

SolPEG Blendgutachten

Solarpark „Memmendorf“

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Memmendorf in Sachsen**

Version 1.1: Geringfügig geänderte PV Flächen (u.a. Wildtierkorridore)

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, Bahnstrecke südlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke nördlich.....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, S201 Einmündung K7770.....	23
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, K7770.....	23
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P8, K7770.....	23
4.9	Ergebnisse am Messpunkt P9, Gebäude westlich.....	25
4.10	Ergebnisse am Messpunkt P10, Gebäude nördlich	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	26
6	Schlussbemerkung	26
7	Anhang (Auszüge)	28 - 45

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Memmendorf

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Memmendorf“ für die Bahnstrecke Dresden–Werdau 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“. 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 Dresden–Werdau 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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich und östlich von Memmendorf in Sachsen, ca. 9,5 km westlich von Freiberg. Zwischen den Flächen verläuft auf die Bahnstrecke Chemnitz-Freiberg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südlich und östlich von Memmendorf in Sachsen. Die Flächen sind unterschiedlich geneigt.
Koordinaten (Mitte)	50.890°N, 13.200°O, 425 m ü.N.N.
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 15 m - 45 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 90 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung.

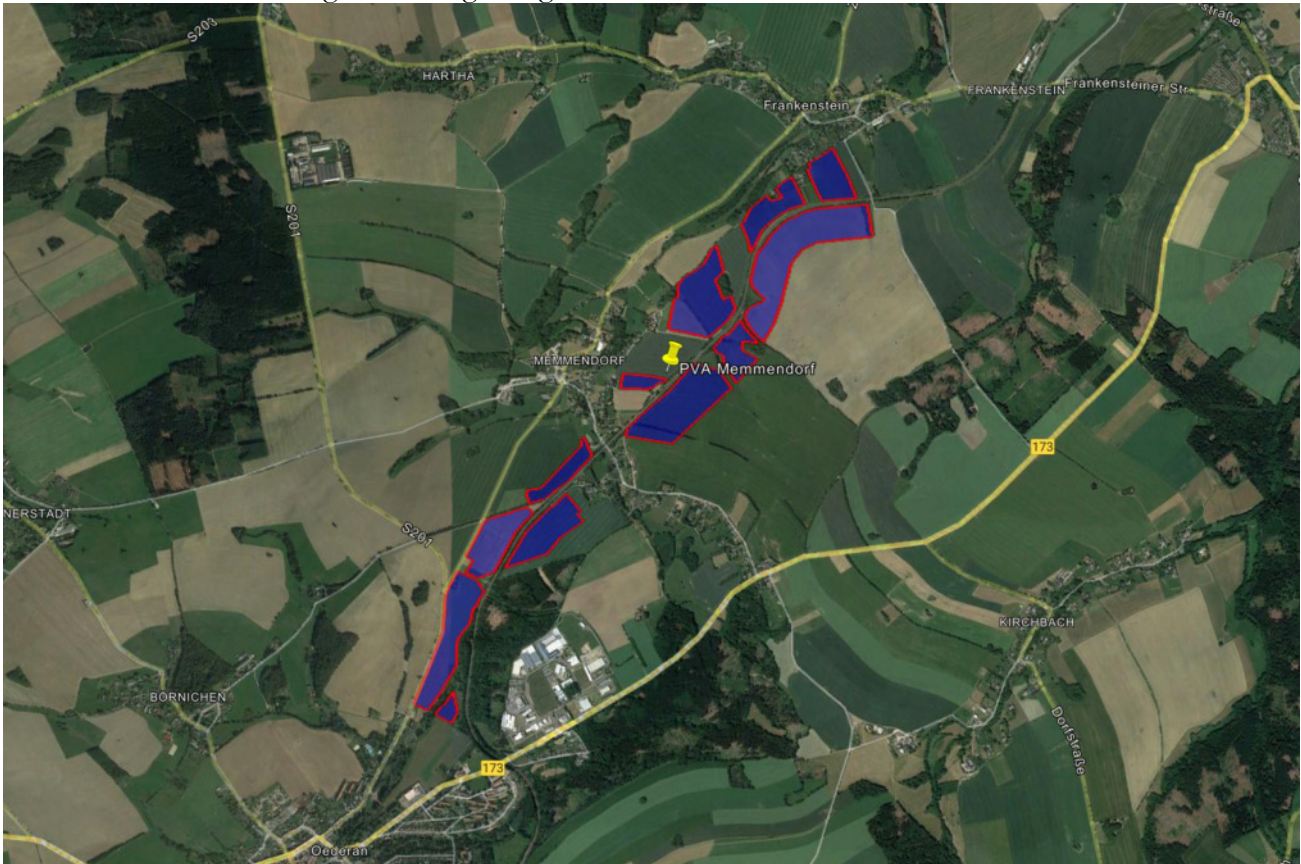


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

PV Flächen im Detail



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 Flächen Nord und Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können umliegende Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Allerdings besteht in der Realität überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die Standorte werden 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 in der Nähe 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 Braunschweig³ 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:

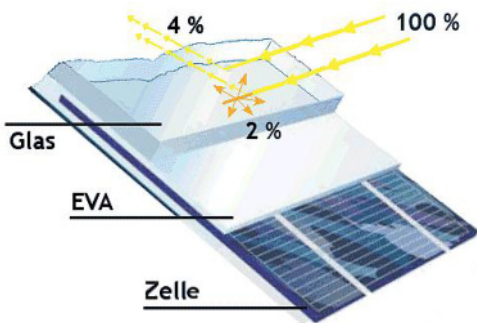


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

³ <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.

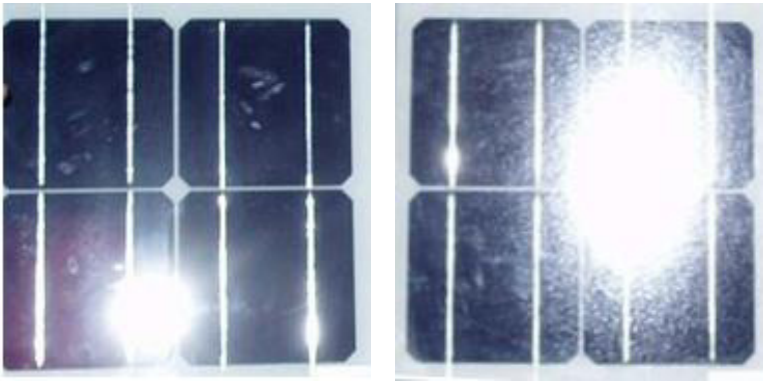


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

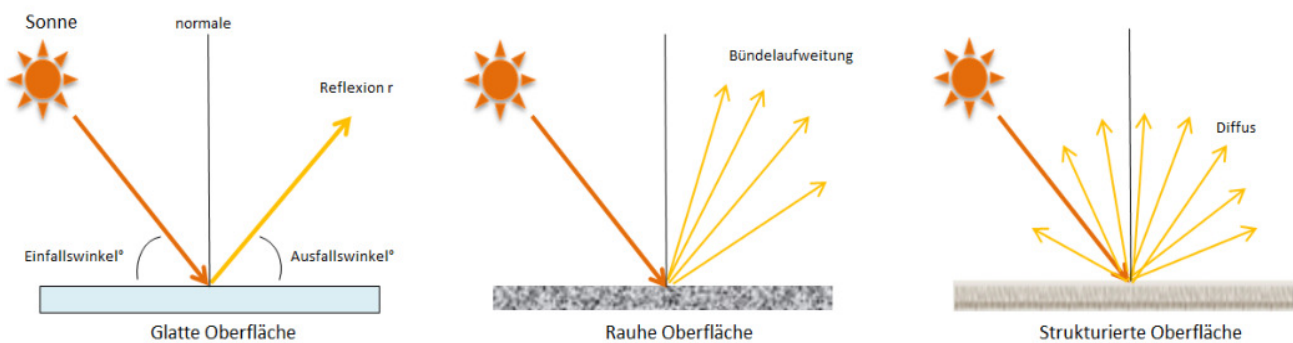


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 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 FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

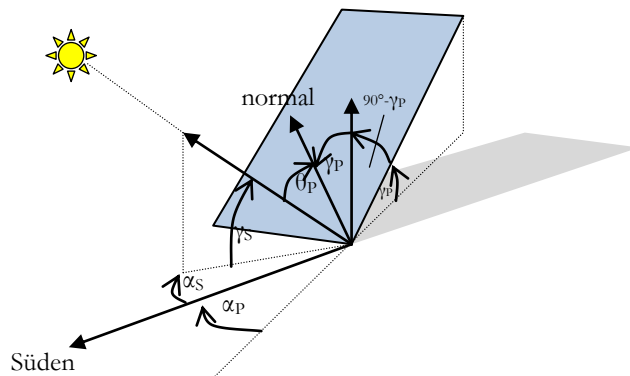


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ 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 weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

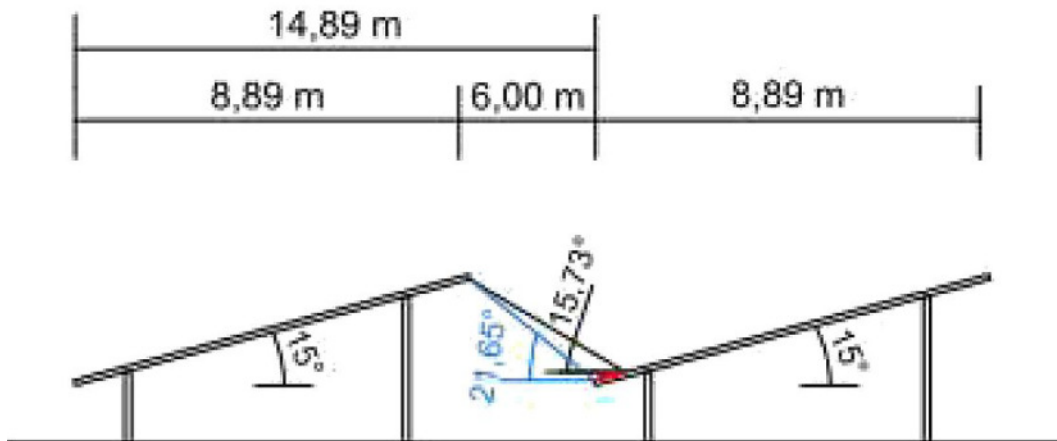


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20° (bzw. Variante mit 15°)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 3,5 m
Anzahl Messpunkte gesamt	10 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°

Hinweis:

Die Simulation wurde auch mit anderen Modulneigungen durchgeführt (u.a. 15°) und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf 20° Modulneigung.

⁷ 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.

Aufgrund der Ausdehnung der PV Anlage Memmendorf wurden für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung separate Flächen teilweise zusammengefasst und insgesamt 10 Messpunkte festgelegt. 5 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 3 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. S201) sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Andere Standorte 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:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ 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.

⁸ 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 $\pm 20^\circ$ 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.

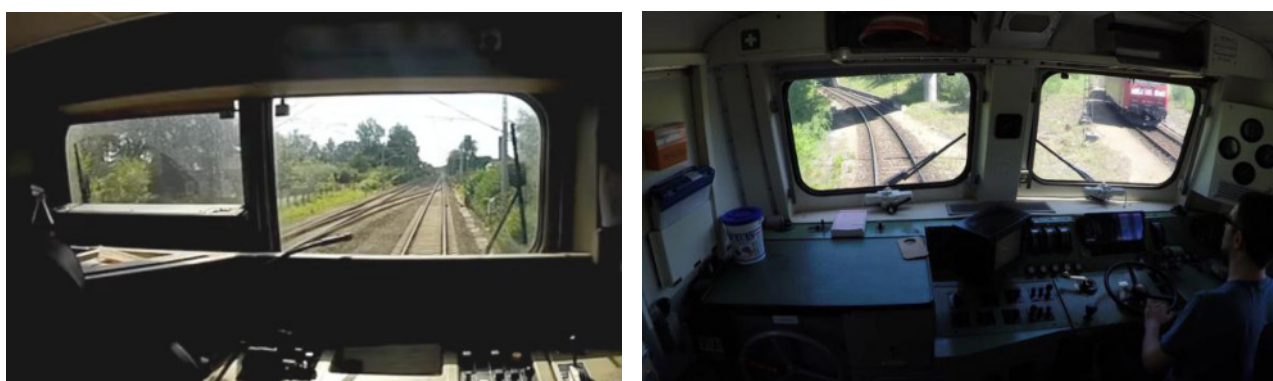


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ 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.

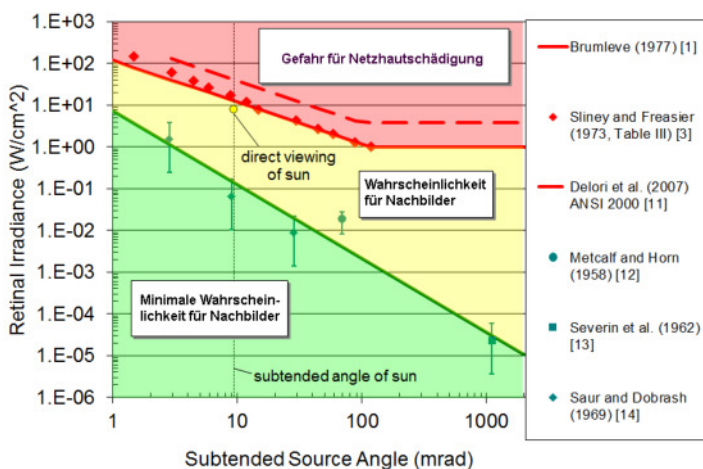


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ 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 Memmendorf wird für 9 PV Felder und 10 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 1	PV 2	PV 3	PV 4	PV 5	PV 6	PV 7	PV 8	PV 9
P1 Bahnstrecke südlich	1993 ^W	-	-	-	-	-	-	-	-
P2 Bahnstrecke	-	-	1098 ^W	-	-	-	-	-	-
P3 Bahnstrecke	-	-	-	-	-	2871 ^W	361 ^W	-	-
P4 Bahnstrecke	-	-	-	-	-	-	-	3908 ^W	478 ^W
P5 Bahnstrecke nördlich	-	-	-	-	-	-	-	-	531 ^W
P6 Straße S201	4529 ^W	-	-	-	-	-	-	-	-
P7 Straße K7770	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P8 Straße K7770	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P9 Gebäude westlich	-	-	-	-	-	1550	-	-	-
P10 Gebäude nördlich	-	-	-	-	-	-	-	-	-

^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, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02. Mai und dem 10. August abends zwischen 18:12 – 18:56 Uhr für 5 bis max. 24 Minuten pro Tag¹¹ aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. -79° bis -93° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. 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 P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

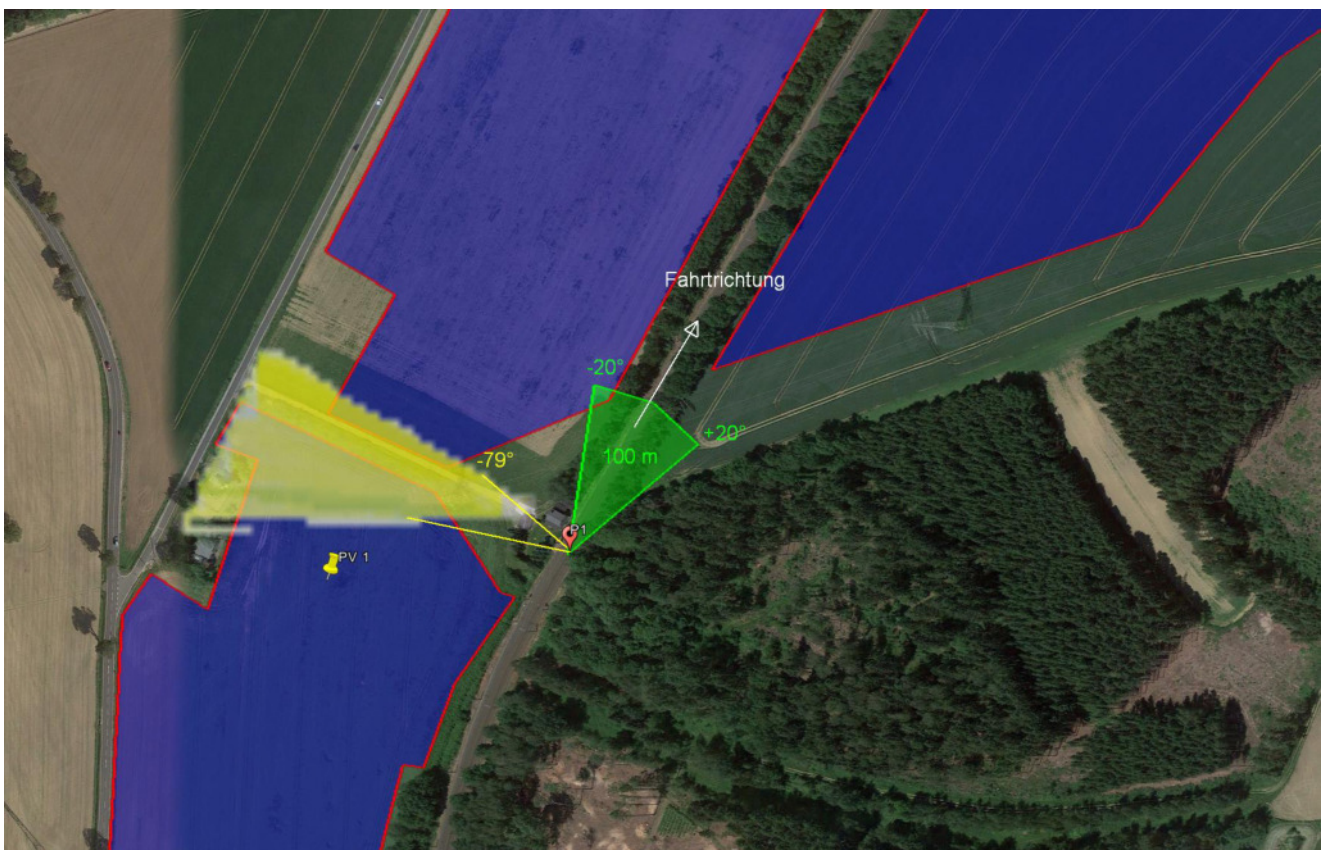


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

In diesem Bereich ist entlang der Bahnstrecke 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.

¹¹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke bei der Fahrt Richtung Norden. Links im Bild - außerhalb des relevanten Sichtwinkels - können potentielle Reflexionen auftreten.

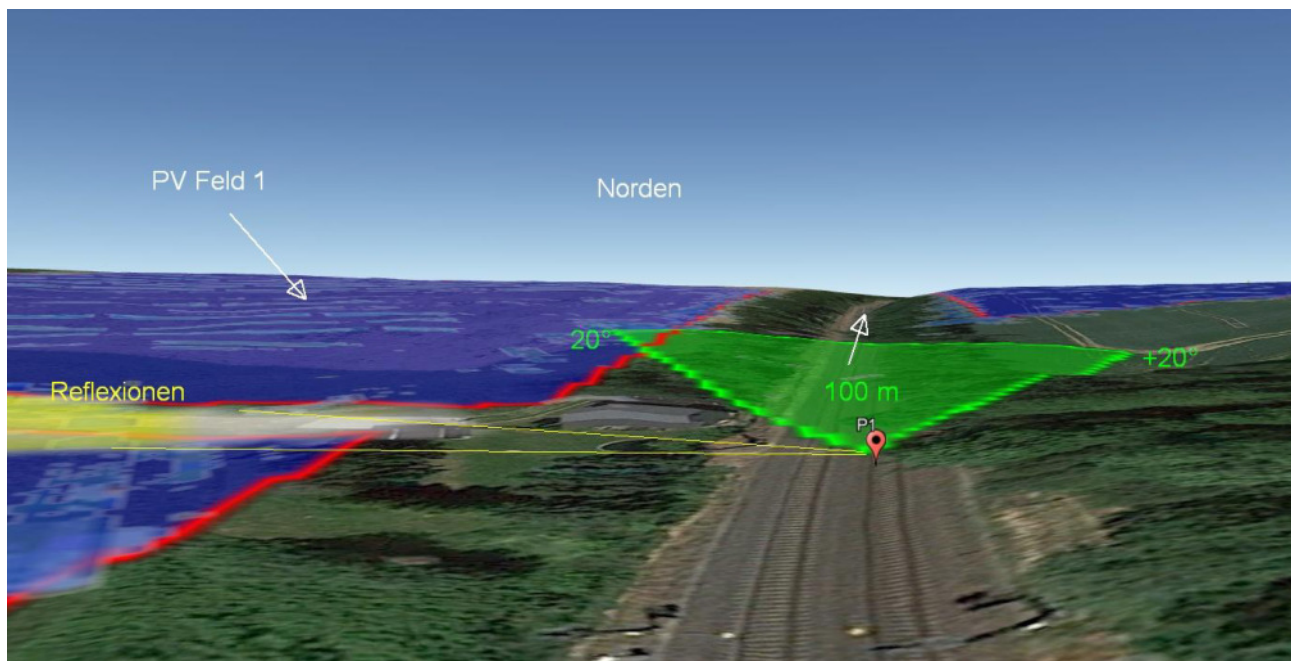


Bild 4.1.2: Simulation am Messpunkt P1, Blick Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der für Zugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Böschung) die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar ist, die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1, Blick Richtung Norden (Quelle: Youtube [Video tzMx0Q-e214](https://www.youtube.com/watch?v=tzMx0Q-e214), Minute 25:04)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können in bestimmten Jahreszeiten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings aufgrund des Streckenverlaufes deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Eine ausführlichere Analyse bzw. Beschreibung ist nicht zweckdienlich.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke

Auch am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 6 und 7 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Süden können rein rechnerisch zwischen dem 14. April und dem 28. August abends zwischen 17:45 – 18:30 Uhr für 5 bis max. 23 Minuten pro Tag Reflexionen aus westlicher Richtung (PV Feld 6) auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden können zwischen dem 01. Mai und dem 10. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 – 06:06 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten pro Tag Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Für beide Fahrtrichtungen liegen die jeweiligen Einfallswinkel allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. 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 P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

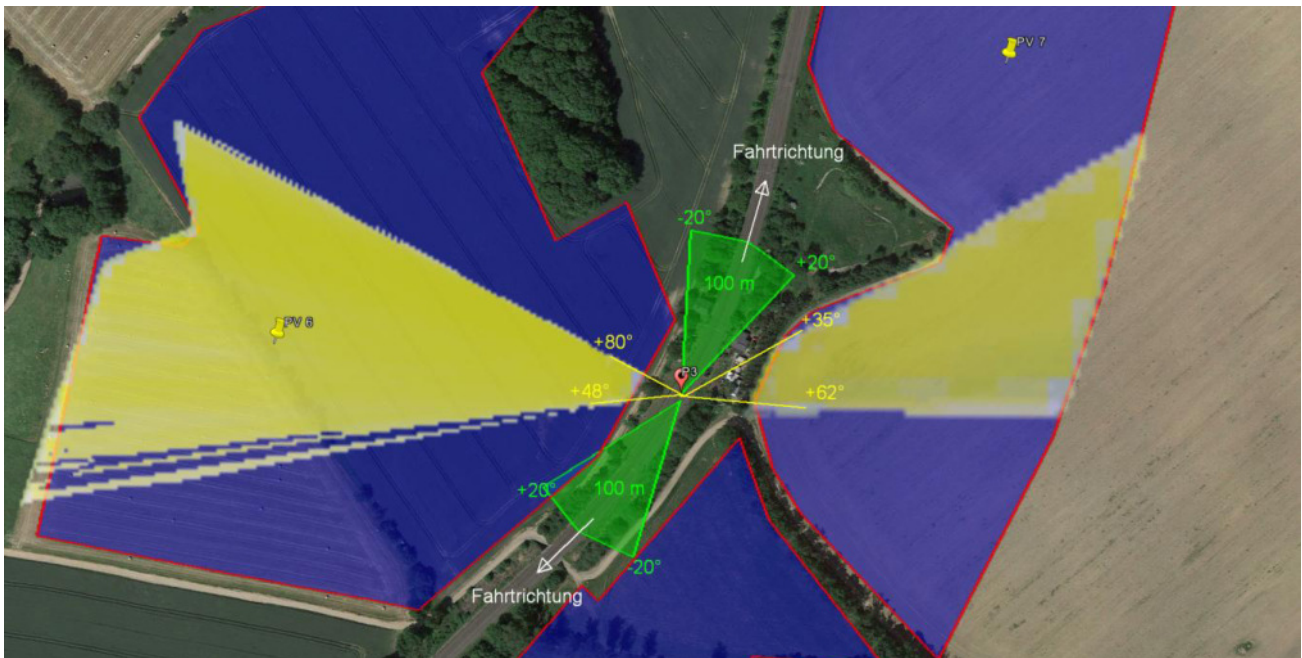


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereiche sind die für Zugführer relevante Sichtbereiche (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m). In den gelb/weiß markierten Bereichen, außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Bereiche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Beispielhaft für den Streckenverlauf zeigt das folgende Foto die Situation im Bereich von Messpunkt P3 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der für Zugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Bewuchs im Randbereich) die Flächen der PV Anlage nicht einsehbar sind. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

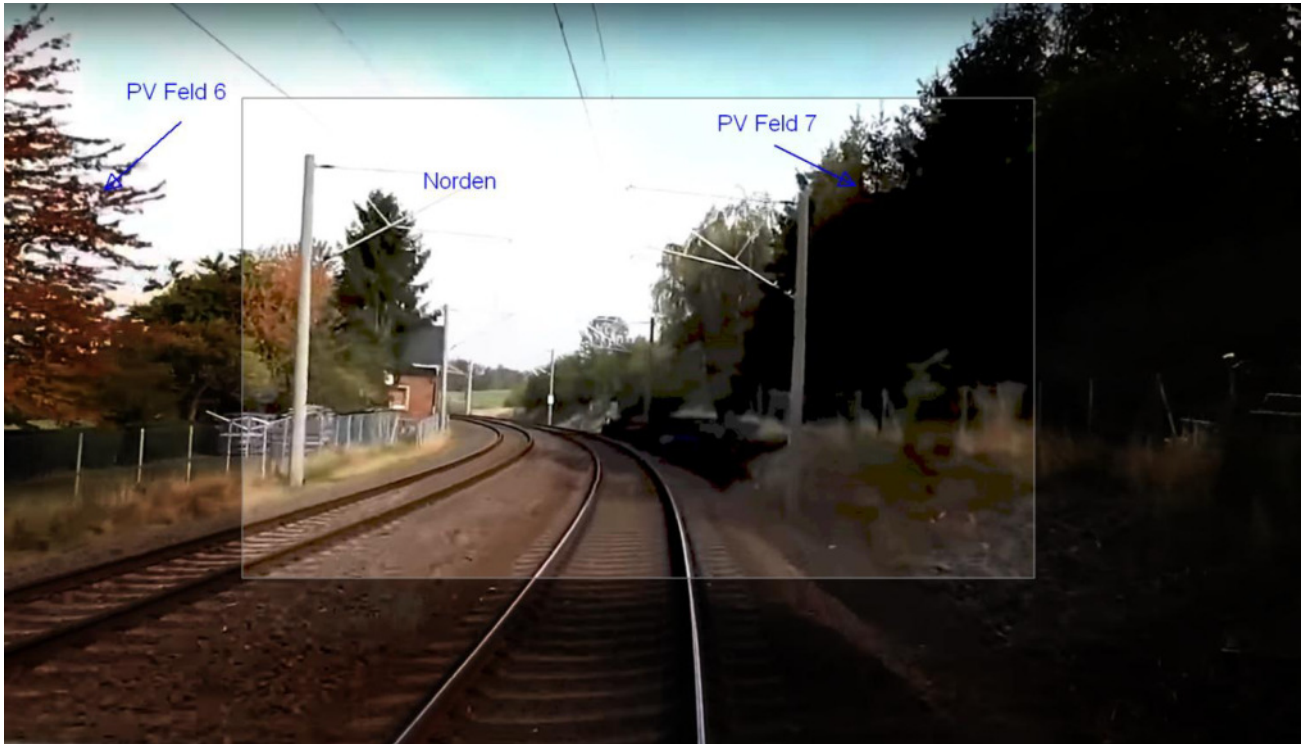


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Norden (Quelle: Youtube [Video tzMx0Q-e214](https://www.youtube.com/watch?v=tzMx0Q-e214), Minute 26:24)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke

Auch am Messpunkt P4 auf der Bahnstrecke können in bestimmten Jahreszeiten theoretisch Reflexionen durch die PV Felder 7 und 8 auftreten. Die Strecke verläuft in diesem Bereich etwas mehr in Ost-West Richtung (ca. $52^\circ / 232^\circ$) aber die Einfallswinkel liegen auch hier überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rein rechnerisch ermittelten Reflexionen sind zu vernachlässigen und eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke nördlich

Aufgrund des Streckenverlaufes können am Messpunkt P5 bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 9 auftreten. Diese können zwischen dem 21. April und dem 21. August abends zwischen 17:55 – 18:39 Uhr für 5 bis max. 27 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. 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 P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

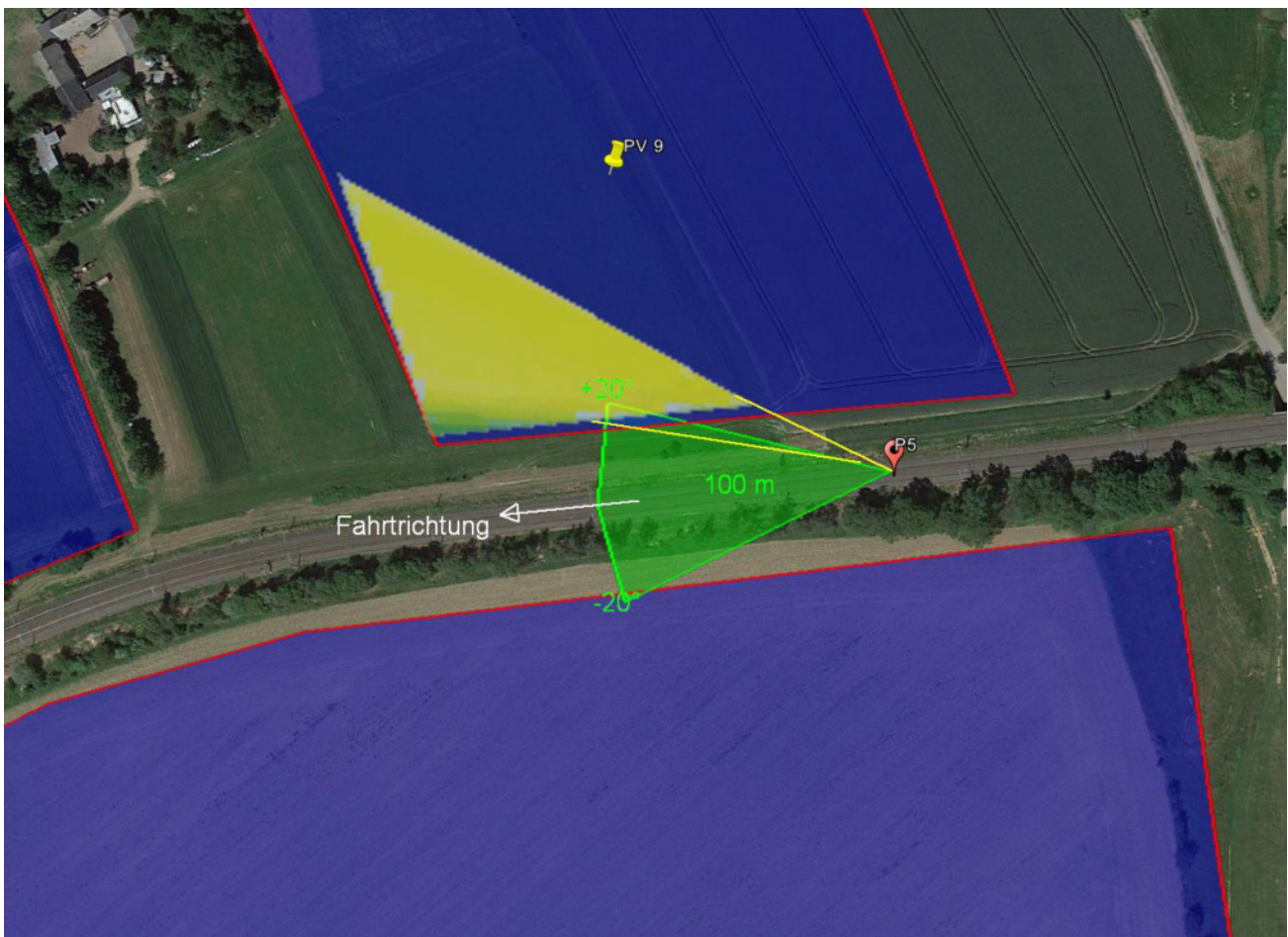


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereich sind die für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). In den gelb/weiß markierten Bereichen können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels.

Aufgrund der Ausrichtung der PV Module kann auch eine Reflexion von Schallwellen und eine entsprechende Erhöhung von Lärmimmissionen ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P5 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Osten. Der für Zugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Hanglage) die PV Anlage, links im Bild, nur bedingt einsehbar ist. Potentielle Reflexionen durch das PV Feld 9 sind nicht relevant.



Bild 4.5.3: Foto am Messpunkt P5, Blick Richtung Osten (Quelle: Youtube [Video tzMx0Q-e214](https://www.youtube.com/watch?v=tzMx0Q-e214), Minute 27:00)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, S201 Einmündung K7770

Messpunkt P6 auf der S201 im Bereich der Einmündung K7770 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da es sich hier um einen sicherheitsrelevanten Standort handelt, an dem erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P6 und verdeutlicht, dass die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen sowohl für den fließenden Verkehr auf der S201 als auch für die Abbieger auf der K7770 außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

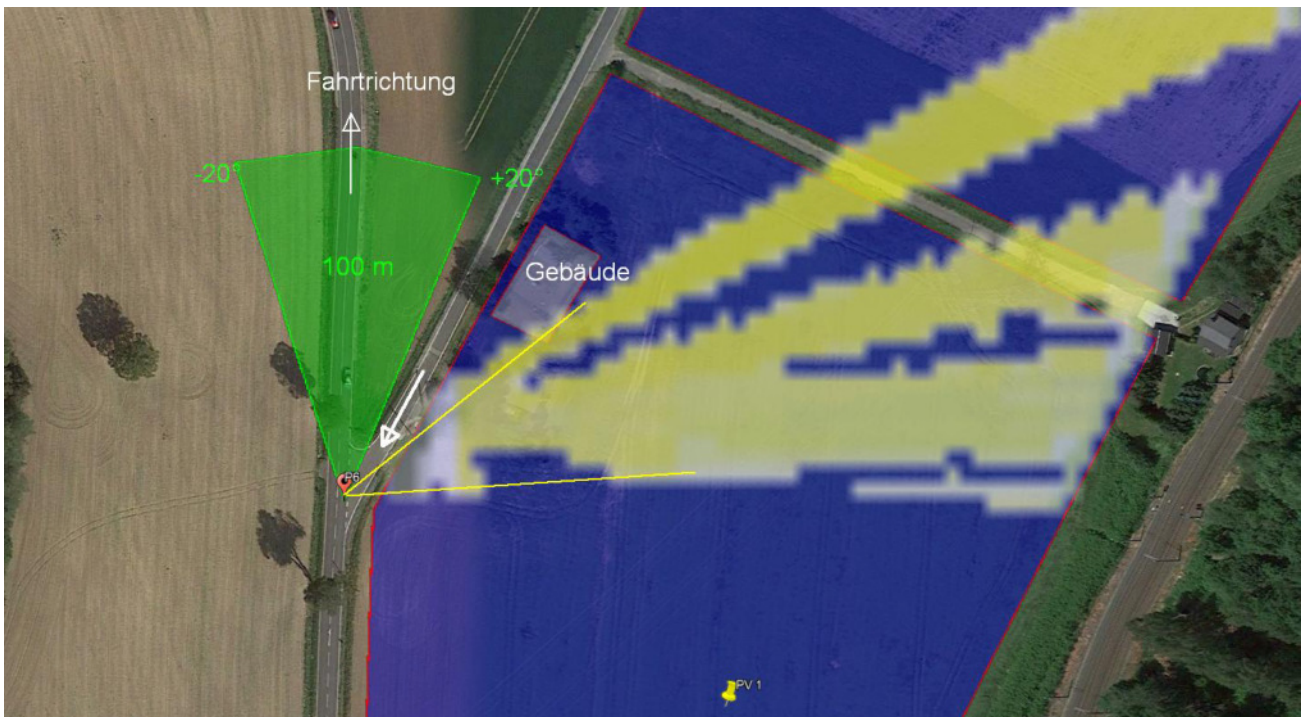


Bild 4.6.1: Situation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Der fließende Verkehr ist nicht beeinträchtigt.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, K7770

Am Messpunkt P7 auf der K7770 südlich von Memmendorf und westlich von PV Feld 3 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Das ist überwiegend darin begründet, dass in den betreffenden Zeiten in den frühen Morgenstunden die Sonne überwiegend dicht über dem Horizont steht (weniger als 10°) und die PV Module nicht erreichen kann.

4.8 Ergebnisse am Messpunkt P8, K7770

Am Messpunkt P8 auf der K7770 zwischen Memmendorf und Frankenstein sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar – bzw. nur insgesamt 578 Minuten pro Jahr mit Reflexionen der Kategorie Grün mit geringerer Leuchtdichte. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage (PV Feld 6 und 7). Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P8 (OP 8). Die Farben (hier nur Grün) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Diagramm gezeigten 578 Minuten entsprechen den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 6 - OP Receptor (OP 8)

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

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

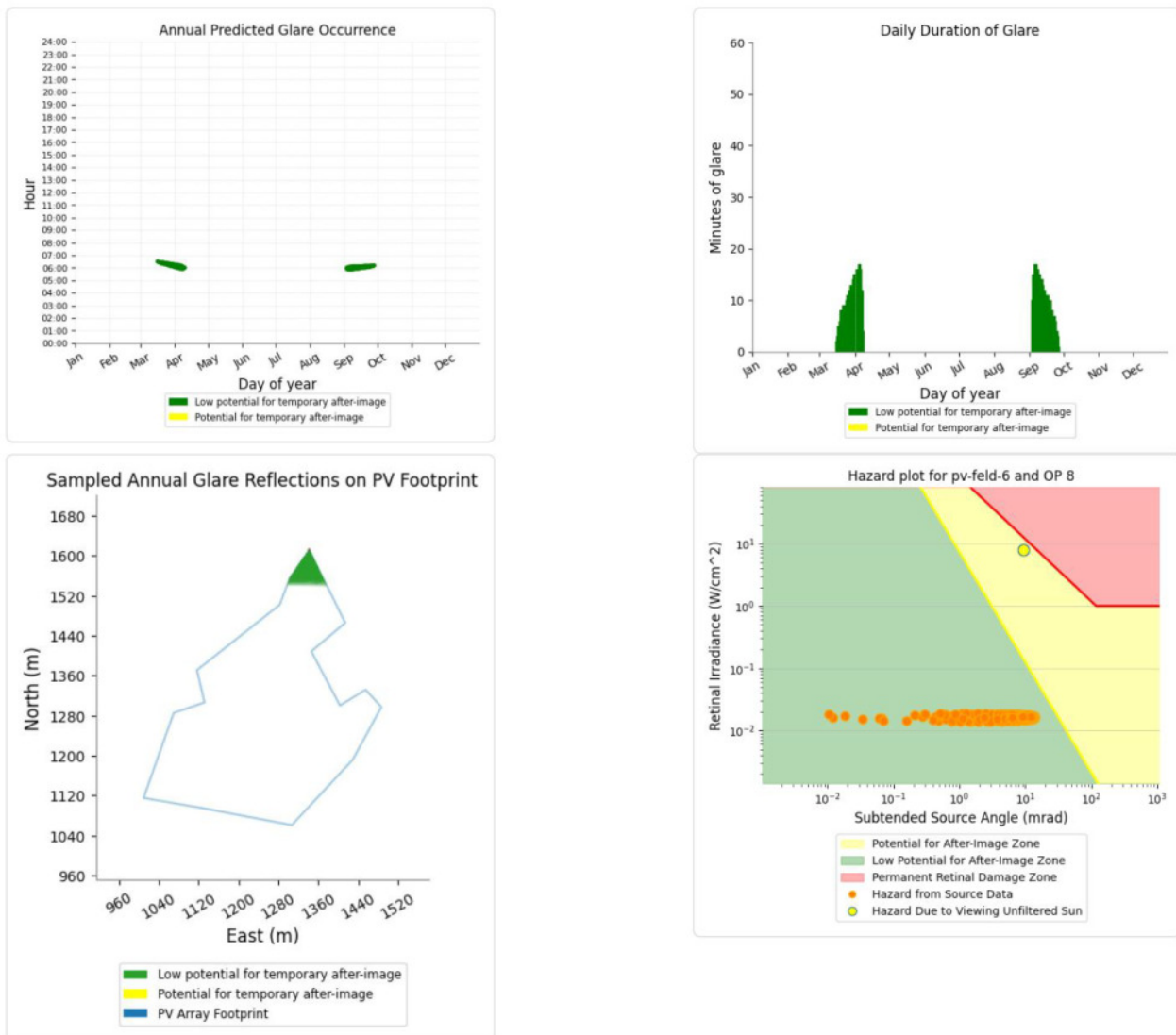


Bild 4.8.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P8 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.9 Ergebnisse am Messpunkt P9, Gebäude westlich

Am Messpunkt P9 im Bereich der Gebäude an der Adresse Kirchenweg 4a können theoretisch an insgesamt 1550 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 6 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 23. April und dem 20. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 – 06:20 Uhr für 5 bis max. 24 Minuten am Tag aus östlicher Richtung auftreten.

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

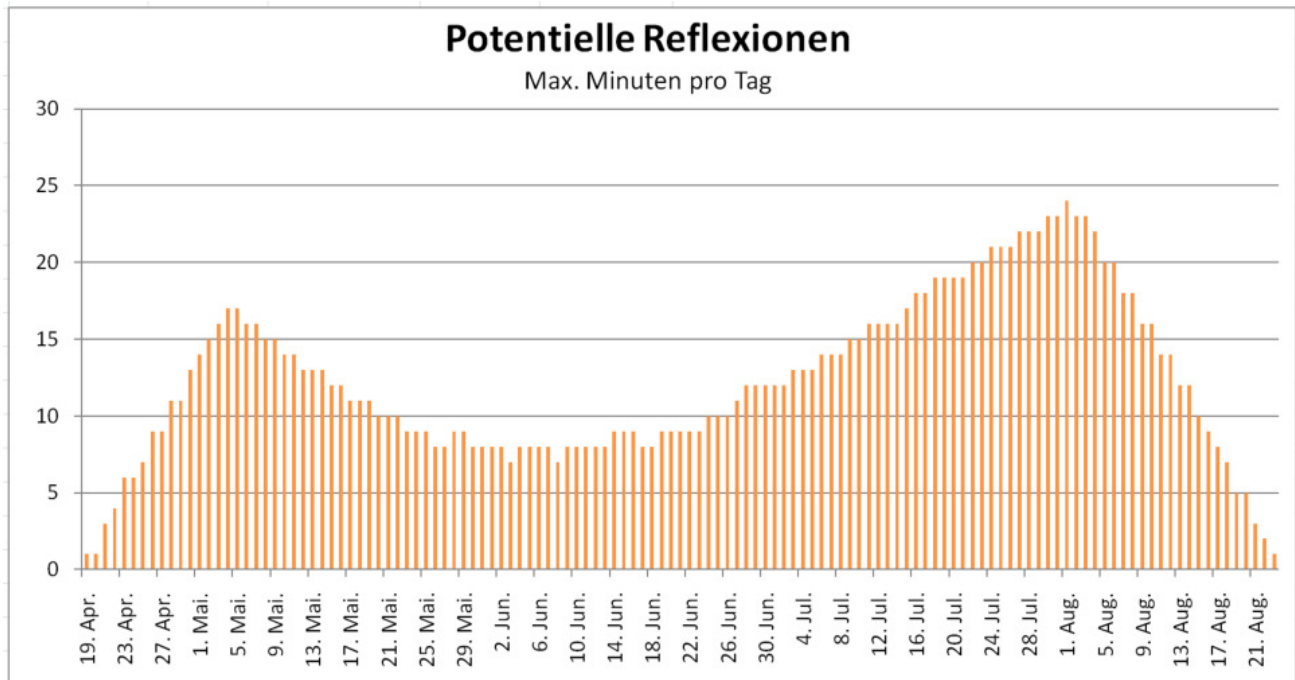


Bild 4.9.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtdauer von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch die jeweilige Dauer pro Tag liegen unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen bzw. liegen im zu tolerierenden Bereich.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden auftreten können wenn die Sonne dicht über dem Horizont steht. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass an den überwiegenden Tagen die Sonne weniger als 5° über dem Horizont steht. Östlich von Memmendorf ist ein Hügel mit einer Höhe von ca. 44 m – 50 m vorhanden, sodass die Sonnenstrahlen in den betreffenden Zeiten die PV Module nicht erreichen können. Die rein rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

4.10 Ergebnisse am Messpunkt P10, Gebäude nördlich

Am Messpunkt P10 im Bereich der Gebäude an der Adresse Zum Kalten Feld (Frankenstein) sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Ähnlich wie auch am Messpunkt P9 kann auch hier die tief stehende Sonne aufgrund der Geländestruktur die PV Module nicht erreichen. 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 Memmendorf kann als „geringfügig“ klassifiziert¹² 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 10 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Bahnstrecke Dresden–Werdau eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings 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. Aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV Module kann ein Reflexion von Schallwellen und entsprechende Erhöhung von Lärmimmissionen ausgeschlossen werden.

Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sind von Reflexionen durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da auch hier die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Die untersuchten Gebäude westlich und nördlich der PV Anlage können theoretisch von Reflexionen erreicht werden. In der Realität können allerdings die Sonnenstrahlen in den betreffenden Zeiten, in den frühen Morgenstunden, aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Hügel im Osten), die PV Module nicht erreichen und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

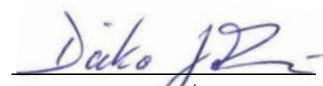
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 04.07.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹²Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

MEMMENDORF

S 201

Michener Str.

173

173

173

Vertex S

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE09.08
POWER RANGE: 390-405 W

405 W+

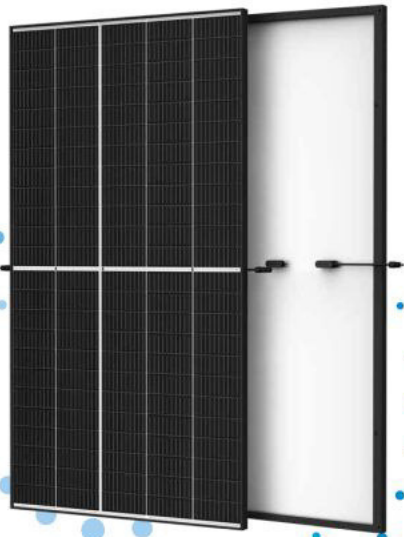
MAXIMUM POWER OUTPUT

0/+5 W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.1 %

MAXIMUM EFFICIENCY



Small in size, big on power

- Generates up to 405 W, 21.1 % module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping, lower series resistance, improved current collection and enhanced reliability
- Excellent low light performance (IAM) with cell process and module material optimization



Universal solution for residential and C&I rooftops

- Designed for compatibility with existing mainstream inverters, optimizers and mounting systems
- Perfect size and low weight for easy handling. Optimized transportation cost
- Reduces installation cost with higher power bin and efficiency
- Flexible installation solutions for system deployment



High Reliability

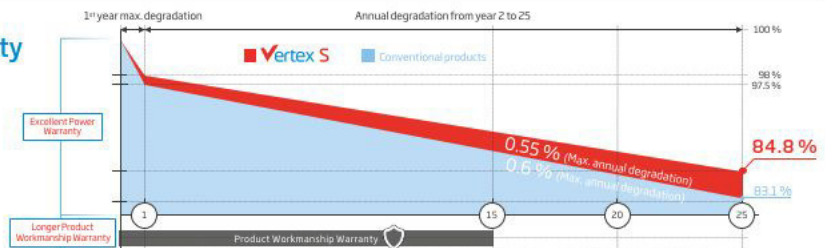
- 6,000 Pa snow load (test load)
- 4,000 Pa wind load (test load)

Extended Vertex S Warranty

2 %
1st year max. degradation

0.55 %
Max. annual degradation from year 2 to 25

15 Years
Product Workmanship Warranty



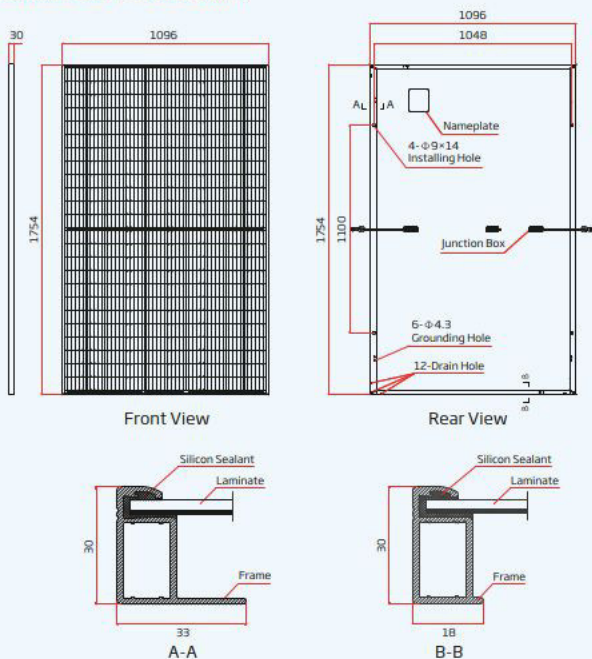
Comprehensive Product and System Certificates



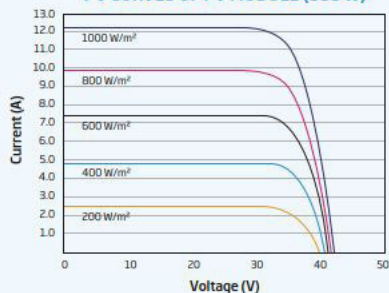
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

TrinaSolar

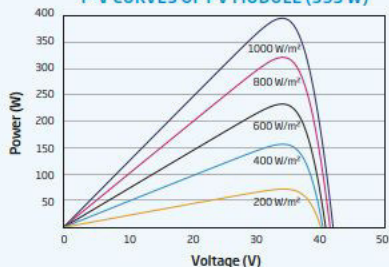
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	390	395	400	405
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.54	11.62	11.70	11.77
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.8	41.0	41.2	41.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.14	12.21	12.28	12.34
Module Efficiency η (%)	20.3	20.5	20.8	21.1

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	295	298	302	306
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.8	32.0	32.2	32.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.26	9.32	9.38	9.41
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.4	38.6	38.8	38.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.78	9.84	9.90	9.95

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754 x 1096 x 30 mm
Weight	21.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Landscape: 1100/1100 mm Portrait: 280/280 mm*
Connector	TS4/MC4 EV02*

*Special order only

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/K
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/K

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

15 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year Degradation
0.55% Annual Power Degradation

(Please refer to the applicable limited warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box	36 pieces
Modules per 40' container	936 pieces



Memmendorf

Memmendorf

Created Oct. 4, 2022
Updated Oct. 4, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 77045.13629

Project type Advanced
Project status: active
Category 10 MW to 100 MW



Misc. Analysis Settings

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

Analysis 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 1	15.0	180.0	11,508	16,583	-
PV Feld 2	15.0	180.0	1,631	922	-
PV Feld 3	15.0	180.0	2,022	2,658	-
PV Feld 4	15.0	180.0	2,117	63	-
PV Feld 5	15.0	180.0	1,571	1,551	-
PV Feld 6	15.0	180.0	5,135	11,114	-
PV Feld 7	15.0	180.0	5,598	5,615	-
PV Feld 8	15.0	180.0	10,783	6,253	-
PV Feld 9	15.0	180.0	6,958	8,408	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 947,264 m²

Name: PV Feld 1

Footprint area: 174,501 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.879104	13.182891	449.23	2.00	451.23
2	50.878373	13.185380	442.18	2.00	444.18
3	50.874853	13.182419	431.47	2.00	433.47
4	50.874663	13.182076	430.35	2.00	432.35
5	50.873851	13.181818	426.95	2.00	428.95
6	50.873065	13.180788	427.19	2.00	429.19
7	50.871115	13.180445	414.17	2.00	416.17
8	50.868651	13.177484	397.20	2.00	399.20
9	50.868867	13.177097	400.74	2.00	402.74
10	50.869680	13.177527	403.66	2.00	405.66
11	50.870059	13.177355	407.51	2.00	409.51
12	50.873553	13.179715	429.41	2.00	431.41
13	50.875611	13.179887	439.72	2.00	441.72

Name: PV Feld 2

Footprint area: 82,296 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.877292	13.185123	439.85	2.00	441.85
2	50.878943	13.186539	441.32	2.00	443.32
3	50.880866	13.190058	435.04	2.00	437.04
4	50.880812	13.190916	435.72	2.00	437.72
5	50.879945	13.191517	443.03	2.00	445.03
6	50.879485	13.190702	444.99	2.00	446.99
7	50.879194	13.190905	447.47	2.00	449.47
8	50.877684	13.188738	448.71	2.00	450.71

Name: PV Feld 3

Footprint area: 50,072 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.880988	13.186370	437.59	2.00	439.59
2	50.880243	13.186714	441.43	2.00	443.43
3	50.880487	13.187937	438.33	2.00	440.33
4	50.881015	13.189010	435.45	2.00	437.45
5	50.881028	13.189267	435.47	2.00	437.47
6	50.882788	13.191820	424.61	2.00	426.61
7	50.883709	13.191155	416.53	2.00	418.53
8	50.883953	13.191778	415.45	2.00	417.45
9	50.884562	13.191499	410.06	2.00	412.06
10	50.884589	13.190705	411.89	2.00	413.89
11	50.884372	13.190061	414.09	2.00	416.09
12	50.883262	13.190812	418.82	2.00	420.82
13	50.881164	13.187636	434.16	2.00	436.16

Name: PV Feld 4
Footprint area: 118,896 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.883871	13.194867	425.18	2.00	427.18
2	50.885956	13.198429	434.34	2.00	436.34
3	50.887391	13.200275	424.24	2.00	426.24
4	50.887066	13.202163	422.48	2.00	424.48
5	50.886880	13.202458	422.75	2.00	424.75
6	50.886802	13.203096	423.43	2.00	425.43
7	50.886223	13.203585	429.39	2.00	431.39
8	50.883328	13.198196	444.87	2.00	446.87

Name: PV Feld 5
Footprint area: 30,529 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.885431	13.193562	414.83	2.00	416.83
2	50.885431	13.196202	427.76	2.00	429.76
3	50.885811	13.196738	430.90	2.00	432.90
4	50.886014	13.196481	428.84	2.00	430.84
5	50.886582	13.197596	428.06	2.00	430.06
6	50.886785	13.193841	409.49	2.00	411.49
7	50.886190	13.193906	413.21	2.00	415.21
8	50.885783	13.193519	413.66	2.00	415.66

Name: PV Feld 6
Footprint area: 130,148 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.888951	13.198862	408.37	2.00	410.37
2	50.888640	13.201459	411.48	2.00	413.48
3	50.889817	13.203197	416.49	2.00	418.49
4	50.890765	13.204012	415.57	2.00	417.57
5	50.891076	13.203562	409.60	2.00	411.60
6	50.890792	13.202832	408.63	2.00	410.63
7	50.891766	13.202017	399.71	2.00	401.71
8	50.892281	13.202982	400.71	2.00	402.71
9	50.893594	13.201952	389.22	2.00	391.22
10	50.893079	13.201394	389.85	2.00	391.85
11	50.892606	13.201115	390.85	2.00	392.85
12	50.891428	13.198755	392.74	2.00	394.74
13	50.890846	13.198970	394.23	2.00	396.23
14	50.890657	13.198090	395.14	2.00	397.14
15	50.889127	13.197232	404.41	2.00	406.41

Name: PV Feld 7
Footprint area: 270,706 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.886443	13.203813	427.83	2.00	429.83
2	50.886890	13.203234	422.85	2.00	424.85
3	50.887418	13.203020	420.74	2.00	422.74
4	50.887445	13.202419	418.72	2.00	420.72
5	50.888257	13.202054	413.34	2.00	415.34
6	50.889665	13.204178	424.46	2.00	426.46
7	50.890355	13.204715	422.61	2.00	424.61
8	50.890775	13.206217	427.13	2.00	429.13
9	50.891506	13.205058	417.13	2.00	419.13
10	50.892967	13.205380	414.76	2.00	416.76
11	50.894537	13.207247	415.89	2.00	417.89
12	50.895282	13.209221	413.41	2.00	415.41
13	50.895796	13.214778	402.64	2.00	404.64
14	50.895363	13.215036	403.94	2.00	405.94
15	50.895444	13.215894	408.48	2.00	410.48
16	50.894159	13.215980	417.71	2.00	419.71
17	50.893374	13.210315	428.36	2.00	430.36
18	50.892467	13.208556	433.39	2.00	435.39
19	50.888338	13.206410	441.19	2.00	443.19
20	50.888568	13.204393	429.77	2.00	431.77
21	50.888081	13.204328	431.36	2.00	433.36
22	50.887756	13.205723	440.02	2.00	442.02

Name: PV Feld 8
Footprint area: 15,327 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.895885	13.205650	392.32	2.00	394.32
2	50.896413	13.206444	393.33	2.00	395.33
3	50.895966	13.206894	398.94	2.00	400.94
4	50.896102	13.207345	399.32	2.00	401.32
5	50.895262	13.207903	411.12	2.00	413.12
6	50.894775	13.206637	411.15	2.00	413.15

Name: PV Feld 9
Footprint area: 74,789 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.897468	13.209748	390.23	2.00	392.23
2	50.898077	13.210092	385.60	2.00	387.60
3	50.898659	13.211637	382.20	2.00	384.20
4	50.898524	13.213139	384.44	2.00	386.44
5	50.896250	13.214834	398.28	2.00	400.28
6	50.895885	13.210800	406.94	2.00	408.94

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.876058	13.183632	432.57	3.00	435.57
OP 2	50.881149	13.189705	433.93	3.00	436.93
OP 3	50.889934	13.203695	419.65	3.00	422.65
OP 4	50.895037	13.207579	412.81	3.00	415.81
OP 5	50.895917	13.212879	406.95	3.00	409.95
OP 6	50.875748	13.179657	440.79	2.00	442.79
OP 7	50.883493	13.185872	417.73	2.00	419.73
OP 8	50.893279	13.195540	387.46	2.00	389.46
OP 9	50.889529	13.196978	403.09	2.00	405.09
OP 10	50.898422	13.210260	383.47	2.00	385.47

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	15.0	180.0	11,508	16,583	-	
PV Feld 2	15.0	180.0	1,631	922	-	
PV Feld 3	15.0	180.0	2,022	2,658	-	
PV Feld 4	15.0	180.0	2,117	63	-	
PV Feld 5	15.0	180.0	1,571	1,551	-	
PV Feld 6	15.0	180.0	5,135	11,114	-	
PV Feld 7	15.0	180.0	5,598	5,615	-	
PV Feld 8	15.0	180.0	10,783	6,253	-	
PV Feld 9	15.0	180.0	6,958	8,408	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	834	788	1118	1053	1048	1005	1049	1062	1127	912	870	642
pv-feld-1 (yellow)	51	658	1793	2173	2180	2078	2163	2228	2051	1045	163	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	4	337	696	461	133	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	179	405	338	0	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	14	379	520	132	338	532	107	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	2	335	579	597	594	498	53	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	1	201	505	499	588	298	25	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	16	6	16	0	25	0	0	0	0
pv-feld-5 (green)	0	0	0	154	471	244	268	434	0	0	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	0	0	345	618	588	0	0	0	0	0
pv-feld-6 (green)	0	37	574	521	588	612	608	549	542	251	0	0
pv-feld-6 (yellow)	0	0	965	1685	1751	1667	1739	1779	1384	144	0	0
pv-feld-7 (green)	0	0	232	372	431	252	345	482	267	37	0	0
pv-feld-7 (yellow)	0	0	46	240	218	325	267	211	140	0	0	0
pv-feld-8 (green)	0	84	690	1421	1827	1990	1949	1602	1003	217	0	0
pv-feld-8 (yellow)	0	37	806	913	843	759	817	908	896	274	0	0
pv-feld-9 (green)	0	0	318	594	1152	1182	1102	1026	395	1	0	0
pv-feld-9 (yellow)	0	0	193	947	1301	1522	1556	932	531	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

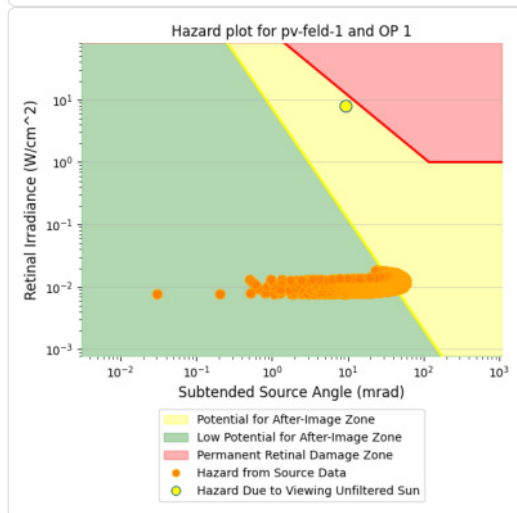
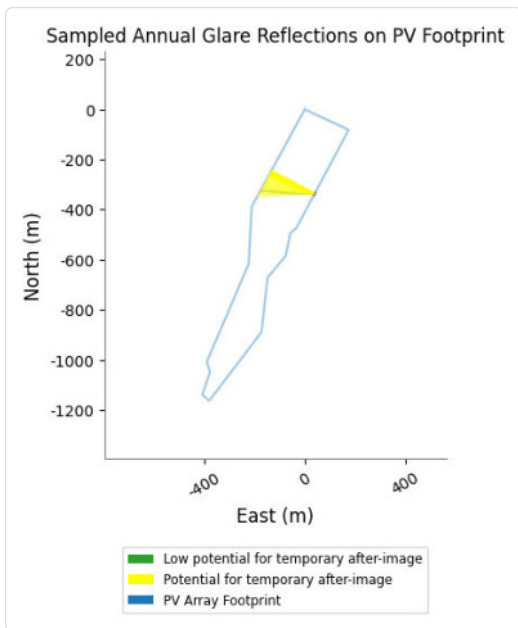
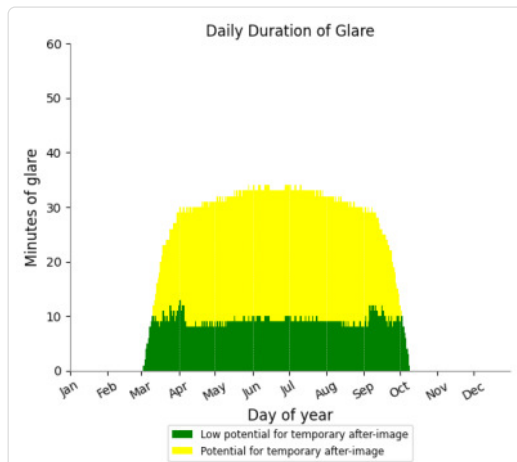
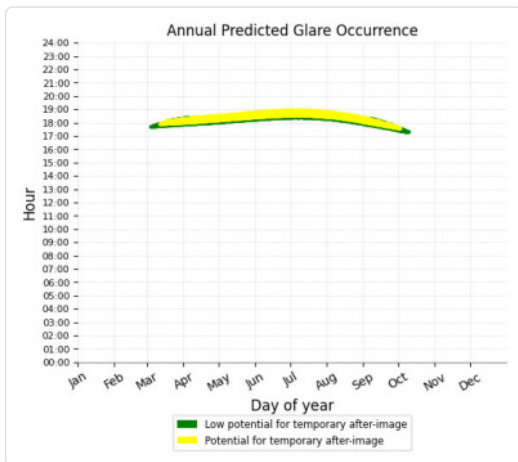
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1989	4213
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	9519	12370

OP: OP 7	0	0
OP: OP 8	0	0
OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

- 1,989 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,213 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

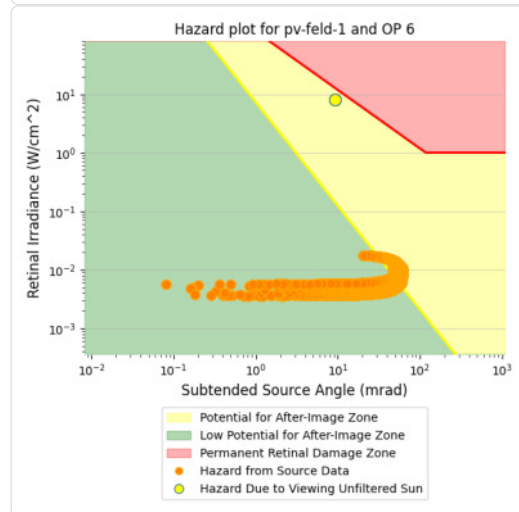
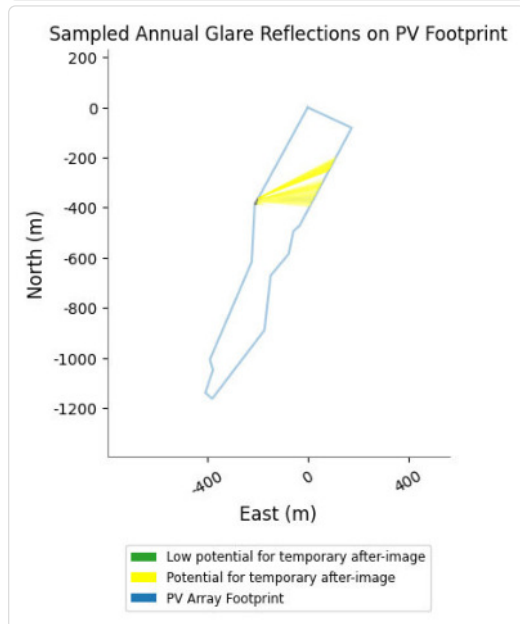
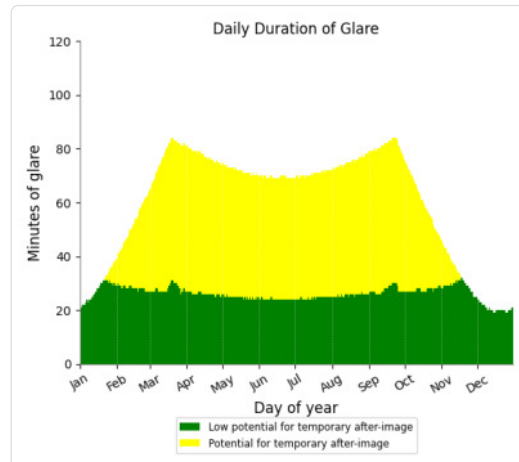
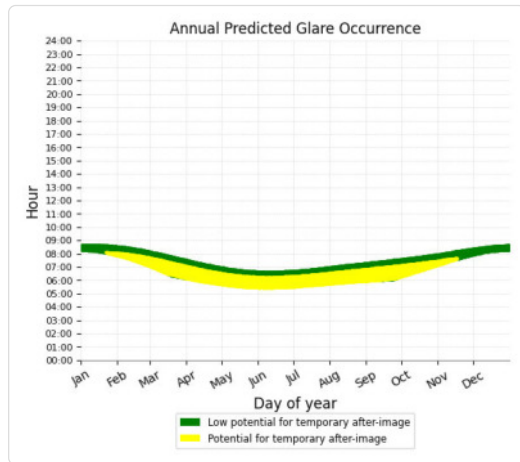
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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

- 9,519 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 12,370 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 8)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 9)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 10)

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

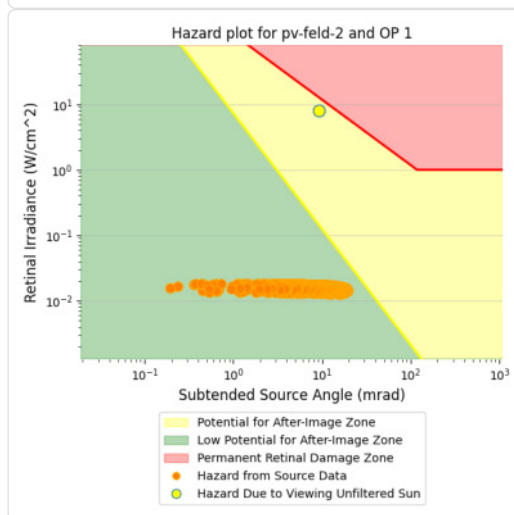
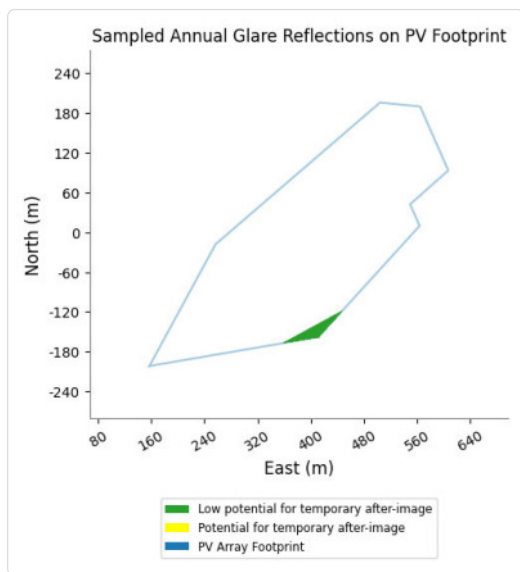
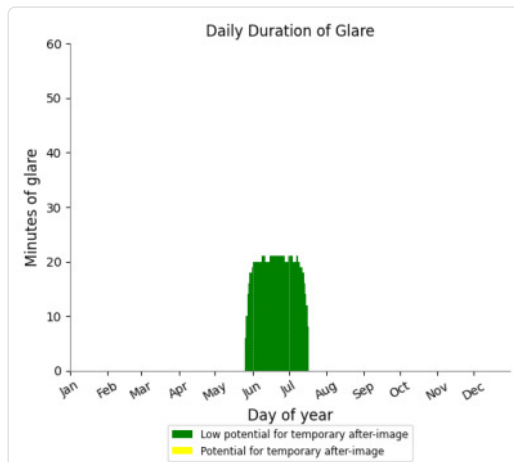
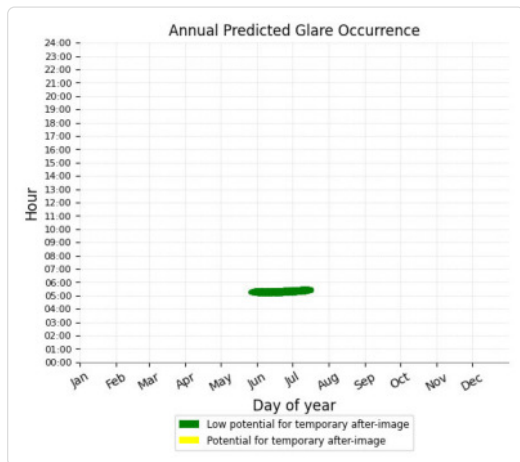
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1007	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	624	922

OP: OP 7	0	0
OP: OP 8	0	0
OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

- 1,007 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 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

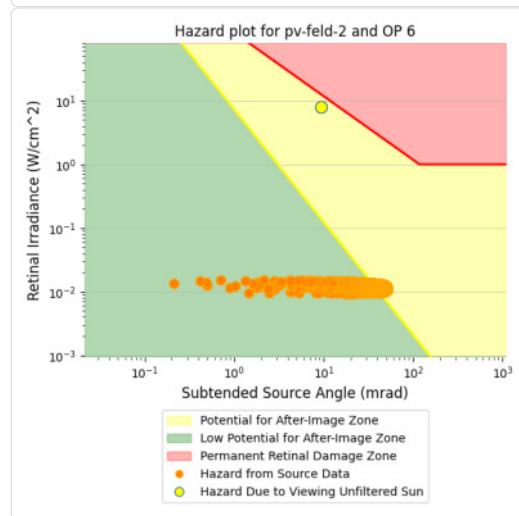
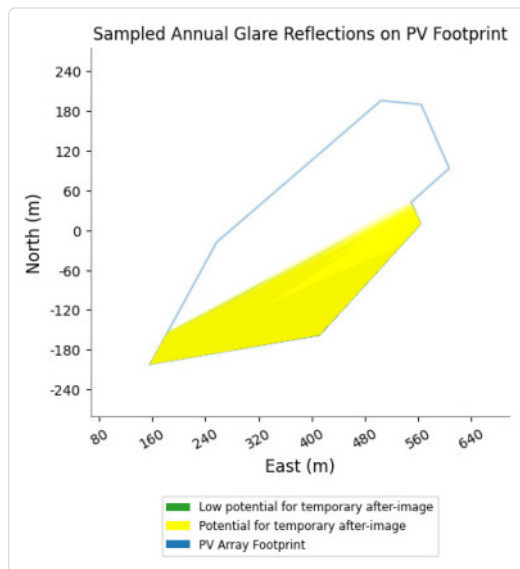
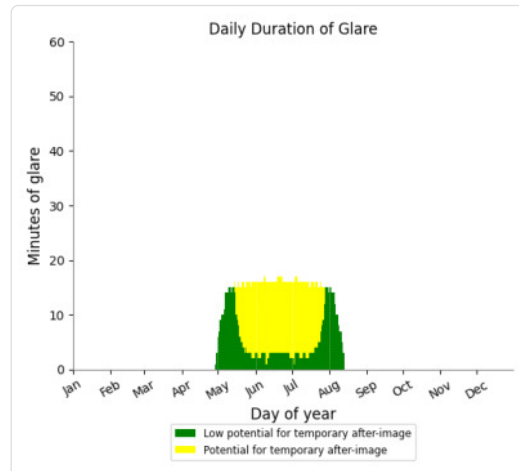
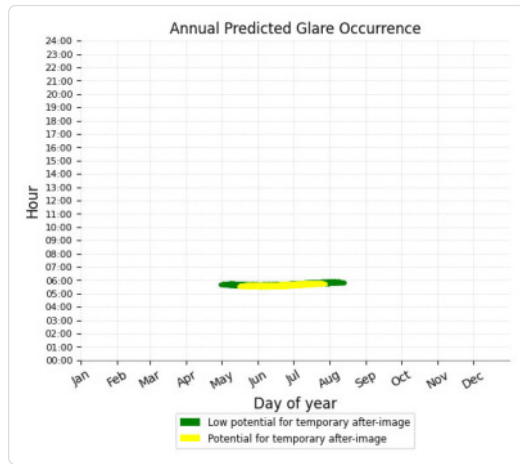
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

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

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



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 8)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 9)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 10)

No glare found

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	619	2533
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	1403	125

OP: OP 8	0	0
OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0

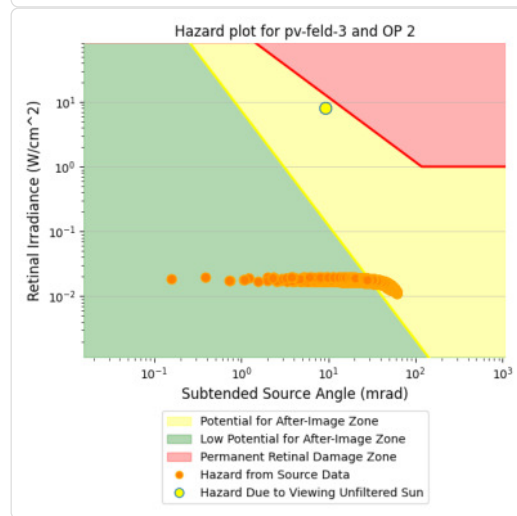
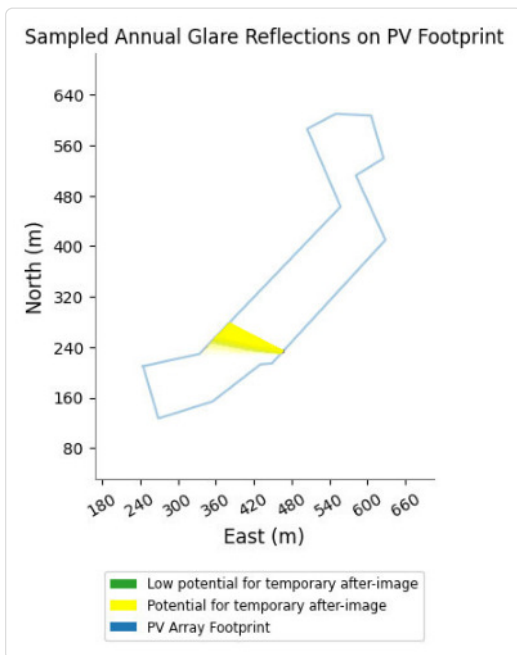
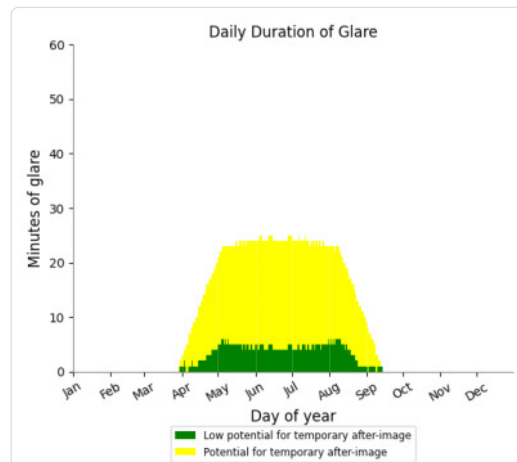
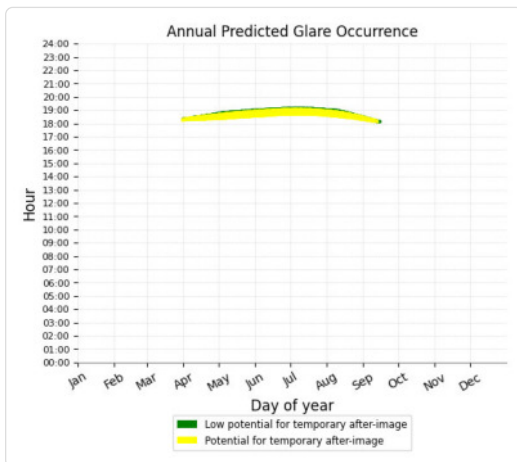
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

- 619 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,533 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

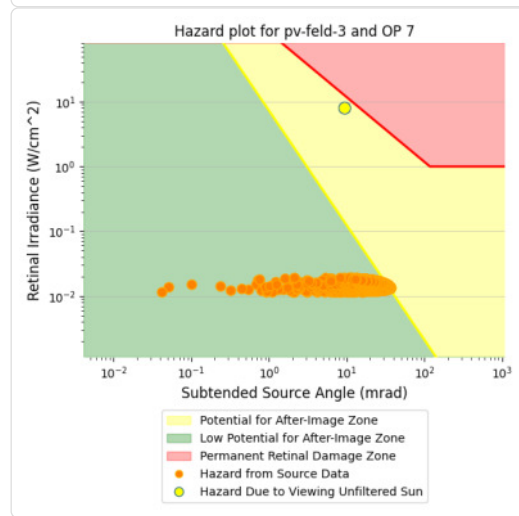
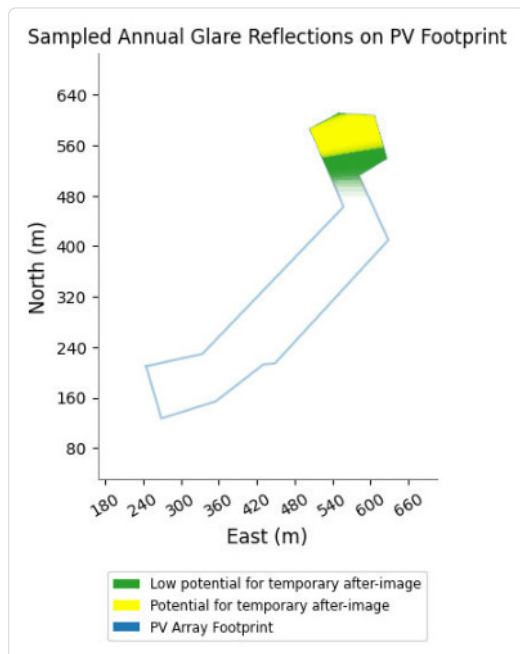
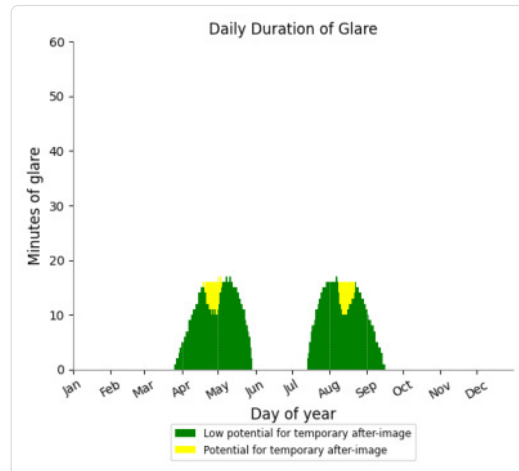
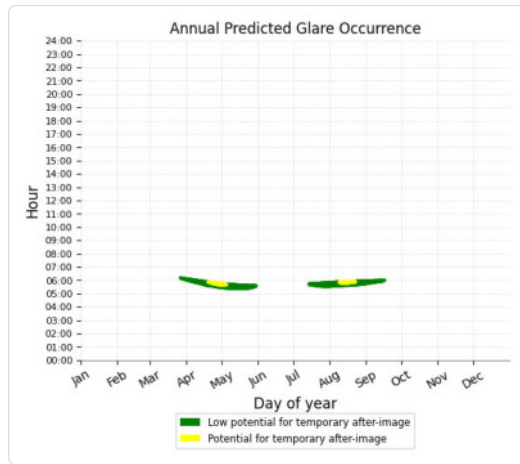
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 7)

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

- 1,403 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 125 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 8)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 9)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 10)

No glare found

PV Feld 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	822	16
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	1295	47
OP: OP 8	0	0

OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0

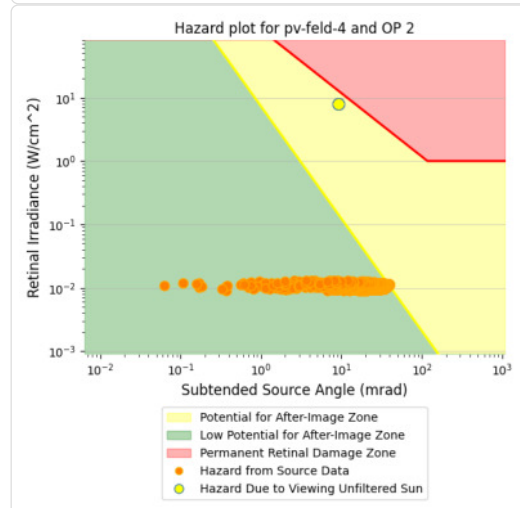
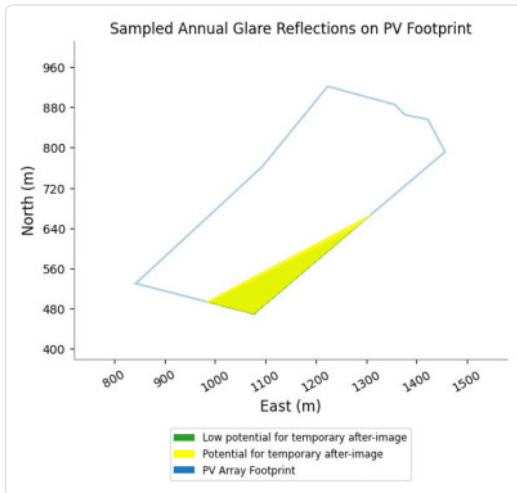
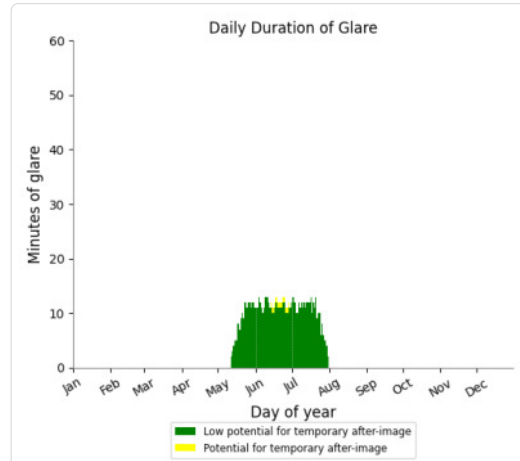
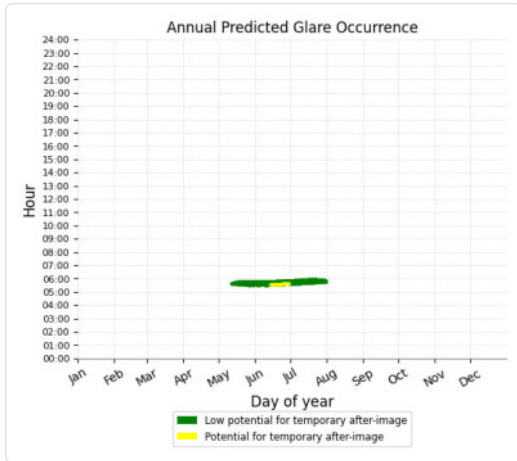
PV Feld 4 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 4 - OP Receptor (OP 2)

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

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



PV Feld 4 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 4 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 4 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

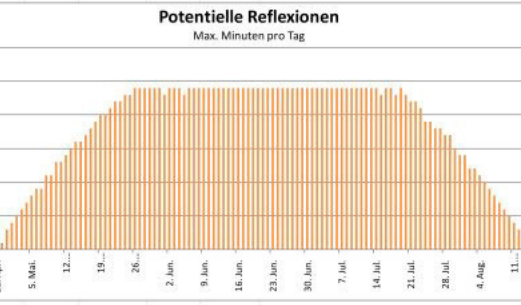
PV Feld 4 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

Datum	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	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Zeitraum		Minuten		Minuten im Zeitraum			Messpunkt OP 1
																	Start	Ende	pro Tag	24	Erste Zeit	Letzte Zeit	18-5	
2022-03-11 17:55:00	0,009258	542,7744	2	0,490486	0,0151	0,033603	0,2	262,8	-0,992	-0,126	0,003	0,992	0,108	0,066	28. Apr.	1	18:10	18:10						
2022-03-11 17:56:00	0,009454	540,2872	2	0,500964	0,015352	0,034017	0	263	-0,992	-0,123	0,001	0,992	0,106	0,062	29. Apr.	1	18:11	18:11						
2022-03-12 17:55:00	0,009088	547,0468	2	0,478539	0,014848	0,033447	0,5	263	-0,993	-0,122	0,009	0,993	0,101	0,068	30. Apr.	3	18:11	18:13						
2022-03-12 17:56:00	0,009332	544,5824	2	0,488768	0,015097	0,034371	0,3	263,2	-0,993	-0,118	0,006	0,993	0,1	0,064	1. Mai.	4	18:12	18:15						
2022-03-12 17:57:00	0,009512	542,1133	2	0,499219	0,01535	0,034598	0,2	263,4	-0,993	-0,115	0,003	0,993	0,098	0,06	2. Mai.	5	18:12	18:16						
2022-03-12 17:58:00	0,009577	539,6394	2	0,509896	0,015607	0,033685	0	263,6	-0,994	-0,112	0,001	0,994	0,096	0,056	3. Mai.	6	18:13	18:18						
2022-03-13 17:56:00	0,009168	548,7976	2	0,476837	0,014842	0,034296	0,7	263,5	-0,993	-0,114	0,011	0,993	0,093	0,067	4. Mai.	7	18:12	18:18						
2022-03-13 17:57:00	0,009402	546,351	2	0,487039	0,015092	0,035091	0,5	263,6	-0,994	-0,111	0,009	0,994	0,092	0,063	5. Mai.	8	18:13	18:20						
2022-03-13 17:58:00	0,009561	543,8996	2	0,497462	0,015346	0,035101	0,3	263,8	-0,994	-0,107	0,006	0,994	0,09	0,059	6. Mai.	9	18:13	18:21						
2022-03-13 17:59:00	0,00958	541,4436	2	0,508111	0,015604	0,033734	0,2	264	-0,995	-0,104	0,003	0,995	0,088	0,055	7. Mai.	9	18:14	18:22						
2022-03-14 17:56:00	0,008972	552,9354	2	0,46517	0,014588	0,033893	1	263,7	-0,994	-0,11	0,017	0,994	0,087	0,069	8. Mai.	11	18:14	18:24						
2022-03-14 17:57:00	0,009244	550,5109	2	0,475128	0,014835	0,035114	0,8	263,9	-0,994	-0,106	0,014	0,994	0,085	0,065	9. Mai.	11	18:15	18:25						
2022-03-14 17:58:00	0,009466	548,0817	2	0,485302	0,015086	0,035759	0,6	264,1	-0,995	-0,103	0,011	0,995	0,083	0,061	10. Mai.	13	18:15	18:27						
2022-03-14 17:59:00	0,009598	545,6479	2	0,495697	0,015341	0,035493	0,5	264,3	-0,995	-0,1	0,009	0,995	0,082	0,057	11. Mai.	13	18:16	18:28						
2022-03-14 18:00:00	0,009557	543,2096	2	0,506317	0,0156	0,033353	0,3	264,5	-0,995	-0,096	0,006	0,995	0,08	0,053	12. Mai.	14	18:16	18:29						
2022-03-14 18:01:00	0,009593	540,7666	2	0,517166	0,015862	0,032315	0,2	264,7	-0,996	-0,093	0,003	0,996	0,079	0,049	13. Mai.	15	18:17	18:31						
2022-03-14 18:02:00	0,009823	538,319	2	0,528251	0,016129	0,032978	0	264,9	-0,996	-0,089	0	0,996	0,077	0,045	14. Mai.	16	18:17	18:32						
2022-03-15 17:56:00	0,009091	556,9982	2	0,463485	0,014642	0,034781	1,1	264,1	-0,995	-0,102	0,02	0,995	0,079	0,068	15. Mai.	16	18:18	18:33						
2022-03-15 17:57:00	0,009357	554,5956	2	0,473415	0,014892	0,035893	1	264,3	-0,995	-0,099	0,017	0,995	0,077	0,064	16. Mai.	17	18:18	18:34						
2022-03-15 17:58:00	0,009564	552,1883	2	0,48356	0,015145	0,036354	0,8	264,5	-0,995	-0,095	0,014	0,995	0,075	0,06	17. Mai.	18	18:19	18:36						
2022-03-15 17:59:00	0,009663	549,7764	2	0,493925	0,015402	0,035749	0,6	264,7	-0,996	-0,092	0,011	0,996	0,074	0,056	18. Mai.	19	18:19	18:37						
2022-03-15 18:00:00	0,009538	547,3599	2	0,504515	0,015663	0,032964	0,5	264,9	-0,996	-0,088	0,009	0,996	0,072	0,052	19. Mai.	20	18:19	18:38						
2022-03-15 18:01:00	0,00974	544,9388	2	0,515334	0,015928	0,033354	0,3	265,1	-0,996	-0,085	0,006	0,996	0,071	0,048	20. Mai.	20	18:20	18:39						
2022-03-15 18:02:00	0,009949	542,5132	2	0,526388	0,016197	0,03378	0,2	265,3	-0,997	-0,082	0,003	0,997	0,069	0,044	21. Mai.	21	18:20	18:40						
2022-03-15 18:03:00	0,010065	540,0831	2	0,53768	0,016471	0,033299	0	265,5	-0,997	-0,078	0	0,997	0,068	0,039	22. Mai.	22	18:20	18:41						
2022-03-16 17:56:00	0,008873	560,9886	2	0,452107	0,014385	0,034168	1,4	264,4	-0,995	-0,098	0,025	0,995	0,072	0,07	23. Mai.	22	18:21	18:42						
2022-03-16 17:57:00	0,009169	558,6074	2	0,461799	0,014631	0,03564	1,3	264,6	-0,995	-0,094	0,022	0,995	0,07	0,066	24. Mai.	23	18:21	18:43						
2022-03-16 17:58:00	0,009425	556,2217	2	0,4717	0,014881	0,03662	1,1	264,8	-0,996	-0,091	0,019	0,996	0,069	0,062	25. Mai.	23	18:22	18:44						
2022-03-16 17:59:00	0,009611	553,8314	2	0,481816	0,015135	0,036861	1	265	-0,996	-0,087	0,017	0,996	0,067	0,058	26. Mai.	24	18:22	18:45						
2022-03-16 18:00:00	0,009666	551,4365	2	0,492151	0,015393	0,035833	0,8	265,2	-0,996	-0,084	0,014	0,996	0,066	0,054	27. Mai.	24	18:23	18:46						
2022-03-16 18:01:00	0,009535	549,0371	2	0,50271	0,015655	0,032991	0,6	265,4	-0,997	-0,081	0,011	0,997	0,064	0,05	28. Mai.	24	18:23	18:46						
2022-03-16 18:02:00	0,009834	546,6331	2	0,513497	0,01592	0,0343	0,5	265,6	-0,997	-0,077	0,009	0,997	0,063	0,046	29. Mai.	24	18:24	18:47						
2022-03-16 18:03:00	0,010026	544,2246	2	0,524518	0,016191	0,034536	0,3	265,8	-0,997	-0,074	0,006	0,997	0,061	0,042	30. Mai.	24	18:24	18:47						
2022-03-16 18:04:00	0,010134	541,8116	2	0,535777	0,016465	0,033964	0,2	266	-0,998	-0,071	0,003	0,998	0,06	0,038	31. Mai.	24	18:24	18:47						
2022-03-16 18:05:00	0,010175	539,3941	2	0,547281	0,016743	0,03277	0	266,1	-0,998	-0,067	0	0,998	0,058	0,034	1. Jun.	23	18:25	18:47						
2022-03-17 17:57:00	0,008953	562,5489	2	0,450452	0,014372	0,035088	1,6	264,8	-0,996	-0,09	0,028	0,996	0,064	0,069	2. Jun.	24	18:25	18:48						
2022-03-17 17:58:00	0,009243	560,1845	2	0,460114	0,014619	0,036459	1,4	265	-0,996	-0,086	0,025	0,996	0,062	0,065	3. Jun.	24	18:26	18:49						
2022-03-17 17:59:00	0,009486	557,8154	2	0,469986	0,01487	0,037287	1,3	265,2	-0,996	-0,083	0,022	0,996	0,061	0,061	4. Jun.	24	18:26	18:49						
2022-03-17 18:00:00	0,009646	555,4418	2	0,480072	0,015124	0,037266	1,1	265,4	-0,997	-0,08	0,019	0,997	0,059	0,057	5. Jun.	23	18:27	18:49						
2022-03-17 18:01:00	0,009645	553,0637	2	0,490375	0,015382	0,035689	1	265,6	-0,997	-0,076	0,017	0,997	0,058	0,053	6. Jun.	24	18:27	18:50						
2022-03-17 18:02:00	0,009642	550,681	2	0,500902	0,015645	0,034089	0,8	265,8	-0,997	-0,073	0,014	0,997	0,056	0,049	7. Jun.	24	18:27	18:50						
2022-03-17 18:03:00	0,009923	548,2939	2	0,511657	0,015912	0,035191	0,6	266	-0,998	-0,07	0,011	0,998	0,055	0,044	8. Jun.	24	18:27	18:50						
2022-03-17 18:04:00	0,010097	545,9023	2	0,522645	0,016182	0,035242	0,5	266,2	-0,998	-0,066	0,008	0,998	0,053	0,04	9. Jun.	24	18:28	18:51						
2022-03-17 18:05:00	0,010198	543,5062	2	0,53387	0,016457	0,0346	0,3	266,4	-0,998	-0,063	0,006	0,998	0,052	0,036	10. Jun.	24	18:28	18:51						
2022-03-17 18:06:00	0,010181	541,1057	2	0,545338	0,016737	0,032869	0,2	266,6	-0,998	-0,059	0,003	0,998	0,05	0,032	11. Jun.	24	18:29	18:52						
2022-03-17 18:07:00	0,010211	538,7007	2	0,557055	0,01702	0,031561	0	266,8	-0,998	-0,056	0	0,998	0,048	0,028	12. Jun.	24	18:29	18:52						
2022-03-18 17:57:00	0,008718	566,4224	2	0,439371	0,014115	0,034295	1,9	265,1	-0,996	-0,085	0,033	0,996	0,057	0,071	13. Jun.	24	18:29	18:52						
2022-03-18 17:58:00	0,009031	564,0788	2	0,4488	0,014359	0,035979	1,7	265,3	-0,996	-0,082	0,03	0,996	0,056	0,067	14. Jun.	24	18:30	18:53						
2022-03-18 17:59:00	0,009313	561,7308	2	0,458433	0,014606	0,037237	1,6	265,5	-0,997	-0,079	0,028	0,997	0,054	0,063	15. Jun.	24	18:30	18:53						

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:
 1993 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1491 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 502 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 24 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4214 Einträgen /-1989):
 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance [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	Seite	Zeitraum	Anzahl	Ende	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 9
																		Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit				
2022-03-07 06:49:00	0,00882	540,5439	2	0,466885	0,014314	0,03407	0,1	99,6	0,986	-0,167	0,001	-0,986	0,144	0,084	19. Apr.	1	06:17	06:17	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 9: 1550 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1106 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 444 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 24 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 6316 Einträgen /-2489): 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)								
2022-03-08 06:47:00	0,009046	541,1312	2	0,47519	0,014585	0,034689	0	99	0,988	-0,156	0,001	-0,988	0,134	0,079	20. Apr.	1	06:16	06:16									
2022-03-08 06:48:00	0,008898	543,6617	2	0,465296	0,014348	0,034672	0,2	99,1	0,987	-0,159	0,004	-0,987	0,136	0,083	21. Apr.	3	06:13	06:15									
2022-03-08 06:49:00	0,008737	546,1872	2	0,455612	0,014114	0,034498	0,4	99,3	0,987	-0,162	0,006	-0,987	0,137	0,087	22. Apr.	4	06:11	06:14									
2022-03-09 06:45:00	0,009258	541,7309	2	0,483647	0,014861	0,035096	0	98,3	0,989	-0,145	0,001	-0,989	0,125	0,073	23. Apr.	6	06:09	06:14									
2022-03-09 06:46:00	0,009123	544,2451	2	0,473561	0,014618	0,035264	0,2	98,5	0,989	-0,148	0,003	-0,989	0,126	0,077	24. Apr.	6	06:08	06:13									
2022-03-09 06:47:00	0,008975	546,7544	2	0,463689	0,014379	0,035257	0,4	98,7	0,988	-0,151	0,006	-0,988	0,128	0,081	25. Apr.	7	06:06	06:12									
2022-03-09 06:48:00	0,008814	549,2588	2	0,454026	0,014144	0,035119	0,5	98,9	0,988	-0,155	0,009	-0,988	0,13	0,085	26. Apr.	9	06:03	06:11									
2022-03-09 06:49:00	0,008642	551,7583	2	0,444569	0,013913	0,034817	0,7	99,1	0,987	-0,158	0,012	-0,987	0,131	0,089	27. Apr.	9	06:02	06:10									
2022-03-10 06:43:00	0,009453	542,3419	2	0,492257	0,015142	0,03529	0	97,7	0,991	-0,134	0,001	-0,991	0,115	0,067	28. Apr.	11	06:00	06:10									
2022-03-10 06:44:00	0,009334	544,84	2	0,481977	0,014894	0,035643	0,2	97,9	0,991	-0,137	0,003	-0,991	0,117	0,071	29. Apr.	11	05:59	06:09									
2022-03-10 06:45:00	0,009199	547,3332	2	0,471915	0,01465	0,03583	0,3	98,1	0,99	-0,14	0,006	-0,99	0,119	0,075	30. Apr.	13	05:57	06:09									
2022-03-10 06:46:00	0,009051	549,8216	2	0,462066	0,014409	0,035858	0,5	98,3	0,99	-0,144	0,009	-0,99	0,12	0,08	1. Mai.	14	05:55	06:08									
2022-03-10 06:47:00	0,00889	552,3052	2	0,452426	0,014173	0,03573	0,7	98,5	0,989	-0,147	0,012	-0,989	0,122	0,084	2. Mai.	15	05:54	06:08									
2022-03-10 06:48:00	0,008718	554,7838	2	0,442991	0,013939	0,035453	0,8	98,7	0,989	-0,15	0,014	-0,989	0,123	0,088	3. Mai.	16	05:51	06:06									
2022-03-10 06:49:00	0,008535	557,2575	2	0,433756	0,01371	0,035029	1	98,8	0,988	-0,154	0,017	-0,988	0,125	0,092	4. Mai.	17	05:50	06:06									
2022-03-11 06:40:00	0,009586	540,4764	2	0,501025	0,015359	0,03527	0	97	0,992	-0,123	0,001	-0,992	0,106	0,062	5. Mai.	17	05:50	06:06									
2022-03-11 06:41:00	0,009485	542,9633	2	0,490548	0,015107	0,035814	0,2	97,2	0,992	-0,126	0,003	-0,992	0,108	0,066	6. Mai.	16	05:50	06:05									
2022-03-11 06:42:00	0,009366	545,4454	2	0,480293	0,014859	0,036183	0,3	97,4	0,992	-0,129	0,006	-0,992	0,109	0,07	7. Mai.	16	05:50	06:05									
2022-03-11 06:43:00	0,009232	547,9227	2	0,470255	0,014614	0,036387	0,5	97,6	0,991	-0,133	0,009	-0,991	0,111	0,074	8. Mai.	15	05:50	06:04									
2022-03-11 06:44:00	0,009085	550,3953	2	0,46043	0,014373	0,036435	0,7	97,8	0,991	-0,136	0,011	-0,991	0,112	0,078	9. Mai.	15	05:50	06:04									
2022-03-11 06:45:00	0,008925	552,863	2	0,450814	0,014136	0,03633	0,8	98	0,99	-0,139	0,014	-0,99	0,114	0,082	10. Mai.	14	05:50	06:03									
2022-03-11 06:46:00	0,008754	555,3259	2	0,441402	0,013903	0,036077	1	98,2	0,99	-0,143	0,017	-0,99	0,115	0,086	11. Mai.	14	05:50	06:03									
2022-03-11 06:47:00	0,008572	557,7839	2	0,43219	0,013673	0,035681	1,1	98,4	0,989	-0,146	0,02	-0,989	0,117	0,09	12. Mai.	13	05:50	06:02									
2022-03-12 06:38:00	0,009743	541,1229	2	0,509953	0,015651	0,035024	0	96,4	0,994	0,112	0	-0,994	0,096	0,056	13. Mai.	13	05:50	06:02									
2022-03-12 06:39:00	0,009661	543,5939	2	0,499276	0,015393	0,035775	0,2	96,6	0,993	-0,115	0,003	-0,993	0,098	0,06	14. Mai.	13	05:50	06:02									
2022-03-12 06:40:00	0,009559	546,0602	2	0,488825	0,01514	0,036333	0,3	96,8	0,993	-0,118	0,006	-0,993	0,1	0,064	15. Mai.	12	05:50	06:01									
2022-03-12 06:41:00	0,00944	548,5218	2	0,478596	0,01489	0,036714	0,5	97	0,993	-0,122	0,009	-0,993	0,101	0,068	16. Mai.	12	05:50	06:01									
2022-03-12 06:42:00	0,009306	550,9786	2	0,468584	0,014643	0,036934	0,7	97,2	0,992	-0,125	0,011	-0,992	0,103	0,072	17. Mai.	11	05:50	06:00									
2022-03-12 06:43:00	0,009159	553,4307	2	0,458785	0,014401	0,037001	0,8	97,4	0,992	-0,128	0,014	-0,992	0,104	0,076	18. Mai.	11	05:50	06:00									
2022-03-12 06:44:00	0,008999	555,8708	2	0,449193	0,014162	0,036392	1	97,6	0,991	-0,132	0,017	-0,991	0,106	0,081	19. Mai.	11	05:50	06:00									
2022-03-12 06:45:00	0,008828	558,3275	2	0,439805	0,013927	0,036691	1,1	97,8	0,991	-0,135	0,02	-0,991	0,107	0,085	20. Mai.	10	05:50	05:59									
2022-03-12 06:46:00	0,008646	560,7582	2	0,430616	0,013696	0,036321	1,3	98	0,99	-0,139	0,022	-0,99	0,109	0,089	21. Mai.	10	05:50	05:59									
2022-03-12 06:47:00	0,008455	563,191	2	0,421622	0,013468	0,035808	1,4	98,2	0,99	-0,142	0,025	-0,99	0,11	0,093	22. Mai.	10	05:50	05:59									
2022-03-13 06:36:00	0,009877	541,7773	2	0,519043	0,015949	0,034538	0	95,8	0,995	-0,101	0	-0,995	0,087	0,051	23. Mai.	9	05:50	05:58									
2022-03-13 06:37:00	0,009816	544,2326	2	0,508164	0,015686	0,035514	0,2	96	0,995	-0,104	0,003	-0,995	0,088	0,055	24. Mai.	9	05:50	05:58									
2022-03-13 06:38:00	0,009734	546,6833	2	0,497515	0,015426	0,036274	0,3	96,2	0,994	-0,107	0,006	-0,994	0,09	0,059	25. Mai.	9	05:50	05:58									
2022-03-13 06:39:00	0,009631	549,1293	2	0,487092	0,015171	0,036842	0,5	96,4	0,994	-0,111	0,009	-0,994	0,092	0,063	26. Mai.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:40:00	0,009512	551,5707	2	0,47689	0,014919	0,037237	0,7	96,5	0,993	-0,114	0,011	-0,993	0,093	0,067	27. Mai.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:41:00	0,009378	554,0073	2	0,466904	0,014671	0,037427	0,8	96,7	0,993	-0,117	0,014	-0,993	0,095	0,071	28. Mai.	9	05:50	05:58									
2022-03-13 06:42:00	0,009231	556,4391	2	0,457131	0,014427	0,037557	1	96,9	0,993	-0,121	0,017	-0,993	0,096	0,075	29. Mai.	9	05:50	05:58									
2022-03-13 06:43:00	0,009071	558,8663	2	0,447565	0,014187	0,037497	1,1	97,1	0,992	-0,124	0,02	-0,992	0,098	0,079	30. Mai.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:44:00	0,0089	561,2886	2	0,438201	0,01395	0,037294	1,3	97,3	0,992	-0,127	0,022	-0,992	0,099	0,083	31. Mai.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:45:00	0,008719	563,7061	2	0,429037	0,013717	0,036949	1,4	97,5	0,991	-0,131	0,025	-0,991	0,101	0,087	1. Jun.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:46:00	0,008528	566,1188	2	0,420067	0,013488	0,036466	1,6	97,7	0,991	-0,134	0,028	-0,991	0,102	0,091	2. Jun.	8	05:50	05:57									
2022-03-13 06:47:00	0,008329	568,5267	2	0,411287	0,013262	0,035838	1,7	97,9	0,99	-0,138	0,03	-0,99	0,104	0,095	3. Jun.	7	05:50	05:56									
2022-03-14 06:34:00	0,009985	542,4386	2	0,528299	0,016254	0,033787	0	95,1	0,996	-0,089	0	-0,996	0,077	0,045	4. Jun.	8	05:50	05:57									
2022-03-14 06:35:00	0,009949	544,8785	2	0,517214	0,015984	0,035016	0,2	95,3	0,996	-0,093	0,003	-0,996	0,078	0,049	5. Jun.	8	05:50	05:57									
2022-03-14 06:36:00	0,009888	547,3137	2	0,506365	0,015719	0,035996	0,3	95,5	0,995	-0,096	0,006	-0,995	0,08	0,053	6. Jun.	8	05:50	05:57									

