

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Limbach

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Limbach (Vogtland) in Sachsen**

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	Standort e für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B173 nordöstlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Buchwalder Straße südöstlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke westlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südwestlich.....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Limbach

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Limbach“ für die Bahnstrecke, die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, 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 Licht-Leitlinie 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 „Limbach“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt u.a. für die Bahnstrecke, Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie 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 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 Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich nordöstlich von Limbach (Vogtland) in Sachsen. Westlich verläuft die Bahnstrecke der Vogtlandbahn und östlich die B173. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nordöstlich von Limbach in Sachsen. Die Fläche liegt auf einem Hügel.
Koordinaten (Mitte)	50.589°N, 12.267°O 430 m ü.N.N.
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 450 m (nicht relevant)
Abstand zur B173	ca. 80 m – 100 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 60 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

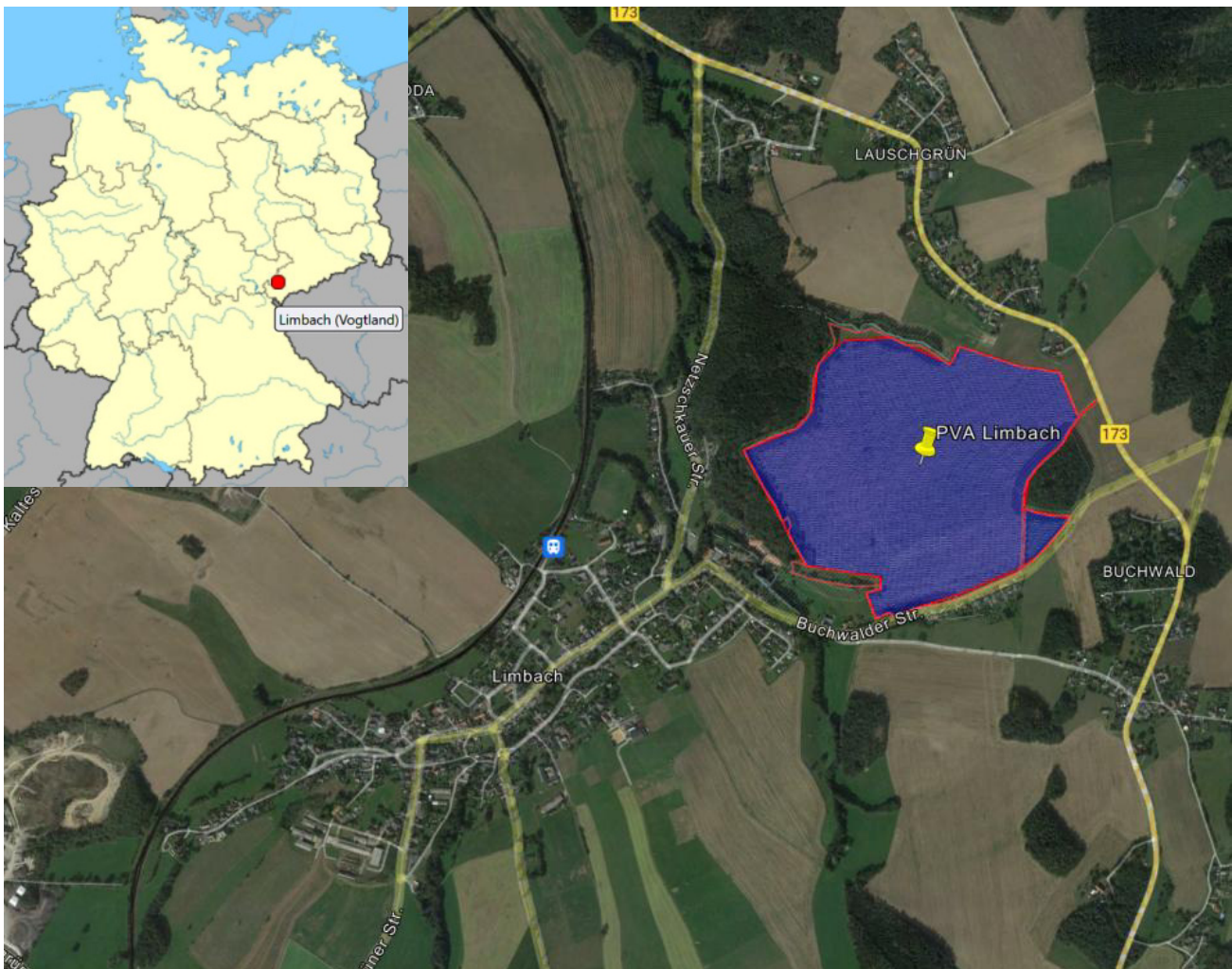


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage

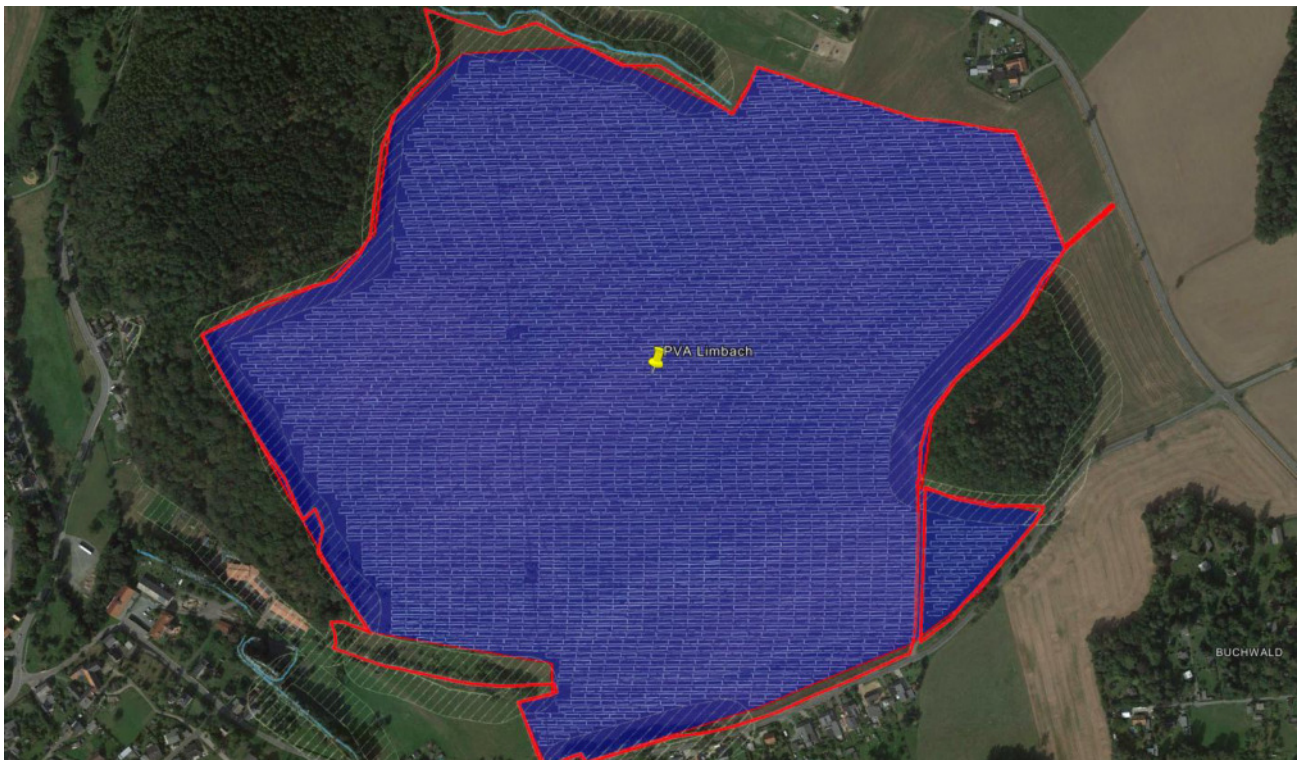


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südosten und Südwesten theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität ist allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Zu Kontrollzwecken werden die Standorte dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

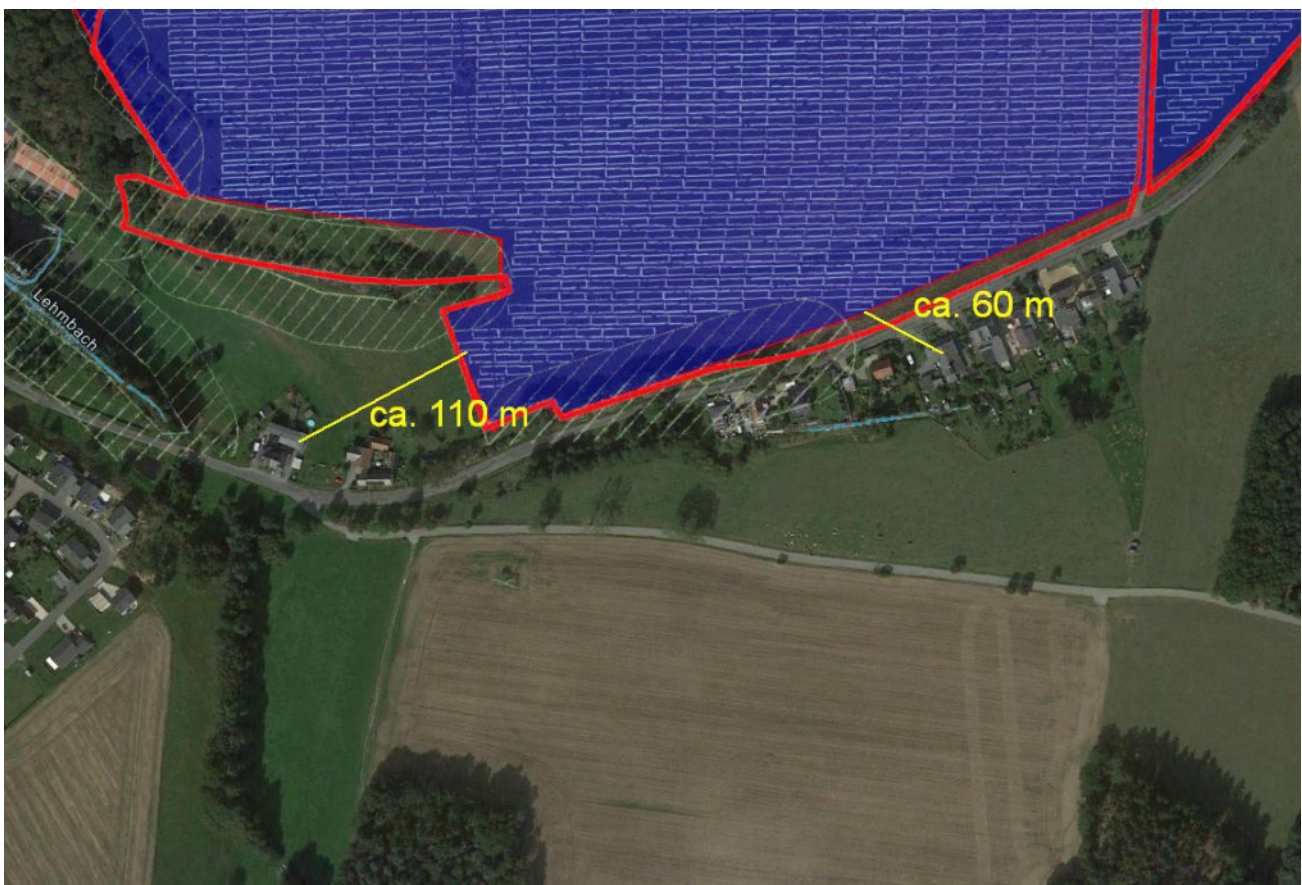


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

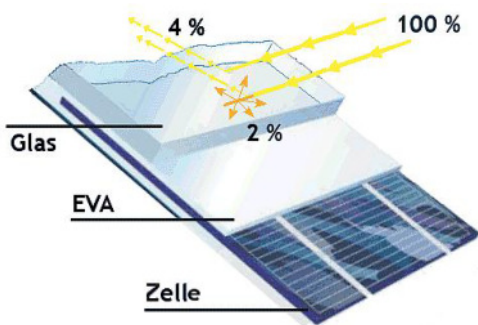


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

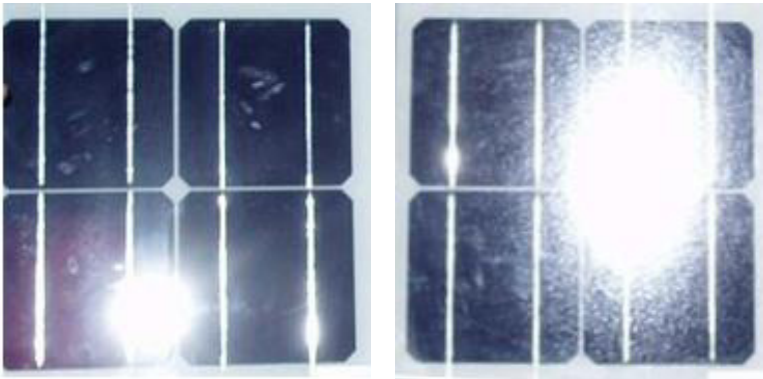


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

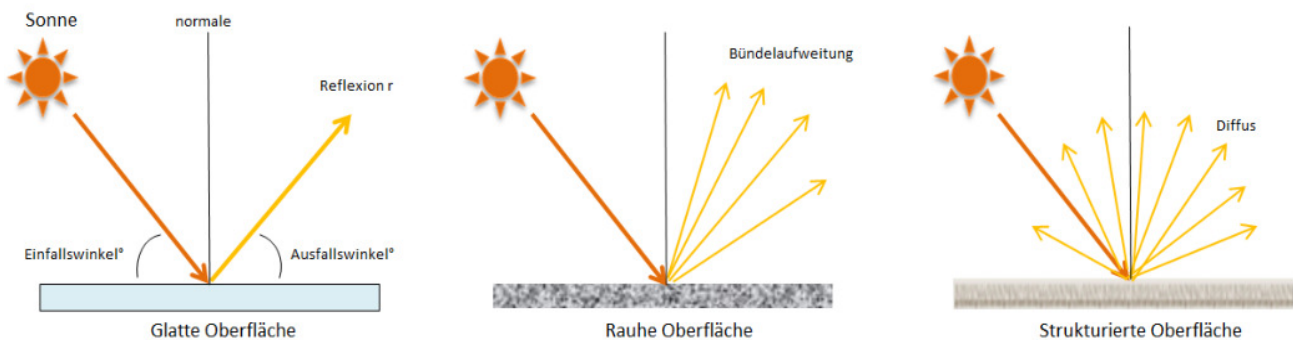


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

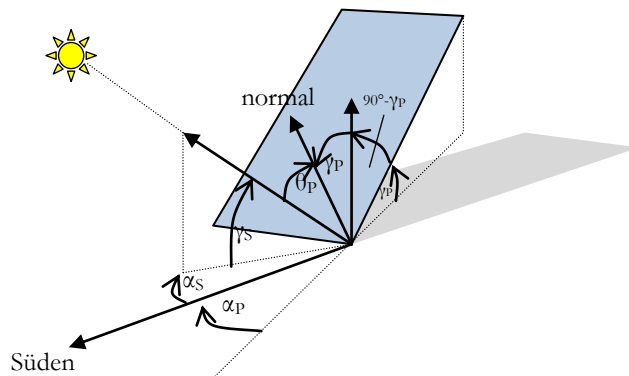


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

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

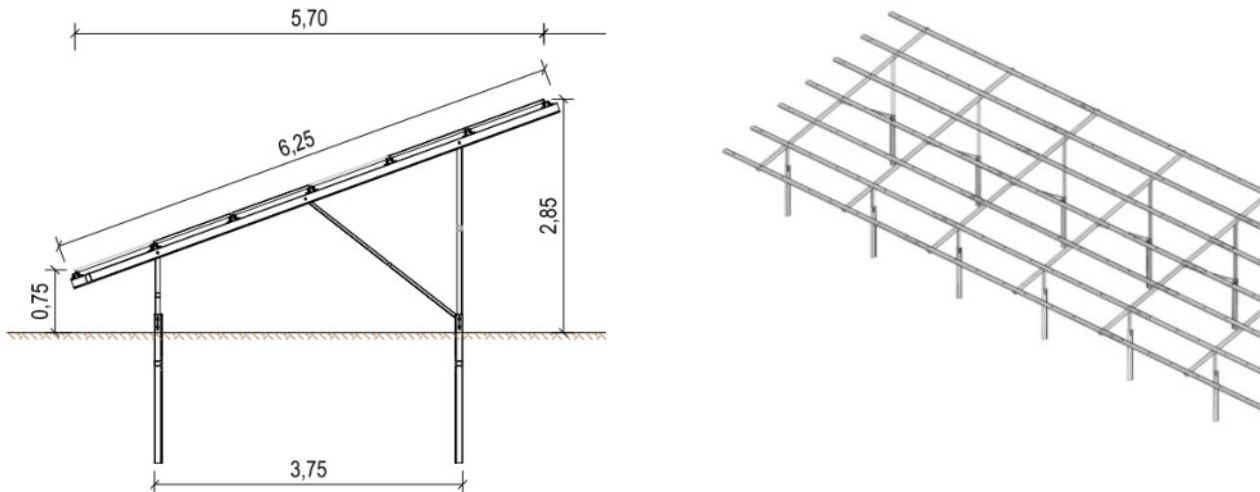


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,98 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

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 nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Limbach wurden insgesamt 6 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. B173), 1 Messpunkt auf der Bahnstrecke sowie 3 Messpunkt im Bereich umliegender Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten 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.

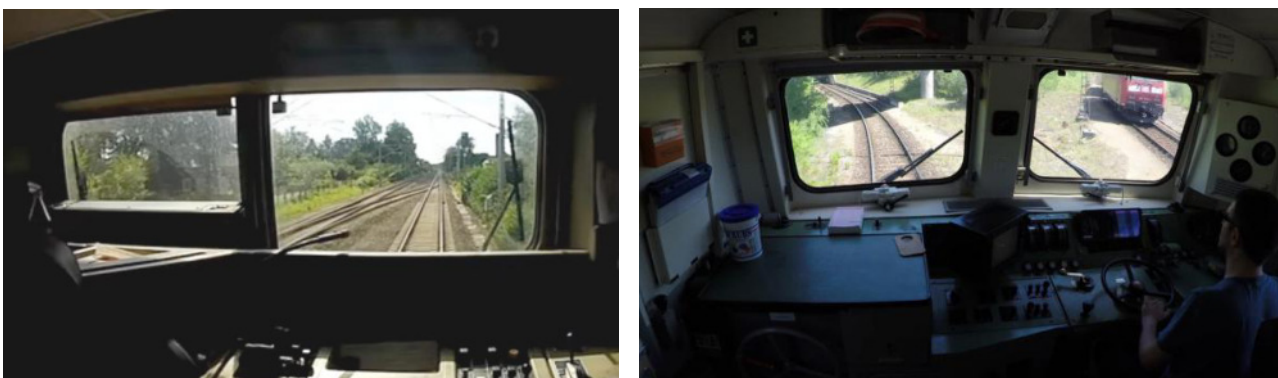


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 sollte die Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. 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 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ 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 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.

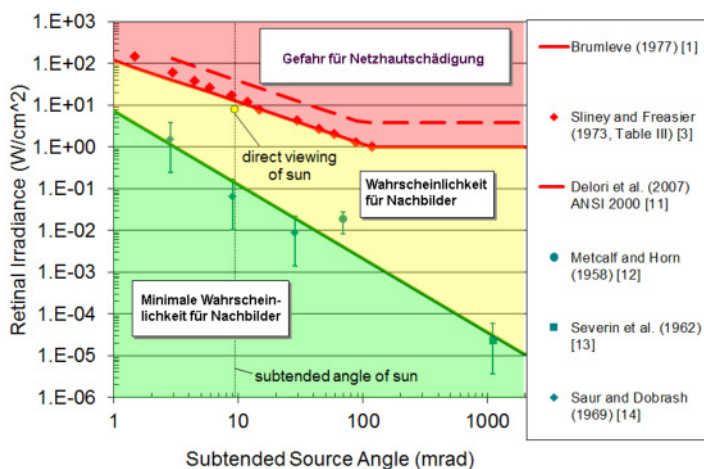


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Limbach wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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/Hinweisen zu verwenden.

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

Tabelle 2: Potentielle Reflexionen pro Jahr an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■]

Messpunkt	Minuten pro Jahr
P1 B173 östlich	217 ^W
P2 Buchwalder Str. südöstlich	2528 ^{WS}
P3 Bahnstrecke westlich	-
P4 Gebäude nordöstlich	-
P5 Gebäude südöstlich	2515 ^S
P6 Gebäude südwestlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

- nicht nachweisbar

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B173 nordöstlich

Am Messpunkt P1 auf der B173 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Lauschgrün) an insgesamt 217 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 06. Mai – 19. Mai und zwischen dem 25. Juli - 06. August abends zwischen 18:31 - 18:51 Uhr für 5 bis max. 10 Minuten pro Tag¹¹ aus westlicher Richtung auftreten. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel mit -49° bis -66° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $+/-20^\circ$, ca. 100 m) liegen und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 und im weiteren Verlauf der B173 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

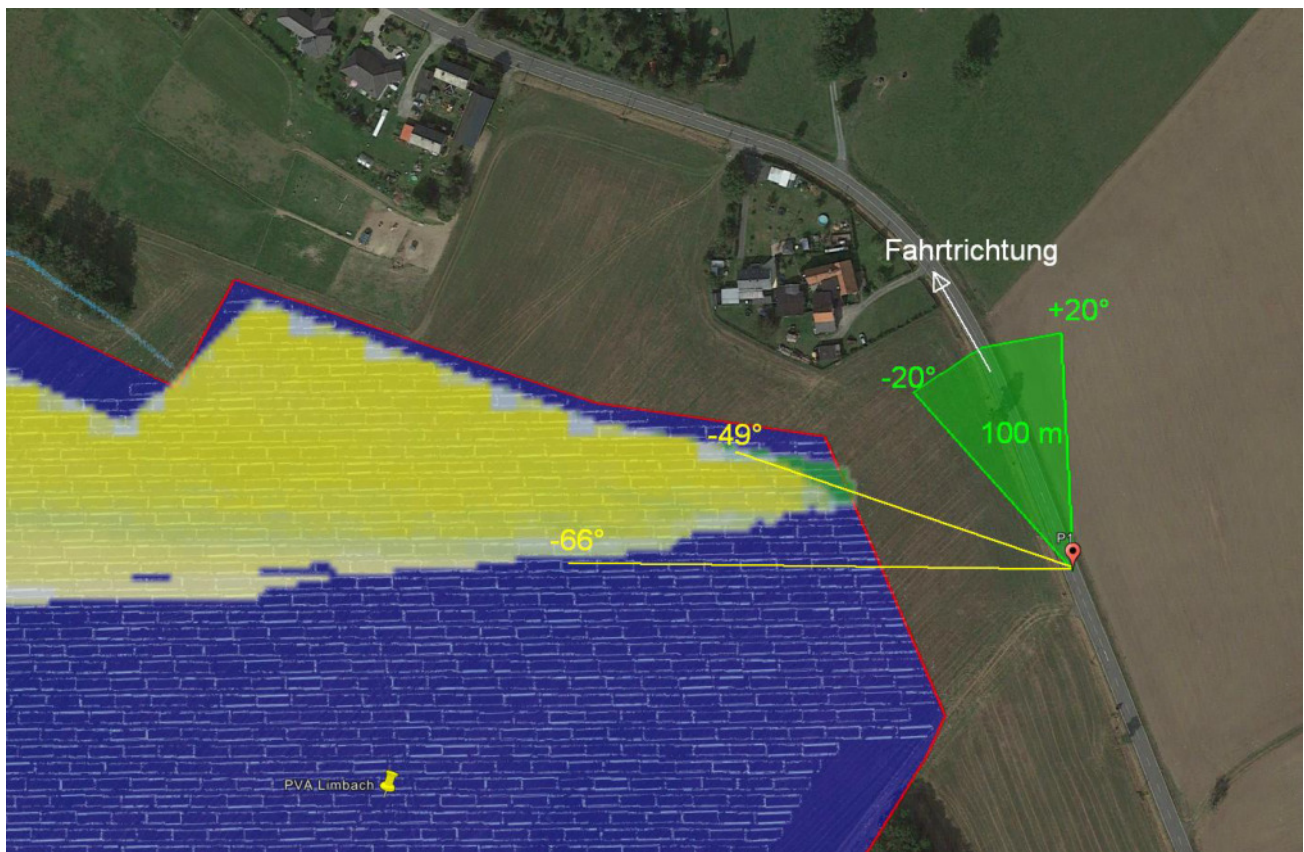


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

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

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Buchwalder Straße südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der südöstlich verlaufenden Buchwalder Straße können bei der Fahrt Richtung Südwesten (Limbach) theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 03. Mai - 09. August, abends zwischen 18:16 - 19:07 Uhr für 5 bis max. 37 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Auch hier liegen die Einfallswinkel mit $+47^\circ$ bis $+72^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

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

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur teilweise anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

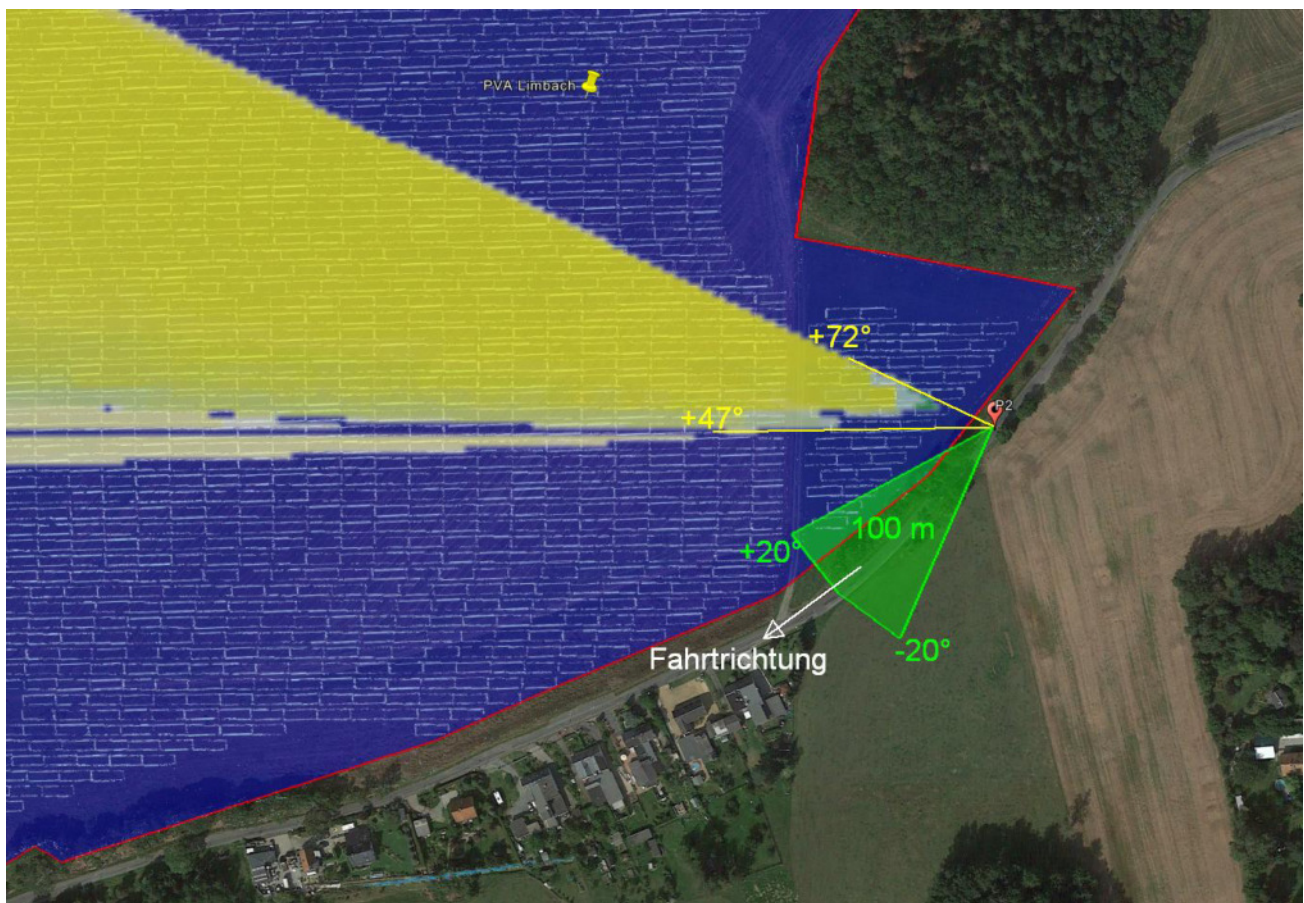


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/grün markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke westlich

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke der Vogtlandbahn sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Daten überprüft und demnach können nur an insgesamt nur 661 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Die Immissionsquelle liegt in einer großen Entfernung von ca. 600 m – 1250 m und mit zunehmender Entfernung verringert sich die Leuchtdichte der speziell behandelten Moduloberfläche aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Hinzu kommt der Aspekt, dass bei der Fahrt Richtung Norden die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit $+71^\circ$ bis $+85^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung liegen, deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage von der Bahnstrecke aus überwiegend nicht einsehbar ist.

Aufgrund der genannten Aspekte kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage im Verlauf der Bahnstrecke mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze Geländeverlauf zwischen der Bahnstrecke und der PV Anlage. Die Skizze verdeutlicht, dass die PV Anlage überwiegend nicht einsehbar ist.

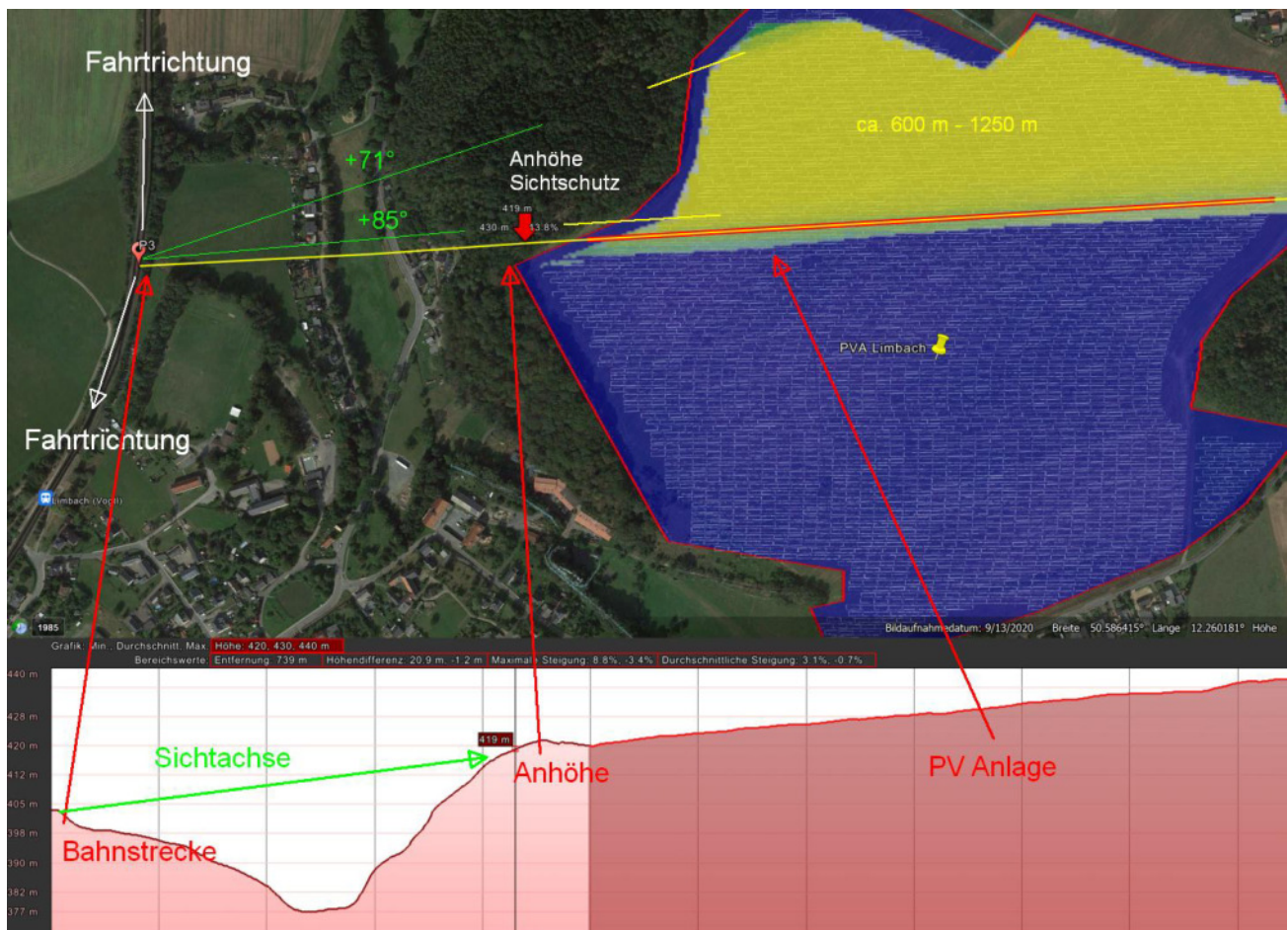


Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen der Bahnstrecke und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der Bahnstrecke bei der Fahrt Richtung Süden aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.

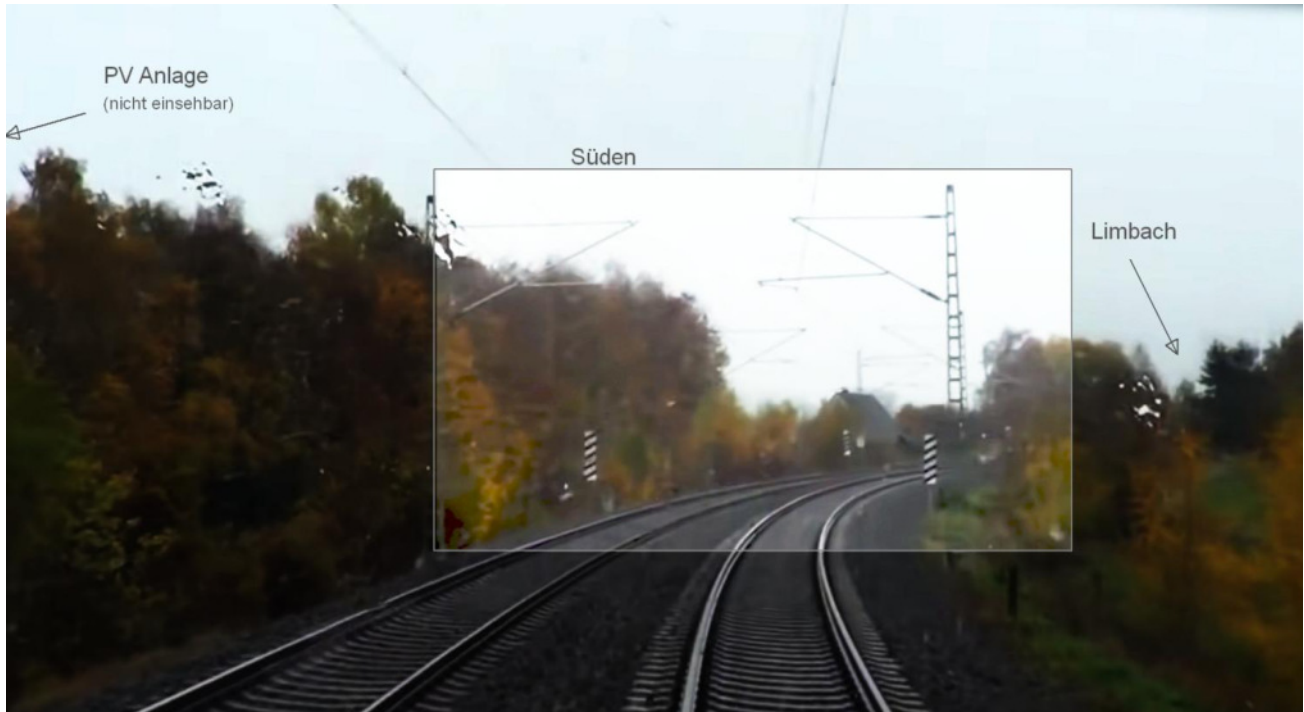


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Süden (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt bearbeitet.)

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage auch aufgrund von Bewuchs im Randbereich nicht einsehbar ist (in ca. 450 m Entfernung).

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordöstlich der PV Anlage, an der Adresse Plauener Str. 28 (Lauschgrün), wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage, u.a. an der Adresse Buchwalder Straße 26 (Limbach), können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai und dem 09. August zwischen 18:16 - 19:07 Uhr für 5 bis max. 37 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Lt. Planungsunterlagen ist entlang der Geländegrenze eine Eingrünung/Hecke vorgesehen, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt, dass der überwiegende Teil der PV Fläche nicht einsehbar (Hügel) ist und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur teilweise anwendbar da nur ca. 45 % der relevanten PV Fläche sichtbar ist.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen den Gebäuden im Bereich von Messpunkt P5 und der PV Anlage.

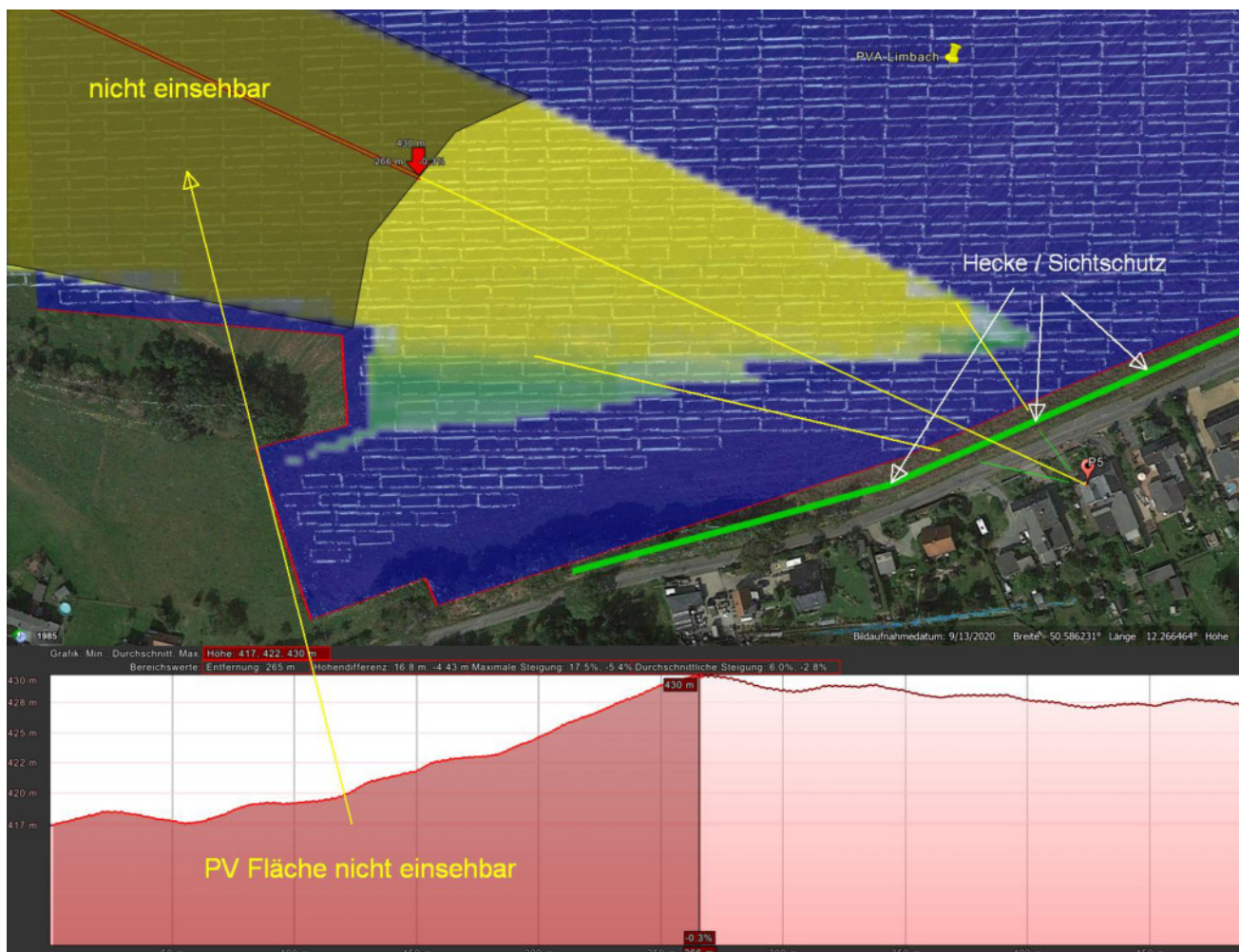


Bild 4.5.1: Situation im Bereich von Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Auch ohne Berücksichtigung der Eingrünung/Hecke ist nur ein kleiner (zu tolerierender) Anteil der potentiellen Reflexionen sichtbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südwestlich

Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage, an der Adresse Buchwalder Straße 11 (Limbach), sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Daten überprüft und demnach können nur an insgesamt nur 1425 Minuten pro Jahr, in den frühen Morgenstunden zwischen 05:24 – 05:52 Uhr Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. In den betreffenden Zeiten ist die tief stehende Sonne überwiegend selbst Ursache für Blendwirkungen und daher sind diese Konstellationen nicht relevant. An 874 von 1425 Minuten (61%) befindet sich die Sonne weniger als 9° über dem Horizont und ist aufgrund der umgebenden Geländestruktur (Berge) überwiegend nicht sichtbar. Wie auch am Messpunkt P5 ist auch im Bereich von Messpunkt P6 der überwiegende Teil der PV Fläche nicht einsehbar und daher zeigt auch die Analyse der unbereinigten Rohdaten, dass eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden kann.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte berechnet, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

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

PV Feld: OP 6

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

- 746 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,425 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

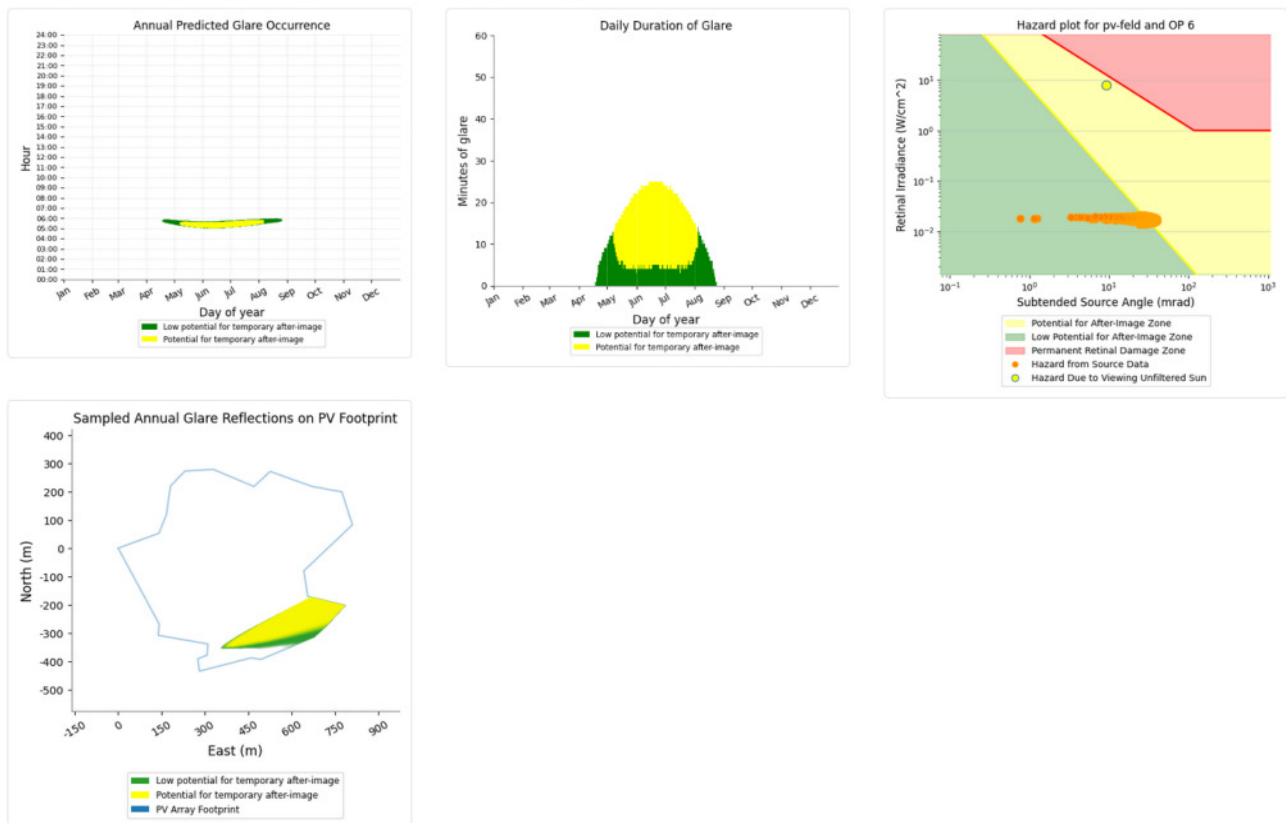


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Limbach 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.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Anlage zeigt für Fahrzeugführer auf der B173 und auch auf der Buchwalder Straße nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Auf der Bahnstrecke der Vogtlandbahn sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar. Auch hier liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels aber aufgrund der Geländestruktur ist die Fläche der PV Anlage ohnehin nicht einsehbar. Auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 600 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Im Bereich der umliegenden Gebäude des sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

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

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

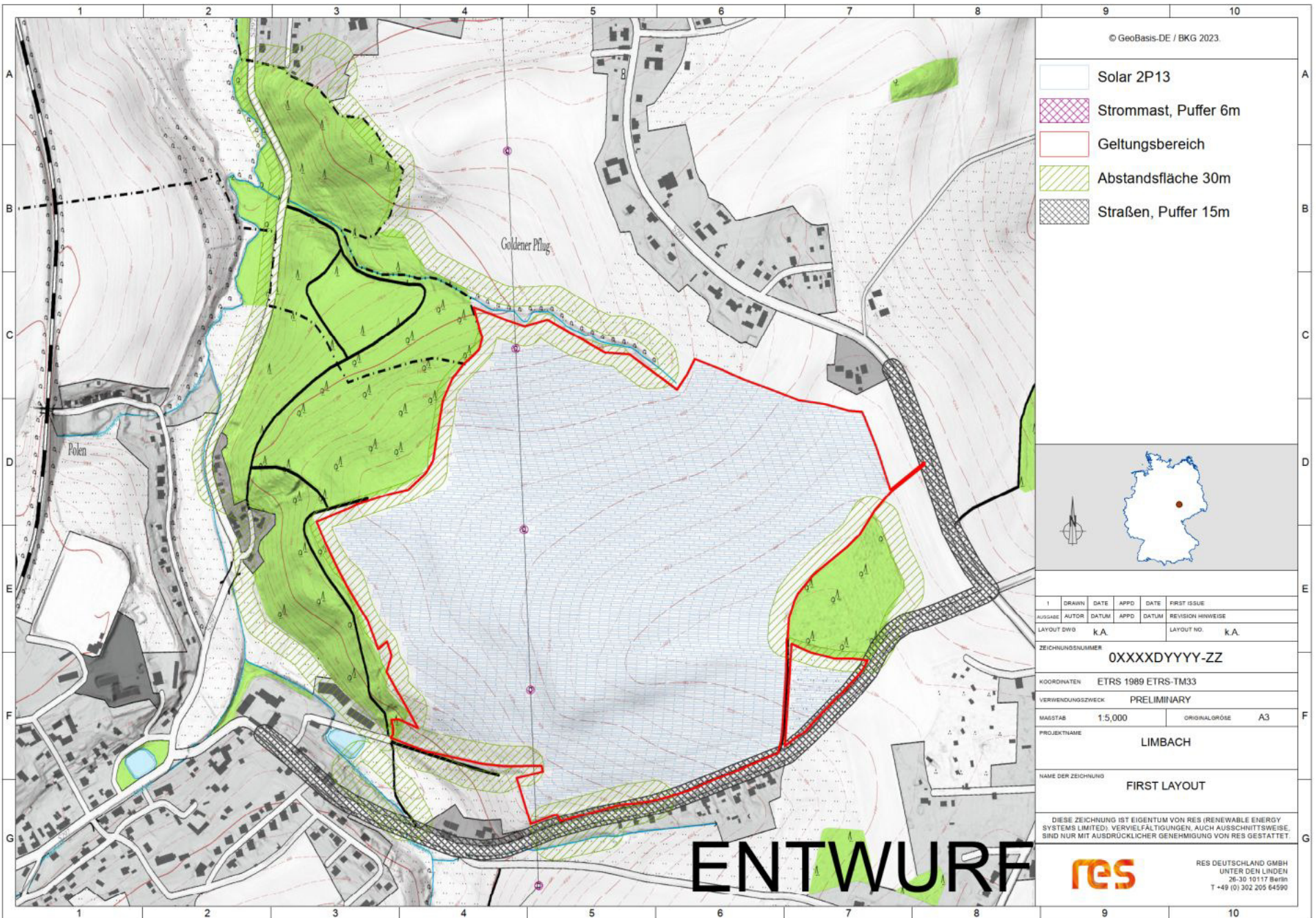
6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 16.05.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹² 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



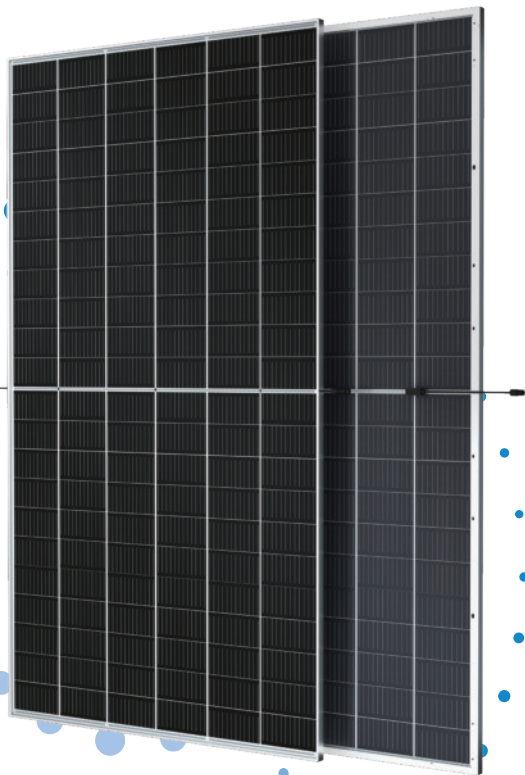
High reliability

- 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

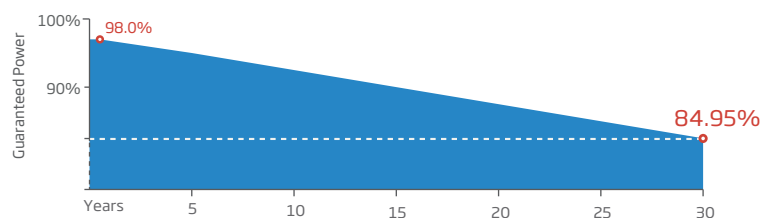


High energy yield

- 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



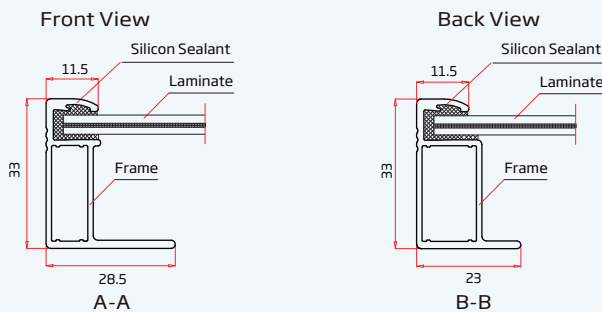
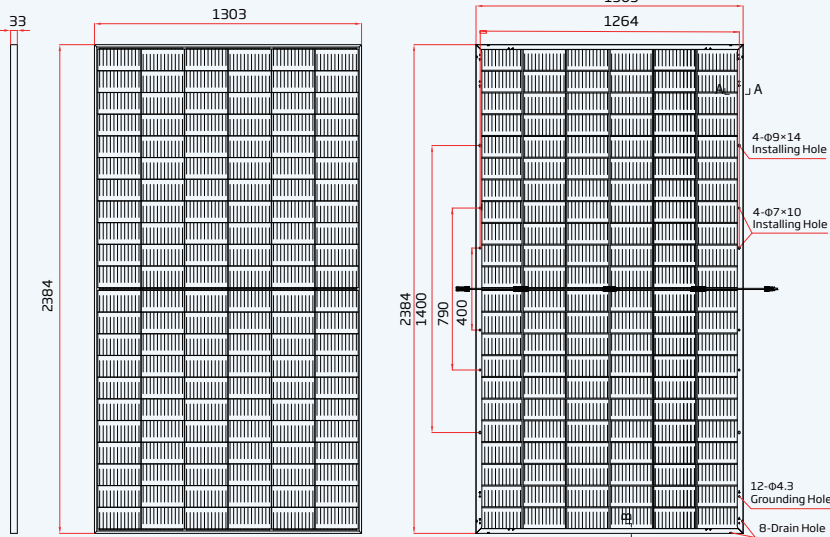
Comprehensive Products and System Certificates



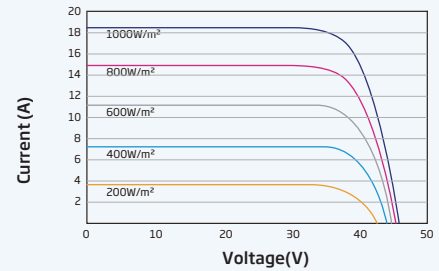
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



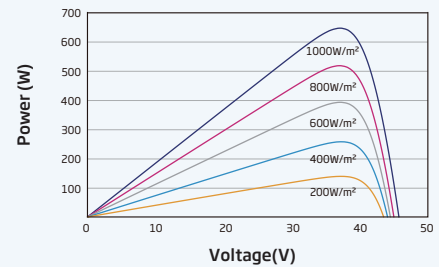
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



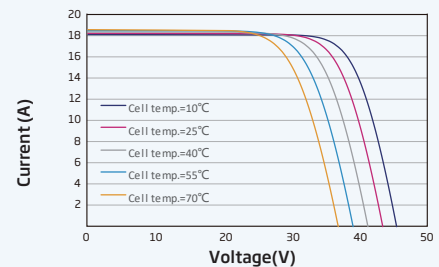
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



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

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Limbach**
 Site configuration: **Limbach**

Created 16 May, 2023
 Updated 16 May, 2023
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Category 5 MW to 10 MW
 Site ID 90702.15974

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 V2



Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV Feld	18.0	180.0	6,549	109.2	14,196	236.6	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,537	42.3	2,203	36.7
OP 2	562	9.4	5,032	83.9
OP 3	1,695	28.2	661	11.0
OP 4	307	5.1	0	0.0
OP 5	702	11.7	4,875	81.2
OP 6	746	12.4	1,425	23.8

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0°

Orientation: 180.0°

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.589357	12.261151	416.52	2.00	418.52
2	50.589833	12.263146	423.69	2.00	425.69
3	50.590433	12.263511	422.73	2.00	424.73
4	50.591332	12.263704	412.62	2.00	414.62
5	50.591809	12.264412	407.08	2.00	409.08
6	50.591863	12.265785	408.96	2.00	410.96
7	50.591318	12.267781	418.45	2.00	420.45
8	50.591795	12.268575	419.84	2.00	421.84
9	50.591318	12.270624	430.37	2.00	432.37
10	50.591148	12.272072	435.04	2.00	437.04
11	50.590099	12.272587	438.57	2.00	440.57
12	50.588635	12.270216	442.93	2.00	444.93
13	50.587824	12.270409	443.17	2.00	445.17
14	50.587538	12.272233	442.63	2.00	444.63
15	50.586877	12.271300	439.01	2.00	441.01
16	50.586530	12.270721	435.02	2.00	437.02
17	50.585821	12.268124	421.98	2.00	423.98
18	50.585869	12.267631	421.37	2.00	423.37
19	50.585447	12.265120	407.28	2.00	409.28
20	50.585835	12.265034	409.79	2.00	411.79
21	50.585958	12.265496	414.33	2.00	416.33
22	50.586312	12.265528	418.87	2.00	420.87
23	50.586584	12.263114	401.16	2.00	403.16
24	50.586939	12.263157	409.33	2.00	411.33

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	50.590671	12.273499	433.67	2.00
OP 2	2	50.587136	12.271912	441.17	2.00
OP 3	3	50.589326	12.254602	403.54	2.50
OP 4	4	50.591729	12.271978	435.22	2.00
OP 5	5	50.586042	12.269373	427.77	2.00
OP 6	6	50.585408	12.263794	394.42	2.00

Glare Analysis Results

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	18.0	180.0	6,549	109.2	14,196	236.6	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,537	42.3	2,203	36.7
OP 2	562	9.4	5,032	83.9
OP 3	1,695	28.2	661	11.0
OP 4	307	5.1	0	0.0
OP 5	702	11.7	4,875	81.2
OP 6	746	12.4	1,425	23.8

PV: PV Feld potential temporary after-image

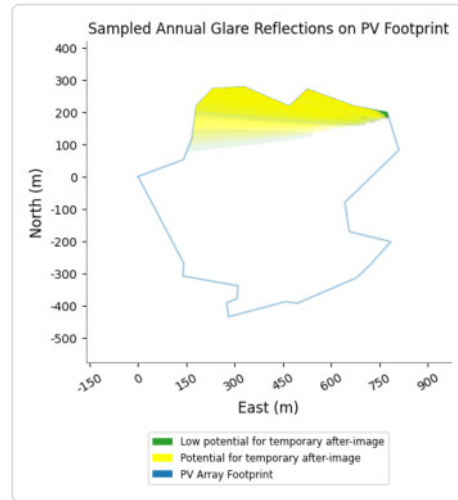
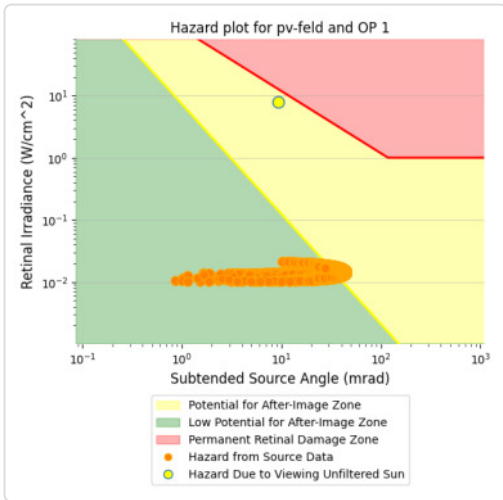
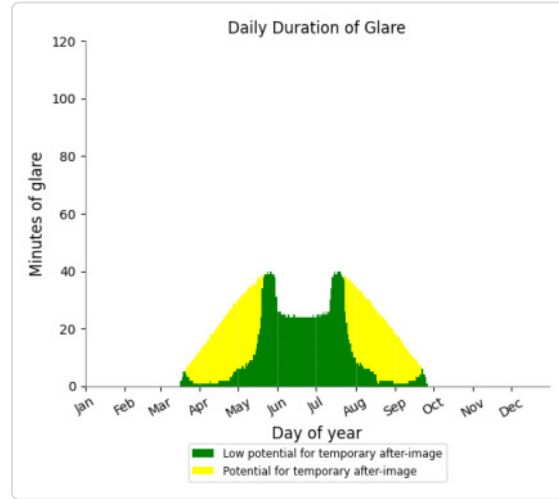
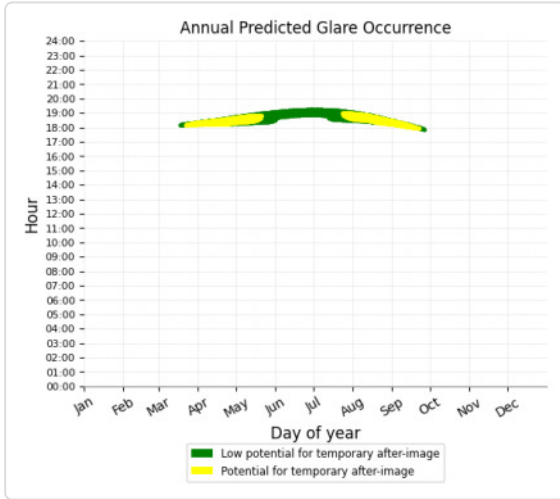
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,537	42.3	2,203	36.7
OP 2	562	9.4	5,032	83.9
OP 3	1,695	28.2	661	11.0
OP 5	702	11.7	4,875	81.2
OP 6	746	12.4	1,425	23.8
OP 4	307	5.1	0	0.0

PV Feld and OP 1

Yellow glare: 2,203 min.

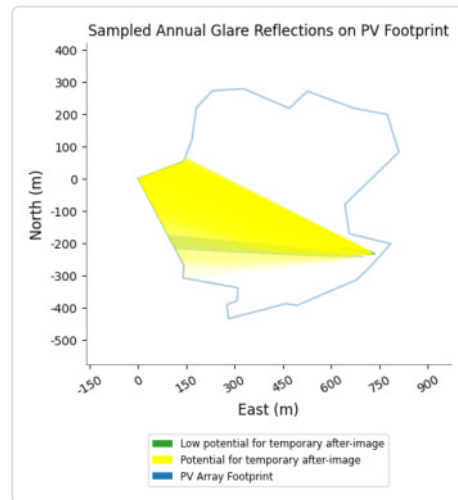
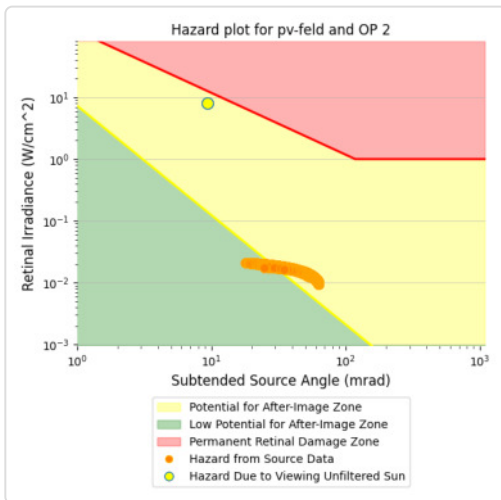
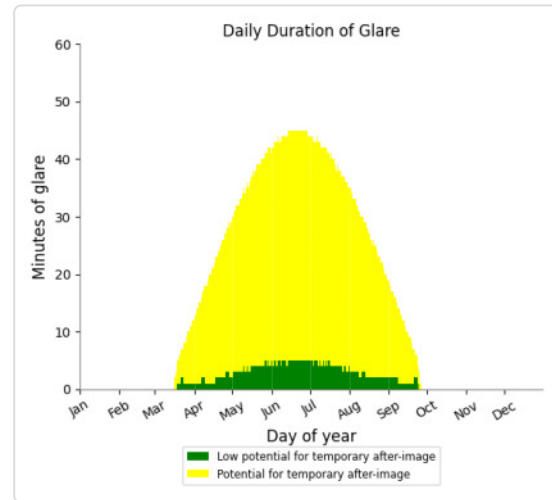
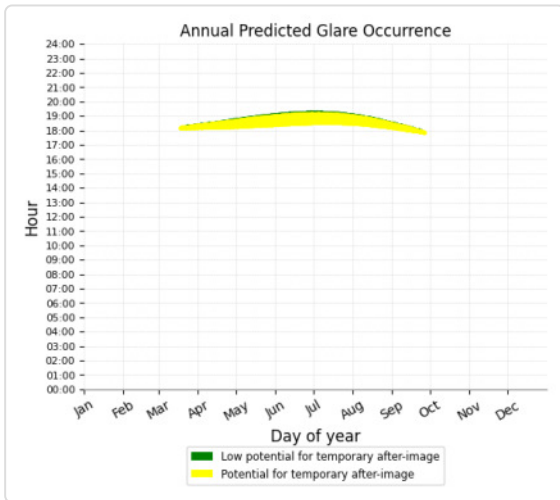
Green glare: 2,537 min.



PV Feld and OP 2

Yellow glare: 5,032 min.

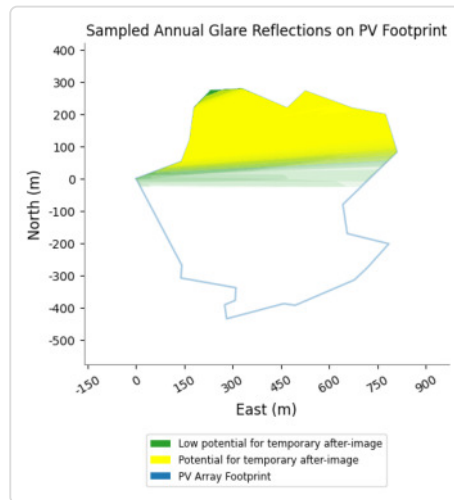
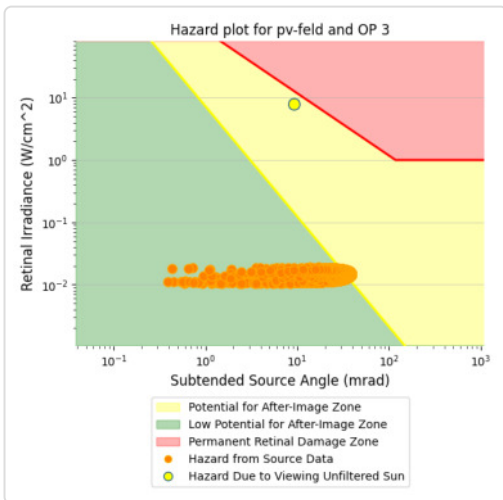
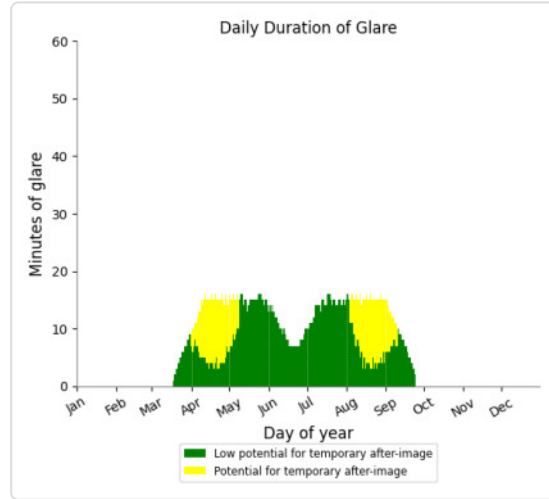
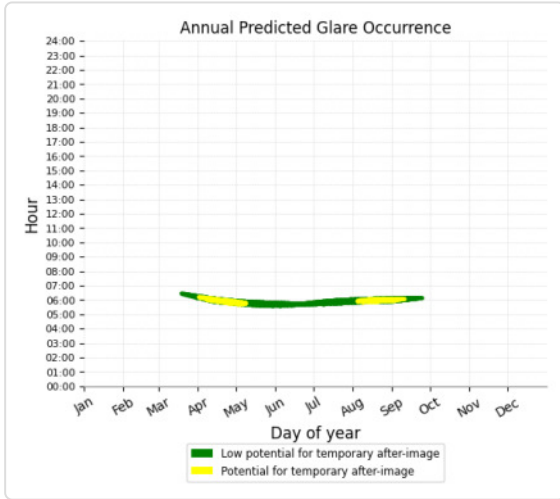
Green glare: 562 min.



PV Feld and OP 3

Yellow glare: 661 min.

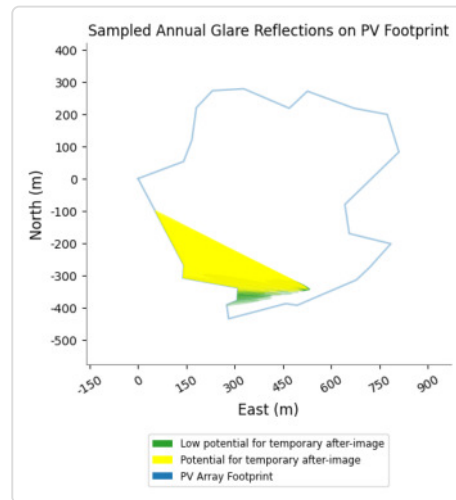
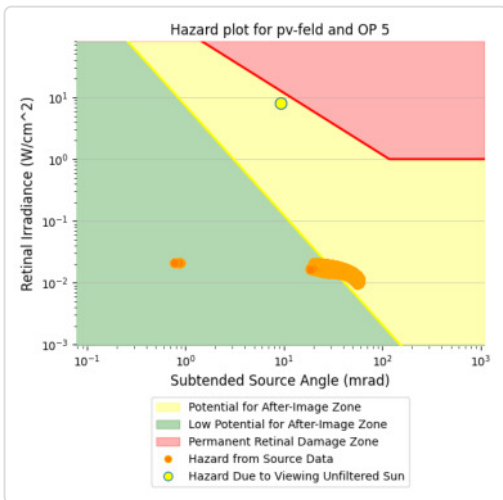
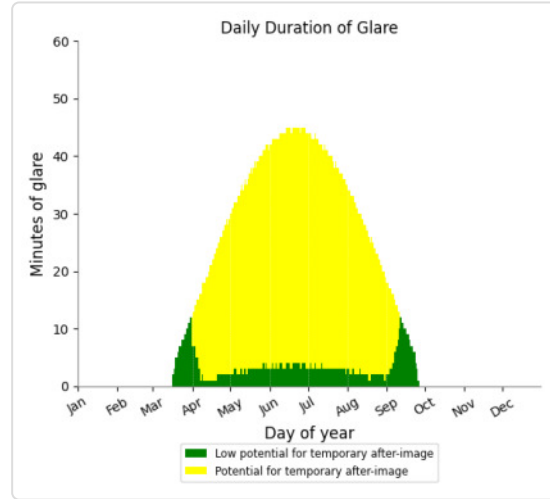
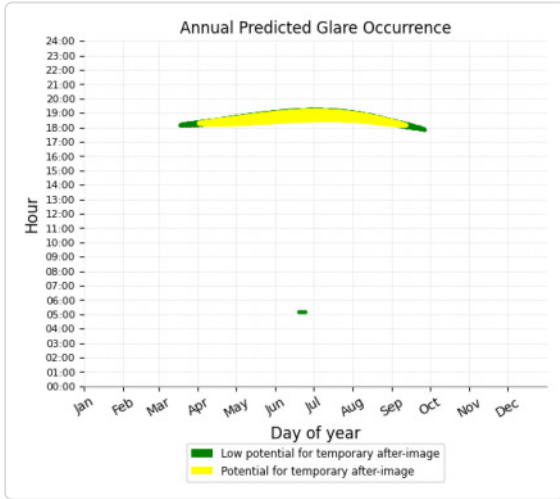
Green glare: 1,695 min.



PV Feld and OP 5

Yellow glare: 4,875 min.

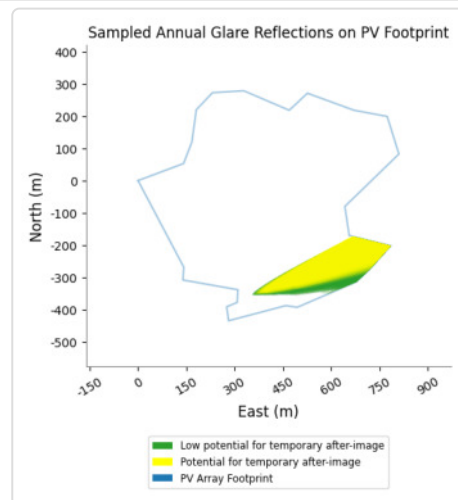
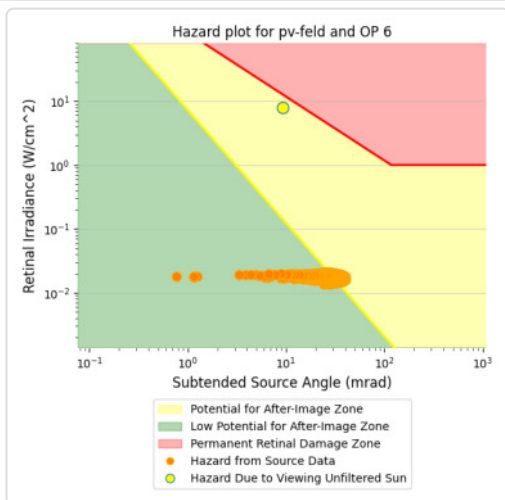
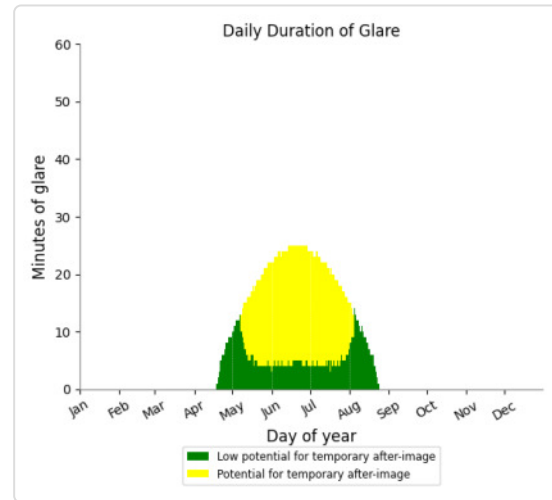
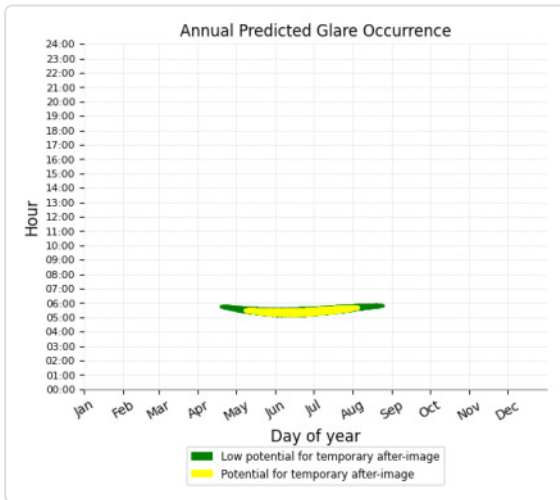
Green glare: 702 min.



PV Feld and OP 6

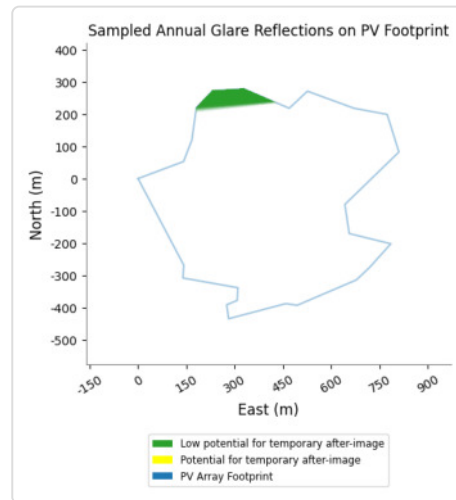
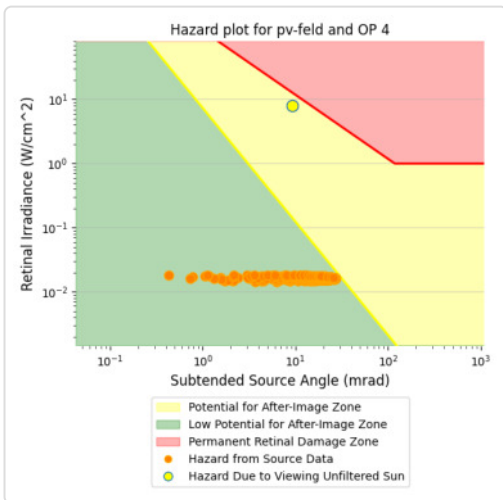
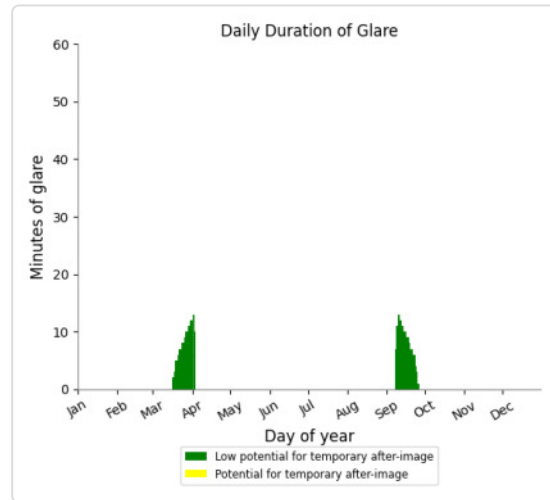
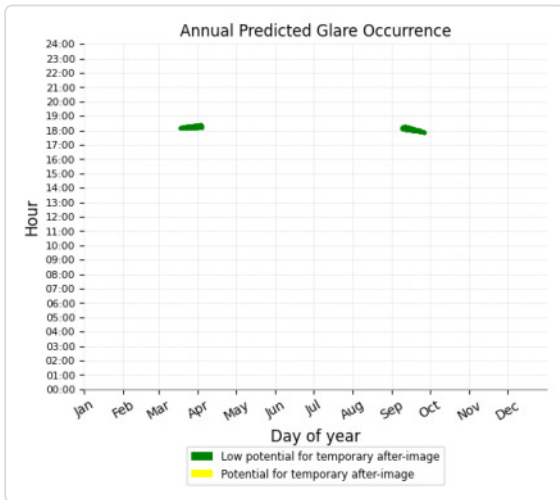
Yellow glare: 1,425 min.

Green glare: 746 min.



PV Feld and OP 4

Yellow glare: none
 Green glare: 307 min.



Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

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.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

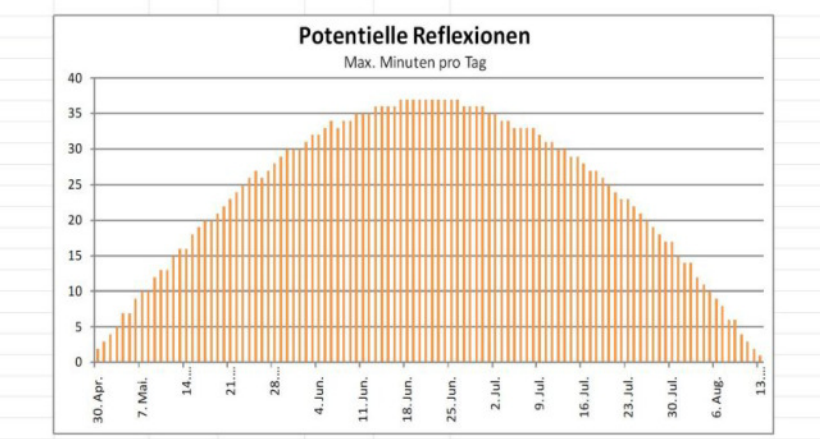
Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

	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	S	L	Anzahl Minuten	Tag	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-17 18:10:00	0,010307	540,3533	2	0,53487	0,016393	0,035946	0,2	266,6	-0,998	-0,059	0,003	0,998	0,046	0,038			30. Apr.	2	18:16	18:17			
2023-03-17 18:11:00	0,010283	537,947	2	0,546825	0,016684	0,034097	0	266,8	-0,998	-0,056	0	0,998	0,045	0,033			1. Mai.	3	18:15	18:17			
2023-03-18 18:10:00	0,010411	544,4227	2	0,534485	0,016504	0,036254	0,3	267	-0,999	-0,052	0,006	0,999	0,038	0,035			2. Mai.	4	18:16	18:19			
2023-03-18 18:11:00	0,010383	542,0375	2	0,546437	0,016799	0,034356	0,2	267,2	-0,999	-0,048	0,003	0,999	0,037	0,031			3. Mai.	5	18:16	18:20			
2023-03-18 18:12:00	0,010262	539,6479	2	0,558657	0,017099	0,031589	0	267,4	-0,999	-0,045	0	0,999	0,036	0,027			4. Mai.	7	18:16	18:22			
2023-03-19 18:10:00	0,010456	548,4235	2	0,522412	0,01625	0,038076	0,7	267,3	-0,999	-0,047	0,011	0,999	0,031	0,037			5. Mai.	7	18:17	18:23			
2023-03-19 18:11:00	0,010467	546,0592	2	0,534097	0,016542	0,036538	0,5	267,5	-0,999	-0,044	0,009	0,999	0,03	0,033			6. Mai.	9	18:17	18:25			
2023-03-19 18:12:00	0,010412	543,6905	2	0,546044	0,016838	0,034397	0,3	267,7	-0,999	-0,04	0,006	0,999	0,029	0,028			7. Mai.	10	18:17	18:26			
2023-03-19 18:13:00	0,010258	541,3175	2	0,558259	0,01714	0,031325	0,2	267,9	-0,999	-0,037	0,003	0,999	0,028	0,024			8. Mai.	10	18:18	18:27			
2023-03-19 18:14:00	0,010023	538,9401	1	0,570749	0,017446	0,027408	0	268,1	-0,999	-0,034	0	0,999	0,027	0,02			9. Mai.	12	18:18	18:29			
2023-03-20 18:10:00	0,010472	552,3582	2	0,510604	0,015997	0,039639	1	267,6	-0,999	-0,043	0,017	0,999	0,025	0,039			10. Mai.	13	18:18	18:30			
2023-03-20 18:11:00	0,010514	550,0145	2	0,522027	0,016285	0,038383	0,8	267,7	-0,999	-0,039	0,014	0,999	0,024	0,034			11. Mai.	13	18:19	18:31			
2023-03-20 18:12:00	0,010518	547,6664	2	0,533707	0,016578	0,036783	0,6	267,9	-0,999	-0,036	0,011	0,999	0,022	0,03			12. Mai.	15	18:19	18:33			
2023-03-20 18:13:00	0,010429	545,3139	2	0,545649	0,016876	0,03434	0,5	268,1	-0,999	-0,033	0,009	0,999	0,021	0,026			13. Mai.	16	18:19	18:34			
2023-03-20 18:14:00	0,010217	542,9572	2	0,557858	0,01718	0,030727	0,3	268,3	-1	-0,029	0,006	1	0,02	0,022			14. Mai.	16	18:20	18:35			
2023-03-20 18:15:00	0,009988	540,5962	1	0,570342	0,017488	0,026849	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	1	0,019	0,018			15. Mai.	18	18:20	18:37			
2023-03-21 18:10:00	0,010576	556,229	2	0,510226	0,016097	0,039969	1,1	268	-0,999	-0,035	0,019	0,999	0,017	0,036			16. Mai.	19	18:20	18:38			
2023-03-21 18:11:00	0,010613	553,9055	2	0,521644	0,016388	0,038659	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,016	0,032			17. Mai.	20	18:20	18:39			
2023-03-21 18:12:00	0,010567	551,5777	2	0,533318	0,016685	0,036617	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	1	0,015	0,028			18. Mai.	20	18:21	18:40			
2023-03-21 18:13:00	0,010442	549,2456	2	0,545253	0,016986	0,033849	0,6	268,6	-1	-0,025	0,011	1	0,013	0,024			19. Mai.	21	18:21	18:41			
2023-03-21 18:14:00	0,010268	546,9092	2	0,557456	0,017292	0,030586	0,5	268,8	-1	-0,021	0,008	1	0,012	0,019			20. Mai.	22	18:21	18:42			
2023-03-21 18:15:00	0,009993	544,5685	1	0,569933	0,017603	0,02625	0,3	269	-1	-0,018	0,006	1	0,011	0,015			21. Mai.	23	18:21	18:43			
2023-03-22 18:10:00	0,010568	560,0379	2	0,498692	0,015841	0,041349	1,4	268,3	-0,999	-0,03	0,025	0,999	0,01	0,038			22. Mai.	24	18:22	18:45			
2023-03-22 18:11:00	0,010631	557,7344	2	0,509853	0,016129	0,040267	1,3	268,5	-0,999	-0,027	0,022	0,999	0,009	0,034			23. Mai.	25	18:22	18:46			
2023-03-22 18:12:00	0,010655	555,4267	2	0,521264	0,016421	0,038839	1,1	268,6	-1	-0,024	0,019	1	0,008	0,03			24. Mai.	26	18:22	18:47			
2023-03-22 18:13:00	0,010583	553,1146	2	0,532931	0,016719	0,036572	1	268,8	-1	-0,02	0,017	1	0,007	0,025			25. Mai.	27	18:22	18:48			
2023-03-22 18:14:00	0,010395	550,7983	2	0,54486	0,017022	0,033231	0,8	269	-1	-0,017	0,014	1	0,005	0,021			26. Mai.	26	18:23	18:48			
2023-03-22 18:15:00	0,01022	548,4778	1	0,557056	0,017329	0,029931	0,6	269,2	-1	-0,013	0,011	1	0,004	0,017			27. Mai.	27	18:23	18:49			
2023-03-23 18:10:00	0,010332	546,153	1	0,569525	0,017642	0,029258	0,5	269,4	-1	-0,01	0,008	1	0,003	0,013			28. Mai.	28	18:23	18:50			
2023-03-23 18:11:00	0,010583	559,2674	2	0,498331	0,015807	0,041667	1,6	268,7	-0,999	-0,022	0,028	0,999	0,002	0,036			29. Mai.	29	18:23	18:51			
2023-03-23 18:12:00	0,01064	556,9689	2	0,509486	0,016095	0,040531	1,4	268,9	-1	-0,019	0,025	1	0,001	0,031			30. Mai.	30	18:24	18:53			
2023-03-23 18:13:00	0,010627	554,6661	2	0,52089	0,016387	0,038783	1,3	269,1	-1	-0,016	0,022	1	0	0,027			31. Mai.	30	18:25	18:54			
2023-03-23 18:14:00	0,010492	552,3591	2	0,532525	0,016684	0,035961	1,1	269,3	-1	-0,012	0,019	1	0,004	0,023			1. Jun.	30	18:25	18:54			
2023-03-23 18:15:00	0,010359	550,0478	2	0,544471	0,016986	0,033105	0,9	269,5	-1	-0,009	0,017	1	-0,002	0,019			2. Jun.	31	18:25	18:55			
2023-03-23 18:16:00	0,010124	547,7323	1	0,556659	0,017293	0,029223	0,8	269,7	-1	-0,006	0,014	1	-0,004	0,014			3. Jun.	32	18:25	18:56			
2023-03-23 18:17:00	0,010318	545,4126	1	0,56912	0,017606	0,029326	0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,005	0,01			4. Jun.	32	18:25	18:56			
2023-03-24 18:10:00	0,010601	565,2824	2	0,487077	0,015617	0,042899	1,9	269	-0,999	-0,018	0,033	0,999	-0,005	0,037			5. Jun.	33	18:26	18:58			
2023-03-24 18:11:00	0,01068	563,0078	2	0,49798	0,015902	0,041953	1,7	269,2	-0,999	-0,015	0,03	0,999	-0,006	0,033			6. Jun.	34	18:26	18:59			
2023-03-24 18:12:00	0,010708	560,729	2	0,509127	0,016192	0,040558	1,6	269,4	-1	-0,011	0,028	1	-0,007	0,029			7. Jun.	33	18:27	18:59			
2023-03-24 18:13:00	0,010649	558,4459	2	0,520524	0,016487	0,038417	1,4	269,5	-1	-0,008	0,025	1	-0,008	0,025			8. Jun.	34	18:27	19:00			
2023-03-24 18:14:00	0,010469	556,1585	2	0,532176	0,016787	0,035194	1,3	269,7	-1	-0,005	0,022	1	-0,009	0,02			9. Jun.	34	18:27	19:00			
2023-03-24 18:15:00	0,010343	553,8669	2	0,544089	0,017092	0,032375	1,1	269,9	-1	-0,001	0,019	1	-0,01	0,016			10. Jun.	35	18:27	19:01			
2023-03-24 18:16:00	0,010559	551,5712	2	0,556268	0,017402	0,032623	0,9	270,1	-1	0,002	0,016	1	-0,011	0,012			11. Jun.	35	18:28	19:02			
2023-03-24 18:17:00	0,010388	549,2712	1	0,568719	0,017718	0,02937	0,8	270,3	-1	0,006	0,014	1	-0,013	0,008			12. Jun.	35	18:28	19:02			
2023-03-25 18:11:00	0,010656	566,6918	2	0,486744	0,015645	0,043205	2	269,4	-0,999	-0,01	0,036	0,999	-0,013	0,035			13. Jun.	36	18:28	19:03			
2023-03-25 18:12:00	0,01073	564,4323	2	0,49764	0,015931	0,042203	1,9	269,6	-0,999	-0,007	0,033	0,999	-0,014	0,031			14. Jun.	36	18:28	19:03			
2023-03-25 18:13:00	0,01071	562,1686	2	0,508779	0,016223	0,040411	1,7	269,8	-1	-0,003	0,03	1	-0,015	0,026			15. Jun.	36	18:28	19:03			
2023-03-25 18:14:00	0,010592	559,9007	2	0,520168	0,016519	0,037755	1,6	270	-1	0	0,027	1	-0,016	0,022			16. Jun.	36	18:29	19:04			
2023-03-25 18:15:00	0,010487	557,6286	2	0,531812	0,01682	0,035171	1,4	270,2	-1	0,003	0,025	1	-0,017	0,018			17. Jun.	37	18:29	19:05			

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
03. Mai	09. August	37	2528	18:16	19:07	



Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
03. Mai	09. August	37	2528	18:16	19:07	

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 5595 Einträgen /-562):
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

	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	S	L	Anzahl Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5					
																		pro Tag	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5		
2023-03-17 18:10:00	0,008621	540,3533	1	0,53487	0,016393	0,018669	0,2	266,6	-0,998	-0,059	0,003	0,998	0,046	0,038	0,038	0,038	30. Apr.	2	18:16	18:17	03. Mai	09. August	37	2515	18:16	19:07	
2023-03-17 18:11:00	0,008836	537,947	1	0,546825	0,016684	0,019372	0	266,8	-0,998	-0,056	0	0,998	0,045	0,033	0,033	0,033	1. Mai.	3	18:15	18:17							
2023-03-18 18:10:00	0,008774	544,4227	1	0,534485	0,016504	0,019763	0,3	267	-0,999	-0,052	0,006	0,999	0,038	0,035	0,035	0,035	2. Mai.	4	18:16	18:19							
2023-03-18 18:11:00	0,008976	542,0375	1	0,546437	0,016799	0,020266	0,2	267,2	-0,999	-0,048	0,003	0,999	0,037	0,031	0,031	0,031	3. Mai.	5	18:16	18:20							
2023-03-18 18:12:00	0,009112	539,6479	1	0,558657	0,017099	0,019998	0	267,4	-0,999	-0,045	0	0,999	0,036	0,027	0,027	0,027	4. Mai.	7	18:16	18:22							
2023-03-19 18:10:00	0,008634	548,4235	1	0,522412	0,01625	0,019703	0,7	267,3	-0,999	-0,047	0,011	0,999	0,031	0,037	0,037	0,037	5. Mai.	7	18:17	18:23							
2023-03-19 18:11:00	0,008885	546,0592	1	0,534097	0,016542	0,020791	0,5	267,5	-0,999	-0,044	0,009	0,999	0,03	0,033	0,033	0,033	6. Mai.	9	18:17	18:25							
2023-03-19 18:12:00	0,009073	543,6905	1	0,546044	0,016838	0,021114	0,3	267,7	-0,999	-0,04	0,006	0,999	0,029	0,028	0,028	0,028	7. Mai.	10	18:17	18:26							
2023-03-19 18:13:00	0,009198	541,3175	1	0,558259	0,01714	0,020699	0,2	267,9	-0,999	-0,037	0,003	0,999	0,028	0,024	0,024	0,024	8. Mai.	10	18:18	18:29							
2023-03-19 18:14:00	0,009249	538,9401	1	0,570749	0,017446	0,019476	0	268,1	-0,999	-0,034	0	0,999	0,027	0,02	0,02	0,02	9. Mai.	12	18:18	18:27							
2023-03-20 18:11:00	0,008758	550,0145	1	0,522027	0,016285	0,020912	0,8	267,7	-0,999	-0,039	0,014	0,999	0,024	0,034	0,034	0,034	10. Mai.	13	18:18	18:30							
2023-03-20 18:12:00	0,008992	547,6664	1	0,533707	0,016578	0,021767	0,6	267,9	-0,999	-0,036	0,011	0,999	0,022	0,03	0,03	0,03	11. Mai.	13	18:19	18:31							
2023-03-20 18:13:00	0,009168	545,3139	1	0,545649	0,016876	0,021919	0,5	268,1	-0,999	-0,033	0,009	0,999	0,021	0,026	0,026	0,026	12. Mai.	15	18:19	18:33							
2023-03-20 18:14:00	0,009281	542,9572	1	0,557858	0,01718	0,021371	0,3	268,3	-1	-0,029	0,006	1	0,02	0,022	0,022	0,022	13. Mai.	16	18:19	18:34							
2023-03-20 18:15:00	0,009323	540,5962	1	0,570342	0,017488	0,020046	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	1	0,019	0,018	0,018	0,018	14. Mai.	16	18:20	18:35							
2023-03-21 18:10:00	0,008639	556,229	1	0,510226	0,016097	0,020718	1,1	268	-0,999	-0,035	0,019	0,999	0,017	0,036	0,036	0,036	15. Mai.	18	18:20	18:37							
2023-03-21 18:11:00	0,008917	553,9055	1	0,521644	0,016388	0,022078	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,016	0,032	0,032	0,032	16. Mai.	19	18:20	18:38							
2023-03-21 18:12:00	0,009137	551,5777	1	0,533318	0,016685	0,022772	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	1	0,015	0,028	0,028	0,028	17. Mai.	20	18:20	18:39							
2023-03-21 18:13:00	0,009301	549,2456	1	0,545253	0,016986	0,022707	0,6	268,6	-1	-0,025	0,011	1	0,013	0,024	0,024	0,024	18. Mai.	20	18:21	18:40							
2023-03-21 18:14:00	0,009404	546,9092	1	0,557456	0,017292	0,022032	0,5	268,8	-1	-0,021	0,008	1	0,012	0,019	0,019	0,019	19. Mai.	21	18:21	18:41							
2023-03-21 18:15:00	0,009438	544,5685	1	0,569933	0,017603	0,020611	0,3	269	-1	-0,018	0,006	1	0,011	0,015	0,015	0,015	20. Mai.	22	18:21	18:42							
2023-03-22 18:10:00	0,008462	560,0379	1	0,498692	0,015841	0,020243	1,4	268,3	-0,999	-0,03	0,025	0,999	0,01	0,038	0,038	0,038	21. Mai.	22	18:22	18:43							
2023-03-22 18:11:00	0,008778	557,7344	1	0,509853	0,016129	0,022108	1,3	268,5	-0,999	-0,027	0,022	0,999	0,009	0,034	0,034	0,034	22. Mai.	24	18:22	18:45							
2023-03-22 18:12:00	0,009037	555,4267	1	0,521264	0,016421	0,023203	1,1	268,6	-1	-0,024	0,019	1	0,008	0,03	0,03	0,03	23. Mai.	25	18:22	18:46							
2023-03-22 18:13:00	0,009242	553,1146	1	0,532931	0,016719	0,023646	1	268,8	-1	-0,02	0,017	1	0,007	0,025	0,025	0,025	24. Mai.	26	18:22	18:47							
2023-03-22 18:14:00	0,009393	550,7983	1	0,54486	0,017022	0,023475	0,8	269	-1	-0,017	0,014	1	0,005	0,021	0,021	0,021	25. Mai.	27	18:22	18:48							
2023-03-22 18:15:00	0,009486	548,4778	1	0,557056	0,017329	0,022683	0,6	269,2	-1	-0,013	0,011	1	0,004	0,017	0,017	0,017	26. Mai.	26	18:23	18:48							
2023-03-22 18:16:00	0,009511	546,153	1	0,569525	0,017642	0,021162	0,5	269,4	-1	-0,01	0,008	1	0,003	0,013	0,013	0,013	27. Mai.	27	18:23	18:49							
2023-03-23 18:11:00	0,008586	559,2674	1	0,498331	0,015807	0,021904	1,6	268,7	-0,999	-0,022	0,028	0,999	0,002	0,036	0,036	0,036	28. Mai.	28	18:23	18:50							
2023-03-23 18:12:00	0,008877	556,9689	1	0,509486	0,016095	0,023427	1,4	268,9	-1	-0,019	0,025	1	0,001	0,031	0,031	0,031	29. Mai.	29	18:23	18:51							
2023-03-23 18:13:00	0,009117	554,6661	1	0,52089	0,016387	0,024281	1,3	269,1	-1	-0,016	0,022	1	0	0,027	0,027	0,027	30. Mai.	30	18:24	18:53							
2023-03-23 18:14:00	0,009306	552,3591	1	0,53255	0,016684	0,024535	1,1	269,3	-1	-0,012	0,019	1	-0,001	0,023	0,023	0,023	31. Mai.	30	18:25	18:54							
2023-03-23 18:15:00	0,009445	550,0478	1	0,544471	0,016986	0,024223	0,9	269,5	-1	-0,009	0,017	1	-0,002	0,019	0,019	0,019	1. Jun.	30	18:25	18:54							
2023-03-23 18:16:00	0,009527	547,7323	1	0,556659	0,017293	0,023315	0,8	269,7	-1	-0,006	0,014	1	-0,004	0,014	0,014	0,014	2. Jun.	31	18:25	18:55							
2023-03-23 18:17:00	0,009542	545,4126	1	0,56912	0,017606	0,021697	0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,005	0,01	0,01	0,01	3. Jun.	32	18:25	18:56							
2023-03-24 18:10:00	0,008447	565,2824	1	0,487077	0,015617	0,021497	1,9	269	-0,999	-0,018	0,033	0,999	-0,005	0,037	0,037	0,037	4. Jun.	32	18:25	18:56							
2023-03-24 18:11:00	0,008772	563,0078	1	0,49798	0,015902	0,023446	1,7	269,2	-0,999	-0,015	0,03	0,999	-0,006	0,033	0,033	0,033	5. Jun.	33	18:26	18:58							
2023-03-24 18:12:00	0,009045	560,729	1	0,509127	0,016192	0,024676	1,6	269,4	-1	-0,011	0,028	1	-0,007	0,029	0,029	0,029	6. Jun.	33	18:27	18:59							
2023-03-24 18:13:00	0,009269	558,4459	1	0,520524	0,016487	0,025308	1,4	269,5	-1	-0,008	0,025	1	-0,008	0,025	0,025	0,025	7. Jun.	33	18:27	18:59							
2023-03-24 18:14:00	0,009446	556,1585	1	0,532176	0,016787	0,025392	1,3	269,7	-1	-0,005	0,022	1	-0,009	0,02	0,02	0,02	8. Jun.	34	18:27	19:00							
2023-03-24 18:15:00	0,009574	553,8669	1	0,544089	0,017092	0,024947	1,1	269,9	-1	-0,001	0,019	1	-0,01	0,016	0,016	0,016	9. Jun.	34	18:27	19:00							
2023-03-24 18:16:00	0,009647	551,5712	1	0,556268	0,017402	0,023924	0,9	270,1	-1	-0,002	0,016	1	-0,011	0,012	0,012	0,012	10. Jun.	3									

	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	S	L	Anzahl Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-03-17 18:10:00	0,0095	540,3533	1	0,53487	0,016393	0,028252	0,2	266,6	-0,998	-0,059	0,003	0,998	0,046	0,038			3. Mai	1	18:20	18:20	06. Mai	19. Mai	10	111	18:21	18:41	
2023-03-17 18:11:00	0,009596	537,947	1	0,546825	0,016684	0,027519	0	266,8	-0,998	-0,056	0	0,998	0,045	0,033			4. Mai	3	18:20	18:22	25. Juli	06. August	10	106	18:31	18:51	
2023-03-18 18:10:00	0,009642	544,4227	1	0,534485	0,016504	0,029025	0,3	267	-0,999	-0,052	0,006	0,999	0,038	0,035			5. Mai	3	18:21	18:23							
2023-03-18 18:11:00	0,009727	542,0375	1	0,546437	0,016799	0,028168	0,2	267,2	-0,999	-0,048	0,003	0,999	0,037	0,031			6. Mai	5	18:21	18:25							
2023-03-18 18:12:00	0,009752	539,6479	1	0,558657	0,017099	0,026703	0	267,4	-0,999	-0,045	0	0,999	0,036	0,027			7. Mai	5	18:22	18:26							
2023-03-19 18:10:00	0,00961	548,4235	1	0,522412	0,01625	0,030196	0,7	267,3	-0,999	-0,047	0,011	0,999	0,031	0,037			8. Mai	6	18:22	18:27							
2023-03-19 18:11:00	0,009736	546,0592	1	0,534097	0,016542	0,029741	0,5	267,5	-0,999	-0,044	0,009	0,999	0,03	0,033			9. Mai	8	18:22	18:29							
2023-03-19 18:12:00	0,009811	543,6905	1	0,546044	0,016838	0,028769	0,3	267,7	-0,999	-0,04	0,006	0,999	0,029	0,028			10. Mai	8	18:23	18:30							
2023-03-19 18:13:00	0,009827	541,3175	1	0,558259	0,01714	0,027212	0,2	267,9	-0,999	-0,037	0,003	0,999	0,028	0,024			11. Mai	8	18:24	18:31							
2023-03-19 18:14:00	0,00977	538,9401	1	0,570749	0,017446	0,024923	0	268,1	-0,999	-0,034	0	0,999	0,027	0,02			12. Mai	10	18:24	18:33							
2023-03-20 18:11:00	0,009711	550,0145	1	0,522027	0,016285	0,030984	0,8	267,7	-0,999	-0,039	0,014	0,999	0,024	0,034			13. Mai	10	18:25	18:34							
2023-03-20 18:12:00	0,009826	547,6664	1	0,533707	0,016578	0,030404	0,6	267,9	-0,999	-0,036	0,011	0,999	0,022	0,03			14. Mai	10	18:26	18:35							
2023-03-20 18:13:00	0,00989	545,3139	1	0,545649	0,016876	0,029327	0,5	268,1	-0,999	-0,033	0,009	0,999	0,021	0,026			15. Mai	10	18:28	18:37							
2023-03-20 18:14:00	0,009898	542,9572	1	0,557858	0,01718	0,027687	0,3	268,3	-1	-0,029	0,006	1	0,02	0,022			16. Mai	10	18:29	18:38							
2023-03-20 18:15:00	0,009834	540,5962	1	0,570342	0,017488	0,025336	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	1	0,019	0,018			17. Mai	9	18:31	18:39							
2023-03-21 18:10:00	0,009698	556,229	2	0,510226	0,016097	0,031958	1,1	268	-0,999	-0,035	0,019	0,999	0,017	0,036			18. Mai	7	18:34	18:40							
2023-03-21 18:11:00	0,009848	553,9055	2	0,521644	0,016388	0,03171	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,016	0,032			19. Mai	5	18:37	18:41							
2023-03-21 18:12:00	0,009952	551,5777	1	0,533318	0,016685	0,031014	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	1	0,015	0,028			24. Jul	4	18:49	18:52							
2023-03-21 18:13:00	0,010008	549,2456	1	0,545253	0,016986	0,029844	0,6	268,6	-1	-0,025	0,011	1	0,013	0,024			25. Jul	7	18:45	18:51							
2023-03-21 18:14:00	0,010008	546,9092	1	0,557456	0,017292	0,028129	0,5	268,8	-1	-0,021	0,008	1	0,012	0,019			26. Jul	9	18:42	18:50							
2023-03-21 18:15:00	0,009939	544,5685	1	0,569933	0,017603	0,025724	0,3	269	-1	-0,018	0,006	1	0,011	0,015			27. Jul	9	18:40	18:48							
2023-03-22 18:10:00	0,009619	560,0379	2	0,498692	0,015841	0,032703	1,4	268,3	-0,999	-0,03	0,025	0,999	0,01	0,038			28. Jul	9	18:39	18:47							
2023-03-22 18:11:00	0,009799	557,7344	2	0,509853	0,016129	0,032752	1,3	268,5	-0,999	-0,027	0,022	0,999	0,009	0,034			29. Jul	10	18:37	18:46							
2023-03-22 18:12:00	0,009938	555,4267	2	0,521264	0,016421	0,032378	1,1	268,6	-1	-0,024	0,019	1	0,008	0,03			30. Jul	10	18:36	18:45							
2023-03-22 18:13:00	0,010032	553,1146	2	0,532931	0,016719	0,031577	1	268,8	-1	-0,02	0,017	1	0,007	0,025			31. Jul	9	18:35	18:43							
2023-03-22 18:14:00	0,01008	550,7983	1	0,54486	0,017022	0,030321	0,8	269	-1	-0,017	0,014	1	0,005	0,021			1. Aug.	9	18:34	18:42							
2023-03-22 18:15:00	0,010073	548,4778	1	0,557056	0,017329	0,028541	0,6	269,2	-1	-0,013	0,011	1	0,004	0,017			2. Aug.	9	18:33	18:41							
2023-03-22 18:16:00	0,009999	546,153	1	0,569525	0,017642	0,026092	0,5	269,4	-1	-0,01	0,008	1	0,003	0,013			3. Aug.	7	18:33	18:39							
2023-03-23 18:11:00	0,009688	559,2674	2	0,498331	0,015807	0,033573	1,6	268,7	-0,999	-0,022	0,028	0,999	0,002	0,036			4. Aug.	7	18:32	18:38							
2023-03-23 18:12:00	0,009855	556,9689	2	0,509486	0,016095	0,033482	1,4	268,9	-1	-0,019	0,025	1	0,001	0,031			5. Aug.	6	18:32	18:37							
2023-03-23 18:13:00	0,009982	554,6661	2	0,52089	0,016387	0,032991	1,3	269,1	-1	-0,016	0,022	1	0	0,027			6. Aug.	5	18:31	18:35							
2023-03-23 18:14:00	0,010066	552,3591	2	0,53255	0,016684	0,032095	1,1	269,3	-1	-0,012	0,019	1	-0,001	0,023			7. Aug.	4	18:31	18:34							
2023-03-23 18:15:00	0,010105	550,0478	1	0,544471	0,016986	0,030762	0,9	269,5	-1	-0,009	0,017	1	-0,002	0,019			8. Aug.	2	18:30	18:31							
2023-03-23 18:16:00	0,010092	547,7323	1	0,556659	0,017293	0,028927	0,8	269,7	-1	-0,006	0,014	1	-0,004	0,014			9. Aug.	2	18:29	18:30							
2023-03-23 18:17:00	0,010014	545,4126	1	0,56912	0,017606	0,02644	0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,005	0,01													
2023-03-24 18:10:00	0,009636	565,2824	2	0,487077	0,015617	0,0342	1,9	269	-0,999	-0,018	0,033	0,999	-0,005	0,037			8										
2023-03-24 18:11:00	0,00983	563,0078	2	0,49798	0,015902	0,034369	1,7	269,2	-0,999	-0,015	0,03	0,999	-0,006	0,033													
2023-03-24 18:12:00	0,009986	560,729	2	0,509127	0,016192	0,034151	1,6	269,4	-1	-0,011	0,028	1	-0,007	0,029													
2023-03-24 18:13:00	0,010103	558,4459	2	0,520524	0,016487	0,033554	1,4	269,5	-1	-0,008	0,025	1	-0,008	0,025													
2023-03-24 18:14:00	0,01018	556,1585	2	0,532176	0,016787	0,032571	1,3	269,7	-1	-0,005	0,022	1	-0,009	0,02													
2023-03-24 18:15:00	0,010213	553,8669	2	0,544089	0,017092	0,031173	1,1	269,9	-1	-0,001	0,019	1	-0,01	0,016													
2023-03-24 18:16:00	0,010194	551,5712	1	0,556268	0,017402	0,029289	0,9	270,1	-1	-0,002	0,016	1	-0,011	0,012													
2023-03-24 18:17:00	0,010111	549,2712	1	0,568719	0,017718	0,026764	0,8	270,3	-1	0,006	0,014	1	-0,013	0,008													
2023-03-25 18:11:00	0,009744	566,6918	2	0,486744	0,015645	0,035069	2	269,4	-0,999	-0,01	0,036	0,999	-0,013	0,035													
2023-03-25 18:12:00	0,009925	564,4323	2	0,49764	0,015931	0,035098	1,9	269,6	-0,999	-0,007	0,033	0,999	-0,014	0,031													
2023-03-25 18:13:00	0,01007	562,1686	2	0,508779	0,016223	0,034763	1,7	269,8	-1	-0,003	0,03	1	-0,015	0,026													
2023-03-25 18:14:00	0,010178	559,9007	2	0,520168	0,016519	0,03407	1,6	270	-1	0	0,027	1	-0,016	0,022													
2023-03-25 18:15:00	0,010247	557,6286	2	0,531812	0,01682	0,033011	1,4	270,2	-1	0,003	0,025	1	-0,017	0,018													
2023-03-25 18:16:00	0,010274	555,3523	2	0,543715	0,017126	0,031556	1,3	270,4	-1	0,007	0,022	1	-0,018	0,014													

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

- Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4741 Einträgen /-2537):
 1.: Zeitraum ab 05:40 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)

