

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Zietlitz

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Krakow am See in Mecklenburg-Vorpommern**

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

**FON: +49 (0)40 79 69 59 36**  
**FAX: +49 (0)40 79 69 59 38**  
**info@solpeg.de**  
**<http://www.solpeg.de>**

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung.....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>8</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>15</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A19 Süd.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A19 Mitte .....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bäbeler Dorfstraße südlich.....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bäbeler Dorfstraße westlich .....	20
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich.....	20
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>21</b>
5.1	Zusammenfassung .....	21
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	21
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>21</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Zietlitz

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die BG Balder GmbH & Co. KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Zietlitz“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A19 sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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 „Zietlitz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A19 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, den Erkenntnissen einer Ortsbegehung sowie weiteren Recherchen.

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.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI\\_RL\\_Licht\\_09\\_2012.pdf](http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich auf dem Gelände einer ehemaligen Kiesgrube ca. 2,5 km nordöstlich der Ortschaft Dobbin und ca. 6 km östlich von Krakow am See in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 950 m die Autobahn A19. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A19 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ehemalige Kiesgrube ca. 2,5 km nordöstlich der Ortschaft Dobbin, ca. 6 km östlich von Krakow am See in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">53.638°N, 12.366°O, 60 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang der A19	ca. 950 m
Abstand zum Fahrbahnrand A19	ca. 65 m - 80 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 230 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

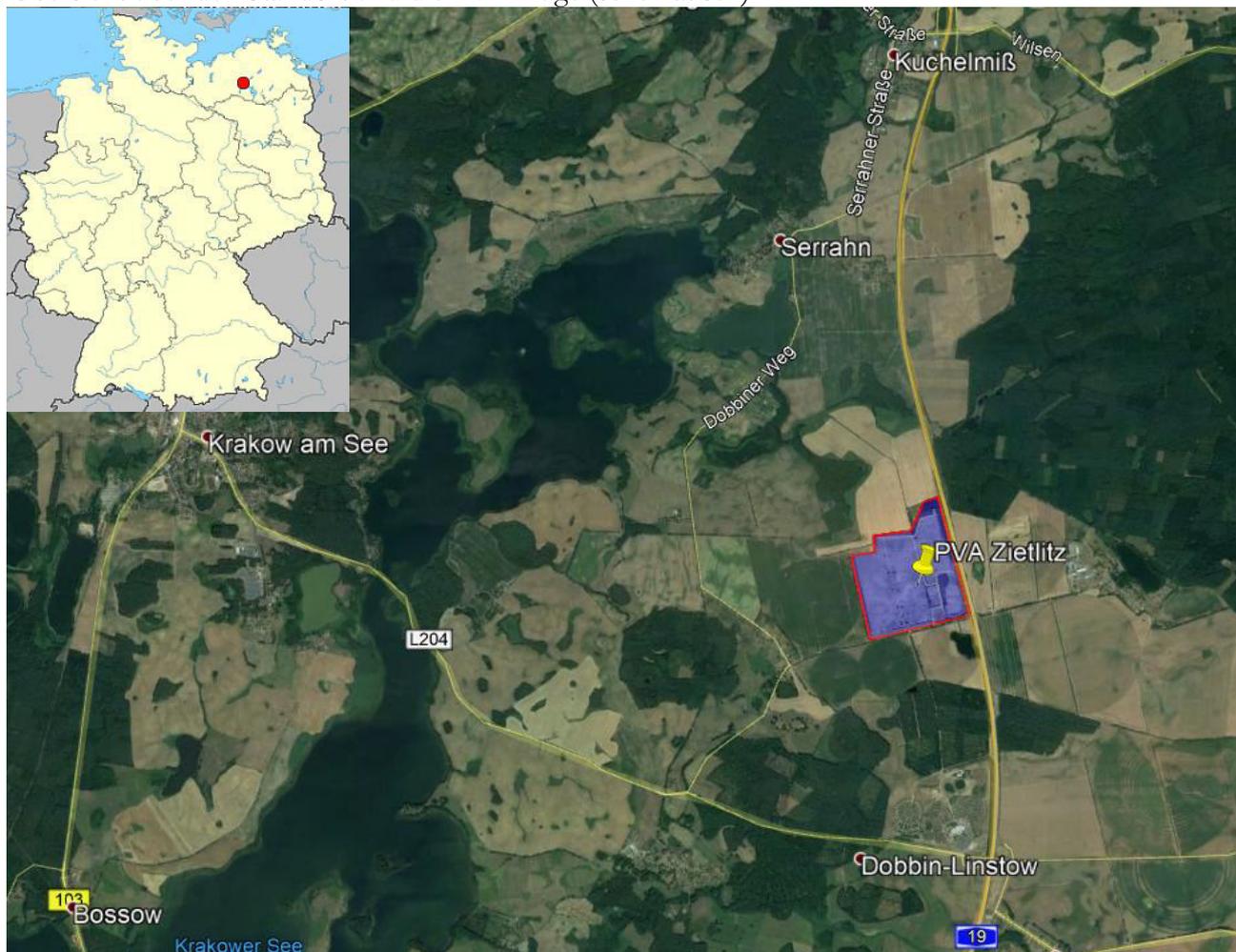


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage, nördlicher Abschnitt



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

Detailansicht südlicher Abschnitt



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

Blick Richtung Osten entlang der Straße. Die PV Fläche liegt links



Bild 2.1.3: Blick Richtung Osten, die PV Fläche liegt links der Straße (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

Blick Richtung West über die A19, die PV Fläche liegt uneinsehbar hinter einer Böschung (ca. 8 m)



Bild 2.1.4: Blick Richtung Westen, die PV Fläche liegt hinter der Böschung (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

Die geplante PV Anlage befindet sich in einer ehemaligen Kiesgrube, dessen Bodenniveau ca. 3 – 5 m unterhalb der umliegenden Bodenoberkante liegt. Darüber hinaus befindet sich an der östlichen Geländegrenze eine ca. 6 – 9 m hohe Böschung, die einen Sichtkontakt auf die PV Anlage vollständig verhindert.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf im Querschnitt. Rechts im Bild ist die die A19 und die Böschung zu erkennen, im mittleren Bereich liegt die Fläche der PV Anlage und links im Bild eine weitere Böschung.

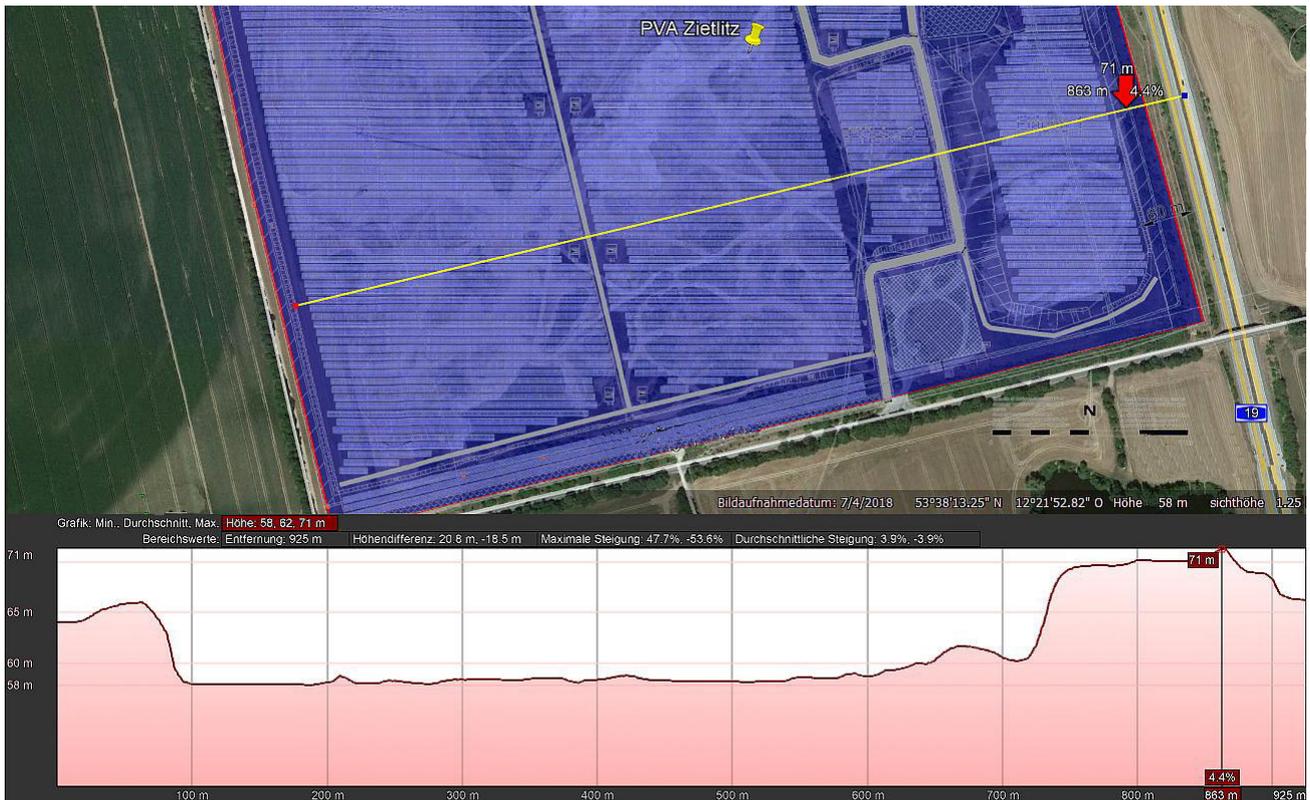


Bild 2.1.5: Geländeverlauf der geplanten PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Blick von der Böschung hinunter auf das tiefer gelegene Gelände der geplanten PV Anlage



Bild 2.1.6: Blick von der Böschung hinunter auf das Gelände der geplanten PV Anlage (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

### 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:

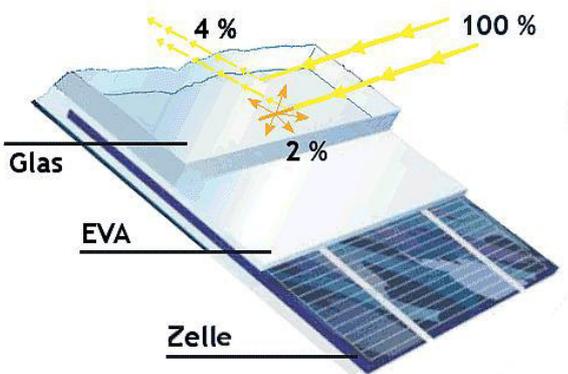


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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

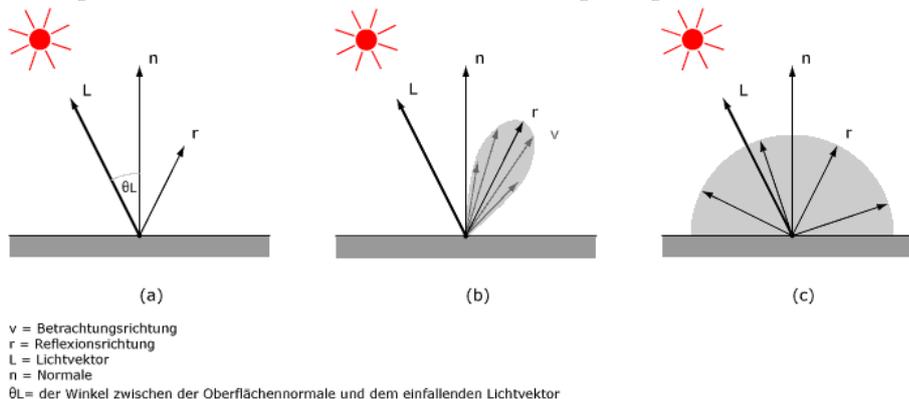


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Canadian Solar mit speziellen 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.



Canadian Solar has been developing its P5 (casted mono) technology and products for the past few years. The 22.28% record cell was fabricated by utilizing 157mmx157mm P5 multi-crystalline wafers and other production-ready technologies such as selective emitter, silicon oxide passivation, multi-layer anti-reflection coating, aluminum oxide backside passivation, and advanced metallization. In addition, the MCCE (or Metal Catalyzed Chemical Etch) black silicon technology, originally developed by Canadian Solar, was also employed.

Bild 3.2.5: Auszug aus den Herstellerangaben

### 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>2</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 ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

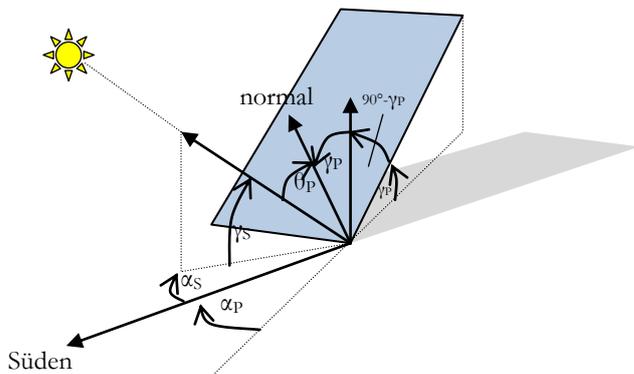


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>2</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>3</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>4</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

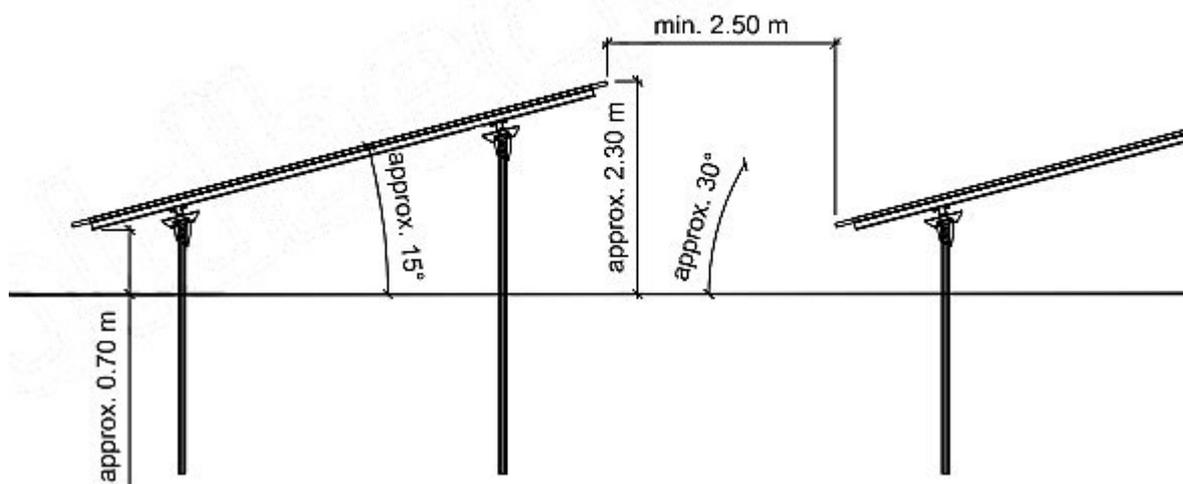


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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. Hersteller)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module horizontal übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche <sup>5</sup>	min. 0,70 m, max. 2,30 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der A19	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

<sup>5</sup> Die Installation der Modultische befindet sich in der ehemaligen Kiesgrube, ca.2 m unterhalb der regulären Bodenoberkante

### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen und wirtschaftlichen 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 nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Zietlitz wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der A19, 2 Messpunkt auf der südlich verlaufenden Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude östlich. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (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 Vorschlägen zu deren Minderung ergänzt und 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 diese 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 den Rotor 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.

#### 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>6</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 Leutdichte 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.

<sup>6</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## 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."

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.

## Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von 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 Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2018 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von 50 % ermittelt.

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.

<sup>7</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>8</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\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2018\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2018_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Zietlitz 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 unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 50% geringer. Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Wie bereits erwähnt kann die Simulation den speziellen Geländeverlauf (siehe Bild 2.1.5 und 2.1.6) nicht korrekt zu verarbeiten. Es wird vielmehr der direkte Strahlenverlauf berechnet, ohne die Hindernisse zwischen Immissionsquelle und Immissionsort zu berücksichtigen. Daher sind die Minutenwerte des Simulationsergebnisses nur eingeschränkt zu verwenden und müssen im Kontext mit den jeweiligen Erläuterungen gesehen werden.

Die folgende Tabelle 4 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Individuelle Ausführungen erfolgen in Abschnitt 4 gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld 1		PV Feld 2	
	Minimal	Gering	Minimal	Gering
P1 A19 Süd	-	1344 <sup>GWE</sup>	-	300 <sup>GWE</sup>
P2 A19 Mitte	-	1372 <sup>GWE</sup>	-	-
P3 Straße südlich	-		-	-
P4 Straße östlich	-	1372 <sup>GW</sup>	-	-
P5 Gebäude östlich	-	1323 <sup>GWE</sup>	-	-

■ „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder

■ „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder

<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

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A19 Süd

Am Messpunkt P1 auf der A19 könnten bei der Fahrt Richtung Nord rein rechnerisch/theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen in einem Einfallswinkel zwischen ca.  $-48^\circ$  bis  $-78^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung und befinden sich somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ). Aber auch aufgrund einer großen Entfernung von 440 m - 1250 m zur Immissionsquelle wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus besteht aufgrund der Geländestruktur kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer auf der A19 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze dennoch die potentiellen Reflexionen für den Messpunkt P1 dargestellt.

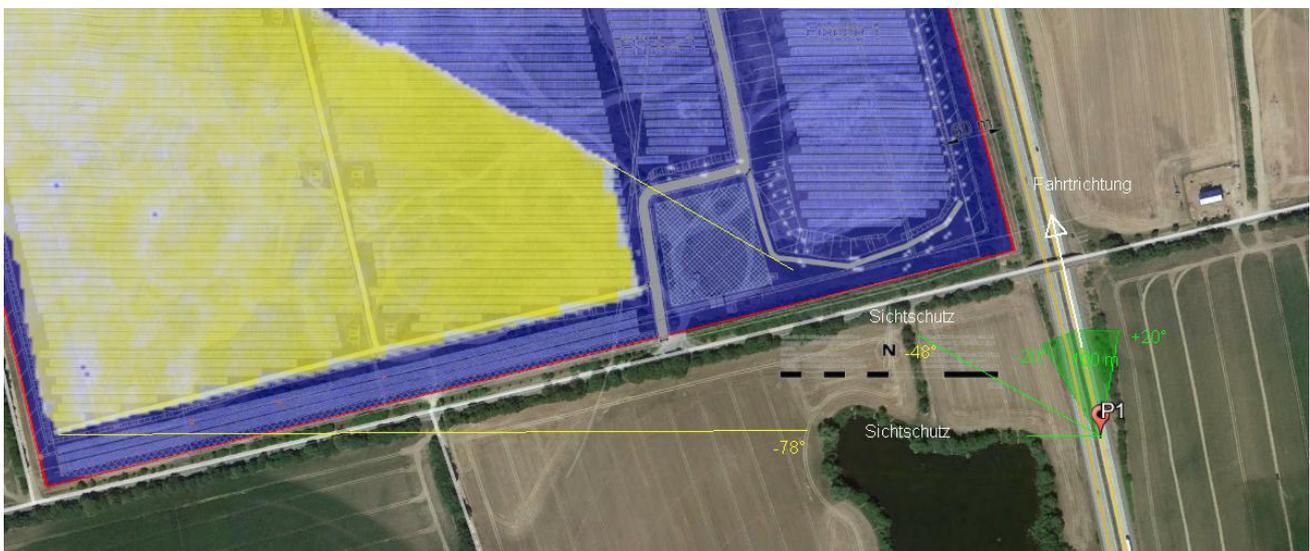


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der hellgrüne Bereich symbolisiert den relevanten Sichtbereich bei Fahrt Richtung Norden (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Der gelb markierte Bereich bezieht sich auf die unbereinigten Rohdaten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Bild, etwa bei Messpunkt P1, zeigt den Blick Richtung Nordwesten. Links im Bild, hinter der Böschung, befindet sich uneinsehbar das Gelände der PV Anlage.



Bild 4.2.2: Blick Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A19 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der A19 könnten bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der Geländestructur besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher ist der rechnerisch ermittelte Strahlenverlauf hier nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer auf der A19 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität beim Blick Richtung Norden entlang der A19.



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkte P2, Blick Richtung Norden (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bäbeler Dorfstraße südlich

Am Messpunkt P3 auf der Bäbeler Dorfstraße südlich der PV Anlage können zwischen dem 04. Mai und dem 05. August theoretisch morgens zwischen 05:21 - 05:56 Uhr in einzelnen Minuten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Dies betrifft allerdings nur die südlich verlaufenden Modulreihen (PV Feld 2). Nach Bereinigung der Rohdaten sind diese nicht mehr nachweisbar und demnach kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer ausgeschlossen werden.

Da auf dem Gelände der PV Anlage kein anderer Betrieb vorhanden sein wird, ist davon auszugehen, dass auf der betreffenden Straße kein nennenswerter Verkehr zu erwarten ist.

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität.



Bild 4.4.1: Situation am Messpunkte P3, Blick Richtung Osten (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3 in Bezug auf das PV Feld 2. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 125 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,876 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

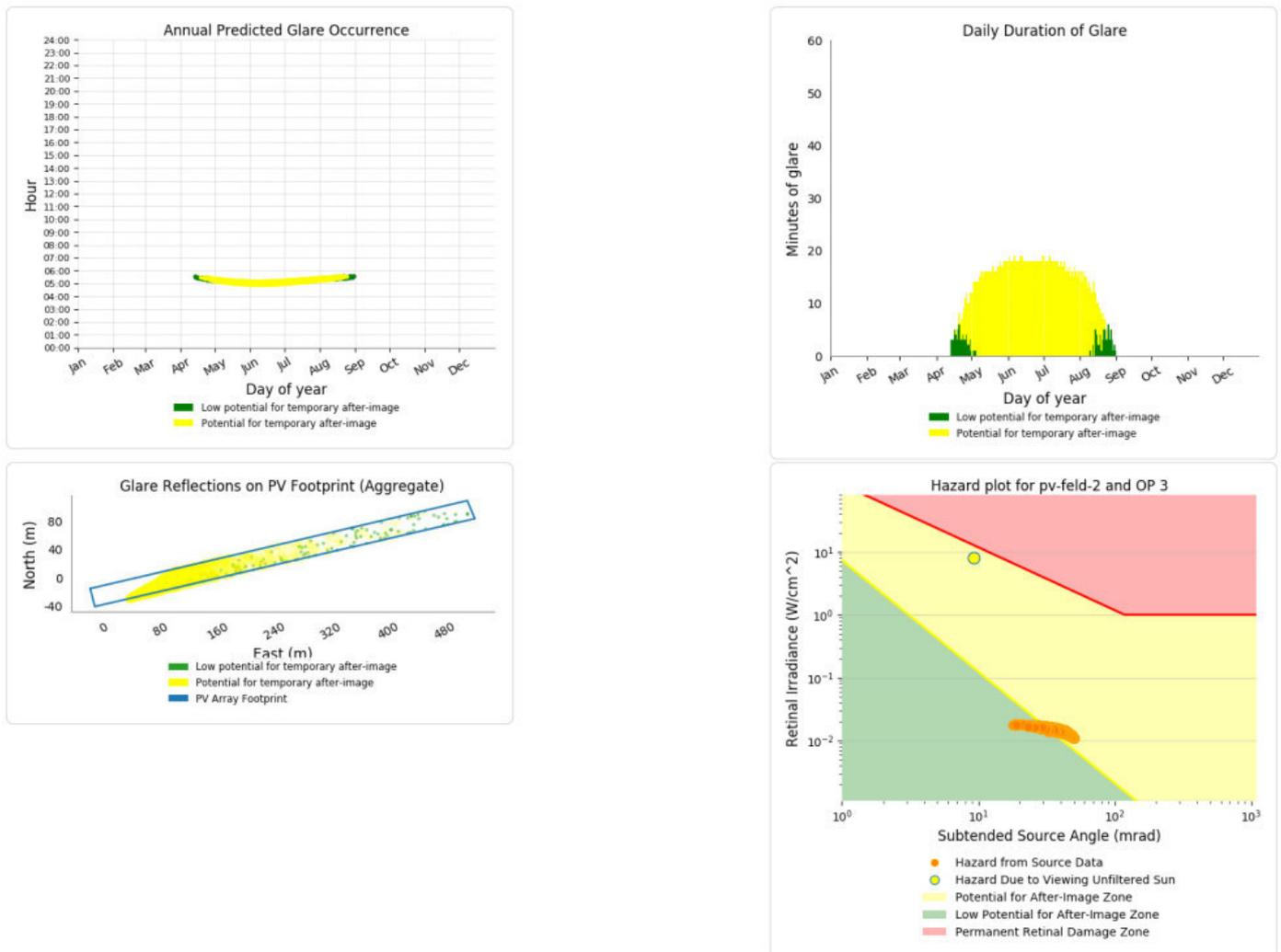


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bäbeler Dorfstraße westlich

Am Messpunkt P4 auf der Bäbeler Dorfstraße östlich der PV Anlage könnten zwischen dem 14. Mai und dem 30. Juli theoretisch abends zwischen 18:35 - 19:15 Uhr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der Geländestruktur besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher kann eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Das folgende Bild zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P4 in der Realität. Blick Richtung Westen.



Bild 4.5.1: Situation am Messpunkte P4, Blick Richtung Westen (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Der Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude östlich der geplanten PV Anlage kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden da aufgrund der Böschung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung der Anwohner oder Mitarbeiter im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Zietlitz zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A19 bei der Fahrt Richtung Norden eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Potentielle Reflexionen liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und wären daher zu vernachlässigen. Aufgrund des Geländeverlaufes und einer hohen Böschung ist kein direkter Sichtkontakt zwischen A19 und der geplanten PV Anlage vorhanden. Nach Bereinigung der Rohdaten sind für Verkehrsteilnehmer auf der südlich verlaufenden Bäbeliner Dorfstraße Reflexionen durch die PV Anlage nicht mehr nachweisbar. Anwohner bzw. Mitarbeiter des östlich gelegenen Gebäudes können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln können.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

### 5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Zietlitz“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>9</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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Anwohner des umliegenden Gebäudes können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

## 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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 29.01.2020

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>9</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





MBB

5BB

# KuMax

## HIGH EFFICIENCY POLY MODULE

### CS3U-375 | 380 | 385 | 390 | 395P

### (1000 V / 1500 V)

#### MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low NMOT:  $42 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$   
Low temperature coefficient (Pmax):  $-0.37 \text{ } \%/ \text{ }^\circ\text{C}$



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 93.27 %

#### MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 3600 Pa\*



linear power output warranty\*



enhanced product warranty on materials  
and workmanship\*

\*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  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

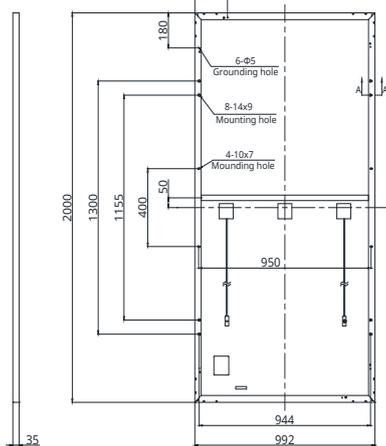
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

#### CANADIAN SOLAR INC.

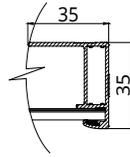
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

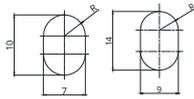
### Rear View



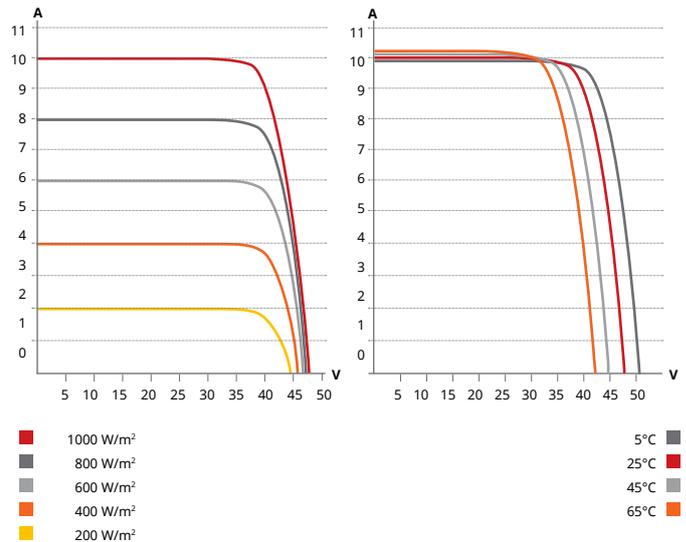
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS3U-380P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3U	375P	380P	385P	390P	395P
Nominal Max. Power (Pmax)	375W	380W	385W	390W	395W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.2 V	40.4 V	40.6 V	40.8 V	41.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.34 A	9.42 A	9.50 A	9.56 A	9.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.6 V	47.8 V	48.0 V	48.6 V	48.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.91 A	9.99 A	10.07 A	10.17 A	10.24 A
Module Efficiency	18.90%	19.15%	19.41%	19.66%	19.91%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3U	375P	380P	385P	390P	395P
Nominal Max. Power (Pmax)	279 W	282 W	286 W	290 W	294 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.3 V	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.46 A	7.53 A	7.59 A	7.65 A	7.71 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.99 A	8.06 A	8.12 A	8.20 A	8.26 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.

\* 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. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments 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.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); le- ap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

## PARTNER SECTION



## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## Site Configuration: Zietlitz



Created **Jan. 29, 2020 11:35 a.m.**  
 Updated **Jan. 29, 2020 11:55 a.m.**  
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m<sup>2</sup>**  
 Analyze every **1 minute(s)**  
**0.5** ocular transmission coefficient  
**0.002 m** pupil diameter  
**0.017 m** eye focal length  
**9.3 mrad** sun subtended angle  
 Timezone **UTC+1**  
 Site Configuration ID: 35068.1215

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 Feld 1	15.0	180.0	0	16,991	-
PV Feld 2	15.0	167.0	669	2,320	-

## Component Data

## PV Array(s)

**Warning:** This PV array encompasses a large surface area. This may reduce the accuracy of certain calculations if receptors are near the array. These calculations utilize the PV footprint centroid, rather than the glare-spot location, due to analysis method limitations. Additional analyses of array sub-sections may provide more information on expected glare. (Note that the subtended source angle is limited by the footprint surface area.)

Name: PV Feld 1

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.634554	12.359834	61.89	-2.00	59.89
2	53.640737	12.357560	66.20	-2.00	64.20
3	53.640889	12.360135	64.01	-2.00	62.01
4	53.642161	12.360263	59.46	-2.00	57.46
5	53.642238	12.365671	62.48	-2.00	60.48
6	53.643841	12.366271	63.31	-2.00	61.31
7	53.644120	12.368374	66.85	-2.00	64.85
8	53.639197	12.370477	69.06	-2.00	67.06
9	53.639064	12.370971	70.43	-2.00	68.43
10	53.636399	12.372001	71.30	-2.00	69.30
11	53.635979	12.371142	68.03	0.00	68.03
12	53.636017	12.369898	70.09	-2.00	68.09
13	53.636818	12.369404	68.31	-2.00	66.31
14	53.636691	12.367387	59.86	-2.00	57.86
15	53.635718	12.367806	64.68	-2.00	62.68

**Name:** PV Feld 2**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 15.0 deg**Orientation:** 167.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass with AR coating**Vary reflectivity with sun position?** Yes**Correlate slope error with surface type?** Yes**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.634410	12.359544	61.41	2.00	63.41
2	53.635529	12.367570	65.00	2.00	67.00
3	53.635300	12.367731	64.70	2.00	66.70
4	53.634181	12.359641	60.46	2.00	62.46



### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.634462	12.374004	64.75	2.00	66.75
OP 2	53.640925	12.371086	66.99	2.00	68.99
OP 3	53.634030	12.359713	61.24	2.00	63.24
OP 4	53.636014	12.373232	65.54	2.00	67.54
OP 5	53.636549	12.375120	72.33	2.00	74.33

# PV Array Results

## PV Feld 1 potential temporary after-image

**Warning:** This PV array encompasses a large surface area. This may reduce the accuracy of certain calculations if receptors are near the array. These calculations utilize the PV footprint centroid, rather than the glare-spot location, due to analysis method limitations. Additional analyses of array sub-sections may provide more information on expected glare. (Note that the subtended source angle is limited by the footprint surface area.)

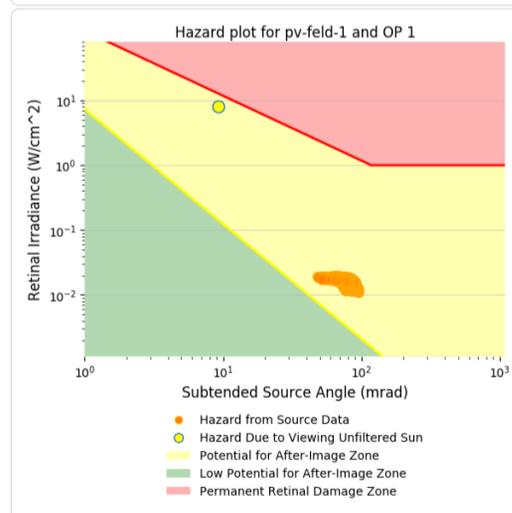
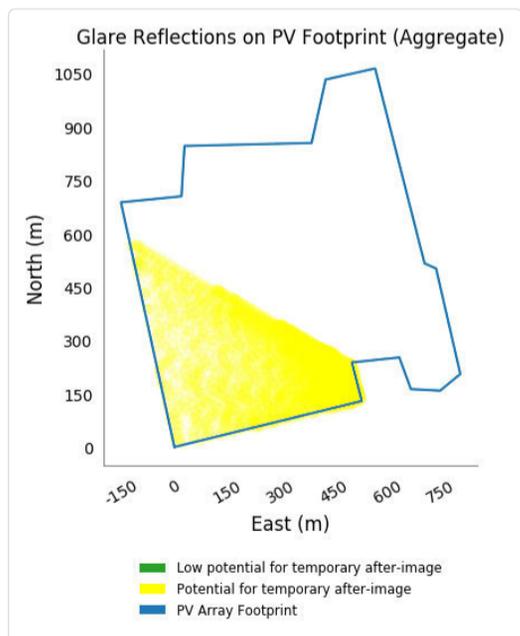
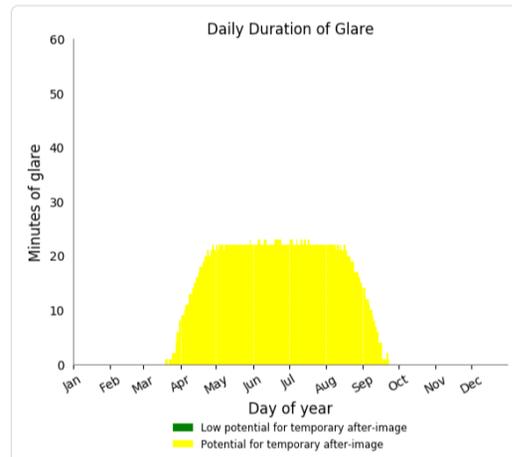
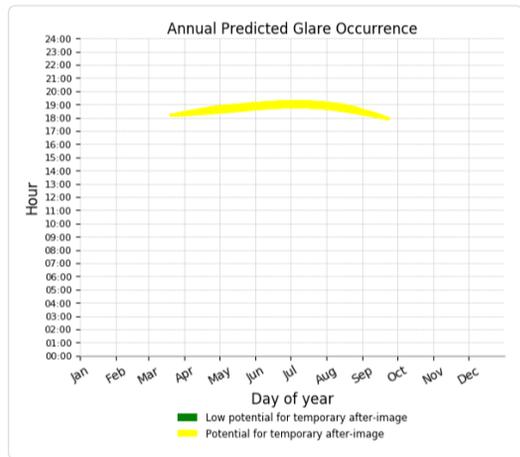


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3328
OP: OP 2	0	4107
OP: OP 3	0	1635
OP: OP 4	0	4639
OP: OP 5	0	3282

### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

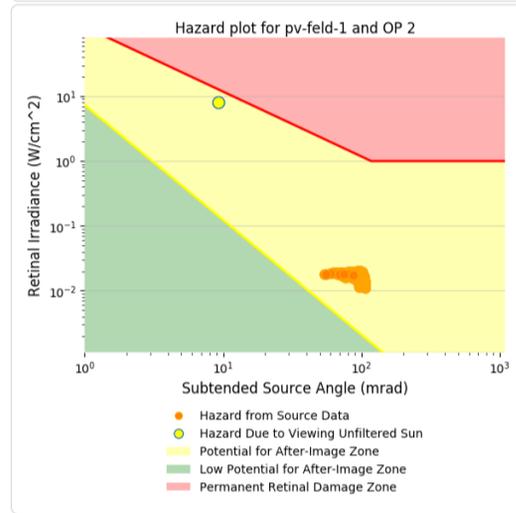
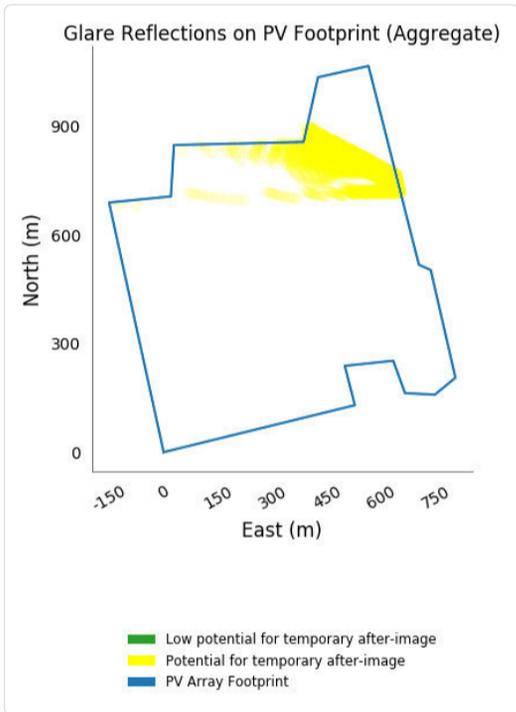
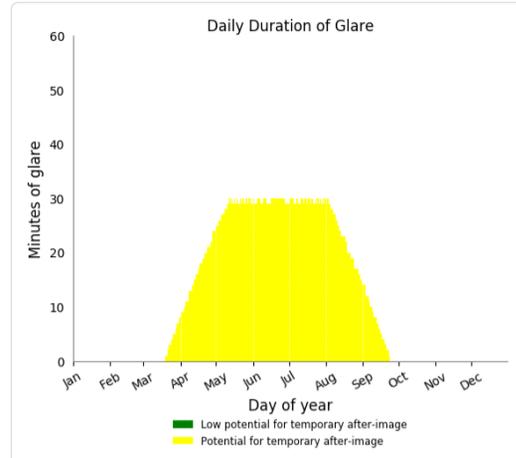
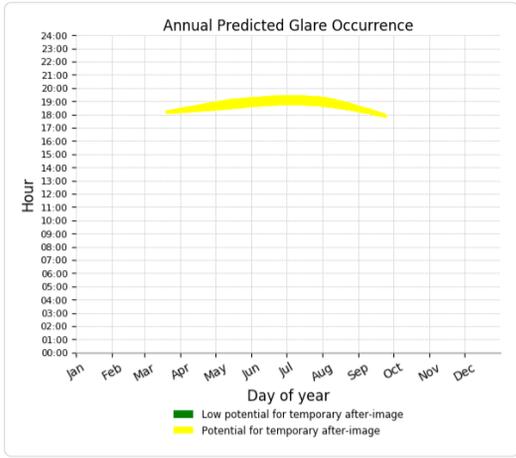
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,328 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

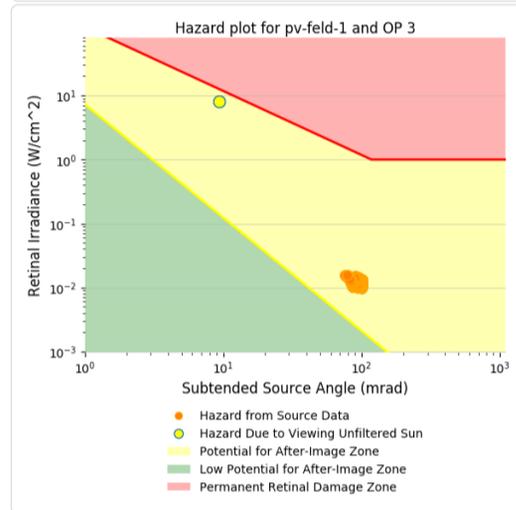
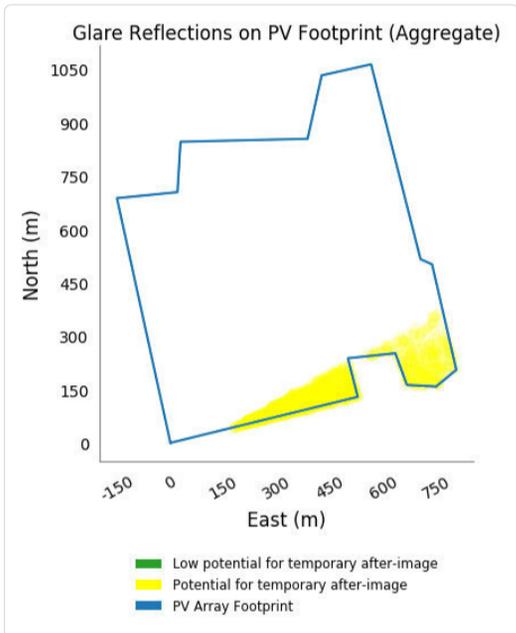
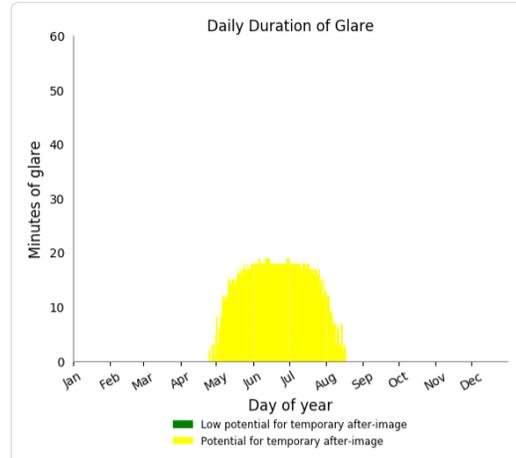
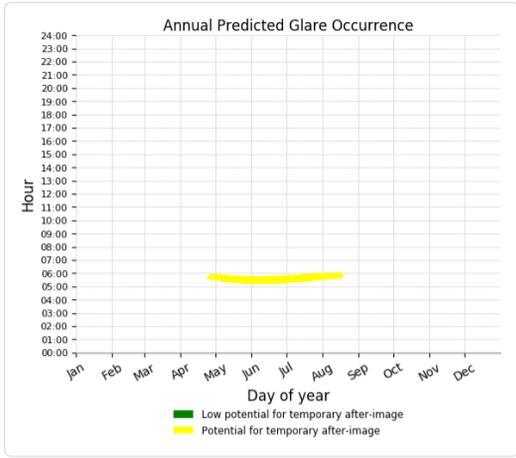
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,107 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

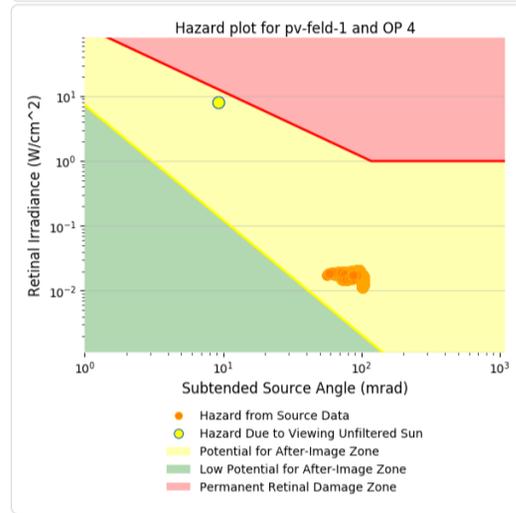
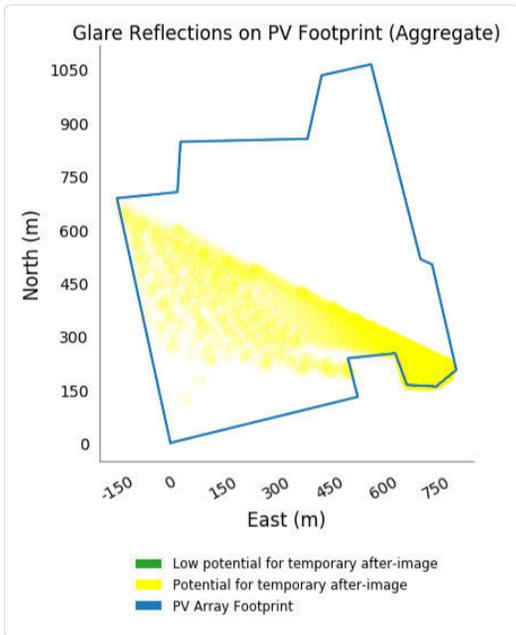
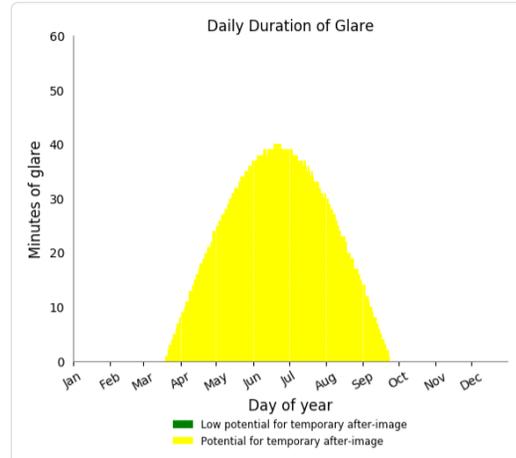
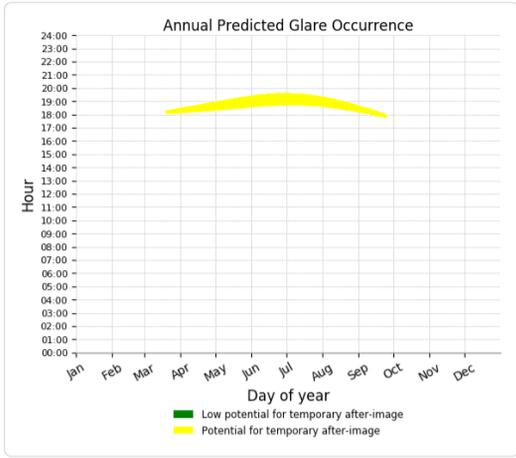
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,635 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

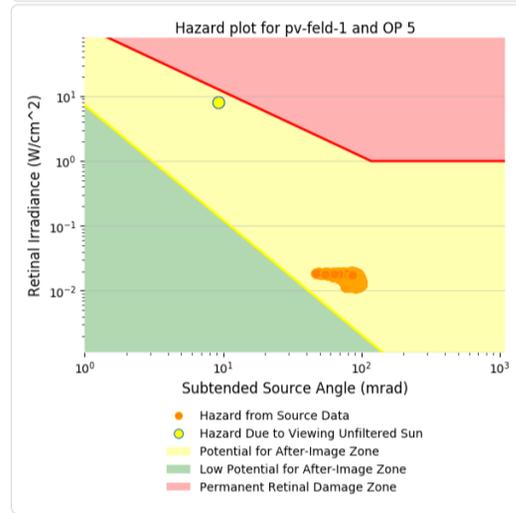
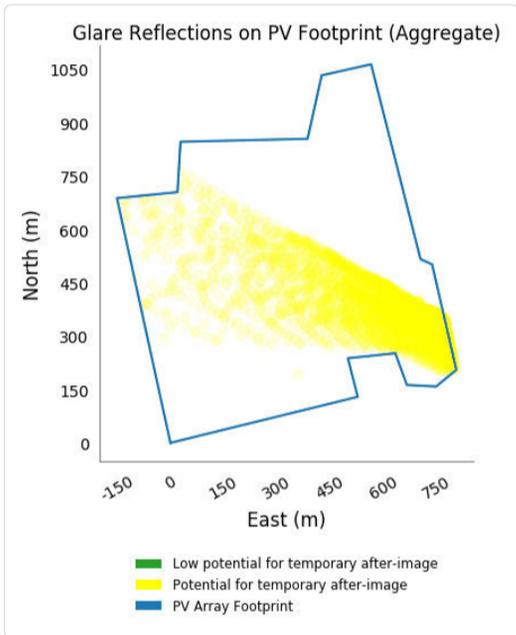
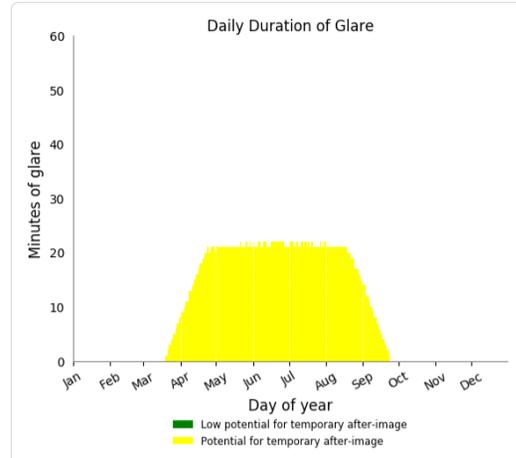
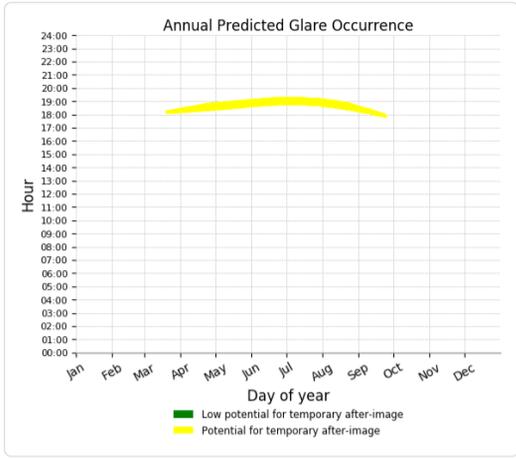
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,639 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,282 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



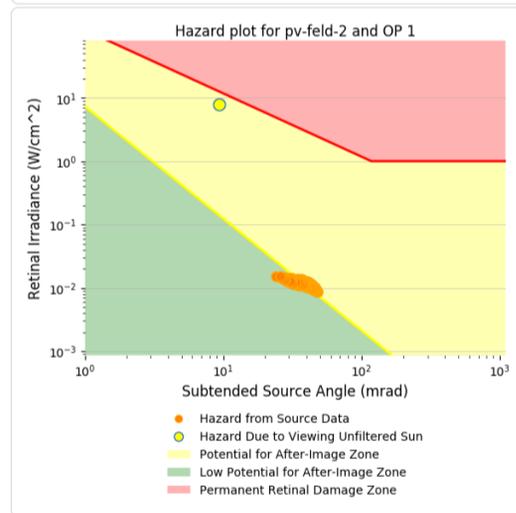
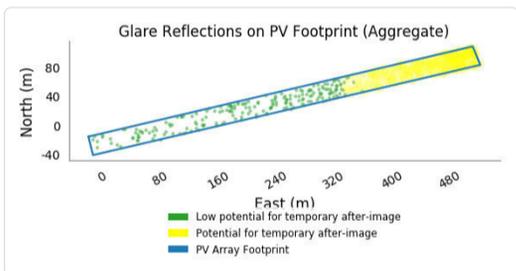
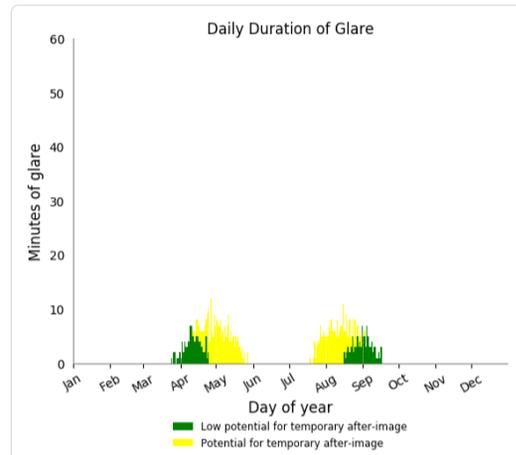
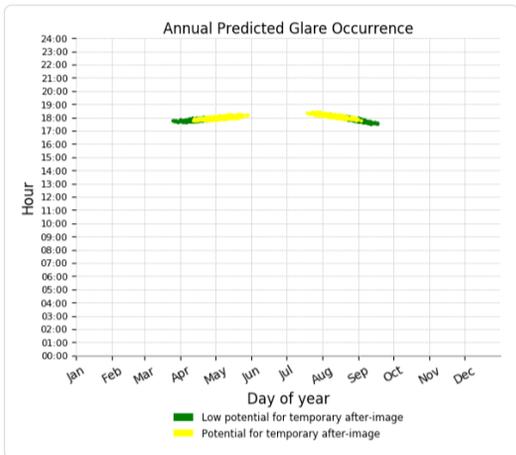
### PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	198	411
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	125	1876
OP: OP 4	82	33
OP: OP 5	264	0

### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



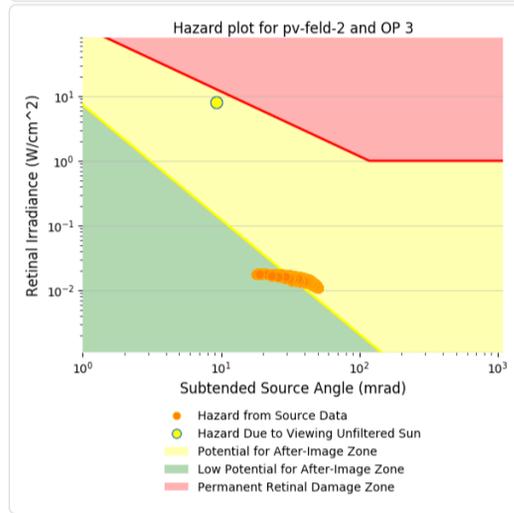
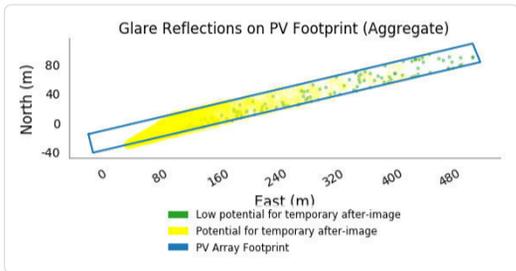
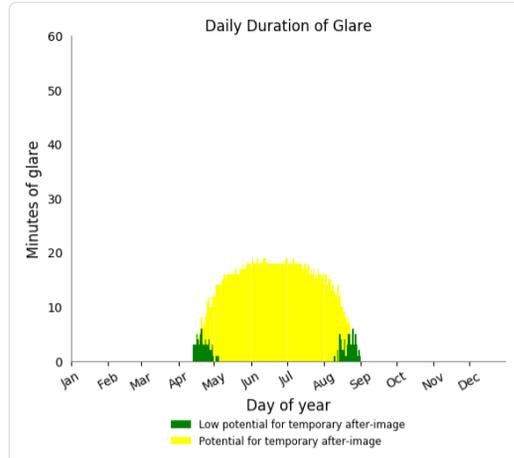
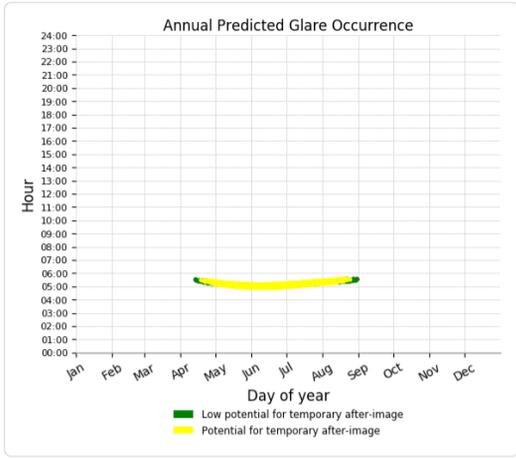
### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

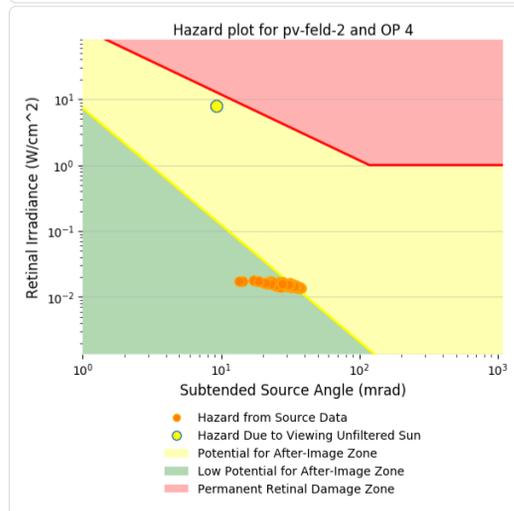
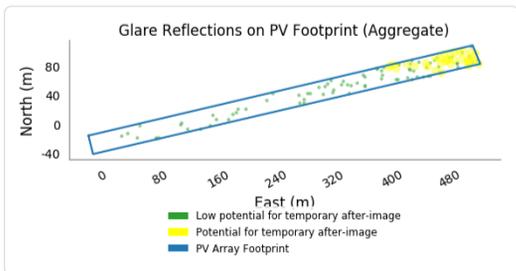
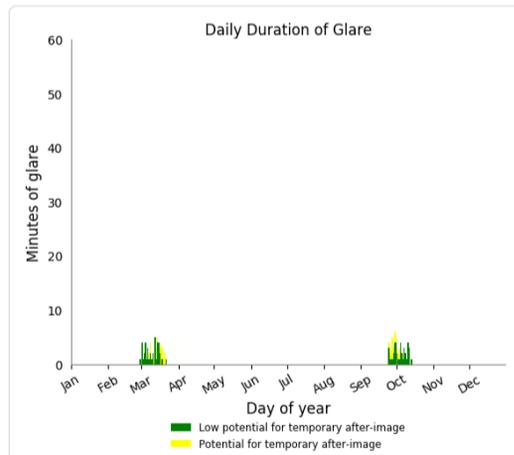
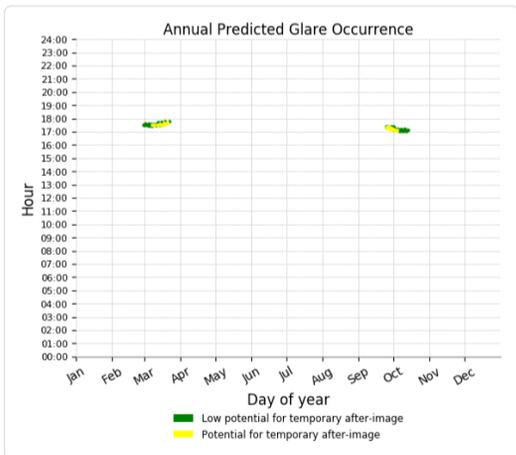
- 125 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,876 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

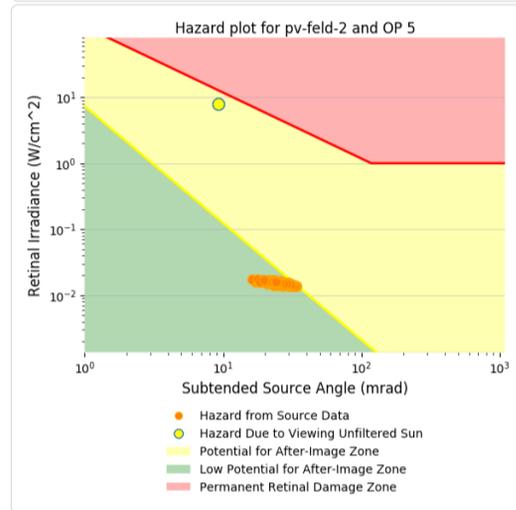
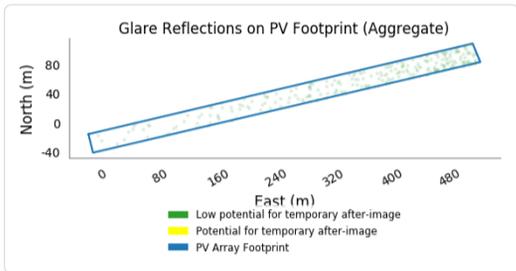
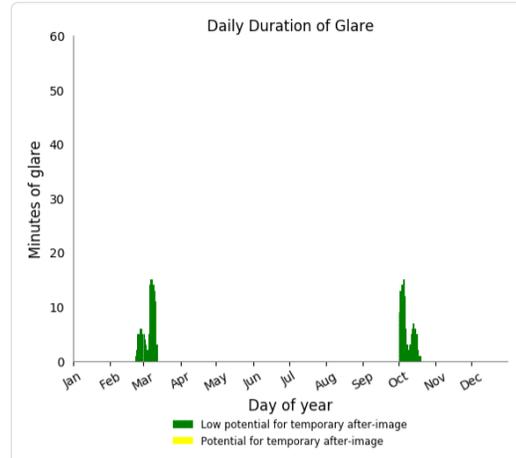
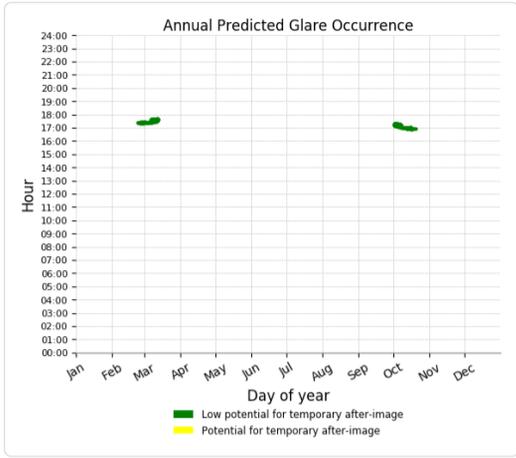
- 82 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 33 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 264 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 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 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.
- Several 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

Reflectivity	Retinal irradiance (W/cm²)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position		Sun reflection		Sun incidence		Sum/module	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Zeitraum pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P11
					position vector (i)	position vector (j)	position vector (k)	reflection vector (i)	reflection vector (j)	reflection vector (k)								
0.570	0.018	0.053	267.900	0.100	-0.999	-0.037	0.001	1.00	0.032	0.020	89.400	14.05.2019	30.07.2019	23	1344	18:35	19:14	
0.570	0.018	0.055	268.300	0.200	-1.000	-0.029	0.004	1.00	0.023	0.018	89.300	11.05.2019						
0.560	0.018	0.055	269.200	0.600	-1.000	-0.014	0.010	1.00	0.007	0.015	89.200	12.05.2019						Ergebnisse:
0.560	0.017	0.059	269.600	0.800	-1.000	-0.006	0.013	1.00	-0.001	0.015	89.200	13.05.2019						1344 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
0.580	0.018	0.051	270.500	0.600	-1.000	0.008	0.011	1.00	-0.013	0.006	89.500	14.05.2019						1126 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
0.540	0.017	0.061	270.300	1.300	-1.000	0.006	0.022	1.00	-0.016	0.016	88.900	15.05.2019						218 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
0.570	0.018	0.051	270.900	0.800	-1.000	0.016	0.014	1.00	-0.021	0.004	89.400	16.05.2019						23 Minuten pro Tag (Max)
0.540	0.017	0.064	270.800	1.400	-1.000	0.013	0.025	1.00	-0.024	0.015	88.800	17.05.2019						
0.570	0.018	0.054	271.400	1.000	-1.000	0.024	0.018	1.00	-0.029	0.003	89.400	18.05.2019						Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3329 Einträgen /-8):
0.530	0.017	0.067	271.200	1.600	-0.999	0.021	0.028	1.00	-0.032	0.014	88.700	19.05.2019						1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
0.570	0.018	0.053	271.800	1.200	-0.999	0.031	0.021	1.00	-0.037	0.002	89.300	20.05.2019						2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
0.520	0.017	0.064	271.400	1.900	-0.999	0.025	0.034	1.00	-0.039	0.017	88.500	21.05.2019						3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
0.530	0.017	0.069	271.600	1.800	-0.999	0.029	0.031	1.00	-0.040	0.013	88.700	22.05.2019						
0.560	0.018	0.055	272.200	1.400	-0.999	0.039	0.024	1.00	-0.046	0.009	89.300	23.05.2019						
0.580	0.018	0.058	272.400	1.200	-0.999	0.043	0.021	1.00	-0.047	-0.003	89.500	24.05.2019						
0.510	0.017	0.073	271.700	2.300	-0.999	0.029	0.040	1.00	-0.045	0.020	88.200	25.05.2019						
0.520	0.017	0.067	271.900	2.100	-0.999	0.033	0.037	1.00	-0.047	0.016	88.400	26.05.2019						
0.530	0.017	0.068	272.100	2.000	-0.999	0.036	0.034	1.00	-0.049	0.012	88.600	27.05.2019						
0.550	0.018	0.060	272.500	1.700	-0.999	0.047	0.027	1.00	-0.052	0.004	89.000	28.05.2019						
0.560	0.018	0.058	272.700	1.500	-0.999	0.043	0.029	1.00	-0.054	0.000	89.200	29.05.2019						
0.570	0.018	0.059	272.900	1.400	-0.998	0.050	0.024	1.00	-0.056	-0.004	89.400	30.05.2019						
0.500	0.016	0.072	272.100	2.400	-0.998	0.037	0.043	1.00	-0.053	0.019	88.200	31.05.2019						
0.510	0.017	0.070	272.300	2.300	-0.998	0.040	0.040	1.00	-0.055	0.015	88.400	01.06.2019						
0.520	0.017	0.069	272.500	2.100	-0.998	0.044	0.037	1.00	-0.057	0.011	88.600	02.06.2019						
0.550	0.018	0.063	272.900	1.900	-0.998	0.051	0.032	1.00	-0.060	0.003	89.000	03.06.2019						
0.560	0.018	0.061	273.100	1.700	-0.998	0.054	0.030	1.00	-0.062	-0.001	89.200	04.06.2019						
0.570	0.018	0.060	273.300	1.600	-0.998	0.058	0.027	1.00	-0.064	-0.005	89.400	05.06.2019						
0.500	0.016	0.073	272.500	2.600	-0.998	0.044	0.046	1.00	-0.061	0.017	88.100	06.06.2019						
0.510	0.017	0.072	272.800	2.500	-0.998	0.048	0.043	1.00	-0.063	0.013	88.300	07.06.2019						
0.520	0.017	0.071	273.000	2.300	-0.998	0.051	0.040	1.00	-0.065	0.009	88.500	08.06.2019						
0.530	0.017	0.062	273.200	2.200	-0.998	0.055	0.038	1.00	-0.067	0.005	88.700	09.06.2019						
0.540	0.018	0.066	273.400	2.000	-0.998	0.058	0.035	1.00	-0.068	0.001	88.900	10.06.2019						
0.550	0.018	0.063	273.600	1.900	-0.998	0.062	0.033	1.00	-0.070	-0.003	89.100	11.06.2019						
0.570	0.018	0.053	273.800	1.700	-0.997	0.065	0.030	1.00	-0.072	-0.007	89.300	12.06.2019						
0.580	0.018	0.056	274.000	1.600	-0.997	0.069	0.028	1.00	-0.074	-0.011	89.500	13.06.2019						
0.490	0.016	0.075	272.800	2.900	-0.998	0.049	0.051	1.00	-0.068	0.020	87.900	14.06.2019						
0.500	0.016	0.076	273.000	2.800	-0.997	0.052	0.049	1.00	-0.069	0.016	88.100	15.06.2019						
0.510	0.017	0.075	273.200	2.600	-0.997	0.056	0.046	1.00	-0.071	0.012	88.300	16.06.2019						
0.520	0.017	0.072	273.400	2.500	-0.997	0.059	0.044	1.00	-0.073	0.008	88.500	17.06.2019						
0.530	0.017	0.063	273.600	2.300	-0.997	0.063	0.041	1.00	-0.075	0.004	88.700	18.06.2019						
0.540	0.018	0.060	273.800	2.200	-0.997	0.066	0.038	1.00	-0.076	0.000	88.900	19.06.2019						
0.550	0.018	0.065	274.000	2.000	-0.997	0.070	0.036	1.00	-0.078	-0.004	89.100	20.06.2019						
0.560	0.018	0.055	274.200	1.900	-0.997	0.073	0.033	1.00	-0.080	-0.008	89.200	21.06.2019						

Reflectivity	Retinal irradiance (W/cm²)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position	Sun position	Sun reflection	Sun reflection	Sun reflection	Sun incidence	Sun/module angle (deg)	Datum	Minuerste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P12
					vector (i)	vector (j)	vector (k)	vector (i)	vector (j)	vector (k)											
0.570	0.018	0.087	267.900	0.100	-0.999	-0.037	0.001	1.00	0.032	0.020	89.400	10.05.2019	2	18.33	18.34	25	1372	18.35	19.15		
0.570	0.018	0.088	268.300	0.200	-1.000	-0.029	0.004	1.00	0.023	0.018	89.300	11.05.2019	2	18.34	18.35						
0.560	0.017	0.090	268.800	0.400	-1.000	-0.022	0.007	1.00	0.015	0.017	89.300	12.05.2019	4	18.34	18.37			Ergebnisse:			
0.580	0.018	0.089	269.000	0.300	-1.000	-0.018	0.005	1.00	0.013	0.013	89.500	13.05.2019	4	18.35	18.38			1372 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)			
0.550	0.017	0.090	269.000	0.700	-1.000	-0.018	0.013	1.00	0.009	0.020	89.000	14.05.2019	6	18.35	18.40			1154 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)			
0.560	0.018	0.091	269.200	0.600	-1.000	-0.014	0.010	1.00	0.007	0.016	89.200	15.05.2019	6	18.36	18.41			218 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)			
0.570	0.018	0.090	269.400	0.400	-1.000	-0.011	0.008	1.00	0.005	0.010	89.400	16.05.2019	7	18.36	18.42			25 Minuten pro Tag (Max)			
0.550	0.017	0.091	269.400	0.900	-1.000	-0.010	0.016	1.00	0.001	0.019	89.000	17.05.2019	8	18.37	18.44						
0.560	0.017	0.092	269.600	0.800	-1.000	-0.006	0.013	1.00	-0.001	0.015	89.200	18.05.2019	9	18.37	18.45			Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4108 Einträgen):			
0.570	0.018	0.092	269.800	0.600	-1.000	-0.003	0.011	1.00	-0.003	0.011	89.400	19.05.2019	9	18.38	18.46						
0.540	0.017	0.092	269.900	1.100	-1.000	-0.002	0.019	1.00	-0.008	0.018	88.900	20.05.2019	11	18.38	18.48						
0.550	0.017	0.093	270.100	0.900	-1.000	-0.001	0.017	1.00	-0.009	0.014	89.100	21.05.2019	12	18.38	18.49						
0.560	0.018	0.094	270.700	1.000	-1.000	0.013	0.017	1.00	-0.019	0.008	89.200	26.05.2019	15	18.41	18.55						
0.570	0.018	0.054	270.900	0.800	-1.000	0.016	0.014	1.00	-0.021	0.004	89.400	27.05.2019	15	18.42	18.56						
0.530	0.017	0.093	270.900	1.600	-1.000	0.010	0.028	1.00	-0.022	0.019	88.600	28.05.2019	16	18.42	18.57						
0.580	0.018	0.092	270.500	0.600	-1.000	0.008	0.011	1.00	-0.013	0.006	89.500	23.05.2019	13	18.39	18.51						
0.540	0.017	0.093	270.300	1.300	-1.000	0.006	0.022	1.00	-0.016	0.016	88.900	24.05.2019	13	18.41	18.53						
0.550	0.017	0.094	270.500	1.100	-1.000	0.009	0.020	1.00	-0.018	0.012	89.000	25.05.2019	14	18.41	18.54						
0.560	0.018	0.094	270.700	1.000	-1.000	0.013	0.017	1.00	-0.019	0.008	89.200	26.05.2019	15	18.41	18.55						
0.570	0.018	0.054	270.900	0.800	-1.000	0.016	0.014	1.00	-0.021	0.004	89.400	27.05.2019	15	18.42	18.56						
0.530	0.017	0.093	270.600	1.600	-1.000	0.010	0.028	1.00	-0.022	0.019	88.600	28.05.2019	16	18.42	18.57						
0.540	0.017	0.094	270.800	1.400	-1.000	0.013	0.025	1.00	-0.024	0.015	88.800	29.05.2019	17	18.42	18.58						
0.550	0.017	0.094	271.000	1.300	-1.000	0.017	0.023	1.00	-0.026	0.011	89.000	30.05.2019	17	18.43	18.59						
0.560	0.018	0.095	271.200	1.200	-1.000	0.020	0.020	1.00	-0.028	0.007	89.200	31.05.2019	18	18.43	19.00						
0.570	0.018	0.068	271.400	1.000	-1.000	0.024	0.018	1.00	-0.029	0.003	89.400	01.06.2019	19	18.43	19.01						
0.520	0.017	0.094	271.000	1.800	-0.999	0.017	0.031	1.00	-0.030	0.018	88.500	02.06.2019	19	18.45	19.03						
0.530	0.017	0.095	271.200	1.600	-0.999	0.021	0.028	1.00	-0.032	0.014	88.700	03.06.2019	20	18.45	19.04						
0.540	0.017	0.095	271.400	1.500	-0.999	0.024	0.026	1.00	-0.034	0.010	88.900	04.06.2019	20	18.45	19.04						
0.560	0.018	0.071	271.600	1.300	-0.999	0.028	0.023	1.00	-0.036	0.006	89.100	05.06.2019	21	18.45	19.05						
0.570	0.018	0.077	271.800	1.200	-0.999	0.031	0.021	1.00	-0.037	0.002	89.300	06.06.2019	22	18.45	19.06						
0.520	0.017	0.094	271.400	1.900	-0.999	0.025	0.034	1.00	-0.039	0.017	88.500	07.06.2019	21	18.46	19.06						
0.530	0.017	0.095	271.600	1.800	-0.999	0.029	0.031	1.00	-0.040	0.013	88.700	08.06.2019	22	18.47	19.08						
0.540	0.017	0.073	271.800	1.700	-0.999	0.032	0.029	1.00	-0.042	0.009	88.900	09.06.2019	22	18.47	19.08						
0.550	0.018	0.079	272.000	1.500	-0.999	0.036	0.026	1.00	-0.044	0.005	89.100	10.06.2019	23	18.47	19.09						
0.560	0.018	0.083	272.200	1.400	-0.999	0.039	0.024	1.00	-0.046	0.001	89.300	11.06.2019	23	18.47	19.09						
0.580	0.018	0.084	272.400	1.200	-0.999	0.043	0.021	1.00	-0.047	-0.003	89.500	12.06.2019	23	18.48	19.10						
0.510	0.017	0.094	271.700	2.300	-0.999	0.029	0.040	1.00	-0.045	0.020	88.200	13.06.2019	23	18.49	19.11						
0.520	0.017	0.095	271.900	2.100	-0.999	0.033	0.037	1.00	-0.047	0.016	88.400	14.06.2019	23	18.49	19.11						
0.530	0.017	0.074	272.100	2.000	-0.999	0.036	0.034	1.00	-0.049	0.012	88.600	15.06.2019	24	18.49	19.12						
0.540	0.017	0.081	272.300	1.800	-0.999	0.040	0.032	1.00	-0.050	0.008	88.800	16.06.2019	24	18.49	19.12						
0.550	0.018	0.085	272.500	1.700	-0.999	0.043	0.029	1.00	-0.052	0.004	89.000	17.06.2019	24	18.50	19.13						
0.560	0.018	0.087	272.700	1.500	-0.999	0.047	0.027	1.00	-0.054	0.000	89.200	18.06.2019	24	18.50	19.13						
0.570	0.018	0.088	272.900	1.400	-0.998	0.050	0.024	1.00	-0.056	-0.004	89.400	19.06.2019	24	18.50	19.13						
0.500	0.016	0.095	272.100	2.400	-0.998	0.037	0.043	1.00	-0.053	0.019	88.200	20.06.2019	24	18.50	19.13						
0.510	0.017	0.075	272.300	2.300	-0.998	0.040	0.040	1.00	-0.055	0.015	88.400	21.06.2019	25	18.50	19.14						

