

SolPEG Blendgutachten

Solarpark „Baiersdorf Kilian“

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Baiersdorf in Mittelfranken (Bayern)**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

✉ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, St2244 südwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, St2244 westlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke südöstlich	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke nordöstlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Baiersdorf Kilian

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Baiersdorf Kilian“ für die Bahnstrecke Nürnberg–Bamberg, für Verkehrsteilnehmer sowie für Anwohner der ggf. 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“ (seit 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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke Nürnberg–Bamberg, Verkehrsteilnehmer sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Baiersdorf in Mittelfranken (Bayern) ca. 6 km nördlich von Erlangen. Westlich der Fläche verläuft die St2244 und etwas weiter östlich verläuft die mehrgleisige Bahnstrecke Nürnberg–Bamberg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südlich von Baiersdorf in Mittelfranken (Bayern). Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	49.644°N, 11.023°O, 270 m ü.N.N.
Abstand zur St2244	ca. 25 m
Entfernung zur Bahnstrecke	ca. 85 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 80 m

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

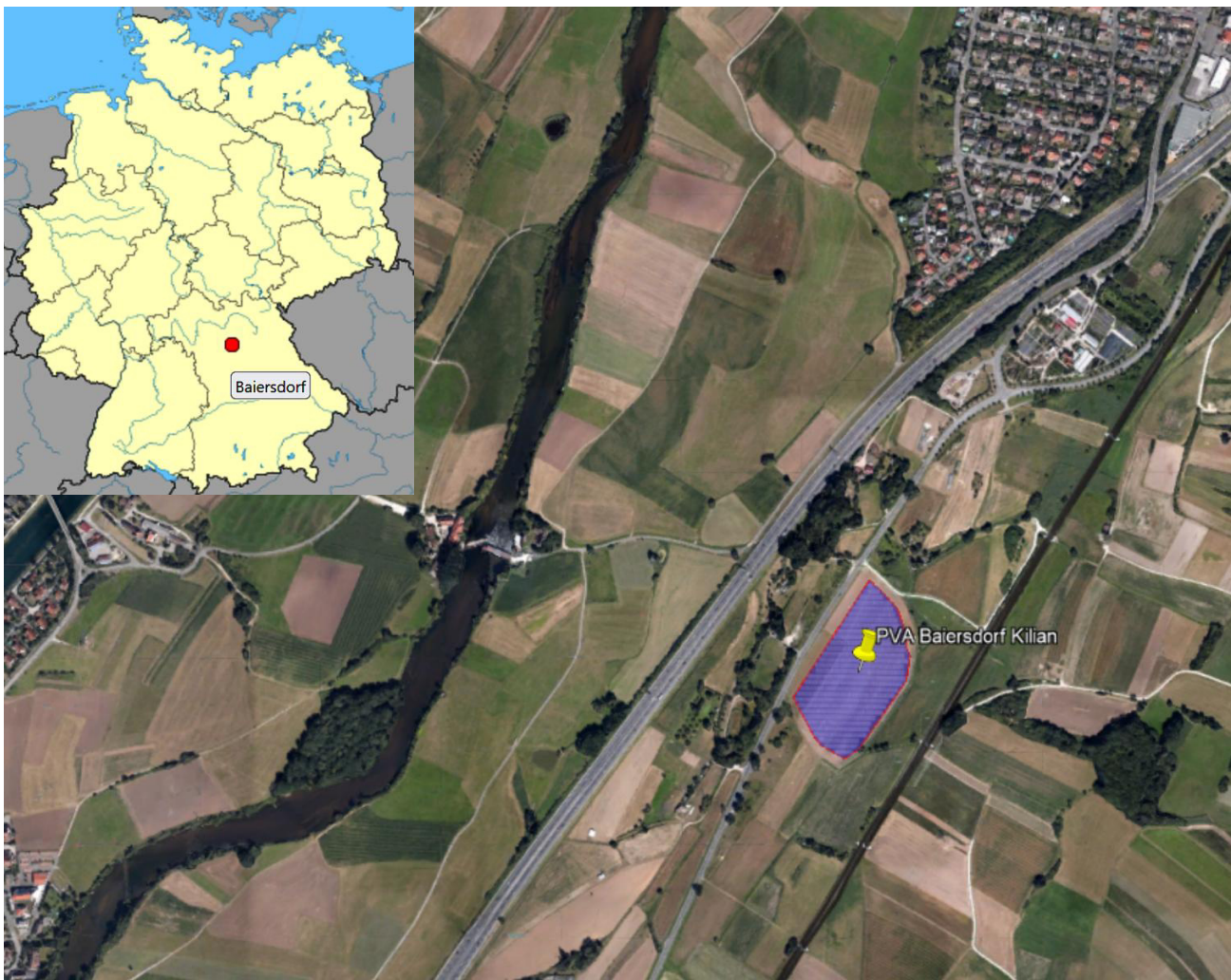


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage

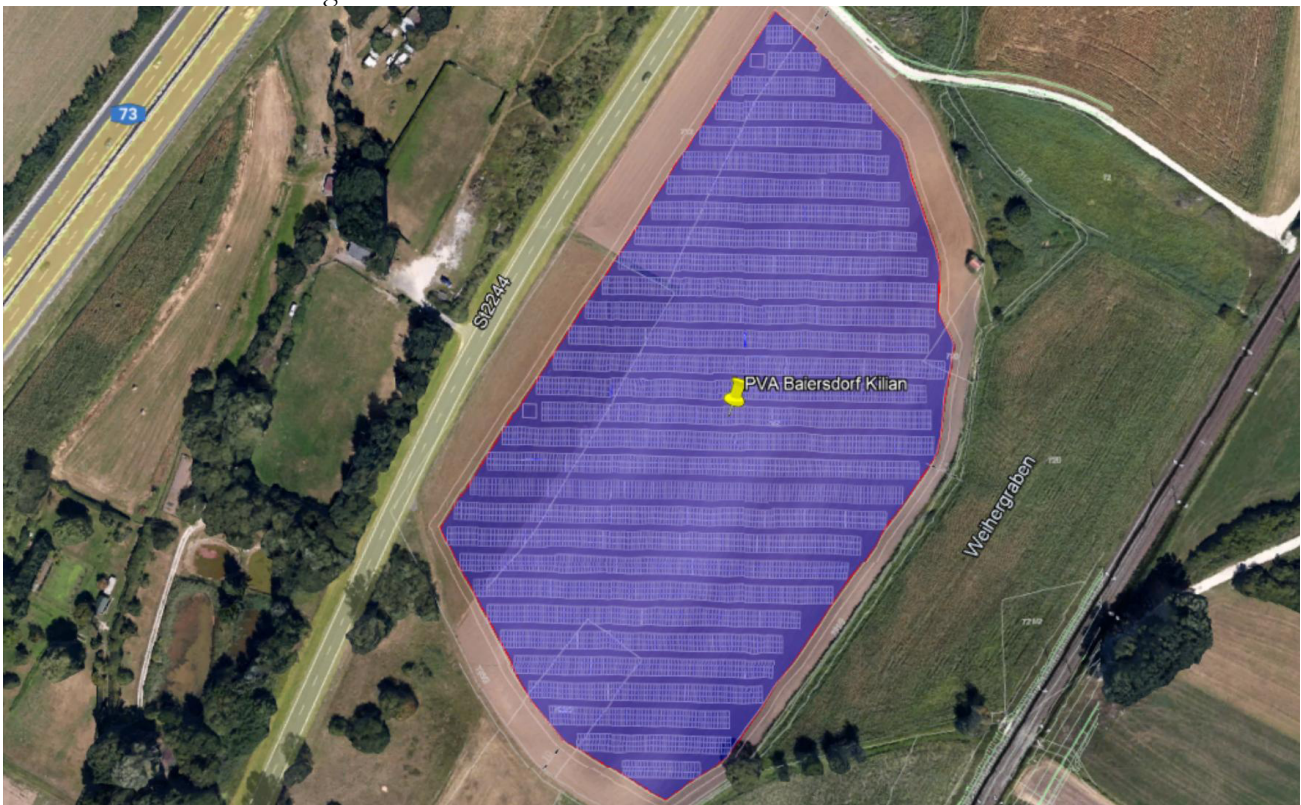


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 die PV Fläche und Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können die westlich gelegenen Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Allerdings besteht in der Realität überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Der Standort wird dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

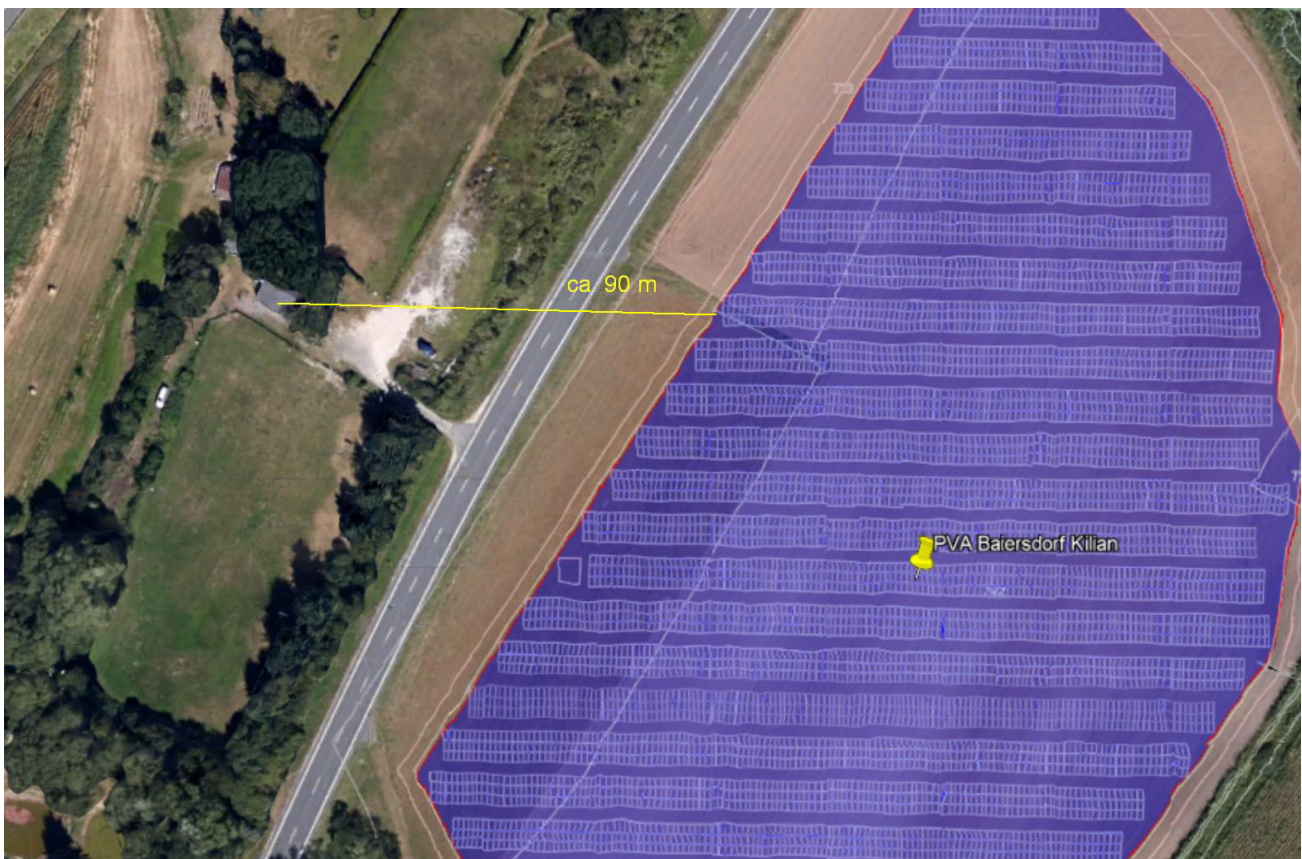


Bild 2.2.1: Gebäude westlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

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 re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

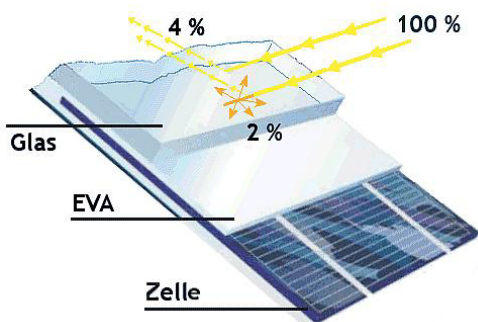


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

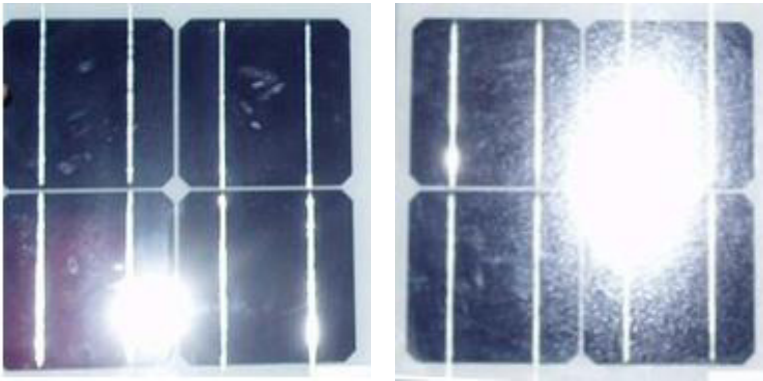


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

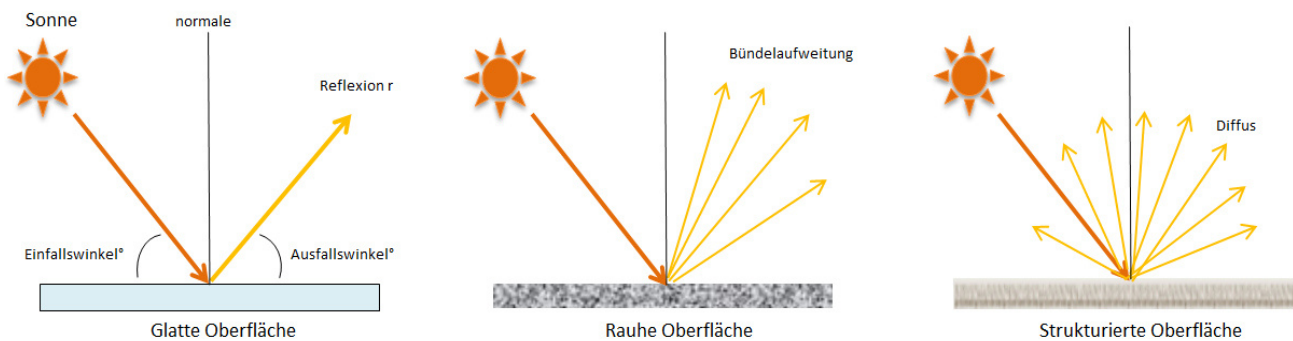


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 (z.B. JA Solar) mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

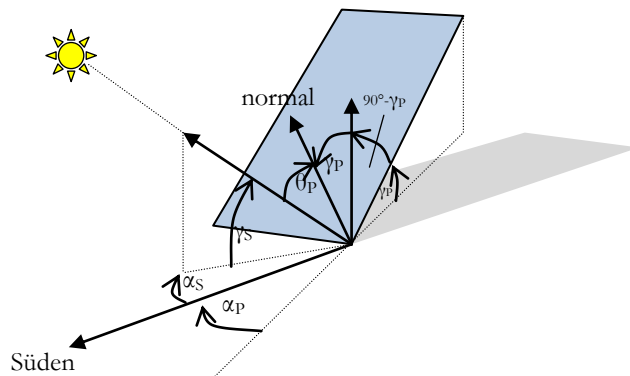


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

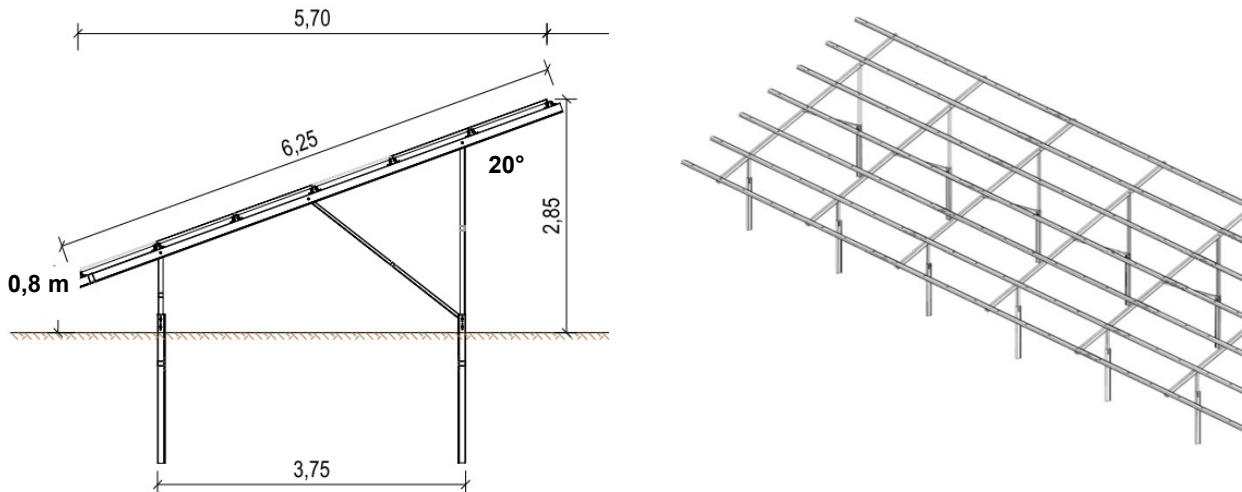


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 3,5 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Zugführer	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Zugführer ⁶	Fahrtrichtung +/- 20°

⁶ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Baiersdorf Kilian wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der St2244 sowie 1 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Andere Standorte (u.a. im Verlauf der A73) und Gebäude wurden nicht weiter 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: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁷ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

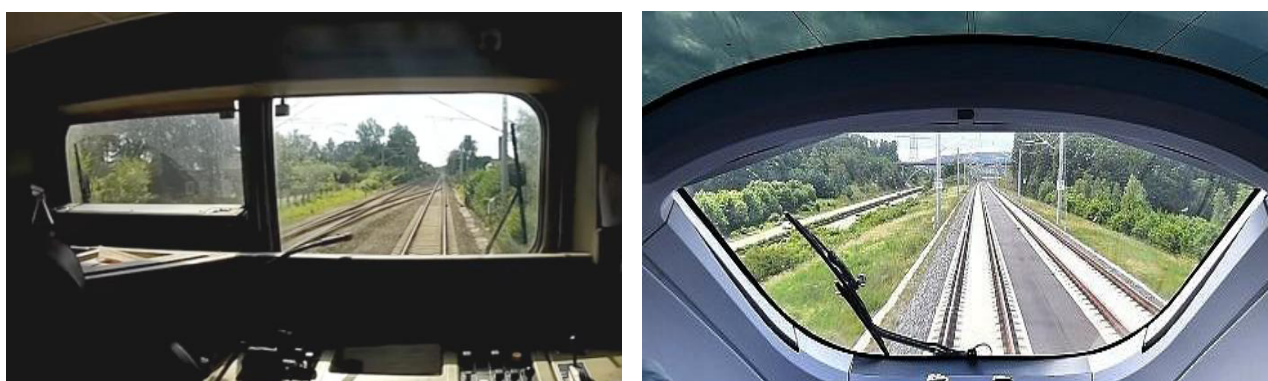


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts ICE (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

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. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ 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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

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

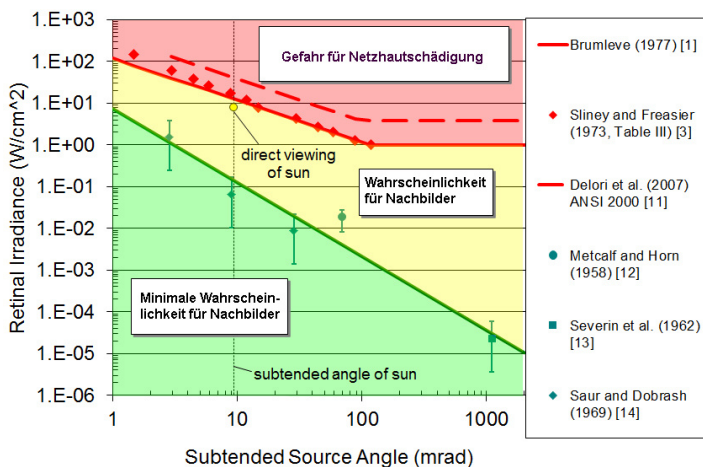


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ 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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Baiersdorf Kilian wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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. 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
P1 St2244 südwestlich	-
P2 St2244 westlich	1617 ^W
P3 Bahnstrecke südöstlich	-
P4 Bahnstrecke östlich	1294 ^W
P5 Gebäude westlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2244 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der St2244 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass aufgrund der Ausrichtung der PV Module Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden auftreten können wenn die Sonne dicht über dem Horizont steht. In diesen Konstellationen beträgt der Differenzwinkel zwischen Reflexion und Sonne weniger als 10° , die Sonne ist daher selbst Ursache für potentielle Blendwirkungen.

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

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich ist der für Fahrzeugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im grün/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Darüber hinaus ist in diesem Bereich entlang der St2244 ein Bewuchs u. a. aus Büschen vorhanden, der als Sichtschutz gewertet werden kann, da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle überwiegend verhindert wird. Aber selbst wenn der Bewuchs komplett gerodet werden sollte, wäre aufgrund des Einfallswinkels eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage wenig wahrscheinlich.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P1. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Diagramm gezeigten 195 Minuten entsprechen den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

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

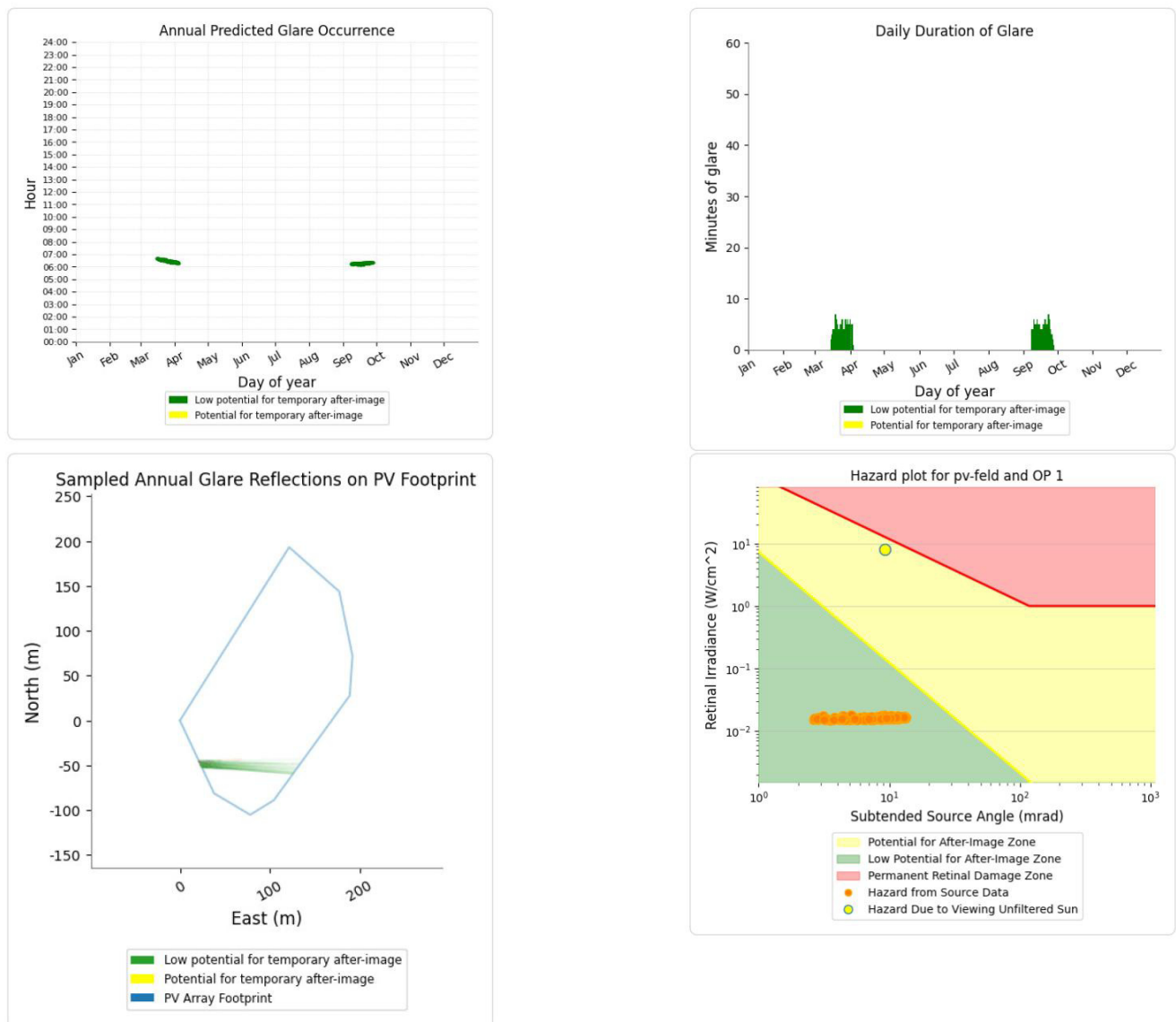


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, St2244 westlich

Am Messpunkt P2 auf der St2244 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch an insgesamt 1617 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 – 06:29 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

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

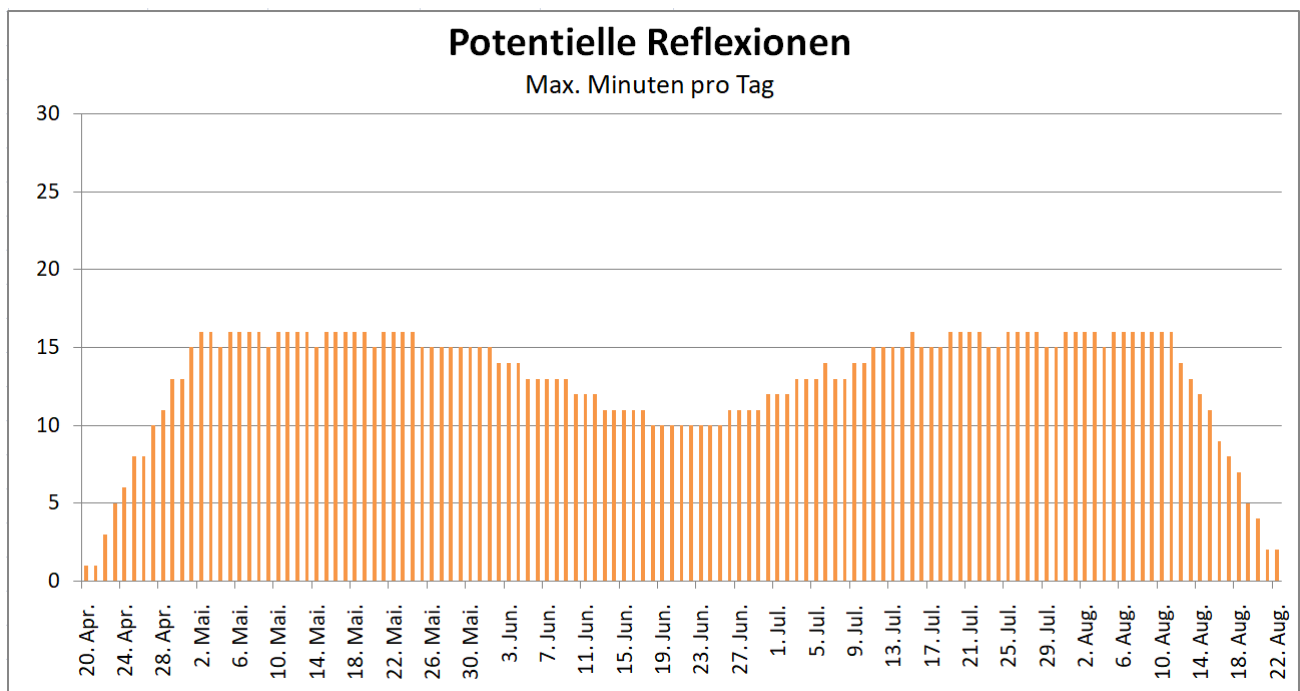


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass auch im Bereich von Messpunkt P2 die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit $+27^\circ$ bis $+55^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Daher sind potentiellen Reflexionen für den fließenden Verkehr auf der St2244 zu vernachlässigen. Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

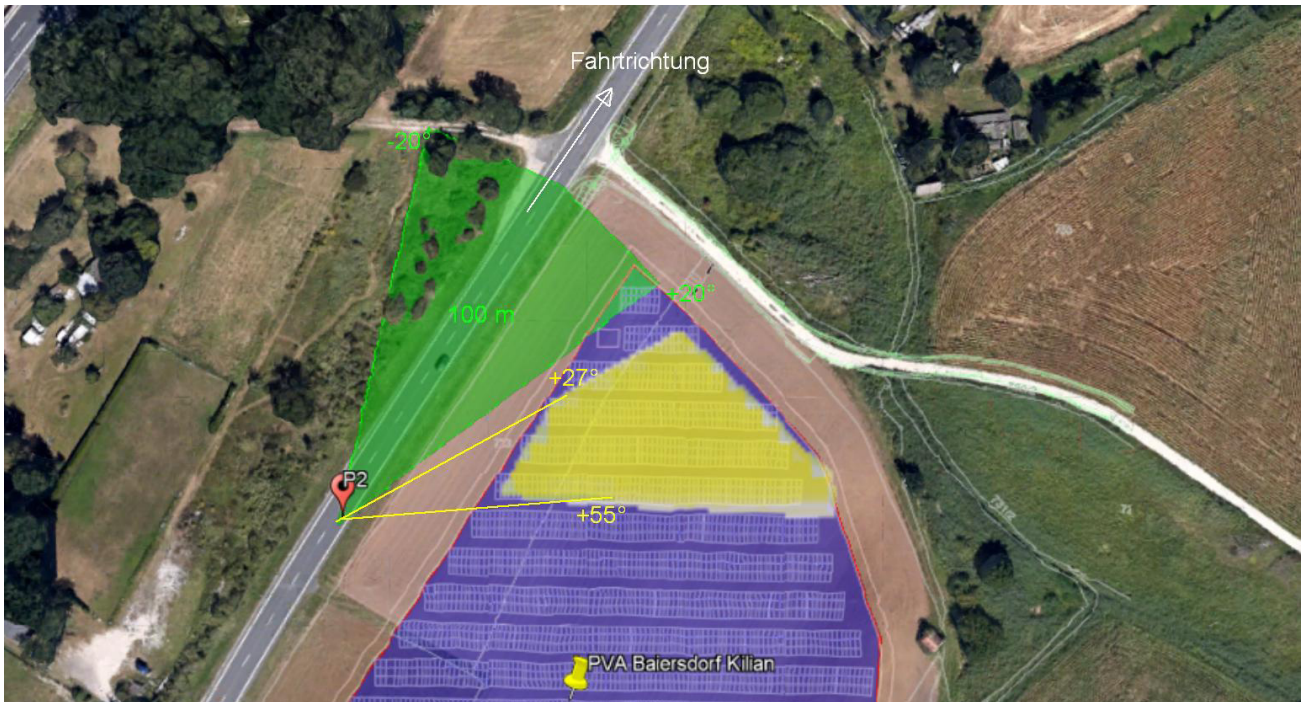


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Fahrzeugführer relevante Sichtbereich. Im gelb/weiß markierten Bereich rechts (östlich) der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Potentielle Reflexionen sind rechts im Bild angedeutet.



Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke südöstlich

Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke südöstlich der geplanten PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken analysiert da in diesem Bereich kaum mit Reflexionen zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke nordöstlich

Am Messpunkt P4 auf der Bahnstrecke nordöstlich der geplanten PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. April und dem 17. August in den Abendstunden zwischen 18:09 – 18:37 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit $+60^\circ$ bis $+84^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). In den grün/gelb markierten Bereichen können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Das folgende Foto zeigen die Situation am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar evt. im Randbereich sichtbar ist aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels (außerhalb des Bildes) auftreten würden.

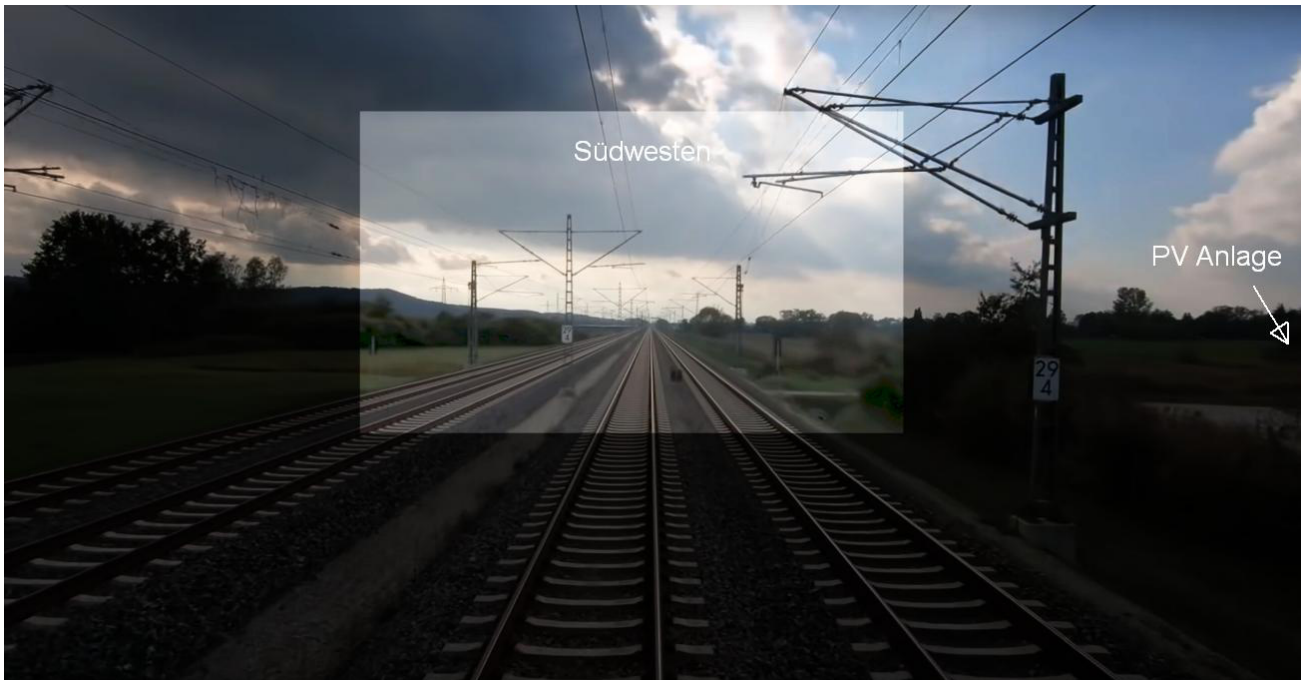


Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Südwesten(Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können an insgesamt nur 188 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass aufgrund der Ausrichtung der PV Module Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden auftreten können wenn die Sonne dicht über dem Horizont steht und die PV Module nicht erreichen kann. Darüber hinaus ist das Gebäude von einem ausgeprägten Bewuchs durch Büsche und Bäume umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Baiersdorf Kilian kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potentiellen Reflexionen ergriffen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Bahnstrecke Nürnberg–Bamberg nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Verkehrsteilnehmer auf der St2244 sind von Reflexionen durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da auch hier die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die westlich gelegenen Gebäude können nur theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, in der Realität besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Aber insbesondere aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von potentiellen Reflexionen kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Die gilt gleichermaßen auch für die weiter westlich verlaufende A 73 und die weiter östlich verlaufende Verbindungstraße Igelsdorf-Bubenreuth – sofern überhaupt ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

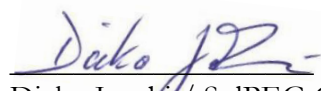
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 14.09.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Gesamtübersicht:

Modulauslegung:

20° Aufständigung

Modulausrichtung:

180° Süd

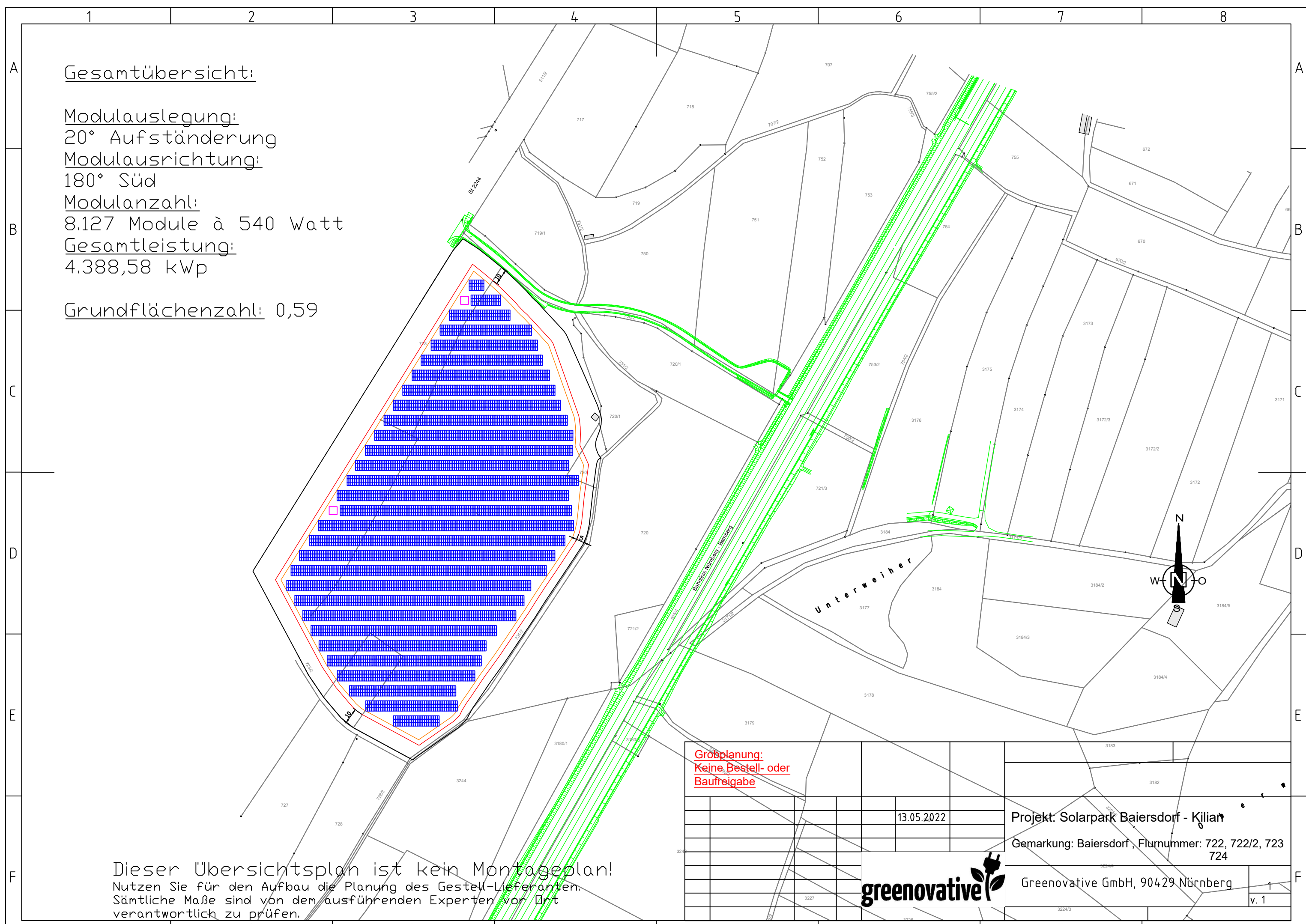
Modulanzahl:

8.127 Module à 540 Watt

Gesamtleistung:

4.388,58 kWp

Grundflächenzahl: 0,59



Grobplanung:
Keine Bestell- oder
Baufreigabe

13.05.2022

Projekt: Solarpark Baiersdorf - Kilian
Gemarkung: Baiersdorf, Flurnummer: 722, 722/2, 723
724



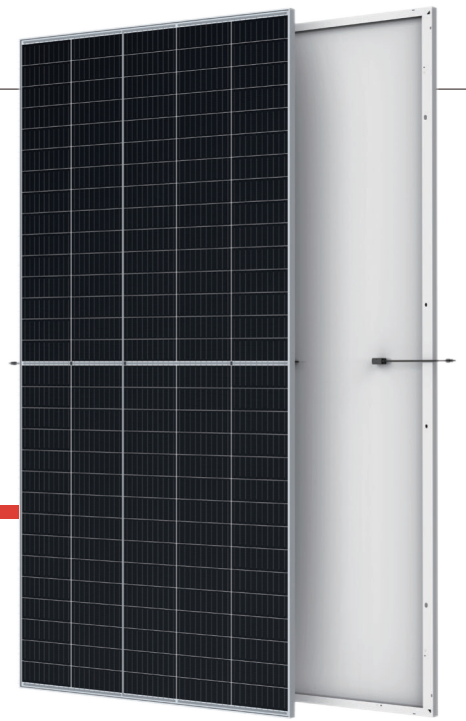
Greenovative GmbH, 90429 Nürnberg

v. 1

Dieser Übersichtsplan ist kein Montageplan!
Nutzen Sie für den Aufbau die Planung des Gestell-Lieferanten.
Sämtliche Maße sind von dem ausführenden Experten vor Ort
verantwortlich zu prüfen.

THE Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS
TSM-DE18M(II)

POWER RANGE
480-505W



High customer value

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



High power up to 505W

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



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to 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 (-0.36%) and operating temperature

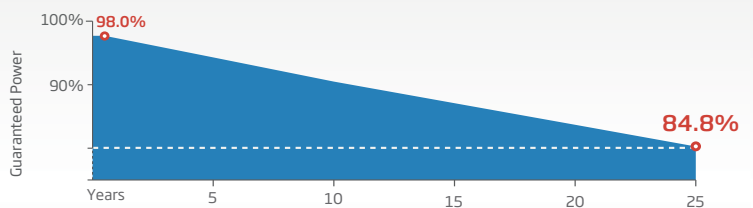
Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable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

Comprehensive Products and System Certificates

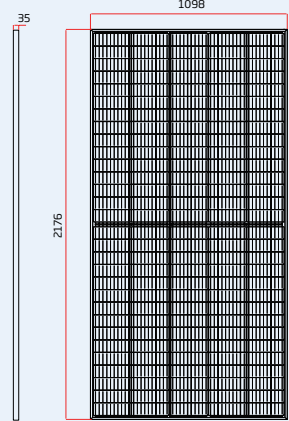
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



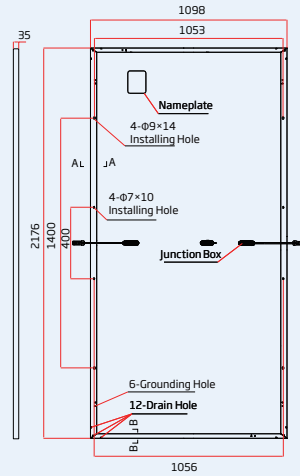
Trina Solar's VERTEX Backsheet Performance Warranty



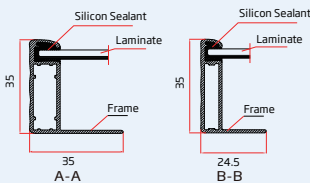
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



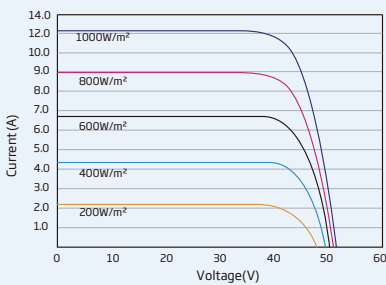
Front View



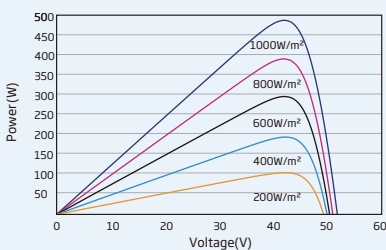
Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



ELECTRICAL DATA (STC)

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

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

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

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Baiersdorf Kilian

Baiersdorf Kilian

Created Sept. 14, 2022
Updated Sept. 14, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 75781.13399

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 Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

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	20.0	180.0	2,677	4,976	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 32,998 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 32,998 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



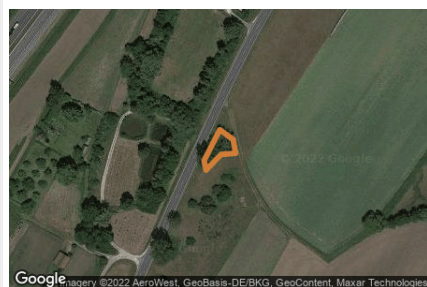
Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.643914	11.021809	270.80	2.00	272.80
2	49.645651	11.023493	270.24	2.00	272.24
3	49.645206	11.024266	270.07	2.00	272.07
4	49.644560	11.024469	269.31	2.00	271.31
5	49.644164	11.024426	270.32	2.00	272.32
6	49.643115	11.023257	271.28	2.00	273.28
7	49.642969	11.022892	270.84	2.00	272.84
8	49.643184	11.022334	270.31	2.00	272.31

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.643490	11.021261	271.56	2.00	273.56
OP 2	49.645171	11.022603	271.08	2.00	273.08
OP 3	49.642552	11.024341	271.56	3.00	274.56
OP 4	49.644574	11.026165	270.72	3.00	273.72
OP 5	49.644820	11.021407	270.17	2.00	272.17

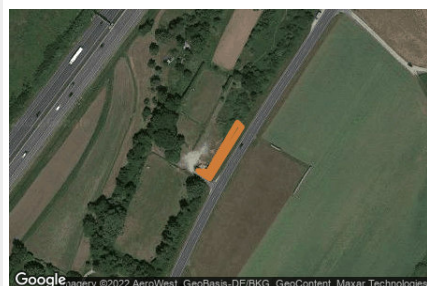
Obstruction Components

Name: Obstruction 1
Upper edge height: 8 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	49.643566	11.021439	272.58
2	49.643794	11.021619	272.29
3	49.643722	11.021772	271.79
4	49.643620	11.021801	271.56
5	49.643611	11.021635	272.10
6	49.643495	11.021461	271.76
7	49.643566	11.021439	272.58

Name: Obstruction 2
Upper edge height: 6 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	49.644612	11.021936	271.18
2	49.644992	11.022306	271.50
3	49.645025	11.022255	271.49
4	49.644664	11.021923	271.12
5	49.644667	11.021805	270.86
6	49.644612	11.021936	271.18

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	20.0	180.0	2,677	4,976	-	

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 (green)	0	0	211	175	233	425	317	169	269	6	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	303	842	860	675	816	881	599	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

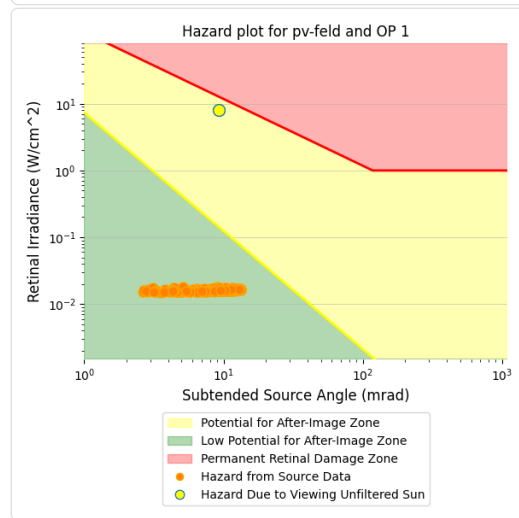
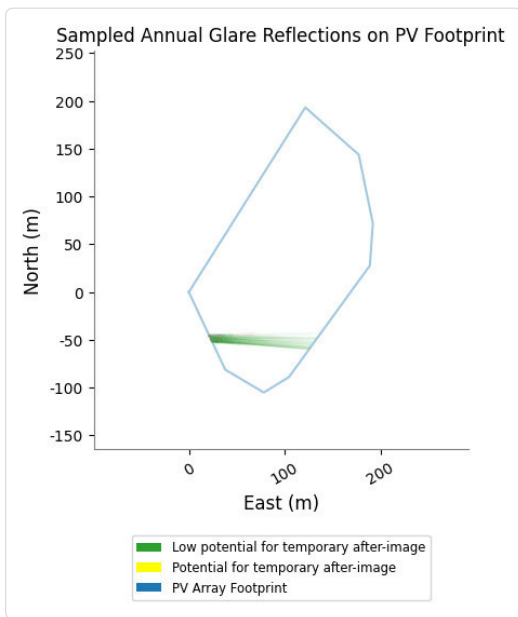
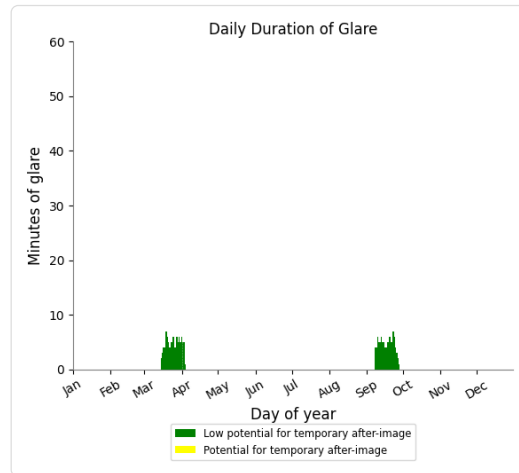
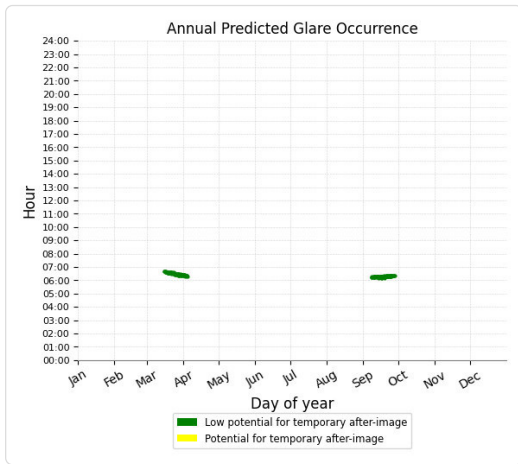
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	195	0
OP: OP 2	797	2869
OP: OP 3	718	0
OP: OP 4	779	2107
OP: OP 5	188	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

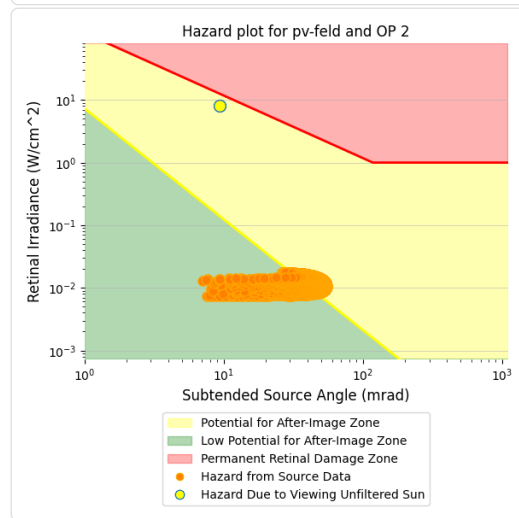
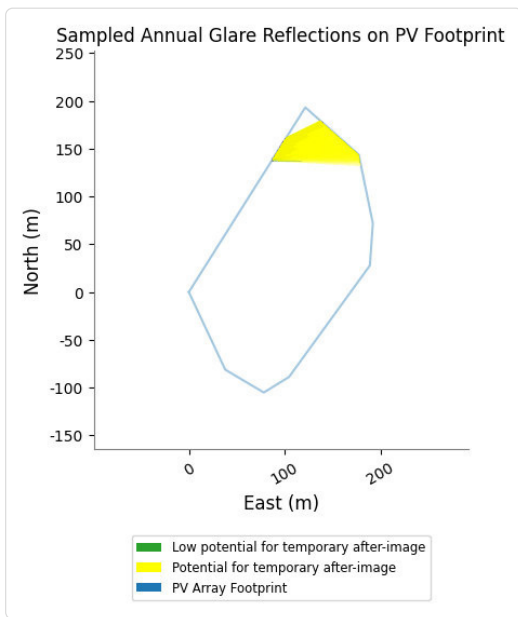
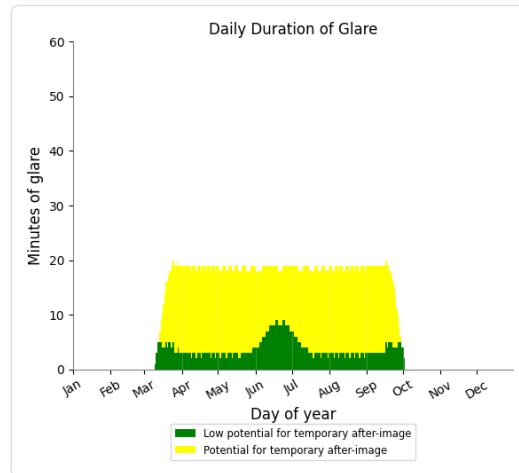
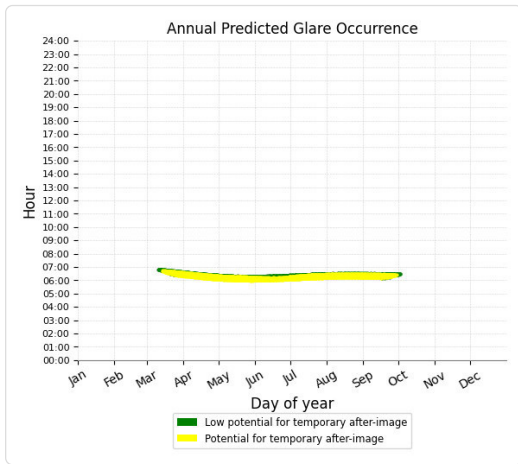
- 195 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

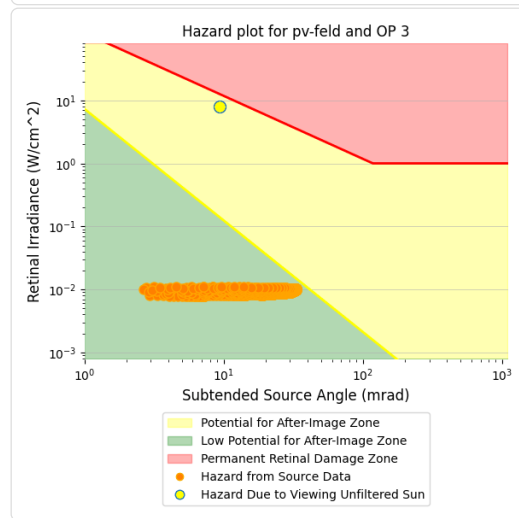
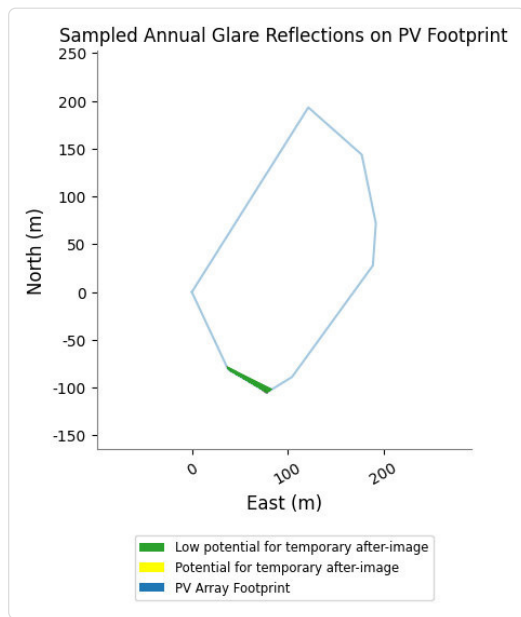
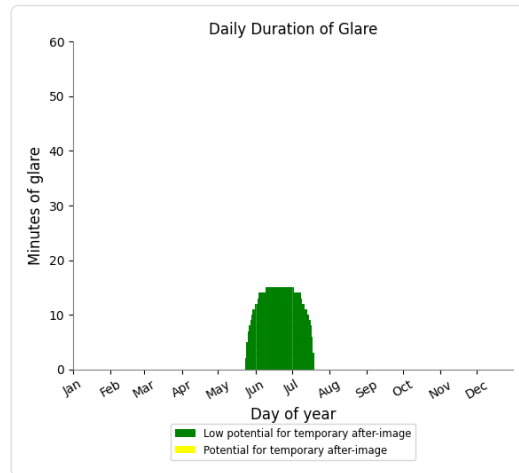
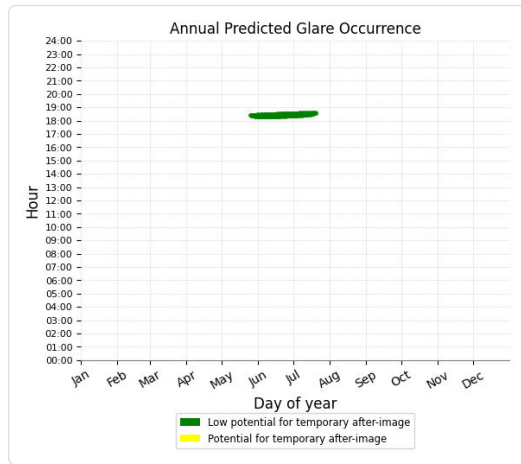
- 797 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,869 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

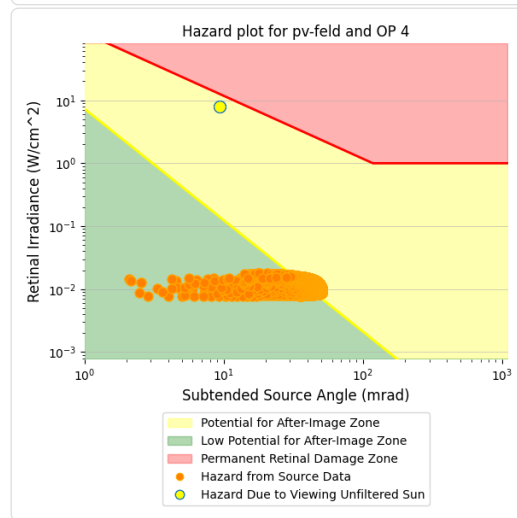
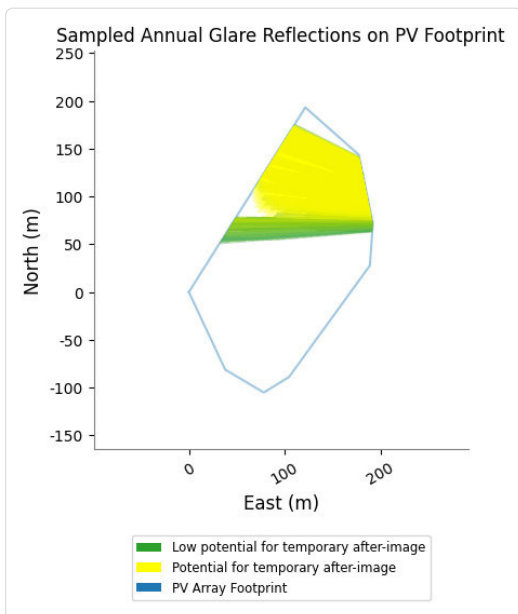
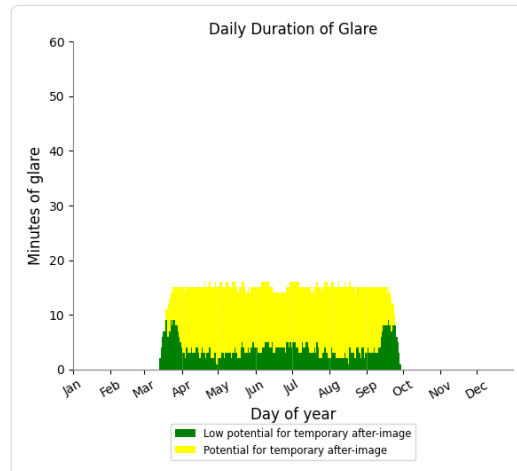
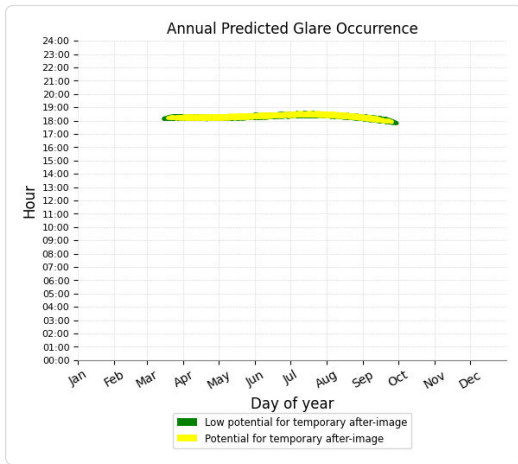
- 718 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

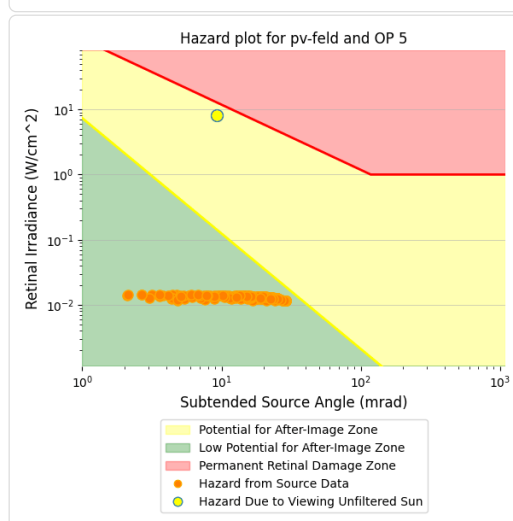
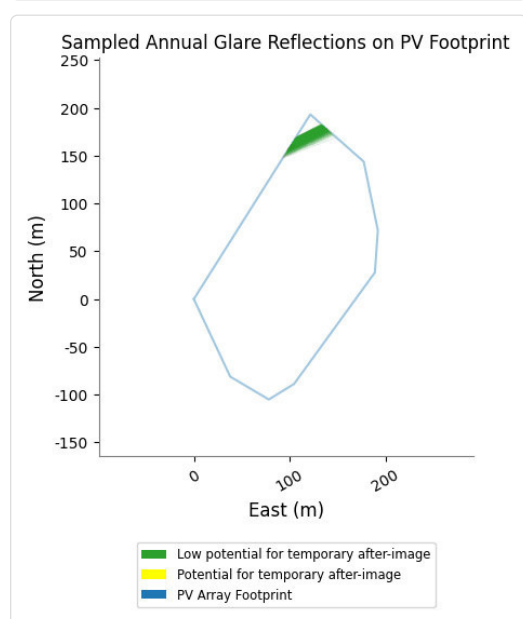
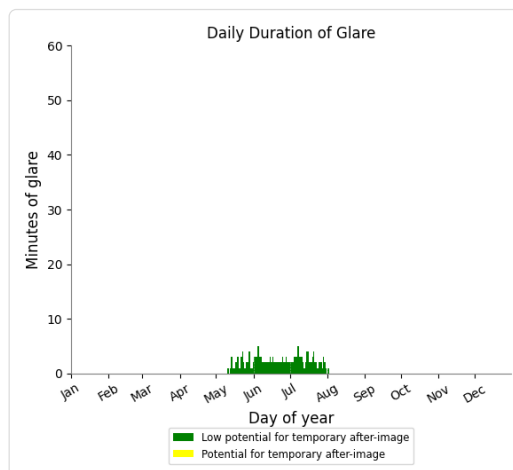
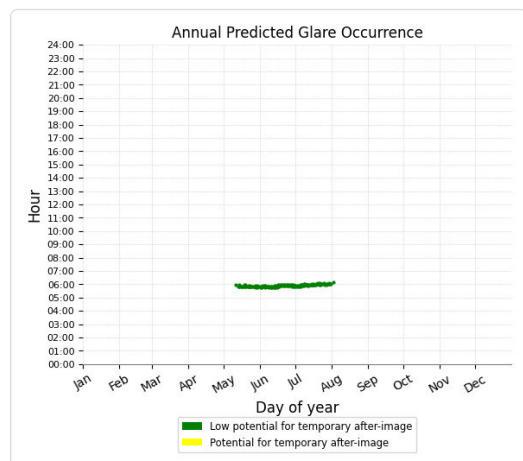
- 779 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,107 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

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



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically 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.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance [W/m²]	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
																						Start	Ende	pro Tag	Zeitraum			
2022-03-14 06:42:00	0,009567	540,7079	2	0,499663	0,015324	0,035298	0,1	95,1	0,996	-0,089	0,002	-0,996	0,067	0,059				20. Apr.	1	06:24	06:24	23.04.2022	19.08.2022	16	1617	06:00	06:29	
2022-03-14 06:43:00	0,009291	543,151	2	0,488422	0,015047	0,034267	0,3	95,3	0,996	-0,093	0,005	-0,996	0,068	0,064				21. Apr.	1	06:23	06:23							
2022-03-15 06:40:00	0,009922	541,3861	2	0,512115	0,015725	0,036276	0,1	94,5	0,997	-0,078	0,002	-0,997	0,059	0,052				22. Apr.	3	06:21	06:23							
2022-03-15 06:41:00	0,009762	543,8138	2	0,500584	0,01544	0,036465	0,3	94,7	0,997	-0,082	0,005	-0,997	0,059	0,056				23. Apr.	5	06:19	06:23							
2022-03-15 06:42:00	0,009527	546,237	2	0,489315	0,01516	0,035899	0,4	94,9	0,996	-0,085	0,008	-0,996	0,06	0,06				24. Apr.	6	06:18	06:23							
2022-03-15 06:43:00	0,009247	548,6556	2	0,478301	0,014884	0,034841	0,6	95,1	0,996	-0,088	0,01	-0,996	0,061	0,065				25. Apr.	8	06:15	06:22							
2022-03-16 06:38:00	0,010141	542,069	2	0,524887	0,016138	0,035893	0,1	93,9	0,998	-0,067	0,002	-0,998	0,05	0,044				26. Apr.	8	06:14	06:21							
2022-03-16 06:39:00	0,010061	544,1815	2	0,51306	0,015844	0,036859	0,3	94	0,998	-0,07	0,005	-0,998	0,051	0,049				27. Apr.	10	06:12	06:21							
2022-03-16 06:40:00	0,00993	546,8895	2	0,501501	0,015556	0,037342	0,4	94,2	0,997	-0,074	0,007	-0,997	0,052	0,053				28. Apr.	11	06:11	06:21							
2022-03-16 06:41:00	0,009739	549,293	2	0,490205	0,015272	0,037253	0,6	94,4	0,997	-0,077	0,01	-0,997	0,053	0,057				29. Apr.	13	06:09	06:21							
2022-03-16 06:42:00	0,009465	551,692	2	0,479164	0,014994	0,036321	0,7	94,6	0,997	-0,08	0,013	-0,997	0,053	0,062				30. Apr.	13	06:08	06:20							
2022-03-16 06:43:00	0,009178	554,0864	2	0,468374	0,014719	0,035174	0,9	94,8	0,996	-0,084	0,016	-0,996	0,054	0,066				1. Mai.	15	06:05	06:19							
2022-03-17 06:35:00	0,01022	540,3538	2	0,537985	0,016488	0,034628	0,1	93,2	0,998	-0,056	0,001	-0,998	0,042	0,037				2. Mai.	16	06:04	06:19							
2022-03-17 06:36:00	0,010203	542,7557	2	0,525856	0,016188	0,036177	0,2	93,4	0,998	-0,059	0,004	-0,998	0,043	0,041				3. Mai.	16	06:04	06:19							
2022-03-17 06:37:00	0,01014	545,1532	2	0,514002	0,015893	0,037301	0,4	93,6	0,998	-0,063	0,007	-0,998	0,043	0,046				4. Mai.	15	06:04	06:18							
2022-03-17 06:38:00	0,010033	547,5462	2	0,502416	0,015603	0,038015	0,6	93,8	0,998	-0,066	0,01	-0,998	0,044	0,05				5. Mai.	16	06:03	06:18							
2022-03-17 06:39:00	0,009875	549,9347	2	0,491093	0,015318	0,038248	0,7	94	0,998	-0,069	0,013	-0,998	0,045	0,054				6. Mai.	16	06:03	06:18							
2022-03-17 06:40:00	0,009656	552,3188	2	0,480026	0,015038	0,037881	0,9	94,2	0,997	-0,073	0,016	-0,997	0,046	0,059				7. Mai.	16	06:03	06:18							
2022-03-17 06:41:00	0,009344	554,6984	2	0,469211	0,014762	0,03657	1,1	94,4	0,997	-0,076	0,018	-0,997	0,046	0,063				8. Mai.	16	06:03	06:18							
2022-03-17 06:42:00	0,009047	557,0734	2	0,45864	0,014491	0,035291	1,2	94,5	0,997	-0,079	0,021	-0,997	0,047	0,067				9. Mai.	15	06:03	06:17							
2022-03-18 06:33:00	0,010259	541,0582	2	0,551418	0,016922	0,032551	0,1	92,6	0,999	-0,045	0,001	-0,999	0,034	0,03				10. Mai.	16	06:02	06:17							
2022-03-18 06:34:00	0,010306	543,4452	2	0,53898	0,016613	0,034702	0,2	92,8	0,999	-0,048	0,004	-0,999	0,034	0,034				11. Mai.	16	06:02	06:17							
2022-03-18 06:35:00	0,010302	545,8278	2	0,526823	0,01631	0,036378	0,4	92,9	0,999	-0,051	0,007	-0,999	0,035	0,038				12. Mai.	16	06:02	06:17							
2022-03-18 06:36:00	0,010254	548,206	2	0,514942	0,016011	0,03764	0,6	93,1	0,998	-0,055	0,01	-0,998	0,036	0,043				13. Mai.	16	06:01	06:16							
2022-03-18 06:37:00	0,010164	550,5797	2	0,50333	0,015718	0,038528	0,7	93,3	0,998	-0,058	0,012	-0,998	0,037	0,047				14. Mai.	15	06:01	06:15							
2022-03-18 06:38:00	0,010031	552,9491	2	0,491981	0,01543	0,039015	0,9	93,5	0,998	-0,061	0,015	-0,998	0,037	0,051				15. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-18 06:39:00	0,009847	555,3139	2	0,480889	0,015146	0,039014	1	93,7	0,998	-0,065	0,018	-0,998	0,038	0,055				16. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-18 06:40:00	0,009596	557,6743	2	0,470049	0,014868	0,038351	1,2	93,9	0,997	-0,068	0,021	-0,997	0,039	0,06				17. Mai.	16	06:01	06:16							
2022-03-18 06:41:00	0,009277	560,0301	2	0,459454	0,014594	0,036955	1,4	94,1	0,997	-0,071	0,024	-0,997	0,039	0,064				18. Mai.	16	06:01	06:16							
2022-03-18 06:42:00	0,008935	562,3815	2	0,449099	0,014325	0,035208	1,5	94,3	0,997	-0,075	0,027	-0,997	0,04	0,068				19. Mai.	16	06:01	06:16							
2022-03-19 06:32:00	0,010327	544,1365	2	0,552438	0,01705	0,032463	0,2	92,1	0,999	-0,037	0,004	-0,999	0,026	0,027				20. Mai.	15	06:01	06:15							
2022-03-19 06:33:00	0,010385	546,5044	2	0,539972	0,016737	0,034716	0,4	92,3	0,999	-0,04	0,006	-0,999	0,027	0,031				21. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-19 06:34:00	0,010393	548,8679	2	0,52779	0,01643	0,036506	0,5	92,5	0,999	-0,044	0,009	-0,999	0,027	0,035				22. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-19 06:35:00	0,010358	551,227	2	0,515882	0,016129	0,037897	0,7	92,7	0,999	-0,047	0,012	-0,999	0,028	0,039				23. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-19 06:36:00	0,010282	553,5818	2	0,504245	0,015832	0,038921	0,9	92,9	0,999	-0,05	0,015	-0,999	0,029	0,044				24. Mai.	16	06:00	06:15							
2022-03-19 06:37:00	0,010169	555,9321	2	0,492871	0,015541	0,039602	1	93,1	0,998	-0,054	0,018	-0,998	0,03	0,048				25. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-19 06:38:00	0,010012	558,278	2	0,481755	0,015255	0,039878	1,2	93,3	0,998	-0,057	0,021	-0,998	0,03	0,052				26. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-19 06:39:00	0,009803	560,6194	2	0,47089	0,014973	0,039649	1,3	93,5	0,998	-0,06	0,023	-0,998	0,031	0,057				27. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-19 06:40:00	0,009518	562,9563	2	0,460272	0,014696	0,03867	1,5	93,6	0,998	-0,064	0,026	-0,998	0,032	0,061				28. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-19 06:41:00	0,009198	565,2888	2	0,449894	0,014425	0,037244	1,7	93,8	0,997	-0,067	0,029	-0,997	0,033	0,065				29. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-19 06:42:00	0,008805	567,6167	2	0,439751	0,014157	0,03494	1,8	94	0,997	-0,07	0,032	-0,997	0,033	0,07				30. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-20 06:31:00	0,01039	547,182	2	0,553457	0,017177	0,032332	0,4	91,7	1	-0,029	0,006	-1	0,018	0,023				31. Mai.	15	06:00	06:14							
2022-03-20 06:32:00	0,010458	549,531	2	0,540966	0,016861	0,034684	0,5	91,9	0,999	-0,032	0,009	-0,999	0,019	0,028				1. Jun.	15	06:00	06:14							
2022-03-20 06:33:00	0,010477	551,8756	2	0,528757	0,016551	0,036572	0,7	92	0,999	-0,036	0,012	-0,999	0,02	0,032				2. Jun.	14	06:00	06:13							
2022-03-20 06:34:00	0,010454	554,216	2	0,516825	0,016246	0,038074	0,8	92,2	0,999	-0,039	0,015	-0,999	0,02	0,036				3. Jun.	14	06:00	06:13							
2022-03-20 06:35:00	0,010392	556,5519	2	0,505163	0,015946	0,03923	1	92,4	0,999	-0,042	0,018	-0,999	0,021	0,041				4. Jun.	14	06:00	06:13							
2022-03-20 06:36:00	0,010293	558,8834	2	0,493764	0,015652	0,040053	1,2	92,6	0,999	-0,046	0,02	-0,999	0,022	0,045				5. Jun.	13	06:00	06:12							
2022-03-20 06:37:00	0,010157	561,2106	2	0,48262																								

	Corneal Irradiance [W/m²]	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Zeitraum		Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Messpunkt OP 4		
																	Start	Ende			Erste Zeit	Letzte Zeit	
2022-03-18 18:13:00	0,009508	549,0786	2	0,50333	0,015675	0,032594	0,7	266,7	-0,998	-0,058	0,012	0,998	0,037	0,047	23. Apr.	2	18:10	18:11	14	1294	18:09	18:37	
2022-03-18 18:14:00	0,009647	546,702	2	0,514942	0,015967	0,032228	0,6	266,9	-0,998	-0,055	0,01	0,998	0,036	0,043	24. Apr.	3	18:10	18:12					
2022-03-19 18:13:00	0,009458	553,0387	2	0,492871	0,01546	0,033395	1	266,9	-0,998	-0,054	0,018	0,998	0,03	0,048	25. Apr.	5	18:09	18:13					
2022-03-19 18:14:00	0,009623	550,683	2	0,504245	0,015749	0,033283	0,9	267,1	-0,999	-0,05	0,015	0,999	0,029	0,044	26. Apr.	5	18:10	18:14					
2022-03-20 18:13:00	0,009392	556,9332	2	0,482624	0,015245	0,03405	1,3	267,2	-0,999	-0,049	0,023	0,999	0,023	0,049	27. Apr.	7	18:10	18:16					
2022-03-20 18:14:00	0,009583	554,598	2	0,493764	0,015532	0,034192	1,2	267,4	-0,999	-0,046	0,02	0,999	0,022	0,045	28. Apr.	8	18:10	18:17					
2022-03-20 18:15:00	0,009723	552,2584	2	0,505163	0,015823	0,033816	1	267,6	-0,999	-0,042	0,018	0,999	0,021	0,041	29. Apr.	9	18:10	18:18					
2022-03-20 18:16:00	0,009821	549,9145	2	0,516825	0,01612	0,033009	0,8	267,8	-0,999	-0,039	0,015	0,999	0,02	0,036	30. Apr.	11	18:10	18:20					
2022-03-20 18:17:00	0,009886	547,5662	2	0,528757	0,016422	0,031882	0,7	268	-0,999	-0,036	0,012	0,999	0,02	0,032	1. Mai.	12	18:10	18:21					
2022-03-21 18:12:00	0,009349	563,0749	2	0,472588	0,015093	0,034567	1,6	267,5	-0,999	-0,044	0,029	0,999	0,016	0,05	2. Mai.	13	18:10	18:22					
2022-03-21 18:13:00	0,009567	560,7643	2	0,483499	0,015378	0,034968	1,5	267,6	-0,999	-0,041	0,026	0,999	0,015	0,046	3. Mai.	14	18:10	18:23					
2022-03-21 18:14:00	0,009725	558,4493	2	0,494663	0,015668	0,034748	1,3	267,8	-0,999	-0,038	0,023	0,999	0,014	0,042	4. Mai.	13	18:10	18:23					
2022-03-21 18:15:00	0,00979	556,13	2	0,506085	0,015963	0,03363	1,1	268	-0,999	-0,034	0,02	0,999	0,014	0,038	5. Mai.	12	18:11	18:23					
2022-03-21 18:16:00	0,009908	553,8063	2	0,517771	0,016264	0,033004	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,013	0,033	6. Mai.	13	18:11	18:23					
2022-03-21 18:17:00	0,009946	551,4784	2	0,529728	0,016569	0,031613	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	1	0,012	0,029	7. Mai.	12	18:11	18:23					
2022-03-22 18:12:00	0,009252	566,8247	2	0,462763	0,014877	0,034934	1,9	267,7	-0,999	-0,04	0,034	0,999	0,009	0,052	8. Mai.	13	18:11	18:24					
2022-03-22 18:13:00	0,009491	564,5341	2	0,473449	0,01516	0,035559	1,8	267,9	-0,999	-0,037	0,031	0,999	0,008	0,047	9. Mai.	13	18:11	18:24					
2022-03-22 18:14:00	0,009655	562,2391	2	0,484382	0,015447	0,035401	1,6	268,1	-0,999	-0,033	0,028	0,999	0,007	0,043	10. Mai.	12	18:12	18:24					
2022-03-22 18:15:00	0,009629	559,9398	2	0,495568	0,015739	0,033403	1,5	268,3	-0,999	-0,03	0,025	0,999	0,007	0,039	11. Mai.	12	18:12	18:24					
2022-03-22 18:16:00	0,009773	557,6361	2	0,507013	0,016036	0,033038	1,3	268,5	-0,999	-0,027	0,023	0,999	0,006	0,034	12. Mai.	13	18:12	18:24					
2022-03-22 18:17:00	0,009901	555,3282	2	0,518723	0,016338	0,032506	1,1	268,7	-1	-0,023	0,02	1	0,005	0,03	13. Mai.	13	18:11	18:24					
2022-03-23 18:12:00	0,009103	568,3212	2	0,453146	0,014607	0,035123	2,2	268	-0,999	-0,035	0,039	0,999	0,002	0,053	14. Mai.	13	18:11	18:24					
2022-03-23 18:13:00	0,009348	566,0398	2	0,463612	0,014884	0,035846	2,1	268,2	-0,999	-0,032	0,036	0,999	0,001	0,048	15. Mai.	12	18:12	18:24					
2022-03-23 18:14:00	0,009511	563,754	2	0,474319	0,015166	0,035709	1,9	268,4	-0,999	-0,029	0,034	0,999	0	0,044	16. Mai.	12	18:12	18:24					
2022-03-23 18:15:00	0,009631	561,4639	2	0,485274	0,015454	0,035134	1,8	268,5	-0,999	-0,025	0,031	0,999	0	0,04	17. Mai.	12	18:13	18:25					
2022-03-23 18:17:00	0,009759	556,8708	2	0,50795	0,016043	0,032864	1,4	268,9	-1	-0,019	0,025	1	-0,002	0,031	18. Mai.	12	18:13	18:25					
2022-03-24 18:11:00	0,008993	574,2416	2	0,443737	0,014452	0,034988	2,6	268,2	-0,999	-0,031	0,045	0,999	-0,005	0,054	19. Mai.	13	18:13	18:26					
2022-03-24 18:12:00	0,009241	571,984	2	0,453986	0,014728	0,035753	2,4	268,4	-0,999	-0,027	0,042	0,999	-0,006	0,05	20. Mai.	11	18:14	18:26					
2022-03-24 18:13:00	0,00941	569,7222	2	0,464472	0,015009	0,035688	2,2	268,6	-0,999	-0,024	0,039	0,999	-0,007	0,045	21. Mai.	11	18:14	18:26					
2022-03-24 18:14:00	0,009532	567,456	2	0,4752	0,015294	0,035135	2,1	268,8	-0,999	-0,021	0,036	0,999	-0,007	0,041	22. Mai.	12	18:14	18:26					
2022-03-24 18:15:00	0,009596	565,1855	2	0,486177	0,015585	0,034	1,9	269	-0,999	-0,017	0,033	0,999	-0,008	0,037	23. Mai.	12	18:14	18:26					
2022-03-24 18:16:00	0,009663	562,9108	2	0,497407	0,015881	0,03289	1,7	269,2	-0,999	-0,014	0,031	0,999	-0,009	0,032	24. Mai.	11	18:14	18:25					
2022-03-25 18:11:00	0,008815	577,8297	2	0,434534	0,014241	0,034496	2,9	268,5	-0,998	-0,026	0,05	0,998	-0,012	0,055	25. Mai.	11	18:14	18:25					
2022-03-25 18:12:00	0,009095	575,5915	2	0,444571	0,014514	0,035641	2,7	268,7	-0,999	-0,023	0,047	0,999	-0,013	0,051	26. Mai.	11	18:15	18:27					
2022-03-25 18:13:00	0,009291	573,3489	2	0,45484	0,014791	0,035857	2,5	268,9	-0,999	-0,02	0,044	0,999	-0,014	0,047	27. Mai.	11	18:15	18:27					
2022-03-25 18:14:00	0,009428	571,1021	2	0,465346	0,015073	0,035466	2,4	269,1	-0,999	-0,016	0,042	0,999	-0,014	0,042	28. Mai.	11	18:15	18:27					
2022-03-25 18:15:00	0,00945	568,851	2	0,476095	0,015361	0,033921	2,2	269,3	-0,999	-0,013	0,039	0,999	-0,015	0,038	29. Mai.	11	18:15	18:27					
2022-03-25 18:16:00	0,009592	566,5956	2	0,487092	0,015653	0,033552	2,1	269,5	-0,999	-0,01	0,036	0,999	-0,016	0,034	30. Mai.	10	18:16	18:27					
2022-03-26 18:12:00	0,00896	579,1454	2	0,435364	0,014301	0,035624	3	268,9	-0,998	-0,018	0,053	0,998	-0,02	0,052	31. Mai.	11	18:16	18:27					
2022-03-26 18:13:00	0,009185	576,9219	2	0,445421	0,014575	0,036161	2,8	269,1	-0,999	-0,015	0,05	0,999	-0,02	0,048	1. Jun.	11	18:16	18:27					
2022-03-26 18:14:00	0,009344	574,6941	2	0,455709	0,014854	0,035993	2,7	269,3	-0,999	-0,012	0,047	0,999	-0,021	0,043	2. Jun.	11	18:16	18:27					
2022-03-26 18:15:00	0,009287	572,4621	2	0,466235	0,015138	0,033661	2,5	269,5	-0,999	-0,008	0,044	0,999	-0,022	0,039	3. Jun.	12	18:17	18:29					
2022-03-26 18:16:00	0,009542	570,2259	2	0,477005	0,015427	0,03442	2,4	269,7	-0,999	-0,005	0,041	0,999	-0,023	0,035	4. Jun.	12	18:17	18:29					
2022-03-26 18:17:00	0,009588	567,9854	2	0,488022	0,015722	0,033105	2,2	269,9	-0,999	-0,002	0,038	0,999	-0,023	0,031	5. Jun.	12	18:17	18:29					
2022-03-27 18:11:00	0,00886	584,848	2	0,426364	0,014143	0,035605	3,3	269,2	-0,998	-0,014	0,058	0,998	-0,027	0,053	6. Jun.	13	18:18	18:30					
2022-03-27 18:12:00	0,009117	582,6476	2	0,436213	0,014415	0,036494	3,2	269,4	-0,998	-0,01	0,055	0,998	-0,027	0,049	7. Jun.	12	18:18	18:29					
2022-03-27 18:13:00	0,009302	580,443	2	0,446288	0,014693	0,036586	3	269,6	-0,999	-0,007	0,052	0,999	-0,028	0,045	8. Jun.	12	18:18	18:29					
2022-03-27 18:14:00	0,009444	578,2341	2	0,456596	0,014975	0,03623	2,8	269,8	-0,999	-0,004	0												