

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Ensdorf Kraiburg

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
bei Kraiburg am Inn in Oberbayern**

**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  
🌐 www.solpeg.com

## 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>6</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>14</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, St2092 östlich.....	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße St2092 östlich / Einmündung Straß .....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südöstlich .....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich (Straß) .....	18
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>20</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>20</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>21 - 34</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Ensdorf Kraiburg

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Ensdorf Kraiburg“ 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 „Ensdorf Kraiburg“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der St2092 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 südöstlich von Ens Dorf in Oberbayern. Östlich der hier betrachteten Fläche (SO1) verläuft auf einer Länge von ca. 200 m die St2092. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich der Ortschaft Ens Dorf, ca. 1,8 km östlich von Kraiburg am Inn in Oberbayern. Die PV Felder sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">48.181°N, 12.453°O 469 m ü.N.N.</a>
Abstand zur St2092	ca. 15 - 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 120 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

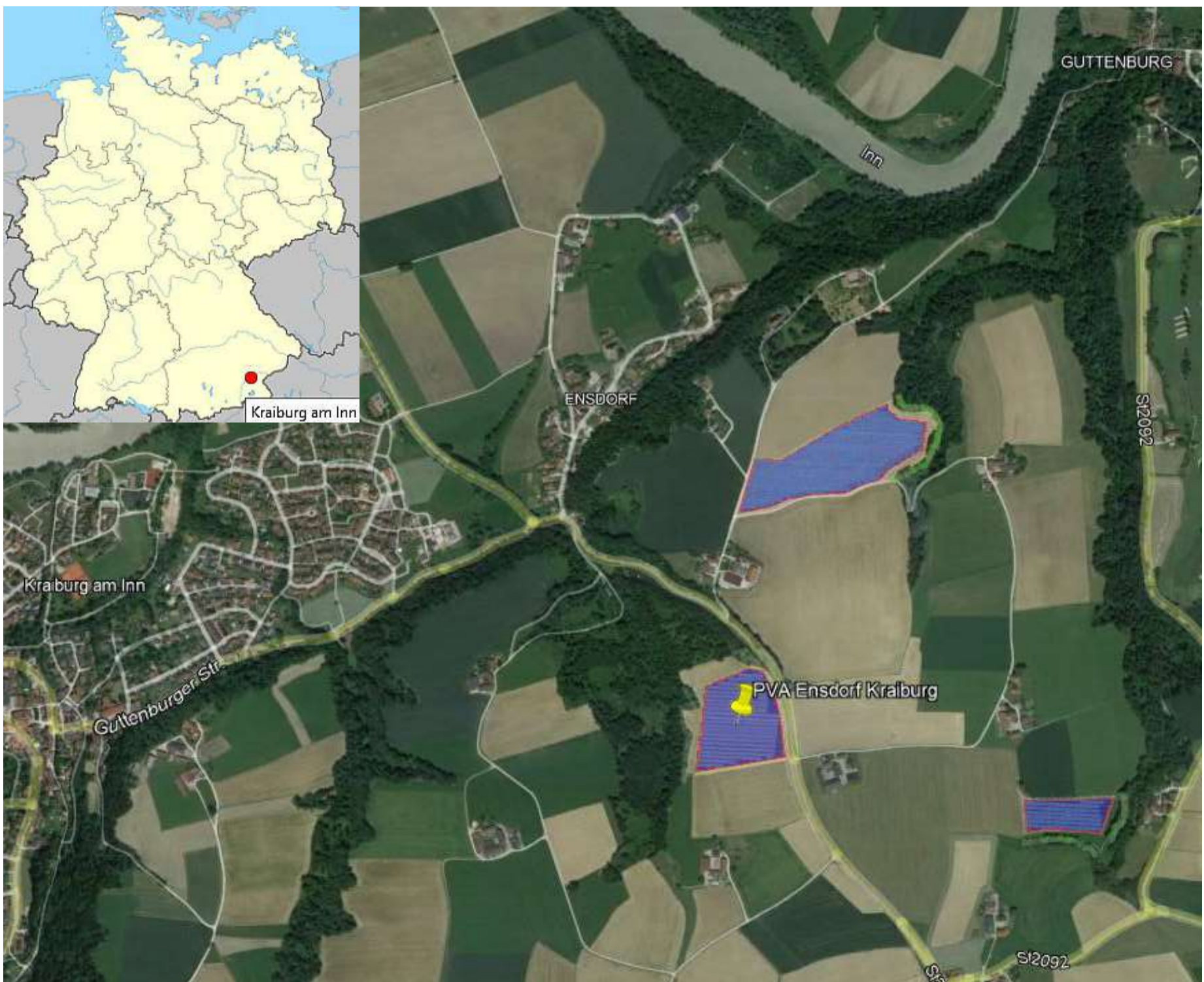


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### Detailansicht der PV Flächen und Umgebung

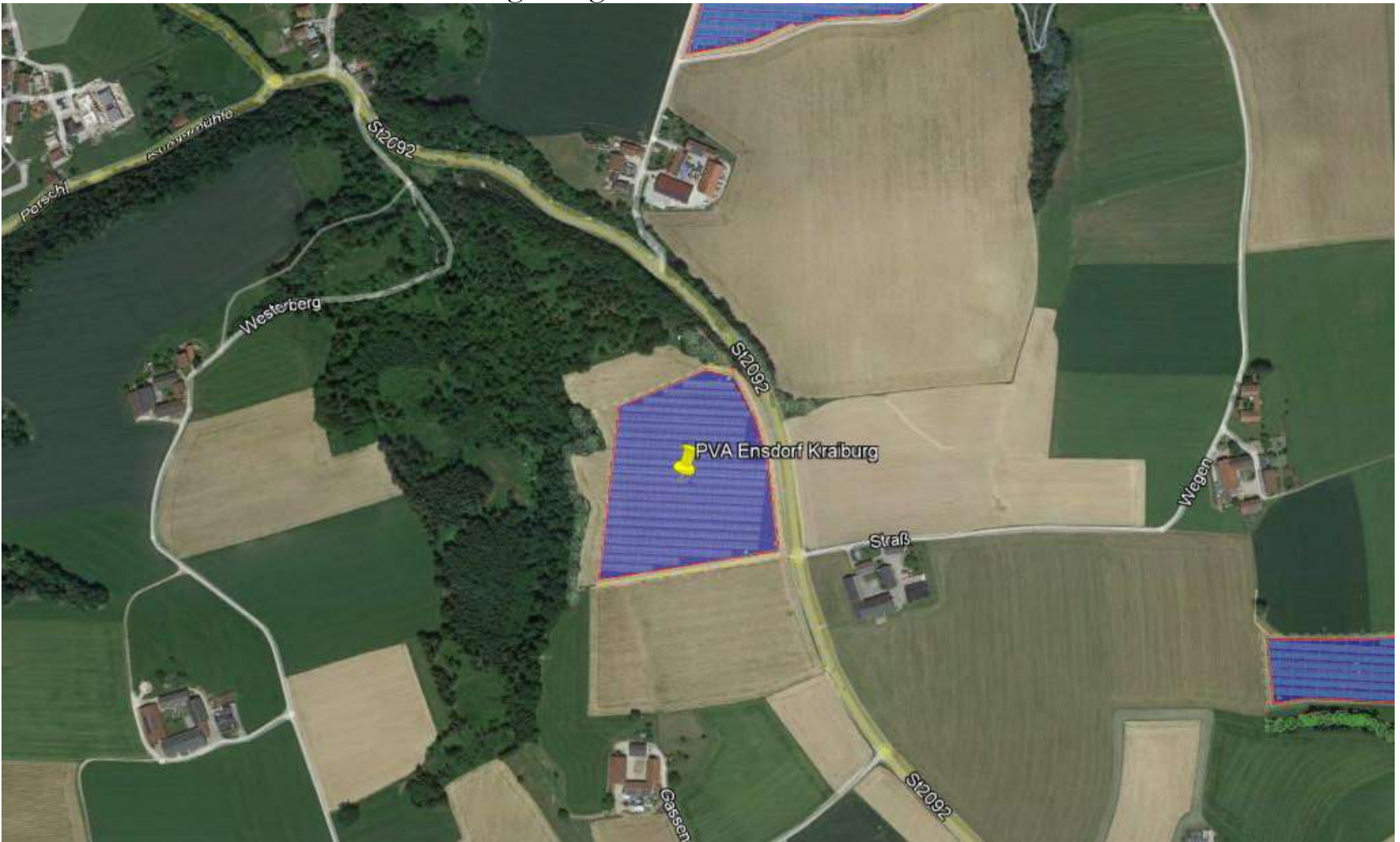


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

### Detailansicht der PV Anlage und umliegende Gebäude (SO1, PV Feld 2)



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche SO1 (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:

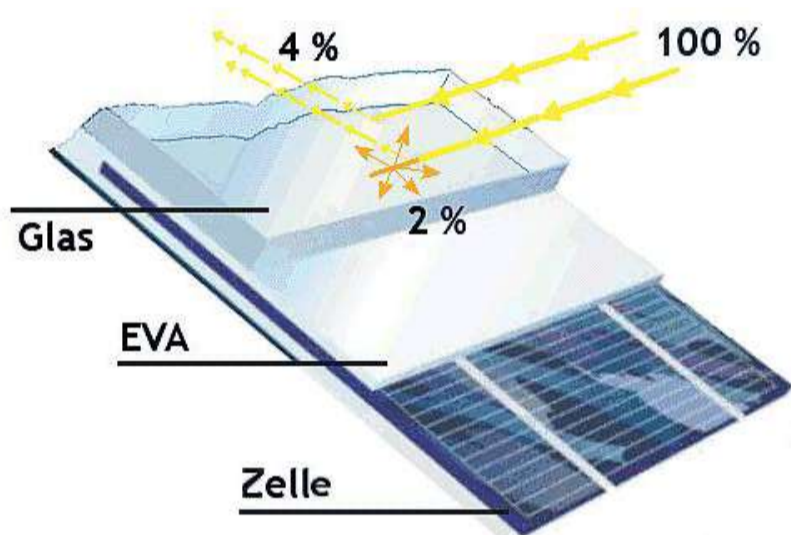


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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

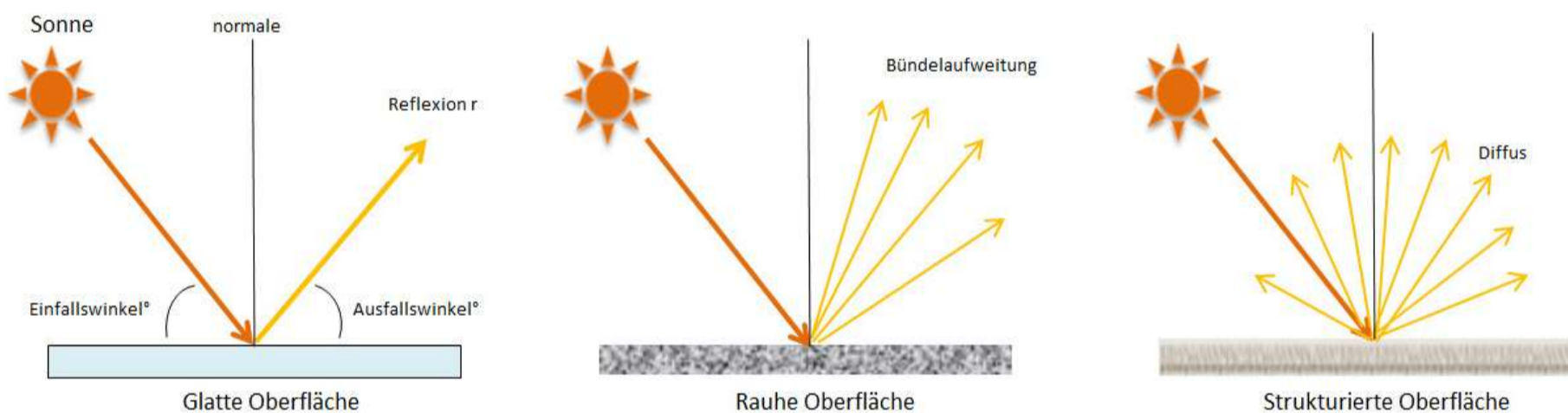


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina 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**

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) 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, Lambertsches 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 sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_P$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180^\circ - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

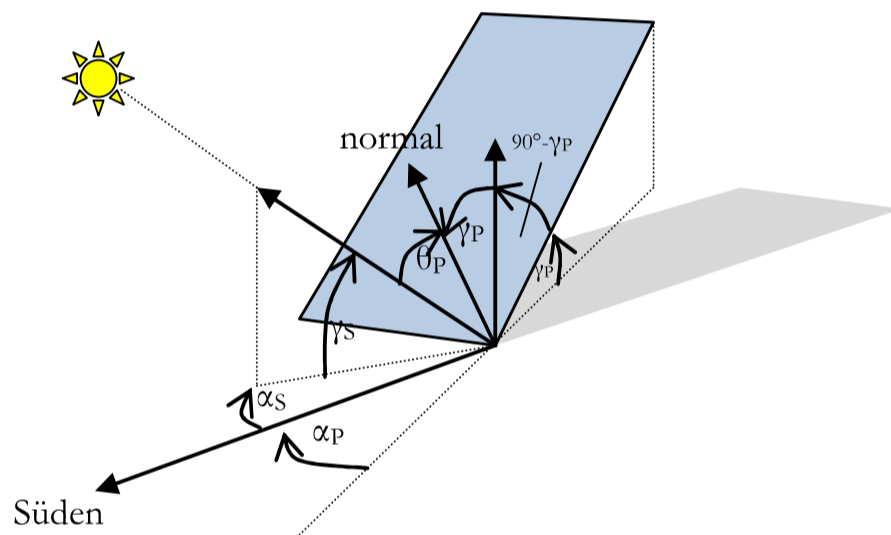


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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>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.

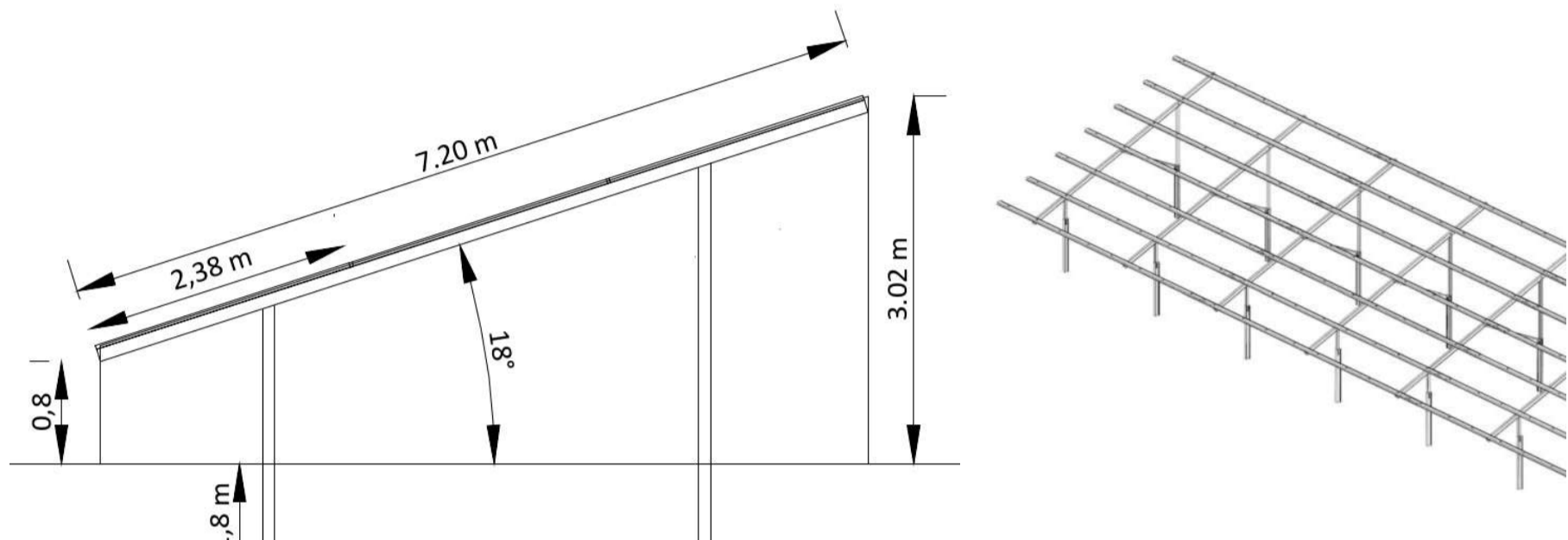


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 3,02 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</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 Ensdorf wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der Straße St2092 sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude. 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 weiterführender Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>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 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>6</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 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 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 60 % 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.

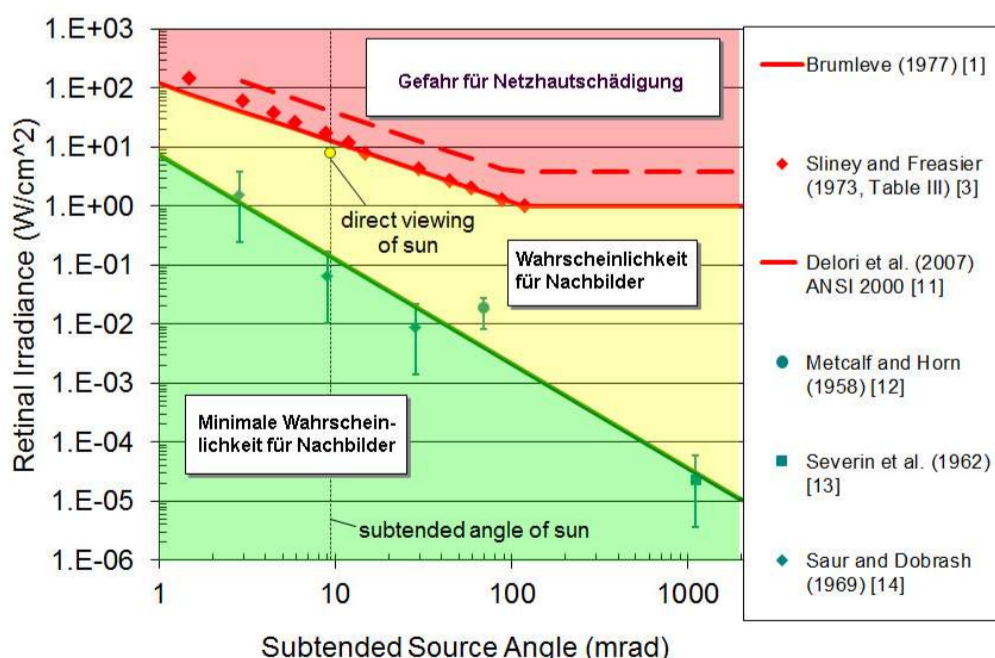


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<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\\_2019\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ensdorf wird für 4 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 3.6.3 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 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. 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** [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 2
P1 Straße St2092 östlich	2525 <sup>W</sup>
P2 Straße St2092 östlich / Einmündung Straß	1502 <sup>W</sup>
P3 Gebäude südöstlich	1305 <sup>E</sup>
P4 Gebäude östlich (Straß)	-

<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

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2092 östlich

Am Messpunkt P1 auf der St2092 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 (SO1) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten können zwischen dem 22. April und dem 22. August an insgesamt 2524 Minuten pro Jahr und maximal 23 Minuten pro Tag<sup>9</sup>, abends in der Zeit zwischen 17:57 – 18:35 Uhr Reflexionen aus westlicher Richtung auftreten.

Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit  $-51^\circ$  bis  $-73^\circ$  links (westlich) der Fahrbahn deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m) und sind daher zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.2.1: Situation 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.

<sup>9</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße St2092 östlich / Einmündung Straß

Am Messpunkt P2 auf der Straße St2092 östlich der PV Anlage im Bereich der Einmündung der Straße Straß können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch an insgesamt 1502 Minuten pro Jahr und max. 15 Minuten pro Tag Reflexionen möglich. Diese können in bestimmten Jahreszeiten in den Abendstunden zwischen 18:06 bis 18:35 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
28. April	14. August	15	1607	18:06	18:35

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

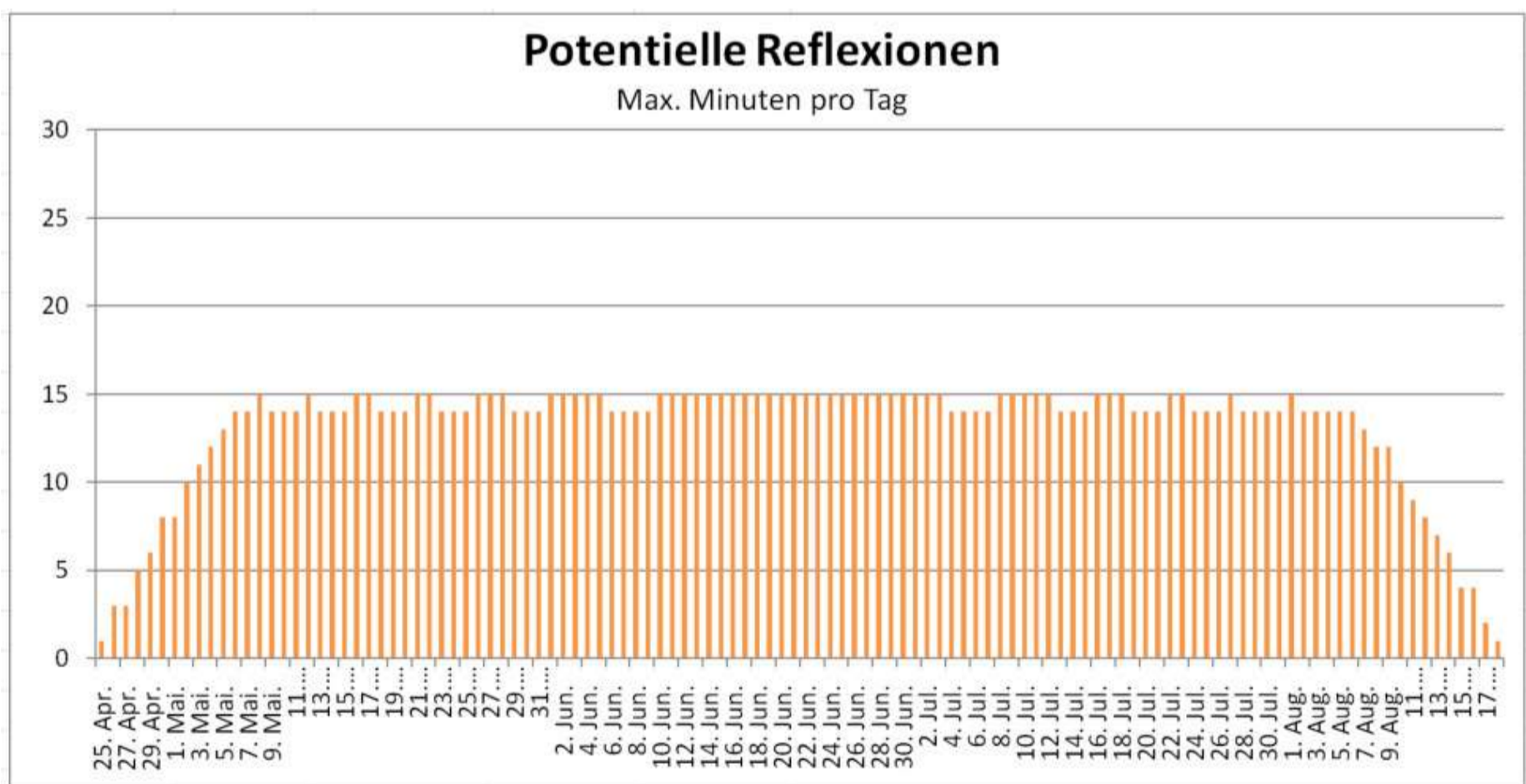


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)



Für den nach Norden fließenden Verkehr auf der St2092 sind Beeinträchtigungen durch die PV Anlage nicht wahrscheinlich, da potentielle Reflexionen nur in einem Einfallswinkel von ca.  $-53^\circ$  bis  $-82^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels, auftreten können.

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

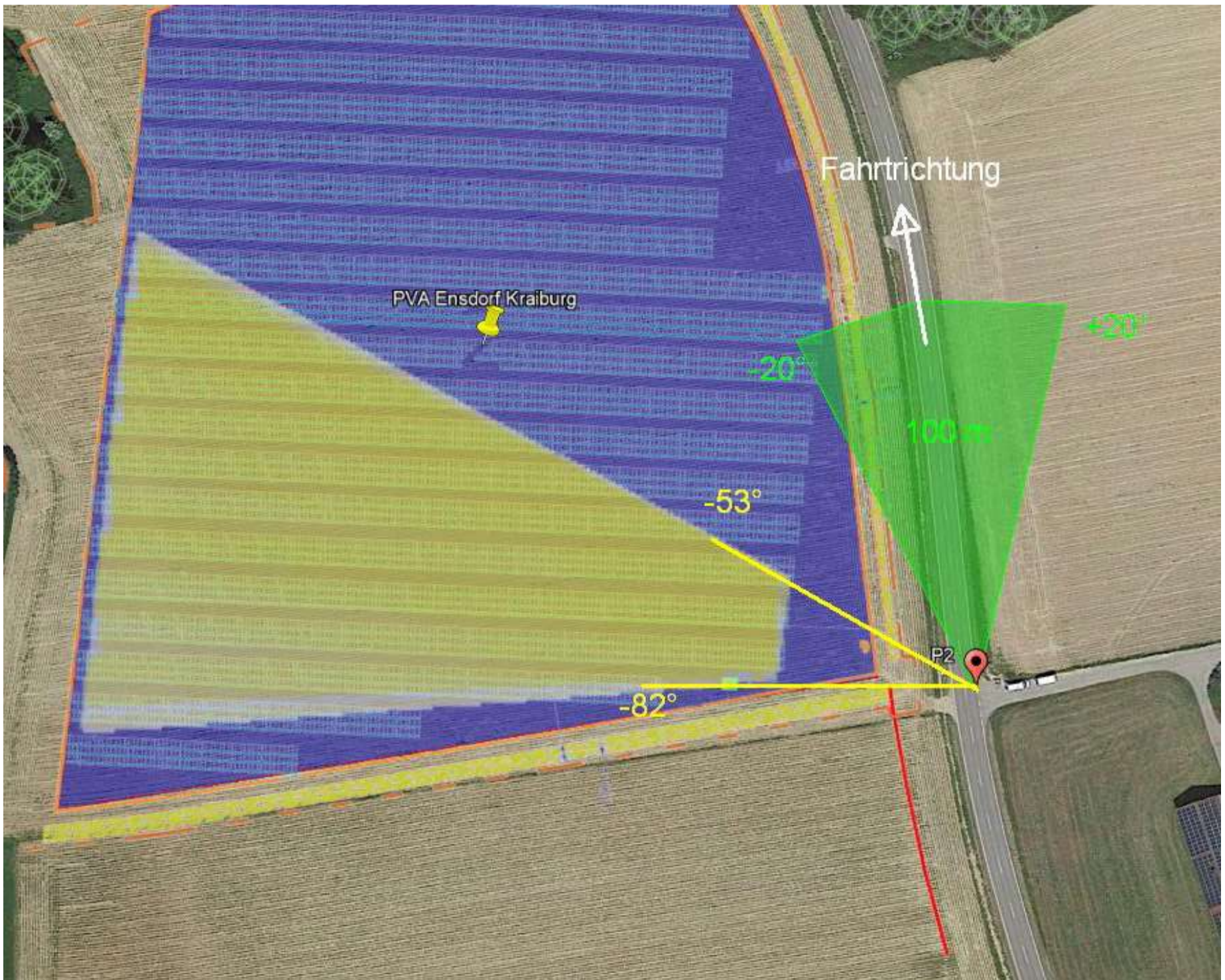


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten..

Aus Osten kommende Verkehrsteilnehmer, die auf die St2092 einbiegen, könnten rein rechnerisch in den genannten Zeiten Reflexionen durch die PV Anlage wahrnehmen Da Verkehrsteilnehmer an der Einmündung zum Stillstand kommen müssen, könnten potentielle Reflexionen ggf. nur kurzzeitig störend wirken, stellen aber keine sicherheitsrelevante Beeinträchtigung dar. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen an der Geländegrenze eine Begrünung geplant, die als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden kann. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität zu vernachlässigen.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage können rein rechnerisch nur an insgesamt 1305 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 30. April und dem 13. August an maximal nur 13 Minuten pro Tag, abends in der Zeit zwischen 18:08 – 18:35 Uhr, aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass aufgrund des leichten Höhenunterschiedes die geplante PV Anlage – wenn überhaupt - nur teilweise sichtbar wäre. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze den Geländeverlauf zwischen der PV Anlagen und dem Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

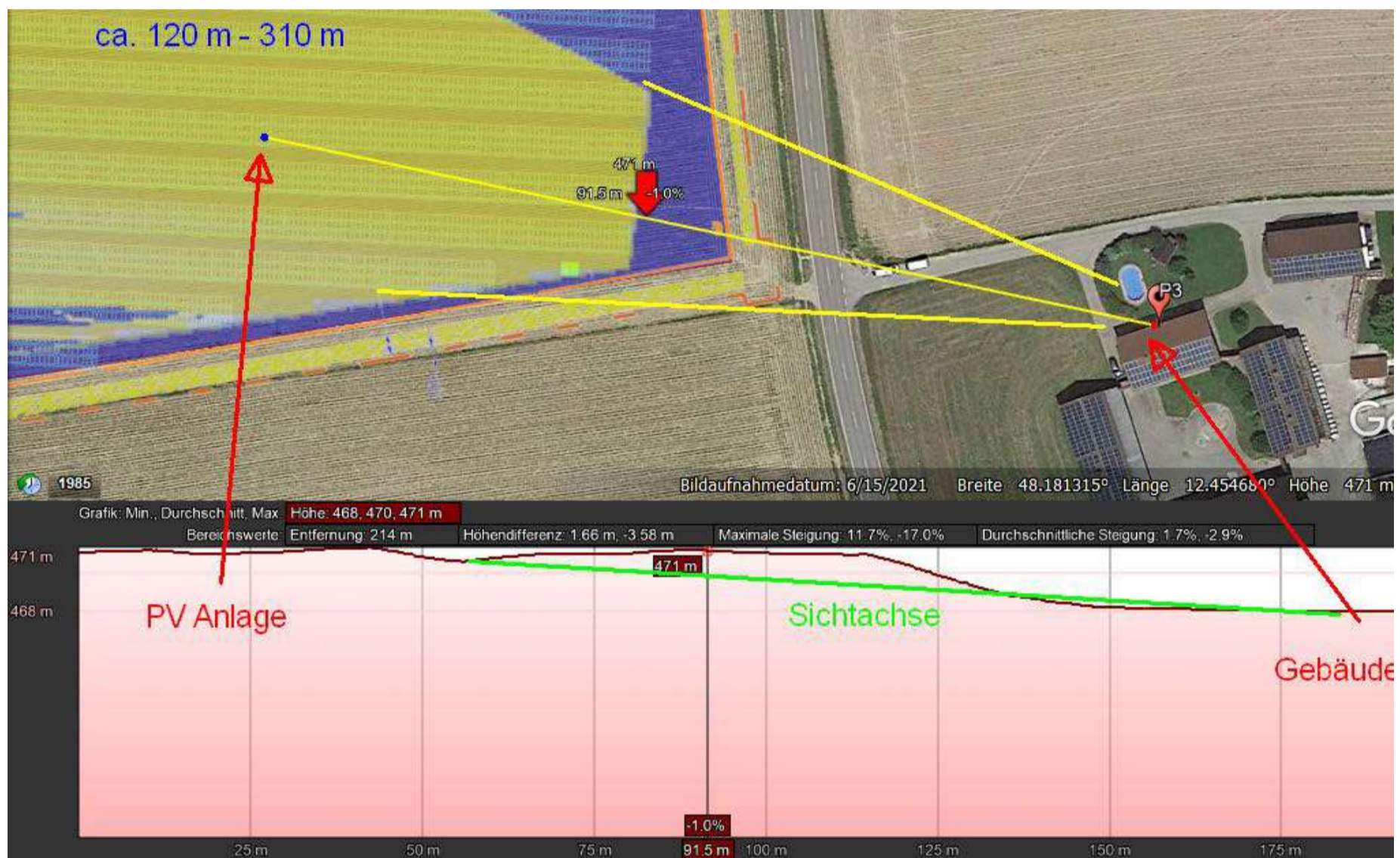


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen der PV Anlage und Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die in der Skizze dargestellte Sichtachse (grün) verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen der PV Anlage und Messpunkt P3.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich (Straß)

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage können nur in sehr geringem Umfang von Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Der Standort wurde aber zu Kontrollzwecken untersucht. Nach Bereinigung der Rohdaten sind erwartungsgemäß keine Reflexionen nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Aber auch aufgrund der großen Entfernung von über 500 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Weitere Standorte an anderen Gebäuden wurden nicht näher untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben (hier nur Gelb) 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. Die im Ergebnis gezeigten 293 Minuten wären allerdings auch ohne Bereinigung der Daten deutlich unterhalb der Empfehlungen der Lichtleitlinie.

### 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.
- 293 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

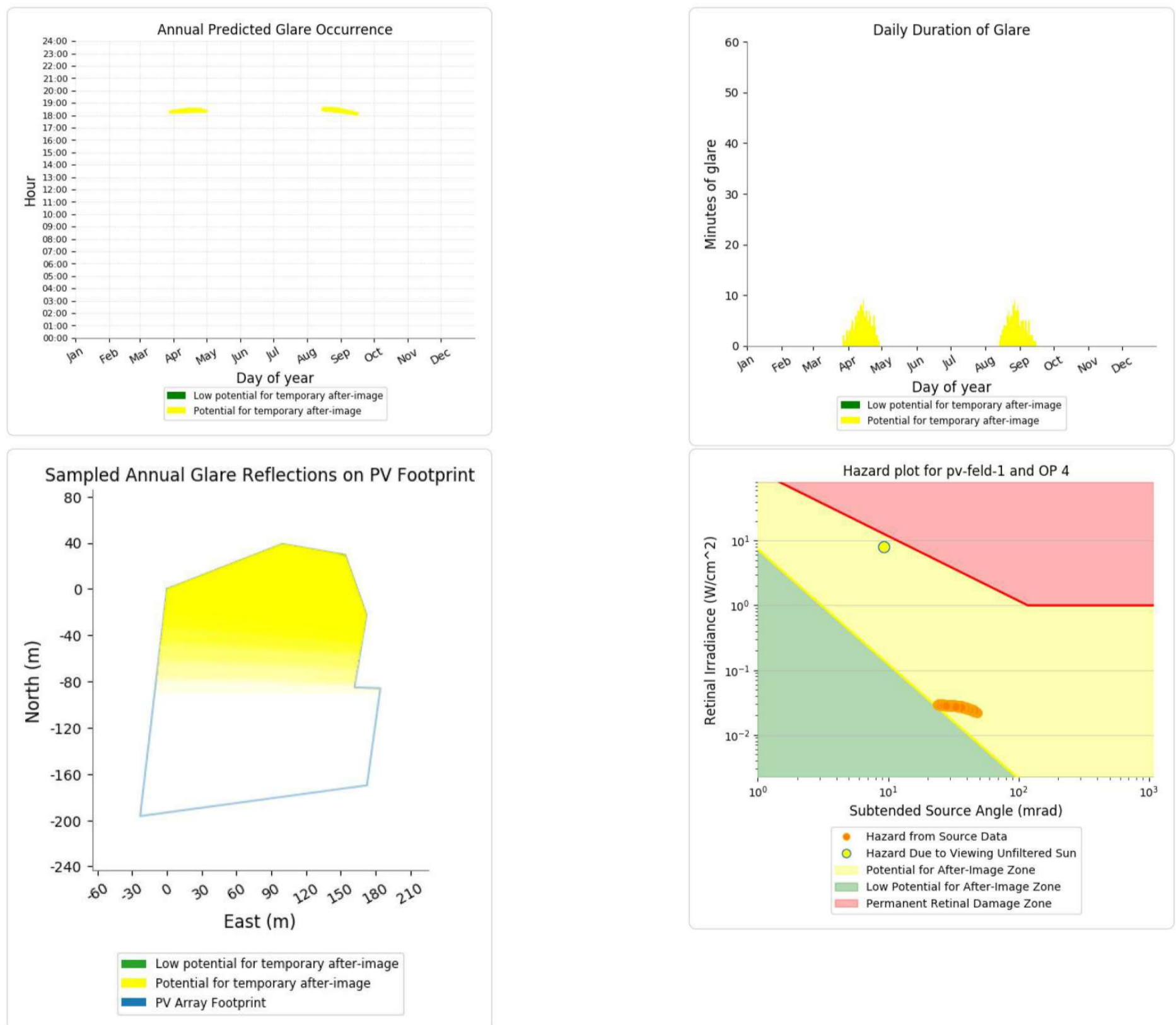


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Ensdorf Kraiburg 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 Ensdorf Kraiburg mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Fläche 2 (SO1) zeigt für die Straße St2092 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Auch im Bereich der Einmündung der Straße Straß auf die St2092 sind keine sicherheitsrelevanten Beeinträchtigungen durch Reflexionen zu erwarten. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.


Für die südöstlich gelegenen Gebäude besteht aufgrund des Geländeverlaufes überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Aber auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen ausgeschlossen werden. Im Bereich der weiter östlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine 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 11.03.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

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



**Projektname:**  
PV Enseldorf Kraiburg

**Anlagendaten:**  
Fläche Geltungsbereich: 142.787 m<sup>2</sup>  
Koordinaten: 48.18752, 12.45424  
Gemarkung: Kraiburg

**Flur:**  
Flurstück: div.

**Technische Daten:**

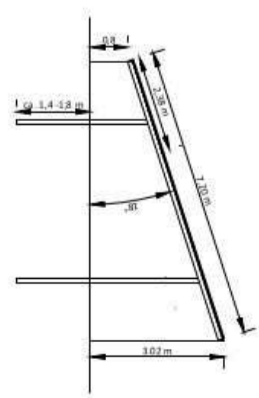
**Modultyp:** Tier 1  
**Modulabmessung:** 2387 x 1096 x 35 mm  
**Modulleistung:** 540 Wp  
**Modulanzahl:** 25.191  
**Gesamtleistung:** 13.603,140 kWp

**Überplante PV-Fläche:** 109.916 m<sup>2</sup>  
**Grundflächenzahl:** 0,44  
**Zaunlänge:** ca. 2.576 m  
**Ø Reihenabstand:** 3,90 m  
**Modulinclination:** 18°  
**Modulausrichtung:** Süd

**Bemerkungen:**  
Anlagenbetreiber:  
Kunde:

- Legende:**
- Flurstücksgrenze
  - Geltungsbereich
  - Zaun
  - Baufeldgrenze
  - Sperfläche
  - PV-Module
  - Trafostation
  - 200 m Abstand zum Verkehrsweg
  - Verkehrsweg
  - Speicherfläche
  - Ausgleichsfläche
  - Eingrünung (min. 5 m Breite)

**Indikativer Systemschnitt:**



nicht maßstäblich

**Planinhalt:**  
Belegungsentwurf

**Maßstab:** 1:4500  
**Plangröße:** DIN A3, 420 x 297 mm  
**Druckdatum:** 28.02.2022  
**Bearbeiter\*in:** AB

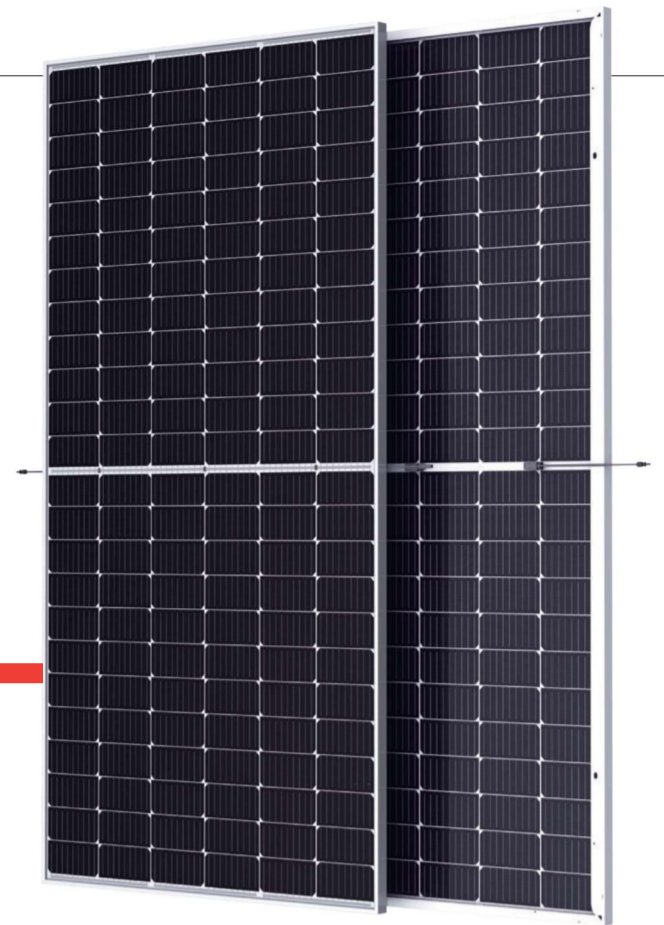
**MaxSolar GmbH**  
Schnidhamer Str. 22, 83278 Traunstein-Wolkersdorf  
Tel.: +49 (0)861 2097090, Fax: +49 (0)861 20970929  
info@maxsolar.de - www.maxsolar.de

**maxsolar**  
energy concepts

THE

# DUOMAX<sup>twin</sup>

## BIFACIAL DUAL GLASS 144 LAYOUT MODULE



### 144 LAYOUT MONOCRYSTALLINE MODULE

### 430-450W POWER OUTPUT RANGE

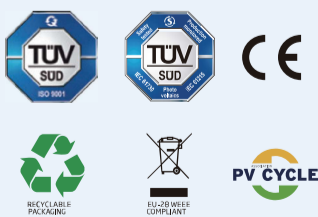
### 20.4% MAXIMUM EFFICIENCY

### 0~+5W POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

#### Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



#### PRODUCTS

TSM-DEG17MC.20(II)

#### POWER RANGE

430-450W



#### High power

- Up to 450W front power and 20.4% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



#### High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Proven to be reliable in high temperature and humidity areas
- Minimizes micro-crack and snail trails
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



#### High energy generation

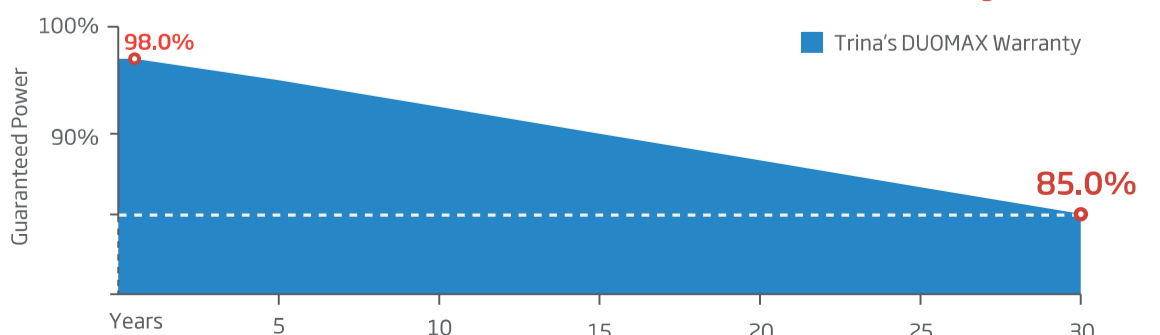
- Up to 25% additional power gain from back side depending on the albedo ;
- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Better anti-shading performance and lower operating temperature



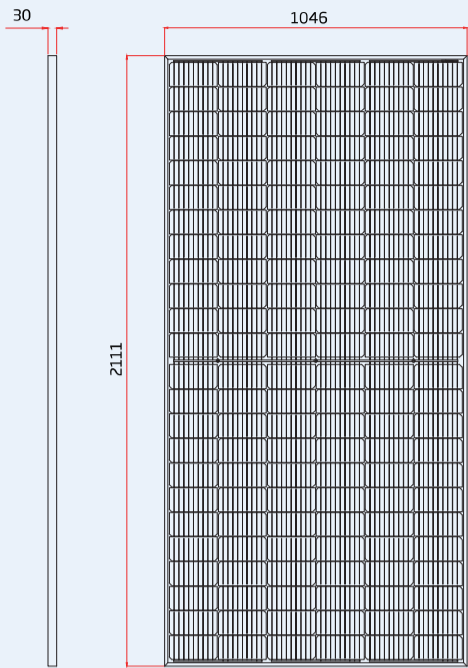
#### Easy to install

- Frame design makes module compatible with all racking and installation methods
- Easy to handle and install as normal framed module during transportation

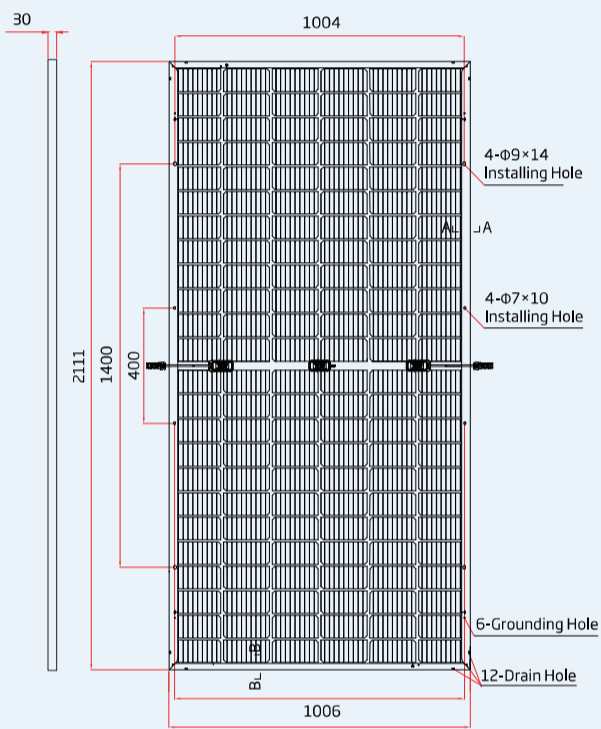
#### Trina Solar's DUOMAX Performance Warranty



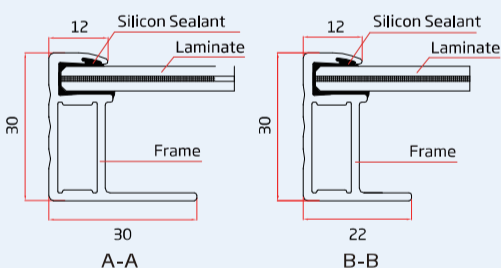
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



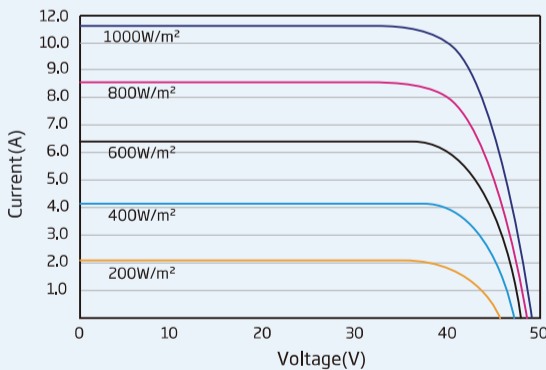
Front View



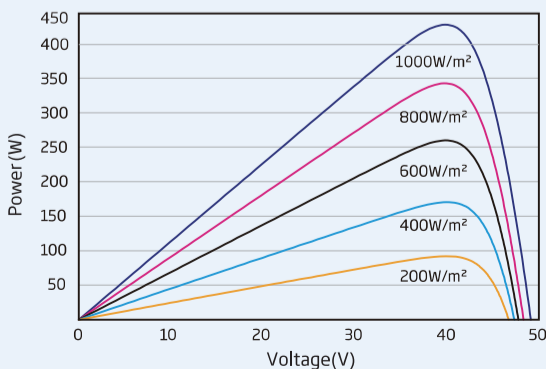
Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(440 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	10.62	10.67	10.71	10.75	10.80
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	11.20	11.24	11.28	11.32	11.36
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	19.5	19.7	19.9	20.2	20.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 435 Wp front)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	457	479	500	522	544
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	11.20	11.74	12.27	12.80	13.34
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	49.0	49.1	49.2	49.3	49.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	11.80	12.36	12.93	13.49	14.05
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	324	328	331	335	339
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	37.9	38.1	38.4	38.6	39.2
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	8.55	8.60	8.64	8.67	8.65
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	45.8	46.0	46.2	46.4	46.5
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	9.02	9.06	9.09	9.12	9.16

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2111×1046×30 mm (83.11×41.18×1.18 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1900/1900 mm(74.80/74.80inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 792 pieces

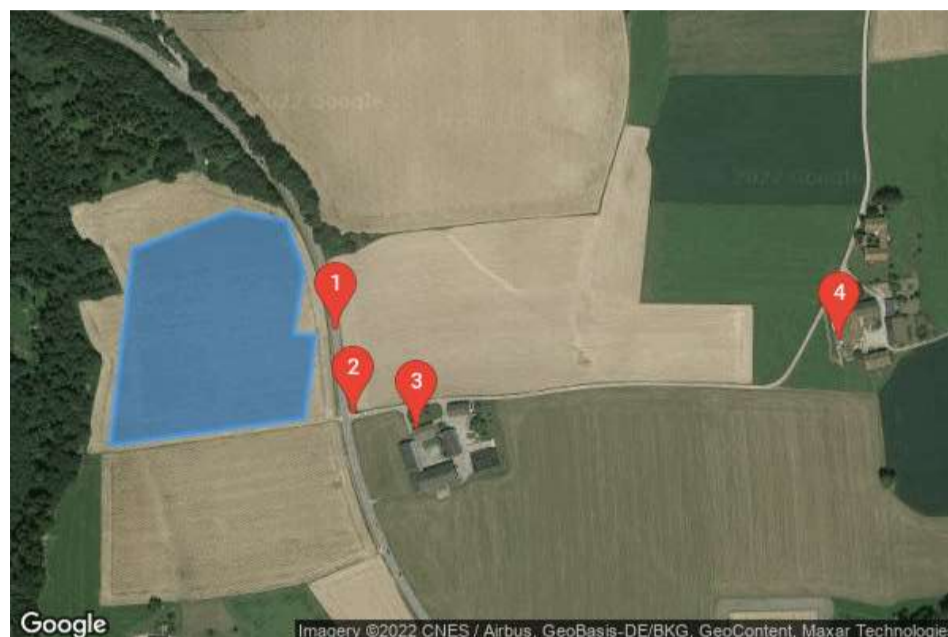


# Solarpark

## Ensdorf Kraiburg

**Created** March 12, 2022  
**Updated** March 12, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC1  
**Site ID** 66111.11193

**Project type** Advanced  
**Project status:** active  
**Category** 1 MW to 5 MW



### Misc. Analysis Settings

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

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

## 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	18.0	180.0	0	9,968	-



# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 37,509 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 37,509 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass without AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.182517	12.451848	467.68	1.90	469.58
2	48.182867	12.453189	471.37	1.90	473.27
3	48.182781	12.453919	469.52	1.90	471.42
4	48.182316	12.454166	470.95	1.90	472.85
5	48.181751	12.454026	471.15	1.90	473.05
6	48.181744	12.454326	470.54	1.90	472.44
7	48.180989	12.454171	470.41	1.90	472.31
8	48.180750	12.451537	468.14	1.90	470.04

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.181776	12.454611	470.08	2.00	472.08
OP 2	48.181025	12.454841	468.68	2.00	470.68
OP 3	48.180893	12.455694	469.03	2.00	471.03
OP 4	48.181701	12.461424	468.16	2.00	470.16

## Summary of PV Glare Analysis

*PV configuration and total predicted glare*

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	18.0	180.0	0	9,968	-	

### Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	5	478	800	704	692	713	784	643	116	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

*Results for each PV array and receptor*

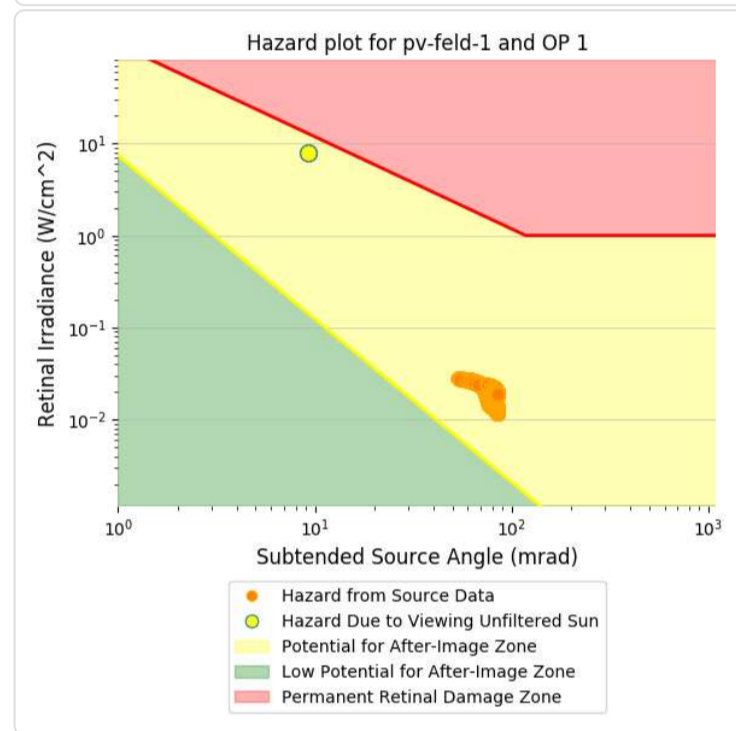
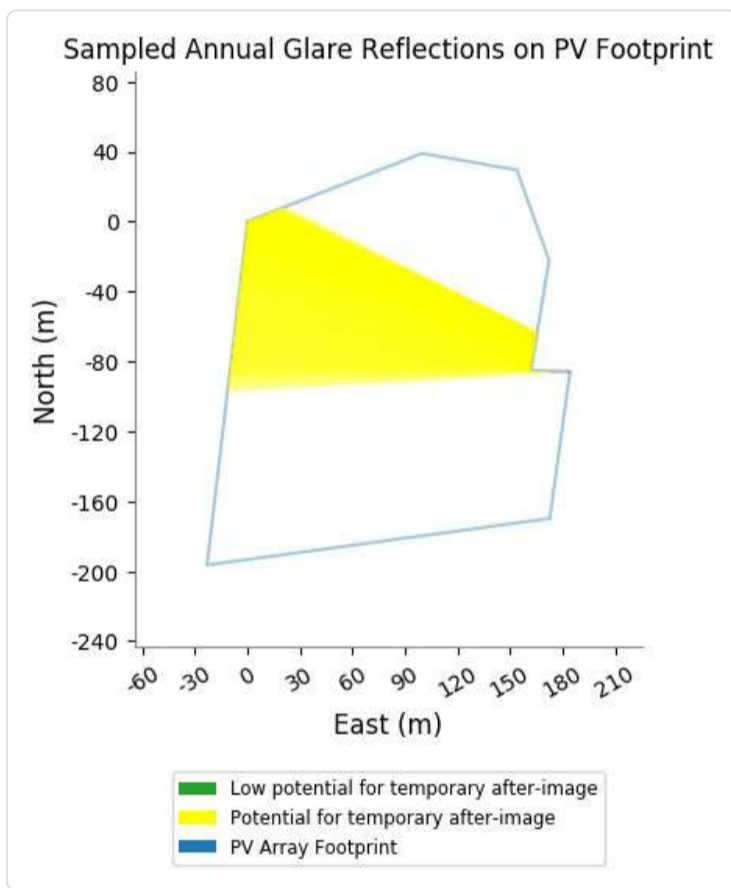
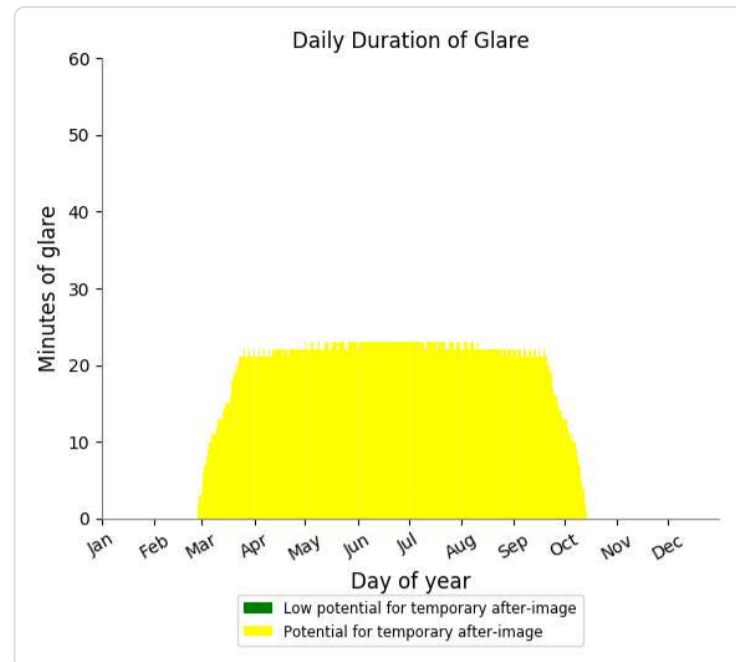
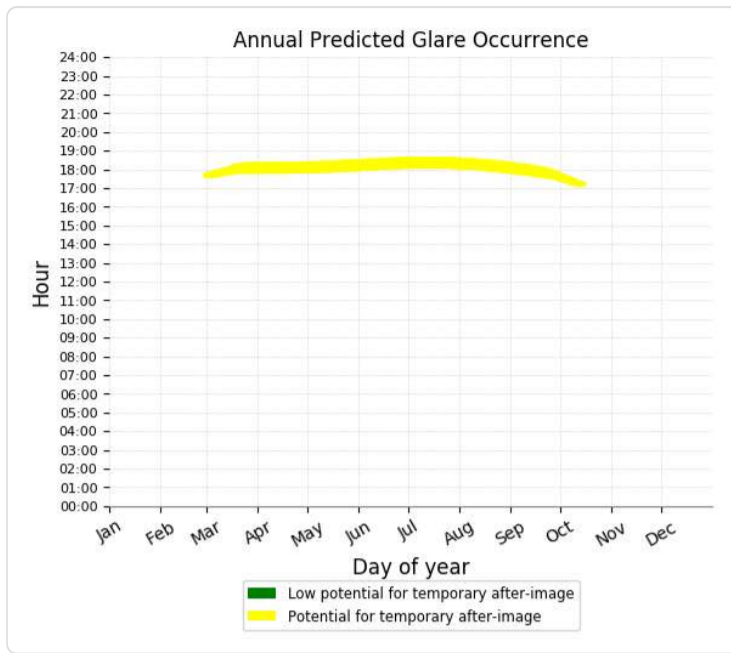
### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	4617
OP: OP 2	0	2710
OP: OP 3	0	2348
OP: OP 4	0	293

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

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

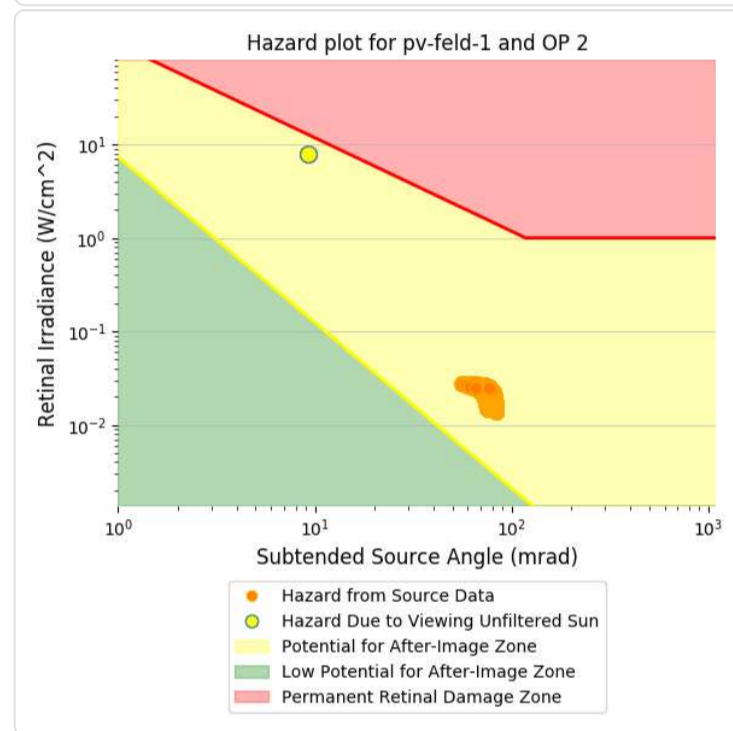
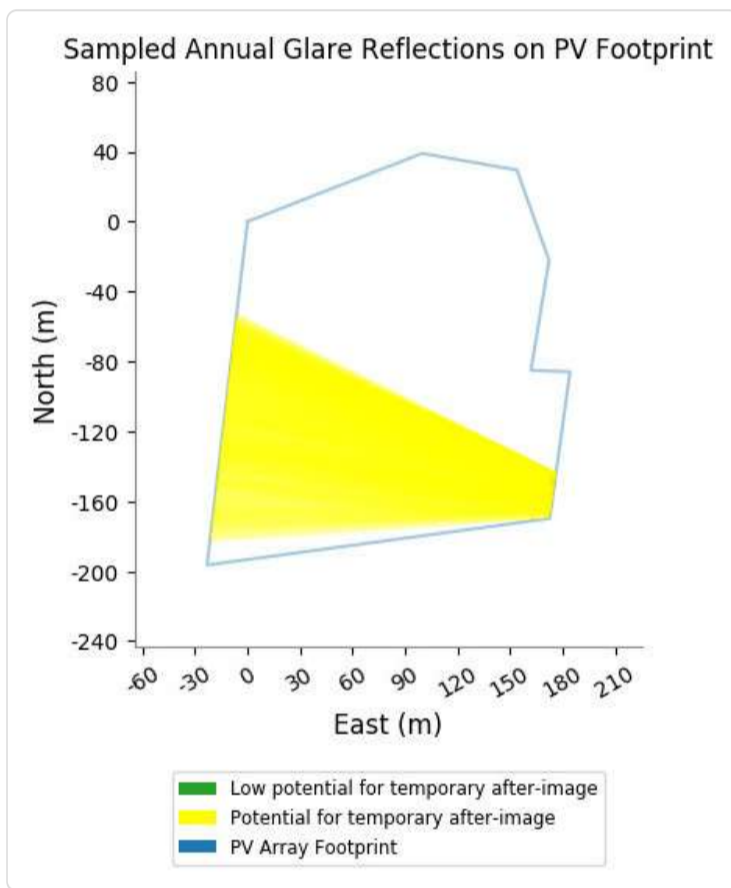
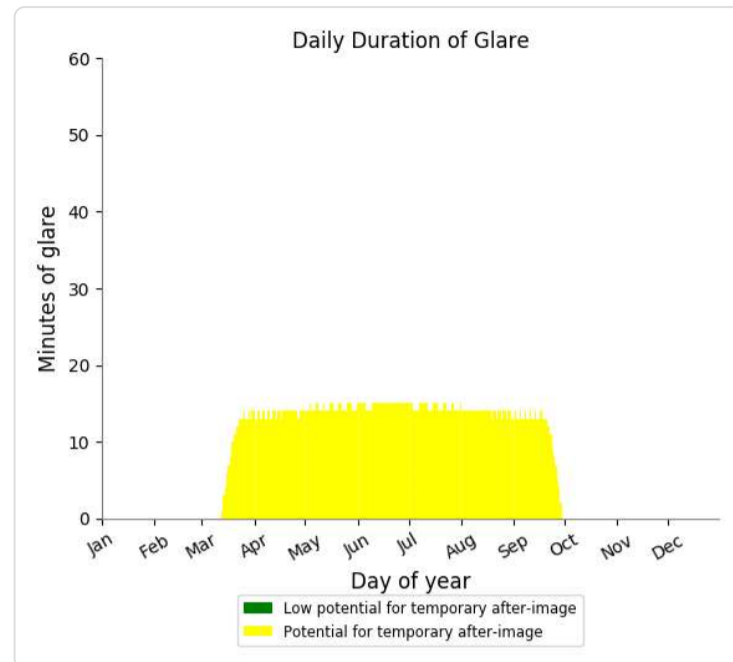
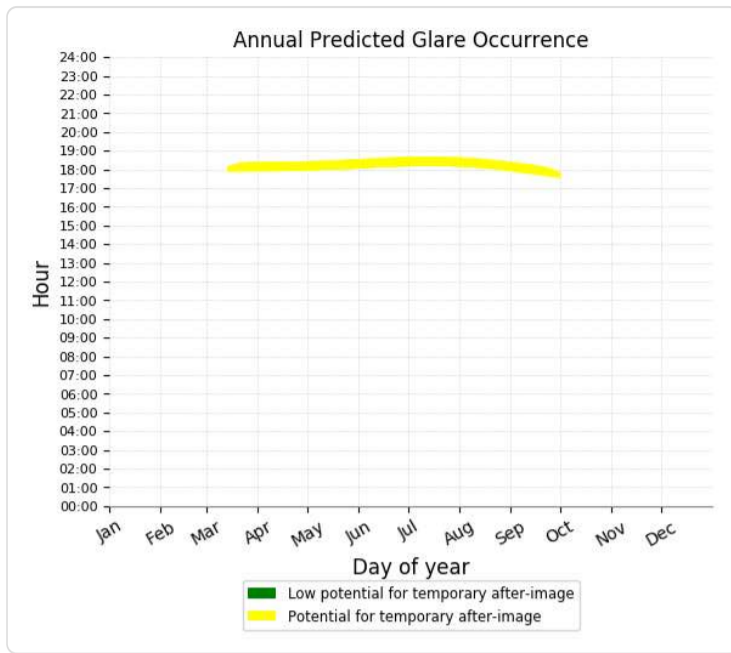
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,617 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

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

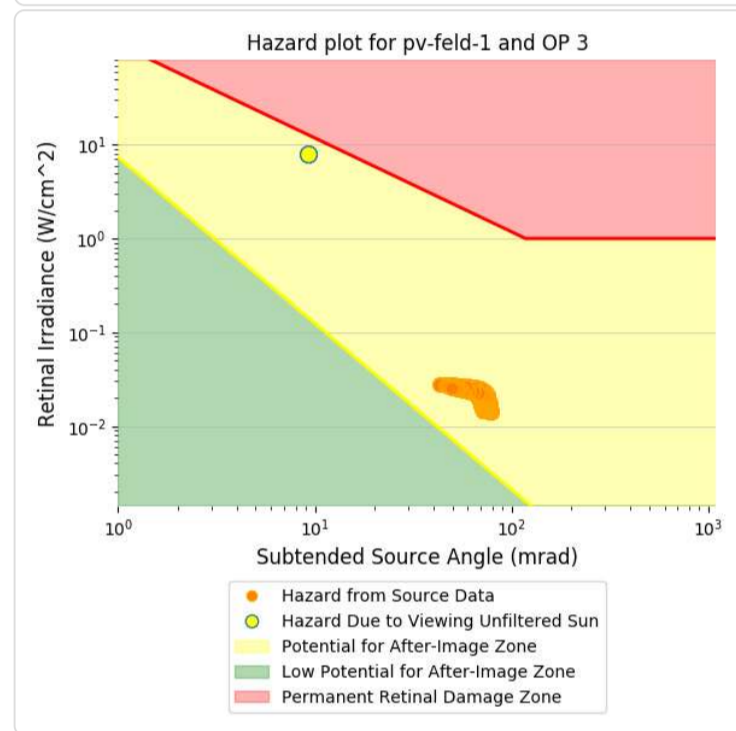
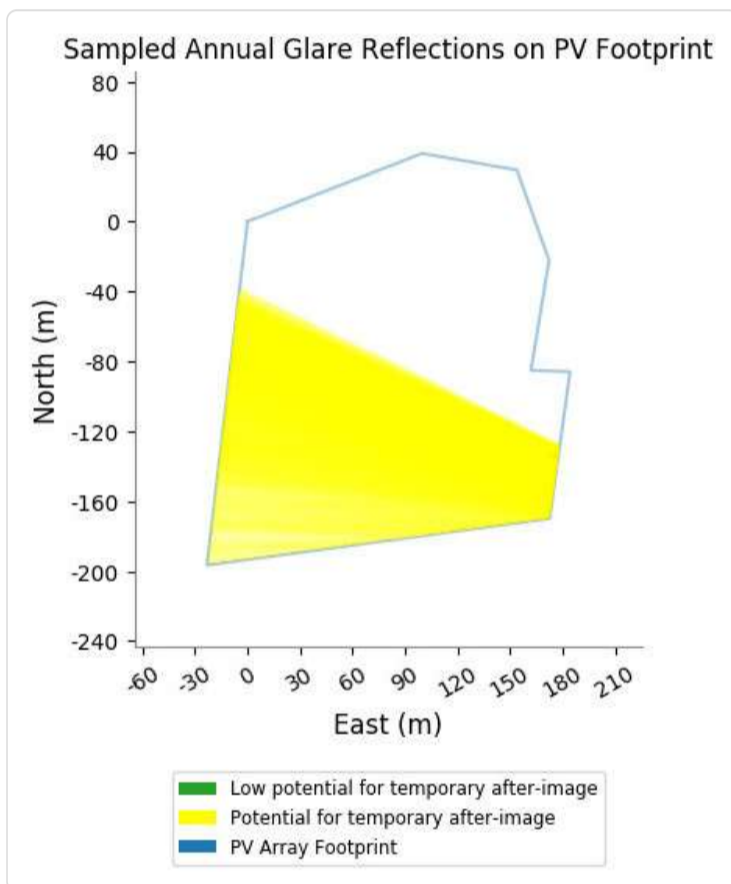
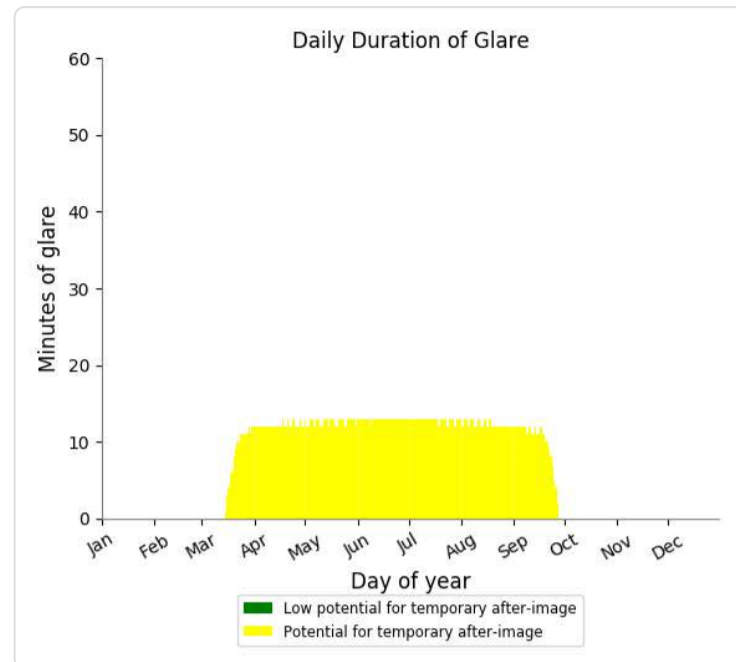
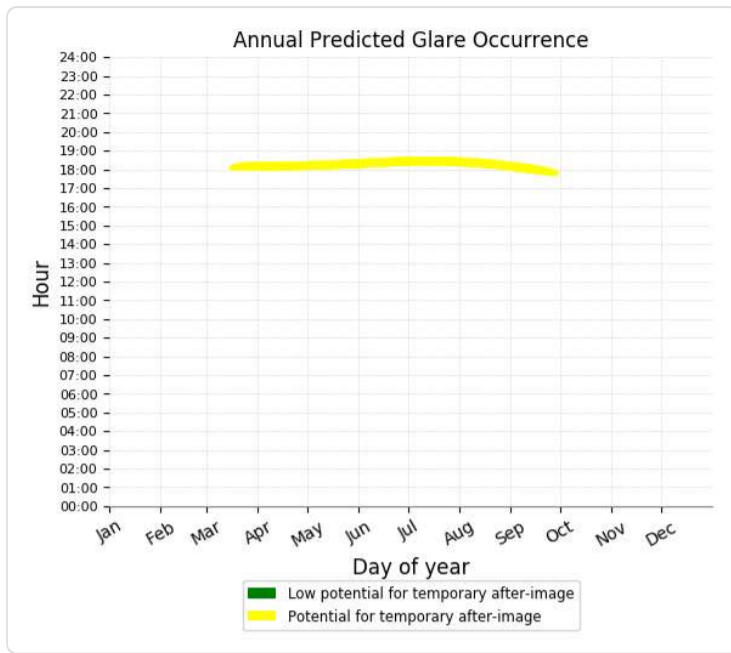
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,710 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

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

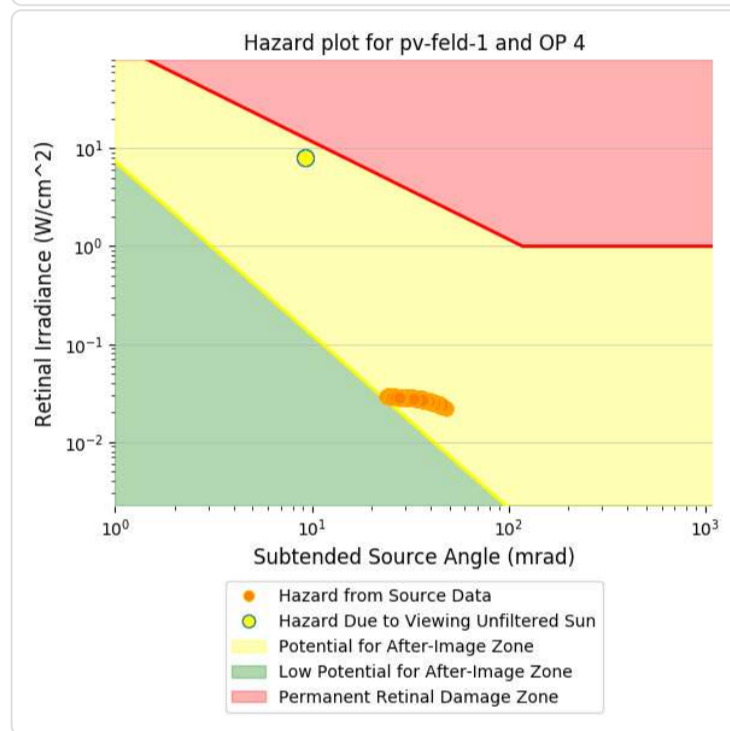
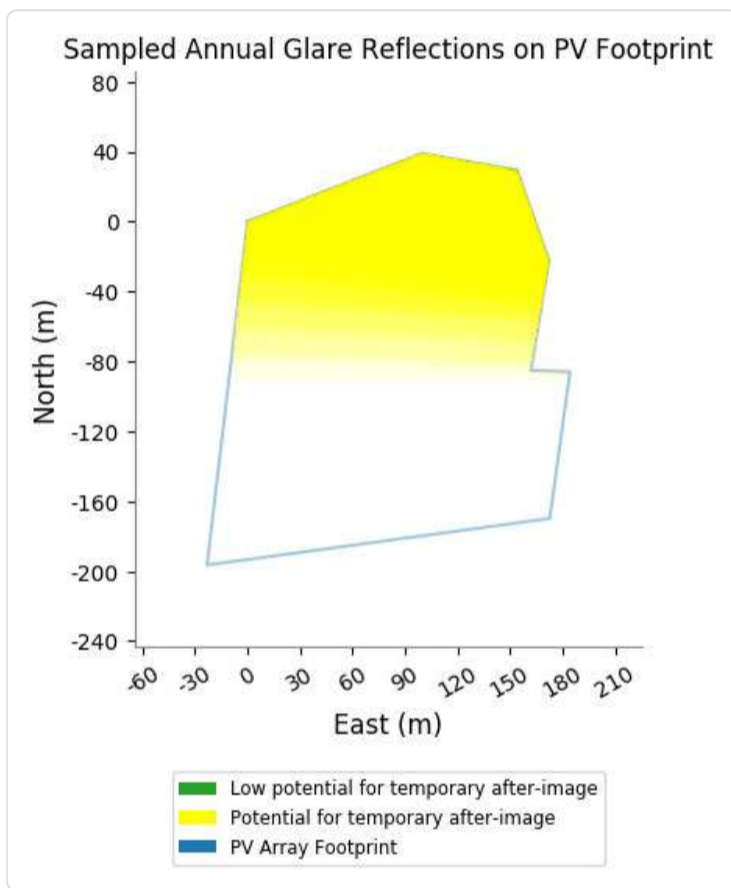
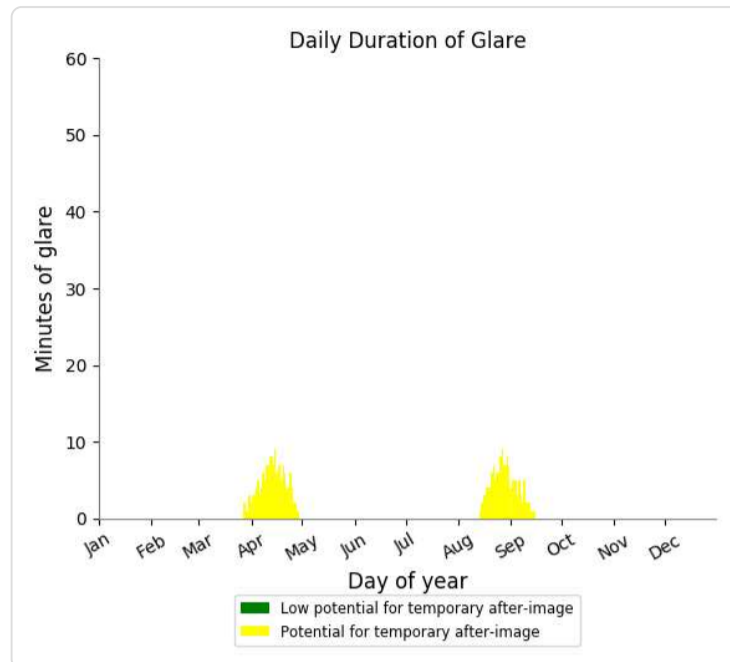
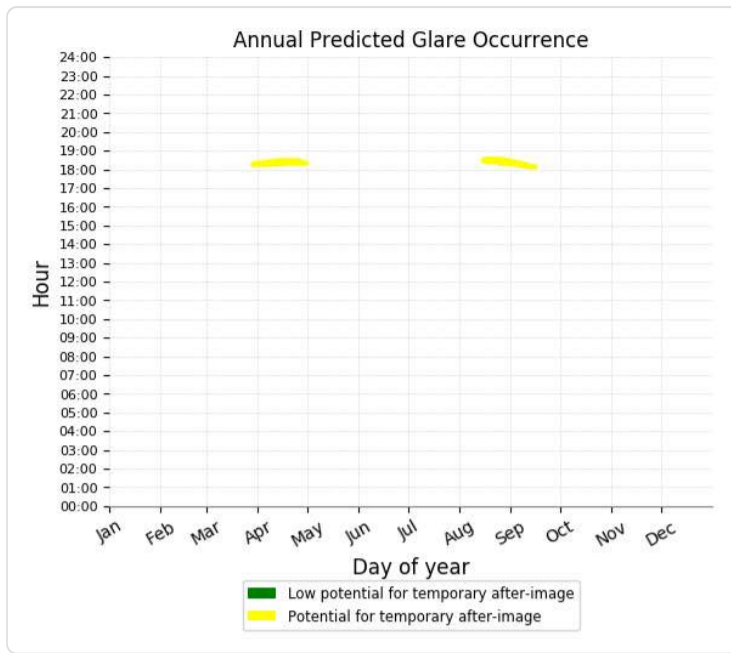
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,348 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### 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.
- 293 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.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.









Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4		
2022-03-28 18:18:00	2	0.1588	0.02793	0.027832	272	1.5	-0.999	0.035	0.026	0.999	-0.043	0
2022-03-29 18:19:00	2	0.5171231	0.028436	0.024677	272.2	1.3	-0.999	0.038	0.023	0.999	-0.044	-0.004
2022-03-30 18:20:00	2	0.559644	0.028042	0.027566	272.4	1.6	-0.999	0.043	0.028	0.999	-0.051	-0.002
2022-03-31 18:18:00	2	0.56044	0.028154	0.027447	272.9	1.7	-0.998	0.05	0.03	0.998	-0.059	-0.005
2022-03-31 18:19:00	2	0.537152	0.027367	0.031943	273	2.2	-0.998	0.052	0.038	0.998	-0.064	0.001
2022-03-31 18:21:00	2	0.549089	0.027868	0.029494	273.5	2	-0.998	0.055	0.035	0.998	-0.065	-0.004
2022-04-01 18:21:00	2	0.573758	0.027475	0.0316	273.4	1.7	-0.998	0.062	0.03	0.998	-0.067	-0.012
2022-04-01 18:21:00	2	0.567216	0.028489	0.027022	273.8	2	-0.997	0.066	0.035	0.997	-0.074	-0.011
2022-04-02 18:20:00	2	0.538871	0.027482	0.03155	273.9	2.5	-0.997	0.068	0.043	0.997	-0.08	-0.005
2022-04-02 18:22:00	2	0.550832	0.027985	0.029437	274.1	2.3	-0.997	0.071	0.04	0.997	-0.081	-0.009
2022-04-03 18:18:00	2	0.51596	0.027132	0.034851	274.2	2.1	-0.996	0.074	0.037	0.997	-0.082	-0.014
2022-04-03 18:19:00	2	0.516592	0.026706	0.034851	274	2.9	-0.996	0.069	0.051	0.996	-0.086	0.001
2022-04-03 18:20:00	2	0.528054	0.027197	0.032913	274.1	2.8	-0.996	0.072	0.048	0.996	-0.087	-0.004
2022-04-03 18:20:00	2	0.539769	0.027697	0.03175	274.3	2.6	-0.996	0.075	0.045	0.996	-0.087	-0.008
2022-04-04 18:19:00	2	0.517495	0.026812	0.03465	274.4	3	-0.996	0.077	0.053	0.996	-0.093	-0.002
2022-04-04 18:20:00	2	0.528897	0.027305	0.035732	274.6	2.9	-0.996	0.08	0.05	0.996	-0.094	-0.006
2022-04-04 18:22:00	2	0.557681	0.028318	0.029338	275	2.5	-0.995	0.086	0.044	0.995	-0.096	-0.015
2022-04-04 18:23:00	2	0.564928	0.028837	0.028732	275.1	2.4	-0.995	0.09	0.042	0.995	-0.097	-0.019
2022-04-05 18:19:00	2	0.50719	0.026431	0.036227	274.7	3.3	-0.995	0.081	0.058	0.995	-0.1	-0.001
2022-04-05 18:20:00	2	0.51843	0.026919	0.03462	274.9	3.2	-0.995	0.084	0.055	0.995	-0.101	-0.005
2022-04-05 18:22:00	2	0.541655	0.027919	0.031411	275.2	2.8	-0.995	0.091	0.05	0.995	-0.103	-0.013
2022-04-05 18:23:00	2	0.55365	0.028432	0.028697	275.4	2.7	-0.994	0.094	0.047	0.994	-0.104	-0.018
2022-04-06 18:24:00	2	0.569922	0.028968	0.025929	276	2.6	-0.993	0.106	0.046	0.993	-0.112	-0.025
2022-04-06 18:25:00	2	0.498114	0.026167	0.037288	275.4	3.8	-0.993	0.093	0.065	0.993	-0.114	-0.002
2022-04-06 18:26:00	2	0.508146	0.026447	0.035575	275.1	3.5	-0.994	0.089	0.06	0.994	-0.107	-0.003
2022-04-06 18:23:00	2	0.542646	0.027934	0.031245	275.7	3	-0.994	0.099	0.052	0.994	-0.11	-0.016
2022-04-07 18:23:00	2	0.55569	0.02857	0.030586	276.3	3.1	-0.993	0.106	0.054	0.993	-0.118	-0.019
2022-04-07 18:25:00	2	0.556971	0.029196	0.025774	276.5	2.8	-0.992	0.113	0.048	0.992	-0.12	-0.027
2022-04-08 18:20:00	2	0.49913	0.026275	0.037071	275.8	3.9	-0.993	0.101	0.068	0.993	-0.122	-0.005
2022-04-08 18:22:00	2	0.52144	0.027255	0.034558	276.2	3.5	-0.992	0.108	0.062	0.992	-0.123	-0.013
2022-04-08 18:24:00	2	0.532962	0.02758	0.032952	276.4	3.4	-0.992	0.111	0.059	0.992	-0.124	-0.017
2022-04-08 18:25:00	2	0.544735	0.028269	0.030446	276.6	3.2	-0.992	0.114	0.056	0.992	-0.125	-0.022
2022-04-08 18:26:00	2	0.556765	0.028789	0.029873	276.7	3	-0.992	0.117	0.053	0.992	-0.126	-0.026
2022-04-09 18:20:00	2	0.522519	0.027318	0.025353	276.9	2.9	-0.991	0.12	0.05	0.991	-0.127	-0.03
2022-04-09 18:23:00	2	0.545838	0.028389	0.030535	277	3.3	-0.991	0.122	0.058	0.991	-0.133	-0.024
2022-04-09 18:26:00	2	0.557879	0.028911	0.027994	277.2	3.2	-0.991	0.125	0.065	0.991	-0.134	-0.029
2022-04-09 18:27:00	2	0.570182	0.029442	0.025111	277.4	3	-0.99	0.128	0.052	0.99	-0.134	-0.033
2022-04-10 18:19:00	2	0.479863	0.025628	0.039471	276.3	4.4	-0.991	0.11	0.078	0.991	-0.135	-0.002
2022-04-10 18:22:00	2	0.512339	0.027082	0.037291	276.9	3.9	-0.99	0.12	0.069	0.99	-0.137	-0.015
2022-04-10 18:23:00	2	0.523639	0.027583	0.033792	277.1	3.8	-0.99	0.123	0.066	0.99	-0.138	-0.019
2022-04-10 18:24:00	2	0.535185	0.028092	0.032117	277.3	3.6	-0.99	0.126	0.063	0.99	-0.139	-0.023
2022-04-10 18:25:00	2	0.546982	0.028611	0.030088	277.4	3.5	-0.99	0.129	0.06	0.99	-0.14	-0.027
2022-04-10 18:26:00	2	0.559035	0.029138	0.027814	277.6	3.3	-0.99	0.133	0.057	0.99	-0.141	-0.031
2022-04-10 18:27:00	2	0.571349	0.029674	0.024869	277.8	3.1	-0.989	0.136	0.054	0.989	-0.142	-0.036

**Potenitielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:**  
0 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
0 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datenatz mit 294 Einträgen):  
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenufergang)  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)