 18:22:00	0,007412	658,2432	1	0,392292	0,014646	0,014747	9,9	276,3	-0,979	0,108	0,172	0,987	-0,157	-0,035	7. Mai.	17	18:21	18:37
2023-04-21 18:23:00	0,007643	656,4273	1	0,401184	0,014937	0,015877	9,7	276,5	-0,979	0,111	0,169	0,987	-0,158	-0,039	8. Mai.	16	18:22	18:37
2023-04-21 18:24:00	0,007843	654,6076	1	0,410273	0,015233	0,016516	9,6	276,6	-0,979	0,114	0,166	0,986	-0,158	-0,043	9. Mai.	16	18:22	18:37
2023-04-21 18:25:00	0,008017	652,7841	1	0,419564	0,015534	0,016759	9,4	276,8	-0,979	0,117	0,164	0,986	-0,159	-0,048	10. Mai.	16	18:22	18:37
2023-04-21 18:26:00	0,008162	650,9568	1	0,429062	0,015841	0,016582	9,3	277	-0,98	0,121	0,161	0,986	-0,16	-0,052	11. Mai.	17	18:22	18:38
2023-04-21 18:27:00	0,008284	649,1257	1	0,438771	0,016154	0,016101	9,1	277,2	-0,98	0,124	0,158	0,985	-0,161	-0,056	12. Mai.	16	18:23	18:38
2023-04-21 18:28:00	0,008378	647,2908	1	0,448695	0,016473	0,015251	8,9	277,4	-0,98	0,127	0,155	0,985	-0,161	-0,06	13. Mai.	16	18:23	18:38
2023-04-21 18:29:00	0,008444	645,4522	1	0,458839	0,016798	0,01405	8,8	277,6	-0,98	0,13	0,153	0,985	-0,162	-0,064	14. Mai.	17	18:23	18:39
2023-04-21 18:30:00	0,008484	643,6099	1	0,469207	0,017128	0,01252	8,6	277,8	-0,98	0,134	0,15	0,984	-0,163	-0,069	15. Mai.	17	18:23	18:39
2023-04-21 18:31:00	0,0085	641,7638	1	0,479805	0,017465	0,010678	8,5	278	-0,98	0,137	0,147	0,984	-0,164	-0,073	16. Mai.	17	18:23	18:39
2023-04-21 18:32:00	0,008498	639,914	1	0,490638	0,017808	0,008601	8,3	278,1	-0,98	0,14	0,144	0,983	-0,164	-0,077	17. Mai.	16	18:24	18:39
2023-04-21 18:33:00	0,008485	638,0604	1	0,501709	0,018157	0,00636	8,1	278,3	-0,979	0,143	0,141	0,983	-0,165	-0,081	18. Mai.	16	18:24	18:39
2023-04-21 18:34:00	0,008463	636,2032	1	0,513026	0,018512	0,004	8	278,5	-0,979	0,147	0,139	0,982	-0,166	-0,085	19. Mai.	17	18:24	18:40
2023-04-21 18:35:00	0,008431	634,3423	1	0,524592	0,018874	0,001469	7,8	278,7	-0,979	0,15	0,136	0,982	-0,167	-0,09	20. Mai.	17	18:24	18:40
2023-04-22 18:21:00	0,007601	662,7213	1	0,376746	0,014161	0,020717	10,3	276,3	-0,978	0,108	0,179	0,986	-0,162	-0,03	21. Mai.	17	18:24	18:40
2023-04-22 18:22:00	0,007834	660,9235	1	0,38528	0,014443	0,021777	10,2	276,5	-0,978	0,112	0,177	0,986	-0,163	-0,034	22. Mai.	17	18:24	18:40
2023-04-22 18:23:00	0,008031	659,122	1	0,394004	0,01473	0,022285	10	276,7	-0,978	0,115	0,174	0,986	-0,164	-0,038	23. Mai.	16	18:25	18:40
2023-04-22 18:24:00	0,008208	657,3166	1	0,402921	0,015022	0,022505	9,8	276,9	-0,978	0,118	0,171	0,985	-0,164	-0,042	24. Mai.	17	18:25	18:41
2023-04-22 18:25:00	0,008368	655,5075	1	0,412036	0,015319	0,022467	9,7	277,1	-0,978	0,121	0,168	0,985	-0,165	-0,047	25. Mai.	17	18:26	18:42
2023-04-22 18:26:00	0,008504	653,6946	1	0,421353	0,015622	0,022126	9,5	277,3	-0,978	0,125	0,165	0,985	-0,166	-0,051	26. Mai.	17	18:26	18:42
2023-04-22 18:27:00	0,008624	651,878	1	0,430877	0,015931	0,021577	9,4	277,4	-0,978	0,128	0,163	0,985	-0,167	-0,055	27. Mai.	17	18:26	18:42
2023-04-22 18:28:00	0,008723	650,0576	1	0,440611	0,016245	0,020764	9,2	277,6	-0,978	0,131	0,16	0,984	-0,167	-0,059	28. Mai.	17	18:26	18:42
2023-04-22 18:29:00	0,0088	648,2335	1	0,450561	0,016566	0,019684	9	277,8	-0,978	0,134	0,157	0,984	-0,168	-0,063	29. Mai.	18	18:26	18:43
2023-04-22 18:30:00	0,008853	646,4056	1	0,460731	0,016892	0,018319	8,9	278	-0,978	0,138	0,154	0,983	-0,169	-0,067	30. Mai.	17	18:27	18:43
2023-04-22 18:31:00	0,008877	644,574	1	0,471126	0,017224	0,016616	8,7	278,2	-0,978	0,141	0,152	0,983	-0,17	-0,072	31. Mai.	17	18:27	18:43
2023-04-22 18:32:00	0,00887	642,7387	1	0,481175	0,017562	0,014536	8,6	278,4	-0,978	0,144	0,149	0,982	-0,17	-0,076	1. Jun.	17	18:27	18:43
2023-04-22 18:33:00	0,008834	640,8998	1	0,492608	0,017907	0,012105	8,4	278,6	-0,978	0,147	0,146	0,982	-0,171	-0,08	2. Jun.	17	18:28	18:44
2023-04-22 18:34:00	0,00878	639,0571	1	0,503706	0,018257	0,009413	8,2	278,7	-0,978	0,151	0,143	0,982	-0,172	-0,084	3. Jun.	17	18:28	18:44
2023-04-22 18:35:00	0,008716	637,2107	1	0,515049	0,018615	0,00657	8,1	278,9	-0,978	0,154	0,14	0,981	-0,172	-0,088	4. Jun.	17	18:28	18:44
2023-04-22 18:36:00	0,008657	635,3607	1	0,526641	0,018978	0,003756	7,9	279,1	-0,978	0,157	0,138	0,981	-0,173	-0,093	5. Jun.	17	18:28	18:44
2023-04-23 18:20:00	0,007911	665,6485	1	0,370094	0,013973	0,025998	10,6	276,6	-0,977	0,112	0,184	0,985	-0,168	-0,029	6. Jun.	18	18:28	18:45
2023-04-23 18:21:00	0,008121	663,8612	1	0,378468	0,01425	0,026631	10,4	276,7	-0,977	0,115	0,181	0,985	-0,169	-0,033	7. Jun.	18	18:28	18:45
2023-04-23 18:22:00	0,008305	662,0702	1	0,387028	0,014533	0,026894	10,3	276,9	-0,977	0,119	0,178	0,985	-0,169	-0,037	8. Jun.	17	18:30	18:46
2023-04-23 18:23:00	0,008473	660,2754	1	0,395778	0,014822	0,026935	10,1	277,1	-0,977	0,122	0,175	0,985	-0,17	-0,041	9. Jun.	17	18:30	18:46
2023-04-23 18:24:00	0,008626	658,4768	1	0,404721	0,015115	0,02677	9,9	277,3	-0,977	0,125	0,173	0,984	-0,171	-0,045	10. Jun.	17	18:30	18:46
2023-04-23 18:25:00	0,00876	656,6744	1	0,413863	0,015414	0,026359	9,8	277,5	-0,977	0,128	0,17	0,984	-0,172	-0,05	11. Jun.	17	18:30	18:46
2023-04-23 18:26:00	0,008881	654,8683	1	0,423206	0,015719	0,025784	9,6	277,7	-0,977	0,132	0,167	0,984	-0,172	-0,054	12. Jun.	17	18:30	18:46
2023-04-23 18:27:00	0,008984	653,0584	1	0,432757	0,016029	0,025001	9,5	277,9	-0,977	0,135	0,164	0,983	-0,173	-0,058	13. Jun.	17	18:31	18:47

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
26. April	18	18:21	18:52	
<b>Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:</b> 1848 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1282 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 566 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 18 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2431 Einträgen /-568): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (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	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Z	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2				
2023-04-04 06:10:00	0,010021	542,6025	1	0,568415	0,017493	0,027135	0,2	82,3	0,991	0,135	0,004	-0,99	-0,142	0,017	23	23. Mai	1	05:51	05:51	27. Mai	27. Mai	5	5	05:48	05:52		
2023-04-05 06:09:00	0,010038	545,4389	1	0,569689	0,017624	0,026572	0,4	81,8	0,99	0,142	0,007	-0,989	-0,15	0,014	24	24. Mai	2	05:50	05:51	29. Mai	15. Juli	14	515	05:41	06:00		
2023-04-05 06:10:00	0,010229	547,6084	1	0,556899	0,017297	0,030195	0,5	82	0,99	0,139	0,009	-0,989	-0,149	0,018	25	25. Mai	3	05:50	05:52								
2023-04-06 06:08:00	0,010179	548,2338	1	0,570997	0,017755	0,027211	0,5	81,4	0,989	0,15	0,009	-0,987	-0,157	0,011	26	26. Mai	4	05:49	05:52								
2023-04-06 06:09:00	0,010258	550,3875	1	0,558188	0,017425	0,029763	0,7	81,6	0,989	0,147	0,012	-0,988	-0,157	0,015	27	27. Mai	5	05:48	05:52								
2023-04-07 06:07:00	0,010232	550,9872	1	0,572341	0,017886	0,026996	0,6	80,9	0,987	0,158	0,011	-0,986	-0,165	0,008	28	28. Mai	4	05:48	05:51								
2023-04-07 06:08:00	0,010377	553,1252	1	0,559514	0,017553	0,030164	0,8	81,1	0,988	0,154	0,014	-0,986	-0,164	0,012	29	29. Mai	5	05:47	05:51								
2023-04-07 06:09:00	0,01041	555,2595	2	0,546972	0,017276	0,032249	1	81,3	0,988	0,151	0,017	-0,986	-0,163	0,016	30	30. Mai	6	05:46	05:51								
2023-04-08 06:05:00	0,010199	549,4667	1	0,573724	0,01788	0,026725	0,8	80,5	0,986	0,165	0,014	-0,985	-0,172	0,005	31	31. Mai	7	05:45	05:51								
2023-04-08 06:06:00	0,01036	551,6017	1	0,560879	0,017548	0,030035	0,9	80,7	0,987	0,162	0,016	-0,985	-0,171	0,009	1. Jun.	1. Jun.	8	05:44	05:51								
2023-04-08 06:07:00	0,010352	553,7332	2	0,548318	0,017221	0,031751	1,1	80,9	0,987	0,159	0,019	-0,985	-0,17	0,013	2. Jun.	2. Jun.	8	05:45	05:52								
2023-04-08 06:08:00	0,010466	555,861	2	0,536036	0,0169	0,034539	1,3	81,1	0,988	0,155	0,022	-0,985	-0,17	0,018	3. Jun.	3. Jun.	9	05:44	05:52								
2023-04-09 06:04:00	0,010241	552,1744	1	0,575148	0,018013	0,026397	0,9	80	0,985	0,173	0,016	-0,984	-0,179	0,002	4. Jun.	4. Jun.	9	05:44	05:52								
2023-04-09 06:05:00	0,010417	554,294	1	0,562285	0,017677	0,02985	1,1	80,2	0,985	0,17	0,019	-0,984	-0,178	0,006	5. Jun.	5. Jun.	9	05:43	05:51								
2023-04-09 06:06:00	0,010515	556,4101	2	0,549706	0,017348	0,032526	1,2	80,4	0,986	0,166	0,022	-0,984	-0,178	0,01	6. Jun.	6. Jun.	10	05:42	05:51								
2023-04-09 06:07:00	0,010503	558,5226	2	0,537405	0,017024	0,034185	1,4	80,6	0,986	0,163	0,024	-0,984	-0,177	0,014	7. Jun.	7. Jun.	10	05:42	05:51								
2023-04-10 06:03:00	0,010275	554,84	1	0,576615	0,018146	0,026011	1,1	79,6	0,983	0,18	0,018	-0,982	-0,186	-0,002	8. Jun.	8. Jun.	11	05:42	05:52								
2023-04-10 06:04:00	0,010467	556,9445	1	0,563734	0,017808	0,029612	1,2	79,8	0,984	0,177	0,021	-0,983	-0,186	0,003	9. Jun.	9. Jun.	11	05:42	05:52								
2023-04-10 06:05:00	0,010578	559,0453	2	0,551136	0,017475	0,032403	1,4	80	0,984	0,174	0,024	-0,983	-0,185	0,007	10. Jun.	10. Jun.	12	05:41	05:52								
2023-04-10 06:06:00	0,010631	561,1426	2	0,538817	0,017149	0,034636	1,5	80,2	0,985	0,17	0,027	-0,983	-0,184	0,011	11. Jun.	11. Jun.	12	05:41	05:52								
2023-04-10 06:07:00	0,010596	563,2363	2	0,526769	0,016828	0,036084	1,7	80,4	0,985	0,167	0,03	-0,983	-0,183	0,016	12. Jun.	12. Jun.	12	05:41	05:52								
2023-04-11 06:02:00	0,010473	557,4636	1	0,565229	0,017872	0,029322	1,3	79,4	0,983	0,184	0,023	-0,981	-0,193	0	13. Jun.	13. Jun.	13	05:41	05:53								
2023-04-11 06:03:00	0,010596	559,553	2	0,552612	0,017538	0,032226	1,5	79,6	0,983	0,181	0,026	-0,981	-0,192	0,004	14. Jun.	14. Jun.	13	05:41	05:53								
2023-04-11 06:04:00	0,010661	561,6389	2	0,540274	0,017121	0,034561	1,7	79,7	0,984	0,178	0,029	-0,981	-0,191	0,008	15. Jun.	15. Jun.	13	05:41	05:53								
2023-04-11 06:05:00	0,010581	563,7212	2	0,528207	0,016888	0,035616	1,8	79,9	0,984	0,175	0,032	-0,982	-0,191	0,012	16. Jun.	16. Jun.	13	05:41	05:53								
2023-04-11 06:06:00	0,010647	565,7999	2	0,516406	0,016572	0,037934	2	80,1	0,985	0,171	0,035	-0,982	-0,19	0,017	17. Jun.	17. Jun.	13	05:41	05:53								
2023-04-12 06:01:00	0,010512	560,0452	1	0,566772	0,018003	0,028973	1,5	79,5	0,981	0,192	0,026	-0,98	-0,2	0,005	18. Jun.	18. Jun.	14	05:41	05:54								
2023-04-12 06:02:00	0,010649	562,1198	2	0,554136	0,017667	0,032	1,6	79,1	0,982	0,189	0,029	-0,98	-0,199	0,001	19. Jun.	19. Jun.	14	05:41	05:54								
2023-04-12 06:03:00	0,010724	564,1909	2	0,541779	0,017337	0,034431	1,8	79,3	0,982	0,185	0,031	-0,98	-0,198	0,005	20. Jun.	20. Jun.	14	05:41	05:54								
2023-04-12 06:04:00	0,010752	566,2584	2	0,529692	0,017012	0,036427	2	79,5	0,983	0,182	0,034	-0,98	-0,198	0,009	21. Jun.	21. Jun.	14	05:41	05:54								
2023-04-12 06:05:00	0,010686	568,3223	2	0,517872	0,016693	0,037604	2,1	79,7	0,983	0,179	0,037	-0,98	-0,197	0,014	22. Jun.	22. Jun.	14	05:42	05:55								
2023-04-12 06:06:00	0,010694	570,3827	2	0,506311	0,01638	0,039399	2,3	79,9	0,984	0,176	0,04	-0,98	-0,196	0,018	23. Jun.	23. Jun.	14	05:42	05:55								
2023-04-13 06:00:00	0,010544	562,585	1	0,568365	0,018136	0,02856	1,6	78,5	0,98	0,199	0,028	-0,978	-0,207	-0,007	24. Jun.	24. Jun.	14	05:42	05:55								
2023-04-13 06:01:00	0,010696	564,6449	2	0,555711	0,017797	0,031725	1,8	78,7	0,98	0,196	0,031	-0,978	-0,206	-0,002	25. Jun.	25. Jun.	14	05:42	05:55								
2023-04-13 06:02:00	0,010782	566,7013	2	0,543333	0,017464	0,034257	1,9	78,9	0,981	0,193	0,034	-0,979	-0,206	0,002	26. Jun.	26. Jun.	13	05:43	05:55								
2023-04-13 06:03:00	0,01082	568,7542	2	0,531227	0,017137	0,036339	2,1	79,1	0,981	0,19	0,036	-0,979	-0,205	0,006	27. Jun.	27. Jun.	13	05:44	05:56								
2023-04-13 06:04:00	0,010819	570,8036	2	0,519387	0,016815	0,038066	2,2	79,3	0,982	0,186	0,039	-0,979	-0,204	0,01	28. Jun.	28. Jun.	13	05:44	05:56								
2023-04-13 06:05:00	0,01074	572,8494	2	0,507807	0,016499	0,039126	2,4	79,4	0,982	0,183	0,042	-0,979	-0,203	0,015	29. Jun.	29. Jun.	13	05:44	05:56								
2023-04-14 05:59:00	0,010531	563,0899	1	0,570012	0,018205	0,028082	1,7	78,1	0,98	0,207	0,03	-0,978	-0,214	-0,01	30. Jun.	30. Jun.	12	05:45	05:56								
2023-04-14 06:00:00	0,010698	565,1439	2	0,557338	0,017865	0,031386	1,9	78,3	0,979	0,203	0,033	-0,977	-0,213	-0,005	1. Jul.	1. Jul.	12	05:45	05:56								
2023-04-14 06:01:00	0,010798	567,1944	2	0,54494	0,017531	0,034034	2	78,4	0,979	0,2	0,036	-0,977	-0,213	-0,001	2. Jul.	2. Jul.	12	05:46	05:57								
2023-04-14 06:02:00	0,010846	569,2413	2	0,532814	0,017203	0,036203	2,2	78,6	0,98	0,197	0,039	-0,977	-0,212	0,003	3. Jul.	3. Jul.	11	05:47	05:57								
2023-04-14 06:03:00	0,010854	571,2848	2	0,520954	0,01688	0,038014	2,4	78,8	0,98	0,194	0,041	-0,977	-0,211	0,007	4. Jul.	4. Jul.	11	05:47	05:57								
2023-04																											



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-01-01 15:41:00	0,001985	706,8502	1	0,088349	0,003542	0,024978	6,4	222,6	-0,673	-0,731	0,111	0,707	0,518	0,481	14. Mrz.	1	17:22	17:22
2023-01-01 15:42:00	0,002072	703,8968	1	0,089874	0,003588	0,027894	6,2	222,8	-0,676	-0,729	0,109	0,709	0,518	0,478	15. Mrz.	3	17:22	17:24
2023-01-01 15:43:00	0,002155	700,9311	1	0,09143	0,003635	0,030432	6,1	223	-0,679	-0,727	0,107	0,712	0,517	0,475	16. Mrz.	4	17:22	17:25
2023-01-01 15:44:00	0,002235	697,9532	1	0,093017	0,003682	0,032666	6	223,2	-0,681	-0,724	0,105	0,714	0,517	0,472	17. Mrz.	6	17:22	17:27
2023-01-01 15:45:00	0,002313	694,9632	1	0,094635	0,00373	0,034653	5,9	223,4	-0,684	-0,722	0,103	0,717	0,517	0,469	18. Mrz.	7	17:23	17:29
2023-01-01 15:46:00	0,002389	691,9612	1	0,096286	0,003779	0,036435	5,8	223,6	-0,687	-0,72	0,101	0,719	0,516	0,465	19. Mrz.	8	17:23	17:30
2023-01-01 15:47:00	0,002462	688,9471	1	0,09797	0,003828	0,038043	5,7	223,8	-0,689	-0,718	0,099	0,721	0,516	0,462	20. Mrz.	10	17:23	17:32
2023-01-01 15:48:00	0,002535	685,9211	1	0,099688	0,003878	0,039496	5,6	224,1	-0,692	-0,715	0,097	0,724	0,515	0,459	21. Mrz.	11	17:24	17:34
2023-01-01 15:49:00	0,002606	682,8832	1	0,10144	0,003929	0,040819	5,5	224,3	-0,695	-0,713	0,095	0,726	0,515	0,456	22. Mrz.	12	17:25	17:36
2023-01-01 15:50:00	0,002675	679,8334	1	0,103228	0,00398	0,042022	5,4	224,5	-0,697	-0,711	0,093	0,728	0,515	0,453	23. Mrz.	14	17:24	17:37
2023-01-01 15:51:00	0,002744	676,7718	1	0,105051	0,004032	0,043118	5,2	224,7	-0,7	-0,708	0,091	0,731	0,514	0,449	24. Mrz.	15	17:25	17:39
2023-01-01 15:52:00	0,002811	673,6985	1	0,106911	0,004085	0,044115	5,1	224,9	-0,702	-0,706	0,089	0,733	0,514	0,446	25. Mrz.	16	17:26	17:41
2023-01-01 15:53:00	0,002878	670,6134	1	0,108809	0,004139	0,045024	5	225,1	-0,705	-0,704	0,087	0,735	0,513	0,443	26. Mrz.	18	17:25	17:42
2023-01-01 15:54:00	0,002943	667,5167	1	0,110745	0,004193	0,045855	4,9	225,3	-0,708	-0,701	0,085	0,738	0,513	0,439	27. Mrz.	19	17:26	17:44
2023-01-01 15:55:00	0,003007	664,4085	1	0,11272	0,004248	0,046609	4,8	225,5	-0,71	-0,699	0,083	0,74	0,512	0,436	28. Mrz.	19	17:27	17:45
2023-01-01 15:56:00	0,003071	661,2887	1	0,114735	0,004303	0,047292	4,7	225,7	-0,713	-0,697	0,081	0,742	0,512	0,433	29. Mrz.	21	17:26	17:46
2023-01-01 15:57:00	0,003133	658,1574	1	0,116791	0,00436	0,047907	4,5	225,9	-0,715	-0,694	0,079	0,744	0,511	0,43	30. Mrz.	22	17:27	17:48
2023-01-01 15:58:00	0,003195	655,0147	1	0,118889	0,004417	0,048457	4,4	226,1	-0,718	-0,692	0,077	0,746	0,511	0,426	31. Mrz.	24	17:27	17:50
2023-01-01 15:59:00	0,003255	651,8606	1	0,121029	0,004475	0,048941	4,3	226,3	-0,72	-0,69	0,075	0,749	0,51	0,423	1. Apr.	25	17:27	17:51
2023-01-01 16:00:00	0,003313	648,6952	1	0,123212	0,004533	0,049359	4,2	226,4	-0,723	-0,687	0,073	0,751	0,51	0,42	2. Apr.	26	17:28	17:53
2023-01-01 16:01:00	0,003371	645,5186	1	0,12544	0,004593	0,049712	4,1	226,6	-0,725	-0,685	0,071	0,753	0,51	0,416	3. Apr.	28	17:28	17:55
2023-01-01 16:02:00	0,003426	642,3307	1	0,127713	0,004653	0,05	4	226,8	-0,728	-0,682	0,069	0,755	0,509	0,413	4. Apr.	29	17:28	17:56
2023-01-01 16:03:00	0,00348	639,1317	1	0,130033	0,004714	0,050211	3,8	227	-0,73	-0,68	0,067	0,757	0,509	0,41	5. Apr.	30	17:28	17:57
2023-01-01 16:04:00	0,00353	635,9216	1	0,1324	0,004775	0,050326	3,7	227,2	-0,733	-0,677	0,065	0,759	0,508	0,406	6. Apr.	31	17:29	17:59
2023-01-01 16:05:00	0,003574	632,7004	1	0,134815	0,004838	0,050275	3,6	227,4	-0,735	-0,675	0,063	0,762	0,508	0,403	7. Apr.	31	17:30	18:00
2023-01-01 16:06:00	0,003617	629,4683	1	0,137279	0,004901	0,050176	3,5	227,6	-0,737	-0,673	0,061	0,764	0,507	0,399	8. Apr.	30	17:29	17:58
2023-01-01 16:07:00	0,00366	626,2252	1	0,139794	0,004965	0,050077	3,4	227,8	-0,74	-0,67	0,059	0,766	0,507	0,396	9. Apr.	28	17:30	17:57
2023-01-01 16:08:00	0,003703	622,9713	1	0,14236	0,00503	0,049977	3,2	228	-0,742	-0,668	0,056	0,768	0,506	0,393	10. Apr.	27	17:30	17:56
2023-01-01 16:09:00	0,003747	619,7065	1	0,144979	0,005096	0,049876	3,1	228,2	-0,745	-0,665	0,054	0,77	0,506	0,389	11. Apr.	25	17:30	17:54
2023-01-01 16:10:00	0,003791	616,431	1	0,147651	0,005162	0,049774	3	228,4	-0,747	-0,663	0,052	0,772	0,505	0,386	12. Apr.	24	17:30	17:53
2023-01-01 16:11:00	0,003836	613,1448	1	0,150378	0,00523	0,049671	2,9	228,6	-0,749	-0,66	0,05	0,774	0,505	0,382	13. Apr.	22	17:31	17:52
2023-01-01 16:12:00	0,003882	609,848	1	0,153161	0,005298	0,049569	2,8	228,8	-0,752	-0,658	0,048	0,776	0,504	0,379	14. Apr.	20	17:32	17:51
2023-01-01 16:13:00	0,003927	606,5405	1	0,156003	0,005367	0,049465	2,6	229,1	-0,754	-0,655	0,046	0,778	0,504	0,375	15. Apr.	19	17:31	17:49
2023-01-01 16:14:00	0,003974	603,2225	1	0,1589	0,005437	0,04936	2,5	229,2	-0,756	-0,653	0,044	0,78	0,503	0,372	16. Apr.	16	17:32	17:47
2023-01-01 16:15:00	0,00402	599,8941	1	0,161859	0,005507	0,049253	2,4	229,4	-0,759	-0,65	0,042	0,782	0,503	0,368	17. Apr.	15	17:32	17:46
2023-01-01 16:16:00	0,004067	596,5552	1	0,164878	0,005579	0,049145	2,3	229,6	-0,761	-0,648	0,039	0,784	0,502	0,365	18. Apr.	13	17:32	17:44
2023-01-01 16:17:00	0,004115	593,206	1	0,16796	0,005651	0,049038	2,1	229,8	-0,763	-0,645	0,037	0,786	0,502	0,361	19. Apr.	11	17:32	17:42
2023-01-01 16:18:00	0,004163	589,8465	1	0,171105	0,005724	0,048928	2	230	-0,765	-0,643	0,035	0,788	0,501	0,358	20. Apr.	6	17:34	17:39
2023-01-01 16:19:00	0,004211	586,4767	1	0,174316	0,005798	0,048814	1,9	230,2	-0,768	-0,64	0,033	0,79	0,501	0,354	22. Aug.	1	17:40	17:40
2023-01-01 16:20:00	0,00426	583,0968	1	0,177592	0,005873	0,048701	1,8	230,4	-0,77	-0,638	0,031	0,791	0,5	0,351	23. Aug.	8	17:37	17:44
2023-01-01 16:21:00	0,004309	579,7067	1	0,180937	0,005949	0,048584	1,6	230,6	-0,772	-0,635	0,029	0,793	0,5	0,347	24. Aug.	12	17:36	17:47
2023-01-01 16:22:00	0,004359	576,3066	1	0,184351	0,006026	0,048466	1,5	230,7	-0,774	-0,632	0,026	0,795	0,499	0,344	25. Aug.	14	17:35	17:48
2023-01-01 16:23:00	0,004409	572,8965	1	0,187835	0,006103	0,048347	1,4	230,9	-0,776	-0,63	0,024	0,797	0,499	0,34	26. Aug.	16	17:34	17:49
2023-01-01 16:24:00	0,004459	569,4764	1	0,191392	0,006182	0,048226	1,3	231,1	-0,778	-0,627	0,022	0,799	0,498	0,337	27. Aug.	18	17:33	17:50
2023-01-01 16:25:00	0,00451	566,0464	1	0,195023	0,006261	0,048102	1,1	231,3	-0,781	-0,625	0,02	0,801	0,498	0,333	28. Aug.	19	17:33	17:51
2023-01-01 16:26:00	0,004561	562,6066	1	0,19873	0,006341	0,047976	1	231,5	-0,783	-0,622	0,018	0,802	0,497	0,33	29. Aug.	21	17:31	17:51
2023-01-01 16:27:00	0,004613	559,1571	1	0,202513	0,006423	0,047849	0,9	231,7	-0,785	-0,62	0,015	0,804	0,497	0,326	30. Aug.	22	17:31	17:52
2023-01-01 16:28:00	0,004664	555,6978	1	0,206375	0,006505	0,047716	0,8	231,9	-0,787	-0,617	0,013	0,806	0,496	0,323	31. Aug.	24	17:30	17:53
2023-01-01 16:29:00	0,004717	552,2289	1	0,210318	0,006587	0,047583	0,6	232,1	-0,789	-0,614	0,011	0,808	0,496	0,319	1. Sep.	25	17:29	17:53

Minuten	Minuten im Tag	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
14. Mrz.	1	17:22	17:22	
15. Mrz.	3	17:22	17:24	
16. Mrz.	4	17:22	17:25	
17. Mrz.	6	17:22	17:27	
18. Mrz.	7	17:23	17:29	
19. Mrz.	8	17:23	17:30	
20. Mrz.	10	17:23	17:32	
21. Mrz.	11	17:24	17:34	
22. Mrz.	12	17:25	17:36	
23. Mrz.	14	17:24	17:37	
24. Mrz.	15	17:25	17:39	
25. Mrz.	16	17:26	17:41	
26. Mrz.	18	17:25	17:42	
27. Mrz.	19	17:26	17:44	
28. Mrz.	19	17:27	17:45	
29. Mrz.	21	17:26	17:46	
30. Mrz.	22	17:27	17:48	
31. Mrz.	24	17:27	17:50	
1. Apr.	25	17:27	17:51	
2. Apr.	26	17:28	17:53	
3. Apr.	28	17:28	17:55	
4. Apr.	29	17:28	17:56	
5. Apr.	30	17:28	17:57	
6. Apr.	31	17:29	17:59	
7. Apr.	31	17:30	18:00	
8. Apr.	30	17:29	17:58	
9. Apr.	28	17:30	17:57	
10. Apr.	27	17:30	17:56	
11. Apr.	25	17:30	17:54	
12. Apr.	24	17:30	17:53	
13. Apr.	22	17:31	17:52	
14. Apr.	20	17:32	17:51	