

Blendgutachten Solarpark Hilpoltstein Lampersdorf

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Hilpoltstein Lampersdorf in Mittelfranken (Bayern)

SolPEG GmbH

Solar Power Expert Group Normannenweg 17-21 D-20537 Hamburg

- **©** +49 40 79 69 59 36
- **a** +49 40 79 69 59 38
- @ info@solpeg.com
- www.solpeg.com

Inhalt

1	Au	ttrag	3
	1.1	Beauftragung	3
	1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	
2	Sys	stembeschreibung	
	2.1	Standort Übersicht	4
	2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Err	nittlung der potentiellen Blendwirkung	8
	3.1	Rechtliche Hinweise	8
	3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
	3.3	Technische Parameter der PV Anlage	10
	3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
	3.5	Standorte für die Analyse	12
	3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Erg	gebnissegebnisse	16
	4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A9 südöstlich	17
	4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A9 nordöstlich	19
	4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße östlich	21
	4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße westlich	22
	4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Eismannsdorf	22
5	Zus	sammenfassung der Ergebnisse	23
6	Sch	nlussbemerkung	23
7	Anl	hang	23 - 38

© +49 40 79 69 59 36 a +49 40 79 69 59 38 o info@solpeg.com www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Lampersdorf

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage "Lampersdorf" für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A9 und der Bahnstrecke 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 "Lampersdorf" eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A9 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 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.

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI Lichtleitlinie 2012.pdf

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.

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des geplanten Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,2 km südlich der Ortschaft Lampesdorf in Mittelfranken (Bayern), ca. 3,5 km nordöstlich von Hilpoltstein. Östlich der Flächen verläuft die Bahnstreckstrecke Ingolstadt – Nürnberg (Tunnel) sowie die Autobahn A9. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich der Ortschaft Pierheim, ca. 3,5 km östlich von Hilpoltstein. Die Flä- chen ist überwiegend eben.
Koordinaten (Fläche Ost)	49.2143°N, 11.2226°O 430 m ü.N.N.
Abstand zur A9	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 470 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage westlich der A9 (schematisch)

- **(** +49 40 79 69 59 36
- +49 40 79 69 59 38
- @ info@solpeg.com
- www.solpeg.com



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

- **(**) +49 40 79 69 59 36
- +49 40 79 69 59 38
- @ info@solpeg.com
- www.solpeg.com

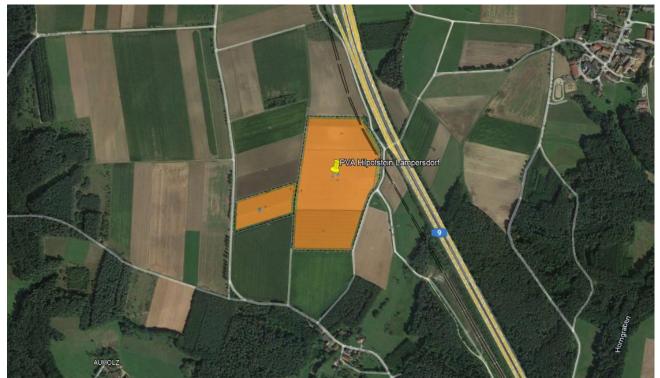


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Fläche Lampersdorf



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

(+49 40 79 69 59 36 (+49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

www.solpeg.com

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (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 den Verlauf der Autobahn A9 sowie Gebäude der Ortschaft Eismannsdorf östlich der Autobahn A9. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind insbesondere aufgrund der großen Entfernung unwahrscheinlich, der Standort wird dennoch untersucht.



Bild 2.2.1: Gebäude der Ortschaft Eismannsdorf östlich der A9 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

info@solpeg.com www.solpeg.com

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:

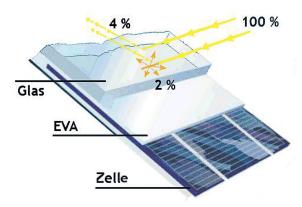


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

www.solpeg.com

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, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

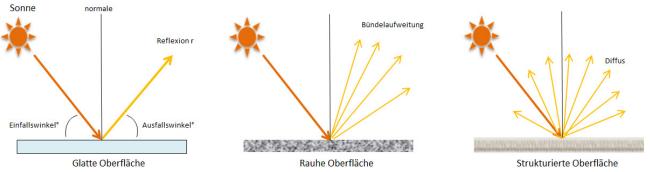


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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/POE
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die Neigung der Modultische beträgt 20°, Azimut beträgt 180° (Süden). Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

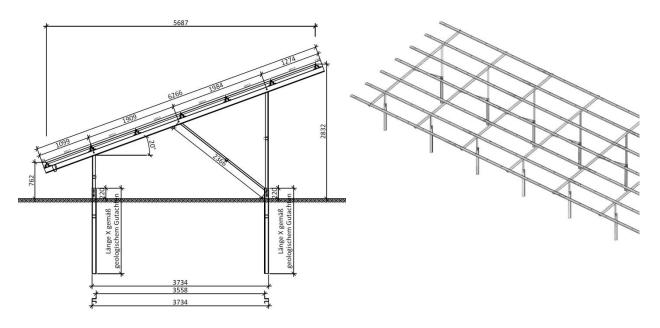


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,76 m, max. 2,83 m (Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Messpunkte auf der A9	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Messpunkte Eismannsdorf Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)



3.4 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

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

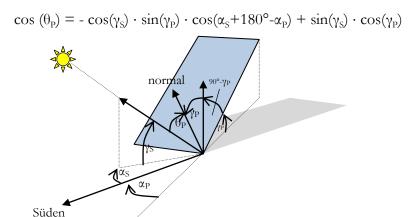


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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

Standorte für die Analyse 3.5

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 exemplarisch 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 von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lampersdorf wurden insgesamt 5 exemplarische Messpunkte festgelegt und die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der A9, 2 Messpunkte auf angrenzenden Straßen sowie 1 Messpunkt im Bereich der Ortschaft Eismannsdorf.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, 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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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



Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ 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.

⁵ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

www.solpeg.com



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. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 68 % 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 Tagesadaption 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 Labortories (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.

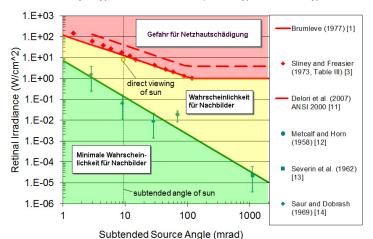


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁶ Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf

⁷ 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_2021_17.png

(\$\bigc\) +49 40 79 69 59 36 (\$\bigc\) +49 40 79 69 59 38 (\$\oing\) info@solpeg.com

www.solpeg.com

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lampersdorf wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien "Minimal" und "Gering" auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

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

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

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

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

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 A9 Südost	-	3207 ^w
P2 A9 Nordost	-	1060 ^w
P3 Straße östlich	-	4487 ^s
P4 Straße westlich	126 ^w	526 ^{WE}
P5 Gebäude Einsmannsdorf	-	-

 $^{{\}bf W}$ Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben. Die Simulation wurde auch mit anderen Modulneigungen durchgeführt (u.a. 15°) und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die PV Anlage mit einer Modulneigung zwischen 15° - 25° realisiert werden.

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

^{*} Summe der Reflexionen aus Osten und Westen

www.solpeg.com

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A9 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der A9 können bei der Fahrt Richtung Norden (Nürnberg) theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 19. April und dem 23. August in den Abendstunden zwischen 18:00 – 18:42 Uhr an max. 30 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit -37° bis -63° links (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen.

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 P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

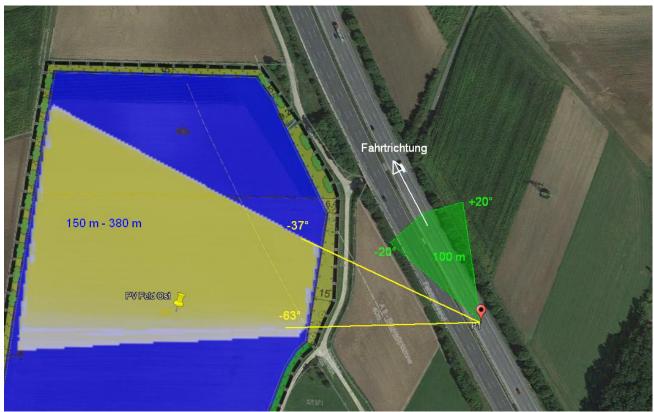


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden (Nürnberg) den relevanten Sichtwinkel. Im gelben/weißen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und somit sind keine Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer zu erwarten. Die rechnerisch ermittelten Zahlen in Tabelle 3 können nicht ohne Einschränkungen verwendet werden.

Reflexionen durch das PV Feld West sind nicht nachweisbar.

- **(**) +49 40 79 69 59 36
- (a) +49 40 79 69 59 38
- @ info@solpeg.com
- www.solpeg.com

Das folgende Foto aus 2017 zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die PV Fläche und evt. auch potentielle Reflexionen wären außerhalb des Bildes, nicht sichtbar.

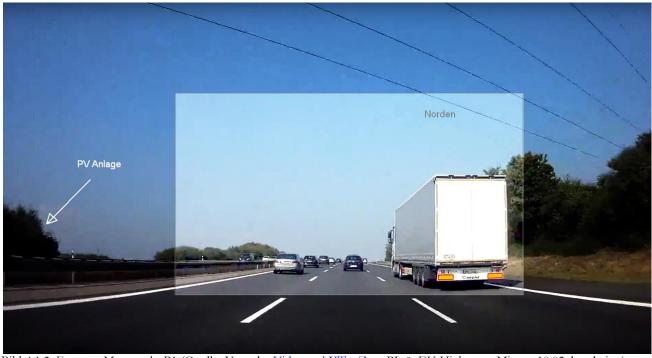


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video wzkXTugZsec PL & EU Highways, Minute 10:02, bearbeitet)

Ein Foto aus dem Jahr 2021, etwa an der selben Position, verdeutlicht, dass Bewuchs im Bereich des Fahrbahnrandes zugenommen hat.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Google StreetView, Manfred Schmid, 2021, Ausschnitt)

www.solpeg.com

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A9 nordöstlich

Am Messpunkt P2 auf der A9 können bei der Fahrt Richtung Norden (Nürnberg) an insgesamt 1060 Minuten pro Jahr und an 5 bis max. 28 Minuten pro Tag⁸ Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

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

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
13. April	11. Mai	27	526	17:51	18:19
01. August	30. August	28	534	17:51	18:28

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

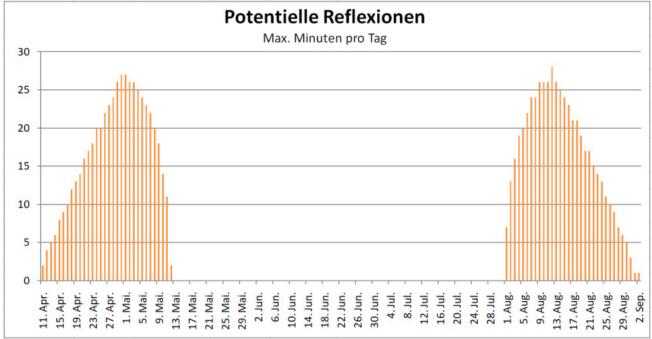
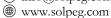


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

⁸ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)



Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist aber auch hier der Umstand, dass die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Die folgende Skizze verdeutlicht diesen Aspekt.

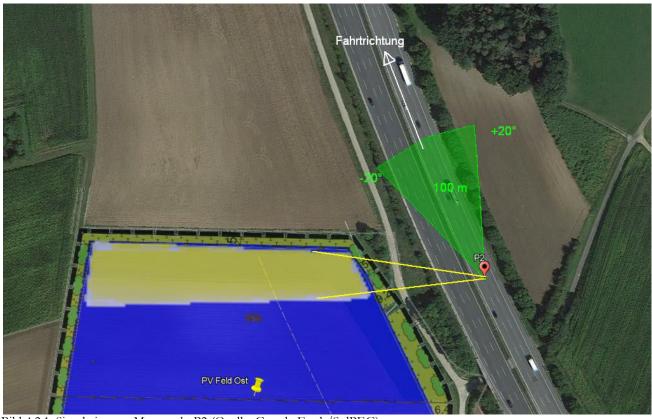


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden (Nürnberg) den relevanten Blickwinkel (Fahrtrichtung +/-20°). Im gelben/weißen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Der Bereich liegt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

www.solpeg.com

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße östlich

Am Messpunkt P3 auf dem Wirtschaftsweg können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen 11. April und dem 31. August in den Abendstunden zwischen 17:47 – 18:42 Uhr an 5 bis max. 38 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Lt Planungsunterlagen ist an der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Da es sich zudem um eine sehr wenig befahrene Straße handelt kann eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung von (den überwiegend ortskundigen) Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3.

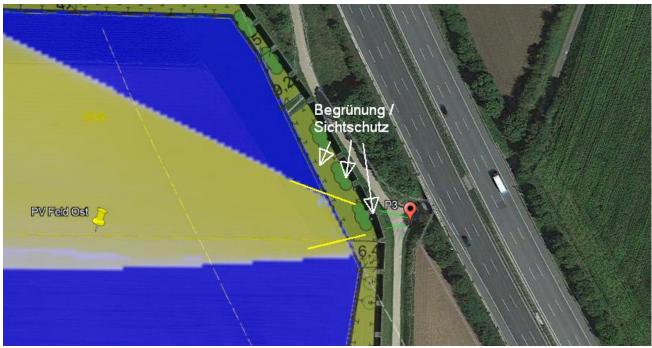


Bild 4.3.1 Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgenden Beispielbilder zeigen eine bewährte und bereits ausreichende Variante für eine Begrünung / Sichtschutz mit heimischen Gehölzen direkt nach Anpflanzung und auch mit Blattwerk.





Bild 4.3.2: Sichtschutzmaßnahme mit einheimischen Gehölzmischungen (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße westlich

Am Messpunkt P4 auf dem Wirtschaftsweg westlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Norden rein rechnerisch a insgesamt nur 526 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit +63° bis +86° rechts (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m) und daher sind Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen. 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 P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

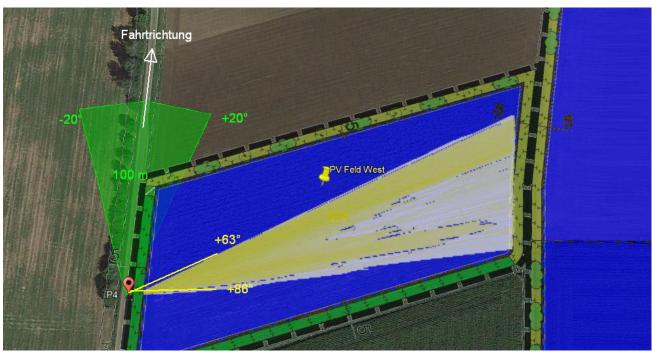


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden den relevanten Sichtwinkel. Im gelben/weißen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und somit sind keine Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer zu erwarten. Die ohnehin geringen Ergebnisse (siehe Tabelle 3) können nicht ohne Einschränkungen verwendet werden. Reflexionen durch das PV Feld Ost sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und aufgrund der großen Entfernung zu vernachlässigen.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Eismannsdorf

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Eismannsdorf wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf) und aufgrund der sehr großen Entfernung kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

() +49 40 79 69 59 36 () +49 40 79 69 59 38 () info@solpeg.com () www.solpeg.com

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage "Hilpoltstein Lampersdorf" kann als "geringfügig" klassifiziert⁹ 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 Lampersdorf 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. 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 festgelegten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Der fließende Verkehr auf der A9 wird durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Darüber hinaus ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Auf den wenig befahrenen angrenzenden Straßen (teils einstreifige Wirtschaftswege) können zwar rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen an der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Umliegende Gebäude der Ortschaft Eismannsdorf haben keinen direkten Sichtkontakt zur PV Anlage und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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.

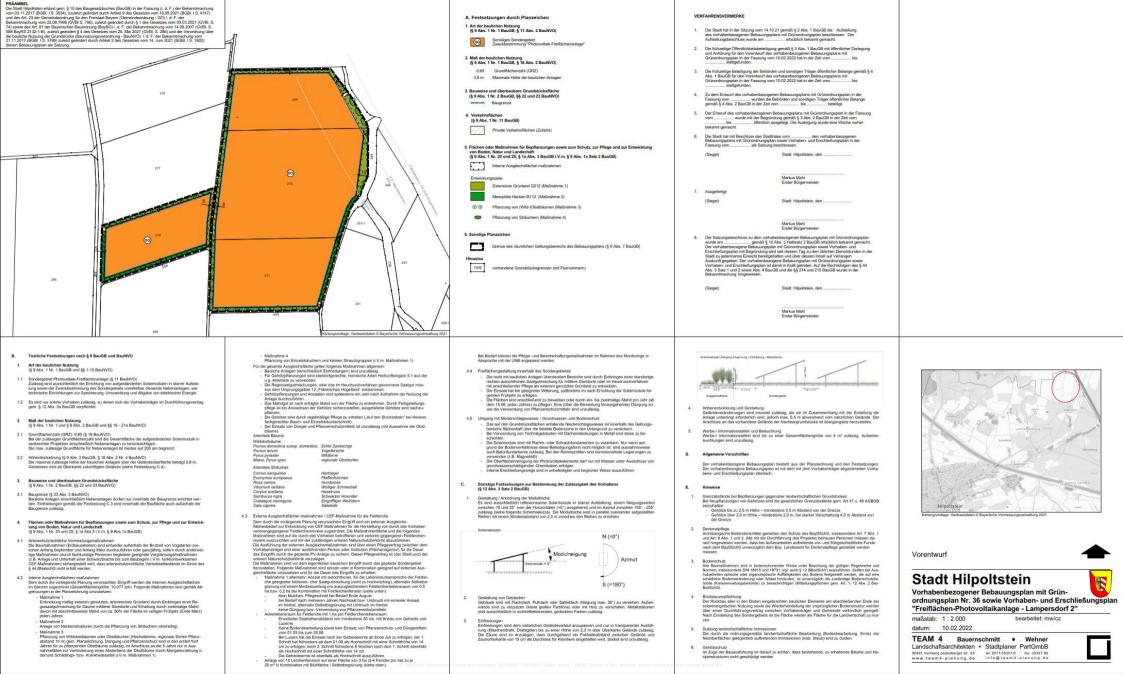
6 Schlussbemerkung

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 05.08.2022

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





PRODUCT: TSM-DEG21C,20

POWER RANGE: 640-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

~+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
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

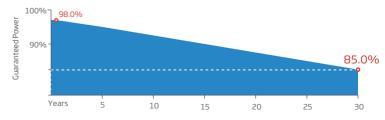
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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









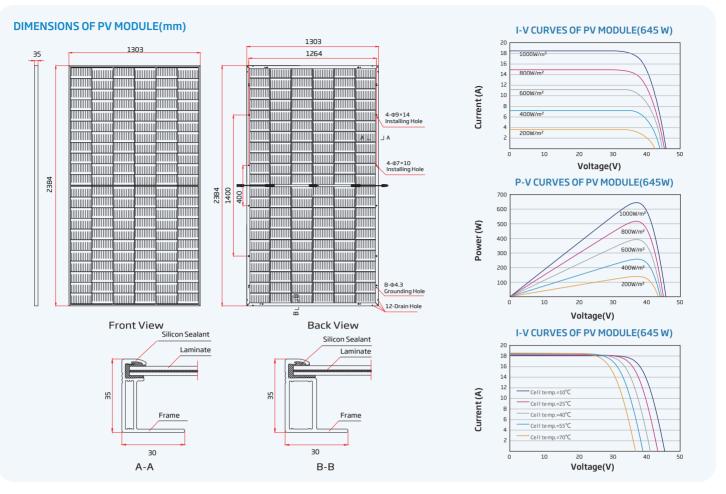


ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System





ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance-PMAX (W)			0 ~	+5		
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency n m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irrdiance 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 -PMAX (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (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-PMAX (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (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 PMAX	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	በ በ4%/°ር

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)

MAXIMUMRATINGS

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

PACKAGING CONFIGUREATION

Modules per box: 31 pieces

Modules per 40' container: 558 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Co.,Ltd, All rights reserved, Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2021_A

www.trinasolar.com



ForgeSolar

Lampersdorf Lampersdorf

Created Aug. 4, 2022 Updated Aug. 4, 2022 Time-step 1 minute Timezone offset UTC1 Site ID 73574.12974

Project type Advanced Project status: active Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 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	20.0	180.0	0	19,942	-
PV Feld West	20.0	180.0	3	3,029	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 111,602 m^2

Name: PV Feld Ost Footprint area: 91,877 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	49.215422	11.224582	430.78	1.90	432.68
2	49.215366	11.226943	429.90	1.90	431.80
3	49.214343	11.227758	428.31	1.90	430.21
4	49.213460	11.227543	427.72	1.90	429.62
5	49.212717	11.226943	428.90	1.90	430.80
6	49.211581	11.226428	426.30	1.90	428.20
7	49.211610	11.223960	427.28	1.90	429.18
8	49.212927	11.224046	430.36	1.90	432.26

Name: PV Feld West Footprint area: 19,725 m^2 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	49.212997	11.221331	430.11	1.90	432.01
2	49.213502	11.224003	430.85	1.90	432.75
3	49.212563	11.223885	430.04	1.90	431.94
4	49.212072	11.221203	427.31	1.90	429.21

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.213537	11.229386	428.34	2.00	430.34
OP 2	49.215198	11.227937	431.71	2.00	433.71
OP 3	49.214504	11.228088	429.63	0.00	429.63
OP 4	49.212435	11.221187	428.69	2.00	430.69
OP 5	49.216805	11.236200	429.70	2.00	431.70

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	20.0	180.0	0	19,942	-	
PV Feld West	20.0	180.0	3	3,029	-	

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	11	868	1628	1682	1611	1672	1709	1251	173	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	0	6	333	695	696	713	522	64	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	5361
OP: OP 2	0	3976
OP: OP 3	0	7846
OP: OP 4	0	2759
OP: OP 5	0	0

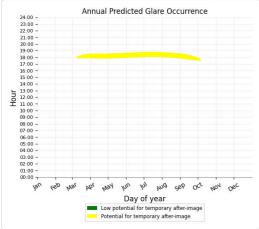
3 von 9

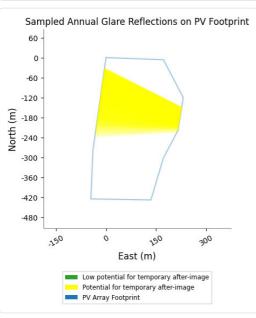
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

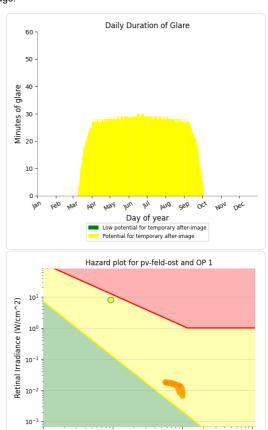
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

• 5,361 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







Subtended Source Angle (mrad) Potential for After-Image Zone

Hazard from Source Data
 Hazard Due to Viewing Unfiltered Sun

Low Potential for After-Image Zone
Permanent Retinal Damage Zone

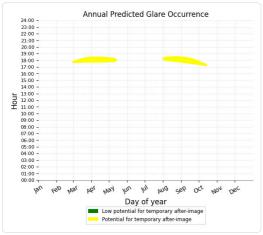
4 von 9

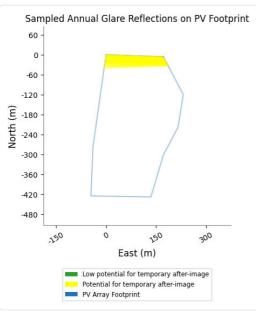
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

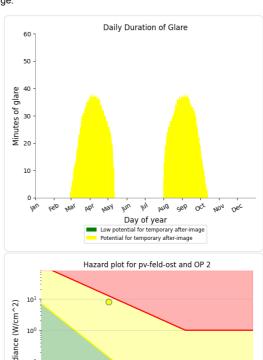
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

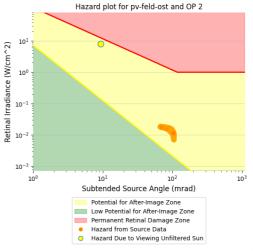
• 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

• 3,976 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







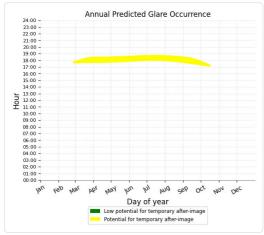


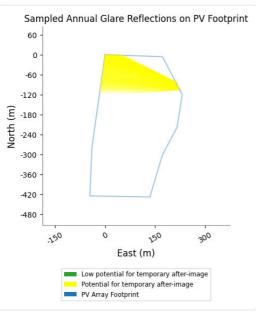
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

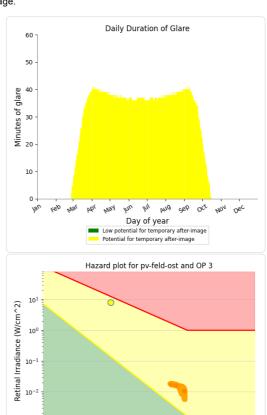
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

• 7,846 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







Subtended Source Angle (mrad) Potential for After-Image Zone

Hazard from Source DataHazard Due to Viewing Unfiltered Sun

Low Potential for After-Image Zone
Permanent Retinal Damage Zone

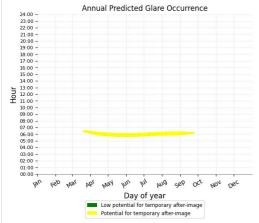
10

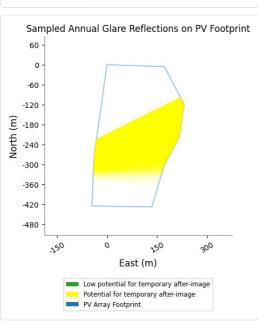
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

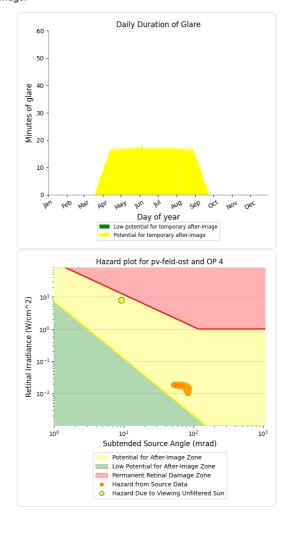
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

 2,759 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV Feld Ost - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld West potential temporary after-image

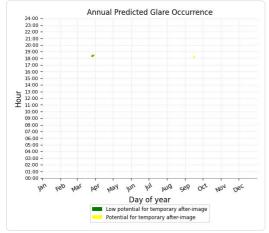
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	3	2
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	3027
OP: OP 5	0	0

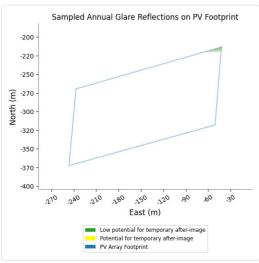
PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

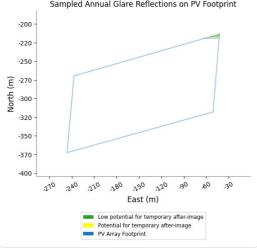
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

• 3 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

• 2 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





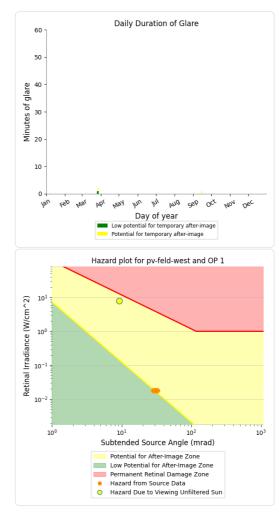


PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

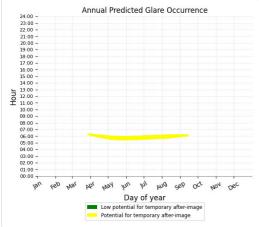
No glare found

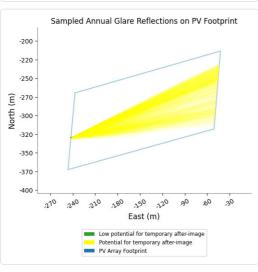


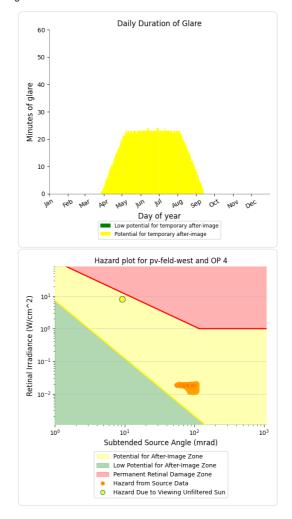
PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

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.
- 3,027 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV Feld West - OP Receptor (OP 5)

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	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected I	Reflected Sig	(4	Anzahl	200015	10007	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	A CONTRACT OF THE PARTY OF THE	WINDS NOTHINGS
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 20	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2022-03-09 18:02:00	0,017763	538,6177	2	0,449377	0,013728	0,091978	0,1	261,9	-0,99	-0,141	0,002	0,99	0,107	0,092	17. Apr.	1	18:00	18:00	19.04.2022	23.08.2022	3	0 3207	7 18:00 18:42	
2022-03-10 18:02:00	0,017725	543,0014	2	0,440248	0,013559	0,09264	0,4	262,1	-0,991	-0,137	0,007	0,991	0,1	0,094	18. Apr.	3	18:00	18:02						
2022-03-10 18:03:00	0,017771	540,5072	2	0,45038	0,013807	0,091638	0,3	262,3	-0,991	-0,134	0,005	0,991	0,099	0,089	19. Apr.	5	18:00	18:04				Potentielle R	eflexionen am Messpunkt	OP 1:
2022-03-10 18:04:00	0,017775	538,0082	2	0,460747	0,01406	0,090476	0,1	262,5	-0,991	-0,13	0,002	0,991	0,099	0,085	20. Apr.	5	18:01	18:05				3207	Minuten pro Jahr (Summ	e gesamt)
2022-03-11 18:02:00	0,017817	547,3011	2	0,44121	0,013696	0,092326	0,6	262,6	-0,992	-0,129	0,01	0,992	0,093	0,091	21. Apr.	7	18:00	18:06				2207	7 Minuten pro Jahr mit Sich	ntschutz durch Blattwerk (Juni-September)
2022-03-11 18:03:00	0,017848	544,8299	2	0,451374	0,013948	0,091259	0,4	262,8	-0,992	-0,126	0,007	0,992	0,092	0,086	22. Apr.	9	18:00	18:08				1000	Minuten pro Jahr ohne Si	chtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
2022-03-11 18:04:00	0,017827	542,3539	2	0,461774	0,014205	0,089995	0,2	263	-0,992	-0,123	0,004	0,992	0,091	0,082	23. Apr.	10	18:00	18:09				30	Minuten pro Tag (Max)	
2022-03-11 18:05:00	0,017745	539,8732	2	0,472417	0,014466	0,088494	0,1	263,1	-0,993	-0,119	0,001	0,993	0,091	0,078	24. Apr.	12	18:00	18:11						
2022-03-12 18:02:00	0,017763	551,5196	2	0,432203	0,01352	0,092962	0,9	262,8	-0,992	-0,125	0,015	0,992	0,086	0,092	25. Apr.	12	18:01	18:12					Parameter für Daten Bere	einigung (Datensatz mit 5362 Einträgen):
2022-03-12 18:03:00	0,017816	549,071	2	0,442166	0,01377	0,091976	0,7	263	-0,993	-0,121	0,012	0,993	0,085	0,087	26. Apr.	14	18:00	18:13					1.: Zeitraum zwischen 06	00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2022-03-12 18:04:00	0,017823	546,6177	2	0,452361	0,014025	0,090815	0,5	263,2	-0,993	-0,118	0,009	0,993	0,084	0,083	27. Apr.	15	18:00	18:14					2.: Sonnenstand über Ho	rizont ist min. 10" (Standard: min. 10")
	0,017775		2	0,462794	0,014284	0,089442	0,4	263,4	-0,993	-0,115	0,007	0,993	0,084	0,079	28. Apr.	17	18:00	18:16					3.: Dauer der Reflexion is	t min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2022-03-12 18:06:00	0,017661	541,6969	2	0,47347	0,014547	0,087806	0,2	263,6	-0,994	-0,112	0,004	0,994	0,083	0,075	29. Apr.	19	18:00	18:18						
2022-03-12 18:07:00				0,484395			0,1	263,8	-0,994	-0,108	0,001	0,994	0,082	0,07	30. Apr.	19	18:01	18:19						
	0,017693			0,423358			1,2	263,1	-0,993	-0,12	0,02	0,993	0,079	0,093	1. Mai.	20	18:01	18:20						
And the minimum terminal and accommodate		553,2331		0,433124		0,092631	1	263,3	-0,993	-0,117	0,018	0,993	0,078	0,089	2. Mai.	22	18:00	18:21					Potentielle Re	flexionen
	0,017797			0,443117	0,013843	0,091562	0,8	263,5	-0,993	-0,114	0,015	0,993	0,078	0,084	3. Mai.	23	18:00	18:22					Max. Minuten	
	0,017779			0,453344	0,0141	0,090302	0,7	263,7	-0,994	-0,11	0,012	0,994	0,077	0,08	4. Mai.	25	18:00	18:24		30			IVIDA. IVIIIIUCEII	pro rag
	0,017701			0,463808		0,088809	0,5	263,9	-0,994	-0,107	0,009	0,994	0,076	0,076	5. Mai.	25	18:01	18:25				Hbullmill.		III I I I I I I I I I I I I I I I I I
	0,017549			0,474516			0,4	264	-0,995	-0,104	0,006	0,995	0,076	0,071	6. Mai.	27	18:01	18:27		25				
2022-03-13 18:08:00		541,0315		0,485474			0,2	264,2	-0,995	-0,101	0,003	0,995	0,075	0,067	7. Mai.	28	18:01	18:28						
2022-03-13 18:09:00		538,5773		0,496688			0	264,4	-0,995	-0,097	0,001	0,995	0,074	0,063	8. Mai.	28	18:01	18:28		20				
	0,017606			0,414677			1,5	263,4	-0,993	-0,116	0,026	0,993	0,072	0,094	9. Mai.	29	18:01	18:29		20				
	0,017695			0,424249			1,3	263,5	-0,993	-0,112	0,023	0,993	0,071	0,09	10. Mai.		18:02	18:29		220				
2022-03-14 18:04:00	0,01775			0,434043			1,1	263,7	-0,994	-0,109	0,02	0,994	0,071	0,085	11. Mai.		18:02	18:29		15				
	0,017759			0,444066			1	263,9	-0,994	-0,106	0,017	0,994	0,07	0,081	12. Mai.		18:02	18:29		23	11			
	0,017714			0,454323			0,8	264,1	-0,995	-0,103	0,014	0,995	0,069	0,077	13. Mai.		18:02	18:29		10				
2022-03-14 18:07:00	0,0176	547,6549		0,464818			0,7	264,3 264,5	-0,995	-0,099 -0,096	0,011	0,995	0,069	0,073	14. Mai.		18:02 18:02	18:30 18:30						
	0,017401			0,475558			0,5		-0,995 -0.996	-0,096	0,005	0,995	0,068	0,064	15. Mai. 16. Mai.		18:02	18:30		5				
	0,017092			0,486548			0,3	264,7 264,9	-0,996	-0,093	0,003	0,996	0,067	0,064	15. Mai.		18:03	18:30		111				
	0,016044			0,509303		0,086458	0,2	265,1	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,067	0,055	18. Mai.		18:03	18:30		0	Щиции	щинийний		
	0.017504		2		0.012988		1.8	263,6	-0,998	-0,111	0.031	0,998	0,065	0,095	19. Mai.		18:03	18:31		ä	i i	15. 15.	E	1 2 2 2 2 2 2 2 2
	0,017504			0,415541	the state of the state of		1,6	263,8	-0,993	-0,111	0,031	0,993	0,065	0,095	20. Mai.		18:03	18:31		4	A. Apr.	Z	2 kg	26. Jun. 3. Jul. 10. Jul. 17.
	0.017611			0,42514			1,4	264	-0,994	-0,105	0,025	0,994	0,064	0,091	21. Mai.		18:03	18:31		H	* "	-		A
	0,017686			0,434963			1,3	264,2	-0,995	-0,103	0,023	0,995	0.063	0,082	22. Mai.		18:03	18:31						
and the second of the second o	0,017703			0,445014			1,1	264,4	-0,995	-0,098	0,022	0,995	0,062	0,078	23. Mai.		18:04	18:31						
	0.017624			0,4553			1	264,6	-0,995	-0,095	0,017	0,995	0,062	0,074	24. Mai.		18:04	18:31						
	0.017469			0,465826			0,8	264,8	-0,996	-0.091	0,014	0,996	0,061	0,069	25. Mai.		18:04	18:32						
	0,017214			0,476597			0,6	264,9	-0,996	-0,088	0,011	0,996	0,06	0,065	26. Mai.		18:04	18:32						
	0,016833			0.487618		0,082189	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,008	0,996	0,06	0,061	27. Mai.		18:04	18:32						
2022-03-15 18:10:00		542,1083	- 7	0,498897		0.078589	0,3	265,3	-0,997	-0,082	0,005	0,997	0.059	0,057	28. Mai.		18:04	18:32						
	0.015717			0,510438			0,1	265,5	-0.997	-0.078	0,003	0.997	0.058	0.052	29. Mai.		18:05	18:33						
	0,017511			0,406999		0.094299	1,9	264,1	-0.994	-0,103	0,033	0,994	0,058	0,092	30. Mai.		18:05	18:33						
	0,017604			0,416406			1,8	264,3	-0,995	-0,1	0,031	0,995	0,057	0,088	31. Mai.		18:05	18:33						
2022-03-16 18:04:00	0,01766			0,426032			1,6	264,4	-0,995	-0,097	0,028	0,995	0,056	0,083	1. Jun.	28	18:06	18:33						
	0,017669			0,435883		0,091296	1,4	264,6	-0,995	-0,093	0,025	0,995	0,056	0,079	2. Jun.	29	18:06	18:34						
		555,8234		0,445963		0,089913	1,3	264,8	-0,996	-0,09	0,022	0,996	0,055	0,075	3. Jun.	29	18:06	18:34						
2022-03-16 18:07:00				0,456278			1.1	265	-0,996	-0,087	0,019	0,996	0,054	0,071	4. Jun.	29	18:06	18:34						
2022 00 20 20 20 100 100	ojex/900			0,100270	OJUL TOEK	approdict 4	AJA	205	-1000	2,001	2,023	0,000	-1004	4,071	3011	- 27	20100	20104						

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected I	Reflected Sig	(4	Anzahl	200015	1000T	Zeitraum	Zeitraum	Minute	n Minu	ten im			Ce Start I	900000						
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 35	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitra	aum	Erste Zei	it Letzt	e Zeit	Mess	punkt OF	2				
2022-02-28 17:47:00	0,017653	540,784	2	0,367547	0,011274	0,103709	0,2	256,4	-0,972	-0,235	0,004	0,972	0,178	0,154	11. Apr.	2	17:51	17:52	13.04.2022	11.05.2022		27	526	17:5	1	18:19							
2022-02-28 17:48:00	0,01789	538,1445	2	0,375864	0,011472	0,103466	0	256,6	-0,973	-0,232	0,001	0,973	0,177	0,149	12. Apr.	4	17:51	17:54	01.08.2022	30.08.2022		28	534	17:5	1	18:28							
2022-03-01 17:47:00	0,017496	545,571	2	0,360235	0,011147	0,103849	0,5	256,7	-0,973	-0,231	0,009	0,973	0,171	0,155	13. Apr.	5	17:51	17:55															
2022-03-01 17:48:00	0,017738	542,9576	2	0,368396	0,011345	0,103622	0,3	256,8	-0,974	-0,228	0,006	0,974	0,171	0,151	14. Apr.	6	17:51	17:56				Poter	ntielle Re	flexionen	am Me	sspunkt	OP 2:						
2022-03-01 17:49:00	0,017975	540,3389	2	0,376747	0,011546	0,10337	0,2	257	-0,975	-0,224	0,003	0,975	0,17	0,147	15. Apr.	8	17:51	17:58					1060	Minuten	pro Jahr	(Summ	e gesam	nt)					
2022-03-01 17:50:00	0,018208	537,7149	2	0,385291	0,011751	0,103094	0	257,2	-0,975	-0,221	0	0,975	0,169	0,142	16. Apr.	9	17:52	18:00					534	Minuten	pro Jahr	mit Sich	htschutz	durch B	lattwerk	(Juni-Sep	tember)		
2022-03-02 17:47:00	0,017579	547,6906	2	0,361036	0,011215	0,103769	0,6	257,1	-0,975	-0,223	0,011	0,975	0,164	0,152	17. Apr.	10	17:51	18:00					526	Minuten	pro Jahr	ohne Si	ichtschu	tz durch	Blattwer	k (Oktobe	r-Mai)		
2022-03-02 17:48:00	0,01782	545,0896	2	0,36923	0,011415	0,10353	0,5	257,3	-0,975	-0,22	0,008	0,975	0,163	0,148	18. Apr.	12	17:51	18:02					28	Minuten	pro Tag	(Max)							
2022-03-02 17:49:00	0,018057	542,4833	2	0,377613	0,011619	0,103269	0,3	257,5	-0,976	-0,217	0,005	0,976	0,163	0,144	19. Apr.	13	17:52	18:04															
2022-03-02 17:50:00	0,01829	539,8718	2	0,386191	0,011825	0,102983	0,1	257,7	-0,977	-0,214	0,003	0,977	0,162	0,139	20. Apr.	14	17:52	18:05					1	Paramete	er für Dar	ten Bere	einigung	(Datens	atz mit 39	977 Einträ	igen):		
2022-03-03 17:47:00	0,017413	552,315	2	0,353784	0,011083	0,103908	0,9	257,3	-0,976	-0,219	0,016	0,976	0,158	0,153	21. Apr.	16	17:51	18:06						1.: Zeitrai	um zwiso	chen 06	:00 - 22:	00 Uhr (I	zw. Son	nenunter	gang)		
2022-03-03 17:48:00	0,017657	549,7394	2	0,361823	0,011282	0,103681	0,8	257,5	-0,976	-0,216	0,013	0,976	0,157	0,149	22. Apr.	17	17:52	18:08					3	2.: Sonne	enstand (über Ho	rizont is	t min. 10	" (Standa	erd: min.	10")		
2022-03-03 17:49:00	0,017898	547,1586	2	0,370048	0,011484	0,103434	0,6	257,7	-0,977	-0,213	0,01	0,977	0,156	0,145	23. Apr.	18	17:52	18:09						3.: Dauer	der Refl	lexion is	st min. 5	Minuter	pro Tag	(Standard	: min. 5	Minute	1)
2022-03-03 17:50:00	0,018135	544,5726	2	0,378464	0,01169	0,103163	0,4	257,9	-0,978	-0,21	0,008	0,978	0,156	0,141	24. Apr.	20	17:52	18:11															
	0,018367		2	0,387075	0,011899	0,102866	0,3	258,1	-0,978	-0,206	0,005	0,978	0,155	0,136	25. Apr.	20	17:53	18:12															
2022-03-03 17:52:00	0,018591	539,385	2	0,395886	0,012111	0,102536	0,1	258,3	-0,979	-0,203	0,002	0,979	0,154	0,132	26. Apr.	22	17:52	18:13															
	0,017487			0,354529			1	257,8	-0,977	-0,212	0,018	0,977	0,15	0,15	27. Apr.		17:52	18:14						Pote	ntiel	le Re	flexic	nen					
	0,017731		2	0,362598	0,011347	0,103589	0,9	258	-0,978	-0,209	0,016	0,978	0,15	0,146	28. Apr.	24	17:53	18:16							Max. M								
	0,017972			0,370854			0,7	258,2	-0,979	-0,205	0,013	0,979	0,149	0,142	29. Apr.	26	17:53	18:18		30 -					IVIAX. IVI	inuten	pro rag						
2022-03-04 17:51:00	0,018209	546,6087	2	0,379302	0,011759	0,103051	0,6	258,3	-0,979	-0,202	0,01	0,979	0,148	0,137	30. Apr.	27	17:53	18:19		120													
	0,018439			0,387945			0,4	258,5	-0,98	-0,199	0,007	0,98	0,148	0,133	1. Mai.	27	17:53	18:19		25		111									1111		
	0,018661		2	0,396789	0,012186		0,2	258,7	-0,981	-0,196	0,004	0,981	0,147	0,129	2. Mai.	26	17:53	18:18													of His		
	0,018873			0,405839		0,102014	0,1	258,9	-0,981	-0,192	0,002	0,981	0,146	0,125	3. Mai.	26	17:53	18:18		2										1			
	0,017311			0,34735		0,10396	1,3	258	-0,978	-0,208	0,023	0,978	0,144	0,151	4. Mai.	25	17:53	18:17		20										1		1	
	0,017558			0,355264			1,2	258,2	-0,979	-0,204	0,021	0,979	0,143	0,147	5. Mai.	24	17:54	18:17														11	
	0,017802			0,363362	-		1	258,4	-0,979	-0,201	0,018	0,979	0,143	0,143	6. Mai.	23	17:54	18:16		15	- 1111111	HHHH.										MI.	
	0,018043		2	0,371648	0,011618	0,103226	0,9	258,6	-0,98	-0,198	0,015	0,98	0,142	0,139	7. Mai.	22	17:55	18:16			4												
	0,018278			0,380127			0,7	258,8	-0,981	-0,195	0,012	0,981	0,141	0,134	8. Mai.	20	17:56	18:15		10			-										
	0,018506			0,388802			0,5	259	-0,981	-0,191	0,009	0,981	0,14	0,13	9. Mai.	18	17:57	18:14		1													
AND AND DESCRIPTION OF THE PARTY OF THE PART	0,018726			0,397679			0,4	259,2	-0,982	-0,188	0,007	0,982	0,14	0,126	10. Mai.	14	17:59	18:12		5													
	0,018933			0,406762		0,101843	0,2	259,3	-0,983	-0,185	0,004	0,983	0,139	0,122	11. Mai.		18:00	18:10		- 1111													
		538,3569				0,101399	0,1	259,5	-0,983	-0,182	0,001	0,983	0,138	0,118	12. Mai.		18:05	18:06		0						- 1			-				din _
	0,017128			0,340286			1,6	258,3	-0,979	-0,203	0,029	0,979	0,137	0,153	1. Aug.	7	18:12	18:18			2 2	4 4	10					2 2	4 4	90	68 40	0	m
	0,017378			0,348048			1,5	258,5	-0,979	-0,2	0,026	0,979	0,137	0,148	2. Aug.	13	18:09	18:21		Apr	A A	Mai Mai	16	30.	3 3	3 3	3	4 4	2 2	1. Aug.	4	2	N
	0,017625			0,35599			1,3	258,6	-0,98	-0,197	0,023	0,98	0,136	0,144	3. Aug.	16	18:08	18:23			25	N 6			m -	7 2	27		1 2	-	00		
	0,017869			0,364117			1,2	258,8	-0,981	-0,194	0,02	0,981	0,135	0,14	4. Aug.	19	18:06	18:24															_
	0,018109			0,372433			1	259	-0,982	-0,19	0,017	0,982	0,135	0,136	5. Aug.	20	18:06	18:25															
	0,018342			0,380941			0,8	259,2	-0,982	-0,187	0,015	0,982	0,134	0,131	6. Aug.	22	18:05	18:26															
		547,9969		0,389648			0,7	259,4	-0,983	-0,184	0,012	0,983	0,133	0,127	7. Aug.	24	18:04	18:27															
	0,018784			0,398557	0,01233		0,5	259,6	-0,984	-0,181	0,009	0,984	0,132	0,123	8. Aug.	24	18:04	18:27															
		542,9173		0,407673			0,4	259,8	-0,984	-0,177	0,006	0,984	0,132	0,119	9. Aug.	26	18:02	18:27															
	0,019182	540,37		0,417001			0,2	260.2	-0,985 -0.985	-0,174 -0,171	0,003	0,985	0,131	0,114	10. Aug.		18:02	18:27															
	0,019355			0,426546	-300		0.000			-0,171				0,11	11. Aug.																		
					0,010972		1,8	258,7	-0,98	105550	0,031	0,98	0,13	0,15	12. Aug		18:01	18:28															
	0,017519			0,348739			1,6	258,9	-0,981	-0,192	0,028	0,981	0,129	0,145	13. Aug.		18:01	18:26															
		562,4198		0,356709		0,103546	1,5	259,1	-0,982	-0,189	0,025	0,982	0,129	0,141	14. Aug.		18:01	18:25															
	0,018013			0,364864	A series has been presented by	0,103282	1,3	259,3	-0,982	-0,186	0,023	0,982	0,128	0,137	15. Aug.		17:59	18:22															
The second secon	0,018253			0,373208			1,1	259,5	-0,983	-0,183	0,02	0,983	0,127	0,133	16. Aug.	GmbH 23	17:59	18:21	out written nocti														
2022-03-07 17:53:00	0,018486	554,9254	2	0,381747	0,012015	0,1026/3	1	259,7	-0,984	-0,179	0,017	0,984	0,127	0,128	17. Aug	21	17:59	18:19	N.														

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected	Reflected Sie	(4	Anzahl	Descrit	edecetif	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuter	n im	semmen exec	one-man	25975	50000000	See!			
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 33	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector 5	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraur	m	Erste Zeit Le	tzte Zeit	Mess	punkt OP	3			
2022-02-26 17:43:00	0,017788	541,6081	2	0,349856	0,010747	0,106915	0,3	255,2	-0,967	-0,256	0,005	0,967	0,193	0,168	8. Apr.	1	17:48	17:48	11.04.2022	31.08.2022	2	38	4487	17:47	18:42						
2022-02-26 17:44:00	0,018062	538,9367	2	0,357735	0,010935	0,106797	0,1	255,4	-0,968	-0,253	0,002	0,968	0,192	0,164	9. Apr.	3	17:48	17:50													
2022-02-27 17:43:00	0,017616	546,5019	2	0,342941	0,01063	0,106985	0,5	255,4	-0,968	-0,252	0,01	0,968	0,187	0,169	10. Apr.	3	17:48	17:50				Potenti	ielle Ref	lexionen am N	flesspunkt	OP 3:					
2022-02-27 17:44:00	0,017891	543,8574	2	0,350674	0,010817	0,106873	0,4	255,6	-0,969	-0,249	0,007	0,969	0,186	0,165	11. Apr.	5	17:48	17:52					4487 N	Minuten pro Ja	hr (Summ	ne gesam	it)				
2022-02-27 17:45:00	0,018166	541,2075	2	0,358586	0,011007	0,106751	0,2	255,8	-0,969	-0,245	0,004	0,969	0,185	0,161	12. Apr.	7	17:48	17:54					3001 N	vlinuten pro Ja	hr mit Sic	htschutz	durch Bl	attwerk (J	uni-Septer	mber)	
2022-02-27 17:46:00	0,018443	538,5521	2	0,366681	0,011201	0,106619	0,1	256	-0,97	-0,242	0,001	0,97	0,185	0,157	13. Apr.	8	17:48	17:55					1486 N	Minuten pro Ja	hr ohne S	ichtschu	tz durch i	Blattwerk	(Oktober-	-Mai)	
2022-02-28 17:44:00	0,017713	548,6706	2	0,343709	0,010696	0,106945	0,7	255,8	-0,97	-0,244	0,012	0,97	0,18	0,166	14. Apr.	9	17:48	17:56					38 1	Minuten pro Ti	ag (Max)						
2022-02-28 17:45:00	0,01799	546,0471	2	0,351474	0,010885	0,106829	0,5	256	-0,97	-0,241	0,009	0,97	0,179	0,162	15. Apr.	11	17:48	17:58													
	0,018268			0,359419			0,4	256,2	-0,971	-0,238	0,006	0,971	0,178	0,158	16. Apr.	12	17:49	18:00					F	Parameter für I	Daten Ber	einigung	(Datensa	tz mit 784	17 Einträge	en):	
	0,018546		2	0,367547	0,011274	0,106566	0,2	256,4	-0,972	-0,235	0,004	0,972	0,178	0,154	17. Apr.	13	17:48	18:00					1	L.: Zeitraum zw	rischen 06	:00 - 22:	00 Uhr (b	zw. Sonne	enuntergar	ing)	
	0,018823			0,375864			0	256,6	-0,973	-0,232	0,001	0,973	0,177	0,149	18. Apr.	15	17:48	18:02						2.: Sonnenstan							
	0,017529			0,336842			1	256,1	-0,971	-0,24	0,017	0,971	0,173	0,167	19. Apr.	16	17:49	18:04					3	3.: Dauer der R	eflexion is	st min. 5	Minuten	pro Tag (S	tandard:	min. 5 Min	nuten)
	0,017807	550,782	2	0,344462	0,010761	0,106903	0,8	256,3	-0,971	-0,237	0,014	0,971	0,173	0,163	20. Apr.	17	17:49	18:05													
	0,018086			0,352258			0,7	256,5	-0,972	-0,234	0,011	0,972	0,172	0,159	21. Apr.	19	17:48	18:06													
	0,018365	545,571		0,360235			0,5	256,7	-0,973	-0,231	0,009	0,973	0,171	0,155	22. Apr.	20	17:49	18:08													
And the control of th		542,9576		0,368396			0,3	256,8	-0,974	-0,228	0,006	0,974	0,171	0,151	23. Apr.	21	17:49	18:09						Potentie	elle Re	flexic	onen				
	0,018924			0,376747			0,2	257	-0,975	-0,224	0,003	0,975	0,17	0,147	24. Apr.	23	17:49	18:11						Max	Minuten	nro Tag					
	0,019202			0,385291			0	257,2	-0,975	-0,221	0	0,975	0,169	0,142	25. Apr.	23	17:50	18:12		40				333400		p. o .ug					
	0,017341			0,330075			1,3	256,3	-0,971	-0,236	0,022	0,971	0,167	0,169	26. Apr.	25	17:49	18:13	-	2000		ddli	labada			mm		on mode	dhillin.		
2022-03-02 17:44:00	0,01762			0,337551			1,1	256,5	-0,972	-0,233	0,019	0,972	0,166	0,164	27. Apr.	26	17:49	18:14	_	35											
	0,017899			0,345201			0,9	256,7	-0,973	-0,23	0,016	0,973	0,166	0,16	28. Apr.	27	17:50	18:16		30										1	
2022-03-02 17:46:00	0,01818			0,353028			0,8	256,9	-0,974	-0,227 -0,223	0,014	0,974	0,165	0,156	29. Apr.	29	17:50	18:18												ll l	
	0,018461			0,361036		0,1066	0,6	257,1 257,3	-0,975 -0.975	-0,223	0,011	0,975	0,164	0,152	30. Apr. 1. Mai.	30	17:50 17:51	18:19 18:20		25										-	_
	0,018742			0,30923			0,3	257,5	-0,975	-0,22	0,005	0,975	0,163	0,148	2. Mai.	32	17:50	18:20		20	.11										
2022-03-02 17:50:00		539,8718		0,386191			0,1	257,7	-0,977	-0,214	0,003	0,977	0,162	0,139	3. Mai.	33	17:50	18:22		20											
	0,017426	560,01		0,330744			1,4	256,8	-0,973	-0,229	0,024	0,973	0,16	0,166	4. Mai.	34	17:51	18:24		15											II.
	0.017706			0,338249		0.10693	1,2	257	-0.974	-0,226	0,022	0,974	0,159	0,162	5. Mai.	35	17:51	18:25													1.
	0.017987			0,345928			1,1	257.1	-0,975	-0,222	0,019	0,975	0,158	0,157	6. Mai.	37	17:51	18:27		10	j l										li i
2022-03-03 17:47:00	0.01827	552,315		0,353784		0.106684	0,9	257,3	-0.976	-0,219	0,016	0,976	0.158	0,153	7. Mai.	38	17:51	18:28		5											
	0,018552			0,361823			0,8	257,5	-0,976	-0,216	0,013	0,976	0,157	0,149	B. Mai.	37	17:52	18:28		100											
	0,018834			0,370048		0,106391	0,6	257,7	-0,977	-0,213	0,01	0,977	0,156	0,145	9. Mai.	38	17:52	18:29		0 +	щинирии	hundan	himmin	minimi	humbun	nhamania	шинши	шцина	diminim	minimizini.	ndannh -
2022-03-03 17:50:00	0.019115	544,5726	2	0.378464	0.01169	0.106223	0.4	257,9	-0.978	-0.21	0,008	0.978	0.156	0.141	10. Mai.	38	17:52	18:29		5	9 5	29. Apr. 6. Mai.	1 2	27	5 5	5 %	2 1	1 2	2 2	12 13	56 de
2022-03-03 17:51:00	0,019394	541,9813	2	0,387075	0,011899	0,106037	0,3	258,1	-0,978	-0,206	0,005	0,978	0,155	0,136	11. Mai.	38	17:52	18:29		80	52 23	9 9		m	2 0	24.	00 5	2 2	2 3		2
2022-03-03 17:52:00	0,01967	539,385	2	0,395886	0,012111	0,105831	0,1	258,3	-0,979	-0,203	0,002	0,979	0,154	0,132	12. Mai.	37	17:53	18:29		_	10 127/10	S782 GO			922 (22)	10875		- 23	1000		-
2022-03-04 17:44:00	0,017228	564,4621	2	0,324042	0,010374	0,107103	1,7	257	-0,974	-0,225	0,029	0,974	0,153	0,167	13. Mai.	37	17:53	18:29													
2022-03-04 17:45:00	0,017508	561,9273	2	0,331404	0,010562	0,106999	1,5	257,2	-0,975	-0,221	0,027	0,975	0,153	0,163	14. Mai.	38	17:53	18:30													
2022-03-04 17:46:00	0,01779	559,3873	2	0,338936	0,010754	0,106886	1,4	257,4	-0,976	-0,218	0,024	0,976	0,152	0,159	15. Mai.	37	17:54	18:30													
2022-03-04 17:47:00	0,018073	556,842	2	0,346644	0,010948	0,106764	1,2	257,6	-0,976	-0,215	0,021	0,976	0,151	0,154	16. Mai.	37	17:54	18:30													
2022-03-04 17:48:00	0,018357	554,2915	2	0,354529	0,011146	0,106631	1	257,8	-0,977	-0,212	0,018	0,977	0,15	0,15	17. Mai.	37	17:54	18:30													
2022-03-04 17:49:00	0,01864	551,7358	2	0,362598	0,011347	0,106486	0,9	258	-0,978	-0,209	0,016	0,978	0,15	0,146	18. Mai.		17:54	18:30													
	0,018924		2	0,370854	0,011551	0,106327	0,7	258,2	-0,979	-0,205	0,013	0,979	0,149	0,142	19. Mai.		17:54	18:31													
	0,019205			0,379302			0,6	258,3	-0,979	-0,202	0,01	0,979	0,148	0,137	20. Mai.		17:55	18:31													
	0,019485			0,387945			0,4	258,5	-0,98	-0,199	0,007	0,98	0,148	0,133	21. Mai.		17:55	18:31													
2022-03-04 17:53:00	0,01976			0,396789			0,2	258,7	-0,981	-0,196	0,004	0,981	0,147	0,129	22. Mai.		17:55	18:31													
		538,8797		0,405839		0,1055	0,1	258,9	-0,981	-0,192	0,002	0,981	0,146	0,125	23. Mai.		17:55	18:31													
	0,017306			0,324668	Annual School School		1,8	257,4	-0,976	-0,217	0,032	0,976	0,146	0,164	24. Mai.		17:55	18:31													
		563,7953		0,332056		0,106956	1,7	257,6	-0,976	-0,214	0,029	0,976	0,145	0,16	25. Mai.	37	17:56	18:32	put written nocti												
2022-03-05 17:47:00	0,017871	561,2747	2	0,339615	0,010811	0,106839	1,5	257,8	-0,977	-0,211	0,026	0,977	0,145	0,156	26. Mai.	37	17:56	18:32													