

SolPEG Blendgutachten Solarpark Theilheim

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Würzburg in Unterfranken (Bayern)**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung 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	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A3 Nord.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A3 Mitte	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, A3 Süd	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Biebelrieder Straße.....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich.....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
5.1	Zusammenfassung	24
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang.....	25 - 39

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Theilheim

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Theilheim“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A3 sowie 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 „Theilheim“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A3 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.

Einzelne Aspekte der Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, 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 Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 2 km östlich der Ortschaft Theilheim und ca. 8 km südöstlich von Würzburg in Unterfranken (Bayern). Zwischen den Flächen verläuft auf einer Länge von ca. 400 m bzw. 270 m die A3. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A3 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 2 km östlich der Ortschaft Theilheim in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind leicht hügelig.
Koordinaten (Teilfläche Nordwest)	49.759°N, 10.057°O, 275 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A3	ca. 400 m, 270 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 1,5 km (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

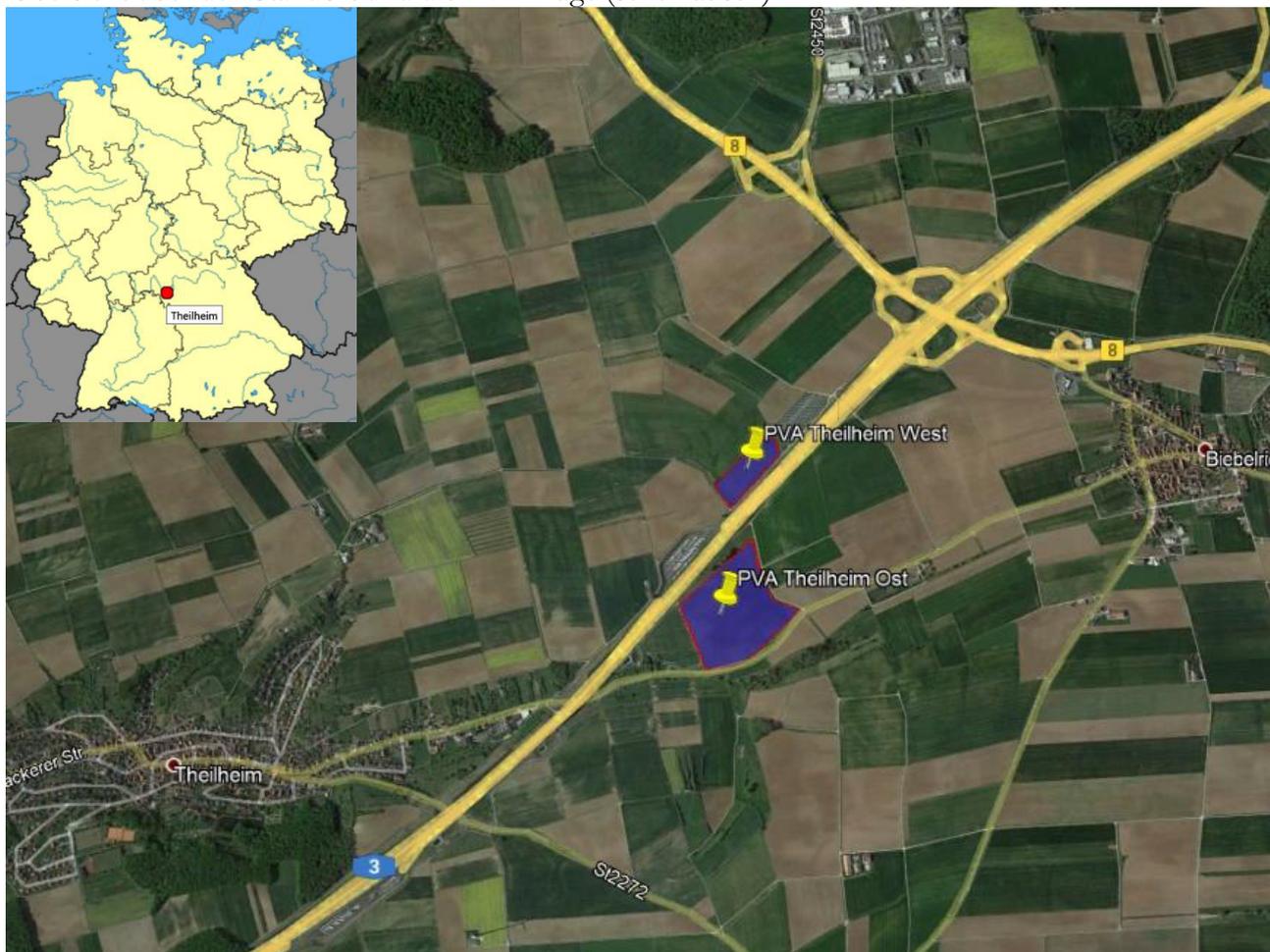


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Teilfläche West.



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

Detailansicht der PV Teilfläche Süd



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

Fotos von den Flächen der PV Anlage und Umgebung.
Blick von Süden Richtung Norden über die PV Teilfläche West.



Bild 2.1.4: Teilfläche West, Blick von Süden Richtung Norden (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Blick von Westen Richtung Osten über die PV Teilfläche Ost.



Bild 2.1.5: Teilfläche Ost, Blick von Westen Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Beispielhaft für umliegende Gebäude zeigt die folgende Skizze die PV Anlage und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude westlich der A3 von potentiellen Reflexionen durch die PV Teilfläche Ost erreicht werden. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen ist allerdings kaum wahrscheinlich da aufgrund der Entfernung und aufgrund der Geländestruktur kaum direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

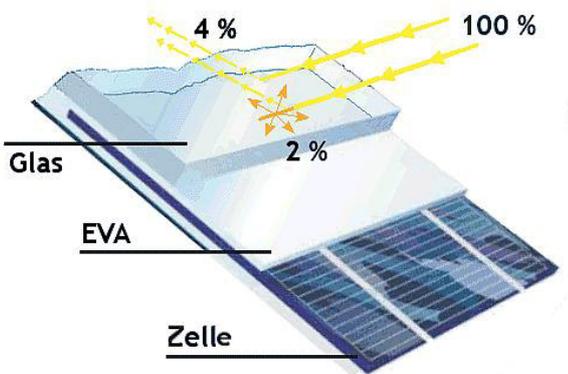


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 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

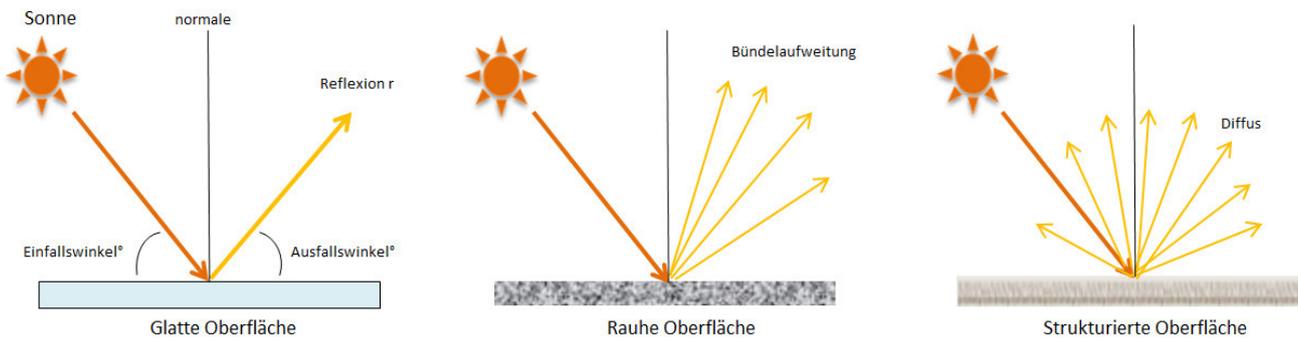


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers SUNTECH zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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.

TECHNISCHE DATEN

Typ Solarzelle	Mono 156,75×156,75 mm
Anzahl der Zellen	60 Zellen (6×10)
Modulabmessungen L*B*H (mm)	1640×992×35 mm (64,56 × 39,05 × 1,38 Zoll)
Gewicht (kg)	18,1kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm (0,13 Zoll)
Rückseitenfolie	Weiss
Rahmen	Silber, eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP68 Eingestuft

Bild 3.2.5: Auszug aus SUNTECH 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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

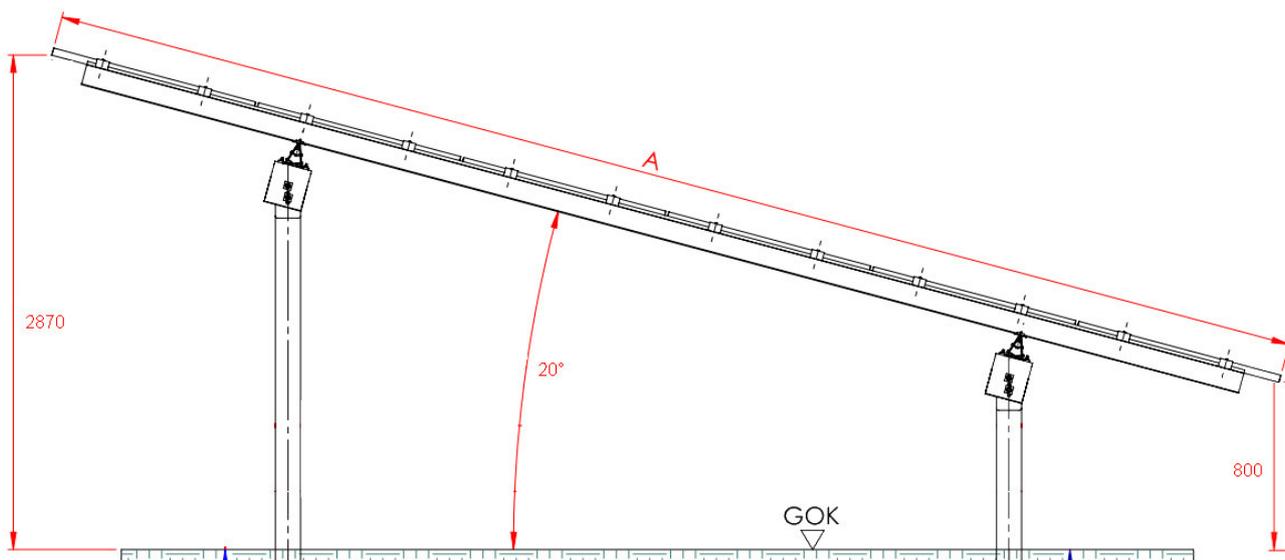


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Suntech (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,87 m (geringe Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,8 m
Anzahl Messpunkte auf der A93	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte 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, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

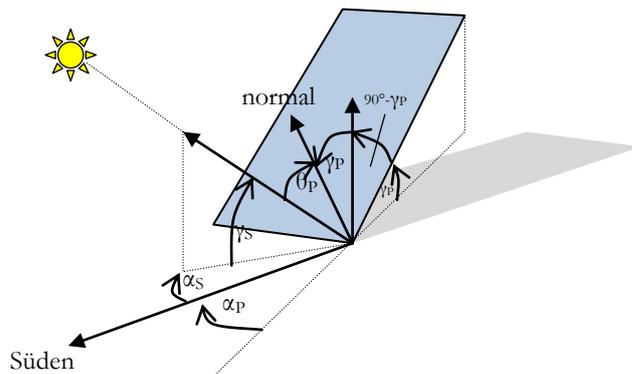


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Lichtleitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Theilheim wurden 3 Messpunkte im Verlauf der A3 festgelegt. 1 Messpunkt auf der östlich verlaufenden Biebelrieder Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude westlich der A3. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



Bild 3.5.1: PV Felder und die gewählten 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 Leutdichte 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

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. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

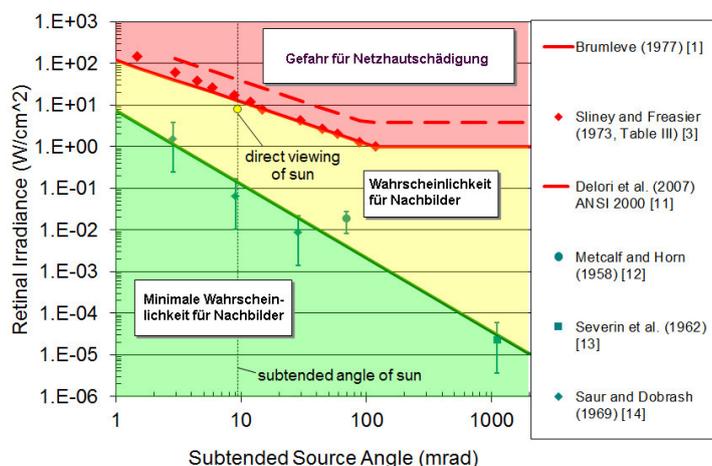


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Theilheim 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 3.6.1 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 (sofern möglich), 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. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 A3 Nord	7266 ^W	-
P2 A3 Mitte	-	672 ^{WE}
P3 A3 Süd	-	652 ^{WE}
P4 Biebelrieder Straße	-	1544 ^W
P5 Gebäude Westlich	-	212 ^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.

Die PV Anlage wurde zusätzlich mit einer abweichenden Modulneigung von 15° simuliert. Dabei zeigen sich im Ergebnis leicht abweichende Minutenwerte aber die grundsätzlichen Aussagen zu den jeweiligen Messpunkten bleiben davon unberührt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A3 Nord

Am Messpunkt P1 auf der A3 können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Teilfläche West auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. April und dem 08. September abends zwischen 17:35 - 18:42 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit ca. $+44^\circ$ bis $+82^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Potentielle Reflexionen liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Bei der Fahrt Richtung Nordosten wären die Einfallswinkel entsprechend deutlich größer und daher kann auf weitere Ausführungen verzichtet werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A3 Mitte

Am Messpunkt P2 auf die A3 können bei der Fahrt Richtung Nordosten rein rechnerisch insgesamt nur an 672 Minuten pro Jahr und maximal 16 Minuten pro Tag⁸ Reflexion durch die PV Teilfläche Ost auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind diese zu vernachlässigen.

Die folgende Tabelle zeigt dennoch die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
05. Mai	17. Mai	8	76	06:00	06:07
21. Mai	22. Mai	5	10	06:00	06:04
06. Juni	06. Juni	5	5	06:00	06:04
12. Juni	07. August	16	581	06:00	06:17

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

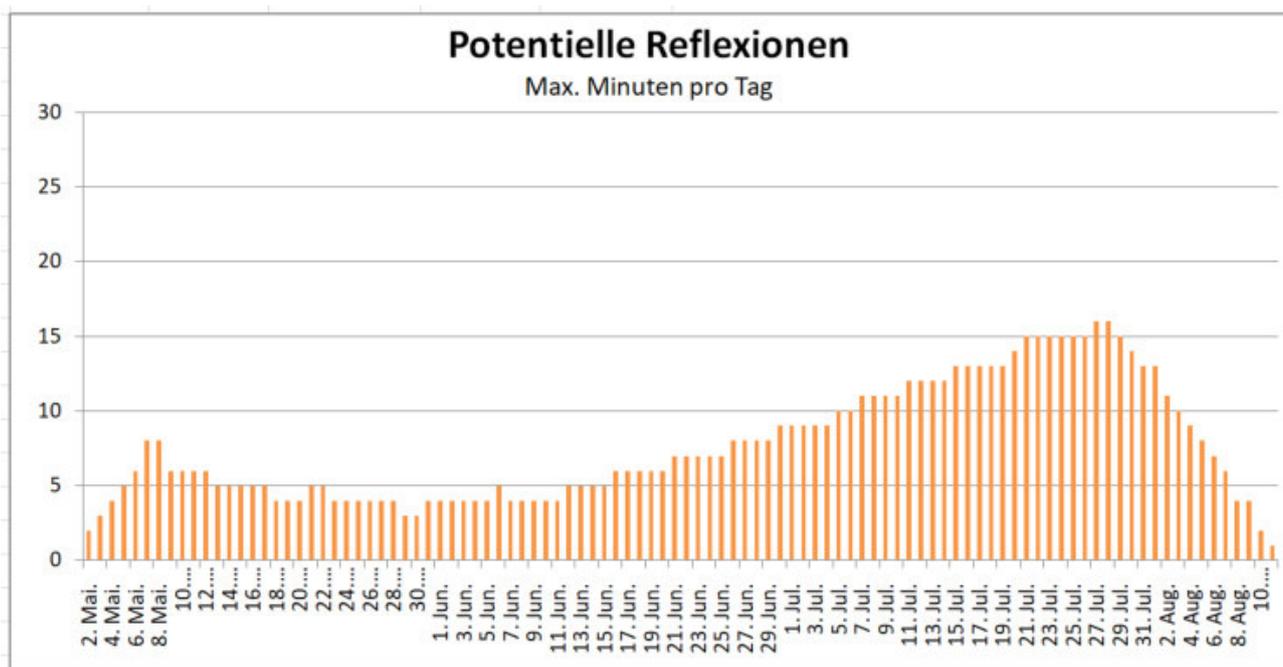


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der zeitlichen Dauer im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist aber der Umstand, dass auch in diesem Bereich die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer durch Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche Ost) kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

⁸ 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 P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Darüber hinaus befindet sich zwischen Fahrbahn und PV Anlage ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen wodurch ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert wird. Für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung wurde dieser Umstand allerdings nicht weiter berücksichtigt.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordosten und verdeutlicht, dass die PV Anlage außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: German & EU Roads [Video](#) FbW-W9U_qWA, Min 14:18)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, A3 Süd

Am Messpunkt P3 können bei der Fahrt Richtung Nordosten rein rechnerisch an 652 Minuten pro Jahr Reflexion durch die PV Teilfläche Ost auftreten. Potentielle Reflexionen sind aufgrund der zeitlichen Dauer zu vernachlässigen und auch in diesem Bereich liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer durch die PV Teilfläche Ost kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

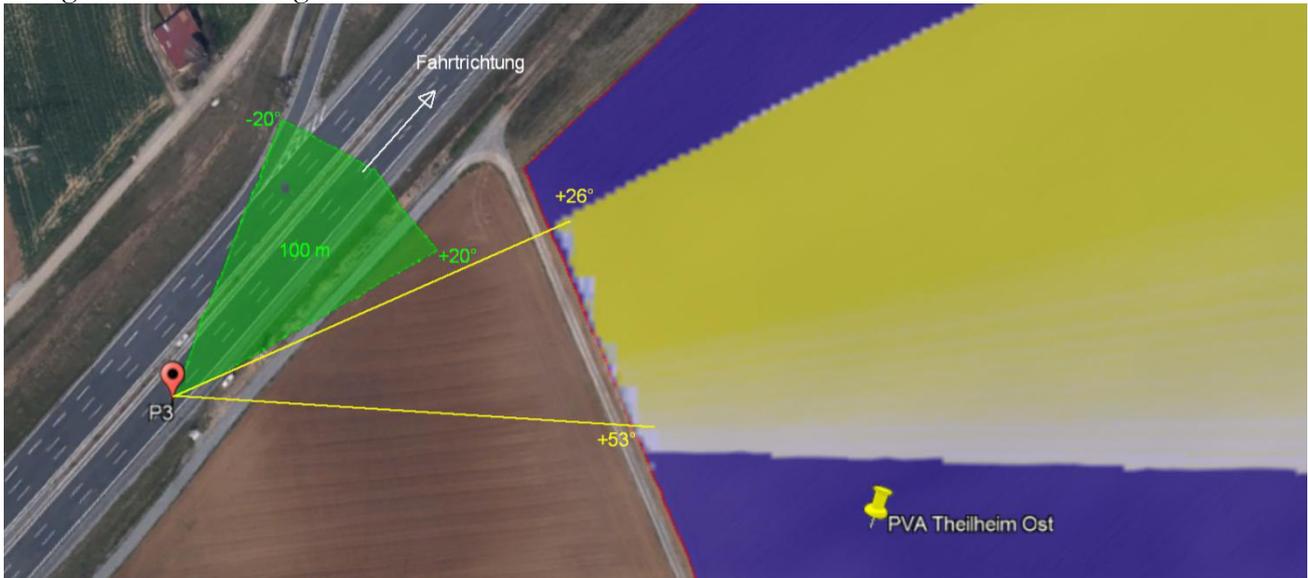


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Autobahn können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.

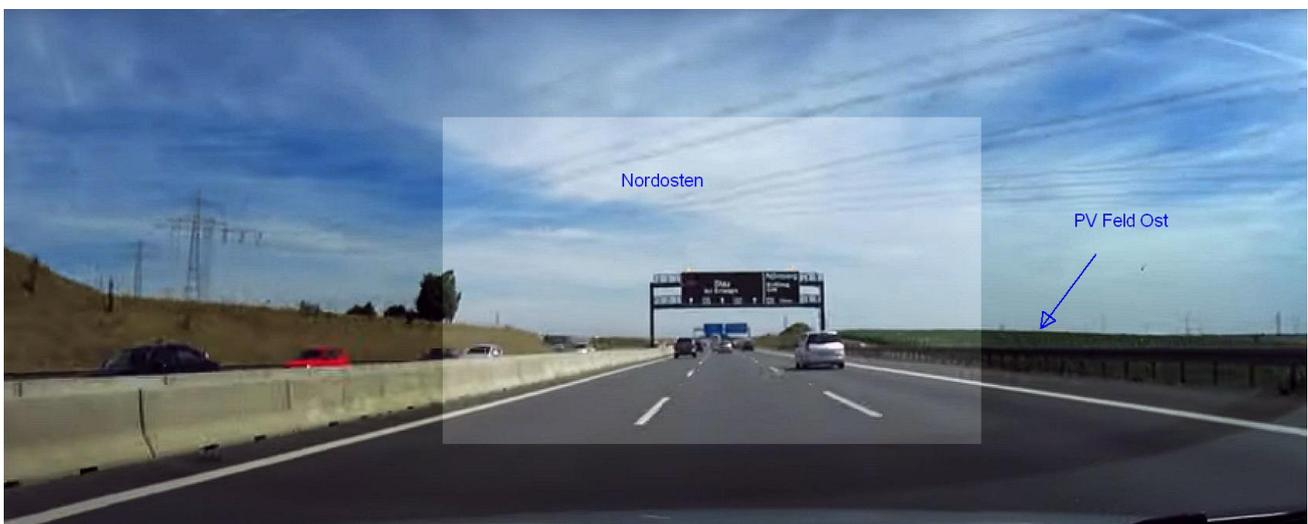


Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: German & EU Roads [Video](#) FbW-W9U_qWA, Min 14:14)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Biebelrieder Straße

Am Messpunkt P4 auf der Biebelrieder Straße können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels. Darüber hinaus befindet sich die Fläche der PV Anlage ca. 3 m oberhalb der Straße und ist daher überwiegend nicht einsehbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.



Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Geländestruktur/Böschung im Bereich von Messpunkt P4, Blick Richtung Südwesten auf die Biebelrieder Straße.

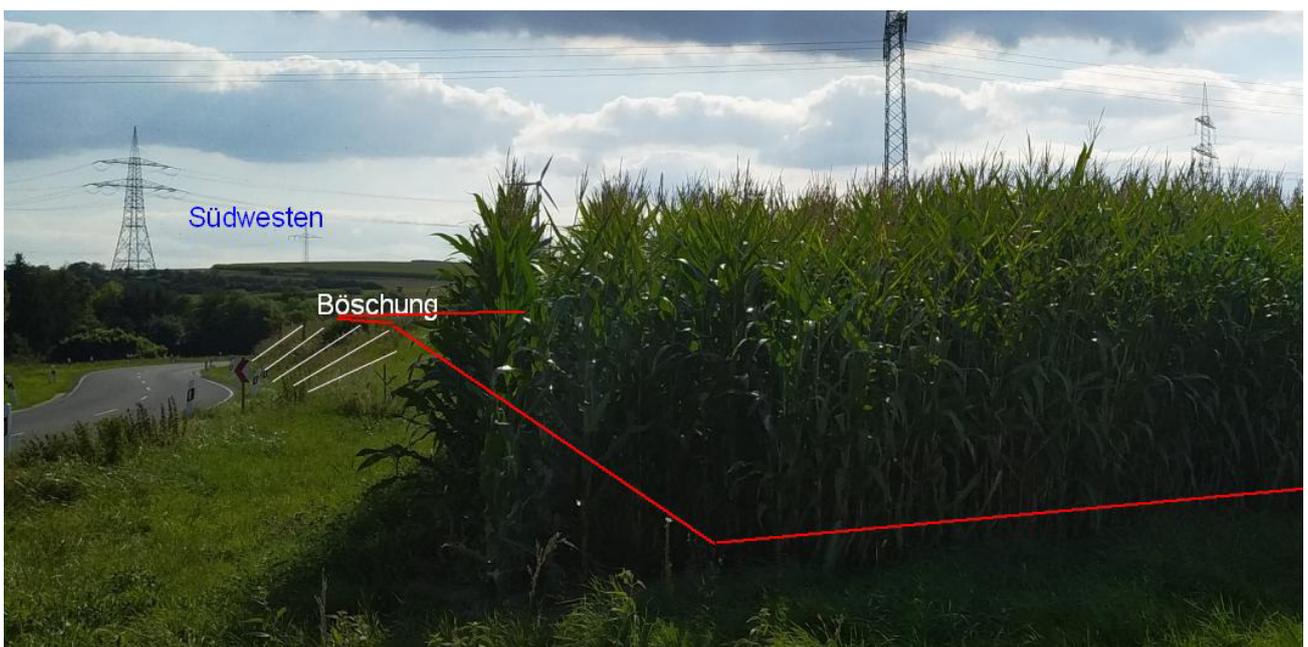


Bild 4.5.2: Foto am Messpunkt P4 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Am Messpunkt P5 im Bereich des Gebäudes westlich der A3 können rein rechnerisch insgesamt nur an 212 Minuten pro Jahr und maximal 12 Minuten pro Tag Reflexion durch die PV Teilfläche Ost auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind diese zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung bzw. eine „erhebliche Belästigung“ für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

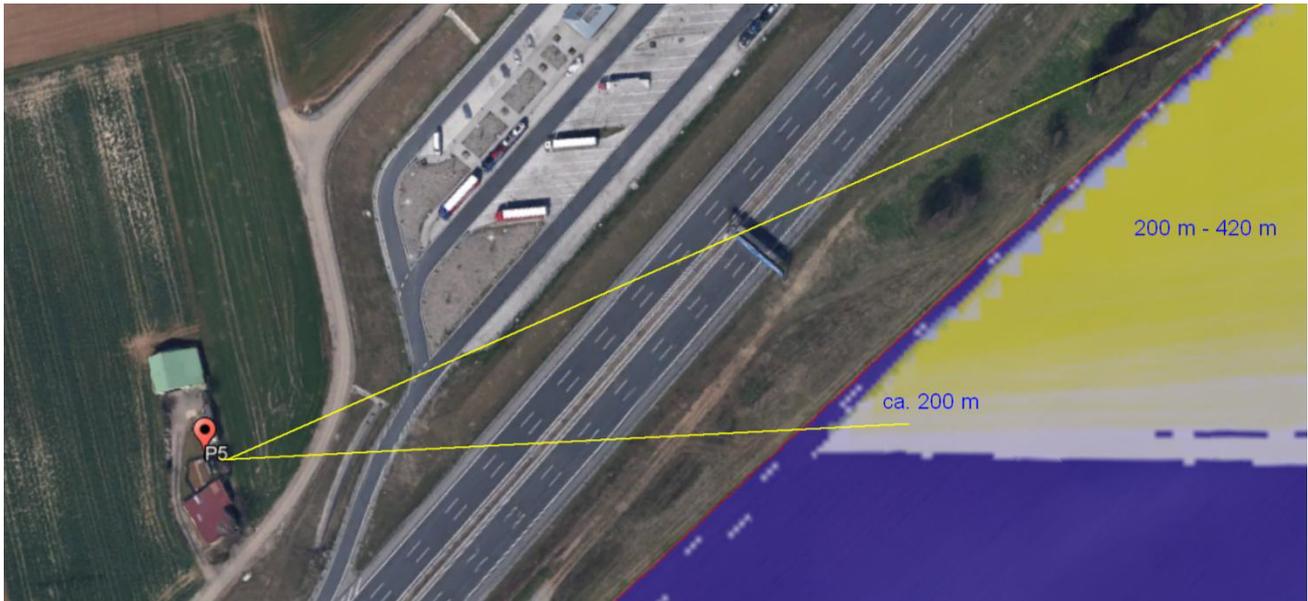


Bild 4.6.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt ein fensterloses Gebäude am Messpunkt P5 aus Sicht der PV Anlage. Die A3 verläuft unterhalb der Fläche der PV Anlage.



Bild 4.6.2: Foto in Richtung Westen auf Messpunkt P5 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben (hier nur gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 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.
- 1,430 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

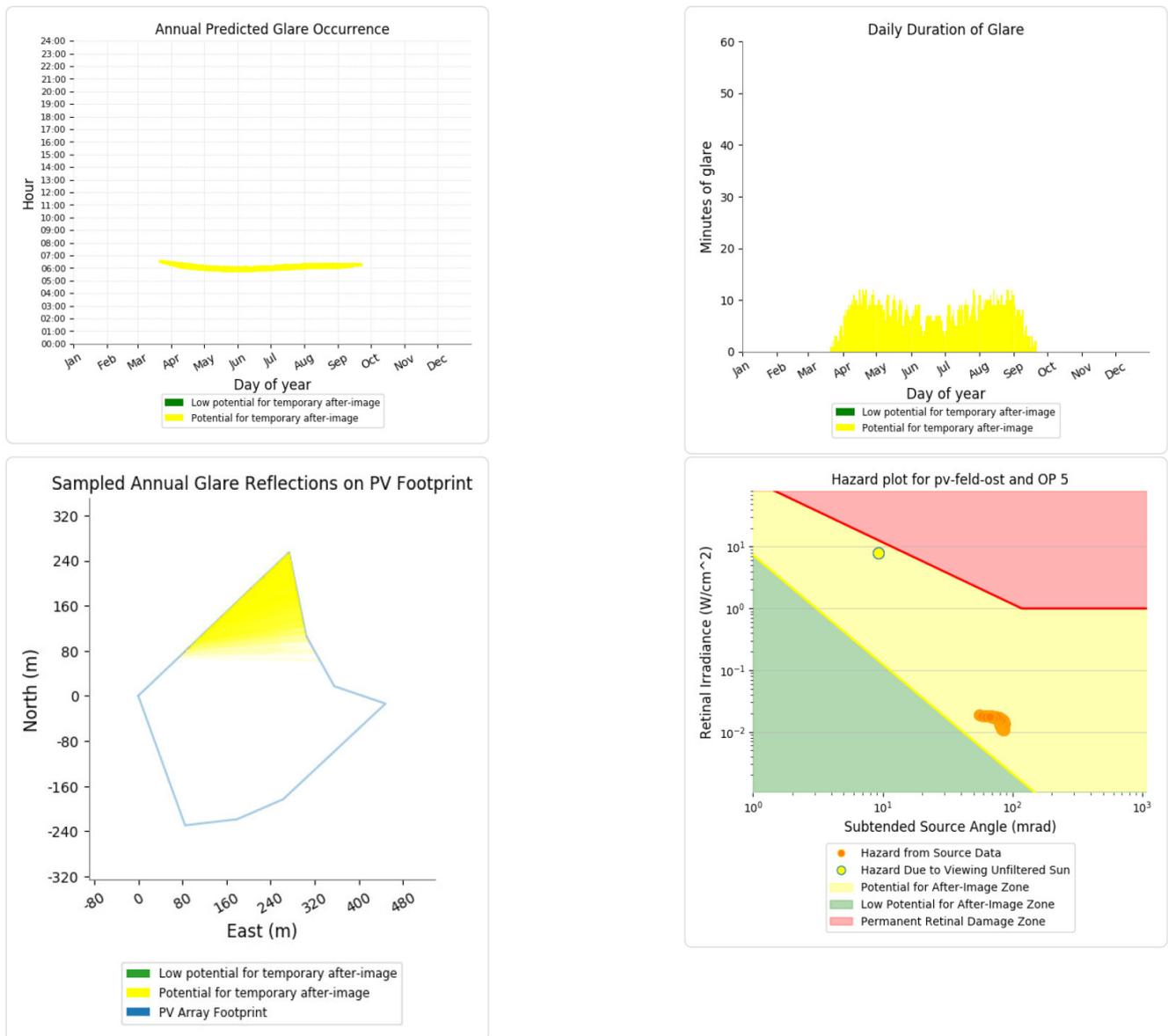


Bild 4.6.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von insgesamt 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der 2 Teilflächen der geplanten PV Anlage Theilheim zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A3 und auch auf der Biebelrieder Straße nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen durch die geplante PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Im Bereich des westlich der A3 gelegenen Gebäudes sind potentielle Reflexionen aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Eine „erhebliche Belästigung“ im Bereich von schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

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.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

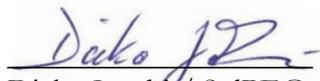
Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Theilheim“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 24.09.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



0 20 40 80m

Maßstab 1:5.000

Gedruckt am 28.04.2020 09:16

<https://v.bayern.de/rFSgZ>

Vervielfältigung nur mit Erlaubnis des Herausgebers



HI Power Series

120 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

360-380 Watt

STPXXXS - B60/Wnh



Features



High power output
Compared to 158.75 mm half-cell module, the power output can increase 25 - 30 Wp



High PID resistant
Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Excellent weak light performance
More power output in weak light condition, such as haze, cloudy, and morning



Lower operating temperature
Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



Extended load tests
Module certified to withstand front side maximum static test load (5400 Pascal) and rear side maximum static test loads (3800 Pascal) *



Withstanding harsh environment
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

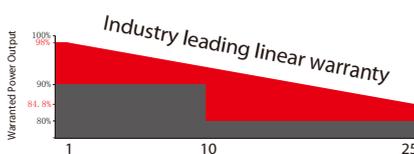
Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

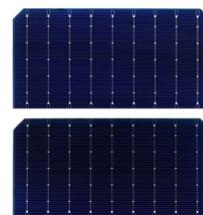
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001, ISO 14001 and ISO17025
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)****
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 98% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.55% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 84.8% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.*****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

Special Cell Design



The unique cell design leads to reduced electrode resistance and smaller current, thus enables higher fill factor. Meanwhile, it can reduce losses of mismatch and cell wear, and increase total reflection.

IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. ** Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich Re.
 WEEE only for EU market. * Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details.
 ***** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

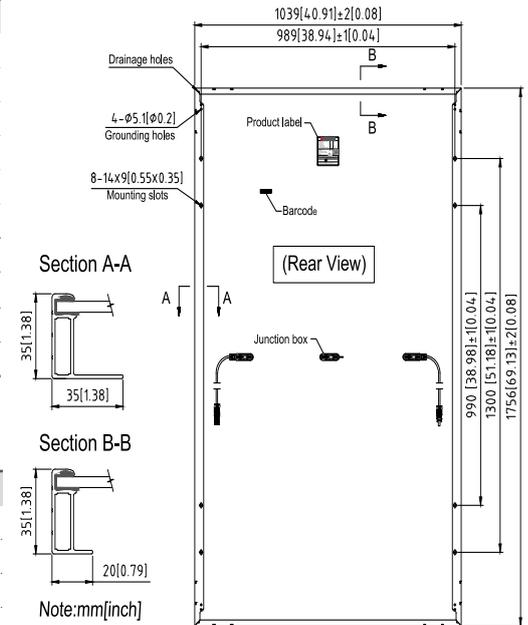
Electrical Characteristics

STC	STPXXXS-B60/Wnh				
Maximum Power at STC (Pmax)	380W	375W	370W	365W	360W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	34.7V	34.5V	34.3V	34.1V	33.9V
Optimum Operating Current (Imp)	10.96A	10.87A	10.79A	10.71A	10.62A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3V	41.1V	40.9V	40.7V	40.5V
Short Circuit Current (Isc)	11.64A	11.57A	11.49A	11.42A	11.35A
Module Efficiency	20.8%	20.6%	20.3%	20.0%	19.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	20 A				
Power Tolerance	0/+5 W				

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

NMOT	STPXXXS-B60/Wnh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	286.3W	281.9W	278.2W	274.3W	270.7W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	32.2V	32.2V	32.0V	31.8V	31.6V
Optimum Operating Current (Imp)	8.92A	8.76A	8.69A	8.62A	8.56A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.9V	38.9V	38.7V	38.5V	38.4V
Short Circuit Current (Isc)	9.39A	9.24A	9.17A	9.10A	9.04A

NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.



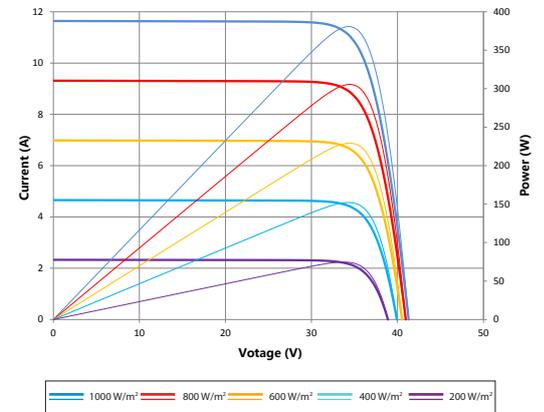
Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

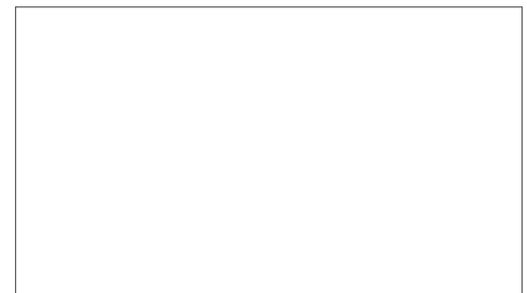
Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 166 mm
No. of Cells	120 (6 × 20)
Dimensions	1756 × 1039 × 35 mm (69.1 × 40.9 × 1.4 inches)
Weight	20.3 kgs (44.8 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait: (-)350 mm and (+)160 mm in length Landscape: (-)1300 mm and (+)1300 mm in length or customized length
Connectors	MC4 EVO2, Cable 01S

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (380S)



Dealer information



Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	31	31
Pallets per container	6	26
Pieces per container	186	806
Packaging box dimensions	1786 × 1130 × 1203 mm	
Packaging box weight	679 kg	

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Solarpark

Theilheim

Site description:

Created Sept. 24, 2021
Updated Sept. 24, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 59113.10413

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

Analysis Methodologies:

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld Ost	20.0	180.0	0	10,304	-
PV Feld West	20.0	180.0	0	10,605	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 137,120 m²

Name: PV Feld Ost
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 109,715 m²
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	49.759051	10.055114	279.32	1.90	281.22
2	49.761338	10.058912	272.68	1.90	274.58
3	49.760007	10.059341	266.94	1.90	268.84
4	49.759203	10.060049	265.62	1.90	267.52
5	49.758926	10.061337	264.83	1.90	266.73
6	49.757401	10.058762	265.21	1.90	267.11
7	49.757082	10.057603	263.27	1.90	265.17
8	49.756985	10.056294	264.40	1.90	266.30

Name: PV Feld West
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 27,405 m²
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	49.763133	10.057013	276.86	1.90	278.76
2	49.765067	10.059824	279.11	1.90	281.01
3	49.764249	10.060446	278.47	1.90	280.37
4	49.762405	10.057764	274.86	1.90	276.76

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.763715	10.060296	283.80	2.00	285.80
OP 2	49.760591	10.056401	279.47	2.00	281.47
OP 3	49.758235	10.053236	274.17	2.00	276.17
OP 4	49.758560	10.060950	265.28	2.00	267.28
OP 5	49.759676	10.053483	282.22	2.00	284.22

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	10,304	-	
PV Feld West	20.0	180.0	0	10,605	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-ost (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-ost (yellow)	0	0	44	696	1375	1575	1510	1021	175	0	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	9	946	1464	1697	1717	1740	1583	1259	190	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	0
OP: OP 2	0	2527
OP: OP 3	0	3274
OP: OP 4	0	3073
OP: OP 5	0	1430

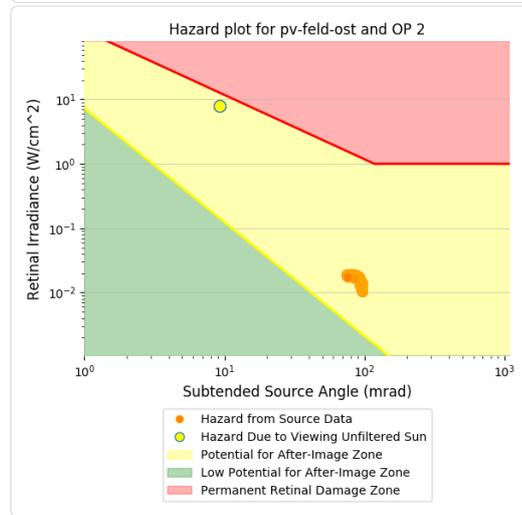
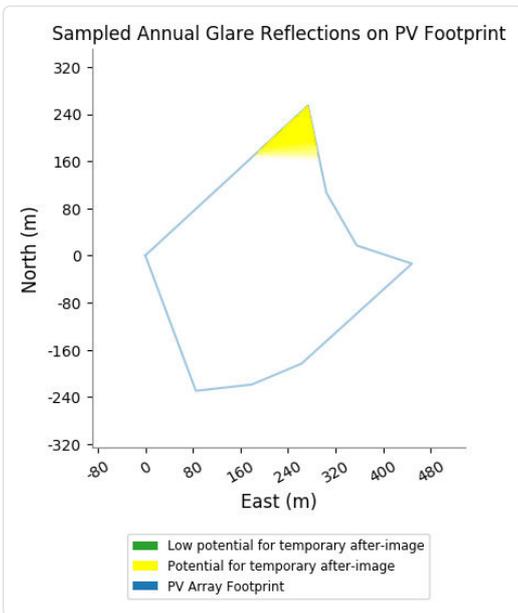
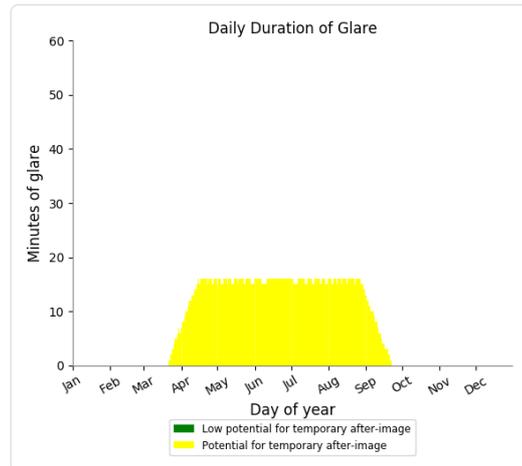
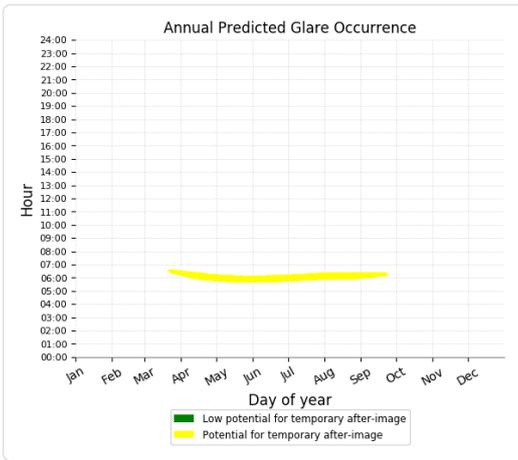
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

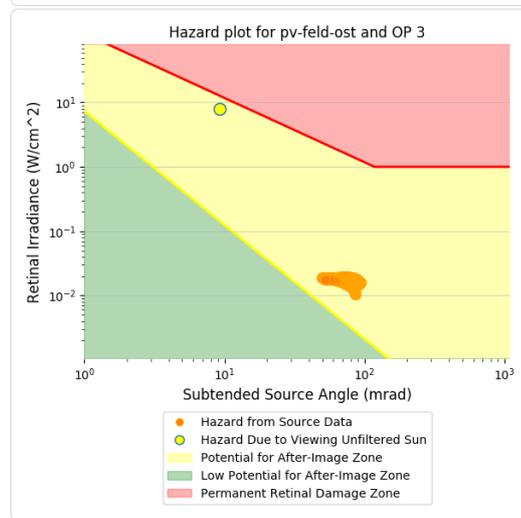
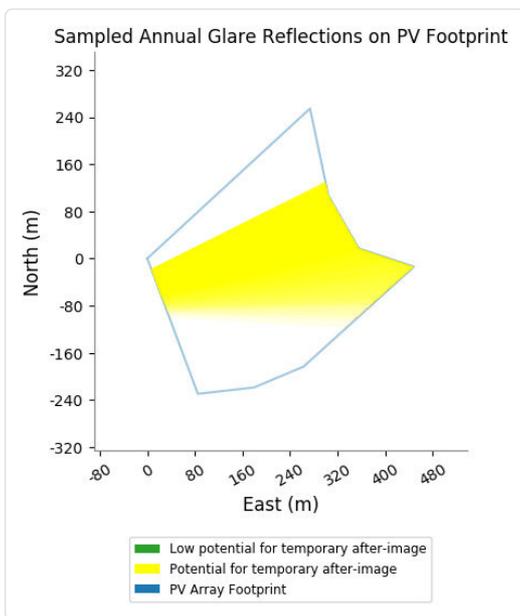
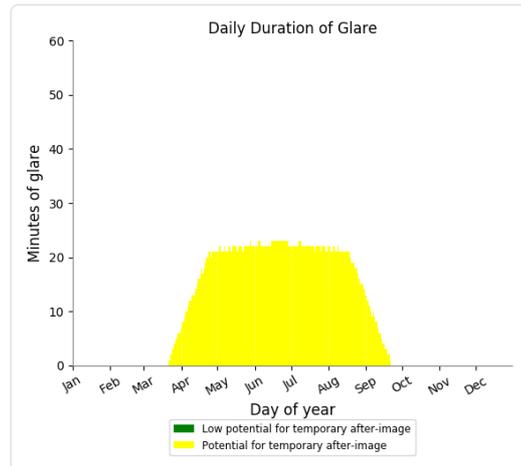
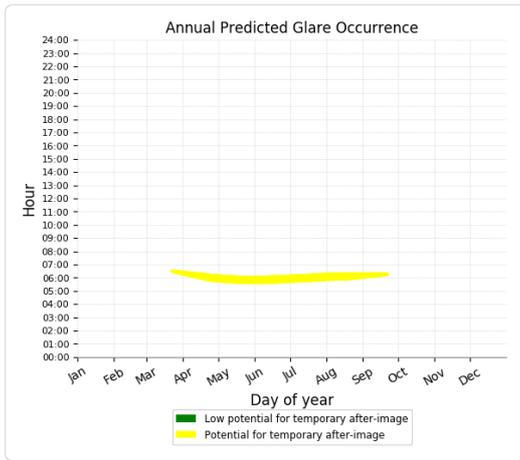
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,527 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

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

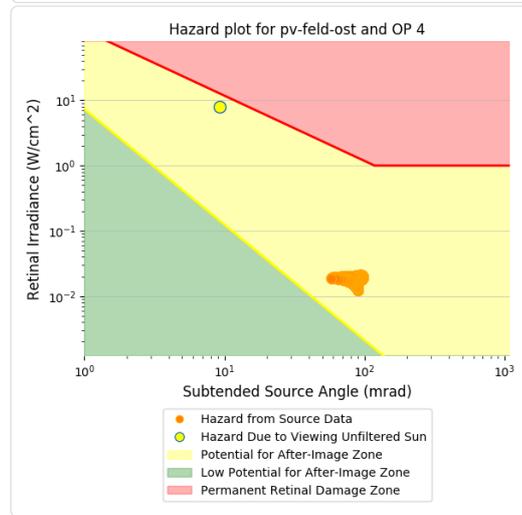
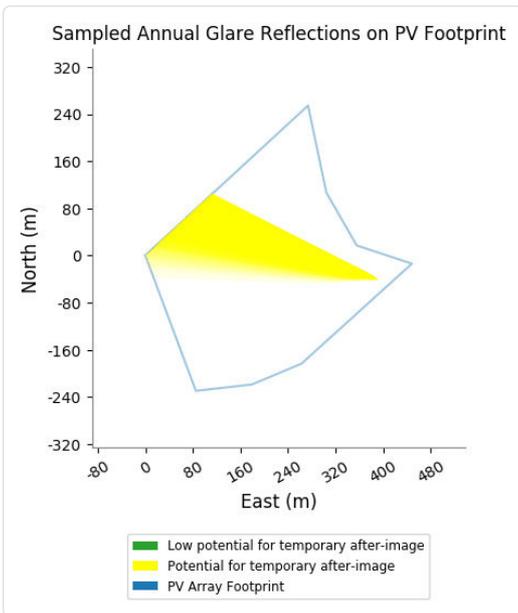
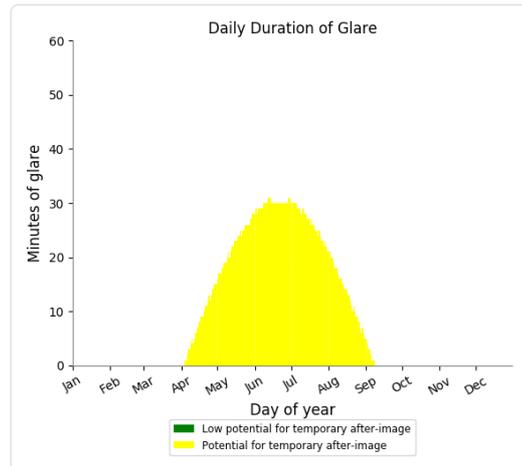
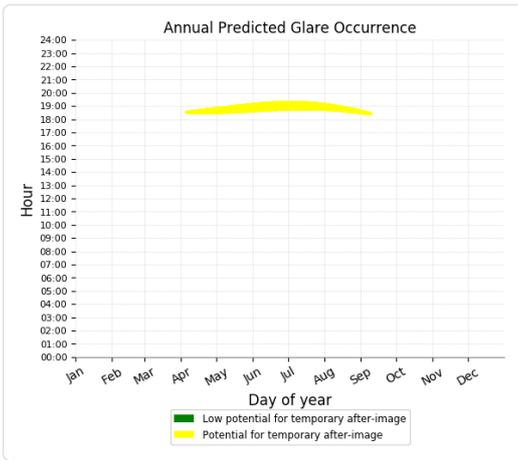
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,274 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

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

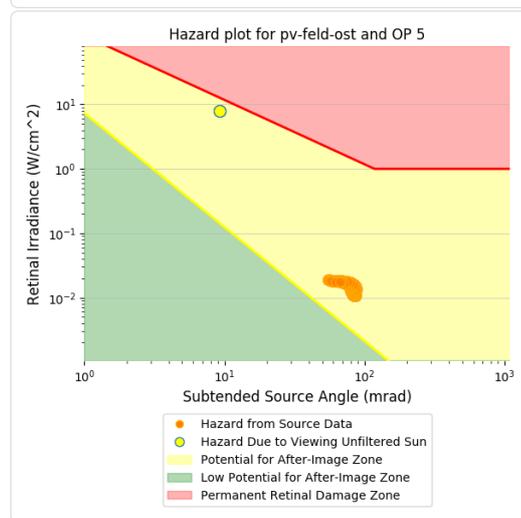
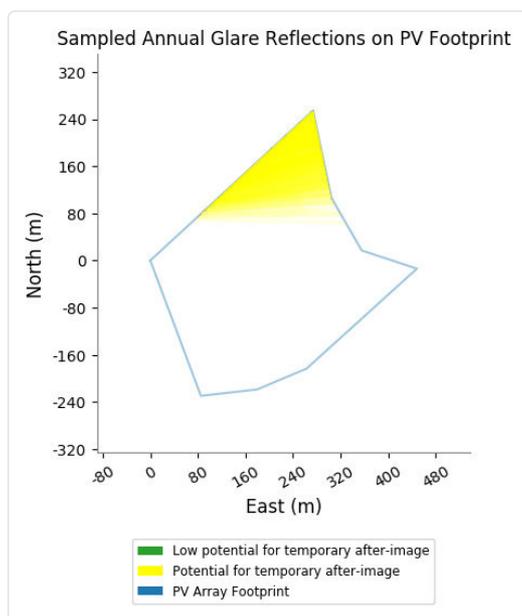
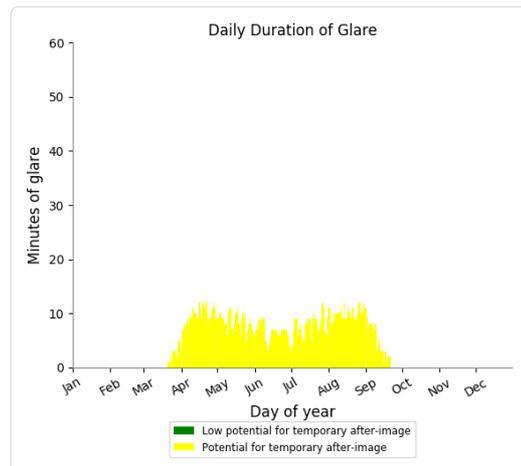
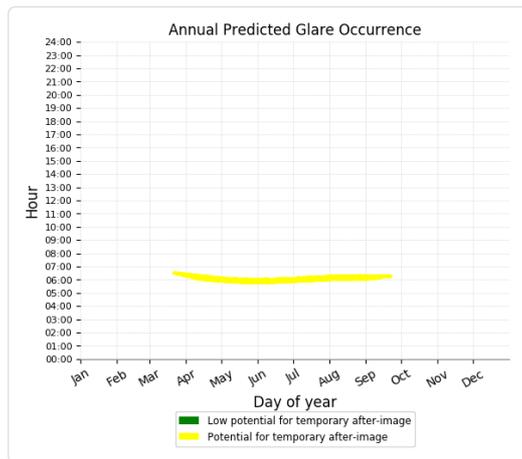
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,073 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - 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.
- 1,430 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



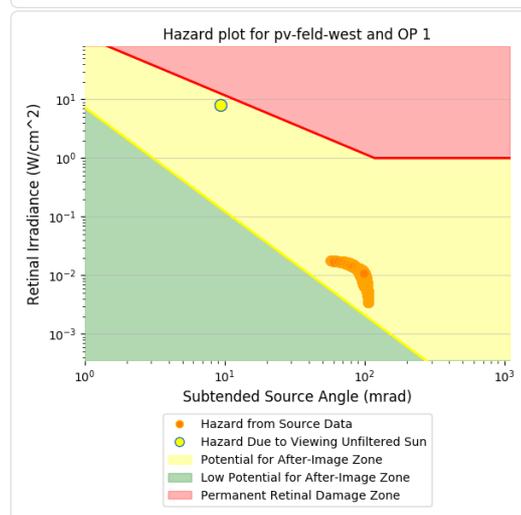
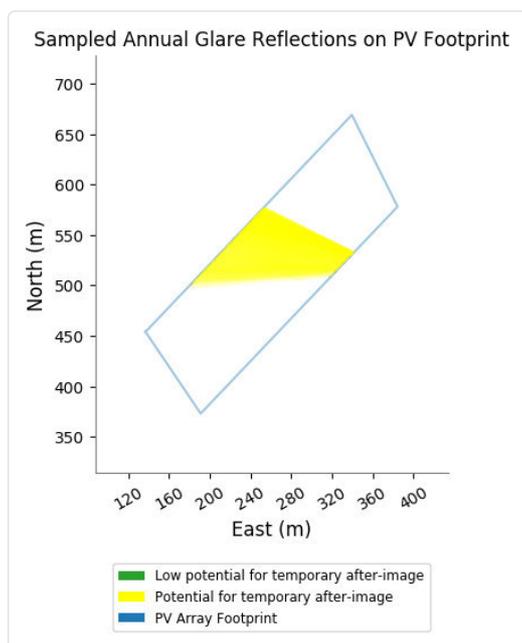
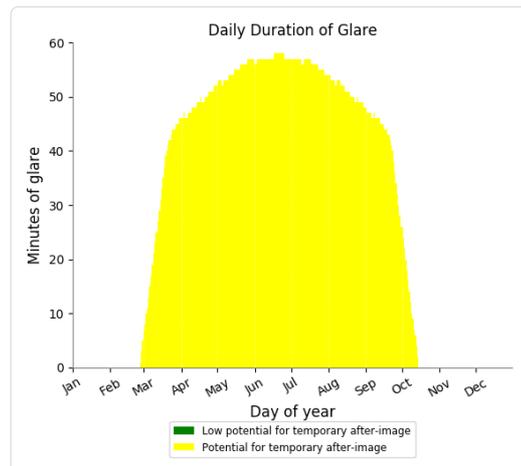
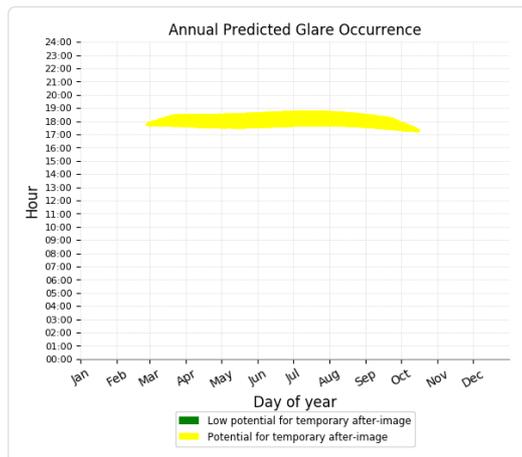
PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	10605
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
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:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 10,605 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)

No glare found

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 Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Anzahl		Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
																	Tag	Minuten											
2021-04-04 18:33:00	0,015383	571,0769	2	0,569352	0,018442	0,060327	275,1	2,5	-0,995	0,088	0,044	0,995	-0,096	-0,023			9. Mai	1	18:35	18:35									
2021-04-05 18:33:00	0,015445	574,5078	2	0,570577	0,018592	0,059999	275,5	2,7	-0,994	0,096	0,046	0,994	-0,103	-0,026			10. Mai	3	18:35	18:37									
2021-04-06 18:33:00	0,015904	577,8995	2	0,559021	0,018323	0,063667	275,8	3	-0,994	0,101	0,052	0,994	-0,11	-0,025			11. Mai	3	18:36	18:38									
2021-04-06 18:34:00	0,015446	575,7942	2	0,571835	0,018675	0,059648	276	2,8	-0,993	0,104	0,049	0,993	-0,111	-0,029			12. Mai	4	18:36	18:39									
2021-04-07 18:33:00	0,016284	581,2532	2	0,547752	0,018058	0,066467	276	3,3	-0,993	0,105	0,057	0,993	-0,117	-0,024			13. Mai	6	18:36	18:41									
2021-04-07 18:34:00	0,015965	579,1648	2	0,560299	0,018405	0,063439	276,2	3,1	-0,993	0,108	0,054	0,993	-0,118	-0,028			14. Mai	7	18:36	18:42									
2021-04-07 18:35:00	0,015443	577,0726	2	0,57313	0,018759	0,05927	276,4	2,9	-0,992	0,111	0,051	0,992	-0,118	-0,032			15. Mai	8	18:36	18:43									
2021-04-08 18:33:00	0,016385	584,5703	2	0,549052	0,018204	0,066322	276,5	3,4	-0,992	0,112	0,059	0,992	-0,124	-0,027			16. Mai	8	18:37	18:44									
2021-04-08 18:34:00	0,016045	582,4987	2	0,561616	0,018555	0,063192	276,7	3,2	-0,992	0,116	0,056	0,992	-0,125	-0,031			17. Mai	9	18:37	18:45									
2021-04-08 18:35:00	0,015492	580,4232	2	0,574464	0,018912	0,058866	276,8	3,1	-0,991	0,119	0,054	0,991	-0,126	-0,036			18. Mai	10	18:37	18:46									
2021-04-09 18:33:00	0,016641	587,8522	2	0,538089	0,017941	0,068628	276,7	3,7	-0,991	0,117	0,064	0,991	-0,131	-0,026			19. Mai	12	18:37	18:48									
2021-04-09 18:34:00	0,016426	585,797	2	0,550392	0,018287	0,066164	276,9	3,5	-0,991	0,12	0,061	0,991	-0,131	-0,03			20. Mai	13	18:37	18:49									
2021-04-09 18:35:00	0,016103	583,7382	2	0,562973	0,018639	0,063123	277,1	3,4	-0,991	0,123	0,059	0,991	-0,132	-0,034			21. Mai	13	18:39	18:51									
2021-04-09 18:36:00	0,015481	581,6755	2	0,575838	0,018998	0,05844	277,3	3,2	-0,99	0,127	0,056	0,99	-0,133	-0,039			22. Mai	14	18:39	18:52									
2021-04-10 18:33:00	0,016765	589,1821	2	0,527405	0,017624	0,070535	277	4	-0,99	0,121	0,069	0,99	-0,137	-0,025			23. Mai	15	18:39	18:53									
2021-04-10 18:34:00	0,016642	587,1347	2	0,539455	0,017964	0,068532	277,2	3,8	-0,99	0,124	0,067	0,99	-0,138	-0,029			24. Mai	16	18:39	18:54									
2021-04-10 18:35:00	0,01641	585,0835	2	0,551776	0,018311	0,065988	277,3	3,7	-0,99	0,128	0,064	0,99	-0,139	-0,033			25. Mai	17	18:39	18:55									
2021-04-10 18:36:00	0,016071	583,0285	2	0,564374	0,018663	0,062863	277,5	3,5	-0,99	0,131	0,061	0,99	-0,139	-0,037			26. Mai	16	18:40	18:55									
2021-04-10 18:37:00	0,015413	580,9698	2	0,572725	0,019021	0,057984	277,7	3,3	-0,989	0,134	0,058	0,989	-0,14	-0,042			27. Mai	17	18:40	18:56									
2021-04-11 18:34:00	0,016832	590,3894	2	0,528798	0,017707	0,070484	277,4	4,1	-0,989	0,129	0,072	0,989	-0,144	-0,028			28. Mai	18	18:40	18:57									
2021-04-11 18:35:00	0,016695	588,3545	2	0,540866	0,018049	0,068418	277,6	3,9	-0,989	0,132	0,069	0,989	-0,145	-0,032			29. Mai	19	18:40	18:58									
2021-04-11 18:36:00	0,016479	586,3158	2	0,553205	0,018397	0,065949	277,8	3,8	-0,989	0,135	0,066	0,989	-0,146	-0,036			30. Mai	20	18:40	18:59									
2021-04-11 18:37:00	0,016046	584,2734	2	0,565821	0,018751	0,062367	278	3,6	-0,988	0,138	0,063	0,988	-0,147	-0,041			31. Mai	21	18:41	19:01									
2021-04-12 18:33:00	0,017021	595,627	2	0,518418	0,017514	0,07214	277,6	4,4	-0,988	0,133	0,077	0,988	-0,151	-0,027			1. Jun.	21	18:41	19:01									
2021-04-12 18:34:00	0,016956	593,6119	2	0,530239	0,017852	0,07042	277,8	4,2	-0,988	0,136	0,074	0,988	-0,152	-0,031			2. Jun.	22	18:41	19:02									
2021-04-12 18:35:00	0,016812	591,5931	2	0,542325	0,018197	0,068326	278	4,1	-0,988	0,139	0,071	0,988	-0,152	-0,035			3. Jun.	22	18:42	19:03									
2021-04-12 18:36:00	0,016542	589,5706	2	0,545682	0,018548	0,065609	278,2	3,9	-0,987	0,143	0,068	0,987	-0,153	-0,039			4. Jun.	22	18:42	19:03									
2021-04-12 18:37:00	0,016113	587,5444	2	0,567316	0,018905	0,062049	278,4	3,8	-0,987	0,146	0,066	0,987	-0,154	-0,044			5. Jun.	23	18:42	19:04									
2021-04-13 18:33:00	0,017105	598,8026	2	0,50831	0,017264	0,073568	277,9	4,7	-0,987	0,137	0,082	0,987	-0,157	-0,025			6. Jun.	23	18:43	19:05									
2021-04-13 18:34:00	0,017097	596,8034	2	0,51989	0,017598	0,072114	278,1	4,5	-0,987	0,14	0,079	0,987	-0,158	-0,03			7. Jun.	24	18:43	19:06									
2021-04-13 18:35:00	0,01702	594,8006	2	0,531729	0,017938	0,070343	278,3	4,4	-0,987	0,143	0,076	0,987	-0,159	-0,034			8. Jun.	24	18:43	19:06									
2021-04-13 18:36:00	0,016858	592,7931	2	0,543833	0,018285	0,068167	278,5	4,2	-0,986	0,147	0,073	0,986	-0,16	-0,038			9. Jun.	25	18:43	19:07									
2021-04-13 18:37:00	0,016578	590,7839	2	0,556209	0,018638	0,065404	278,6	4	-0,986	0,15	0,071	0,986	-0,16	-0,042			10. Jun.	25	18:43	19:07									
2021-04-13 18:38:00	0,01612	588,77	2	0,568861	0,018997	0,061701	278,8	3,9	-0,986	0,153	0,068	0,986	-0,161	-0,047			11. Jun.	26	18:43	19:08									
2021-04-14 18:33:00	0,017153	601,9484	2	0,498469	0,017018	0,074826	278,1	5	-0,986	0,141	0,087	0,986	-0,164	-0,024			12. Jun.	26	18:44	19:09									
2021-04-14 18:34:00	0,01719	599,9651	2	0,509814	0,017348	0,073575	278,3	4,8	-0,986	0,144	0,084	0,986	-0,164	-0,029			13. Jun.	26	18:44	19:09									
2021-04-14 18:35:00	0,017172	597,978	2	0,521413	0,017684	0,072078	278,5	4,6	-0,986	0,148	0,081	0,986	-0,165	-0,033			14. Jun.	27	18:44	19:10									
2021-04-14 18:36:00	0,017086	595,9873	2	0,533271	0,018026	0,070267	278,7	4,5	-0,985	0,151	0,078	0,985	-0,166	-0,037			15. Jun.	26	18:45	19:10									
2021-04-14 18:37:00	0,016911	593,993	2	0,545394	0,018374	0,068036	278,9	4,3	-0,985	0,154	0,075	0,985	-0,167	-0,041			16. Jun.	26	18:46	19:11									
2021-04-14 18:38:00	0,016612	591,9949	2	0,557788	0,018729	0,065182	279,1	4,2	-0,985	0,157	0,073	0,985	-0,167	-0,045			17. Jun.	26	18:46	19:11									
2021-04-14 18:39:00	0,016123	589,9932	2	0,570459	0,019089	0,061325	279,3	4	-0,985	0,161	0,07	0,985	-0,168	-0,05			18. Jun.	26	18:46	19:11									
2021-04-15 18:34:00	0,017247	603,0978	2	0,500007	0,017104	0,074862	278,6	5,1	-0,985	0,148	0,089	0,985	-0,171	-0,027			19. Jun.	26	18:46	19:11									
2021-04-15 18:35:00	0,017276	601,1264	2	0,511371	0,017435	0,073574	278,8	4,9	-0,985	0,152	0,086	0,985	-0,171	-0,032			20. Jun.	27	18:46	19:12									
2021-04-15 18:36:00	0,017249	599,1513	2	0,522989	0,017773	0,072041	278,9	4,8	-0,984	0,155	0,083	0,984	-0,172	-0,036			21. Jun.	27	18:47	19:13									
2021-04-15 18:37:00	0,017154	597,1726	2	0,534867	0,018116	0,070192	279,1	4,6	-0,984	0,158	0,08	0,984	-0,173	-0,04			22. Jun.	27	18:47	19:13									
2021-04-15 18:38:00	0,016964	595,1903	2	0,54701	0,018466	0,067895	279,3	4,5	-0,984	0,161	0,078	0,984	-0,174	-0,044			23. Jun.	27	18:47	19:13									
2021-04-15 18:39:00	0,016642	593,2043	2	0,559424	0,018822	0,06494	279,5	4,3	-0,983	0,165	0,075	0,983	-0,174	-0,049	</														

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Anzahl		Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
																	Tag	Minuten											
2021-03-21 06:32:00	0,016419	545,8326	2	0,567386	0,017565	0,069217	91	0,3	1	-0,018	0,006	-1	0,01	0,016			2	2	06:07	06:08	04.07.2021	06.07.2021		8	22	06:00	06:10		
2021-03-22 06:31:00	0,015931	548,8459	2	0,568378	0,017693	0,066348	90,6	0,5	1	-0,01	0,008	-1	0,002	0,013			3	3	06:06	06:07	08.07.2021	09.07.2021		6	11	06:01	06:09		
2021-03-23 06:30:00	0,014478	549,5445	2	0,569375	0,017747	0,058534	90,1	0,6	1	-0,002	0,011	-1	-0,005	0,01			4	4	06:04	06:07	13.07.2021	17.07.2021		8	37	06:01	06:12		
2021-03-23 06:31:00	0,014878	551,8567	2	0,556535	0,01742	0,062213	90,3	0,8	1	-0,005	0,014	-1	-0,005	0,014			5	5	06:04	06:07	19.07.2021	04.08.2021		12	142	06:00	06:16		
2021-03-24 06:30:00	0,017184	554,8091	2	0,544944	0,017148	0,074402	90,1	1,1	1	-0,001	0,019	-1	-0,012	0,015			6	6	06:02	06:07									
2021-03-25 06:27:00	0,016509	553,17	2	0,571391	0,017927	0,068078	89,2	0,9	1	0,014	0,016	-1	-0,021	0,004			7	7	06:00	06:06									
2021-03-25 06:28:00	0,017649	555,4503	2	0,558507	0,017595	0,074474	89,4	1,1	1	0,01	0,019	-1	-0,02	0,008			8	8	06:00	06:06									
2021-03-25 06:29:00	0,016878	557,7264	2	0,545913	0,017269	0,07256	89,6	1,2	1	0,007	0,022	-1	-0,019	0,012			9	9	06:01	06:02									
2021-03-26 06:27:00	0,015175	558,35	2	0,559508	0,017719	0,062431	89	1,2	1	0,018	0,021	-1	-0,028	0,005			10	10	06:01	06:05									
2021-03-26 06:28:00	0,016632	560,6085	2	0,546894	0,017389	0,070946	89,1	1,4	1	0,015	0,024	-1	-0,027	0,009			11	11	06:04	06:05									
2021-03-26 06:29:00	0,015558	562,8627	2	0,534563	0,017066	0,067308	89,3	1,6	1	0,012	0,027	-1	-0,026	0,013			12	12	06:03	06:05									
2021-03-27 06:24:00	0,014444	556,7197	2	0,573447	0,018107	0,056701	88,3	1,2	0,999	0,029	0,021	-0,999	-0,036	-0,003			13	13	06:04	06:04									
2021-03-27 06:27:00	0,015621	563,4549	2	0,535538	0,017115	0,067397	88,9	1,7	0,999	0,019	0,03	-0,999	-0,034	0,01			14	14	06:01	06:04									
2021-03-27 06:28:00	0,017588	565,6917	2	0,523465	0,016795	0,07759	89,1	1,9	0,999	0,016	0,032	-0,999	-0,033	0,015			15	15	06:02	06:01									
2021-03-28 06:25:00	0,016689	564,0419	2	0,548898	0,01756	0,070471	88,2	1,7	0,999	0,031	0,029	-0,999	-0,042	0,003			16	16	06:03	06:03									
2021-03-28 06:27:00	0,017462	568,4851	2	0,524436	0,01691	0,076587	88,6	2	0,999	0,024	0,035	-0,999	-0,041	0,011			17	17	06:03	06:03									
2021-03-29 06:22:00	0,016672	562,4081	2	0,575562	0,01836	0,067006	87,4	1,5	0,999	0,045	0,026	-0,999	-0,051	-0,009			18	18	06:03	06:04									
2021-03-29 06:23:00	0,016685	564,6228	2	0,562599	0,018017	0,068506	87,6	1,7	0,999	0,042	0,029	-0,999	-0,051	-0,005			19	19	06:03	06:03									
2021-03-29 06:26:00	0,018529	571,2427	2	0,525426	0,017024	0,080331	88,2	2,2	0,999	0,032	0,038	-0,999	-0,048	0,008			20	20	06:01	06:03									
2021-03-29 06:27:00	0,015963	573,4411	2	0,513587	0,016704	0,070882	88,4	2,3	0,999	0,028	0,04	-0,999	-0,048	0,013			21	21	06:03	06:04									
2021-03-30 06:20:00	0,014411	562,9951	2	0,576647	0,018414	0,055127	87	1,7	0,998	0,053	0,029	-0,998	-0,059	-0,012			22	22	06:01	06:04									
2021-03-30 06:21:00	0,015213	565,197	2	0,563664	0,018069	0,061071	87,2	1,8	0,998	0,05	0,032	-0,998	-0,058	-0,008			23	23	06:01	06:03									
2021-03-30 06:22:00	0,01524	567,3949	2	0,550973	0,017731	0,062716	87,3	2	0,998	0,046	0,034	-0,998	-0,058	-0,003			24	24	06:03	06:03									
2021-03-30 06:25:00	0,01724	573,9642	2	0,514579	0,016752	0,076342	87,9	2,5	0,998	0,036	0,043	-0,998	-0,055	0,01			25	25	06:01	06:03									
2021-03-30 06:26:00	0,017757	576,1458	2	0,502987	0,016437	0,079807	88,1	2,6	0,998	0,033	0,046	-0,998	-0,055	0,014			26	26	06:03	06:03									
2021-03-31 06:20:00	0,014899	567,9488	2	0,564751	0,018192	0,058845	86,7	2	0,998	0,057	0,034	-0,998	-0,066	-0,011			27	27	06:03	06:03									
2021-03-31 06:22:00	0,01578	572,3072	2	0,539616	0,017516	0,066391	87,1	2,3	0,998	0,051	0,04	-0,998	-0,064	-0,002			28	28	06:02	06:03									
2021-03-31 06:23:00	0,016149	574,4803	2	0,527468	0,017187	0,06961	87,3	2,4	0,998	0,047	0,043	-0,998	-0,064	0,002			29	29	06:03	06:03									
2021-03-31 06:25:00	0,016135	578,8145	2	0,503983	0,016545	0,077393	87,7	2,8	0,998	0,041	0,048	-0,998	-0,062	0,011			30	30	06:02	06:03									
2021-03-31 06:26:00	0,016152	580,9755	2	0,492634	0,016233	0,073879	87,9	2,9	0,998	0,037	0,051	-0,998	-0,061	0,015			31	31	06:02	06:03									
2021-04-01 06:19:00	0,016598	570,6633	2	0,565861	0,018315	0,066685	86,3	2,1	0,997	0,065	0,037	-0,997	-0,073	-0,014			1.	Jun.	1	06:01	06:01								
2021-04-01 06:20:00	0,015345	572,8218	2	0,553133	0,017971	0,062195	86,5	2,3	0,997	0,062	0,039	-0,997	-0,073	-0,01			2.	Jun.	2	06:01	06:02								
2021-04-01 06:25:00	0,016193	583,5915	2	0,493637	0,01634	0,073589	87,4	3,1	0,998	0,045	0,053	-0,998	-0,069	0,012			3.	Jun.	2	06:01	06:02								
2021-04-02 06:17:00	0,014852	569,1064	2	0,566997	0,018302	0,058105	85,8	2,2	0,997	0,073	0,039	-0,997	-0,081	-0,017			4.	Jun.	1	06:02	06:02								
2021-04-02 06:18:00	0,015529	571,2682	2	0,554251	0,017958	0,063193	86	2,4	0,997	0,07	0,042	-0,997	-0,08	-0,013			5.	Jun.	2	06:00	06:02								
2021-04-02 06:19:00	0,015559	573,4262	2	0,54179	0,017621	0,064833	86,2	2,6	0,997	0,066	0,045	-0,997	-0,08	-0,008			6.	Jun.	1	06:01	06:01								
2021-04-02 06:20:00	0,018192	575,5801	2	0,529607	0,017289	0,077934	86,4	2,7	0,997	0,063	0,048	-0,997	-0,079	-0,004			7.	Jun.	3	06:00	06:04								
2021-04-02 06:21:00	0,017607	577,7380	2	0,517697	0,016964	0,076952	86,6	2,9	0,997	0,06	0,05	-0,997	-0,078	0			8.	Jun.	4	06:00	06:04								
2021-04-02 06:23:00	0,018658	582,018	2	0,494667	0,016329	0,083708	87	3,2	0,997	0,053	0,056	-0,997	-0,077	0,009			9.	Jun.	3	06:00	06:03								
2021-04-02 06:24:00	0,017726	584,1559	2	0,483537	0,016021	0,081483	87,1	3,4	0,997	0,05	0,059	-0,997	-0,076	0,013			10.	Jun.	1	06:01	06:01								
2021-04-03 06:16:00	0,01536	571,7844	2	0,56816	0,018426	0,060275	85,4	2,4	0,996	0,081	0,042	-0,996	-0,089	-0,02			11.	Jun.	1	06:01	06:01								
2021-04-03 06:17:00	0,015672	573,9301	2	0,555397	0,018079	0,063385	85,6	2,5	0,996	0,077	0,044	-0,996	-0,088	-0,016			13.	Jun.	1	06:03	06:03								
2021-04-03 06:18:00	0,017015	576,0719	2	0,542918	0,017739	0,071162	85,7	2,7	0,996	0,074	0,047	-0,996	-0,087	-0,011			14.	Jun.	1	06:03	06:03								
2021-04-03 06:19:00	0,016164	578,2097	2	0,530718	0,017405	0,068724	85,9	2,9	0,996	0,071	0,05	-0,996	-0,086	-0,007			15.	Jun.	2	06:02	06:03								
2021-04-03 06:20:00	0,016434	580,3436	2	0,51879	0,017076	0,071408	86,1	3	0,996	0,067	0,053	-0,996	-0,086	-0,003			16.	Jun.	2	06:03	06:04								
2021-04-03 06:21:00	0,016142	582,4734	2	0,507128	0,016754	0,071496	86,3	3,2	0,996	0,064	0,056	-0,996	-0,085	0,001			17.	Jun.	2	06:03	06:04								
2021-04-03 06:23:00	0,017442	586,7212	2	0,484578	0,016126	0,079891	86,7	3,5	0,996	0,057	0,061	-0,996	-0,083	0,01			18.	Jun.	2	06:03	06:04								
2021-04-03 06:24:00	0,016137	588,839	2	0,47368	0,01582	0,075698	86,9	3,7	0,996	0,054	0,064	-0,996	-0,083	0,0															

	Corneal Irradiance (W/m²)	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
																					Start	Ende	pro Tag	Zeitraum			
2021-03-22 06:31:00	0,018576	548,8459	2	0,568378	0,017693	0,077775	90,6	0,5	1	-0,01	0,008	-1	0,002	0,013			2. Mai	2	06:07	06:08	05.05.2021	17.05.2021	8	76	06:00	06:07	
2021-03-23 06:30:00	0,018671	549,5445	2	0,569375	0,017747	0,077926	90,1	0,6	1	-0,002	0,011	-1	-0,005	0,01			3. Mai	3	06:06	06:08	21.05.2021	22.05.2021	5	10	06:00	06:04	
2021-03-23 06:31:00	0,019007	551,8567	2	0,556535	0,01742	0,080741	90,3	0,9	1	-0,005	0,014	-1	-0,005	0,014			4. Mai	4	06:04	06:07	06.06.2021	06.06.2021	5	5	06:00	06:04	
2021-03-24 06:28:00	0,018866	550,2168	2	0,570379	0,0178	0,078453	89,7	0,8	1	0,006	0,014	-1	-0,013	0,007			5. Mai	5	06:03	06:07	12.06.2021	07.08.2021	16	581	06:00	06:17	
2021-03-24 06:29:00	0,019102	552,515	2	0,557516	0,017471	0,080648	89,9	0,9	1	0,002	0,016	-1	-0,012	0,011			6. Mai	6	06:02	06:07							
2021-03-25 06:27:00	0,019476	553,17	2	0,571391	0,017927	0,080202	89,2	0,9	1	0,014	0,016	-1	-0,021	0,004			7. Mai	8	06:00	06:07							
2021-03-25 06:28:00	0,019356	555,4503	2	0,558507	0,017595	0,081078	89,4	1,1	1	0,01	0,019	-1	-0,02	0,008			8. Mai	8	06:00	06:07							
2021-03-25 06:29:00	0,01947	557,7264	2	0,545913	0,017269	0,082789	89,6	1,2	1	0,007	0,022	-1	-0,019	0,012			9. Mai	6	06:00	06:05							
2021-03-26 06:26:00	0,018614	556,0875	2	0,572413	0,018054	0,076472	88,8	1,1	1	0,022	0,019	-1	-0,028	0			10. Mai	6	06:00	06:05							
2021-03-26 06:27:00	0,019817	558,35	2	0,559508	0,017719	0,082231	89	1,2	1	0,018	0,021	-1	-0,028	0,005			11. Mai	6	06:00	06:05							
2021-03-26 06:28:00	0,019665	560,6085	2	0,546894	0,017389	0,082944	89,1	1,4	1	0,015	0,024	-1	-0,027	0,009			12. Mai	6	06:00	06:05							
2021-03-26 06:29:00	0,019745	562,8627	2	0,534563	0,017066	0,084562	89,3	1,6	1	0,012	0,027	-1	-0,026	0,013			13. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-27 06:24:00	0,018574	556,7197	2	0,573447	0,018107	0,076104	88,3	1,2	0,999	0,029	0,021	-0,999	-0,036	-0,003			14. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-27 06:25:00	0,019199	558,9689	2	0,560523	0,017771	0,079809	88,5	1,4	0,999	0,026	0,024	-0,999	-0,035	0,002			15. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-27 06:26:00	0,019946	561,214	2	0,547888	0,017444	0,083771	88,7	1,5	0,999	0,023	0,027	-0,999	-0,035	0,006			16. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-27 06:27:00	0,019765	563,4549	2	0,535538	0,017115	0,084438	88,9	1,7	0,999	0,019	0,03	-0,999	-0,034	0,01			17. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-27 06:28:00	0,019849	565,6917	2	0,523465	0,016795	0,086001	89,1	1,9	0,999	0,016	0,032	-0,999	-0,033	0,015			18. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-28 06:23:00	0,018603	559,5823	2	0,574497	0,018234	0,077511	87,9	1,4	0,999	0,037	0,024	-0,999	-0,044	-0,006			19. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-28 06:24:00	0,019259	561,8141	2	0,561552	0,017894	0,079544	88,1	1,5	0,999	0,034	0,027	-0,999	-0,043	-0,001			20. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-28 06:25:00	0,019845	564,0419	2	0,548898	0,01756	0,082952	88,2	1,7	0,999	0,031	0,029	-0,999	-0,042	0,003			21. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-28 06:26:00	0,020053	566,2656	2	0,536528	0,017232	0,084957	88,4	1,8	0,999	0,027	0,032	-0,999	-0,042	0,007			22. Mai	5	06:00	06:04							
2021-03-28 06:27:00	0,019945	568,4851	2	0,524436	0,01691	0,085871	88,6	2	0,999	0,024	0,035	-0,999	-0,041	0,011			23. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:22:00	0,018627	562,4081	2	0,575562	0,01836	0,075305	87,4	1,5	0,999	0,045	0,026	-0,999	-0,051	-0,009			24. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:23:00	0,019314	564,6228	2	0,562599	0,018017	0,07926	87,6	1,7	0,999	0,042	0,029	-0,999	-0,051	-0,005			25. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:24:00	0,019715	566,8335	2	0,549926	0,01768	0,082024	87,8	1,8	0,999	0,038	0,032	-0,999	-0,05	0			26. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:25:00	0,020779	569,0402	2	0,537537	0,017349	0,086902	88	2	0,999	0,035	0,035	-0,999	-0,049	0,004			27. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:26:00	0,020096	571,2427	2	0,525426	0,017024	0,085925	88,2	2,2	0,999	0,032	0,038	-0,999	-0,048	0,008			28. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-29 06:27:00	0,020095	573,4411	2	0,513587	0,016704	0,087193	88,4	2,3	0,999	0,028	0,04	-0,999	-0,048	0,013			29. Mai	3	06:00	06:02							
2021-03-30 06:20:00	0,018573	562,9951	2	0,576647	0,018414	0,07488	87	1,7	0,998	0,053	0,029	-0,998	-0,059	-0,012			30. Mai	3	06:00	06:02							
2021-03-30 06:21:00	0,01929	565,197	2	0,563664	0,018069	0,078964	87,2	1,8	0,998	0,05	0,032	-0,998	-0,058	-0,008			31. Mai	4	06:00	06:03							
2021-03-30 06:22:00	0,019709	567,3949	2	0,550973	0,017731	0,081801	87,3	2	0,998	0,046	0,034	-0,998	-0,058	-0,003			1. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-30 06:23:00	0,019944	569,5887	2	0,538565	0,017399	0,083928	87,5	2,1	0,998	0,043	0,037	-0,998	-0,057	0,001			2. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-30 06:24:00	0,020465	571,7785	2	0,526436	0,017072	0,086956	87,7	2,3	0,998	0,04	0,04	-0,998	-0,056	0,005			3. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-30 06:25:00	0,020083	573,9642	2	0,514579	0,016752	0,086965	87,9	2,5	0,998	0,036	0,043	-0,998	-0,055	0,01			4. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-30 06:26:00	0,020047	576,1458	2	0,502987	0,016437	0,08811	88,1	2,6	0,998	0,033	0,046	-0,998	-0,055	0,014			5. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-31 06:20:00	0,019338	567,9488	2	0,564751	0,018192	0,078661	86,7	2	0,998	0,057	0,034	-0,998	-0,066	-0,011			6. Jun.	5	06:00	06:04							
2021-03-31 06:21:00	0,019775	570,13	2	0,552041	0,017851	0,081567	86,9	2,1	0,998	0,054	0,037	-0,998	-0,065	-0,006			7. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-31 06:22:00	0,020025	572,3072	2	0,539616	0,017516	0,083744	87,1	2,3	0,998	0,051	0,04	-0,998	-0,064	-0,002			8. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-31 06:23:00	0,020379	574,4803	2	0,527468	0,017187	0,086227	87,3	2,4	0,998	0,047	0,043	-0,998	-0,064	0,002			9. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-31 06:24:00	0,020335	576,6494	2	0,515593	0,016863	0,087354	87,5	2,6	0,998	0,044	0,045	-0,998	-0,063	0,006			10. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-03-31 06:25:00	0,020146	578,8145	2	0,503983	0,016545	0,088001	87,7	2,8	0,998	0,041	0,048	-0,998	-0,062	0,011			11. Jun.	4	06:00	06:03							
2021-04-01 06:19:00	0,019417	570,6633	2	0,565861	0,018315	0,078472	86,3	2,1	0,997	0,065	0,037	-0,997	-0,073	-0,014			12. Jun.	5	06:00	06:04							
2021-04-01 06:20:00	0,019839	572,828	2	0,553133	0,017971	0,081326	86,5	2,3	0,997	0,062	0,039	-0,997	-0,073	-0,01			13. Jun.	5	06:00	06:04							
2021-04-01 06:21:00	0,020101	574,9888	2	0,54069	0,017633	0,083549	86,6	2,4	0,997	0,059	0,042	-0,997	-0,072	-0,005			14. Jun.	5	06:00	06:04							
2021-04-01 06:22:00	0,020234	577,1455	2	0,528525	0,017301	0,085295	86,8	2,6	0,997	0,055	0,045	-0,997	-0,071	-0,001			15. Jun.	5	06:00	06:04							
2021-04-01 06:23:00	0,020444	579,2982	2	0,516632	0,016975	0,087272	87	2,7	0,998	0,052	0,048	-0,998	-0,071	0,003			16. Jun.	6	06:00	06:05							
2021-04-01 06:24:00	0,020255	581,4469	2	0,505004	0,016654	0,087923	87,2	2,9	0,998	0,049	0,051	-0,998	-0,07	0,008			17. Jun.	6	06:00	06:05							
2021-04-01 06:25:00	0,020166	583,5915	2	0,493637	0,01634	0,088895	87,4	3,1	0,998	0,045	0,053	-0,998	-0,069	0,012			18. Jun.	6	06:00	06:05							
2021-04-02 06:17:00	0,019277	569,1064	2	0,566997	0,018302</																						