

Blendgutachten

Bürgersolarpark Steinwiesen

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Kalchreuth 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 potenziellen 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 westlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke östlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang	23 - 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Steinwiesen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Steinwiesen“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen, für die Bahnstrecke Nürnberg Nordost–Gräfenberg sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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 „Steinwiesen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Nürnberg–Gräfenberg und Anwohner der angrenzenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Röckenhof in Mittelfranken (Bayern), ca. 1,5 km nordöstlich von Kalchreuth. Südlich verläuft die Bahnstrecke Nürnberg Nordost–Gräfenberg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich von Steinwiesen in Mittelfranken (Bayern). Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	49.562°N, 11.153°O, 382 m ü. NN
Abstand zu Bahnstrecke	ca. 20 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 m (westlich)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

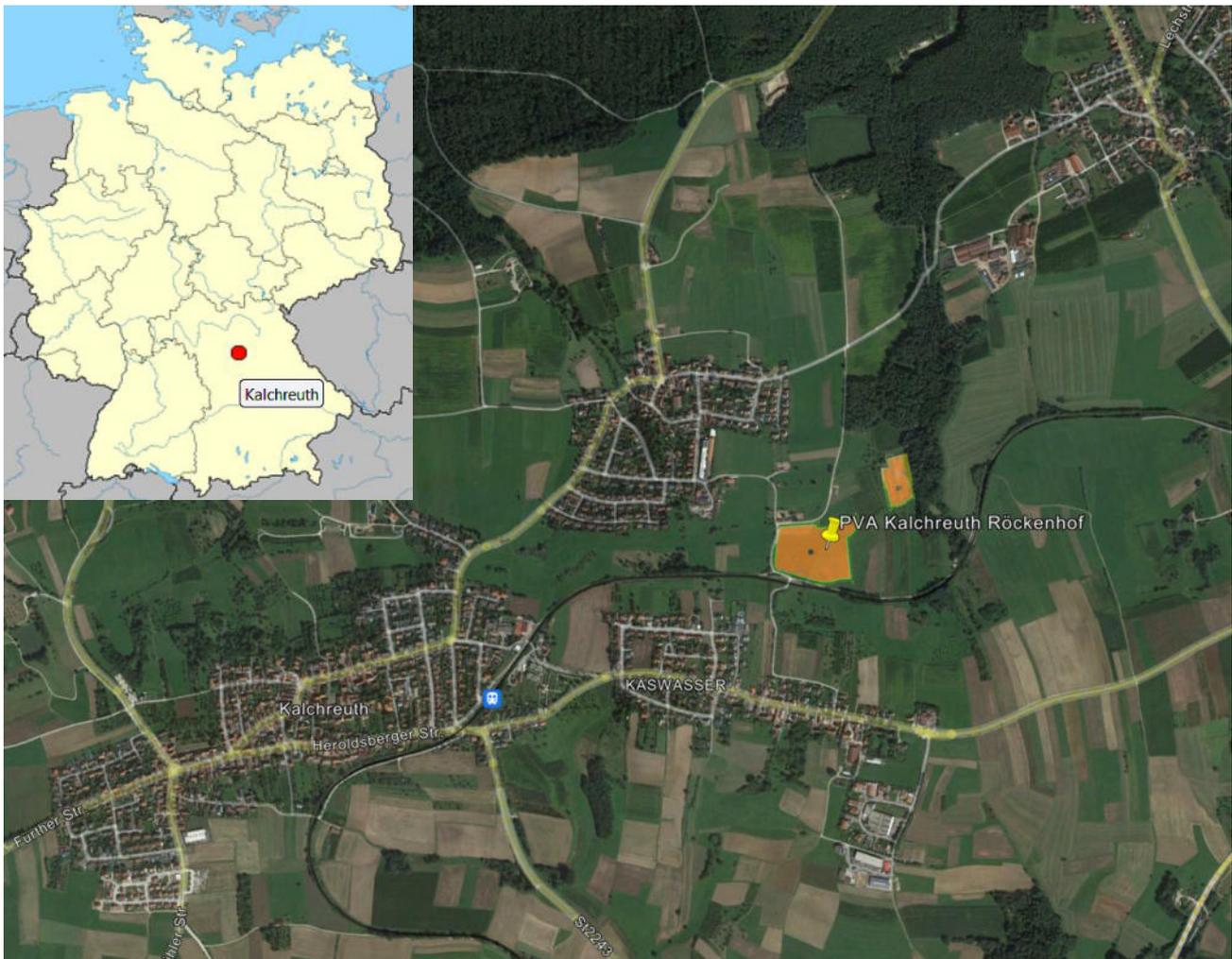


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Anlage.



Bild 2.1.3: Details der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Anlage und westlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude evt. von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden, der Standort wird zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Östlich der PV-Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

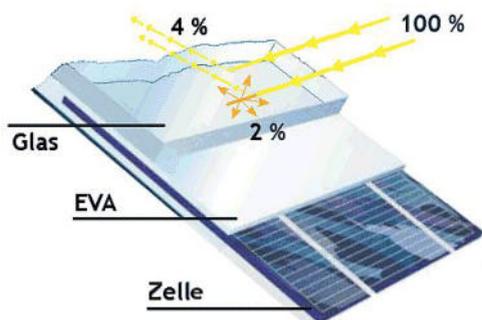


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.Schleswig-Holstein.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.

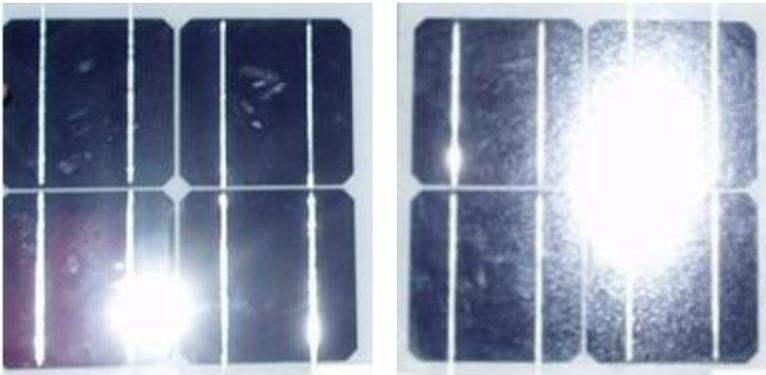


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

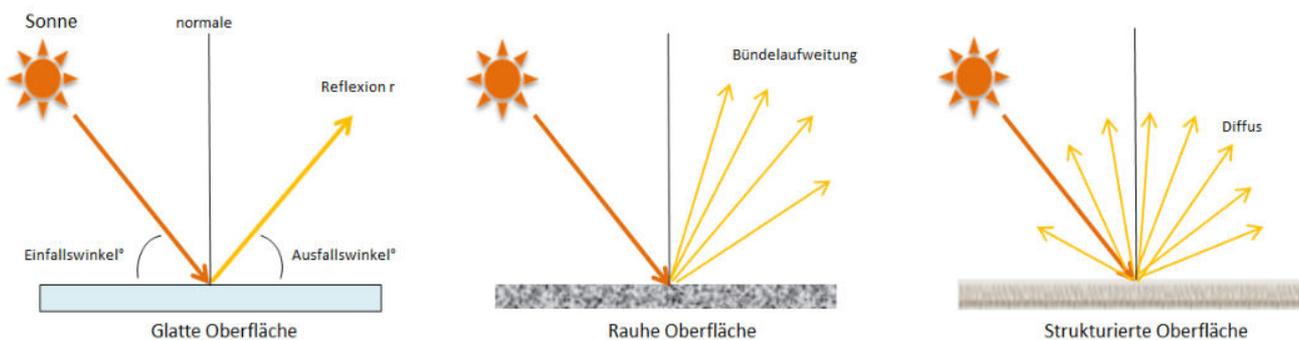


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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:

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

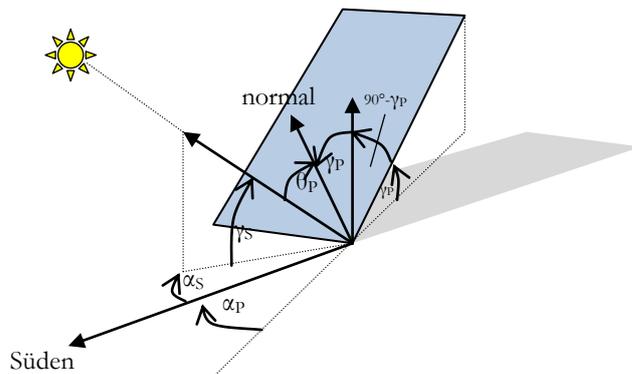


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-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 Lichtleitlinie 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 deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

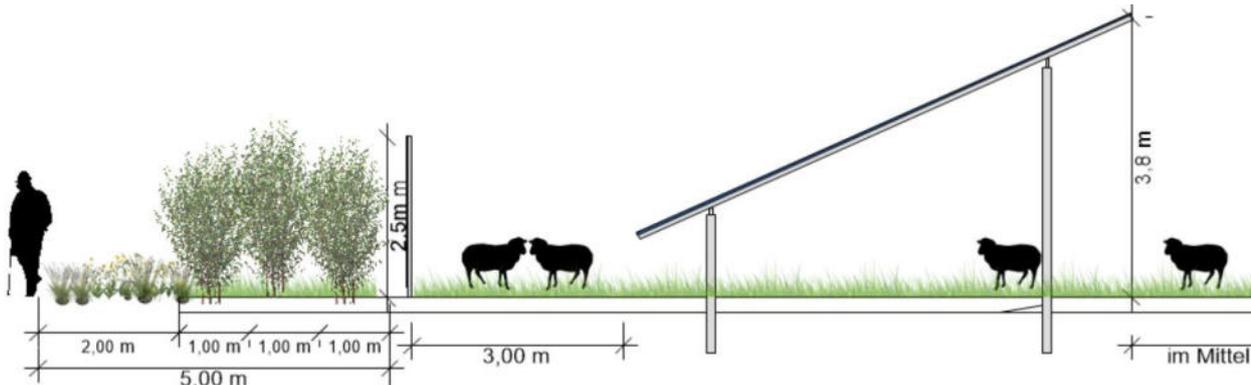


Bild 3.4.1: Skizze der Modulinstallation (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20° (und Variante mit 15°)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m bis 3,20 m (max. zulässig 3,8 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁸), 2,5 m (Zugführer)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁹ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁹ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Steinwiesen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und 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 Lichtleitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹⁰ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². Die Software wird mittlerweile von auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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.

¹⁰ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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. TMY¹³) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

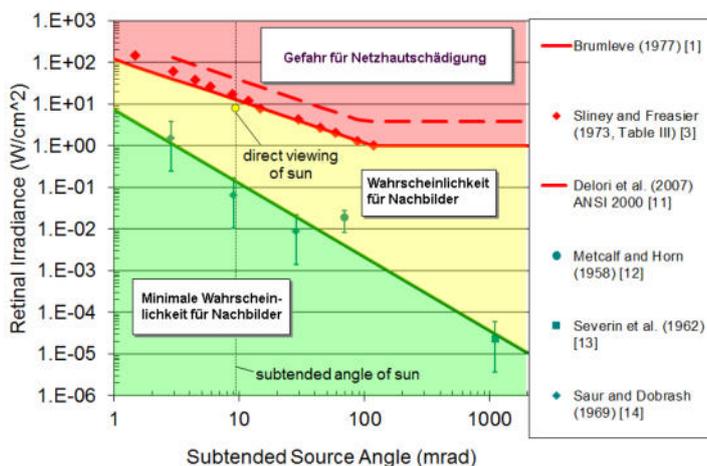


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fv08osti/43156.pdf>

¹⁴ 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_2022_17.png

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 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle 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.

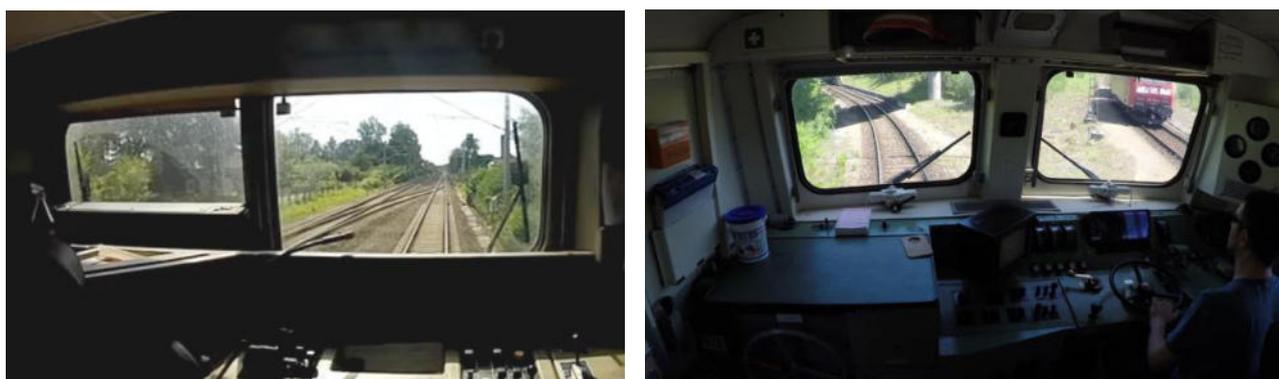


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 sollte die 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.

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Steinwiesen wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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

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

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

Die folgende Tabelle 3 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. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV-Feld
P1 Bahnstrecke westlich	884 ^W
P2 Bahnstrecke südlich	523 ^W
P3 Bahnstrecke östlich	-
P4 Gebäude westlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zu vernachlässigen

^S Aufgrund von Sichtschutz/Objekten/Geländestruktur zu vernachlässigen

Hinweis: Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV-Anlage mit einer Modulneigung zwischen 15° und 20° realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 2 beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke westlich

Am Messpunkt P1 auf der eingleisigen Bahnstrecke können theoretisch an insgesamt nur 884 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können bei der Fahrt Richtung Osten in bestimmten Jahreszeiten für max. 10 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

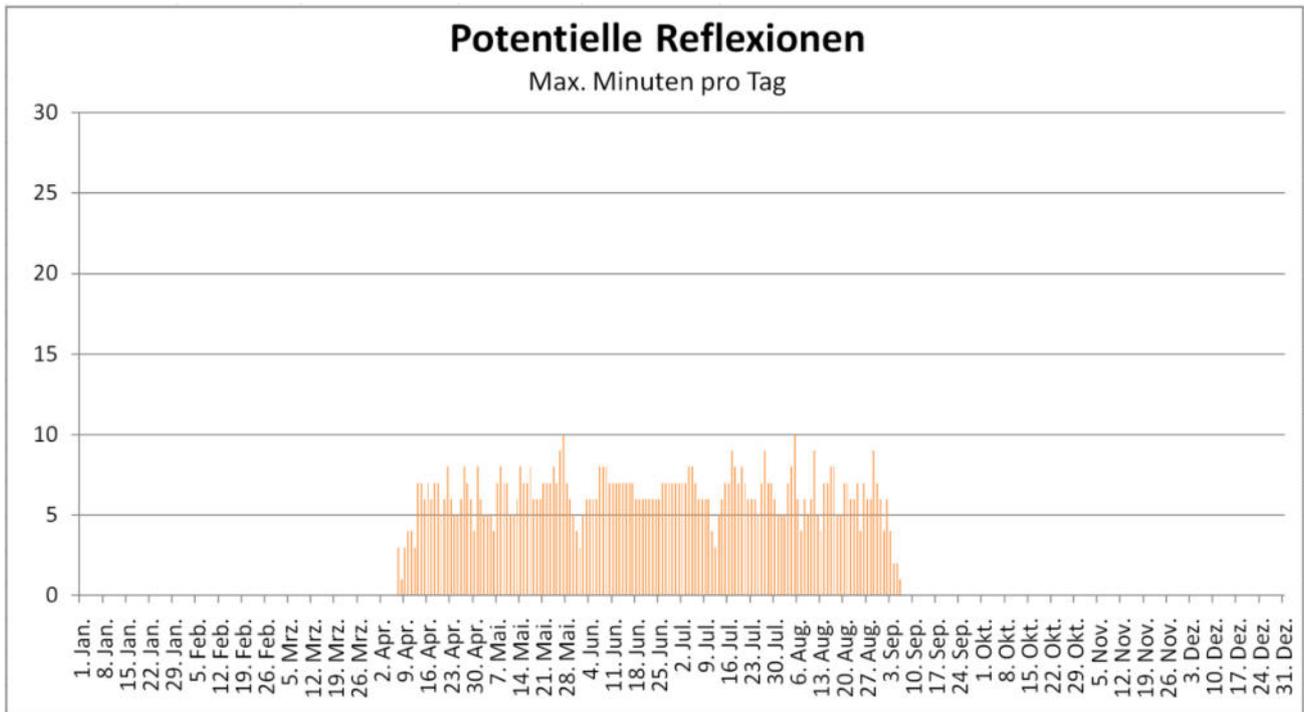


Bild 4.1.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 nicht relevant. Darüber hinaus befindet sich entlang der Bahnstrecke ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar. Aufgrund des Geländeverlaufes besteht im Bereich von Messpunkt P1 keine Sichtverbindung zum PV-Feld 2 und dementsprechend zeigt die Simulation keine Ergebnisse.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten. Die Skizze verdeutlicht, dass die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen mit ca. -23° bis -42° links (östlich) zur Fahrtrichtung, außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

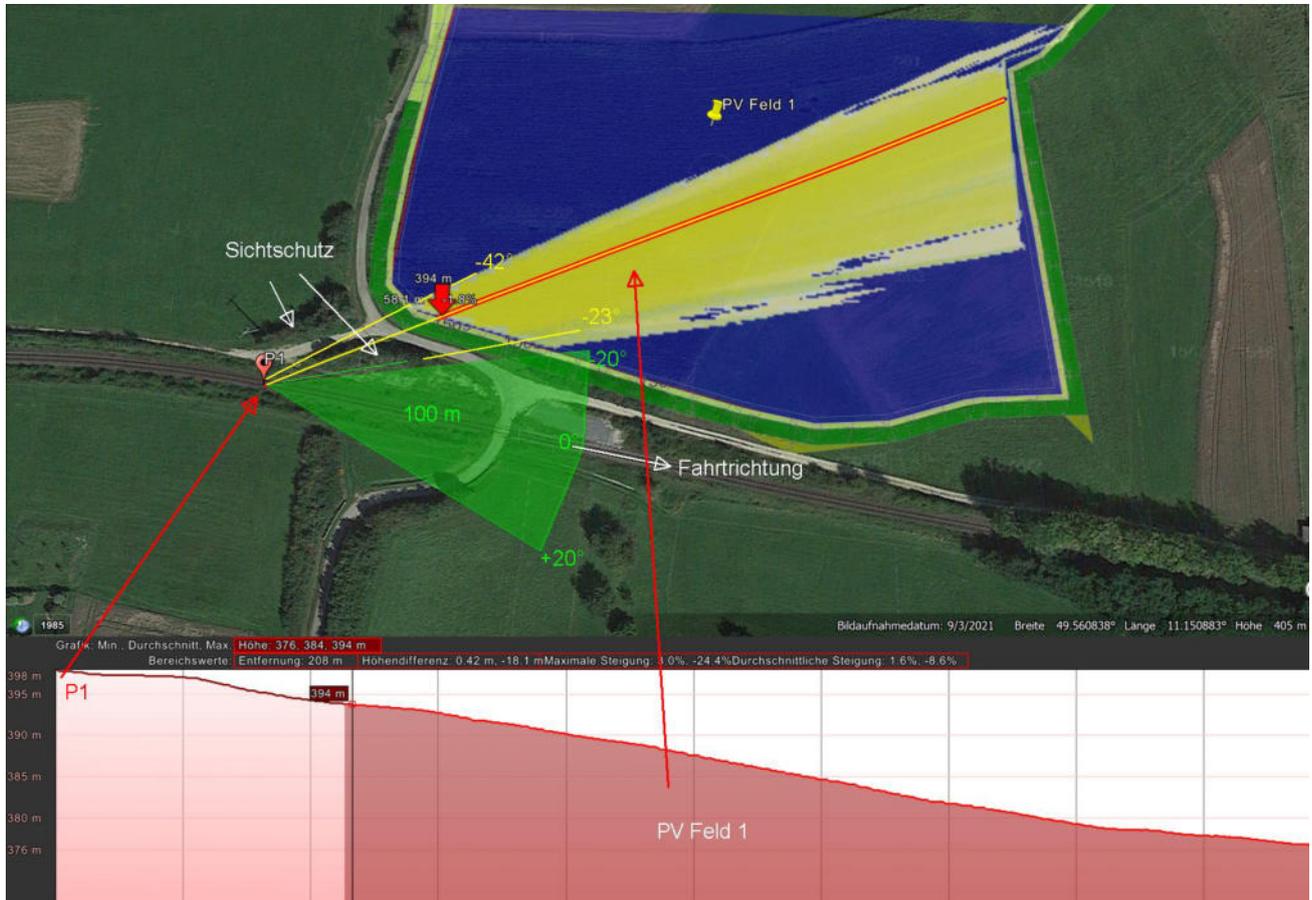


Bild 4.1.2: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/ Grün markierten Bereich, östlich der Bahnstrecke, können an insgesamt nur 884 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Darüber hinaus zeigt die Skizze den Geländeverlauf zwischen der Bahnstrecke und der PV-Fläche und verdeutlicht, dass die Fläche ca. 4 m - 22 m tiefer als die Bahnstrecke liegt. Die PV-Fläche ist daher nur teilweise einsehbar.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Osten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche überwiegend nicht einsehbar, außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt.

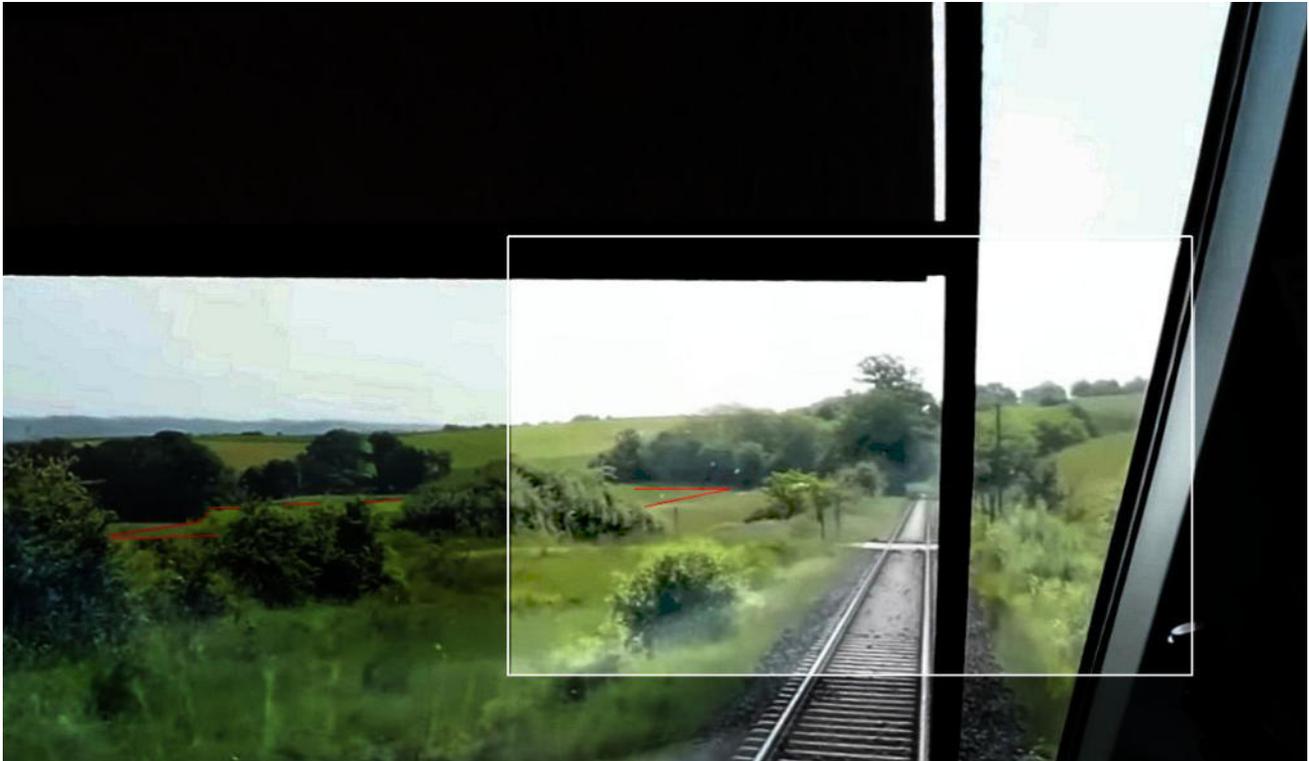


Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Youtube [Video kEhy9ZmqILL](https://www.youtube.com/watch?v=kEhy9ZmqILL), Min 17:04)

Teilweise ist entlang der Bahnstrecke ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P2 auf der eingleisigen Bahnstrecke können theoretisch an insgesamt nur 523 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 04. Juni - 08. Juli zwischen 19:26 - 19:46 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P2 nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht, dass potenzielle Reflexionen nur in über 100 m Entfernung und nur in einem schmalen Winkel zwischen 16° - 18° auftreten können.

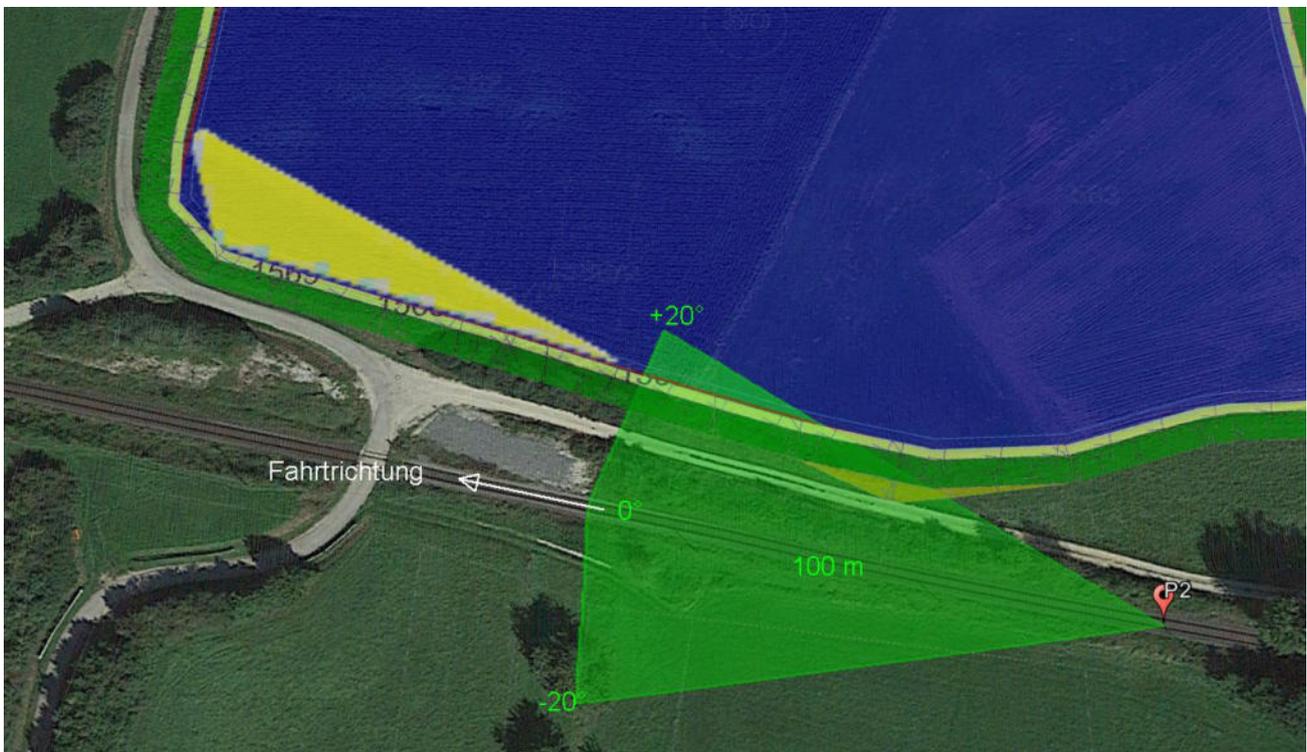


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/ Grün markierten Bereich können an insgesamt nur 523 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber gleichermaßen vergrößert sich auch der Einfallswinkel.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Westen aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche überwiegend nicht einsehbar, außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Youtube [Video 9NEYO2AwUww](https://www.youtube.com/watch?v=9NEYO2AwUww), Min 22:58)

Auch in diesem Abschnitt ist entlang der Bahnstrecke ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke östlich

Messpunkt P3 östlich von PV-Feld 2 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für PV-Feld 1, hier besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Auch Messpunkt P4 westlich von PV-Feld 1 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Auch hier zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage oder eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Steinwiesen“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁵ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf 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 unbedeutend eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Steinwiesen mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

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

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen.

Auf der südlich verlaufenden Bahnstrecke Nürnberg Nordost–Gräfenberg können nur in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer, aufgrund der Einfallswinkel und auch aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der westlich gelegenen Gebäude können keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse 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 08.11.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁵ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

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



High power up to 665W

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



High reliability

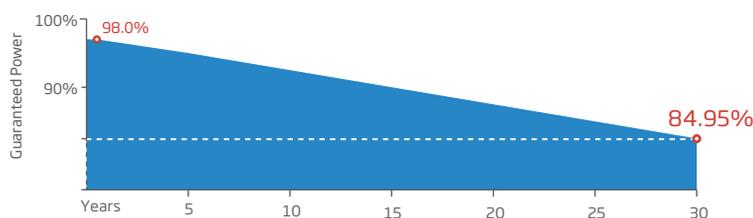
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



High energy yield

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

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



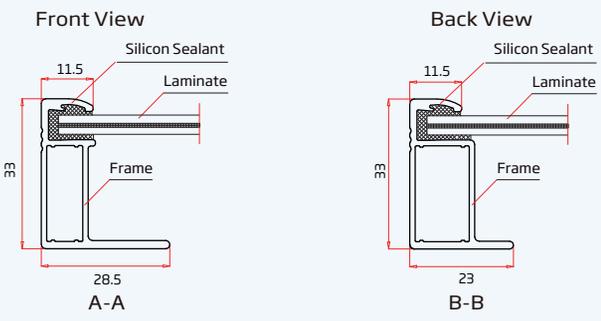
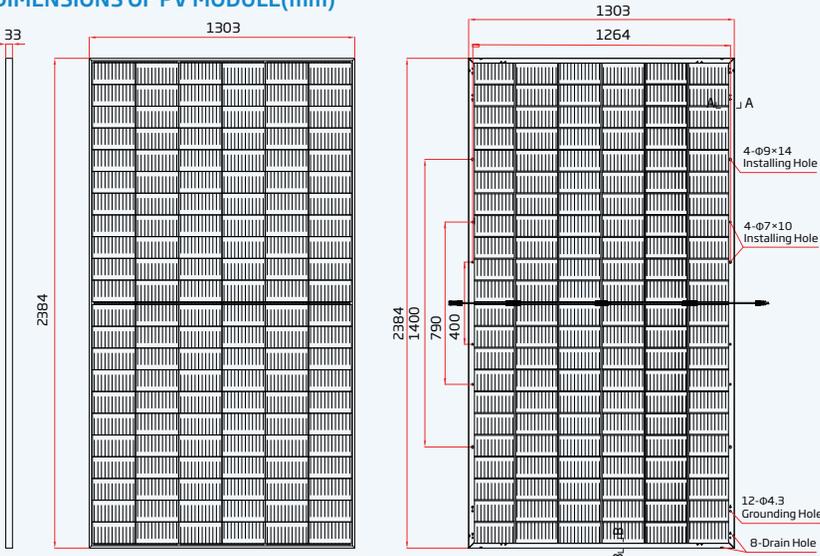
Comprehensive Products and System Certificates



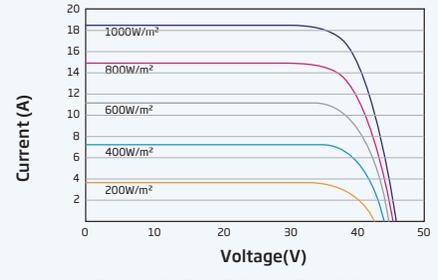
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



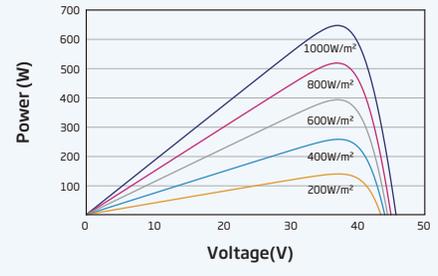
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



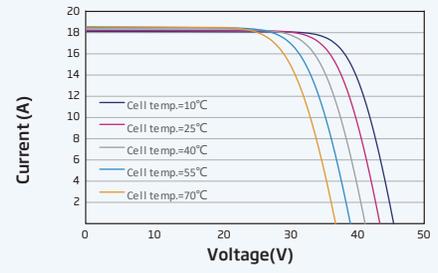
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

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

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

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

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

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

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

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 33 pieces
- Modules per 40' container: 594 pieces

Steinwiesen

Steinwiesen

Created Nov 08, 2023
Updated Nov 08, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 104955.18255

Project type Basic
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW
(1,000 kW / 32,400 m² limit)



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**

PV 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	20.0	180.0	2,101	1,476	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 31,778 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 31,778 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	49.561489	11.150991	394.52	2.00	396.52
2	49.561649	11.150905	393.70	2.00	395.70
3	49.562018	11.150927	390.34	2.00	392.34
4	49.562380	11.151152	388.98	2.00	390.98
5	49.562561	11.151205	388.27	2.00	390.27
6	49.562645	11.152619	383.54	2.00	385.54
7	49.562534	11.152758	382.50	2.00	384.50
8	49.562548	11.153069	381.72	2.00	383.72
9	49.562736	11.153853	377.64	2.00	379.64
10	49.562749	11.154271	375.47	2.00	377.47
11	49.562527	11.154400	374.33	2.00	376.33
12	49.562367	11.154207	374.90	2.00	376.90
13	49.562297	11.153896	376.10	2.00	378.10
14	49.561288	11.153949	387.07	2.00	389.07
15	49.561246	11.153520	386.80	2.00	388.80
16	49.561170	11.152812	388.98	2.00	390.98

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.561298	11.150377	397.62	2.50	400.12
OP 2	49.560908	11.153252	391.56	2.50	394.06
OP 3	49.562453	11.158863	383.08	2.50	385.58
OP 4	49.563130	11.148742	380.93	2.00	382.93

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	180.0	2,101	1,476	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	129	562	489	723	182	16	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	131	203	614	311	198	19	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

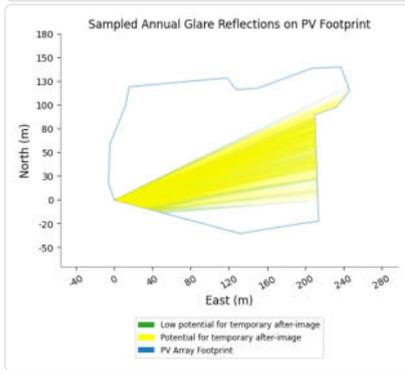
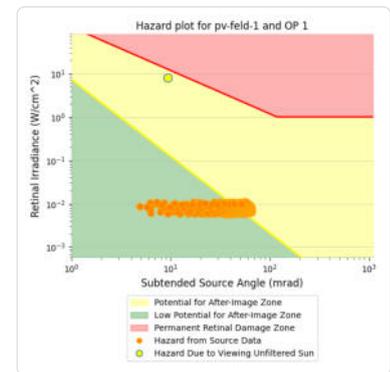
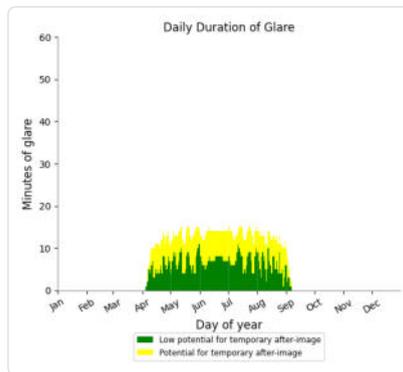
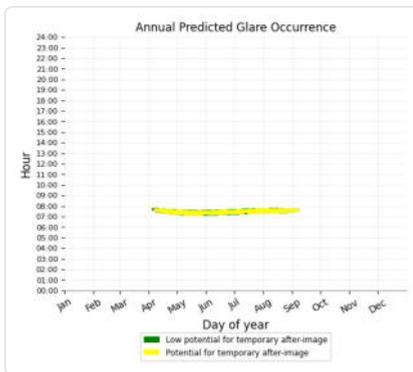
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	972	949
OP: OP 2	1129	527
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld 1: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

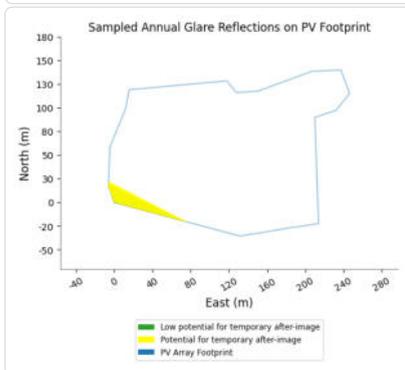
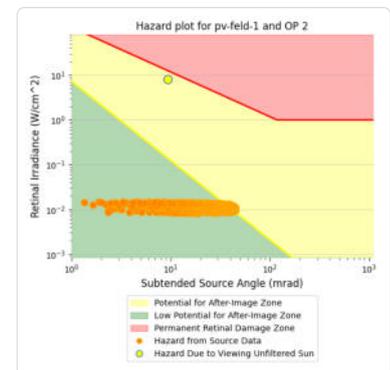
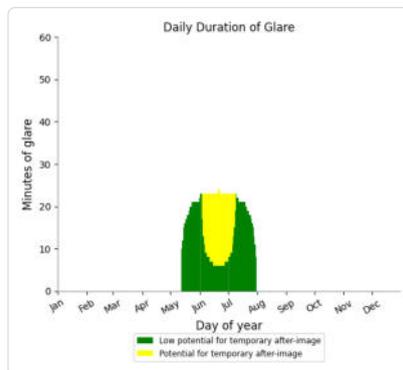
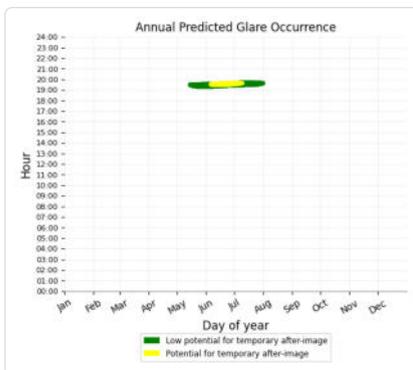
- 972 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 949 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,129 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 527 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

No glare found

PV Feld 1: OP 4

No glare found

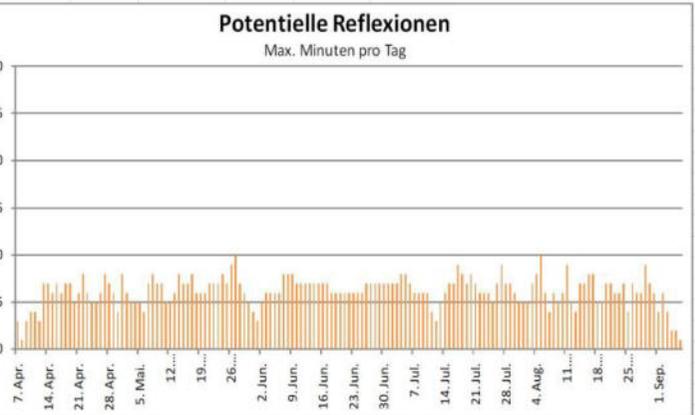
Assumptions

- 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	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-04-05 07:43:00	0,005922	645,4161	1	0,263452	0,009644	0,033747	8,1	90,9	0,99	-0,016	0,142	-0,99	-0,079	0,119	7. Apr.	3	07:38	07:41	13. April	29. April	07:20	07:39	
2023-04-06 07:42:00	0,006363	647,4728	1	0,264201	0,009702	0,039805	8,3	90,5	0,99	-0,008	0,144	-0,99	-0,086	0,116	8. Apr.	1	07:39	07:39	01. Mai	05. Mai	07:18	07:31	
2023-04-06 07:43:00	0,00526	649,4348	1	0,258236	0,009512	0,023681	8,4	90,7	0,989	-0,011	0,147	-0,989	-0,086	0,12	9. Apr.	3	07:36	07:40	07. Mai	30. Mai	07:15	07:29	
2023-04-07 07:38:00	0,006979	643,6295	2	0,277355	0,010125	0,044259	8,1	89,6	0,99	0,006	0,141	-0,99	-0,095	0,104	10. Apr.	4	07:33	07:40	02. Juni	10. Juli	07:18	07:34	
2023-04-07 07:39:00	0,007479	645,5898	2	0,271097	0,009927	0,051947	8,3	89,8	0,99	0,003	0,144	-0,99	-0,094	0,108	11. Apr.	4	07:34	07:37	13. Juli	06. August	07:24	07:39	
2023-04-07 07:40:00	0,006396	647,5458	1	0,264979	0,009732	0,039997	8,4	90	0,989	0	0,146	-0,989	-0,094	0,112	12. Apr.	3	07:29	07:39	08. August	12. August	07:28	07:40	
2023-04-07 07:41:00	0,006581	649,4976	2	0,258999	0,009541	0,044312	8,6	90,2	0,989	-0,004	0,149	-0,989	-0,093	0,117	13. Apr.	7	07:29	07:39	14. August	24. August	07:28	07:40	
2023-04-07 07:42:00	0,004375	651,4451	1	0,253153	0,009354	0,006467	8,7	90,4	0,988	-0,007	0,152	-0,988	-0,092	0,121	14. Apr.	7	07:29	07:37	26. August	31. August	07:29	07:39	
2023-04-08 07:36:00	0,006141	643,7151	1	0,284616	0,010391	0,030128	8,1	89	0,99	0,017	0,14	-0,99	-0,103	0,096	15. Apr.	6	07:27	07:37	02. September	02. September	07:31	07:38	
2023-04-08 07:37:00	0,006037	645,6652	1	0,278198	0,010188	0,030387	8,2	89,2	0,99	0,014	0,143	-0,99	-0,103	0,101	16. Apr.	7	07:27	07:36					
2023-04-08 07:38:00	0,006105	647,6111	1	0,271923	0,009988	0,03332	8,4	89,4	0,989	0,011	0,146	-0,989	-0,102	0,105	17. Apr.	6	07:27	07:37					
2023-04-08 07:39:00	0,007134	649,5528	2	0,26579	0,009792	0,049087	8,5	89,6	0,989	0,007	0,149	-0,989	-0,101	0,109	18. Apr.	7	07:25	07:36					
2023-04-08 07:40:00	0,006059	651,4903	1	0,259794	0,0096	0,036296	8,7	89,6	0,988	0,004	0,151	-0,988	-0,1	0,113	19. Apr.	7	07:25	07:35					
2023-04-08 07:41:00	0,006376	653,4235	1	0,253932	0,009411	0,042726	8,9	90	0,988	0,001	0,154	-0,988	-0,1	0,118	20. Apr.	5	07:25	07:35					
2023-04-09 07:35:00	0,006707	644,0428	1	0,285508	0,010429	0,038019	8,2	88,6	0,989	0,025	0,142	-0,989	-0,111	0,093	21. Apr.	6	07:25	07:34					
2023-04-09 07:36:00	0,007624	645,9872	2	0,279073	0,010225	0,051062	8,4	88,8	0,989	0,021	0,145	-0,989	-0,11	0,097	22. Apr.	8	07:23	07:34					
2023-04-09 07:37:00	0,007203	647,9275	2	0,272782	0,010025	0,047888	8,5	88,9	0,989	0,018	0,148	-0,989	-0,109	0,102	23. Apr.	6	07:22	07:34					
2023-04-09 07:38:00	0,005143	649,8636	1	0,266632	0,009828	0,018176	8,7	89,1	0,988	0,015	0,151	-0,988	-0,108	0,106	24. Apr.	5	07:23	07:33					
2023-04-09 07:39:00	0,00642	651,7954	1	0,26062	0,009635	0,041242	8,8	89,3	0,988	0,012	0,154	-0,988	-0,108	0,11	25. Apr.	5	07:26	07:33					
2023-04-09 07:40:00	0,006847	653,7231	2	0,254743	0,009445	0,048652	9	89,5	0,988	0,008	0,156	-0,988	-0,107	0,114	26. Apr.	6	07:21	07:32					
2023-04-09 07:41:00	0,006095	655,6465	1	0,248998	0,009259	0,040136	9,2	89,7	0,987	0,005	0,159	-0,987	-0,106	0,119	27. Apr.	8	07:20	07:32					
2023-04-10 07:33:00	0,007909	644,1099	2	0,293034	0,010705	0,050279	8,2	87,9	0,989	0,036	0,142	-0,989	-0,119	0,086	28. Apr.	7	07:20	07:32					
2023-04-10 07:34:00	0,006866	646,0444	1	0,286435	0,010496	0,039584	8,3	88,1	0,989	0,032	0,145	-0,989	-0,118	0,09	29. Apr.	6	07:20	07:32					
2023-04-10 07:35:00	0,007687	647,9747	2	0,279983	0,01029	0,051227	8,5	88,3	0,989	0,029	0,147	-0,989	-0,117	0,094	30. Apr.	4	07:20	07:31					
2023-04-10 07:36:00	0,006849	649,9009	2	0,273675	0,010088	0,042921	8,6	88,5	0,988	0,026	0,15	-0,988	-0,116	0,098	1. Mai	8	07:20	07:31					
2023-04-10 07:37:00	0,006114	651,8229	1	0,267509	0,00989	0,034383	8,8	88,7	0,988	0,023	0,153	-0,988	-0,116	0,103	2. Mai	6	07:20	07:30					
2023-04-10 07:38:00	0,006461	653,7407	1	0,26148	0,009695	0,041244	9	88,9	0,988	0,019	0,156	-0,988	-0,115	0,107	3. Mai	5	07:24	07:31					
2023-04-10 07:39:00	0,005286	655,6544	1	0,255587	0,009505	0,024248	9,1	89,1	0,987	0,016	0,159	-0,987	-0,114	0,111	4. Mai	5	07:19	07:31					
2023-04-10 07:40:00	0,006618	657,5638	2	0,249825	0,009317	0,04689	9,3	89,3	0,987	0,013	0,161	-0,987	-0,114	0,115	5. Mai	5	07:18	07:30					
2023-04-10 07:41:00	0,005681	659,469	1	0,244193	0,009134	0,034939	9,5	89,5	0,986	0,009	0,164	-0,986	-0,113	0,12	6. Mai	4	07:18	07:29					
2023-04-11 07:30:00	0,007085	642,2388	1	0,300782	0,010956	0,038524	8,1	87,3	0,989	0,047	0,141	-0,989	-0,126	0,078	7. Mai	7	07:18	07:29					
2023-04-11 07:31:00	0,005675	644,1675	1	0,294014	0,010742	0,019122	8,3	87,5	0,989	0,043	0,144	-0,989	-0,126	0,083	8. Mai	8	07:17	07:28					
2023-04-11 07:32:00	0,006843	646,0921	1	0,287397	0,010532	0,038957	8,4	87,7	0,988	0,04	0,147	-0,988	-0,125	0,087	9. Mai	7	07:17	07:28					
2023-04-11 07:33:00	0,00634	648,0126	1	0,280928	0,010325	0,033751	8,6	87,9	0,988	0,037	0,15	-0,988	-0,124	0,091	10. Mai	7	07:17	07:29					
2023-04-11 07:34:00	0,007352	649,929	2	0,274603	0,010123	0,048812	8,8	88,1	0,988	0,033	0,152	-0,988	-0,124	0,095	11. Mai	5	07:17	07:29					
2023-04-11 07:35:00	0,006851	651,8413	2	0,26842	0,009924	0,0444	8,9	88,6	0,987	0,03	0,155	-0,987	-0,123	0,1	12. Mai	5	07:16	07:28					
2023-04-11 07:36:00	0,007051	653,7494	2	0,262374	0,009729	0,048632	9,1	88,4	0,987	0,027	0,158	-0,987	-0,122	0,104	13. Mai	6	07:16	07:28					
2023-04-11 07:37:00	0,007162	655,6534	2	0,256464	0,009537	0,051667	9,3	88,6	0,987	0,024	0,161	-0,987	-0,121	0,108	14. Mai	8	07:16	07:28					
2023-04-11 07:39:00	0,006091	659,4489	1	0,245037	0,009165	0,041003	9,6	89,9	0,986	0,017	0,166	-0,986	-0,12	0,116	15. Mai	7	07:16	07:27					
2023-04-11 07:40:00	0,005076	661,3404	1	0,239515	0,008984	0,025794	9,7	89,2	0,985	0,014	0,169	-0,985	-0,119	0,121	16. Mai	7	07:16	07:27					
2023-04-12 07:29:00	0,008662	644,2151	2	0,301818	0,011028	0,055427	8,2	86,9	0,988	0,054	0,143	-0,988	-0,134	0,075	17. Mai	8	07:16	07:28					
2023-04-12 07:30:00	0,005596	646,13	1	0,295032	0,010812	0,017041	8,4	87,1	0,988	0,051	0,146	-0,988	-0,133	0,079	18. Mai	6	07:17	07:28					
2023-04-12 07:33:00	0,005914	651,8502	1	0,275567	0,010188	0,028414	8,9	87,6	0,987	0,041	0,155	-0,987	-0,131	0,092	19. Mai	6	07:15	07:27					
2023-04-12 07:34:00	0,006627	653,7488	1	0,269366	0,009988	0,040859	9,1	87,8	0,987	0,038	0,157	-0,987	-0,13	0,096	20. Mai	6	07:15	07:27					
2023-04-12 07:35:00	0,006224	655,6432	1	0,263304	0,009791	0,036954	9,2	88	0,986	0,034	0,16	-0,986	-0,129	0,101	21. Mai	7	07:15	07:27					
2023-04-12 07:36:00	0,006356	657,5336	1	0,257376	0,009599	0,040684	9,4	88,2	0,986	0,031	0,163	-0,986	-0,129	0,105	22. Mai	7	07:15	07:27					
2023-04-12 07:37:00	0,007244	659,4198	2	0,251582	0,009409	0,053761	9,5	88,4	0,986	0,028	0,166	-0,986	-0,128	0,109	23. Mai	7	07:15	07:26					
2023-04-12 07:38:00	0,006072	661,3019	1	0,245916	0,009224	0,040142	9,7	88,6	0,985	0,025	0,169	-0,985	-0,127	0,113	24. Mai	8	07:15	07:26					
2023-04-12 07:39:00	0,006354	663,1798	2	0,240378	0,009042	0,045964	9,9	88,8	0,985	0,021	0,171	-0,985	-0,126	0,117	25. Mai	7	07:15	07:26					

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:
884 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
580 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
304 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
10 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1922 Einträgen /-972):
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bei Sonnenuntergang
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2			
															Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	
2023-05-13 19:26:00	0,00559	674,5508	1	0,32406	0,012398	0,002478	11,6	284,7	-0,948	0,248	0,201	0,948	-0,319	-0,005	4. Jun.	6	19:31	19:36	04. Juni	08. Juli	523	
2023-05-13 19:27:00	0,005742	672,9122	1	0,331192	0,01264	0,003297	11,5	284,8	-0,947	0,251	0,199	0,947	-0,32	-0,009	5. Jun.	10	19:29	19:38			18	
2023-05-13 19:28:00	0,0058817	671,2704	1	0,338477	0,012887	0,003798	11,3	285	-0,947	0,254	0,196	0,947	-0,321	-0,013	6. Jun.	12	19:28	19:39	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 523 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 523 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 0 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 18 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1657 Einträgen /-1129): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)			
2023-05-13 19:29:00	0,00602	669,6253	1	0,345917	0,013138	0,00425	11,1	285,2	-0,947	0,257	0,193	0,947	-0,321	-0,017	7. Jun.	14	19:27	19:40				
2023-05-13 19:30:00	0,006139	667,9768	1	0,353515	0,013393	0,004274	11	285,4	-0,947	0,26	0,191	0,947	-0,322	-0,021	8. Jun.	14	19:28	19:41				
2023-05-13 19:31:00	0,006257	666,3251	1	0,361275	0,013654	0,004259	10,8	285,6	-0,946	0,263	0,188	0,946	-0,323	-0,025	9. Jun.	15	19:27	19:41				
2023-05-13 19:32:00	0,006362	664,6701	1	0,3692	0,013918	0,003973	10,7	285,7	-0,946	0,267	0,185	0,946	-0,323	-0,029	10. Jun.	15	19:27	19:41				
2023-05-13 19:33:00	0,006455	663,0119	1	0,377293	0,014188	0,003466	10,5	285,9	-0,945	0,27	0,183	0,945	-0,324	-0,034	11. Jun.	15	19:27	19:41				
2023-05-13 19:34:00	0,006539	661,3504	1	0,385557	0,014462	0,002795	10,4	286,1	-0,945	0,273	0,18	0,945	-0,325	-0,038	12. Jun.	16	19:26	19:41				
2023-05-13 19:35:00	0,006611	659,6856	1	0,393997	0,014742	0,001896	10,2	286,3	-0,945	0,276	0,177	0,945	-0,325	-0,042	13. Jun.	16	19:26	19:41				
2023-05-14 19:24:00	0,005354	679,142	1	0,306311	0,011799	0,003189	12,1	284,5	-0,947	0,244	0,21	0,947	-0,322	0,004	14. Jun.	16	19:27	19:42				
2023-05-14 19:25:00	0,005532	677,5164	1	0,313053	0,01203	0,004627	12	284,6	-0,947	0,247	0,207	0,947	-0,323	0	15. Jun.	16	19:27	19:42				
2023-05-14 19:26:00	0,005695	675,8875	1	0,319939	0,012265	0,005671	11,8	284,8	-0,946	0,25	0,205	0,946	-0,323	-0,004	16. Jun.	17	19:26	19:42				
2023-05-14 19:27:00	0,005846	674,2553	1	0,326972	0,012504	0,006409	11,6	285	-0,946	0,254	0,202	0,946	-0,324	-0,008	17. Jun.	17	19:26	19:42				
2023-05-14 19:28:00	0,005983	672,6198	1	0,334155	0,012748	0,006822	11,5	285,2	-0,946	0,257	0,199	0,946	-0,325	-0,012	18. Jun.	17	19:27	19:43				
2023-05-14 19:29:00	0,00612	670,981	1	0,34149	0,012996	0,007178	11,3	285,4	-0,945	0,26	0,197	0,945	-0,325	-0,016	19. Jun.	17	19:27	19:43				
2023-05-14 19:30:00	0,006238	669,339	1	0,348982	0,013249	0,007167	11,2	285,5	-0,945	0,263	0,194	0,945	-0,326	-0,021	20. Jun.	17	19:27	19:43				
2023-05-14 19:31:00	0,006354	667,6936	1	0,356632	0,013506	0,007089	11	285,7	-0,945	0,266	0,191	0,945	-0,327	-0,025	21. Jun.	18	19:27	19:44				
2023-05-14 19:32:00	0,006459	666,045	1	0,364445	0,013768	0,006784	10,9	285,9	-0,944	0,269	0,189	0,944	-0,327	-0,029	22. Jun.	18	19:27	19:44				
2023-05-14 19:33:00	0,006551	664,3931	1	0,372424	0,014034	0,006243	10,7	286,1	-0,944	0,272	0,186	0,944	-0,328	-0,033	23. Jun.	17	19:28	19:44				
2023-05-14 19:34:00	0,006635	662,738	1	0,380572	0,014305	0,005559	10,6	286,3	-0,944	0,275	0,183	0,944	-0,329	-0,037	24. Jun.	17	19:28	19:44				
2023-05-14 19:35:00	0,006707	661,0796	1	0,388891	0,014582	0,004651	10,4	286,5	-0,943	0,279	0,18	0,943	-0,329	-0,041	25. Jun.	17	19:28	19:44				
2023-05-15 19:22:00	0,005068	685,0161	1	0,289632	0,011253	0,002365	12,6	284,3	-0,946	0,24	0,218	0,946	-0,325	0,013	26. Jun.	17	19:28	19:44				
2023-05-15 19:23:00	0,005278	683,4098	1	0,296008	0,011474	0,004662	12,5	284,4	-0,946	0,244	0,216	0,946	-0,325	0,009	27. Jun.	17	19:29	19:45				
2023-05-15 19:24:00	0,005469	681,8001	1	0,302519	0,011699	0,006397	12,3	284,6	-0,945	0,247	0,213	0,945	-0,326	0,005	28. Jun.	16	19:30	19:45				
2023-05-15 19:25:00	0,005644	680,1872	1	0,30917	0,011927	0,007703	12,1	284,8	-0,945	0,25	0,21	0,945	-0,327	0,001	29. Jun.	16	19:30	19:45				
2023-05-15 19:26:00	0,005805	678,5709	1	0,315962	0,012161	0,008636	12	285	-0,945	0,253	0,208	0,945	-0,327	-0,003	30. Jun.	16	19:30	19:45				
2023-05-15 19:27:00	0,005955	676,9513	1	0,322899	0,012398	0,00929	11,8	285,2	-0,945	0,256	0,205	0,945	-0,328	-0,008	1. Jul.	16	19:30	19:45				
2023-05-15 19:28:00	0,006091	675,3285	1	0,329984	0,01264	0,009642	11,7	285,3	-0,944	0,259	0,202	0,944	-0,329	-0,012	2. Jul.	15	19:32	19:46				
2023-05-15 19:29:00	0,006226	673,7024	1	0,337219	0,012886	0,009915	11,5	285,5	-0,944	0,262	0,2	0,944	-0,329	-0,016	3. Jul.	15	19:32	19:46				
2023-05-15 19:30:00	0,006345	672,073	1	0,344607	0,013136	0,009877	11,4	285,7	-0,944	0,265	0,197	0,944	-0,33	-0,02	4. Jul.	14	19:33	19:46				
2023-05-15 19:31:00	0,00646	670,4403	1	0,352153	0,013391	0,009745	11,2	285,9	-0,943	0,269	0,194	0,943	-0,331	-0,024	5. Jul.	14	19:33	19:46				
2023-05-15 19:32:00	0,006565	668,8044	1	0,359858	0,013651	0,00942	11	286,1	-0,943	0,272	0,192	0,943	-0,331	-0,028	6. Jul.	12	19:34	19:45				
2023-05-15 19:33:00	0,006656	667,1653	1	0,367726	0,013915	0,008858	10,9	286,3	-0,943	0,275	0,189	0,943	-0,332	-0,032	7. Jul.	10	19:35	19:44				
2023-05-15 19:34:00	0,006741	665,5229	1	0,37576	0,014184	0,008164	10,7	286,4	-0,942	0,278	0,186	0,942	-0,333	-0,036	8. Jul.	8	19:37	19:44				
2023-05-15 19:35:00	0,006813	663,8772	1	0,383964	0,014458	0,007252	10,6	286,6	-0,942	0,281	0,184	0,942	-0,333	-0,04	9. Jul.	4	19:39	19:42				
2023-05-15 19:36:00	0,006871	662,2284	1	0,392342	0,014736	0,006124	10,4	286,8	-0,942	0,284	0,181	0,942	-0,334	-0,044								
2023-05-16 19:21:00	0,004945	687,9318	1	0,279986	0,010925	0,002925	13	284,2	-0,945	0,24	0,224	0,945	-0,328	0,018		16						
2023-05-16 19:22:00	0,005173	686,335	1	0,286146	0,011139	0,005693	12,8	284,4	-0,944	0,243	0,221	0,944	-0,328	0,014								
2023-05-16 19:23:00	0,005378	684,735	1	0,292437	0,011357	0,007784	12,6	284,6	-0,944	0,246	0,219	0,944	-0,329	0,009								
2023-05-16 19:24:00	0,005566	683,1316	1	0,298863	0,01158	0,009366	12,5	284,8	-0,944	0,249	0,216	0,944	-0,33	0,005								
2023-05-16 19:25:00	0,005739	681,5249	1	0,305425	0,011806	0,010555	12,3	285	-0,944	0,252	0,213	0,944	-0,33	0,001								
2023-05-16 19:26:00	0,005898	679,9149	1	0,312127	0,012037	0,011391	12,2	285,1	-0,944	0,255	0,211	0,944	-0,331	-0,003								
2023-05-16 19:27:00	0,006046	678,3016	1	0,318971	0,012271	0,011968	12	285,3	-0,943	0,259	0,208	0,943	-0,332	-0,007								
2023-05-16 19:28:00	0,006182	676,6851	1	0,325961	0,01251	0,012275	11,9	285,5	-0,943	0,262	0,205	0,943	-0,332	-0,011								
2023-05-16 19:29:00	0,006315	675,0652	1	0,333099	0,012754	0,012475	11,7	285,7	-0,943	0,265	0,203	0,943	-0,333	-0,015								
2023-05-16 19:30:00	0,006434	673,4422	1	0,340388	0,013002	0,012415	11,5	285,9	-0,942	0,268	0,2	0,942	-0,334	-0,019								
2023-05-16 19:31:00	0,006547	671,8158	1	0,347832	0,013254	0,012238	11,4	286,1	-0,942	0,271	0,197	0,942	-0,335	-0,023								
2023-05-16 19:32:00	0,006652	670,1863	1	0,355433	0,013511	0,011895	11,2	286,2	-0,942	0,274	0,195	0,942	-0,335	-0,027								

