

SolPEG Blendgutachten Solarpark Ermershausen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Ermershausen in Unterfranken (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
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	6
3.1	Rechtliche Hinweise	6
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	6
3.3	Berechnung der Blendwirkung	8
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.5	Standorte für die Analyse	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	11
4	Ergebnisse	14
4.1	Ergebnisübersicht	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, B 279 West	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, B 279 Süd	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, B 279 Süd / Einmündung HAS21	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, HAS21 östlich	17
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	19
6	Schlussbemerkung	19
7	Anhang	20 - 35

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Ermershausen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Ermershausen“ 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-Leitlinie¹, 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 „Ermershausen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B279, der HAS21 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 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,5 km nordwestlich der Ortschaft Ermershausen, ca. 20 km nördlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Südlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 279. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1,5 km nordwestlich der Ortschaft Ermershausen, ca. 10 km nördlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden
Koordinaten (Mitte)	50.220°N, 10.608°O 388 m ü.N.N.
Abstand zur B279	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 950 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

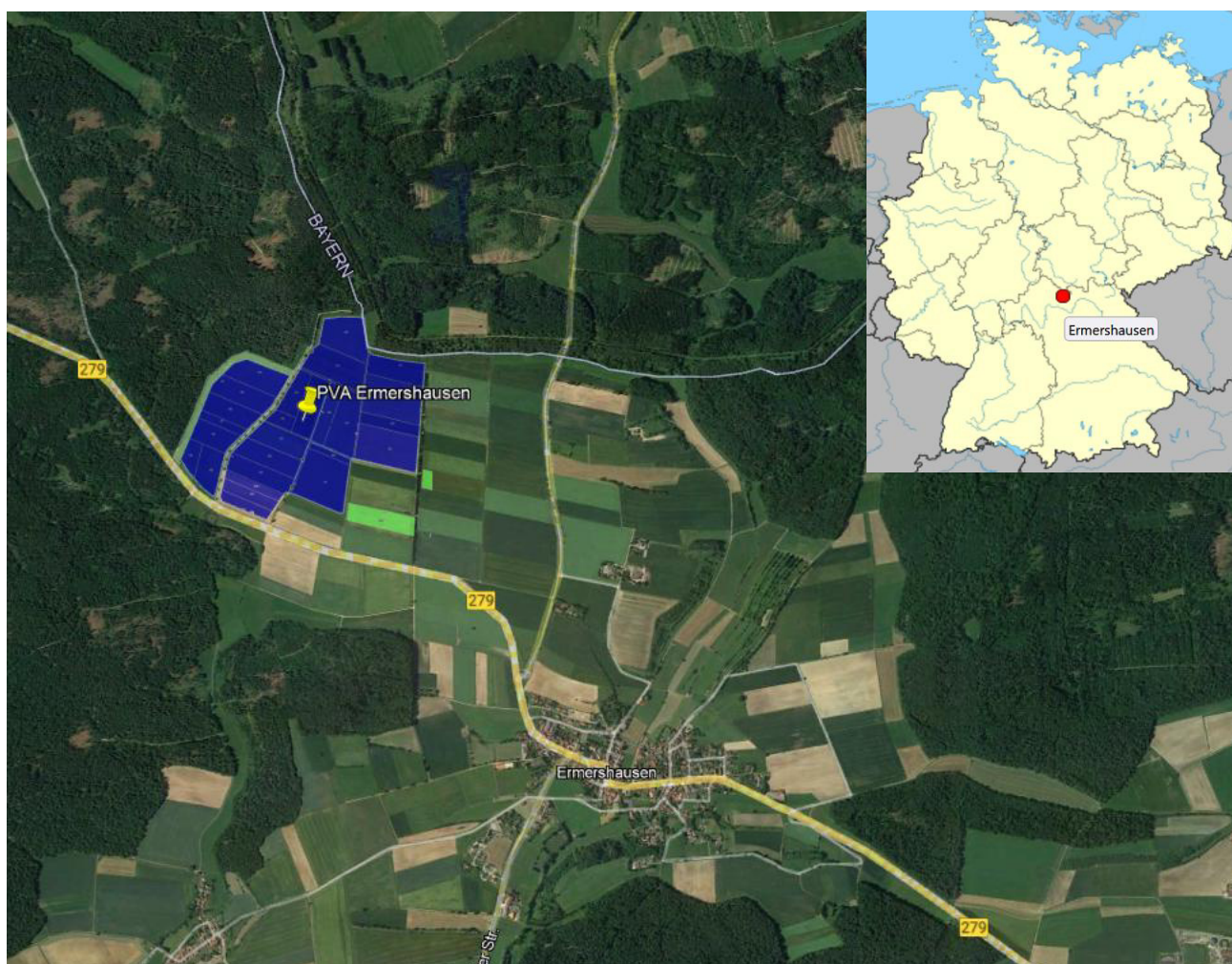


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

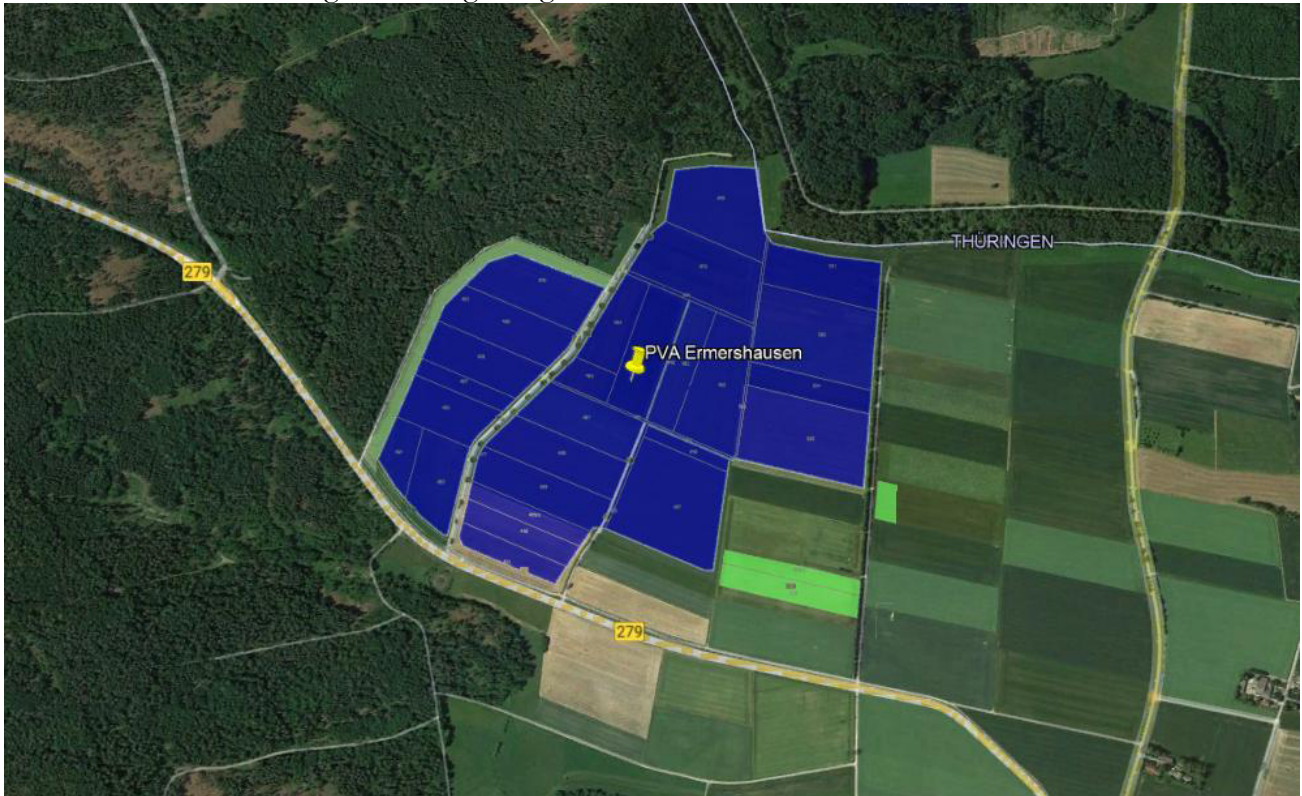


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

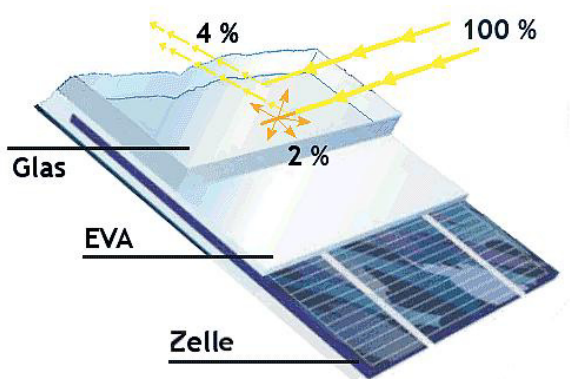


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/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 3.2.2 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

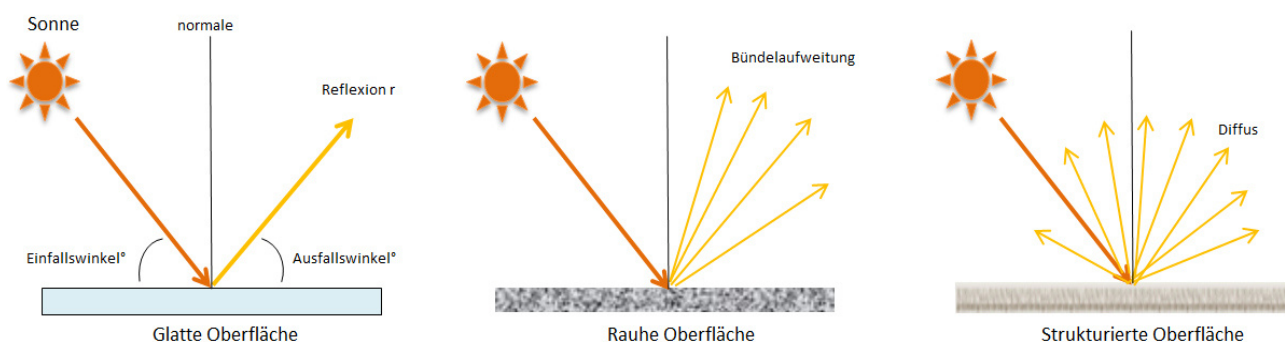


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

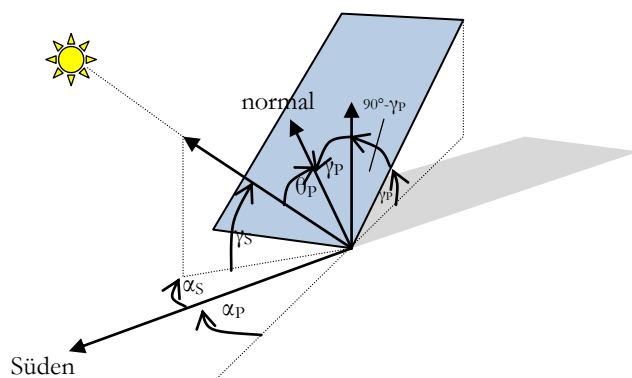


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 Licht-Leitlinie 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 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.

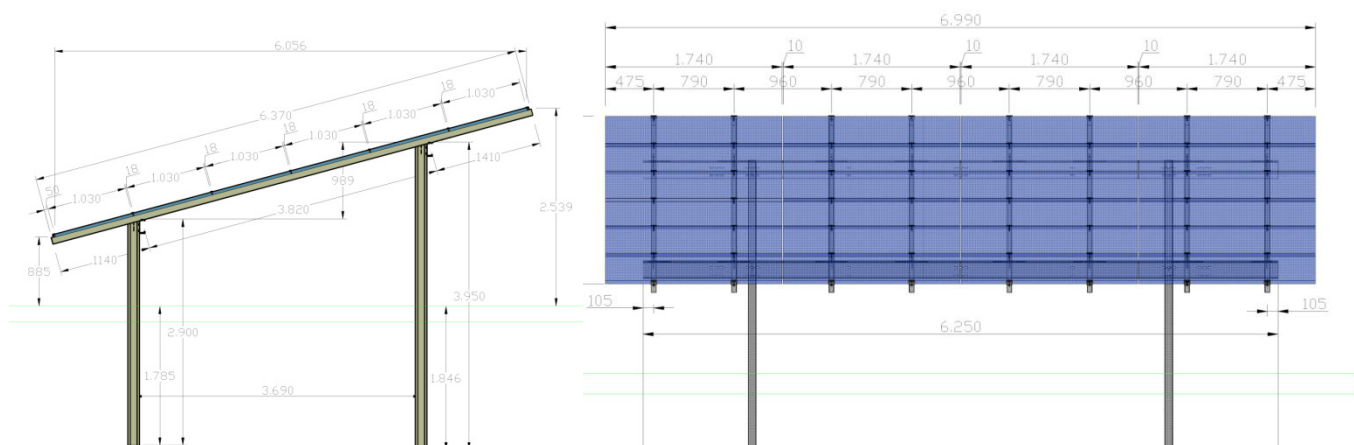


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander (Variante)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 3,05 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 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 Standort e 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 Ermershausen wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. B279) sowie 1 Messpunkt im Bereich der östlich gelegenen 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 weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder 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 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.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. 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 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/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.

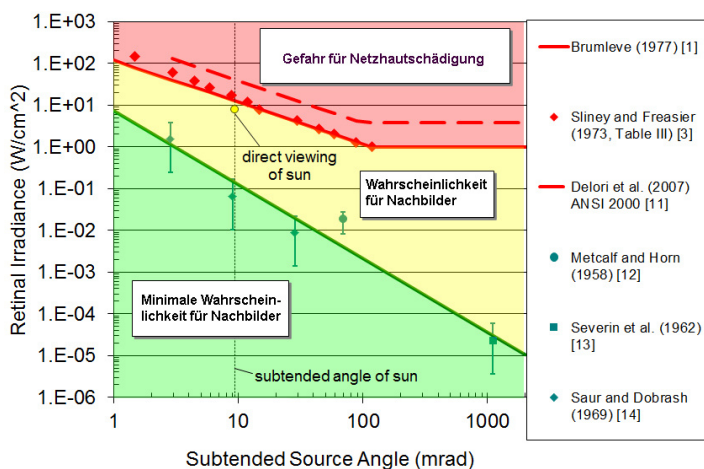


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Ermershausen wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 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/Hinweisen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2
P1 Bundesstraße B279 West	1570 ^W	1100 ^{WE}
P2 Bundesstraße B279 Süd	-	-
P3 Bundesstraße B279 / Einmündung HAS21	-	-
P4 Straße HAS21	371 ^{WE}	1369 ^{WE}
P5 Gebäude östlich	1563 ^E	965 ^E

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, B 279 West

Am Messpunkt P1 auf der B 279 können bei der Fahrt Richtung Südosten rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind Reflexionen theoretisch in der Zeit zwischen dem 27. April und den 16. August an insgesamt 1570 Minuten pro Jahr an maximal 18 Minuten pro Tag⁹ möglich, in der Zeit zwischen 06:01 – 06:25 Uhr.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P1

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
27. Apr.	16. August	18	1570	06:00	06:25

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

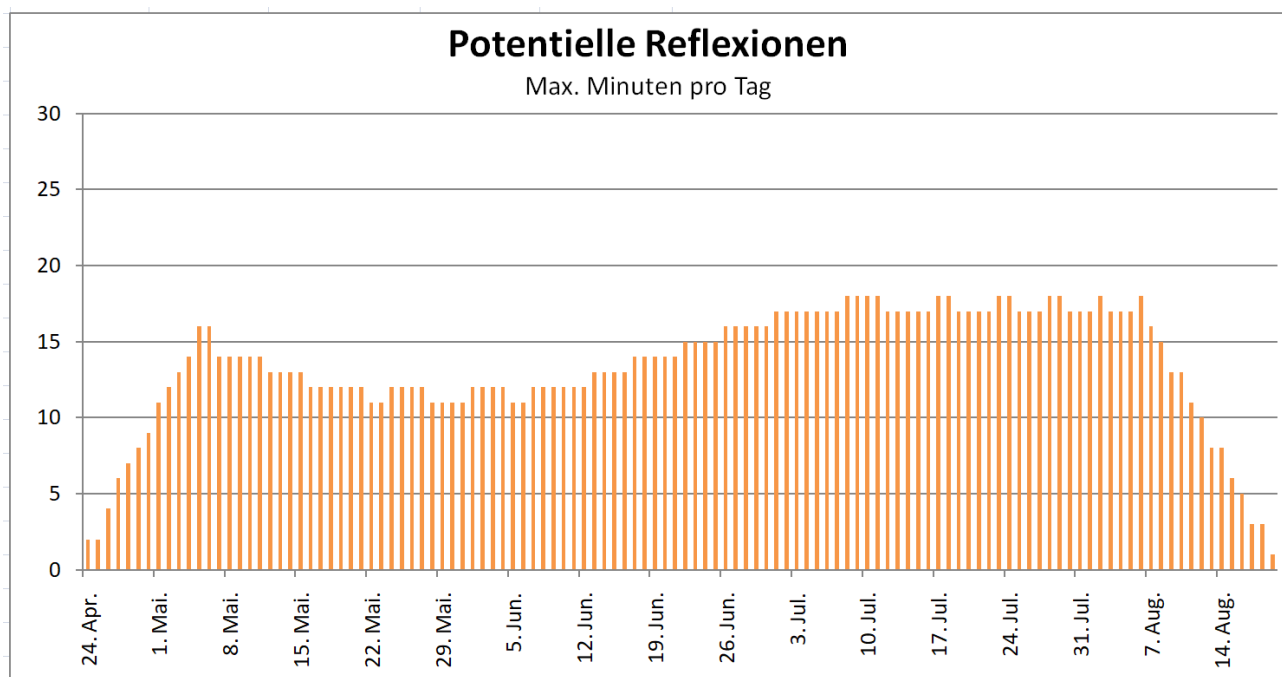


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit -57° bis -88° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m) liegen und überwiegend in großer Entfernung von ca. 120 m – 550 m.

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

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

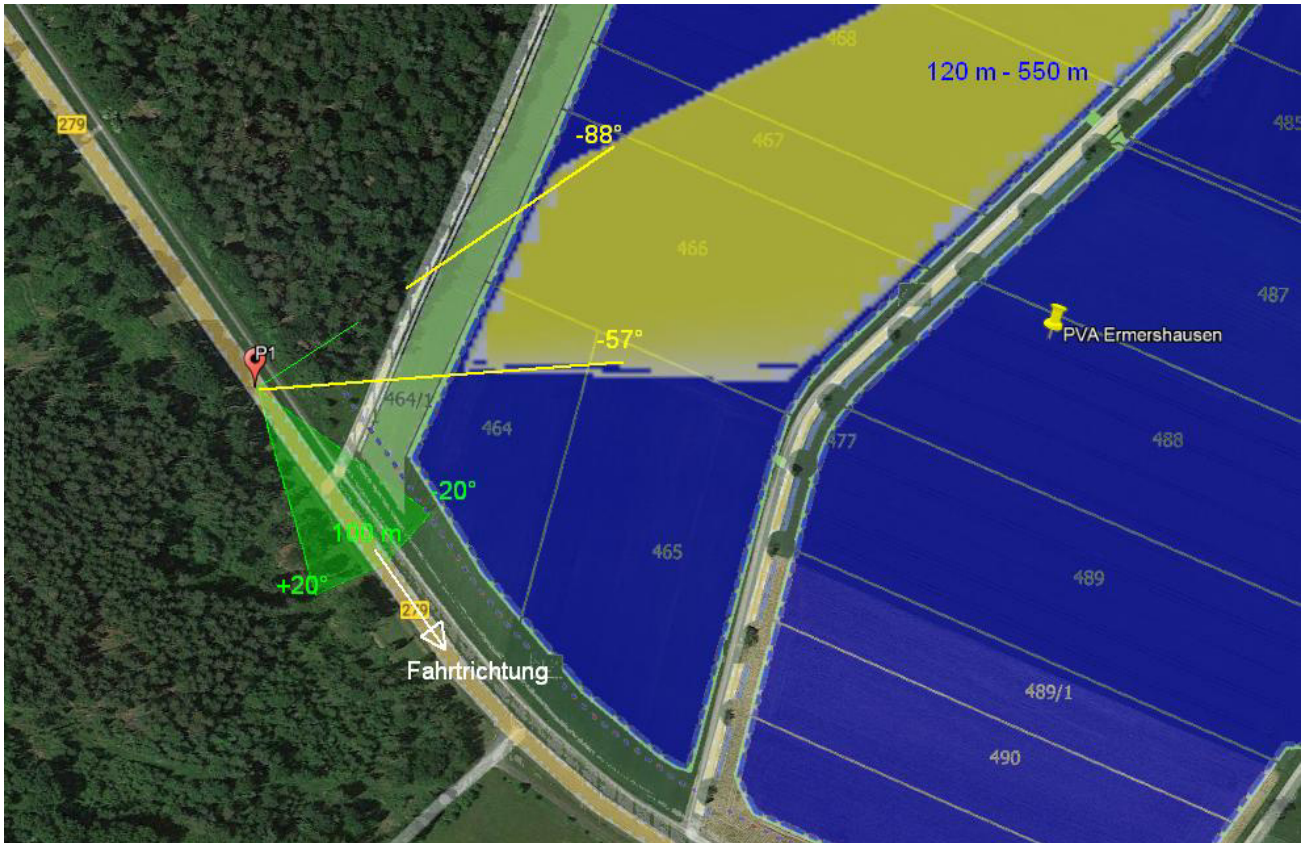


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Südosten verändern sich die Einfallswinkel nur unwesentlich.

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

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, B 279 Süd

Messpunkt P2 auf der B 279 südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse für den Messpunkt P2 und dementsprechenden können Beeinträchtigungen von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage auf der B279 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, B 279 Süd / Einmündung HAS21

Auch der Messpunkt P3 im Bereich der Einmündung der HAS21 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz ist auch in diesem Bereich kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen und erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Dementsprechend können Beeinträchtigungen von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage im Bereich der Einmündung der HAS21 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, HAS21 östlich

Am Messpunkt P4 auf der HAS21 können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 2) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten können theoretisch in der Zeit zwischen dem 08. Mai und den 05. August an insgesamt 1369 Minuten pro Jahr Reflexionen auftreten. Diese können an maximal 17 Minuten pro Tag in der Zeit zwischen 18:28 – 18:59 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit -63° bis -85° westlich zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Auch aufgrund der in sehr großer Entfernung zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage oberhalb der Fahrbahn liegt und daher überwiegend nicht einsehbar ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

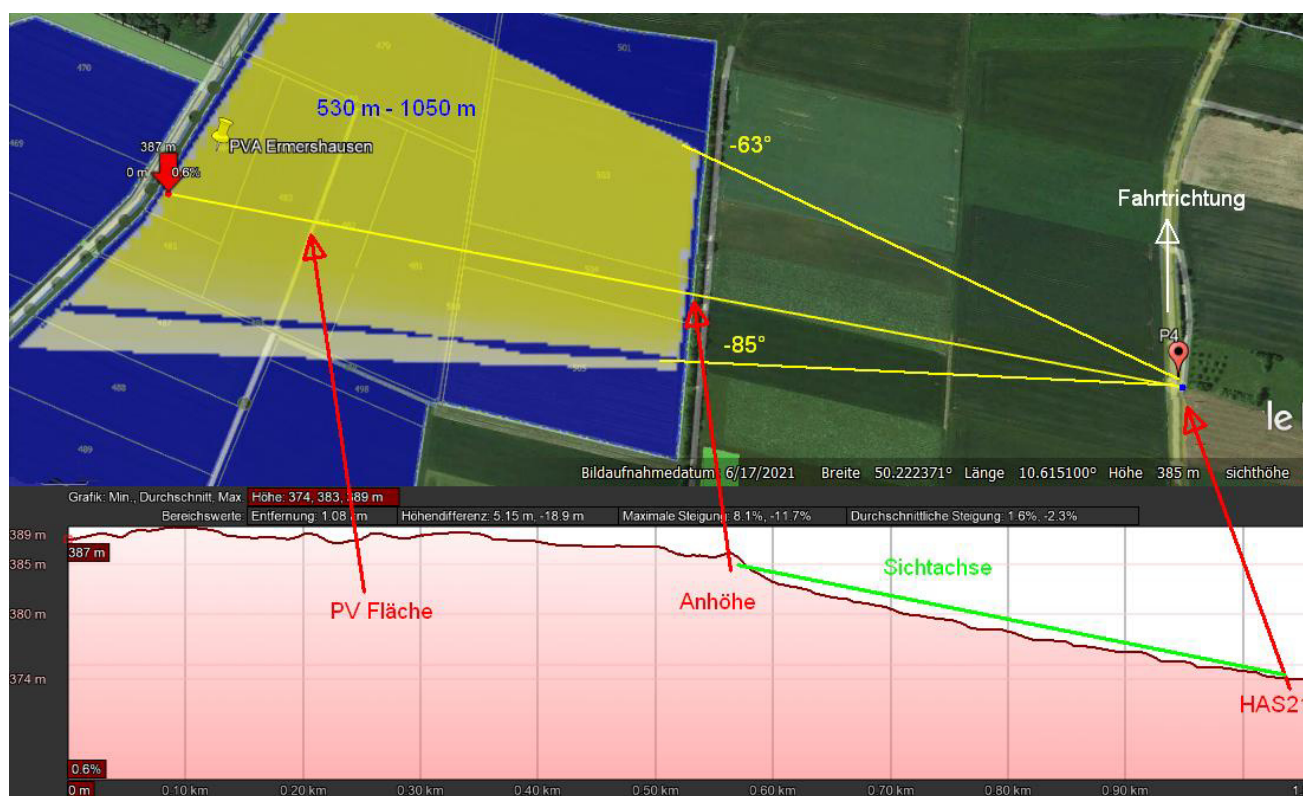


Bild 4.5.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage können rein rechnerisch an insgesamt 965 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind diese zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von ca. 1050 m – 1560 m zur Immissionsquelle (PV Feld 2) sind potentielle Reflexionen zu relativieren, da sich mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Eine Beeinträchtigung für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 1240 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,240 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

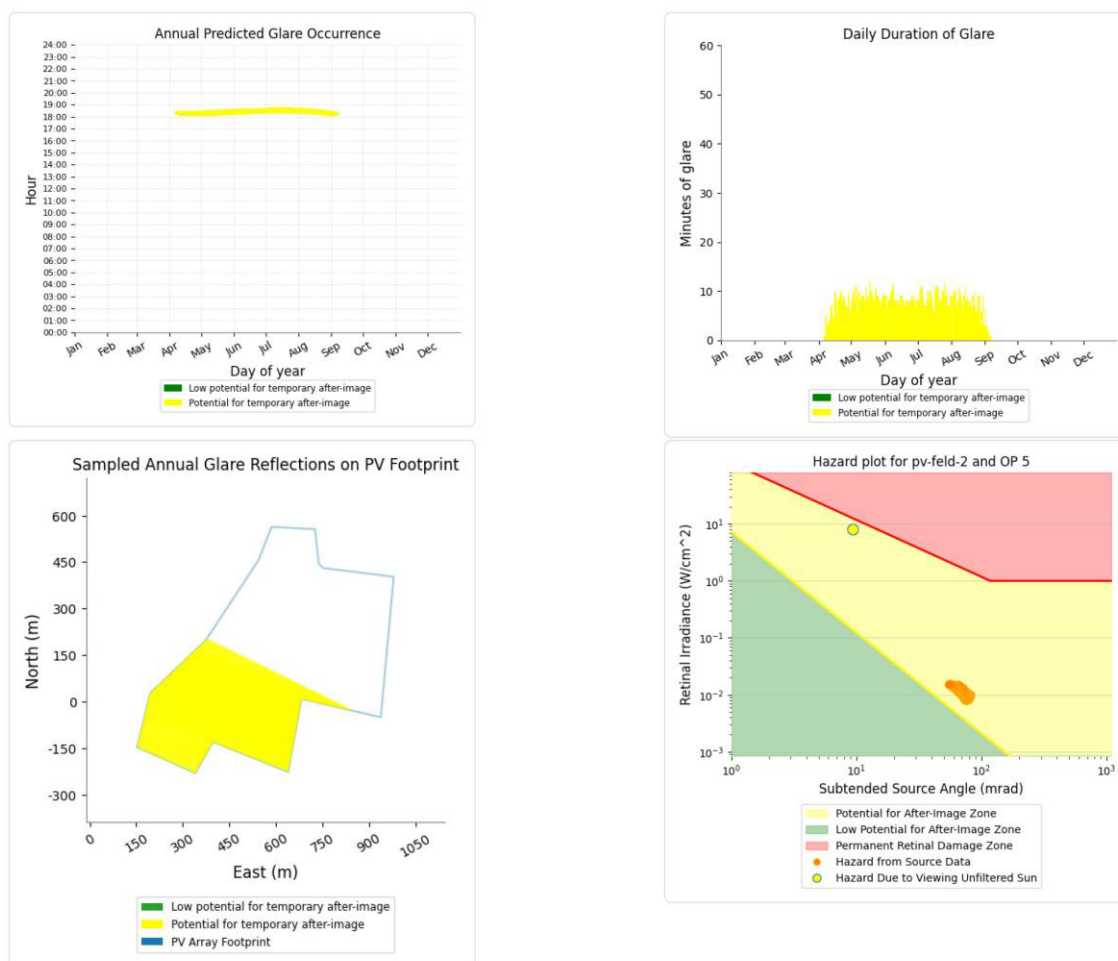


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der B279 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Im Verlauf der B279 südlich der PV Anlage und auch im Bereich der Einmündung der HAS21 sind keine Reflexionen nachweisbar. Potentielle Reflexionen auf der HAS21 östlich der PV Anlage sind aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist aufgrund des Geländeverlaufes überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle möglich.

Im Bereich der südöstlich der PV Anlage gelegenen Gebäude können in geringem Umfang von Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie 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 16.06.2022


Dieko Jacob / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

A Planzeichnung



B Festsetzungen durch Planzeichen

Art der baulichen Nutzung

Orange: Sondergebiet Zweckbestimmung "Photovoltaik-Freiflächenanlage"

Bauweise, Baulinien, Baugrenzen

Blue dashed line: Baugrenze

Schutzgebiete

Green dashed line: Landschaftsschutzgebiet Nr. LSG-00573.01

Ausgleich, Ersatz, CEF

Green: Ausgleichsflächen

Green circle: Erhalt Bäume

Verkehrsflächen

Yellow: öffentliche Verkehrsfläche

Grünflächen

Light green: Grünweg

Flächen für die Landwirtschaft

Dark green: Flächen für die Landwirtschaft

Sonstige Planzeichen

Black dashed line: Grenze des räumlichen Geltungsbereichs des Bebauungsplanes

White line: Flurstücksgrenzen

Blue line: bestehender Entwässerungsgraben

Red dashed line: Anbauverbotszone B279 20m

Maßnahmen zur Vermeidung und zur Sicherung der kontinuierlichen ökologischen Funktionalität

Green: CEF-Flächen



SÜDWERK Projektgesellschaft mbH
Sternshof 1, 96224 Burgkunstadt

Projekt

VORENTWURF
Bebauungsplan der Gemeinde
Ermershausen für das Sondergebiet
(Solar) Lederhecke mit
Aufstellungsbeschluss vom 26.04.2021

Bearbeiter
MA/lis

Datum
09.12.2021

Maßstab
1:2500



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 640-665W

665W

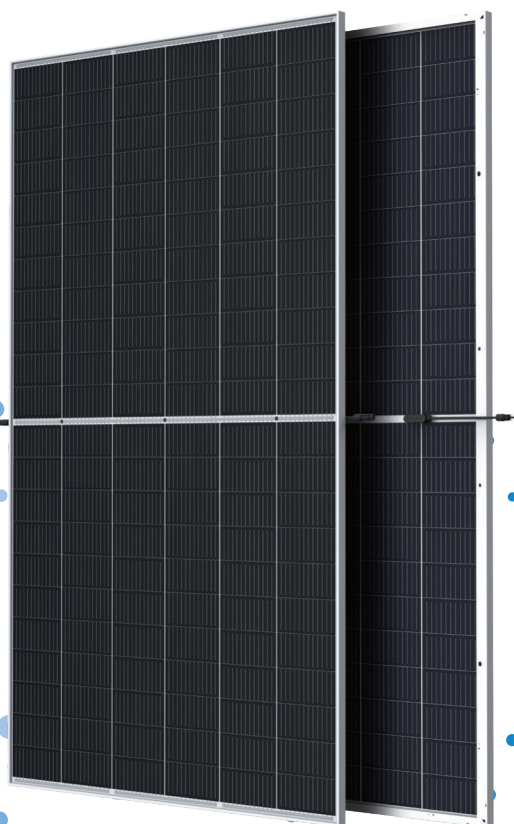
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

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



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

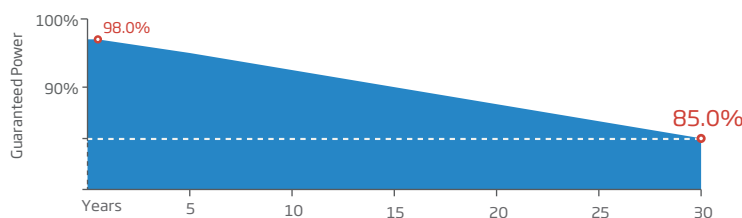
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

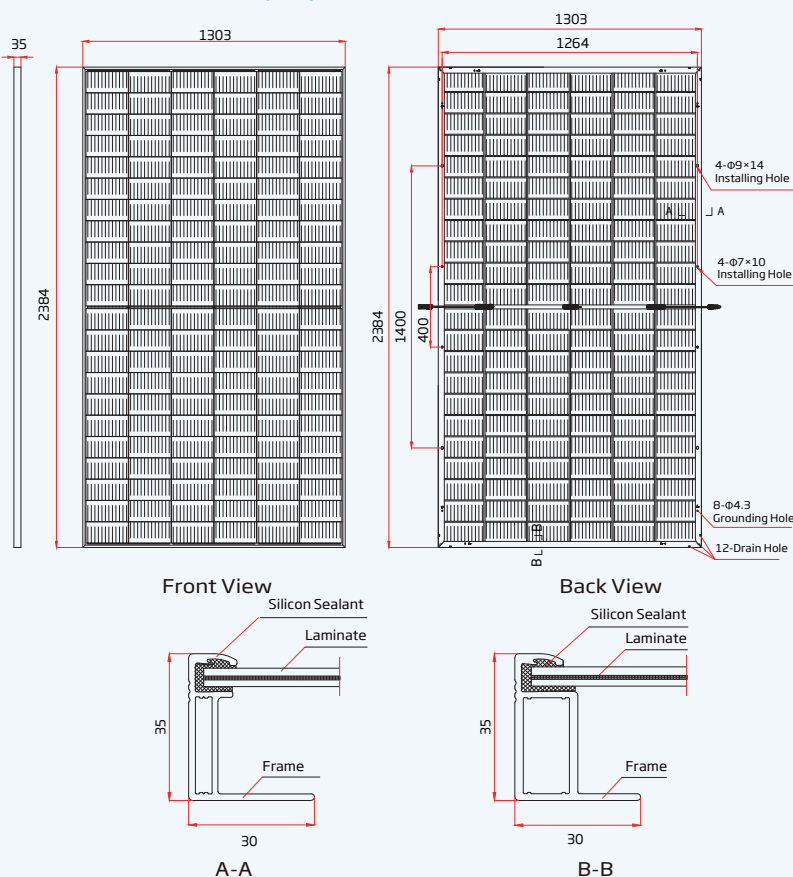


Comprehensive Products and System Certificates

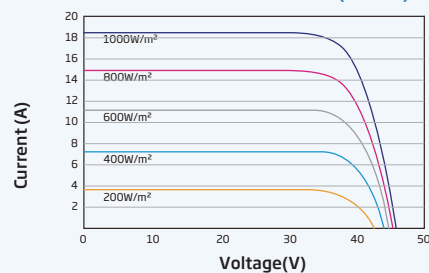


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

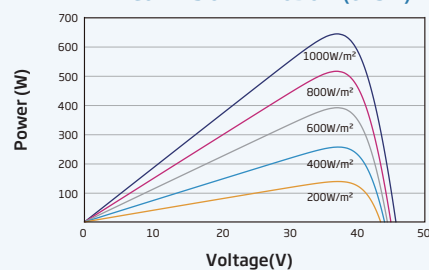
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



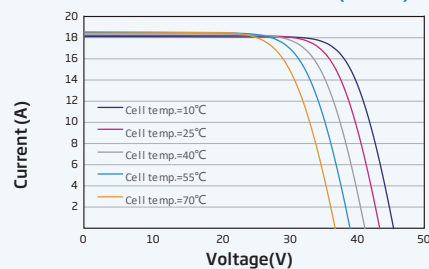
I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(645W)



I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η _m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 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	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

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

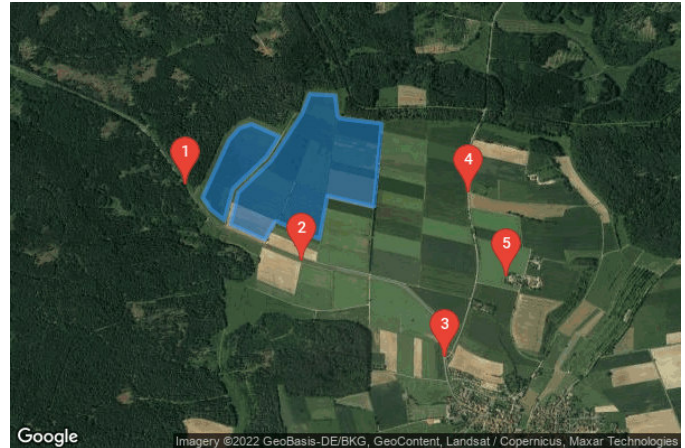
Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container : 558 pieces

Ermershausen

Ermershausen

Created June 19, 2022
Updated June 19, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Site ID 70985.12528

Project type Advanced
Project status: active
Category 10 MW to 100 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 1	20.0	180.0	502	6,791	-
PV Feld 2	20.0	180.0	0	5,801	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 456,882 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 88,465 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.220084	10.601617	373.96	1.90	375.86
2	50.222891	10.603623	386.61	1.90	388.51
3	50.223482	10.604455	388.63	1.90	390.53
4	50.223681	10.605372	389.43	1.90	391.33
5	50.223063	10.607496	389.60	1.90	391.50
6	50.222057	10.606488	387.37	1.90	389.27
7	50.220506	10.603929	379.19	1.90	381.09
8	50.218965	10.603269	370.81	1.90	372.71
9	50.219483	10.602250	374.58	1.90	376.48

Name: PV Feld 2
Footprint area: 368,416 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.218768	10.603766	370.90	1.90	372.80
2	50.220327	10.604345	379.42	1.90	381.32
3	50.221857	10.606856	386.37	1.90	388.27
4	50.224178	10.609238	391.07	1.90	392.97
5	50.225152	10.609838	393.09	1.90	394.99
6	50.225084	10.611796	388.55	1.90	390.45
7	50.224078	10.611973	390.43	1.90	392.33
8	50.223958	10.612161	389.90	1.90	391.80
9	50.223704	10.615353	381.25	1.90	383.15
10	50.219633	10.614768	386.34	1.90	388.24
11	50.220169	10.611185	386.86	1.90	388.76
12	50.218047	10.610584	380.29	1.90	382.19
13	50.218919	10.607194	376.96	1.90	378.86
14	50.218013	10.606389	371.24	1.90	373.14

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.220688	10.600314	375.79	2.00	377.79
OP 2	50.216968	10.609235	373.00	2.00	375.00
OP 3	50.212211	10.620256	354.64	2.00	356.64
OP 4	50.220322	10.622033	373.65	2.00	375.65
OP 5	50.216201	10.624977	372.53	2.00	374.53

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	20.0	180.0	502	6,791	-	-
PV Feld 2	20.0	180.0	0	5,801	-	-

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	42	84	0	0	0	39	89	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	191	784	1087	1072	1084	946	438	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	159	859	1125	1088	1132	1075	363	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

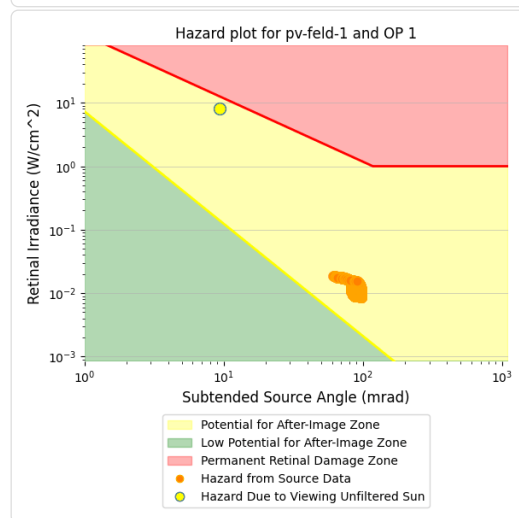
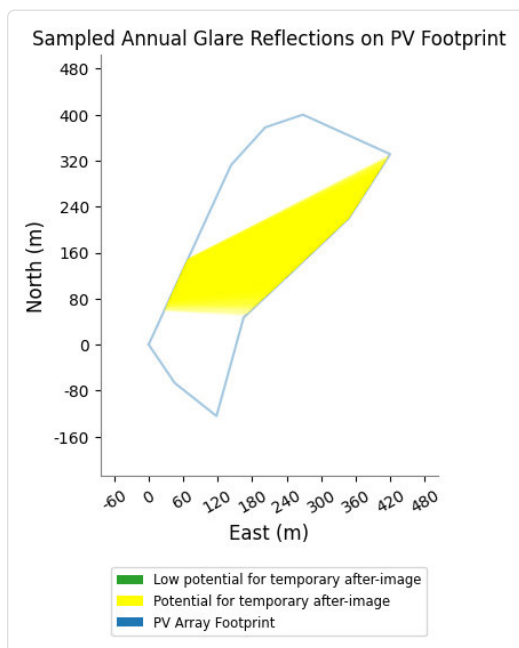
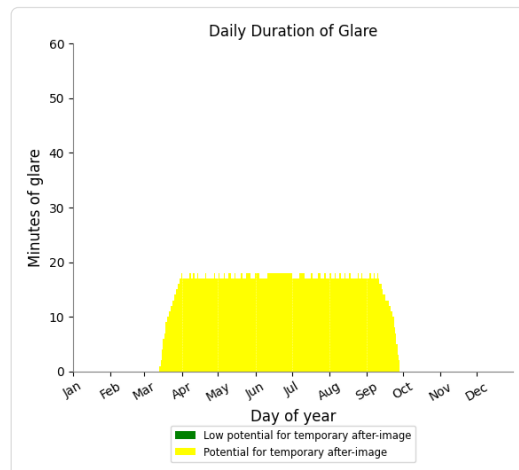
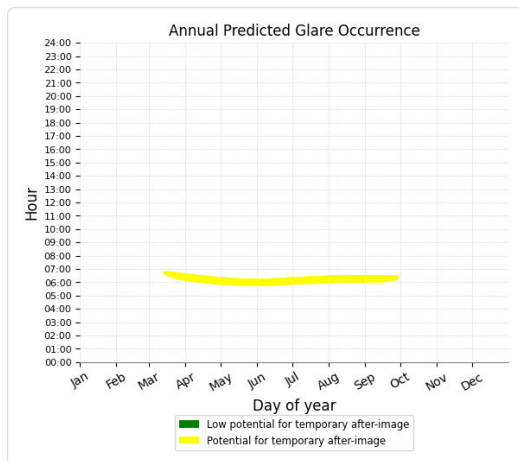
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3221
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	254	1391
OP: OP 5	248	2179

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,221 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

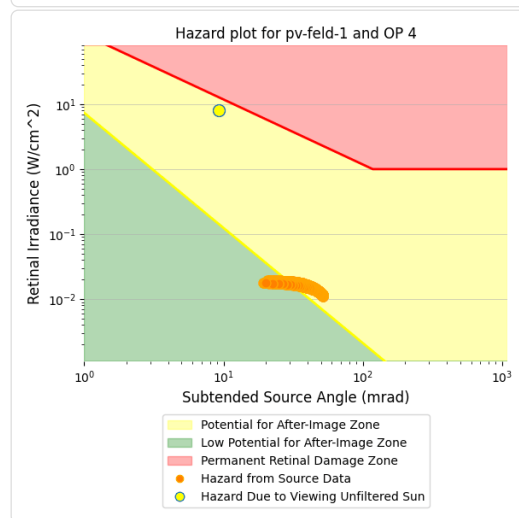
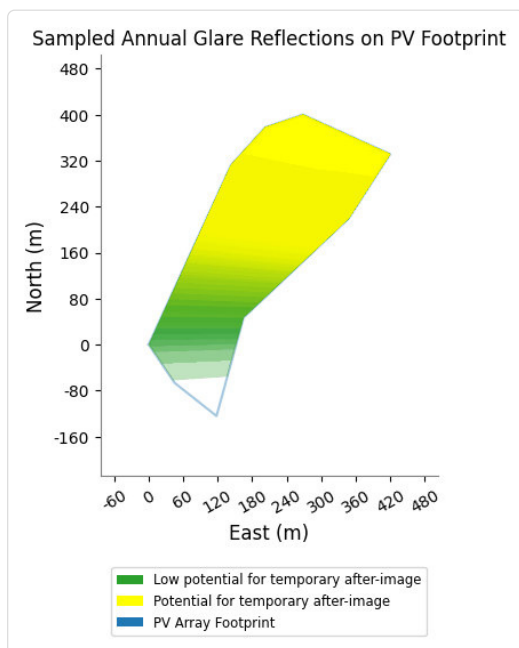
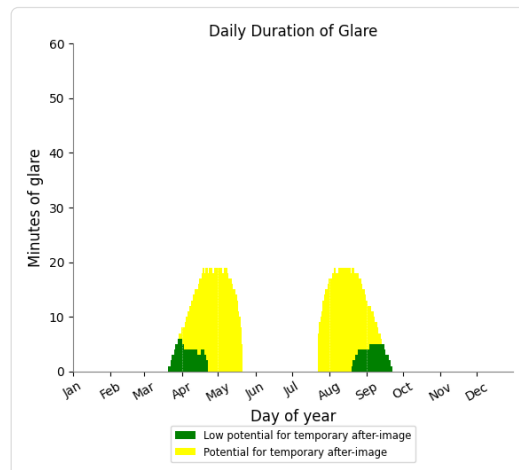
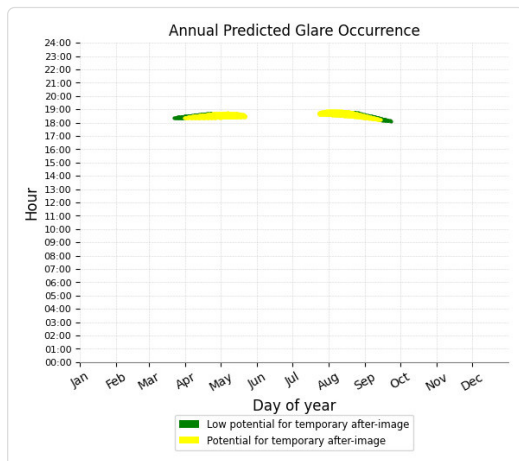
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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

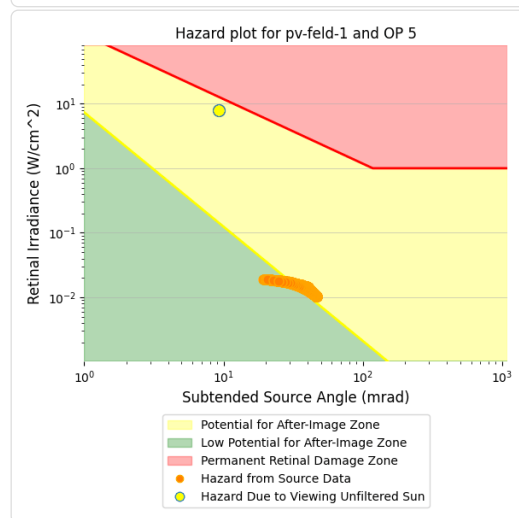
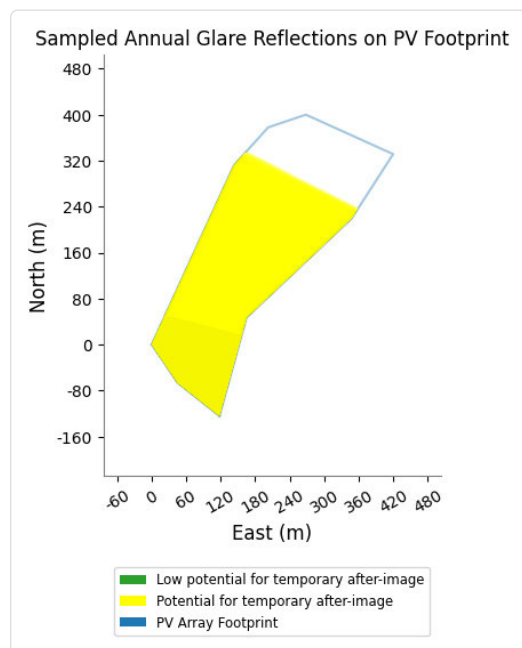
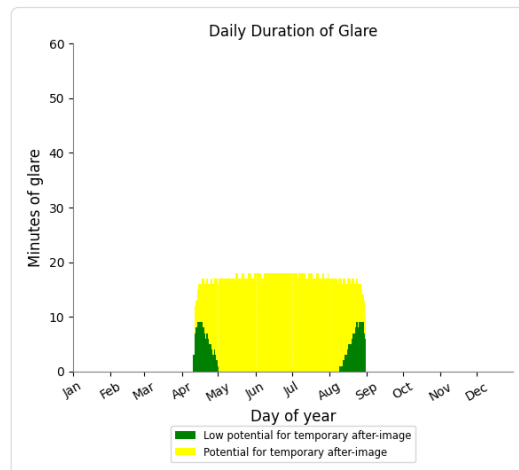
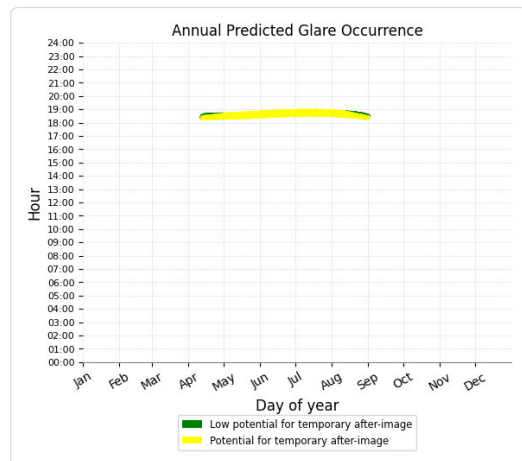
- 254 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,391 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

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

- 248 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,179 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



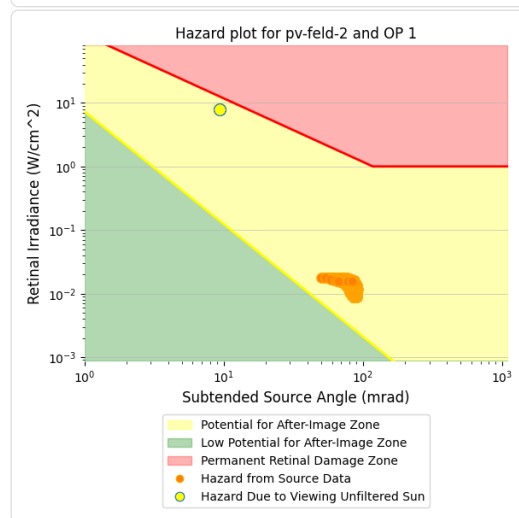
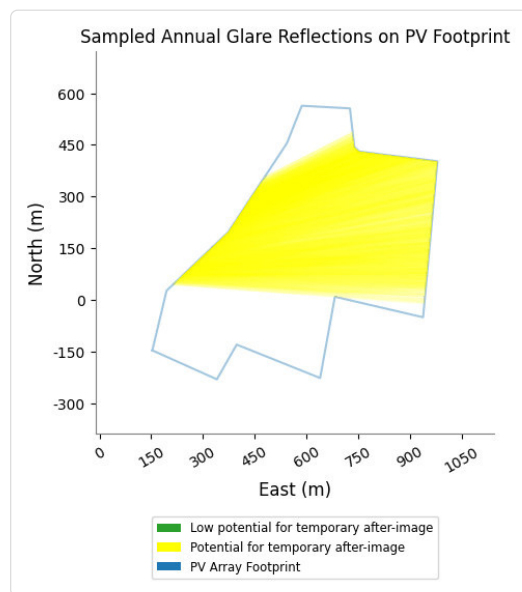
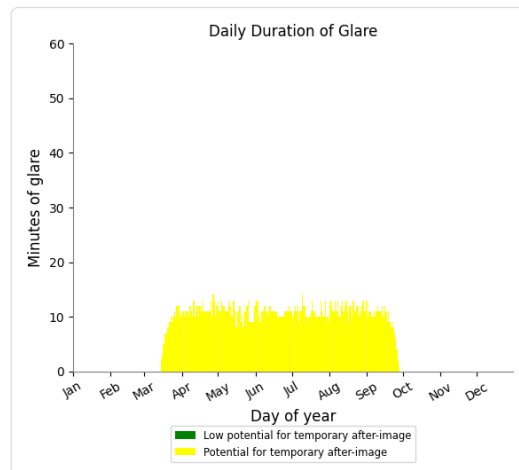
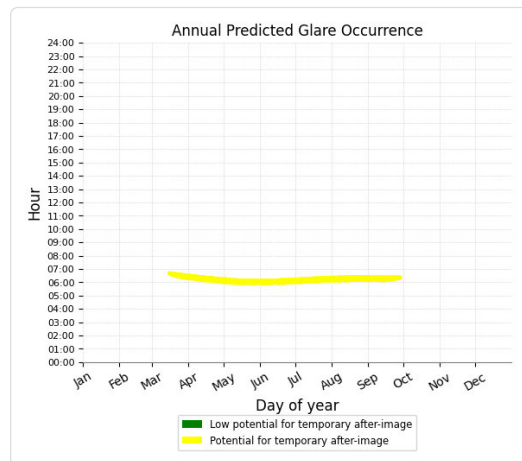
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2105
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	2456
OP: OP 5	0	1240

PV Feld 2 - 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.
- 2,105 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

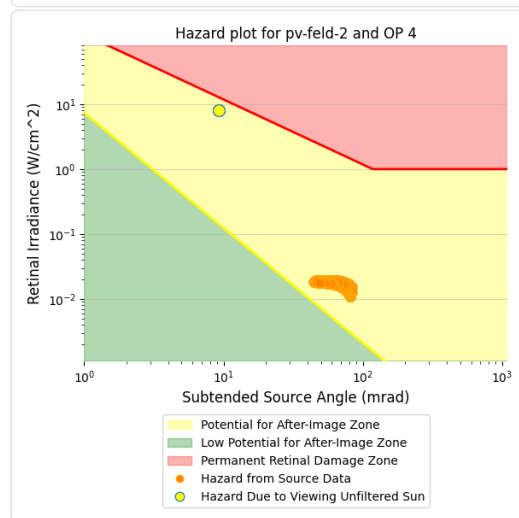
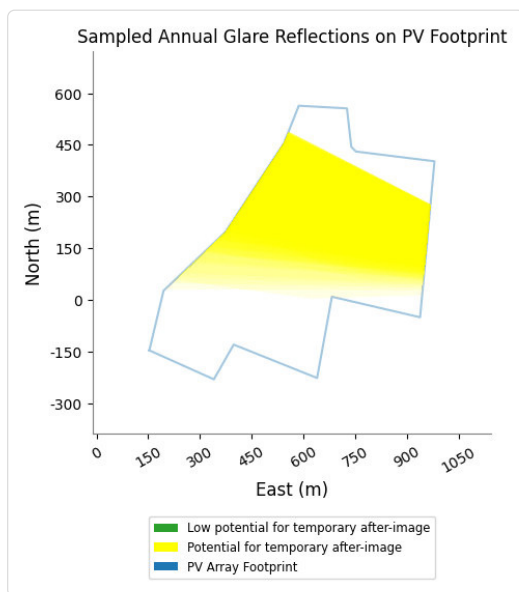
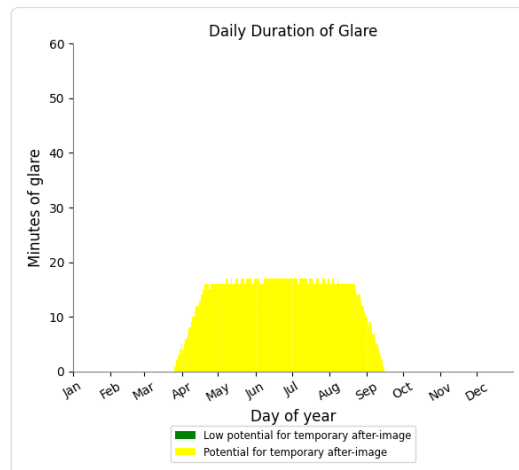
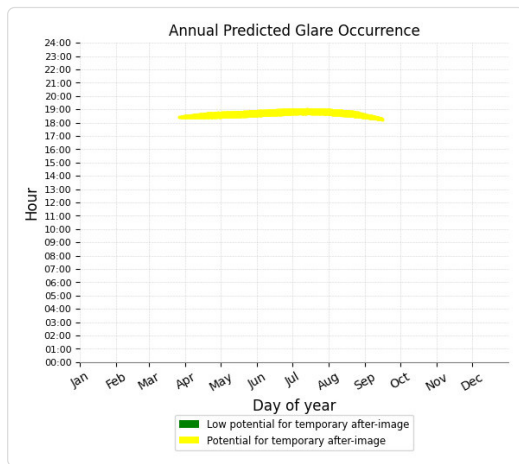
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

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

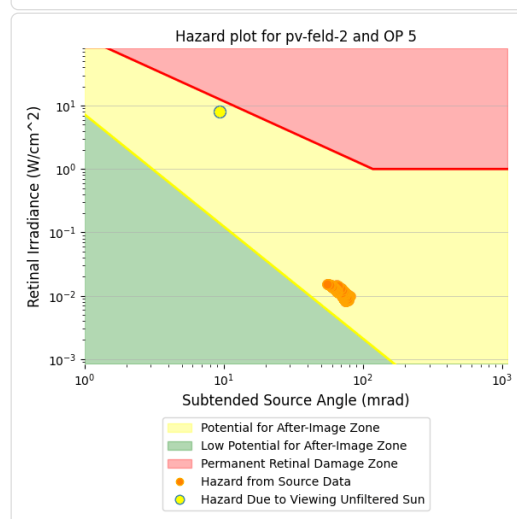
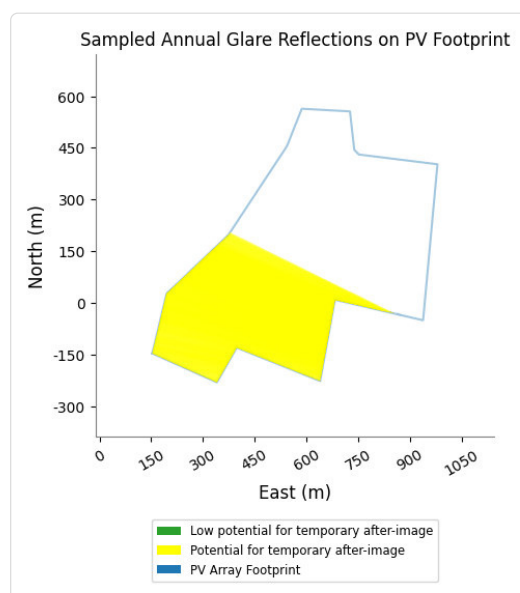
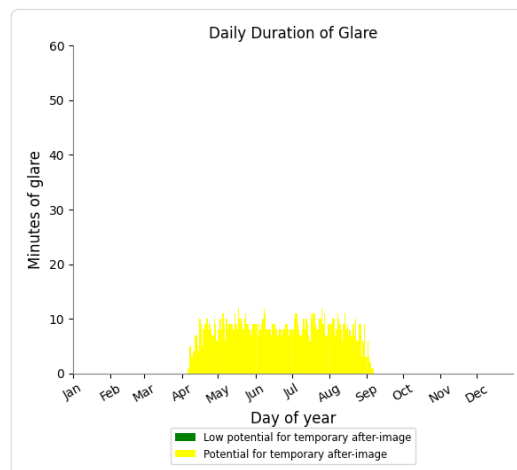
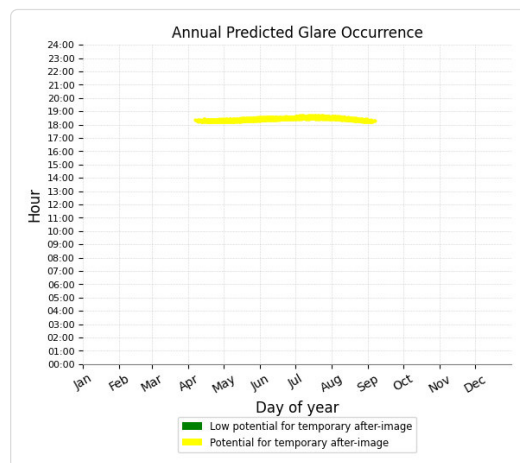
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,456 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,240 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.

	Corneal Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sie (1)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2022-03-14 06:44:00	0,01944	541,4883	2	0,502194	0,015424	0,090277	0,1	95,1	0,996	-0,089	0,001	-0,996	0,068	0,059		24. Apr.	2	06:18	06:19	27.04.2022	16.08.2022	18	1570	06:00	06:25	
2022-03-15 06:42:00	0,018591	542,1616	2	0,514386	0,015818	0,085632	0,1	94,5	0,997	-0,078	0,001	-0,997	0,059	0,051		25. Apr.	2	06:17	06:18							
2022-03-15 06:43:00	0,019243	544,5878	2	0,502871	0,015533	0,089146	0,2	94,7	0,997	-0,082	0,004	-0,997	0,06	0,056		26. Apr.	4	06:15	06:18							
2022-03-16 06:39:00	0,017114	540,4241	2	0,526882	0,01615	0,078439	0,1	93,9	0,998	-0,067	0,001	-0,998	0,051	0,044		27. Apr.	6	06:13	06:18							
2022-03-16 06:40:00	0,017919	542,8396	2	0,515079	0,015859	0,08294	0,2	94	0,998	-0,071	0,004	-0,998	0,052	0,048		28. Apr.	7	06:12	06:18							
2022-03-16 06:41:00	0,018852	545,2507	2	0,503541	0,015572	0,087616	0,4	94,2	0,997	-0,074	0,007	-0,997	0,052	0,053		29. Apr.	8	06:09	06:16							
2022-03-17 06:42:00	0,01935	547,6573	2	0,492263	0,015291	0,090539	0,5	94,4	0,997	-0,077	0,009	-0,997	0,053	0,057		30. Apr.	9	06:08	06:16							
2022-03-17 06:37:00	0,016859	541,1211	2	0,53969	0,016564	0,075541	0	93,2	0,998	-0,056	0,001	-0,998	0,042	0,037		1. Mai.	11	06:06	06:16							
2022-03-17 06:38:00	0,017086	543,5215	2	0,527592	0,016264	0,07782	0,2	93,4	0,998	-0,059	0,004	-0,998	0,043	0,041		2. Mai.	12	06:05	06:16							
2022-03-17 06:39:00	0,017349	545,9176	2	0,515767	0,01597	0,080198	0,4	93,6	0,998	-0,063	0,006	-0,998	0,044	0,045		3. Mai.	13	06:03	06:15							
2022-03-17 06:40:00	0,018382	548,3092	2	0,504208	0,01568	0,085455	0,5	93,8	0,998	-0,066	0,009	-0,998	0,045	0,05		4. Mai.	14	06:02	06:15							
2022-03-17 06:41:00	0,019106	550,6963	2	0,492909	0,015396	0,08926	0,7	94	0,998	-0,069	0,012	-0,998	0,045	0,054		5. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-17 06:42:00	0,019478	553,0789	2	0,481865	0,015116	0,091711	0,8	94,2	0,997	-0,073	0,015	-0,997	0,046	0,058		6. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-18 06:35:00	0,016576	541,8207	2	0,552816	0,016989	0,072436	0	92,6	0,999	-0,045	0,001	-0,999	0,034	0,029		7. Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-18 06:36:00	0,016892	544,2063	2	0,540417	0,016681	0,075168	0,2	92,8	0,999	-0,048	0,003	-0,999	0,035	0,034		8. Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-18 06:37:00	0,017101	546,5875	2	0,528298	0,016378	0,077384	0,4	93	0,999	-0,052	0,006	-0,999	0,035	0,038		9. Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-18 06:38:00	0,017277	548,9642	2	0,516452	0,01608	0,079419	0,5	93,1	0,998	-0,055	0,009	-0,998	0,036	0,042		10. Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-18 06:39:00	0,017651	551,3366	2	0,504872	0,015788	0,082205	0,7	93,3	0,998	-0,058	0,012	-0,998	0,037	0,046		11. Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-18 06:40:00	0,018732	553,7045	2	0,493554	0,0155	0,087499	0,8	93,5	0,998	-0,062	0,015	-0,998	0,038	0,051		12. Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-18 06:41:00	0,019289	556,0679	2	0,48249	0,015217	0,090644	1	93,7	0,998	-0,065	0,017	-0,998	0,039	0,055		13. Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-19 06:33:00	0,016126	542,522	2	0,566266	0,017424	0,06846	0	91,9	0,999	-0,034	0,001	-0,999	0,025	0,022		14. Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-19 06:34:00	0,016604	544,8929	2	0,553561	0,017108	0,07204	0,2	92,1	0,999	-0,037	0,003	-0,999	0,026	0,026		15. Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-19 06:35:00	0,016919	547,2594	2	0,541142	0,016797	0,074779	0,3	92,3	0,999	-0,04	0,006	-0,999	0,027	0,031		16. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:36:00	0,017132	549,6215	2	0,529002	0,016491	0,077702	0,5	92,5	0,999	-0,044	0,009	-0,999	0,028	0,035		17. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:37:00	0,017277	551,9792	2	0,517136	0,01619	0,078937	0,7	92,7	0,999	-0,047	0,012	-0,999	0,029	0,039		18. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:38:00	0,017428	554,3325	2	0,505537	0,015894	0,08085	0,8	92,9	0,999	-0,05	0,014	-0,999	0,029	0,043		19. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:39:00	0,018148	556,6814	2	0,494199	0,015604	0,084918	1	93,1	0,998	-0,054	0,017	-0,998	0,03	0,048		20. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:40:00	0,018989	559,0259	2	0,483117	0,015318	0,089187	1,1	93,3	0,998	-0,057	0,02	-0,998	0,031	0,052		21. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-19 06:41:00	0,01941	561,3659	2	0,472284	0,015037	0,091822	1,3	93,5	0,998	-0,06	0,023	-0,998	0,032	0,056		22. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:31:00	0,016071	543,2241	2	0,56703	0,017471	0,067996	0,2	91,5	1	-0,026	0,003	-1	0,018	0,019		23. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:32:00	0,016559	545,5804	2	0,554305	0,017153	0,071641	0,3	91,7	1	-0,029	0,006	-1	0,019	0,023		24. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-20 06:33:00	0,01688	547,9323	2	0,541866	0,01684	0,074422	0,5	91,9	0,999	-0,032	0,009	-0,999	0,019	0,028		25. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-20 06:34:00	0,017089	550,2799	2	0,529707	0,016533	0,076654	0,7	92,1	0,999	-0,036	0,012	-0,999	0,02	0,032		26. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-20 06:35:00	0,017227	552,6232	2	0,517821	0,01623	0,078553	0,8	92,2	0,999	-0,039	0,014	-0,999	0,021	0,036		27. Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-20 06:36:00	0,017328	554,9621	2	0,506203	0,015933	0,080276	1	92,4	0,999	-0,043	0,017	-0,999	0,022	0,04		28. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:37:00	0,017492	557,2967	2	0,494847	0,015642	0,082224	1,1	92,6	0,999	-0,046	0,02	-0,999	0,022	0,045		29. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:38:00	0,018448	559,6268	2	0,483746	0,015355	0,08711	1,3	92,8	0,999	-0,049	0,023	-0,999	0,023	0,049		30. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:39:00	0,019092	561,9525	2	0,472895	0,015073	0,090599	1,5	93	0,998	-0,053	0,025	-0,998	0,024	0,053		31. Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-20 06:40:00	0,019397	564,2738	2	0,462289	0,014795	0,092822	1,6	93,2	0,998	-0,056	0,028	-0,998	0,025	0,058		1. Jun.	12	06:00	06:11							
2022-03-21 06:30:00	0,016084	546,2679	2	0,567793	0,017592	0,067528	0,3	91	1	-0,018	0,006	-1	0,01	0,016		2. Jun.	12	06:00	06:11							
2022-03-21 06:31:00	0,016584	548,6054	2	0,555049	0,017271	0,071242	0,5	91,2	1	-0,021	0,009	-1	0,011	0,02		3. Jun.	12	06:00	06:11							
2022-03-21 06:32:00	0,016911	550,9387	2	0,542591	0,016955	0,074058	0,6	91,4	1	-0																

	Cornel Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite 4	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5	
2022-04-06 18:22:00	0,012114	596,2701		2	0,453732	0,015345	0,055845	4,4	274	-0,995	0,07	0,077	0,995	-0,103	0,014	23. Apr.	1	18:12	18:12	27.04.2022	16.08.2022		12	965	18:13	18:41	
2022-04-07 18:18:00	0,011661	607,6531		2	0,406088	0,013996	0,060232	5,4	273,5	-0,994	0,061	0,094	0,994	-0,107	0,033	24. Apr.	2	18:13	18:14								
2022-04-08 18:16:00	0,01149	614,7896		2	0,389012	0,013565	0,061557	5,8	273,6	-0,993	0,062	0,102	0,993	-0,113	0,038	25. Apr.	3	18:13	18:15								
2022-04-08 18:17:00	0,011593	612,7757		2	0,397905	0,013829	0,060728	5,7	273,8	-0,993	0,065	0,099	0,993	-0,114	0,034	26. Apr.	3	18:13	18:15								
2022-04-08 18:18:00	0,011694	610,5777		2	0,406999	0,014099	0,059874	5,5	274	-0,993	0,069	0,096	0,993	-0,114	0,029	27. Apr.	5	18:14	18:18								
2022-04-08 18:19:00	0,011791	608,7358		2	0,416299	0,014373	0,058985	5,4	274,1	-0,993	0,072	0,093	0,993	-0,115	0,025	28. Apr.	7	18:14	18:20								
2022-04-08 18:20:00	0,011884	606,7099		2	0,42581	0,014653	0,05806	5,2	274,3	-0,993	0,075	0,091	0,993	-0,116	0,021	29. Apr.	6	18:13	18:21								
2022-04-09 18:15:00	0,011271	619,8225		2	0,372706	0,013103	0,062779	6,3	273,6	-0,992	0,063	0,11	0,992	-0,119	0,043	30. Apr.	6	18:13	18:21								
2022-04-09 18:17:00	0,011481	615,831		2	0,389933	0,01362	0,061169	6	274	-0,992	0,07	0,104	0,992	-0,12	0,035	1. Mai.	7	18:14	18:21								
2022-04-09 18:22:00	0,011966	605,7832		2	0,436526	0,014999	0,05671	5,2	275	-0,992	0,086	0,09	0,992	-0,124	0,014	2. Mai.	8	18:14	18:25								
2022-04-10 18:16:00	0,01131	620,8365		2	0,373637	0,013157	0,062727	6,4	274,1	-0,991	0,071	0,112	0,991	-0,126	0,04	3. Mai.	10	18:14	18:26								
2022-04-10 18:17:00	0,011369	618,8548		2	0,382169	0,013414	0,061599	6,3	274,3	-0,991	0,074	0,109	0,991	-0,127	0,036	4. Mai.	8	18:14	18:23								
2022-04-10 18:20:00	0,011826	612,8863		2	0,408936	0,014215	0,060113	5,8	274,8	-0,991	0,084	0,101	0,991	-0,129	0,023	5. Mai.	11	18:14	18:26								
2022-04-11 18:13:00	0,010965	629,6875		2	0,350086	0,012503	0,064302	7	273,9	-0,99	0,068	0,122	0,99	-0,131	0,05	6. Mai.	9	18:15	18:27								
2022-04-11 18:16:00	0,011287	623,814		2	0,374609	0,013254	0,061979	6,6	274,5	-0,99	0,078	0,114	0,99	-0,133	0,037	7. Mai.	6	18:14	18:23								
2022-04-11 18:18:00	0,011501	619,8786		2	0,391894	0,013778	0,060384	6,2	274,9	-0,99	0,085	0,109	0,99	-0,135	0,029	8. Mai.	10	18:14	18:26								
2022-04-11 18:19:00	0,011589	617,9051		2	0,400829	0,014048	0,05944	6,1	275,1	-0,99	0,088	0,106	0,99	-0,136	0,024	9. Mai.	8	18:14	18:27								
2022-04-12 18:12:00	0,010753	634,5231		2	0,335566	0,012077	0,065481	7,5	274	-0,989	0,069	0,13	0,989	-0,137	0,055	10. Mai.	9	18:14	18:27								
2022-04-12 18:13:00	0,010847	632,5888		2	0,343224	0,012315	0,06464	7,3	274,2	-0,989	0,072	0,127	0,989	-0,137	0,051	11. Mai.	9	18:15	18:27								
2022-04-12 18:14:00	0,010951	630,6506		2	0,351055	0,012557	0,063862	7,2	274,4	-0,989	0,076	0,125	0,989	-0,138	0,047	12. Mai.	9	18:15	18:27								
2022-04-12 18:15:00	0,011058	628,7085		2	0,359062	0,012804	0,063095	7	274,6	-0,989	0,079	0,122	0,989	-0,139	0,043	13. Mai.	9	18:15	18:25								
2022-04-12 18:16:00	0,011166	626,7624		2	0,36725	0,013055	0,062328	6,8	274,8	-0,989	0,082	0,119	0,989	-0,14	0,038	14. Mai.	8	18:15	18:27								
2022-04-12 18:18:00	0,011385	622,8586		2	0,384183	0,013572	0,060779	6,5	275,1	-0,99	0,089	0,114	0,99	-0,141	0,03	15. Mai.	11	18:15	18:28								
2022-04-12 18:19:00	0,011655	620,9008		2	0,392937	0,013838	0,061106	6,4	275,3	-0,99	0,092	0,111	0,99	-0,142	0,026	16. Mai.	9	18:16	18:28								
2022-04-13 18:14:00	0,01083	633,54		2	0,344219	0,012369	0,064173	7,4	274,6	-0,988	0,08	0,13	0,988	-0,145	0,048	17. Mai.	8	18:16	18:28								
2022-04-13 18:16:00	0,011193	629,6829		2	0,360087	0,01286	0,063705	7,1	275	-0,988	0,087	0,124	0,988	-0,146	0,039	18. Mai.	12	18:16	18:28								
2022-04-13 18:17:00	0,011159	627,7484		2	0,368291	0,013113	0,061923	7	275,2	-0,989	0,09	0,121	0,989	-0,147	0,035	19. Mai.	10	18:16	18:29								
2022-04-13 18:20:00	0,011599	621,9219		2	0,394024	0,013899	0,060364	6,5	275,8	-0,989	0,1	0,113	0,989	-0,149	0,022	20. Mai.	10	18:16	18:29								
2022-04-13 18:21:00	0,011644	619,9721		2	0,40299	0,014171	0,059118	6,3	276	-0,989	0,103	0,11	0,989	-0,15	0,018	21. Mai.	9	18:17	18:29								
2022-04-13 18:22:00	0,011763	618,0183		2	0,412157	0,014447	0,058371	6,2	276,1	-0,988	0,106	0,108	0,988	-0,151	0,014	22. Mai.	8	18:17	18:29								
2022-04-13 18:24:00	0,012047	614,0994		2	0,431114	0,015016	0,05717	5,9	276,5	-0,988	0,113	0,102	0,988	-0,152	0,006	23. Mai.	10	18:17	18:30								
2022-04-14 18:13:00	0,010635	638,31		2	0,330048	0,011949	0,065452	7,9	274,7	-0,987	0,081	0,137	0,987	-0,15	0,053	24. Mai.	11	18:18	18:31								
2022-04-14 18:16:00	0,011103	632,5763		2	0,353118	0,012669	0,064245	7,4	275,2	-0,987	0,091	0,129	0,987	-0,152	0,041	25. Mai.	9	18:18	18:30								
2022-04-14 18:19:00	0,011518	626,8077		2	0,377779	0,013431	0,06254	6,9	275,8	-0,988	0,101	0,121	0,988	-0,155	0,028	26. Mai.	9	18:18	18:31								
2022-04-14 18:20:00	0,011636	624,8771		2	0,386372	0,013694	0,061808	6,8	276	-0,988	0,104	0,118	0,988	-0,155	0,024	27. Mai.	8	18:19	18:31								
2022-04-14 18:24:00	0,013009	617,1167		2	0,422711	0,014796	0,064499	6,1	276,8	-0,987	0,117	0,107	0,987	-0,159	0,007	28. Mai.	7	18:19	18:31								
2022-04-15 18:12:00	0,010502	641,3689		2	0,323727	0,011776	0,065602	8,2	274,9	-0,986	0,085	0,142	0,986	-0,156	0,054	29. Mai.	8	18:19	18:32								
2022-04-15 18:15:00	0,010823	635,6682		2	0,346338	0,012487	0,063338	7,7	275,5	-0,986	0,095	0,134	0,986	-0,159	0,042	30. Mai.	9	18:19	18:32								
2022-04-15 18:17:00	0,011127	631,8483		2	0,362271	0,012983	0,062493	7,4	275,9	-0,987	0,101	0,128	0,987	-0,16	0,033	31. Mai.	9	18:19	18:32								
2022-04-15 18:19:00	0,011388	628,013		2	0,378927	0,013497	0,06124	7,1	276,2	-0,987	0,108	0,123	0,987	-0,162	0,025	1. Jun.	9	18:20	18:33								
2022-04-16 18:12:00	0,010475	644,171		2	0,31758	0,011603	0,066553	8,5	275,2	-0,985	0,089	0,147	0,985	-0,163	0,056	2. Jun.	9	18:20	18:32								
2022-04-16 18:13:00	0,010529	642,2898		2	0,324805	0,011832	0,065432	8,3	275,3	-0,985	0,092	0,144	0,985	-0,163	0,051	3. Jun.	7	18:20	18:32								
2022-04-16 18:14:00	0,010589	640,4046		2	0,332192	0,012066	0,064355	8,1	275,5	-0,985	0,096	0,142	0,985	-0,164	0,047	4. Jun.	9	18:20	18:32								
2022-04-16 18:15:00	0,010724	638,5156		2	0,339744	0,012304	0,063813	8	275,7	-0,985	0,099	0,139	0,985	-0,165	0,043	5. Jun.	8	18:21	18:34								
2022-04-16 18:16:00	0,010914	636,6228		2	0,347466	0,012546	0,063662	7,8	275,9	-0,985	0,102	0,136	0,985	-0,166	0,039	6. Jun.	9	18:21	18:34								
2022-04-16 18:17:00	0,011179	634,7261		2	0,355361	0,012793	0,064019	7,7	276,1	-0,985	0,105	0,133	0,985	-0,166	0,034	7. Jun.	10	18:22	18:35								
2022-04-16 18:18:00	0,011246	632,8256		2	0,363433	0,013045	0,062956	7,5	276,3	-0,985	0,109	0,131	0,985	-0,167	0,03	8. Jun.	12	18:22	18:35								
2022-04-16 18:19:00	0,011325	630,9212		2	0,371685	0,013301	0,061971	7,3	276,5	-0,985	0,112	0,128	0,985	-0,168	0,026	9. Jun.	11	18:22	18:35								
2022-04-16 18:20:00	0,011689	629,013		2	0,380122	0,013561	0,062936	7,2	276,7	-0,985	0,115	0,125	0,985	-0,169	0,022	10. Jun.	8	18:22	18:33								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 5:

965 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

663 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

302 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

12 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1241 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

[illegible]

	Cornel Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Size (m²)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
2022-04-12 18:22:00	0,009207	615,0212	2	0,420389	0,014664	0,035818	5,9	275,9	-0,989	0,102	0,103	0,989	-0,144	0,013		1. Mai.	1	18:24	18:24	04.05.2022	08.08.2022	18	1563	18:24	18:55	
2022-04-12 18:23:00	0,009308	613,048	2	0,429957	0,01495	0,035041	5,7	276,1	-0,989	0,106	0,1	0,989	-0,145	0,009		2. Mai.	2	18:24	18:25							
2022-04-12 18:24:00	0,009407	611,0709	2	0,43974	0,015241	0,034224	5,6	276,3	-0,989	0,109	0,097	0,989	-0,146	0,004		3. Mai.	4	18:24	18:27							
2022-04-12 18:25:00	0,009502	609,0901	2	0,449742	0,015537	0,033368	5,4	276,5	-0,989	0,112	0,094	0,989	-0,147	0		4. Mai.	5	18:24	18:28							
2022-04-12 18:26:00	0,009594	607,1054	2	0,459968	0,015839	0,032466	5,3	276,7	-0,989	0,116	0,092	0,989	-0,147	-0,004		5. Mai.	6	18:25	18:30							
2022-04-13 18:23:00	0,009227	616,0776	2	0,421522	0,014729	0,035609	6	276,3	-0,988	0,11	0,105	0,988	-0,151	0,01		6. Mai.	7	18:25	18:31							
2022-04-13 18:24:00	0,009328	614,1163	2	0,431105	0,015016	0,03483	5,9	276,5	-0,988	0,113	0,102	0,988	-0,152	0,006		7. Mai.	8	18:24	18:31							
2022-04-13 18:25:00	0,009427	612,1152	2	0,440903	0,015308	0,034013	5,7	276,7	-0,988	0,116	0,099	0,988	-0,153	0,001		8. Mai.	10	18:24	18:33							
2022-04-13 18:26:00	0,009523	610,1823	2	0,45092	0,015606	0,033158	5,5	276,9	-0,988	0,12	0,097	0,988	-0,154	-0,003		9. Mai.	10	18:25	18:34							
2022-04-13 18:27:00	0,009615	608,2096	2	0,461162	0,015908	0,032256	5,4	277,1	-0,988	0,123	0,094	0,988	-0,154	-0,007		10. Mai.	12	18:25	18:36							
2022-04-14 18:23:00	0,009144	619,0792	2	0,413314	0,014513	0,036141	6,3	276,6	-0,987	0,114	0,11	0,987	-0,158	0,011		11. Mai.	13	18:25	18:37							
2022-04-14 18:24:00	0,009247	617,1334	2	0,422702	0,014796	0,035395	6,1	276,8	-0,987	0,117	0,107	0,987	-0,159	0,007		12. Mai.	14	18:25	18:38							
2022-04-14 18:25:00	0,009348	615,1838	2	0,432301	0,015084	0,034613	6	277	-0,987	0,12	0,104	0,987	-0,159	0,002		13. Mai.	14	18:26	18:39							
2022-04-14 18:26:00	0,009448	613,2305	2	0,442115	0,015377	0,0338	5,8	277,1	-0,987	0,124	0,102	0,987	-0,16	-0,002		14. Mai.	16	18:26	18:41							
2022-04-14 18:27:00	0,009544	611,2734	2	0,452147	0,015676	0,032944	5,7	277,3	-0,987	0,127	0,099	0,987	-0,161	-0,006		15. Mai.	17	18:26	18:42							
2022-04-14 18:28:00	0,009636	609,3126	2	0,462405	0,01598	0,032042	5,5	277,5	-0,987	0,13	0,096	0,987	-0,162	-0,01		16. Mai.	18	18:26	18:43							
2022-04-15 18:22:00	0,009062	622,248	2	0,405327	0,014305	0,036638	6,6	276,8	-0,986	0,118	0,115	0,986	-0,164	0,012		17. Mai.	18	18:26	18:43							
2022-04-15 18:23:00	0,009167	620,3132	2	0,414526	0,014584	0,035922	6,4	277	-0,986	0,121	0,112	0,986	-0,165	0,008		18. Mai.	17	18:27	18:43							
2022-04-15 18:24:00	0,009271	618,3746	2	0,423931	0,014869	0,035173	6,3	277,2	-0,986	0,125	0,109	0,986	-0,166	0,004		19. Mai.	17	18:27	18:43							
2022-04-15 18:25:00	0,009373	616,4323	2	0,433546	0,015158	0,034397	6,1	277,4	-0,986	0,128	0,106	0,986	-0,166	-0,001		20. Mai.	17	18:27	18:43							
2022-04-15 18:26:00	0,009472	614,4862	2	0,443376	0,015453	0,033582	6	277,6	-0,986	0,131	0,104	0,986	-0,167	-0,005		21. Mai.	18	18:27	18:44							
2022-04-15 18:27:00	0,009569	612,5363	2	0,453425	0,015753	0,032728	5,8	277,8	-0,986	0,134	0,101	0,986	-0,168	-0,009		22. Mai.	18	18:27	18:44							
2022-04-15 18:28:00	0,009662	610,5828	2	0,463698	0,016058	0,031829	5,6	278	-0,986	0,138	0,098	0,986	-0,169	-0,013		23. Mai.	17	18:28	18:44							
2022-04-16 18:22:00	0,008976	625,2018	2	0,397558	0,014098	0,037108	6,9	277,1	-0,985	0,122	0,12	0,985	-0,17	0,013		24. Mai.	17	18:29	18:45							
2022-04-16 18:23:00	0,009084	623,2823	2	0,406573	0,014373	0,036426	6,7	277,2	-0,985	0,125	0,117	0,985	-0,171	0,009		25. Mai.	17	18:29	18:45							
2022-04-16 18:24:00	0,00919	621,3591	2	0,415789	0,014653	0,035714	6,6	277,4	-0,985	0,129	0,114	0,985	-0,172	0,005		26. Mai.	18	18:29	18:46							
2022-04-16 18:25:00	0,009295	619,4321	2	0,425211	0,014939	0,034974	6,4	277,6	-0,985	0,132	0,111	0,985	-0,173	0,001		27. Mai.	18	18:29	18:46							
2022-04-16 18:26:00	0,009397	617,5014	2	0,434843	0,01523	0,034201	6,2	277,8	-0,985	0,135	0,109	0,985	-0,173	-0,004		28. Mai.	18	18:29	18:46							
2022-04-16 18:27:00	0,009497	615,5669	2	0,44469	0,015526	0,033389	6,1	278	-0,985	0,138	0,106	0,985	-0,174	-0,008		29. Mai.	17	18:30	18:46							
2022-04-16 18:28:00	0,009594	613,6287	2	0,454755	0,015827	0,032536	5,9	278,2	-0,985	0,142	0,103	0,985	-0,175	-0,012		30. Mai.	17	18:30	18:46							
2022-04-17 18:23:00	0,009002	626,226	2	0,398838	0,014166	0,036923	7	277,5	-0,984	0,129	0,122	0,984	-0,177	0,01		31. Mai.	18	18:30	18:47							
2022-04-17 18:24:00	0,00911	624,3179	2	0,407871	0,014443	0,036242	6,8	277,7	-0,984	0,133	0,119	0,984	-0,178	0,006		1. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-04-17 18:25:00	0,009217	622,4061	2	0,417105	0,014725	0,035533	6,7	277,9	-0,984	0,136	0,116	0,984	-0,179	0,002		2. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-04-17 18:26:00	0,009322	620,4905	2	0,426544	0,015011	0,034795	6,5	278,1	-0,984	0,139	0,113	0,984	-0,18	-0,003		3. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-04-17 18:27:00	0,009425	618,5713	2	0,436193	0,015304	0,034002	6,4	278,2	-0,984	0,142	0,111	0,984	-0,18	-0,007		4. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-04-17 18:28:00	0,009525	616,6483	2	0,446057	0,015601	0,033207	6,2	278,4	-0,983	0,146	0,108	0,983	-0,181	-0,011		5. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-04-17 18:29:00	0,009622	614,7217	2	0,45614	0,015904	0,032353	6	278,6	-0,983	0,149	0,105	0,983	-0,182	-0,015		6. Jun.	17	18:32	18:48							
2022-04-18 18:23:00	0,008919	629,1449	2	0,391317	0,013964	0,037402	7,3	277,7	-0,983	0,133	0,126	0,983	-0,183	0,011		7. Jun.	17	18:33	18:49							
2022-04-18 18:24:00	0,009029	627,2518	2	0,400171	0,014237	0,036748	7,1	277,9	-0,983	0,137	0,124	0,983	-0,184	0,007		8. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-04-18 18:25:00	0,009138	625,355	2	0,409222	0,014515	0,036066	6,9	278,1	-0,983	0,14	0,121	0,983	-0,185	0,003		9. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-04-18 18:26:00	0,009245	623,4545	2	0,418474	0,014798	0,03536	6,8	278,3	-0,983	0,143	0,118	0,983	-0,186	-0,001		10. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-04-18 18:27:00	0,00935	621,5503	2	0,427932	0,015086	0,03462	6,6	278,5	-0,982	0,146	0,115	0,982	-0,186	-0,006		11. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-04-18 18:28:00	0,009453	619,6425	2	0,437599	0,015379	0,033844	6,5	278,7	-0,982	0,15	0,113	0,982	-0,187	-0,01		12. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-04-18 18:29:00	0,009554	617,731	2	0,447481	0,015678	0,03303	6,3	278,9	-0,982	0,153	0,11	0,982	-0,188	-0,014		13. Jun.	18	18:34	18:51							
2022-04-18 18:30:00	0,009651	615,8158	2	0,457582	0,015982	0,032171	6,2	279	-0,982	0,156	0,107	0,982	-0,189	-0,018		14. Jun.	18	18:34	18:51							
2022-04-19 18:22:00	0,008863	633,9144	2	0,384006	0,013807	0,037861	7,5	278	-0,982	0,137	0,131	0,982	-0,189	0,012		15. Jun.	18	18:34	18:51							
2022-04-19 18:23:00	0,008975	632,0399	2	0,392686	0,014077	0,037231	7,4	278,1	-0,982	0,14	0,128	0,982	-0,19	0,008		16. Jun.	18	18:34	18:51							
2022-04-19 18:24:00	0,009085	630,1617	2	0,401559	0,014352	0,036575	7,2	278,3	-0,982	0,144	0,126	0,982	-0,191	0,004		17. Jun.	18	18:35	18:52							
2022-04-19 18:25:00	0,009195	628,2798	2	0,410629	0,014633	0,035896	7,1	278,5	-0,981	0,147	0,123	0,981	-0,192	0		18. Jun.	18	18:35	18:52							

Potentielle Reflexionen
Max. Minuten pro Tag

Datum	Minuten
1. Mai.	1
8. Mai.	15
15. Mai.	1