

Blendgutachten

Solarpark Lauterhofen Traunfeld

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Lauterhofen in der Oberpfalz (Bayern)**

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

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Autobahn A6 Südwestlich	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A6 Südlich	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Autobahn A6 Südöstlich	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Dippersricht	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 37

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lauterhofen Traunfeld

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Lauterhofen Traunfeld“ für Verkehrsteilnehmer auf der A6 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. Lichtleitlinie¹, 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 Lichtleitlinie 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 Lauterhofen eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer u.a. auf der A6 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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 ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,4 km nordwestlich von Traunfeld in der Oberpfalz (Bayern). Südlich der Flächen verläuft die Autobahn A6. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nordöstlich von Traunfeld in der Oberpfalz (Bayern). Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	49.420°N, 11.457°O 560 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Autobahn	ca. 700 m
Abstand zu Fahrbahn	ca. 40 m – 60 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

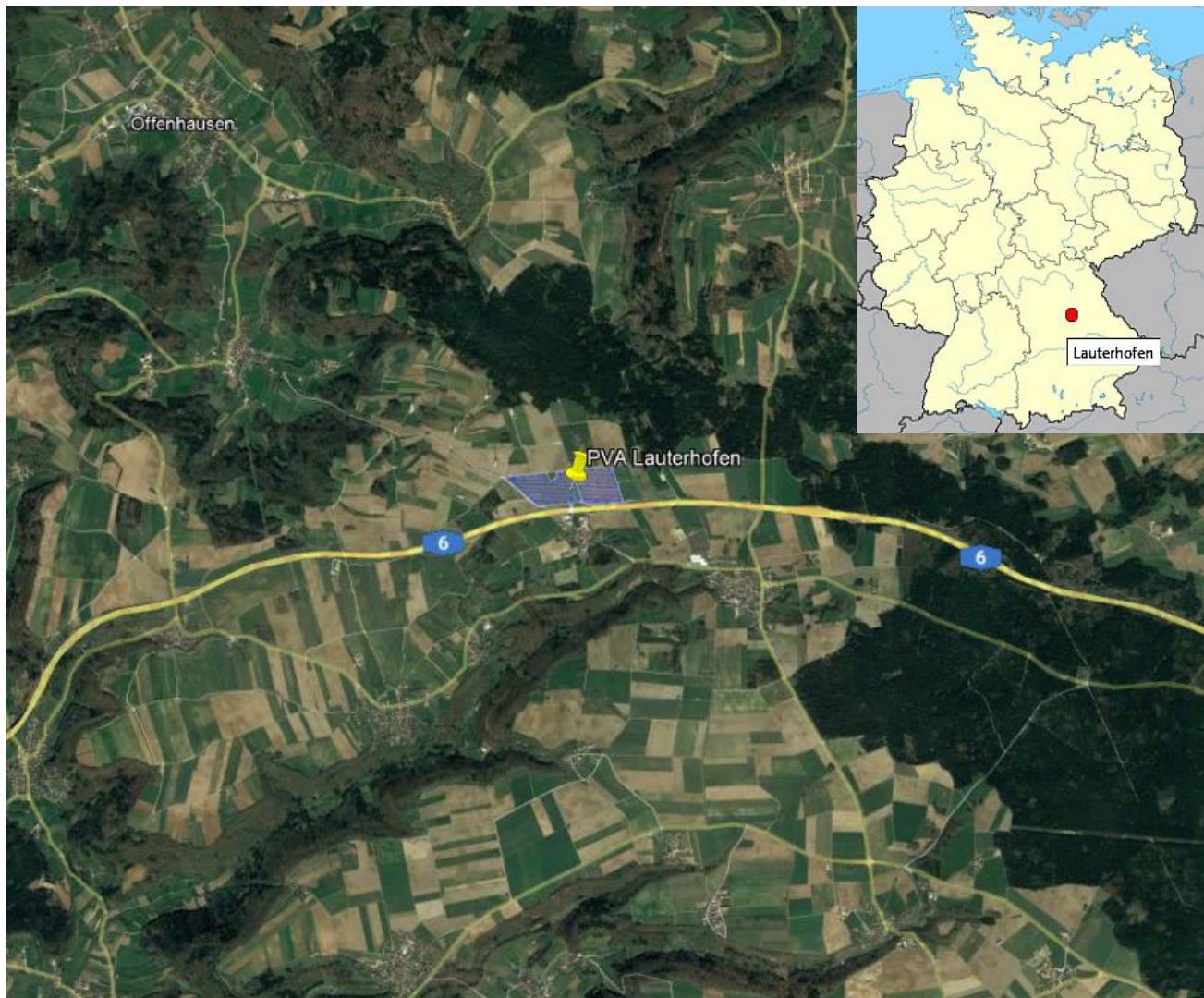


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Flächen und Umgebung.

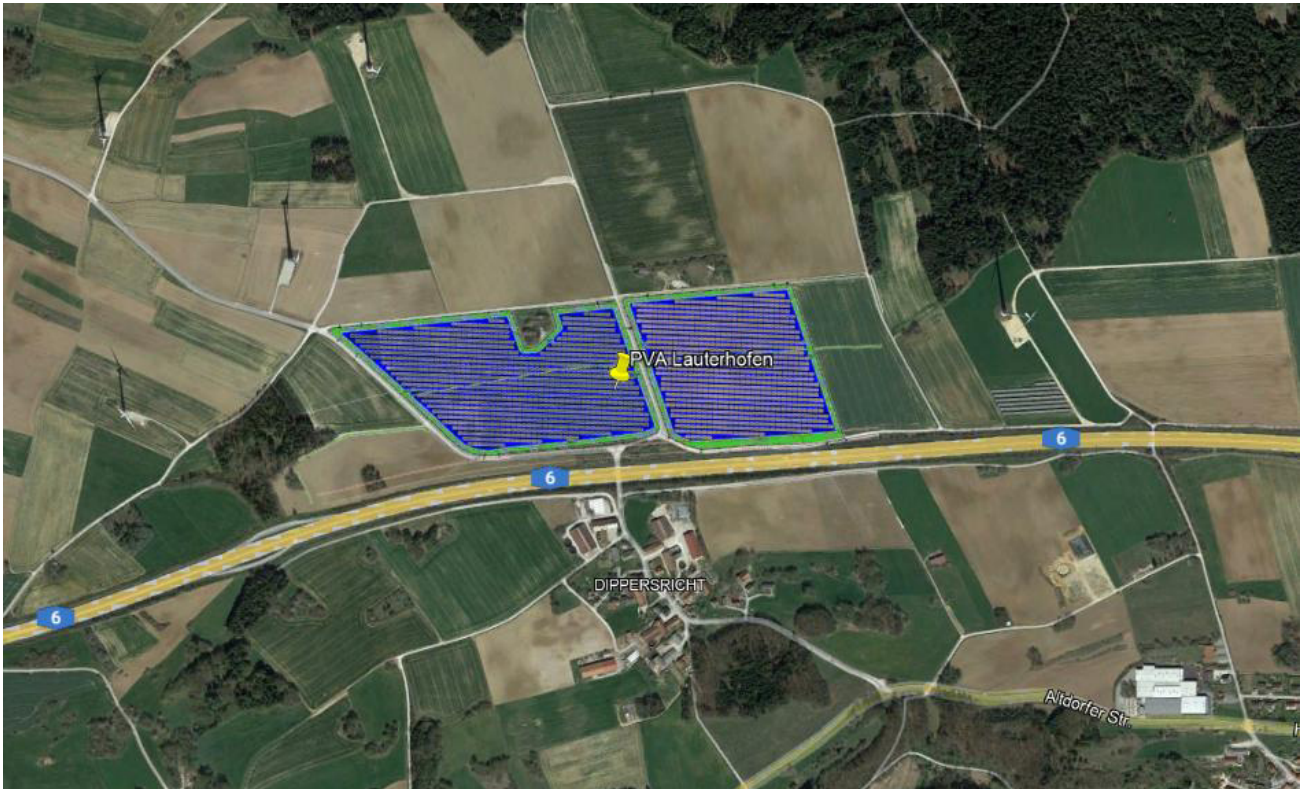


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Flächen

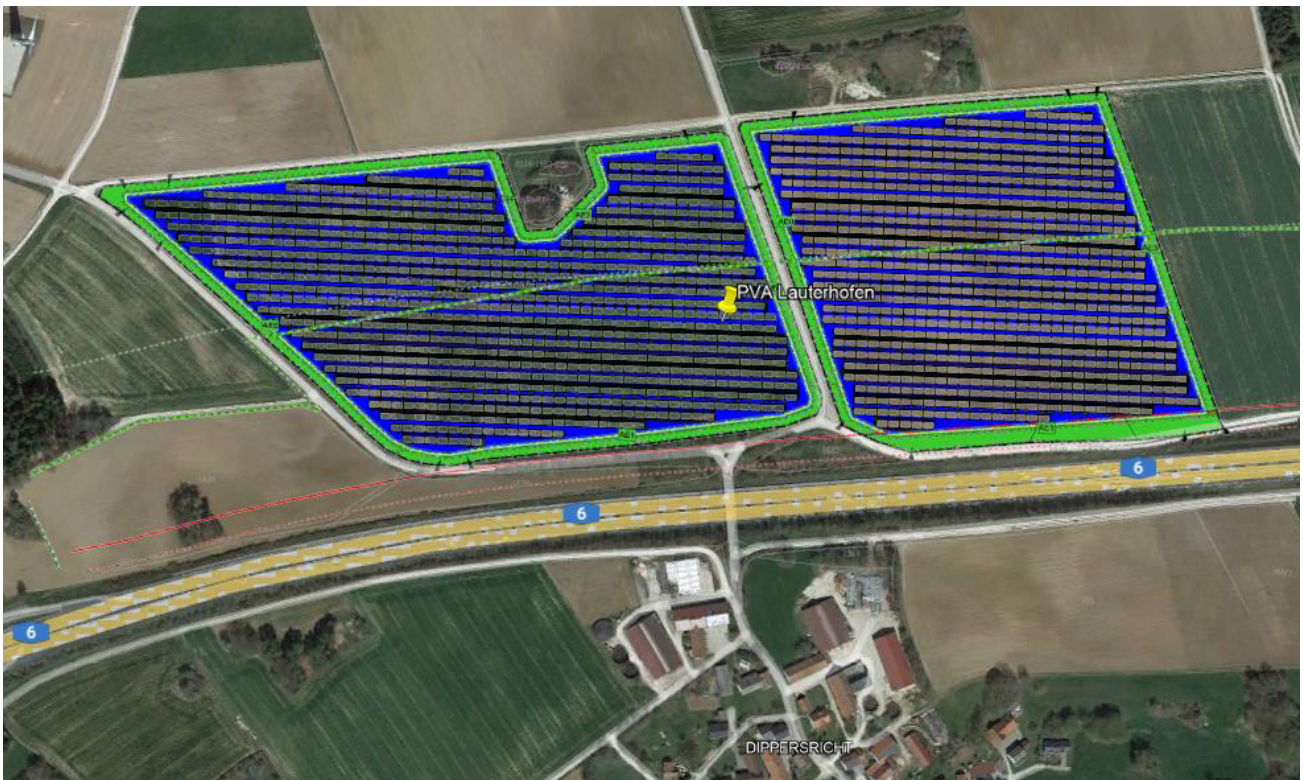


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und südlich gelegene Wohngebäude der Ortschaft Dippersricht. Der Bereich kann aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

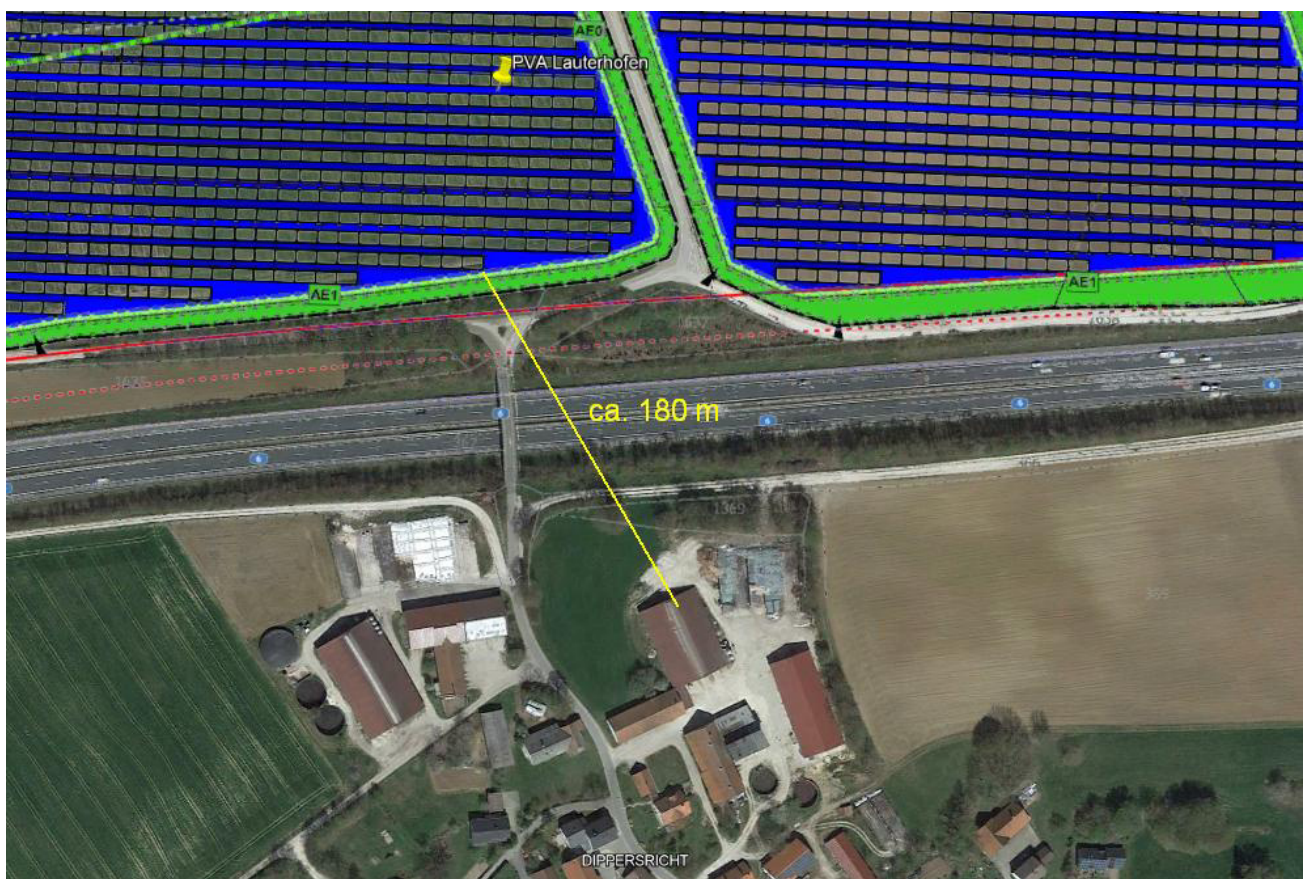


Bild 2.2.1: Gebäude südlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie 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:

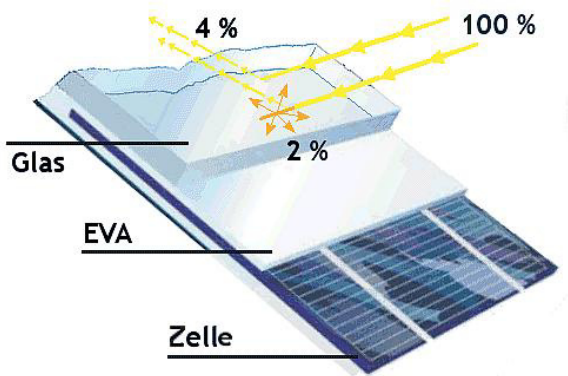


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

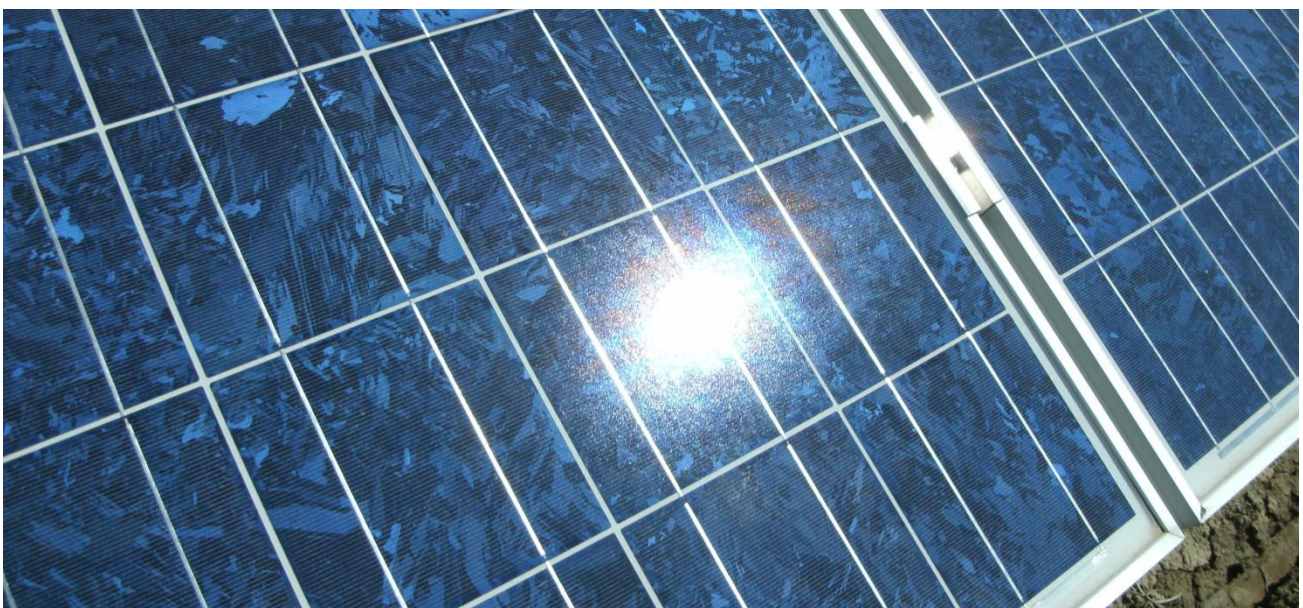


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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 3.5.1 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, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

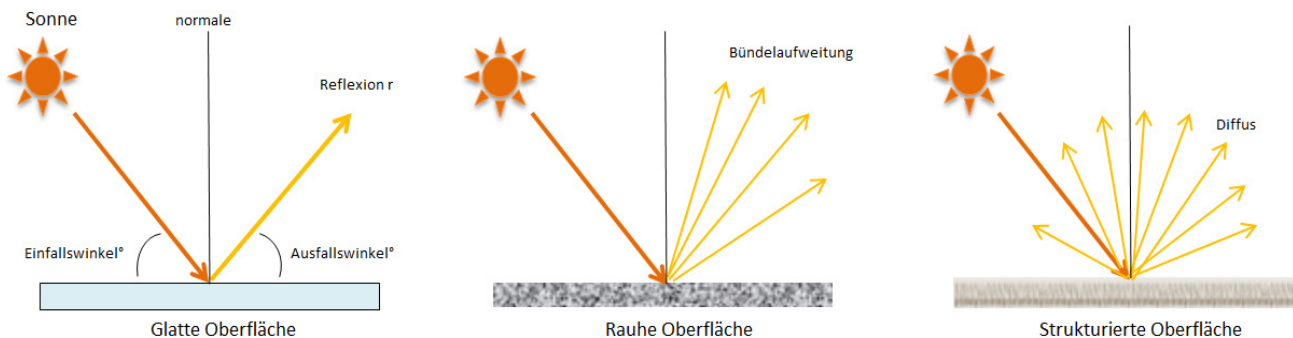


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² 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: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

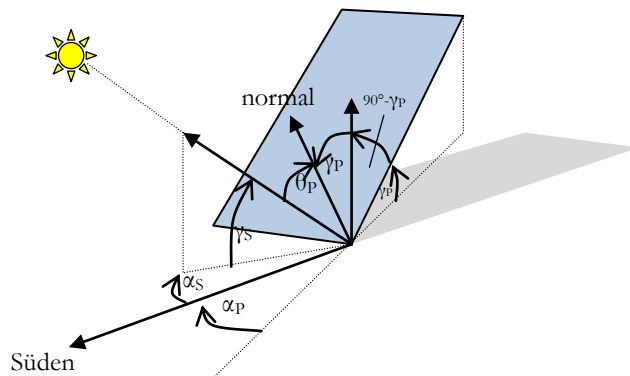


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die 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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

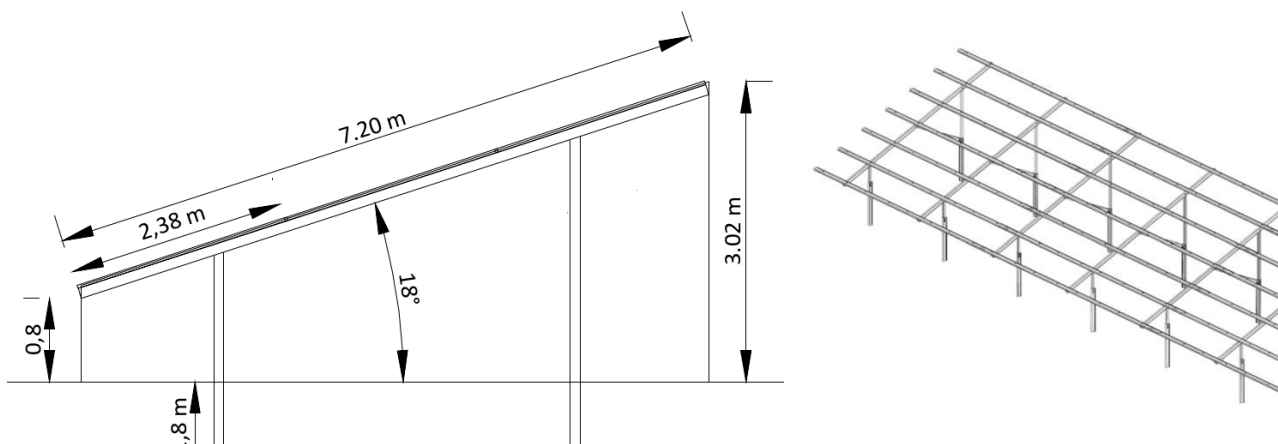


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: 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)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁵ 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 (Immissionsorte) 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 Lichtleitlinie 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 in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lauterhofen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A6 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden.

Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen 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 gewählten Messpunkte:

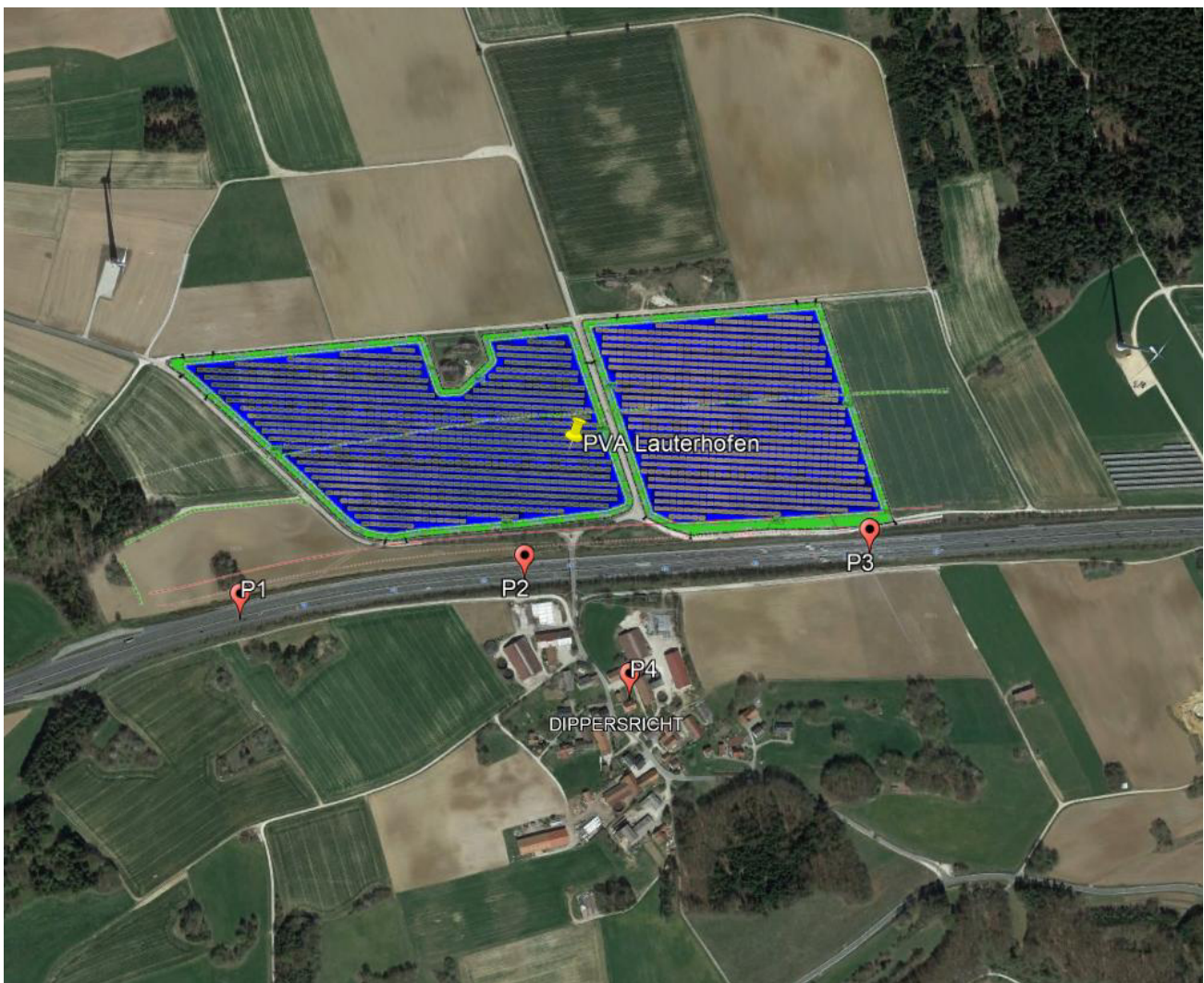


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

⁶ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 78 % 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/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie 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/cm²) 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.

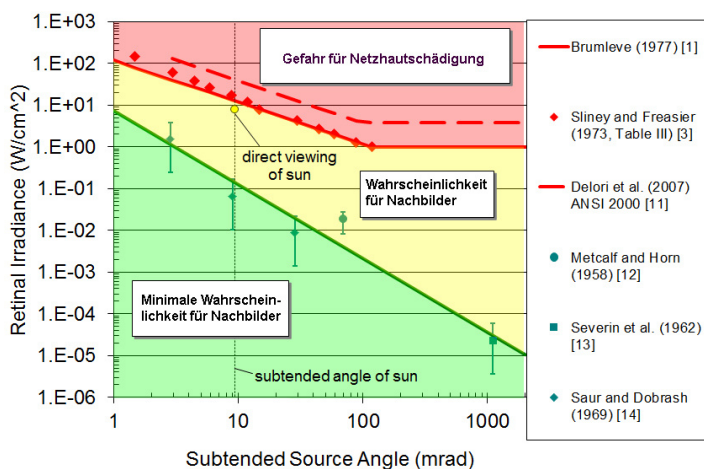


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lauterhofen wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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

Die folgende Tabelle 3 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. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 Autobahn A6 Südwestlich	-	542 ^{GE}
P2 Autobahn A6 Südlich	3719 ^{WG}	519 ^{WG}
P3 Autobahn A6 Südöstlich	5315 ^{WG}	1738 ^{WG}
P4 Gebäude Dippersricht	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Hinweis: Die PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken auch mit einer Modulneigung von 22° simuliert und zeigt erwartungsgemäß leicht andere Ergebnisse. Die folgenden Ausführungen sind jedoch ebenfalls gültig und dementsprechend kann die PV Anlage auch mit einer leicht abweichenden Modulneigung realisiert werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Autobahn A6 Südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der A6 können nur an insgesamt 542 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist aber der Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten im Bereich von Messpunkt P1 überwiegend kein direkter Sichtkontakt zu Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Osten und verdeutlicht zudem, dass die PV Anlage außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt. Der für Fahrzeugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube [Video tcv7RbZqA6Q](https://www.youtube.com/watch?v=tcv7RbZqA6Q) von Andi's Kanal, Minute 09:25, bearbeitet)

Darüber hinaus verdeutlicht das Foto, dass die Fläche der PV Anlage tiefer gelegen ist als die Fahrbahn. Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf in diesem Bereich zeigt, dass die Fläche der PV Anlage ca. 8 m – 10 m unterhalb der Fahrbahn der A6 liegt und daher überwiegend nicht einsehbar ist.

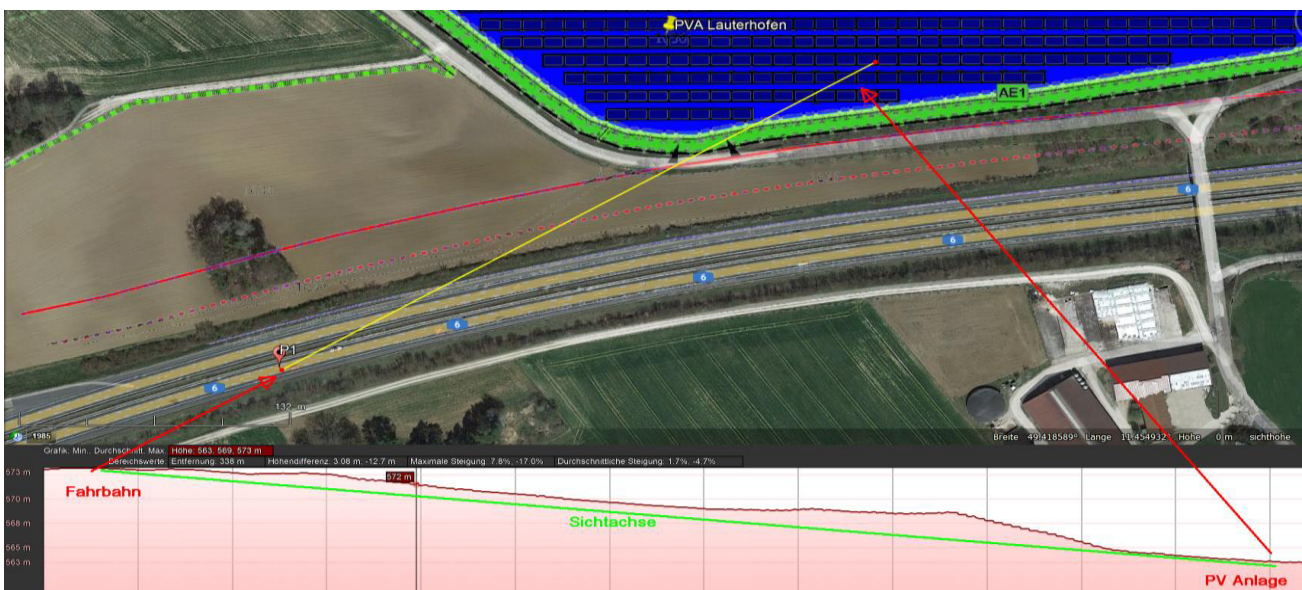


Bild 4.2.3: Geländeverlauf zwischen A6 und der Fläche der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A6 Südlich

Am Messpunkt P2 auf der A6 können bei der Fahrt Richtung Westen bzw. Osten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Bei der Fahrt Richtung Westen können rein rechnerisch zwischen dem 19. April und dem 24. August in den Abendstunden zwischen 18:28 - 19:16 Uhr Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit $+23^\circ$ bis $+38^\circ$ rechts (westlich) außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen durch das PV Feld West zu vernachlässigen.

Bei der Fahrt Richtung Osten sind nur an insgesamt 519 Minuten pro Jahr möglich aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Brücke, Böschung) besteht in diesem Bereich ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

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

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). In den gelb/weiß markierten Bereichen könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Die Brücke über die A6 und auch die Böschung verhindern einen direkten Sichtkontakt.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Osten und verdeutlicht zudem, dass das PV Feld West außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt. Der für Fahrzeugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das PV Feld Ost ist nicht einsehbar hinter der Brücke / Böschung.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube [Video 7RbZqA6Q](https://www.youtube.com/watch?v=7RbZqA6Q) von Andi's Kanal, Minute 09:36, bearbeitet)

Bei der Fahrt Richtung Osten können am Messpunkt P2 maximal 12 Minuten pro Tag⁹ Reflexionen auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten mit Reflexionen im Jahresverlauf.

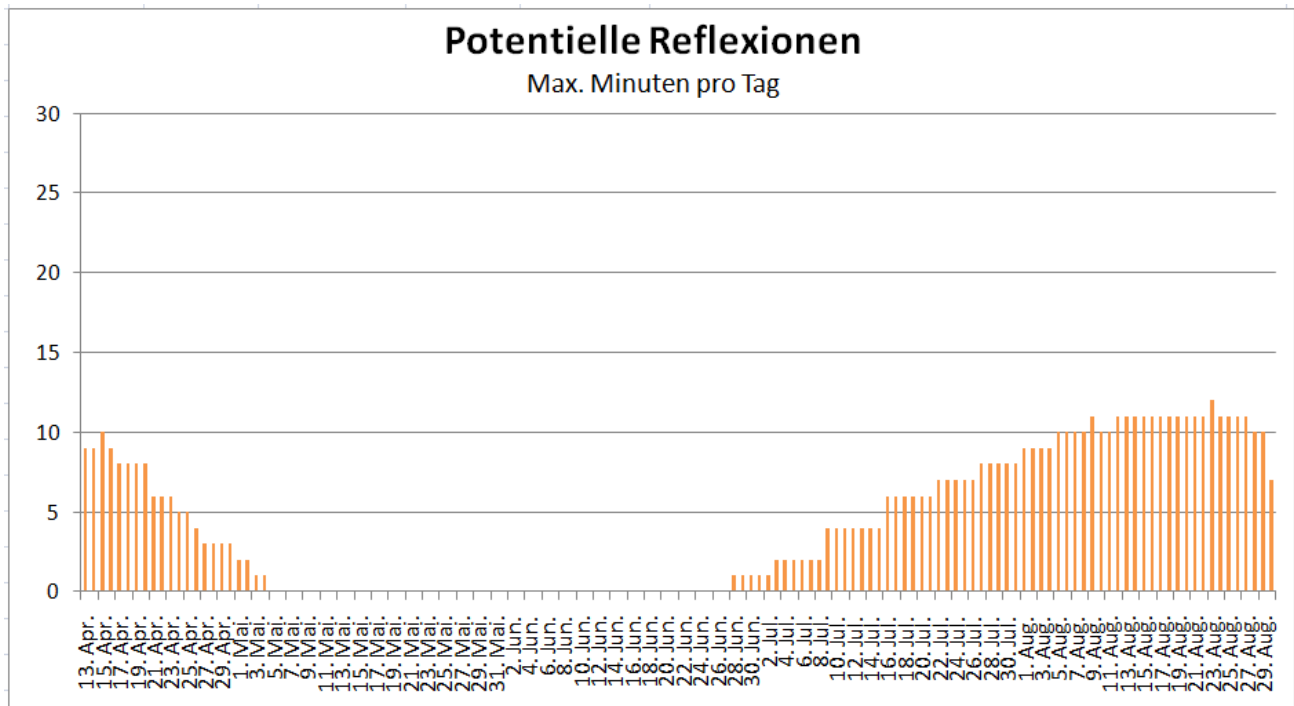


Bild 4.3.2: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

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

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Autobahn A6 Südöstlich

Am Messpunkt P3 auf der A6 können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 11. April und dem 30. August in den Abendstunden zwischen 18:26 – 18:57 Uhr aus westlicher Richtung durch das PV Feld Ost auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit ca. $+18^\circ$ bis $+28^\circ$ rechts (westlich) überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten in der Übersicht.

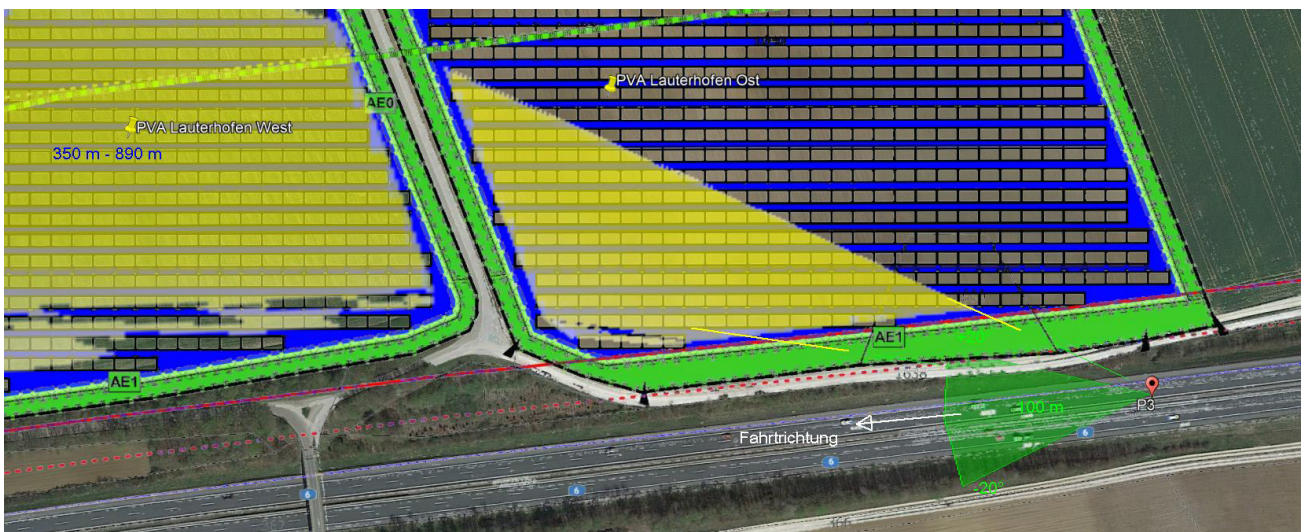


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die rechnerisch ermittelten Reflexionen durch das PV Feld West sind auch aufgrund der großen Entfernung von 350 m – 890 m zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist die PV Fläche aufgrund der örtlichen Gegebenheiten von der Fahrbahn aus überwiegend nicht einsehbar. Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Westen. Der relevante Sichtwinkel ist als grüner Bereich markiert. Die PV Anlage und potentielle Reflexionen sind rechts im Bild angedeutet.

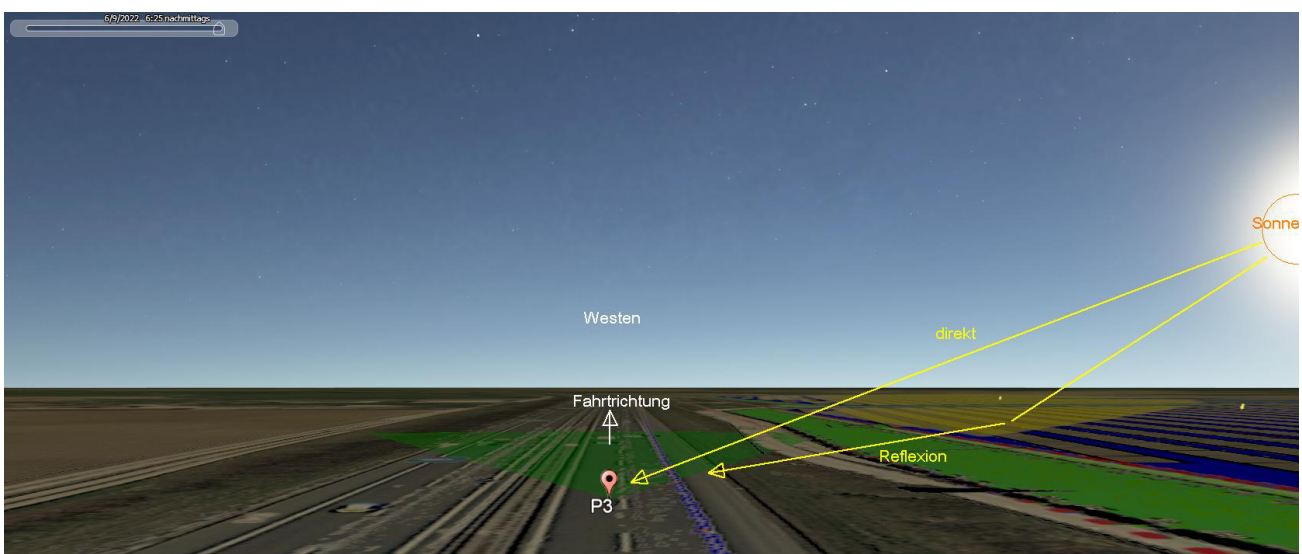


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P3, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Beispielhaft für die rechnerisch ermittelten Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. 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.

PV Feld Ost - 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.
- 1,767 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

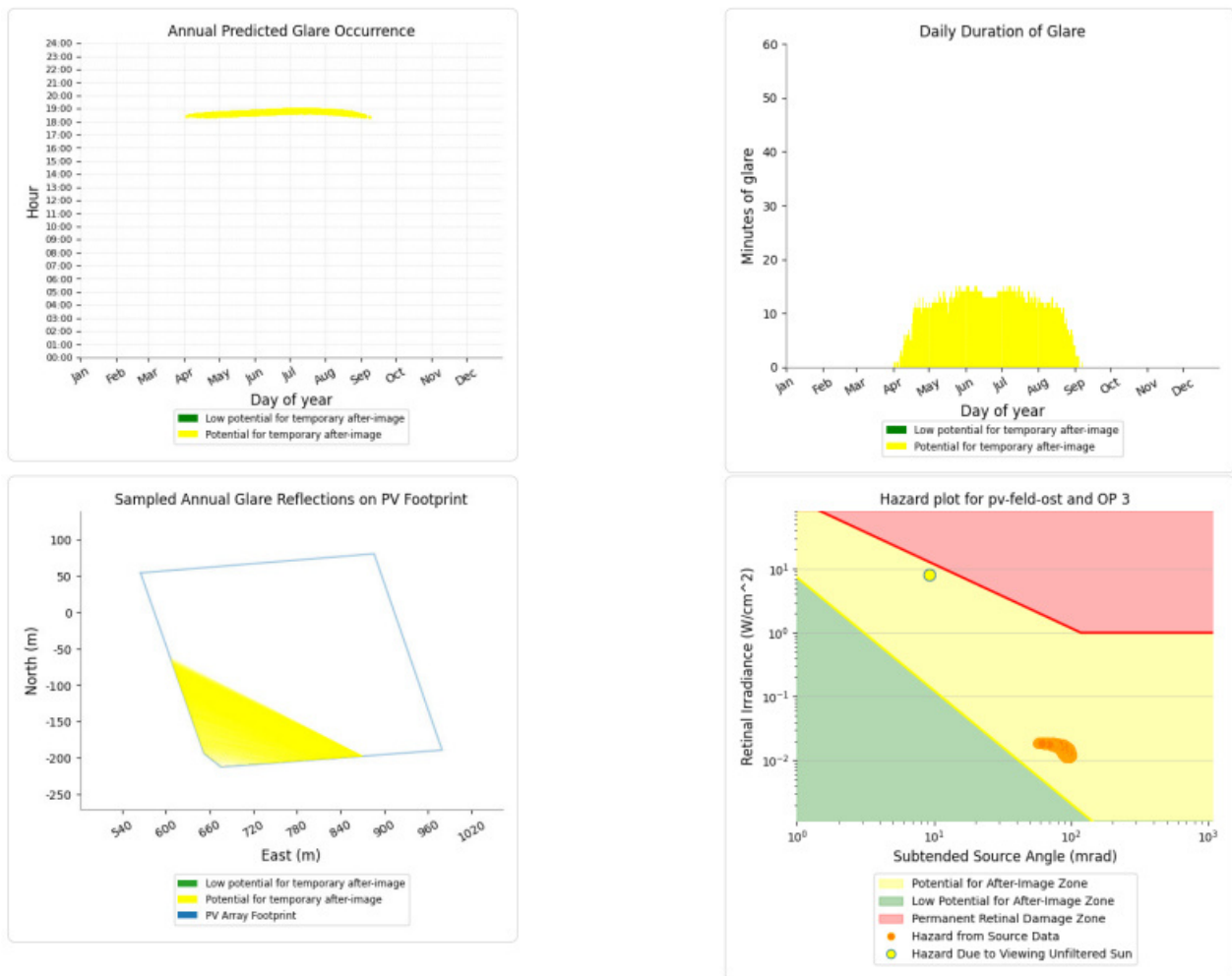


Bild 4.4.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Dippersricht

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Dippersricht wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da der Standort aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden kann. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse für diesen Immissionsort. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Lauterhofen kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ 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 Lauterhofen 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 Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A6 nur eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Teilweise besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Ein Messpunkt im Bereich der Ortschaft Dippersricht wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der Lage und Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen kann ausgeschlossen werden. 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

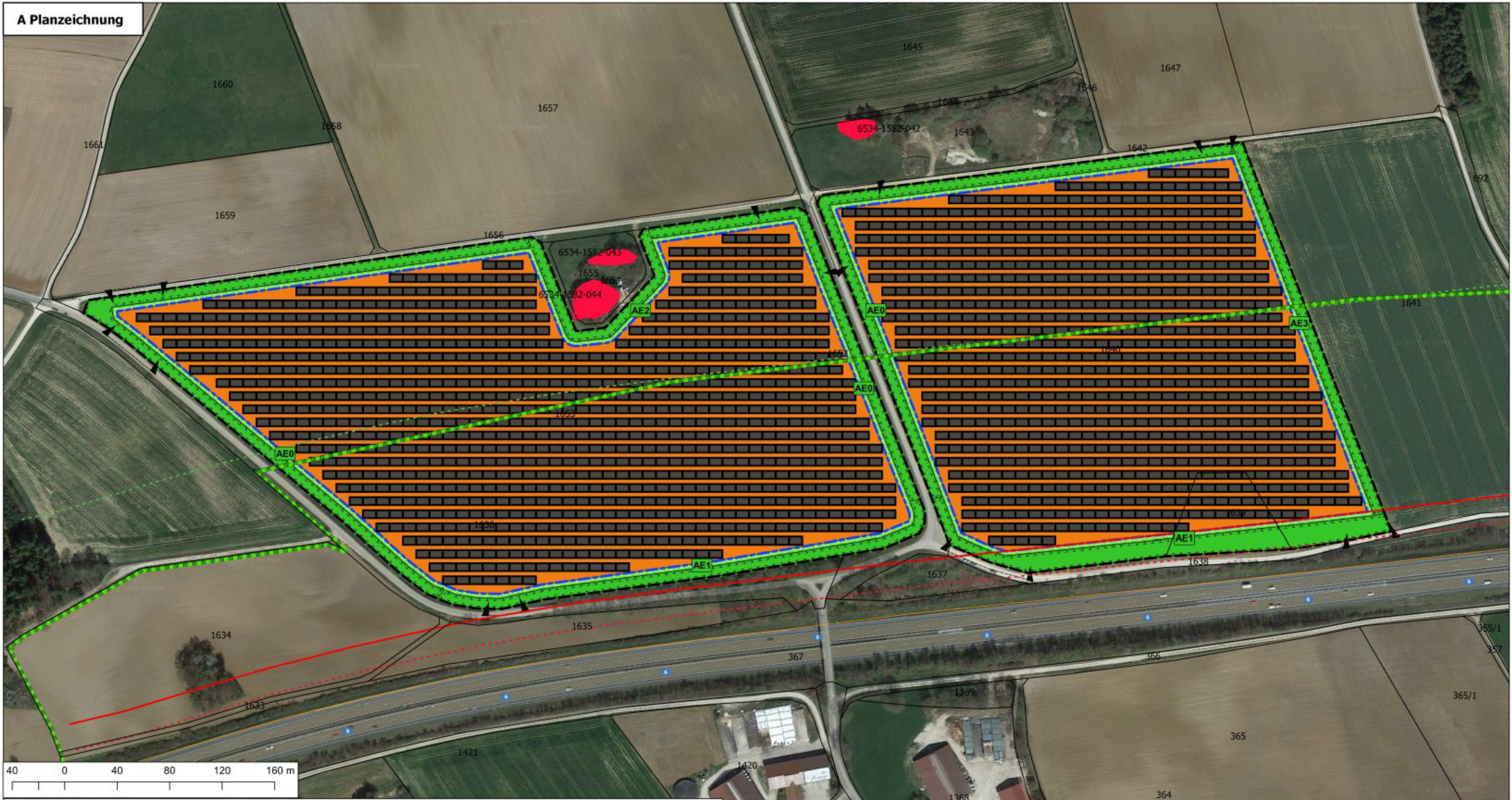
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 14.04.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

A Planzeichnung



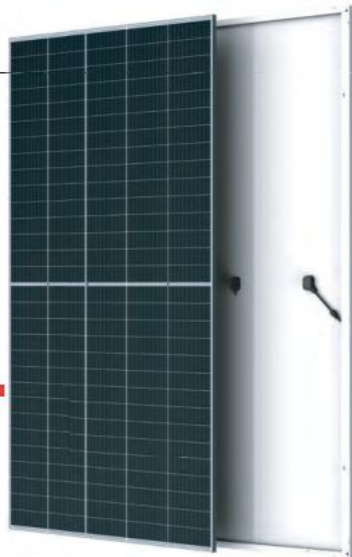
B Planzeichenerklärung

- Art der baulichen Nutzung**
- Sondergebiet Zweckbestimmung "Photovoltaik-Freiflächenanlage"
- Bauweise, Baulinien, Baugrenzen**
- Baugrenze
- Sonstige Planzeichen**
- Grenze des räumlichen Geltungsbereichs des Bebauungsplanes
 - Flurstücksgrenzen
 - Zufahrtsbereiche
 - mögliche Lage der Modultische
- Grünordnung u. A/E**
- Ausgleichsflächen
 - Grünweg
- Schutzgebiete**
- Landschaftsschutzgebiet Nr. LSG-00121.06
 - Kartierte Biotope
- Other symbols:**
- 200m EEG Lauterhofen
 - Anbauverbotszone Autobahn 40m
 - Anbauverbotszone Autobahn (reduziert) 20m

Projekt VORENTWURF Vorhabenbezogener Bebauungsplan für "Sondergebiet Photovoltaik- Freiflächenanlage Dippersricht - An der BAB 6" des Marktes Lauterhofen	Bearbeiter Schuhmann, Linda	Datum 09.12.2021	Maßstab 1:2000
---	---------------------------------------	----------------------------	--------------------------

THE Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%

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



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher Return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

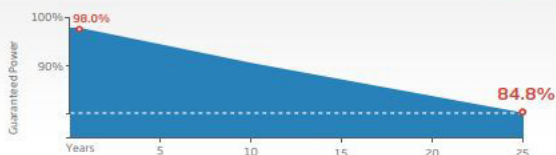
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, ammonia and sand

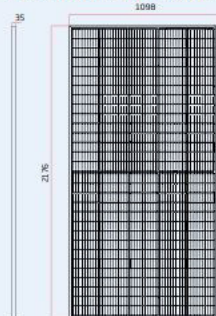


High energy yield

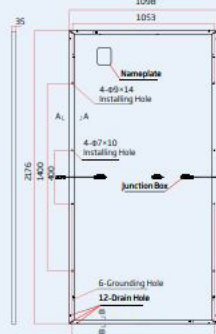
- Excellent light absorption throughout the day (IAM) and low light performance, validated by 3rd party certifications
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature
- Optimized power output under inter-row shading conditions

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty

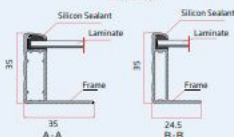
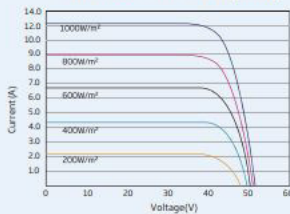
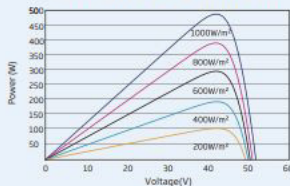


DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)


Front View



Back View


I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm
Weight	26.3 kg
Glass	3.2 mm High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² Portrait: N 280mm/P 280mm Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3 K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.36%/K
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.26%/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/K

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

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% annual degradation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUM RATINGS

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

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	30 pieces
Modules per 40' container:	600 pieces

Solar Park

Lauterhofen

Created April 18, 2022
Updated April 18, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 67738.11696

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² 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 Ost	18.0	180.0	0	6,184	-
PV Feld West	18.0	180.0	0	11,587	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 195,436 m²

Name: PV Feld Ost
Footprint area: 88,490 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.422335	11.457174	559.61	1.90	561.51
2	49.422572	11.461594	554.22	1.90	556.12
3	49.420144	11.462881	558.66	1.90	560.56
4	49.419934	11.458697	566.95	1.90	568.85
5	49.420102	11.458375	565.98	1.90	567.88

Name: PV Feld West
Footprint area: 106,946 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.421846	11.449384	566.52	1.90	568.42
2	49.422154	11.454212	553.04	1.90	554.94
3	49.421386	11.454470	555.20	1.90	557.10
4	49.421456	11.454856	557.35	1.90	559.25
5	49.421916	11.455371	558.34	1.90	560.24
6	49.422223	11.455264	555.65	1.90	557.55
7	49.422307	11.456938	558.67	1.90	560.57
8	49.420130	11.457967	566.81	1.90	568.71
9	49.419725	11.453118	566.36	1.90	568.26

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.418685	11.450801	573.18	2.00	575.18
OP 2	49.419243	11.456165	569.02	2.00	571.02
OP 3	49.419676	11.462559	564.36	2.00	566.36
OP 4	49.417861	11.458139	569.66	2.00	571.66

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 Ost	18.0	180.0	0	6,184	-	
PV Feld West	18.0	180.0	0	11,587	-	

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-ost (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-ost (yellow)	0	0	0	494	911	950	956	783	23	0	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	0	61	696	1826	2110	2033	1134	214	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

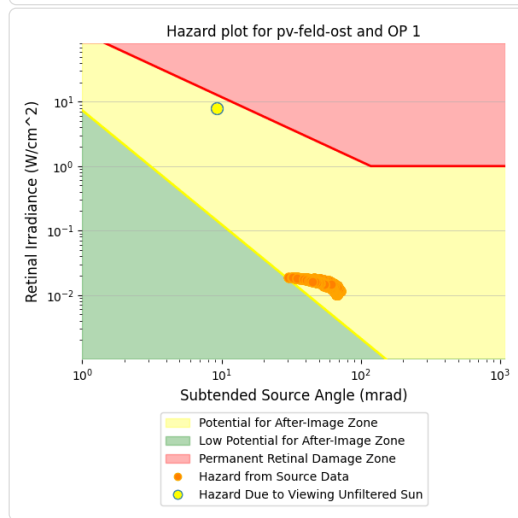
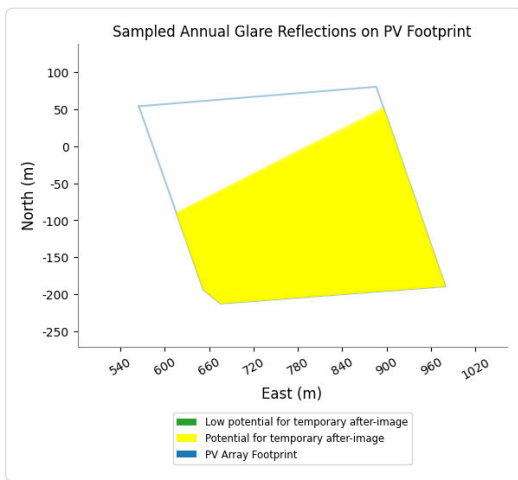
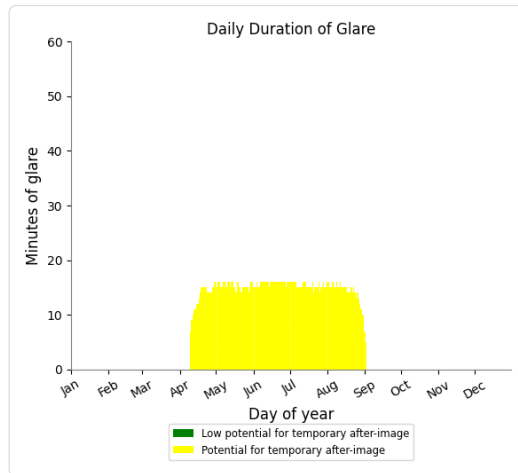
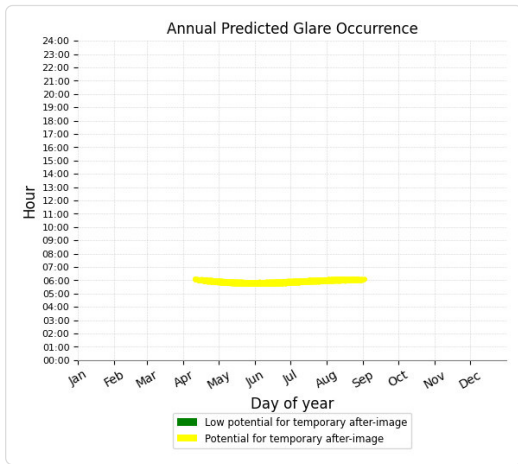
PV Feld Ost potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2152
OP: OP 2	0	2265
OP: OP 3	0	1767
OP: OP 4	0	0

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

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

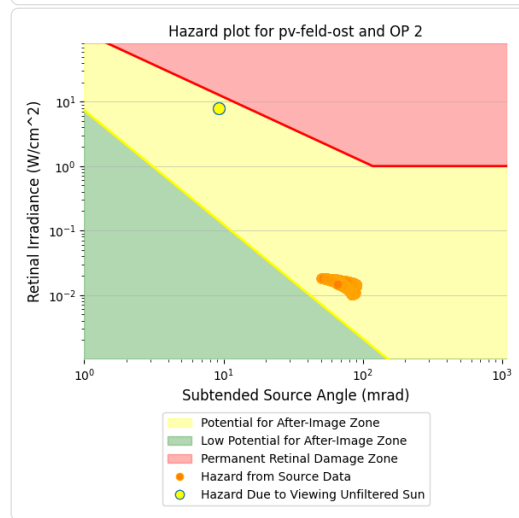
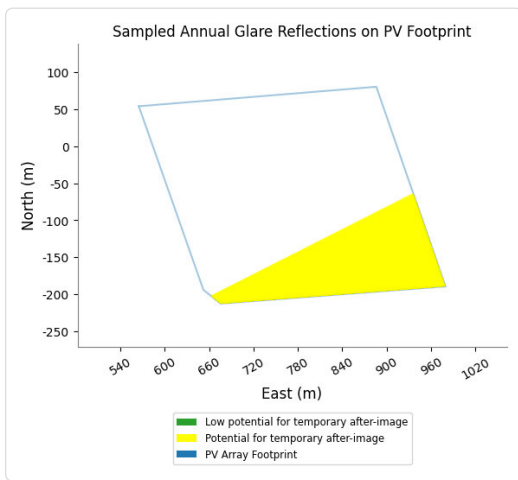
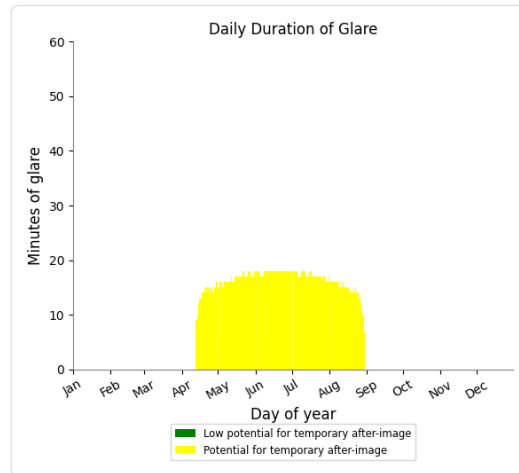
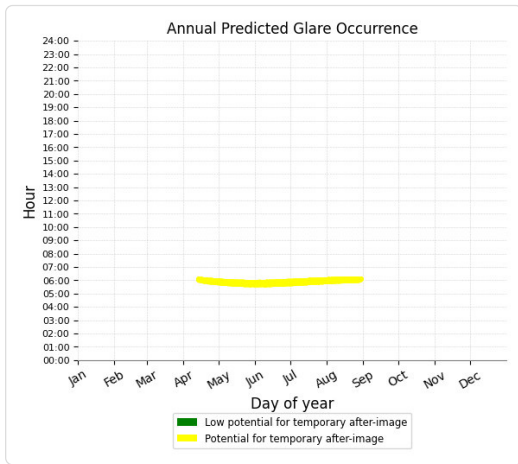
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,152 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

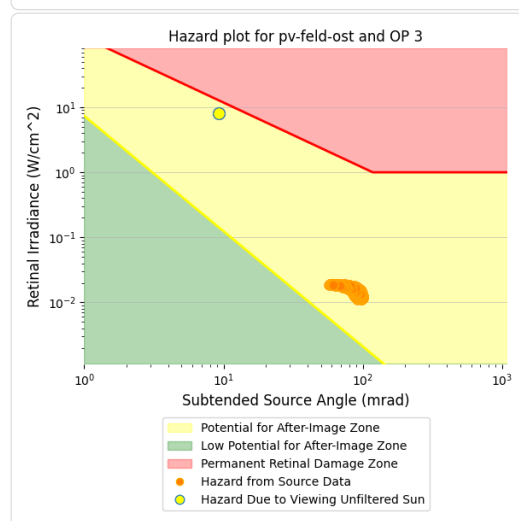
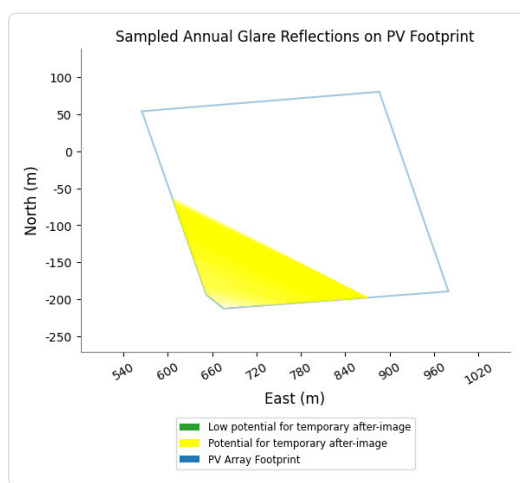
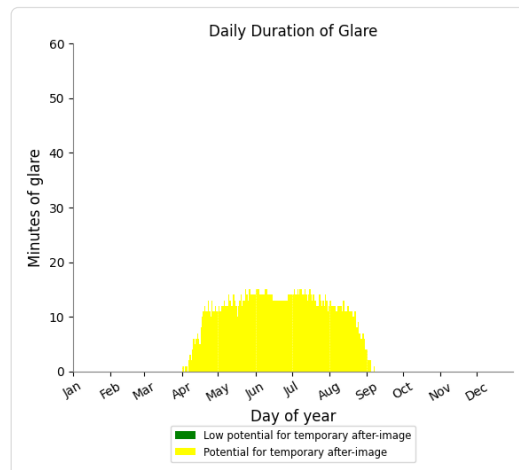
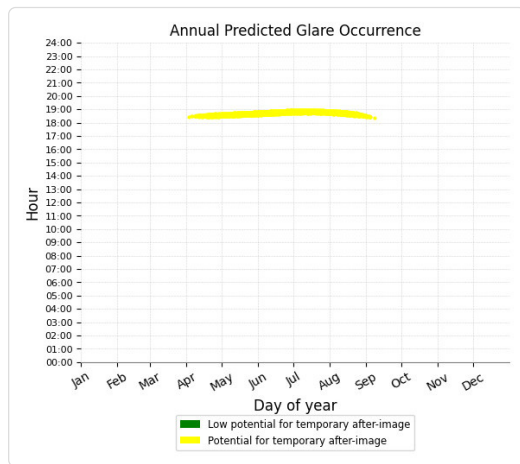
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,265 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - 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.
- 1,767 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

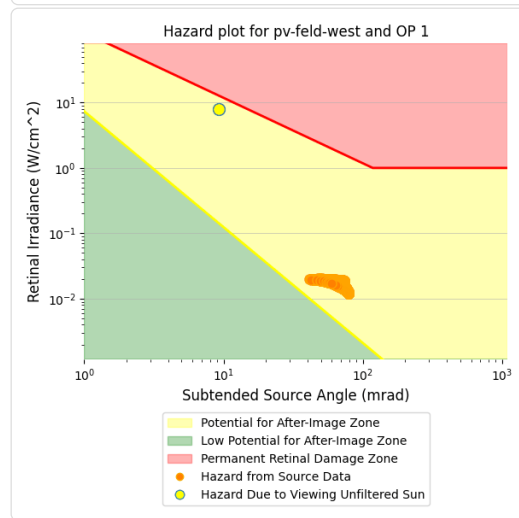
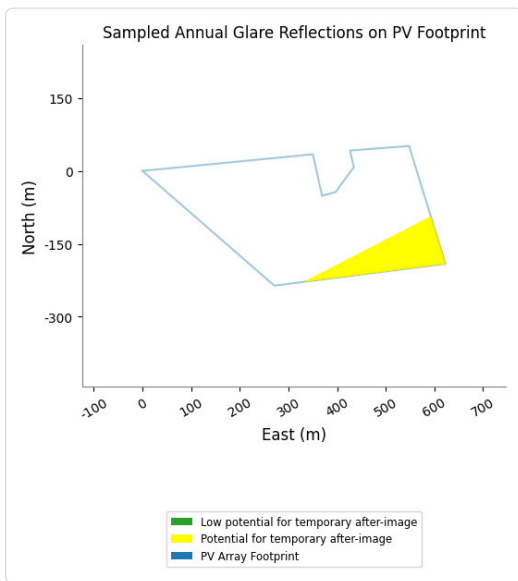
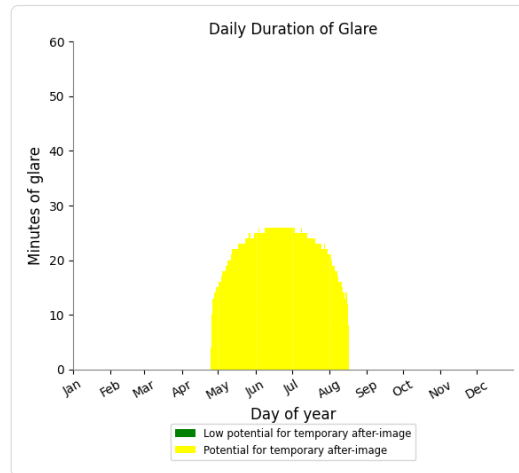
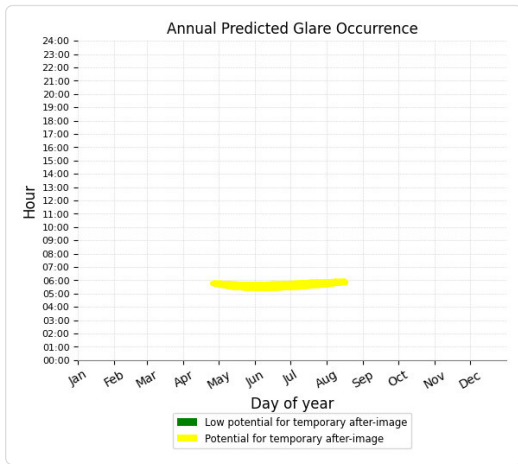
PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2524
OP: OP 2	0	3728
OP: OP 3	0	5335
OP: OP 4	0	0

PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

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

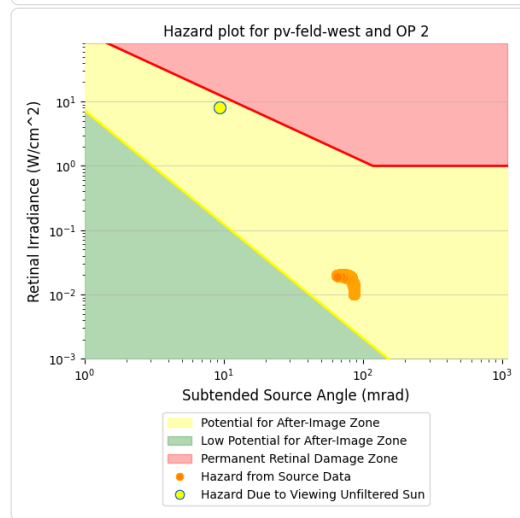
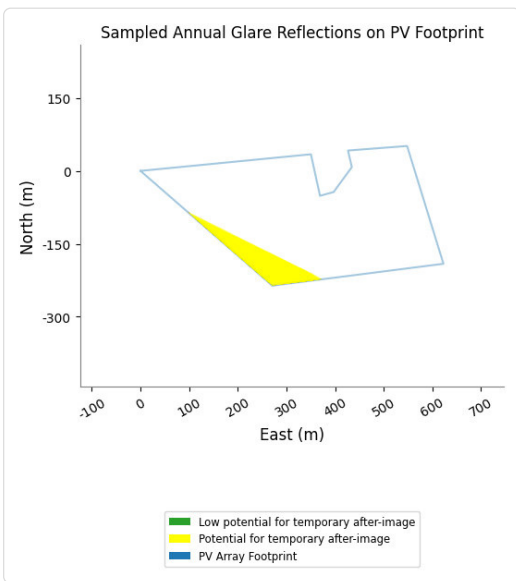
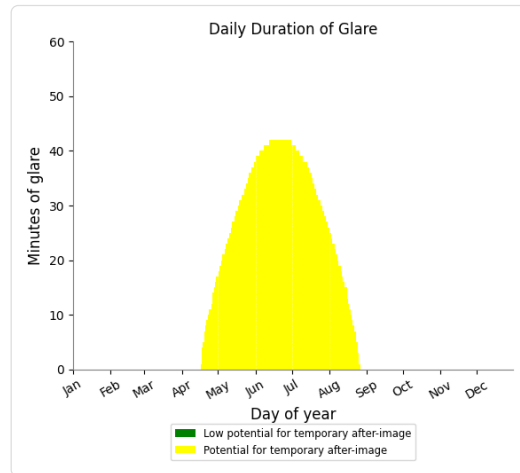
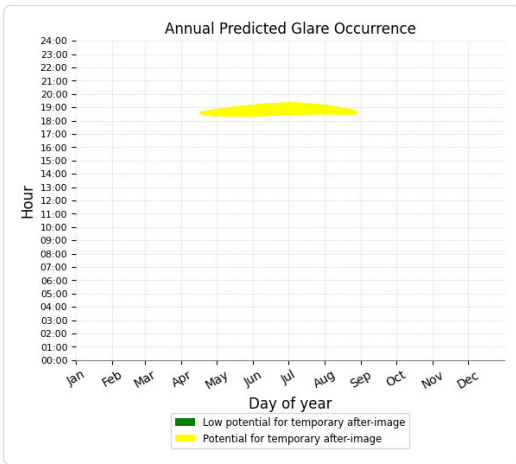
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,524 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

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

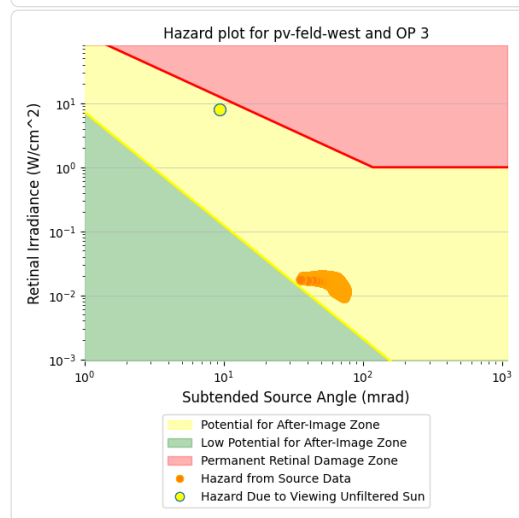
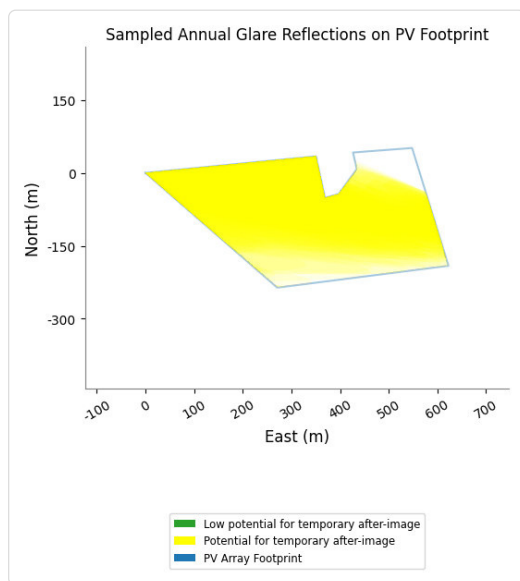
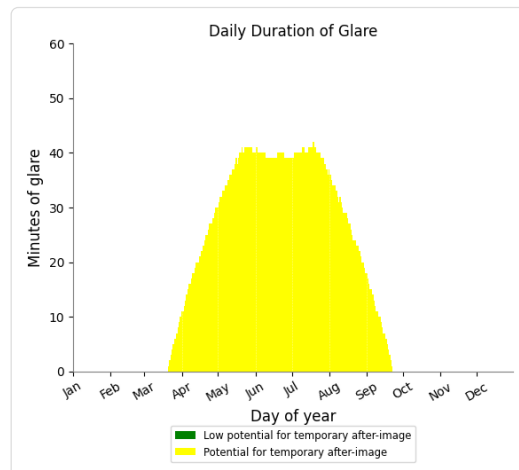
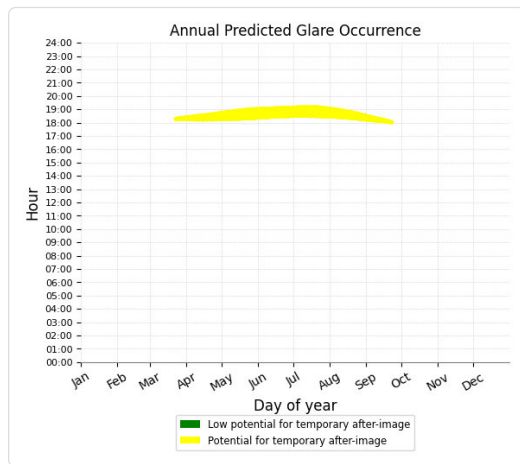
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,728 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - 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.
- 5,335 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

No glare found

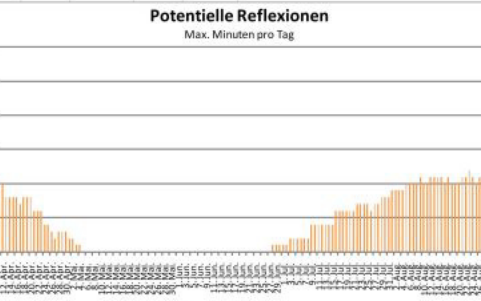
Assumptions

- 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.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1 (pv-feld-ost)
2022-04-10 06:03:00	0,011289	586,7263	2	0,538296	0,017913	0,036165	3,6	82,6	0,99	0,128	0,063	-0,99	-0,141	-0,024	10. Apr.	7	06:03	06:09	10.04.2022	23.04.2022	10	107	06:00	06:09	
2022-04-10 06:04:00	0,011352	588,7746	2	0,526477	0,017581	0,038391	3,8	82,8	0,99	0,125	0,066	-0,99	-0,14	-0,02	11. Apr.	9	06:01	06:09	16.07.2022	02.09.2022	12	435	06:00	06:11	
2022-04-10 06:05:00	0,011382	590,819	2	0,514914	0,017255	0,040331	3,9	83	0,99	0,121	0,069	-0,99	-0,139	-0,016	12. Apr.	10	06:00	06:09							
2022-04-10 06:06:00	0,011383	592,8596	2	0,503602	0,016934	0,042022	4,1	83,2	0,99	0,118	0,071	-0,99	-0,138	-0,012	13. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-10 06:07:00	0,011361	594,8965	2	0,492535	0,016619	0,04353	4,3	83,4	0,991	0,115	0,074	-0,991	-0,137	-0,007	14. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-10 06:08:00	0,011322	596,9295	2	0,481707	0,016309	0,044885	4,4	83,6	0,991	0,112	0,077	-0,991	-0,136	-0,003	15. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-10 06:09:00	0,01126	598,9587	2	0,471115	0,016005	0,046055	4,6	83,8	0,991	0,108	0,08	-0,991	-0,135	0,001	16. Apr.	8	06:00	06:09							
2022-04-11 06:01:00	0,01127	587,0845	2	0,551031	0,018348	0,033776	3,6	82	0,988	0,139	0,062	-0,988	-0,149	-0,031	17. Apr.	7	06:00	06:07							
2022-04-11 06:02:00	0,011381	589,1217	2	0,538951	0,018008	0,036421	3,7	82,2	0,989	0,135	0,065	-0,989	-0,148	-0,027	18. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-11 06:03:00	0,011452	591,1552	2	0,527131	0,017674	0,038711	3,9	82,4	0,989	0,132	0,068	-0,989	-0,147	-0,023	19. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-11 06:04:00	0,011484	593,185	2	0,515567	0,017346	0,040664	4,1	82,6	0,989	0,129	0,071	-0,989	-0,146	-0,018	20. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-11 06:05:00	0,01149	595,211	2	0,504252	0,017023	0,042392	4,2	82,8	0,989	0,126	0,074	-0,989	-0,145	-0,014	21. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-11 06:06:00	0,011473	597,2332	2	0,493183	0,016706	0,04393	4,4	82,9	0,99	0,122	0,076	-0,99	-0,144	-0,01	22. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-11 06:07:00	0,011435	599,2516	2	0,482353	0,016394	0,045297	4,5	83,1	0,99	0,119	0,079	-0,99	-0,143	-0,006	23. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-11 06:08:00	0,011379	601,2662	2	0,471757	0,016088	0,04652	4,7	83,3	0,99	0,116	0,082	-0,99	-0,142	-0,002	24. Apr.	4	06:00	06:04							
2022-04-11 06:09:00	0,011307	603,277	2	0,461391	0,015787	0,047606	4,9	83,5	0,99	0,113	0,085	-0,99	-0,141	0,003	25. Apr.	4	06:00	06:04							
2022-04-12 06:00:00	0,011347	589,4553	2	0,551734	0,018446	0,039915	3,7	81,6	0,987	0,146	0,065	-0,987	-0,156	-0,034	26. Apr.	3	06:00	06:03							
2022-04-12 06:01:00	0,011468	591,478	2	0,539653	0,018104	0,036638	3,9	81,8	0,987	0,143	0,067	-0,987	-0,155	-0,029	27. Apr.	2	06:00	06:02							
2022-04-12 06:02:00	0,011543	593,497	2	0,527832	0,017768	0,038949	4	81,9	0,988	0,14	0,07	-0,988	-0,154	-0,025	28. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-12 06:03:00	0,011582	595,5123	2	0,516266	0,017438	0,040952	4,2	82,1	0,988	0,136	0,073	-0,988	-0,153	-0,021	29. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-12 06:04:00	0,011592	597,5238	2	0,50495	0,017113	0,04271	4,4	82,3	0,988	0,133	0,076	-0,988	-0,152	-0,017	30. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-12 06:05:00	0,011576	599,5316	2	0,493878	0,016794	0,044259	4,5	82,5	0,988	0,13	0,079	-0,988	-0,151	-0,013	1. Mai.	2	06:00	06:01							
2022-04-12 06:06:00	0,011542	601,5356	2	0,483045	0,016481	0,045659	4,7	82,7	0,989	0,127	0,081	-0,989	-0,15	-0,009	2. Mai.	2	06:00	06:01							
2022-04-12 06:07:00	0,011491	603,5358	2	0,472446	0,016172	0,046916	4,8	82,9	0,989	0,123	0,084	-0,989	-0,149	-0,004	3. Mai.	1	06:00	06:00							
2022-04-12 06:08:00	0,011421	605,5323	2	0,462076	0,01587	0,048024	5	83,1	0,989	0,12	0,087	-0,989	-0,148	0	4. Mai.	1	06:00	06:00							
2022-04-12 06:09:00	0,011339	607,5249	2	0,451931	0,015572	0,049039	5,2	83,3	0,989	0,117	0,09	-0,989	-0,147	0,004	28. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-13 05:57:00	0,011159	587,7592	2	0,564836	0,01883	0,030395	3,7	81	0,986	0,157	0,064	-0,986	-0,165	-0,04	29. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-13 05:58:00	0,011378	589,7749	2	0,552489	0,018481	0,033991	3,8	81,1	0,986	0,154	0,067	-0,986	-0,164	-0,036	30. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-13 05:59:00	0,011511	591,787	2	0,540406	0,018139	0,036801	4	81,3	0,986	0,15	0,07	-0,986	-0,163	-0,032	1. Jul.	1	06:00	06:00							
2022-04-13 06:00:00	0,01159	593,7954	2	0,528584	0,017802	0,039139	4,2	81,5	0,986	0,147	0,072	-0,986	-0,162	-0,028	2. Jul.	1	06:00	06:00							
2022-04-13 06:01:00	0,011636	595,8	2	0,517016	0,017471	0,041194	4,3	81,7	0,987	0,144	0,075	-0,987	-0,161	-0,024	3. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:02:00	0,011648	597,801	2	0,505696	0,017146	0,042964	4,5	81,9	0,987	0,141	0,078	-0,987	-0,16	-0,02	4. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:03:00	0,011636	599,7983	2	0,494621	0,016827	0,044546	4,6	82,1	0,987	0,137	0,081	-0,987	-0,159	-0,015	5. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:04:00	0,011605	601,7918	2	0,483785	0,016513	0,045963	4,8	82,3	0,987	0,134	0,084	-0,987	-0,158	-0,011	6. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:05:00	0,011556	603,7816	2	0,473182	0,016204	0,047239	5	82,5	0,988	0,131	0,086	-0,988	-0,157	-0,007	7. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:06:00	0,011492	605,7676	2	0,462808	0,015901	0,048393	5,1	82,6	0,988	0,128	0,089	-0,988	-0,156	-0,003	8. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-13 06:07:00	0,011412	607,7498	2	0,452658	0,015603	0,049415	5,3	82,8	0,988	0,124	0,092	-0,988	-0,155	0,001	9. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 05:57:00	0,011401	590,2014	2	0,553296	0,018522	0,033974	4	80,7	0,985	0,161	0,069	-0,985	-0,171	-0,039	10. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 05:58:00	0,011547	592,2077	2	0,541212	0,018179	0,036887	4,1	80,9	0,985	0,158	0,072	-0,985	-0,17	-0,035	11. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 05:59:00	0,011636	594,2103	2	0,529388	0,017842	0,039298	4,3	81,1	0,985	0,155	0,075	-0,985	-0,169	-0,031	12. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 06:00:00	0,011684	596,2092	2	0,517817	0,01751	0,041362	4,4	81,3	0,985	0,151	0,077	-0,985	-0,168	-0,026	13. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 06:01:00	0,011702	598,2044	2	0,506495	0,017185	0,043183	4,6	81,5	0,986	0,148	0,08	-0,986	-0,167	-0,022	14. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 06:02:00	0,011695	600,196	2	0,495416	0,016865	0,044788	4,8	81,6	0,986	0,145	0,083	-0,986	-0,166	-0,018	15. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 06:03:00	0,011665	602,1838	2	0,484575	0,016551	0,046217	4,9	81,8	0,986	0,142	0,086	-0,986	-0,165	-0,014	16. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:04:00	0,011621	604,1679	2	0,473968	0,016242	0,047524	5,1	82	0,986	0,138	0,089	-0,986	-0,164	-0,01	17. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:05:00	0,011559	606,1483	2	0,46359	0,015938	0,048693	5,2	82,2	0,987	0,135	0,091	-0,987	-0,163	-0,005	18. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:06:00	0,011482	608,1249	2	0,453435	0,01564	0,049745	5,4	82,4	0,987	0,132	0,094	-0,987	-0,162	-0,001	19. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:07:00	0,011395	610,0977	2	0,443499	0,015347	0,050704	5,6	82,6	0,987	0,128	0,097	-0,987	-0,161	0,003	20. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-15 05:56:00	0,011431	592,4878	2	0,55416	0,018622	0,03371	4,1	80,3	0,983	0,168	0,071	-0,983	-0,178	-0,041	21. Jul.	6	06:00	06:05							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:
542 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
435 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
107 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
12 Minuten pro Tag (Max)

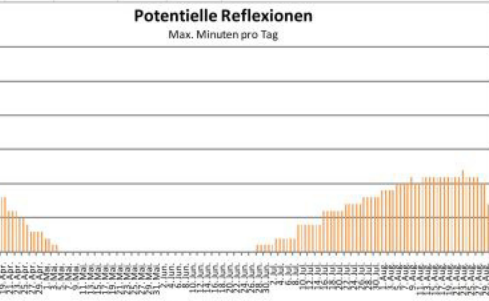
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2153 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P2 (pv-feld-ost)
2022-04-13 06:01:00	0,013721	595,8	2	0,517016	0,017471	0,055412	4,3	81,7	0,987	0,144	0,075	-0,987	-0,161	-0,024	13. Apr.	9	06:01	06:10	13.04.2022	25.04.2022	10	97	06:00	06:10	
2022-04-13 06:02:00	0,013782	597,801	2	0,506696	0,017146	0,057323	4,5	81,9	0,987	0,141	0,078	-0,987	-0,16	-0,02	14. Apr.	9	06:00	06:09	16.07.2022	30.08.2022	12	422	06:00	06:11	
2022-04-13 06:03:00	0,013807	599,7983	2	0,494621	0,016827	0,059005	4,6	82,1	0,987	0,137	0,081	-0,987	-0,159	-0,015	15. Apr.	10	06:00	06:09							
2022-04-13 06:04:00	0,013799	601,7918	2	0,483785	0,016513	0,060471	4,8	82,3	0,987	0,134	0,084	-0,987	-0,158	-0,011	16. Apr.	9	06:00	06:09							
2022-04-13 06:05:00	0,013765	603,7816	2	0,473182	0,016204	0,061784	5	82,5	0,988	0,131	0,086	-0,988	-0,157	-0,007	17. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-13 06:06:00	0,013705	605,7676	2	0,462808	0,015901	0,062935	5,1	82,6	0,988	0,128	0,089	-0,988	-0,156	-0,003	18. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-13 06:08:00	0,013539	609,7283	2	0,442728	0,015311	0,064949	5,4	83	0,988	0,121	0,095	-0,988	-0,154	0,006	19. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-13 06:09:00	0,013431	611,703	2	0,433012	0,015023	0,065801	5,6	83,2	0,988	0,118	0,098	-0,988	-0,153	0,01	20. Apr.	8	06:00	06:07							
2022-04-13 06:10:00	0,01331	613,6739	2	0,423506	0,014741	0,066568	5,8	83,4	0,988	0,114	0,1	-0,988	-0,152	0,014	21. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 05:59:00	0,013669	594,2103	2	0,529388	0,017842	0,053353	4,3	81,1	0,985	0,155	0,075	-0,985	-0,169	-0,031	22. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:00:00	0,013789	596,2092	2	0,517817	0,01715	0,055637	4,4	81,3	0,985	0,151	0,077	-0,985	-0,168	-0,026	23. Apr.	6	06:00	06:05							
2022-04-14 06:01:00	0,013858	598,2044	2	0,506495	0,017185	0,057579	4,6	81,5	0,986	0,148	0,08	-0,986	-0,167	-0,022	24. Apr.	5	06:00	06:04							
2022-04-14 06:02:00	0,013885	600,196	2	0,495416	0,016865	0,059275	4,8	81,6	0,986	0,145	0,083	-0,986	-0,166	-0,018	25. Apr.	5	06:00	06:04							
2022-04-14 06:03:00	0,013883	602,1838	2	0,484575	0,016551	0,060778	4,9	81,8	0,986	0,142	0,086	-0,986	-0,165	-0,014	26. Apr.	4	06:00	06:03							
2022-04-14 06:04:00	0,013851	604,1679	2	0,473968	0,016242	0,062097	5,1	82	0,986	0,138	0,089	-0,986	-0,164	-0,01	27. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-14 06:05:00	0,013797	606,1483	2	0,46359	0,015938	0,06328	5,2	82,2	0,987	0,135	0,091	-0,987	-0,163	-0,005	28. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-14 06:06:00	0,013722	608,1249	2	0,453435	0,01564	0,064337	5,4	82,4	0,987	0,132	0,094	-0,987	-0,162	-0,001	29. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-14 06:08:00	0,013531	612,0668	2	0,433777	0,015059	0,066188	5,7	82,8	0,987	0,125	0,1	-0,987	-0,16	0,007	30. Apr.	3	06:00	06:02							
2022-04-14 06:09:00	0,013413	614,0321	2	0,424266	0,014776	0,066976	5,9	83	0,987	0,122	0,103	-0,987	-0,159	0,011	1. Mai.	2	06:00	06:01							
2022-04-15 05:58:00	0,013762	596,4685	2	0,530246	0,017939	0,053468	4,4	80,7	0,984	0,162	0,077	-0,984	-0,176	-0,033	2. Mai.	2	06:00	06:01							
2022-04-15 05:59:00	0,013892	598,4534	2	0,518672	0,017605	0,055803	4,6	80,8	0,984	0,159	0,079	-0,984	-0,175	-0,029	3. Mai.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:00:00	0,013969	600,4346	2	0,507347	0,017278	0,057797	4,7	81	0,984	0,155	0,082	-0,984	-0,174	-0,025	4. Mai.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:01:00	0,014001	602,4122	2	0,496264	0,016956	0,059509	4,9	81,2	0,985	0,152	0,085	-0,985	-0,173	-0,021	28. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:02:00	0,014001	604,386	2	0,485419	0,01664	0,061025	5	81,4	0,985	0,149	0,088	-0,985	-0,172	-0,016	29. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:03:00	0,013975	606,3562	2	0,474807	0,016329	0,062373	5,2	81,6	0,985	0,146	0,091	-0,985	-0,171	-0,012	30. Jun.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:04:00	0,013923	608,3226	2	0,464423	0,016024	0,063571	5,4	81,8	0,985	0,142	0,093	-0,985	-0,17	-0,008	1. Jul.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:05:00	0,01385	610,2853	2	0,454263	0,015724	0,064643	5,5	82	0,986	0,139	0,096	-0,986	-0,169	-0,004	2. Jul.	1	06:00	06:00							
2022-04-15 06:06:00	0,013762	612,2443	2	0,444321	0,015429	0,06562	5,7	82,2	0,986	0,136	0,099	-0,986	-0,168	0	3. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-15 06:07:00	0,013665	614,1995	2	0,434593	0,01514	0,06654	5,8	82,3	0,986	0,133	0,102	-0,986	-0,167	0,004	4. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-15 06:08:00	0,013545	616,151	2	0,425075	0,014855	0,067323	6	82,5	0,986	0,129	0,105	-0,986	-0,166	0,009	5. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-15 06:09:00	0,013419	618,0987	2	0,415762	0,014576	0,068058	6,2	82,7	0,986	0,126	0,107	-0,986	-0,165	0,013	6. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-16 05:56:00	0,013609	596,713	2	0,542993	0,018377	0,050479	4,4	80	0,982	0,173	0,076	-0,982	-0,184	-0,04	7. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-16 05:57:00	0,013842	598,6877	2	0,531162	0,018036	0,053497	4,5	80,2	0,982	0,169	0,079	-0,982	-0,183	-0,036	8. Jul.	2	06:00	06:01							
2022-04-16 05:58:00	0,013987	600,6587	2	0,519585	0,017701	0,055921	4,7	80,4	0,983	0,166	0,082	-0,983	-0,182	-0,032	9. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 05:59:00	0,014072	602,6261	2	0,508255	0,017372	0,057953	4,8	80,6	0,983	0,163	0,084	-0,983	-0,181	-0,027	10. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:00:00	0,014111	604,5899	2	0,497167	0,017048	0,059704	5	80,8	0,983	0,159	0,087	-0,983	-0,18	-0,023	11. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:01:00	0,014113	606,55	2	0,486317	0,01673	0,061228	5,2	81	0,984	0,156	0,09	-0,984	-0,179	-0,019	12. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:02:00	0,014147	608,5064	2	0,4757	0,016418	0,062914	5,3	81,2	0,984	0,153	0,093	-0,984	-0,178	-0,015	13. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:03:00	0,014042	610,4591	2	0,46531	0,016111	0,063814	5,5	81,4	0,984	0,15	0,096	-0,984	-0,177	-0,011	14. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:04:00	0,013974	612,4081	2	0,455143	0,015809	0,064914	5,6	81,5	0,984	0,146	0,098	-0,984	-0,176	-0,007	15. Jul.	4	06:00	06:03							
2022-04-16 06:05:00	0,013885	614,3534	2	0,445195	0,015513	0,065892	5,8	81,7	0,985	0,143	0,101	-0,985	-0,175	-0,002	16. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-16 06:07:00	0,013673	618,2327	2	0,425935	0,014935	0,067625	6,1	82,1	0,985	0,137	0,107	-0,985	-0,173	0,006	17. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-16 06:08:00	0,013547	620,1668	2	0,416615	0,014654	0,068371	6,3	82,3	0,985	0,133	0,109	-0,985	-0,172	0,01	18. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-16 06:09:00	0,01341	622,0971	2	0,407495	0,014378	0,069049	6,4	82,5	0,985	0,13	0,112	-0,985	-0,171	0,014	19. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-17 05:55:00	0,013866	598,907	2	0,532138	0,018076	0,053457	4,6	79,8	0,981	0,177	0,081	-0,981	-0,19	-0,038	20. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-17 05:56:00	0,014028	600,868	2	0,520556	0,017741	0,055979	4,8	80	0,981	0,173	0,084	-0,981	-0,189	-0,034	21. Jul.	6	06:00	06:05							
2022-04-17 05:57:00	0,014121	602,8254	2	0,509221	0,017411	0,058059	5	80,2	0,982	0,17	0,086	-0,982	-0,188	-0,03	22. Jul.	7	06:00	06:06							
2022-04-17 05:58:00	0,014168	604,7791	2	0,498128	0,017087	0,059846	5,1	80,4	0,982	0,167	0,089	-0,982	-0,187	-0,026	23. Jul.	7	06:00	06:06							
2022-04-17 05:59:00	0,014176	606,7292	2	0,487273	0,016768	0,061401	5,3	80,5	0,982	0,164	0,092	-0,982	-0,186	-0,022	24. Jul.	7	06:00	06:06							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
519 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
422 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
97 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
12 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2266 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3 (pv-feld-ost)
2022-04-02 18:26:00	0,01628	567,1114	2	0,558951	0,017979	0,066786	2,2	274,2	-0,997	0,073	0,039	0,997	-0,082	-0,012	2. Apr.	1	18:26	18:26	11.04.2022	30.08.2022	15	1738	18:26	18:57	
2022-04-04 18:28:00	0,015146	569,7759	2	0,572311	0,018495	0,05884	2,3	275,3	-0,995	0,092	0,041	0,995	-0,098	-0,021	4. Apr.	1	18:28	18:28							
2022-04-05 18:28:00	0,015777	573,2174	2	0,560096	0,01821	0,063347	2,6	275,5	-0,994	0,096	0,046	0,994	-0,105	-0,02	5. Apr.	1	18:28	18:28							
2022-04-07 18:28:00	0,016146	577,9878	2	0,548678	0,017987	0,066114	3,1	276,2	-0,993	0,108	0,053	0,993	-0,119	-0,021	7. Apr.	2	18:28	18:30							
2022-04-07 18:30:00	0,015543	573,7846	2	0,573651	0,018669	0,060178	2,7	276,6	-0,992	0,115	0,048	0,992	-0,121	-0,029	8. Apr.	3	18:28	18:31							
2022-04-08 18:28:00	0,017119	581,3396	2	0,537122	0,017171	0,071737	3,4	276,5	-0,992	0,113	0,058	0,992	-0,126	-0,019	9. Apr.	2	18:28	18:32							
2022-04-08 18:30:00	0,015882	577,1701	2	0,561551	0,018383	0,063121	3	276,9	-0,991	0,119	0,053	0,991	-0,128	-0,027	10. Apr.	4	18:29	18:32							
2022-04-08 18:31:00	0,014978	575,0797	2	0,574173	0,018728	0,056912	2,9	277,1	-0,991	0,123	0,05	0,991	-0,129	-0,032	11. Apr.	6	18:27	18:33							
2022-04-09 18:28:00	0,016772	584,6557	2	0,525869	0,017438	0,071363	3,6	276,7	-0,991	0,117	0,064	0,991	-0,132	-0,017	12. Apr.	5	18:28	18:33							
2022-04-09 18:32:00	0,016553	576,3682	2	0,574736	0,018788	0,064659	3	277,5	-0,99	0,13	0,052	0,99	-0,136	-0,034	13. Apr.	6	18:27	18:34							
2022-04-10 18:29:00	0,016292	585,8875	2	0,538296	0,017888	0,067235	3,6	277,4	-0,99	0,128	0,063	0,99	-0,141	-0,024	14. Apr.	7	18:27	18:34							
2022-04-10 18:30:00	0,018035	583,834	2	0,550376	0,018225	0,073477	3,5	277,6	-0,99	0,131	0,06	0,99	-0,142	-0,028	15. Apr.	6	18:28	18:35							
2022-04-10 18:31:00	0,015973	581,7768	2	0,562723	0,018568	0,062783	3,3	277,7	-0,989	0,135	0,057	0,989	-0,143	-0,033	16. Apr.	5	18:28	18:35							
2022-04-10 18:32:00	0,015994	579,7158	2	0,575343	0,018918	0,061406	3,1	277,9	-0,989	0,138	0,055	0,989	-0,144	-0,037	17. Apr.	8	18:27	18:36							
2022-04-11 18:27:00	0,0160575	593,2153	2	0,504252	0,016966	0,072528	4,2	277,2	-0,989	0,126	0,074	0,989	-0,145	-0,014	18. Apr.	10	18:26	18:37							
2022-04-11 18:28:00	0,017005	591,1856	2	0,515567	0,017287	0,073037	4,1	277,4	-0,989	0,129	0,071	0,989	-0,146	-0,018	19. Apr.	11	18:27	18:38							
2022-04-11 18:30:00	0,016884	587,1149	2	0,538951	0,017947	0,069702	3,7	277,8	-0,989	0,135	0,065	0,989	-0,148	-0,027	20. Apr.	12	18:27	18:39							
2022-04-11 18:31:00	0,016187	585,074	2	0,551031	0,018286	0,065033	3,6	278	-0,988	0,139	0,062	0,988	-0,149	-0,031	21. Apr.	11	18:26	18:39							
2022-04-11 18:32:00	0,016423	583,0294	2	0,563378	0,01863	0,064707	3,4	278,2	-0,988	0,142	0,06	0,988	-0,15	-0,035	22. Apr.	11	18:27	18:39							
2022-04-11 18:33:00	0,017178	580,9811	2	0,575997	0,01898	0,066747	3,3	278,4	-0,988	0,145	0,057	0,988	-0,151	-0,039	23. Apr.	13	18:27	18:39							
2022-04-12 18:28:00	0,018171	594,4018	2	0,50495	0,017024	0,078956	4,4	277,7	-0,988	0,133	0,076	0,988	-0,152	-0,017	24. Apr.	11	18:27	18:40							
2022-04-12 18:30:00	0,016872	590,3634	2	0,527832	0,017674	0,070805	4	278,1	-0,988	0,14	0,07	0,988	-0,154	-0,025	25. Apr.	10	18:28	18:40							
2022-04-12 18:31:00	0,016357	588,3387	2	0,539653	0,018008	0,067023	3,9	278,2	-0,987	0,143	0,067	0,987	-0,155	-0,029	26. Apr.	13	18:27	18:39							
2022-04-12 18:32:00	0,016527	586,3102	2	0,551734	0,018348	0,066383	3,7	278,4	-0,987	0,146	0,065	0,987	-0,156	-0,034	27. Apr.	11	18:27	18:40							
2022-04-12 18:33:00	0,016355	584,2781	2	0,564082	0,018693	0,064113	3,5	278,6	-0,987	0,15	0,062	0,987	-0,157	-0,038	28. Apr.	11	18:27	18:40							
2022-04-13 18:27:00	0,017115	599,5847	2	0,494621	0,016821	0,075514	4,6	277,9	-0,987	0,137	0,081	0,987	-0,159	-0,015	29. Apr.	12	18:28	18:40							
2022-04-13 18:28:00	0,016896	597,5871	2	0,505696	0,01714	0,073191	4,5	278,1	-0,987	0,141	0,078	0,987	-0,16	-0,02	30. Apr.	11	18:28	18:41							
2022-04-13 18:30:00	0,016982	593,5806	2	0,528584	0,017796	0,070778	4,2	278,5	-0,986	0,147	0,072	0,986	-0,162	-0,028	1. Mai.	11	18:28	18:41							
2022-04-13 18:31:00	0,016808	591,5719	2	0,540406	0,018132	0,068582	4	278,7	-0,986	0,15	0,07	0,986	-0,163	-0,032	2. Mai.	12	18:28	18:41							
2022-04-13 18:32:00	0,016755	589,5594	2	0,552489	0,018475	0,066907	3,8	278,9	-0,986	0,154	0,067	0,986	-0,164	-0,036	3. Mai.	11	18:29	18:41							
2022-04-13 18:34:00	0,015462	585,5236	2	0,577455	0,019177	0,057575	3,5	279,2	-0,985	0,16	0,061	0,985	-0,166	-0,045	4. Mai.	12	18:28	18:41							
2022-04-14 18:27:00	0,01733	600,8889	2	0,484575	0,016515	0,077741	4,9	278,2	-0,986	0,142	0,086	0,986	-0,165	-0,014	5. Mai.	12	18:28	18:41							
2022-04-14 18:28:00	0,017059	598,8987	2	0,495416	0,016828	0,075243	4,8	278,4	-0,986	0,145	0,083	0,986	-0,166	-0,018	6. Mai.	13	18:28	18:42							
2022-04-14 18:30:00	0,0173	594,9071	2	0,517817	0,017472	0,073519	4,4	278,7	-0,985	0,151	0,077	0,985	-0,168	-0,026	7. Mai.	12	18:30	18:42							
2022-04-14 18:31:00	0,016833	592,9057	2	0,529388	0,017803	0,070086	4,3	278,9	-0,985	0,155	0,075	0,985	-0,169	-0,031	8. Mai.	12	18:30	18:42							
2022-04-14 18:32:00	0,017965	590,9007	2	0,541212	0,018139	0,073542	4,1	279,1	-0,985	0,158	0,072	0,985	-0,17	-0,035	9. Mai.	12	18:29	18:42							
2022-04-14 18:33:00	0,018141	588,8921	2	0,553296	0,018481	0,072882	4	279,3	-0,985	0,161	0,069	0,985	-0,171	-0,039	10. Mai.	14	18:29	18:43							
2022-04-14 18:34:00	0,016085	586,8798	2	0,565645	0,018828	0,062233	3,8	279,5	-0,984	0,164	0,066	0,984	-0,172	-0,043	11. Mai.	13	18:30	18:43							
2022-04-15 18:28:00	0,017229	602,0475	2	0,485419	0,016576	0,077056	5	278,6	-0,985	0,149	0,088	0,985	-0,172	-0,016	12. Mai.	12	18:31	18:43							
2022-04-15 18:30:00	0,017181	598,0874	2	0,507347	0,01721	0,074124	4,7	279	-0,984	0,155	0,082	0,984	-0,174	-0,025	13. Mai.	12	18:31	18:43							
2022-04-15 18:32:00	0,017192	594,1126	2	0,530246	0,017868	0,071395	4,4	279,3	-0,984	0,162	0,077	0,984	-0,176	-0,033	14. Mai.	14	18:30	18:44							
2022-04-15 18:33:00	0,017144	592,1197	2	0,542073	0,018205	0,069777	4,2	279,5	-0,983	0,165	0,074	0,983	-0,177	-0,037	15. Mai.	13	18:31	18:44							
2022-04-15 18:34:00	0,016614	590,1233	2	0,55416	0,018548	0,065948	4,1	279,7	-0,983	0,168	0,071	0,983	-0,178	-0,041	16. Mai.	12	18:31	18:44							
2022-04-15 18:35:00	0,016465	588,1232	2	0,56651	0,018897	0,063789	3,9	279,9	-0,983	0,172	0,068	0,983	-0,179	-0,046	17. Mai.	10	18:33	18:44							
2022-04-16 18:28:00	0,017358	605,1683	2	0,4757	0,016328	0,078666	5,3	278,8	-0,984	0,153	0,093	0,984	-0,178	-0,015	18. Mai.	12	18:32	18:45							
2022-04-16 18:30:00	0,017243	601,2393	2	0,497167	0,016954	0,075483	5	279,2	-0,983	0,159	0,087	0,983	-0,18	-0,023	19. Mai.	13	18:32	18:45							
2022-04-16 18:32:00	0,01719	597,2957	2	0,519585	0,017602	0,0725	4,7	279,6	-0,983	0,166	0,082	0,983	-0,182	-0,032	20. Mai.	14	18:32	18:45							
2022-04-16 18:34:00	0,017545	593,3376	2	0,542993	0,018273	0,071237	4,4	280	-0,982	0,173	0,076	0,982	-0,184	-0,04	21. Mai.	12	18:32	18:45							
2022-04-16 18:35:00	0,016591	591,3532	2	0,555081	0,018618	0,065547	4,2	280,2	-0,982	0,176	0,073	0,982	-0,185	-0,044	22. Mai.	13	18:32	18:46							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
 1738 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1151 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 587 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1768 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

