

SolPEG Blendgutachten Solarpark Titz

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Titz in Nordrhein-Westfalen**

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	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A44 nördlich	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P2, A44 nordwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P3, L241	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P4, L277 Einmündung	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Ostenhof	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang	25 - 39

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Titz

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Titz“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A44 und anderer Straßen sowie für die Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Titz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf A44 sowie 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 und darüber hinaus wurden Details der Örtlichkeiten im Rahmen einer Standortbegehung untersucht.

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 in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 3 km nordöstlich der Ortschaft Titz in Nordrhein-Westfalen, ca. 12 km südöstlich von Erkelenz. Nördlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 660 m die Autobahn A44. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A44 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen ca. 3 km nordöstlich von Titz, ca. 12 km südöstlich von Erkelenz. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	51.027°N, 6.457°O 117 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A44	ca. 660 m
Abstand zur Fahrbahn A44	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 340 m

Übersicht über den Standort und die PV Anlage, schematisch)

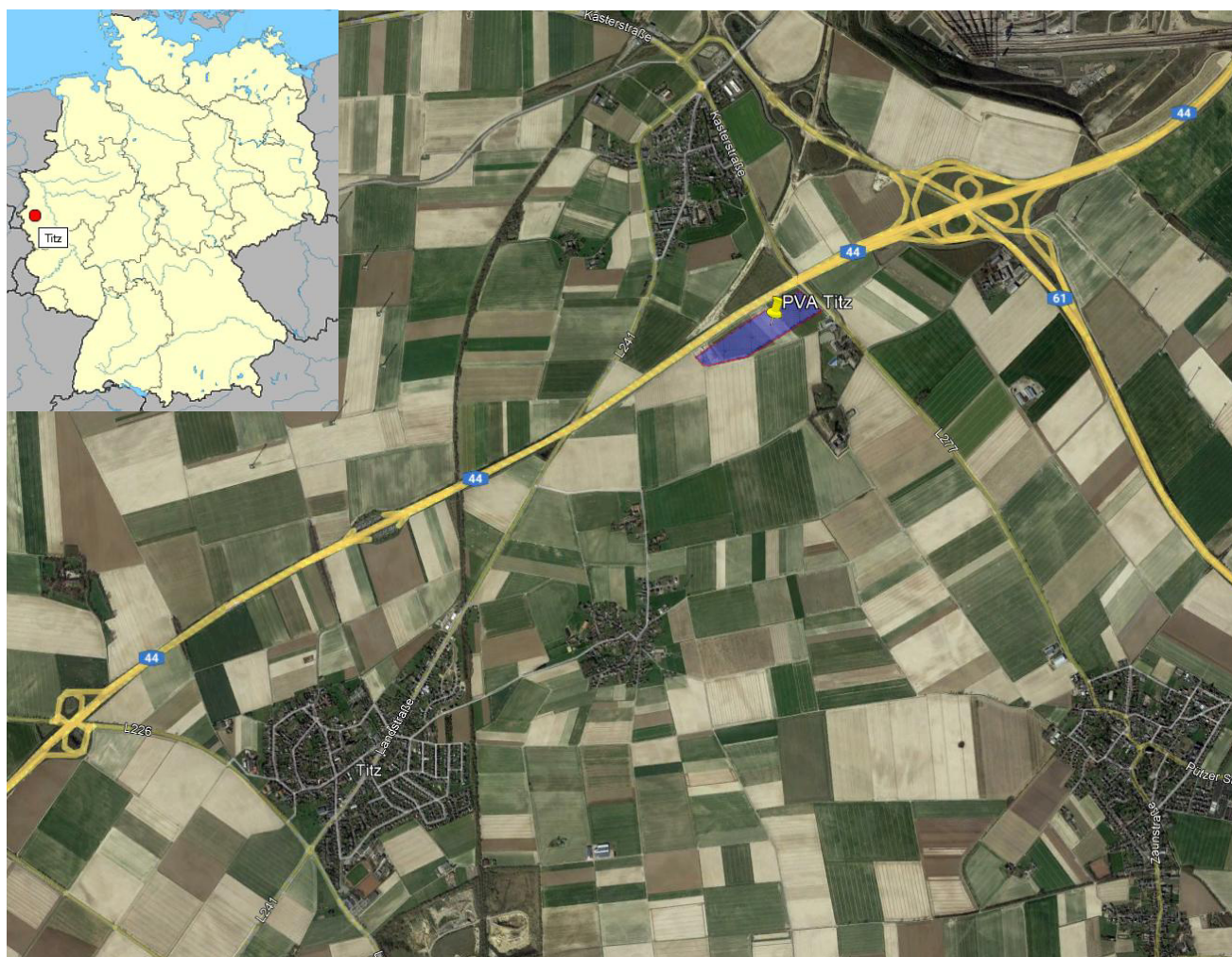


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

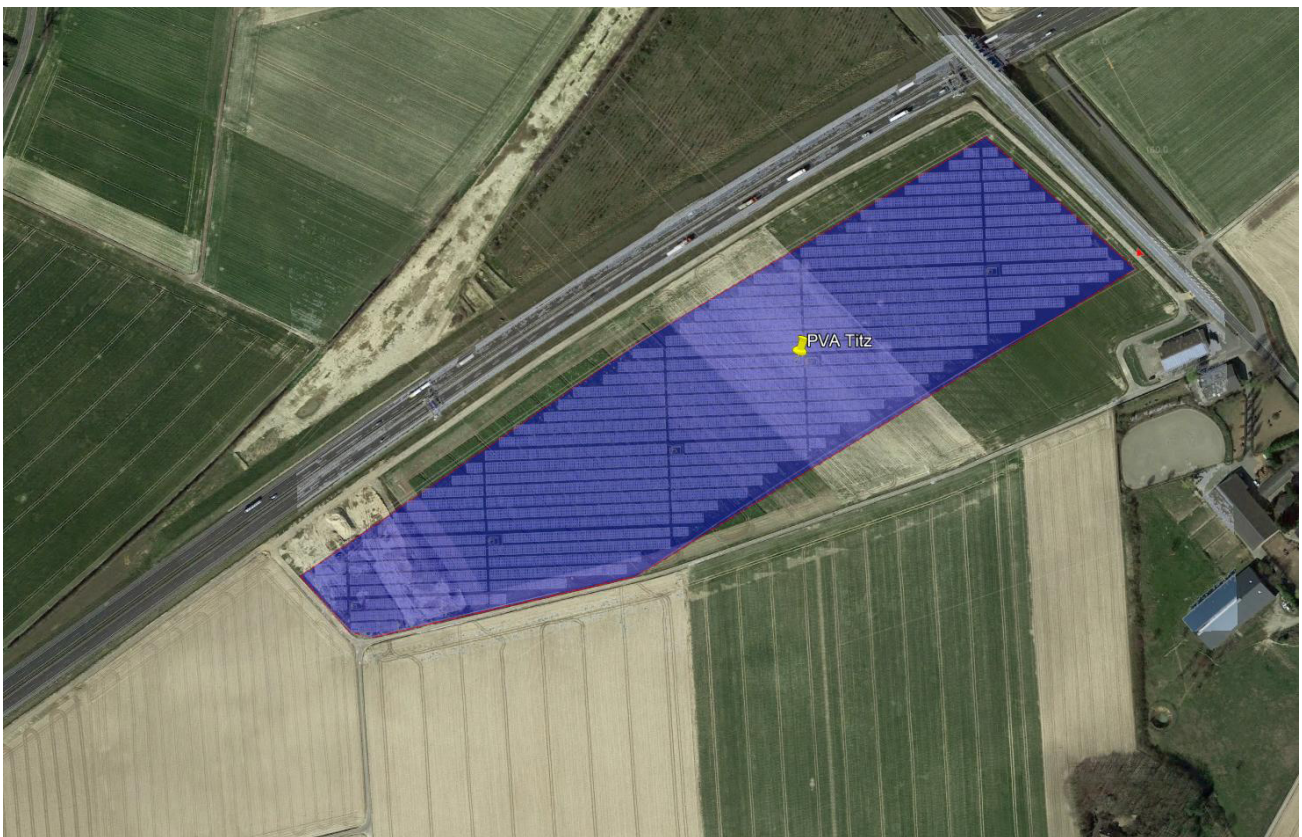


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Blick von Westen über die Fläche der PV Anlage Richtung Osten.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Osten (Quelle: Google StreetView/Jackerath, Ausschnitt)

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 den Verlauf der Autobahn A44 sowie Gebäude des Ostenhof südöstlich der geplanten PV Anlage (siehe auch Bild 2.2.4). Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten wären diese allerdings zu vernachlässigen. Der Standort wird dennoch analysiert.

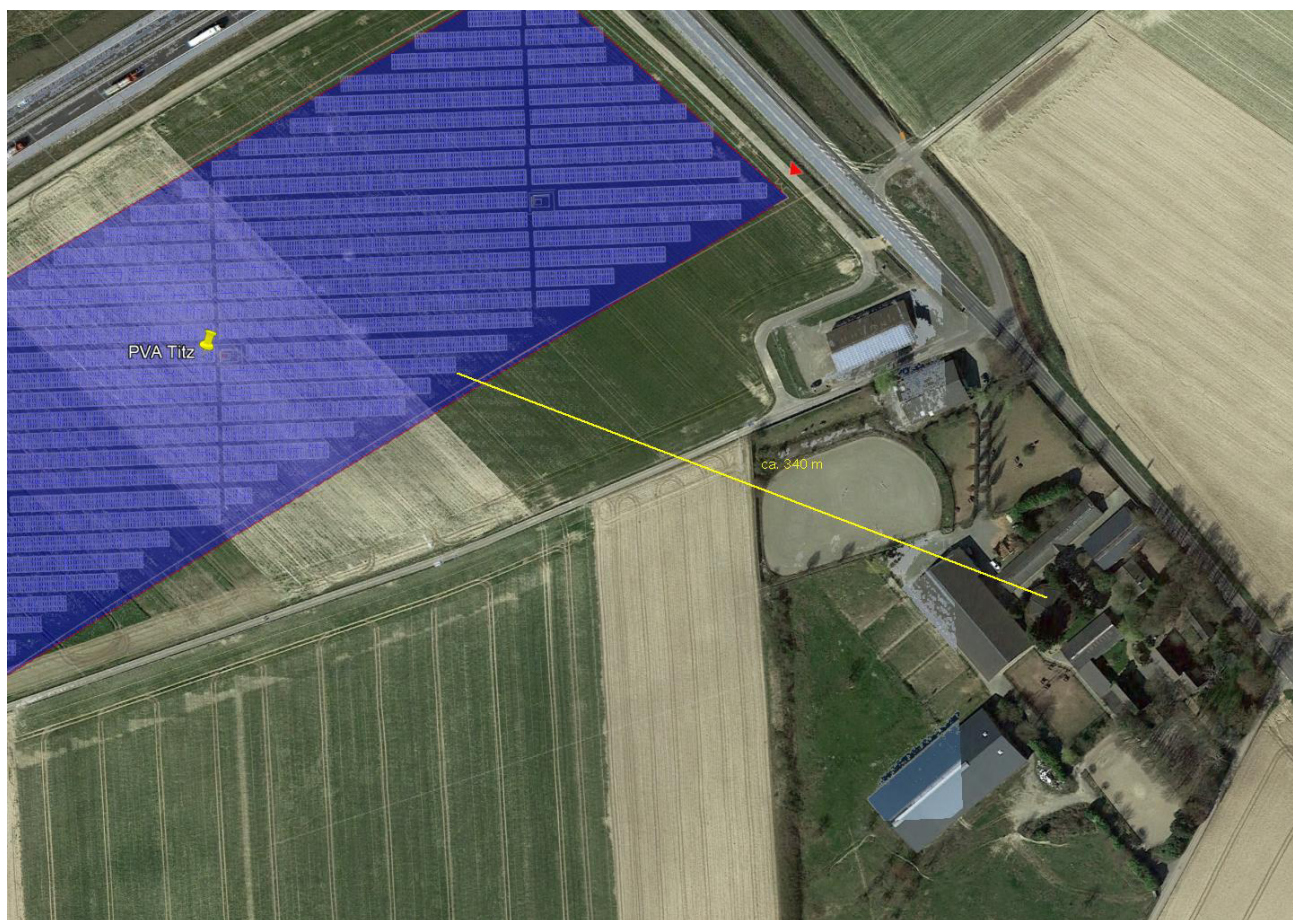


Bild 2.2.1: Gebäude des Ostenhof, südöstlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

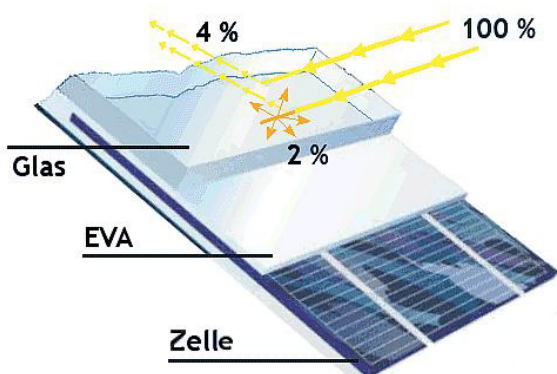


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

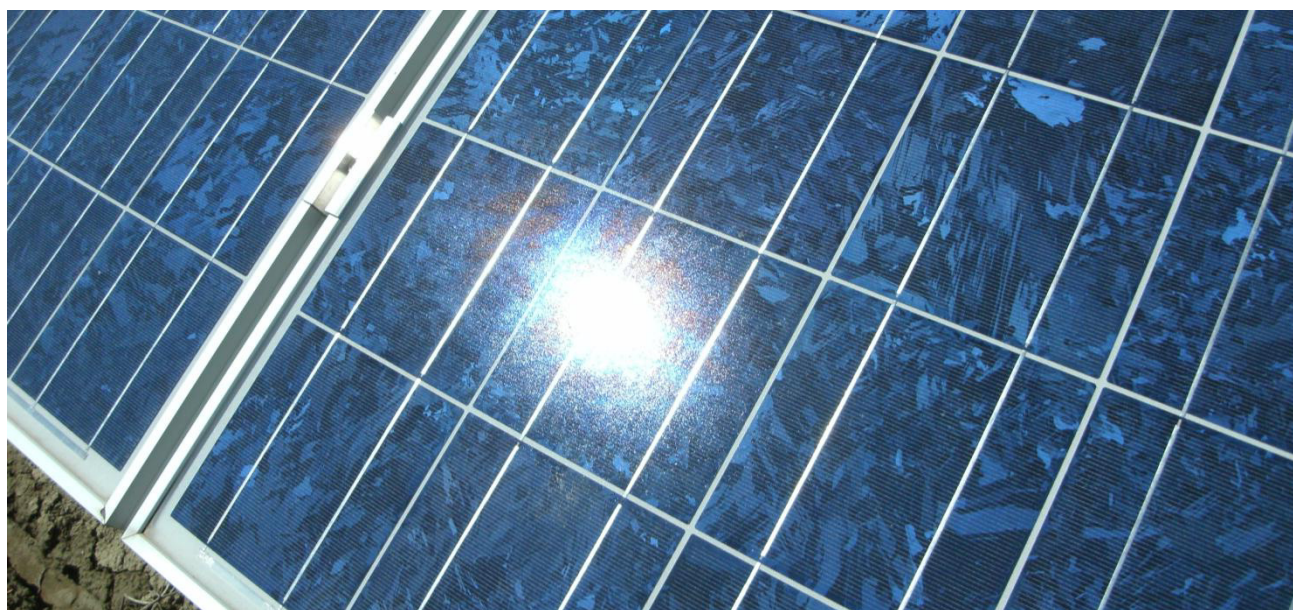


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

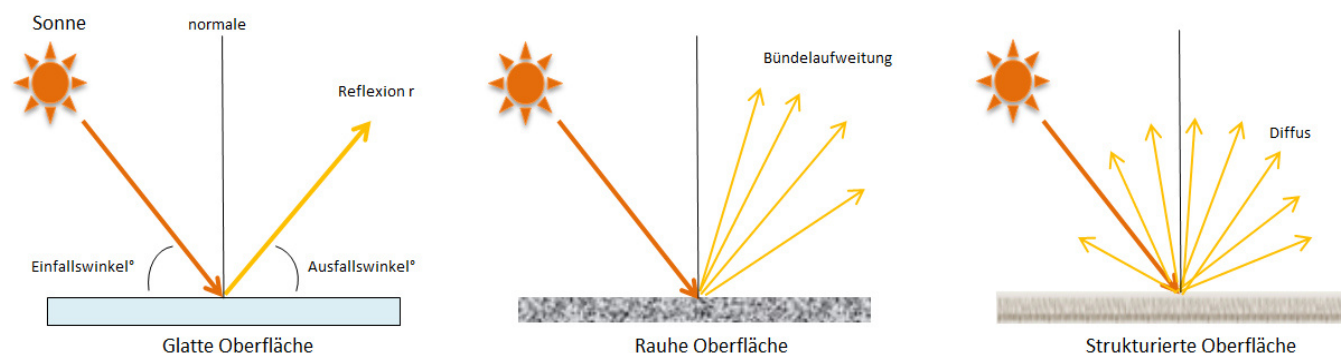


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. 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
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754×1096×30 mm
Weight	21.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated

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 FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

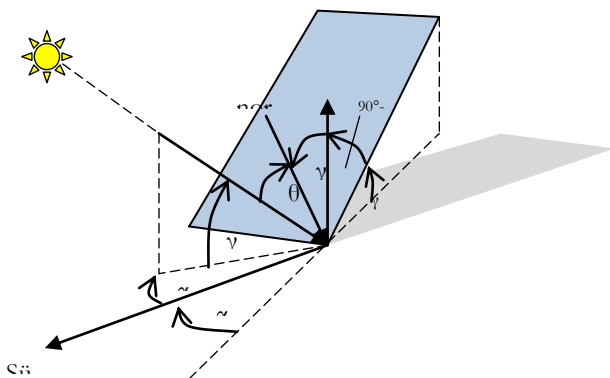


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

3.4 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.

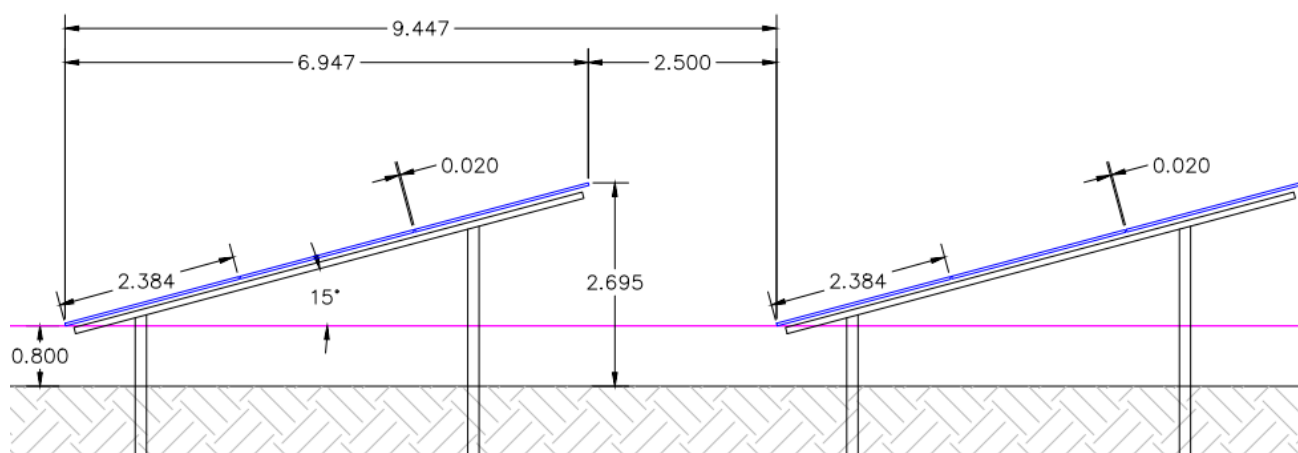


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 2,7 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte A44	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straßen	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus wirtschaftlichen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. In der Regel werden exemplarisch 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Auswahl der Messpunkte erfolgt anhand der Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Titz wurden insgesamt 5 exemplarische Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A44, je 1 Messpunkt auf der L241 und L277 sowie 1 Messpunkt im Bereich der südöstlich gelegene Gebäude. Für die jeweiligen Standorte wurden die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt.

Weitere Gebäude in der weiteren Umgebung wurden nicht untersucht da aufgrund der Entfernung und/oder des Einfallswinkels nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist.

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



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen 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 Schärffpunktes (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.

⁵ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Fröhnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 78 % 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 Tagesadaption 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.

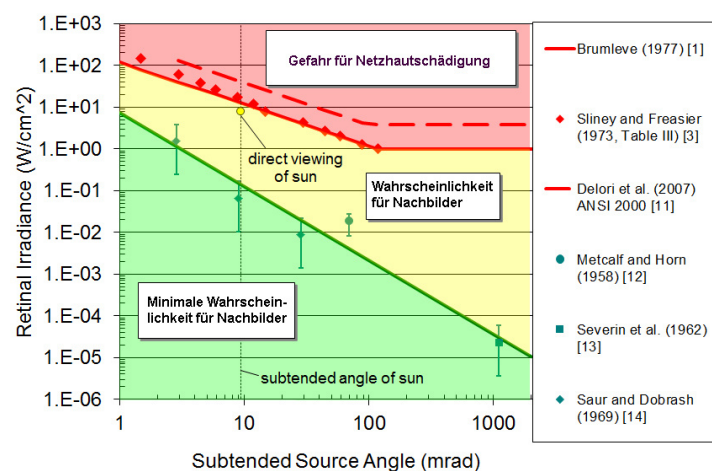


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

7 DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Titz 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 zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

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

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

Messpunkt	PV Feld
P1 A44 nördlich	-
P2 A44 nordwestlich	2387 ^{WE}
P3 Straße L241 westlich	844 ^{WGE}
P4 Straße L277 / Einmündung	-
P5 Gebäude südöstlich	2429 ^{GE}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A44 nördlich

Messpunkt P1 auf der A44 nördlich der PV Anlage (siehe Skizze 3.5.1) kann aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Der Bereich wurde zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation am Messpunkt P1 keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern bzw. des fließenden Verkehrs im Bereich von Messpunkt P1 kann daher mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P2, A44 nordwestlich

Am Messpunkt P2 auf der Autobahn A44 können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten morgens zwischen 06:02 – 07:18 Uhr für max. 24 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum. Tage mit weniger als 5 Minuten Reflexionen werden nicht berücksichtigt (statistische Unsicherheit).

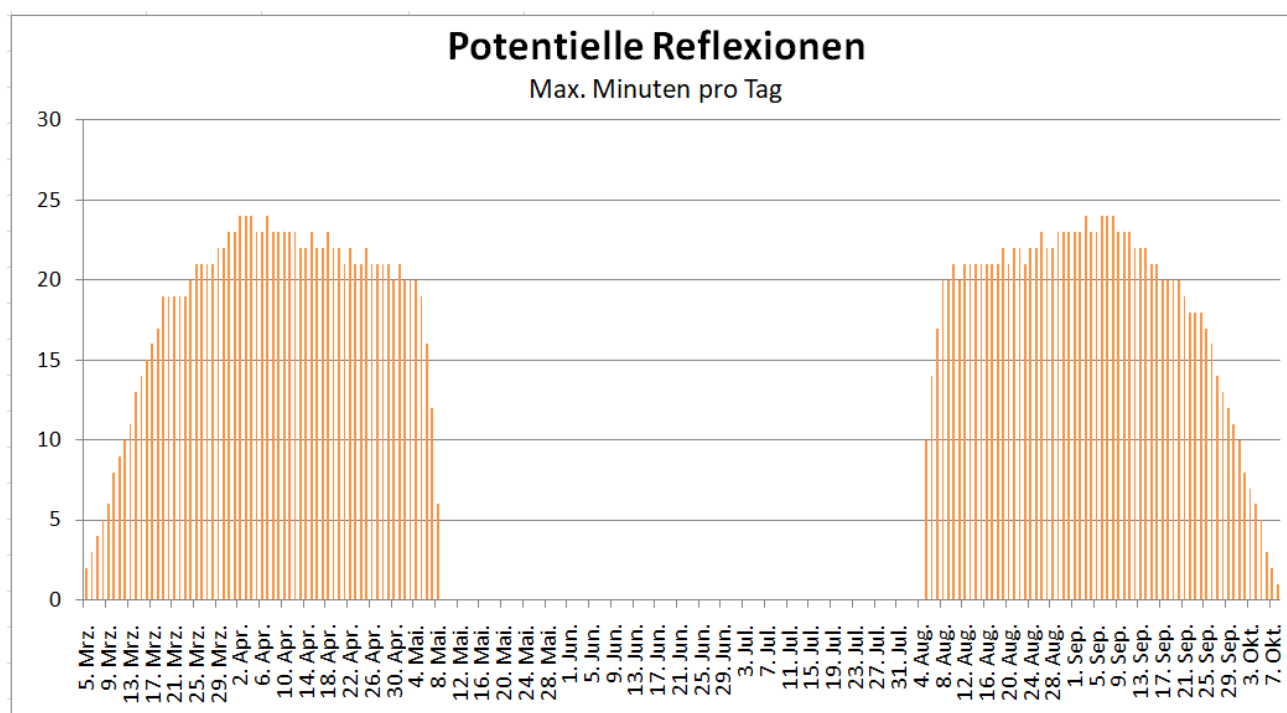


Bild 4.3.1: Verteilung der Minuten mit Reflexionen im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Die Gesamtsumme liegt mit 2387 Minuten pro Jahr über den Empfehlungen der Lichtleitlinie, die Summe pro Tag liegt mit max. 24 Minuten darunter.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen überwiegend in großer Entfernung und überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) liegen.

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

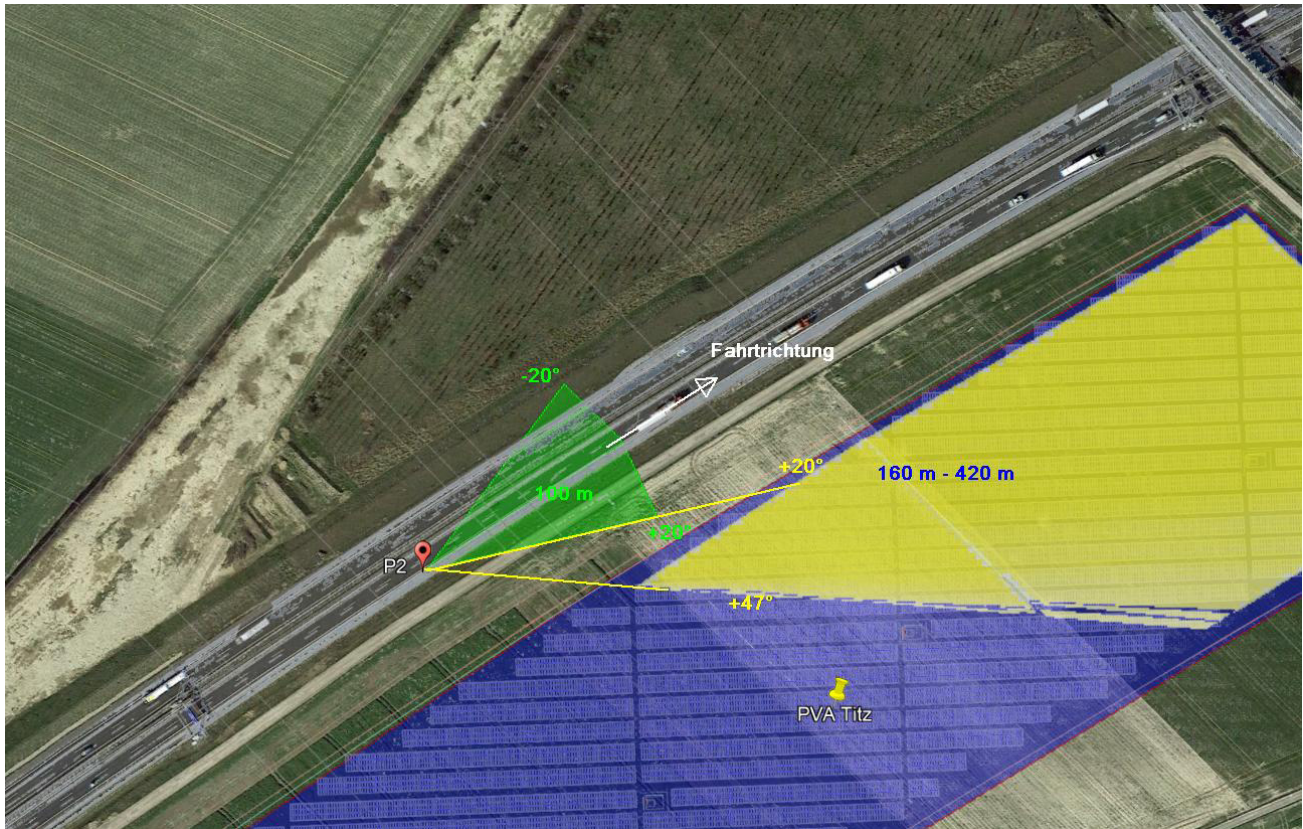


Bild 4.3.2: Simulation für Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/ weiß markierten Bereich können potentielle Reflexionen auftreten, überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 in der Realität. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto wurde zwar auf der anderen Fahrbahn aufgenommen aber der Sichtwinkel ist nahezu identisch. Das Foto verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen aufgrund von Winkel und Entfernung zur Immissionsquelle nicht relevant sind und daher zu vernachlässigen wären.

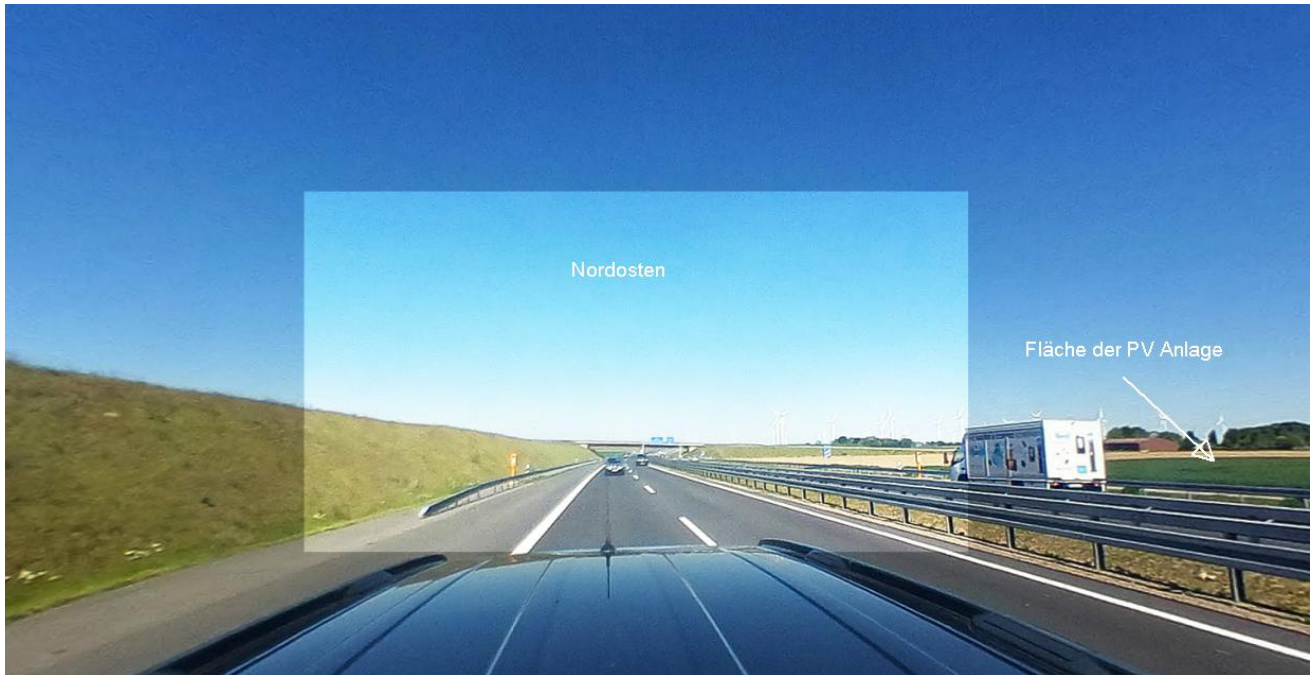


Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView/Jackerath, Ausschnitt)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P2 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P3, L241

Messpunkt P3 auf der L241 wurde zu Kontrollzwecken analysiert da aufgrund des Einfallswinkels aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von über 560 m zur Immissionsquelle potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen sind. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass aufgrund einer leichten Erhebung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf der L241 bei der Fahrt Richtung Norden (Jackerath)

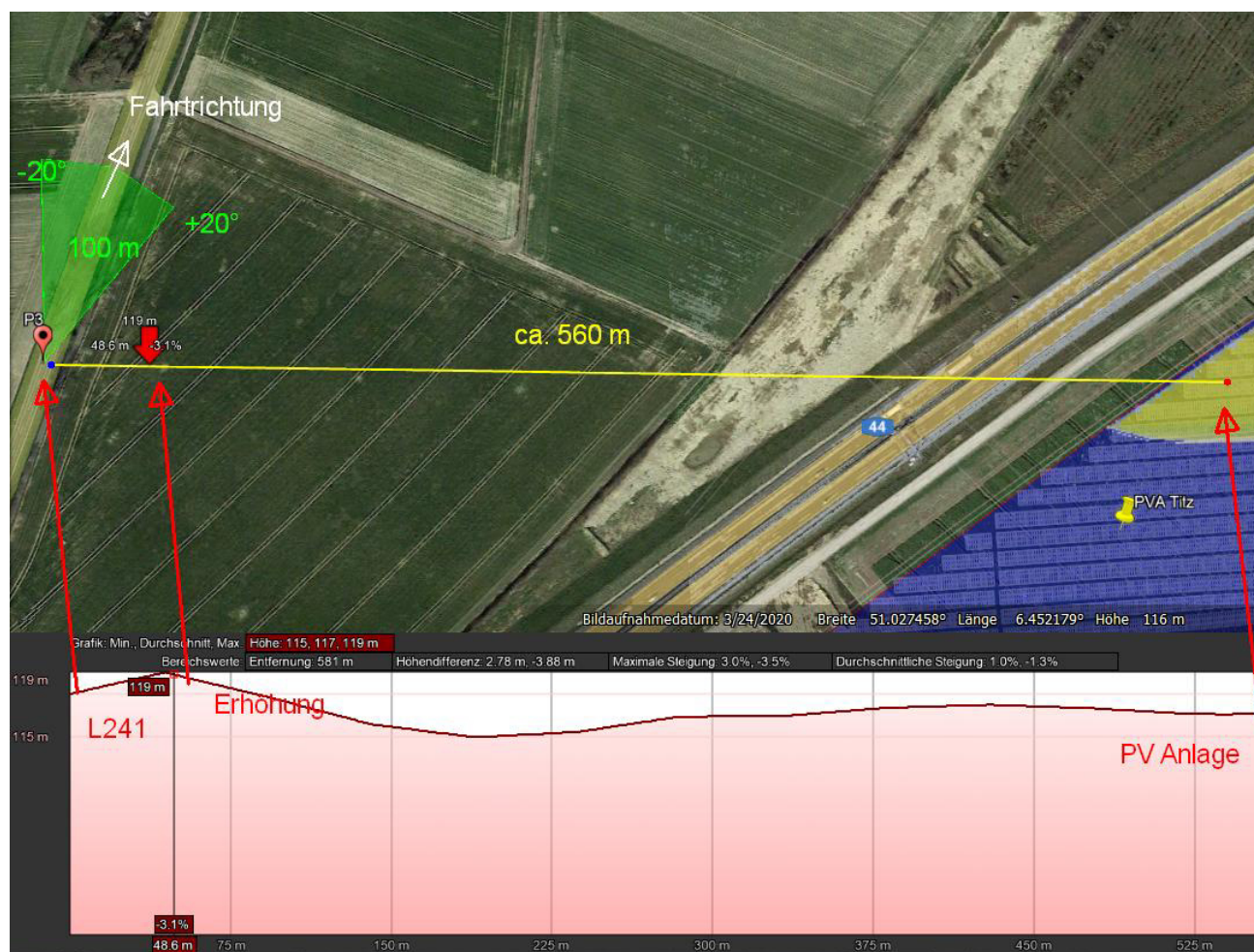


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/ weiß markierten Bereich rechts im Bild können theoretisch potentielle Reflexionen auftreten. Diese liegen allerdings mit +58° bis +75° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3, Blick Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Position der PV Anlage liegt rechts außerhalb des Bildes und ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht einsehbar.

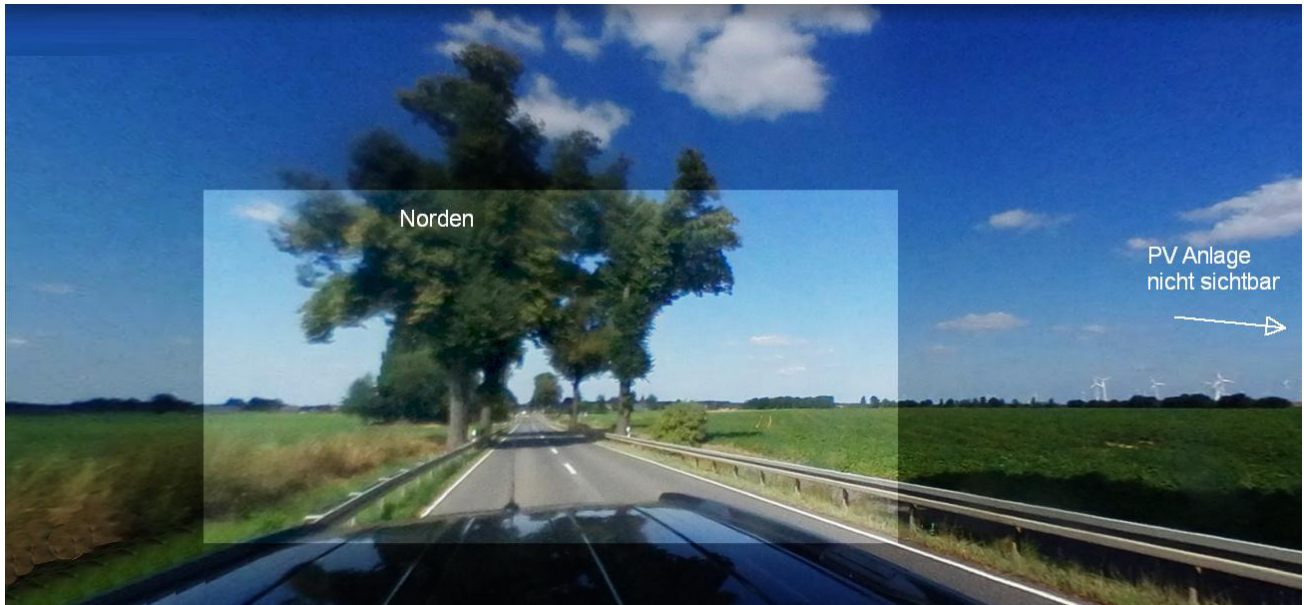


Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView/Jackerath, Ausschnitt)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P4, L277 Einmündung

Messpunkt P4 auf der L277 im Bereich der Einmündung wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da es sich hier um einen sicherheitsrelevanten Bereich handelt an dem erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Am Messpunkt P4 sind allerdings rein rechnerisch nur an insgesamt 32 Minuten pro Jahr möglich. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar.

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

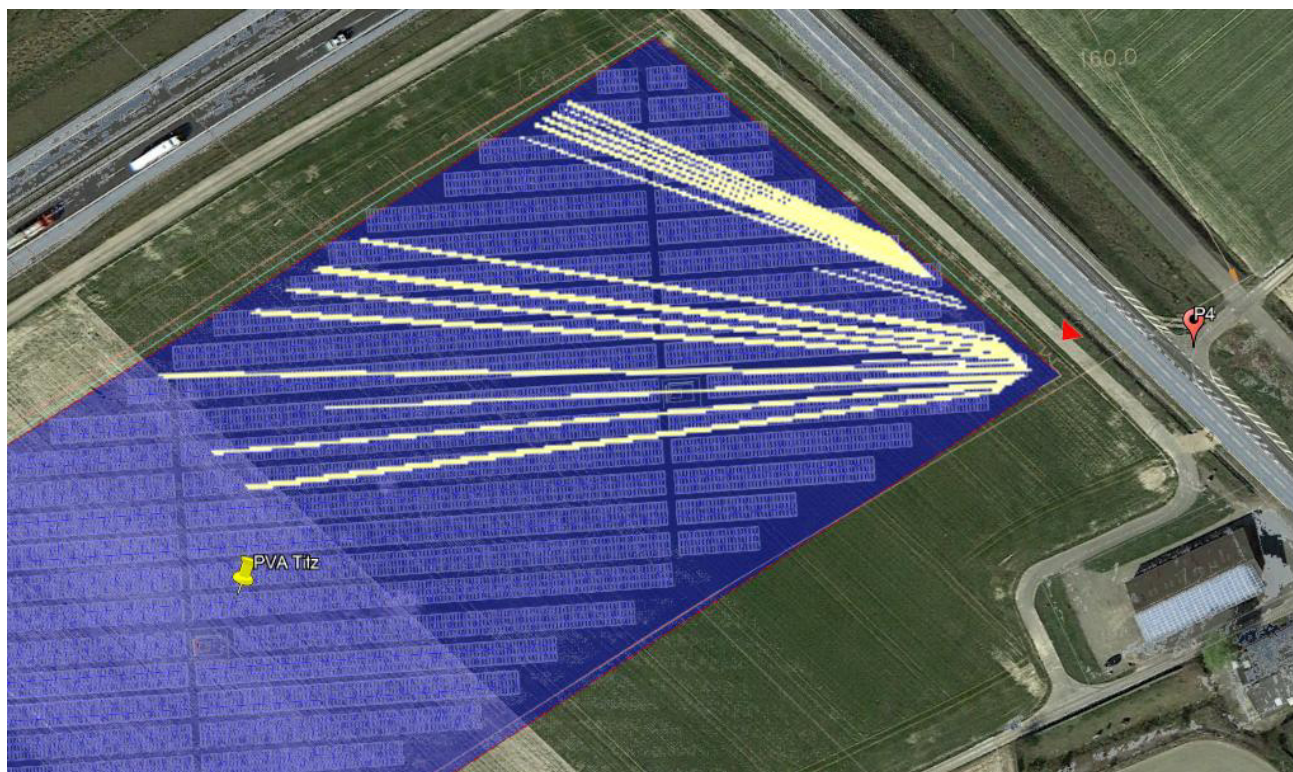


Bild 4.5.1: Simulation für Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Simulationsergebnisse verdeutlichen, dass aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sowohl für den fließenden Verkehr auf der L277 als auch für Abbieger auf die L277 Beeinträchtigungen durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Ostenhof

Am Messpunkt P5 im Bereich des Ostenhofes können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können in den Abendstunden zwischen 18:31 – 19:30 Uhr für max. 17 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. In der Realität ist allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Emissionsquelle vorhanden und daher können die rechnerisch ermittelten Ergebnisse nicht zur Anwendung kommen. Vielmehr müssen die Ergebnisse deutlich reduziert werden oder sind sogar gänzlich zu vernachlässigen.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P5 und den umliegenden Gebäuden (Reithalle o.ä.)

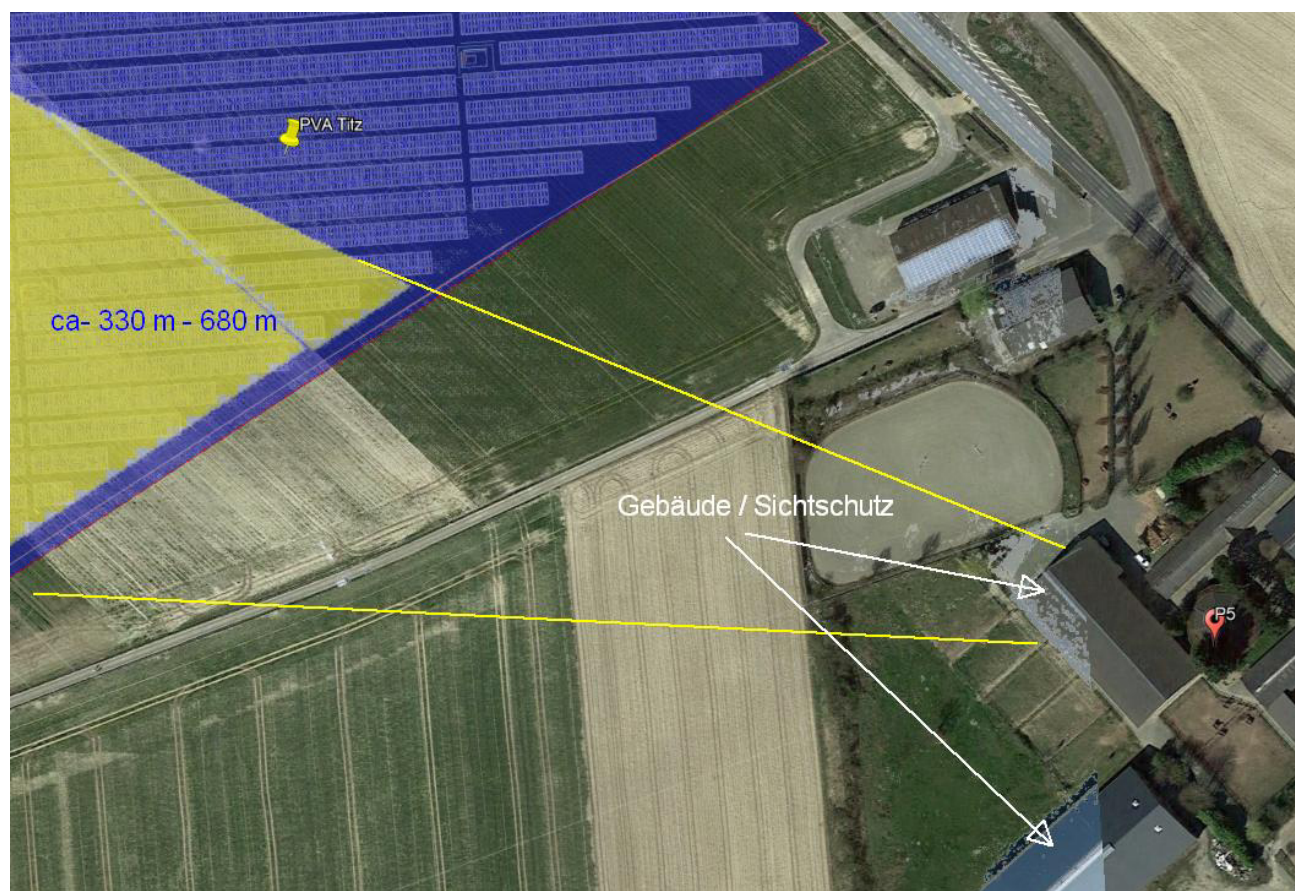


Bild 4.6.1: Simulation für Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Titz kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ 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 Titz durch den Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die A44 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Auf der L241 besteht aufgrund der sehr großen Entfernung und aufgrund des Geländeverlaufes keine Beeinträchtigung durch die PV Anlage. Auf der L277 im Bereich der Einmündung sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

An dem südöstlich gelegenen Wohngebäude des Ostenhofes besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage 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 27.05.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Vertex S

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

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

405 W+

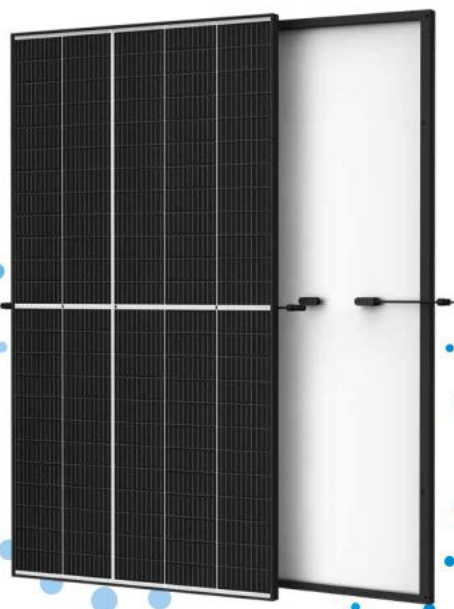
MAXIMUM POWER OUTPUT

0/+5 W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.1 %

MAXIMUM EFFICIENCY



Small in size, big on power

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



Universal solution for residential and C&I rooftops

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



High Reliability

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

Extended Vertex S Warranty

2 %
1st year max. degradation

0.55 %
Max. annual degradation from year 2 to 25

15 Years
Product Workmanship Warranty



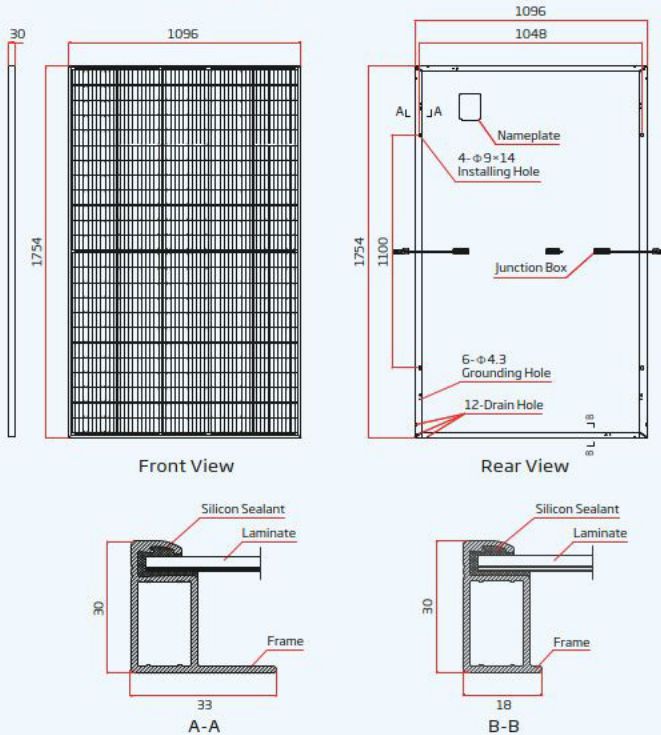
Comprehensive Product and System Certificates



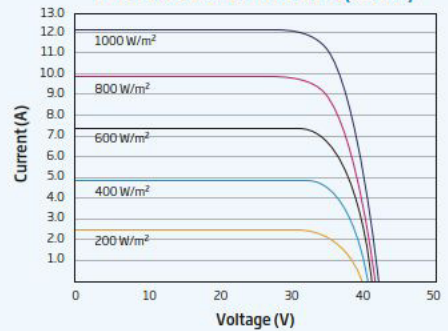
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar

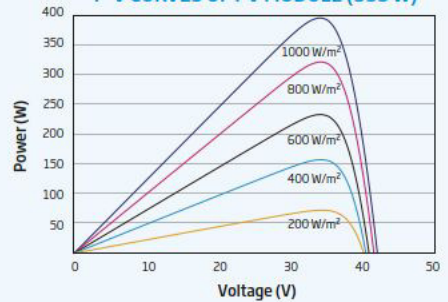
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

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

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)

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

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754×1096×30 mm
Weight	21.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm² Landscape: 1100/1100 mm Portrait: 280/280 mm*
Connector	TS4/MC4 EVO2*

*Special order only

TEMPERATURE RATINGS

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

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

(Please refer to the applicable limited warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Titz

Titz

Created May 25, 2022
Updated May 25, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Site ID 69689.12331

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**

Analysis Methodologies:

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	180.0	129	3,320	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 29,562 m²

Name: PV Feld

Footprint area: 29,562 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

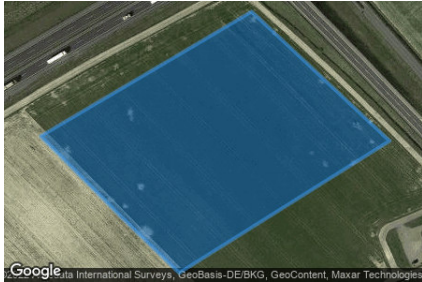
Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.027894	6.461675	114.07	2.00	116.07
2	51.026943	6.459261	115.67	2.00	117.67
3	51.027348	6.458596	115.18	2.00	117.18
4	51.027928	6.457673	114.48	2.00	116.48
5	51.028825	6.460092	113.03	2.00	115.03



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.029199	6.459464	113.65	2.00	115.65
OP 2	51.027438	6.454765	116.38	2.00	118.38
OP 3	51.027190	6.447555	117.49	2.00	119.49
OP 4	51.027887	6.462351	114.07	2.00	116.07
OP 5	51.025863	6.463488	117.39	2.00	119.39

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	15.0	180.0	129	3,320	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	1	2	0	0	0	0	1	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	156	425	453	406	446	445	306	1	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	2362
OP: OP 3	129	574
OP: OP 4	0	32
OP: OP 5	0	352

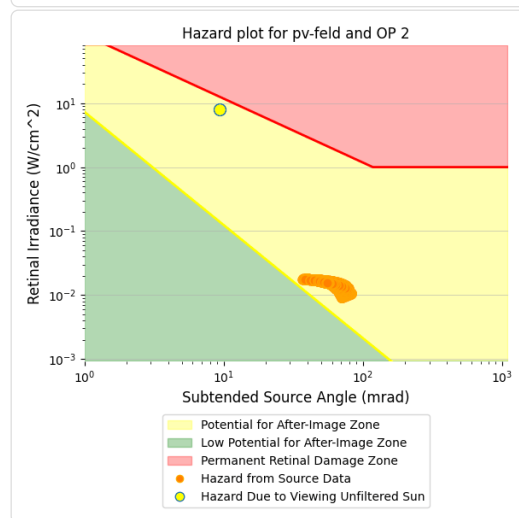
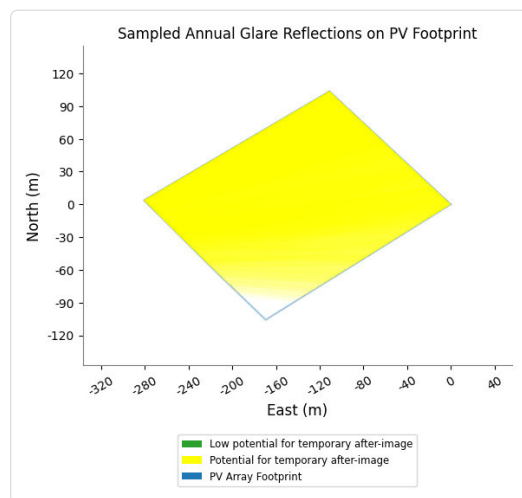
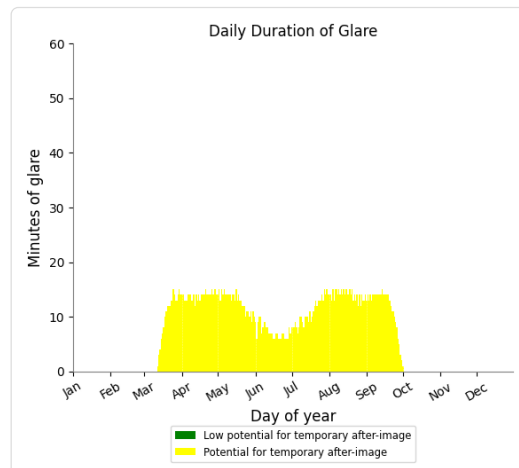
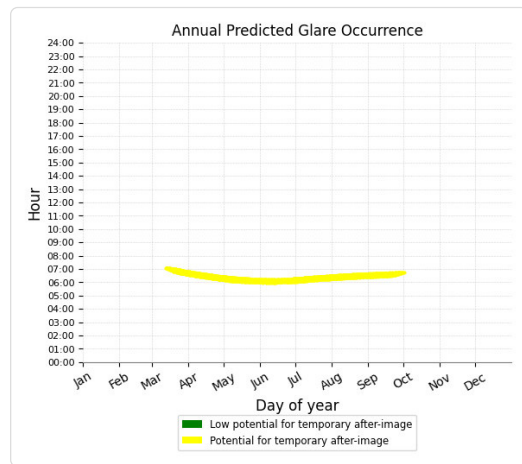
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

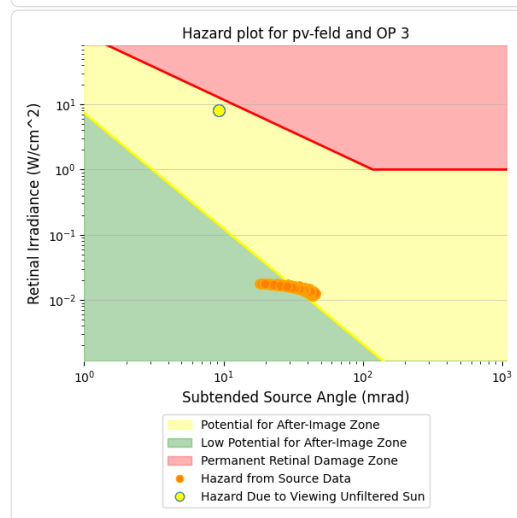
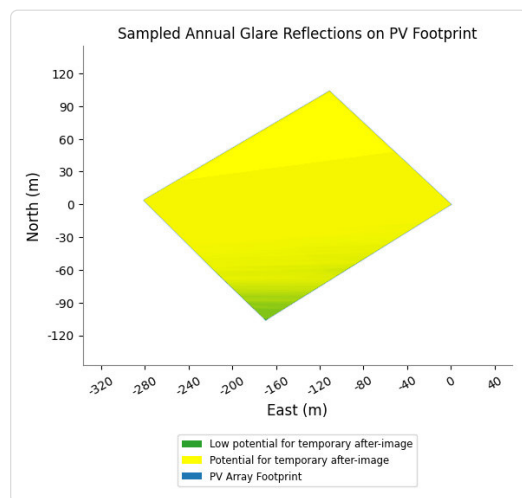
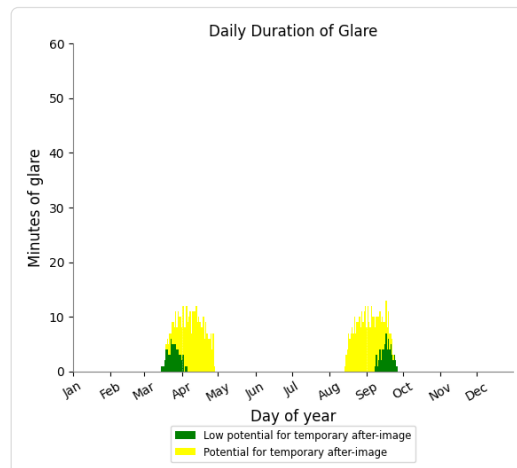
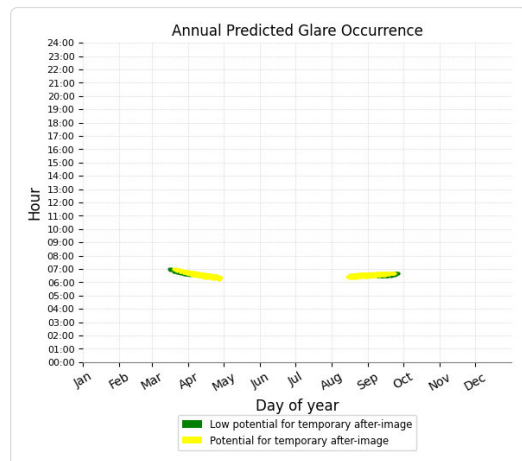
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,362 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

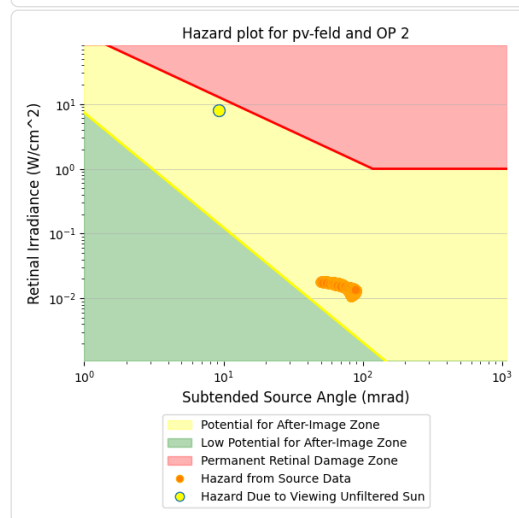
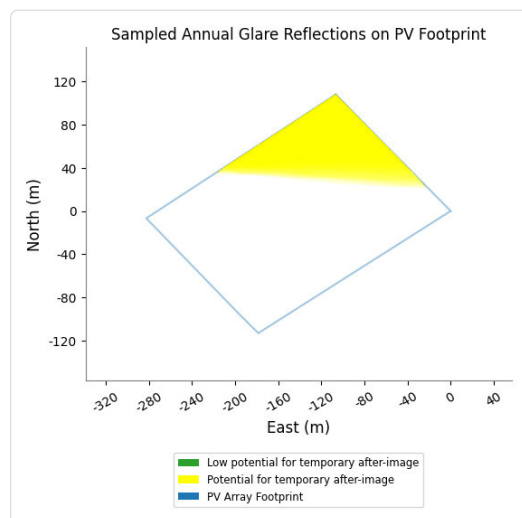
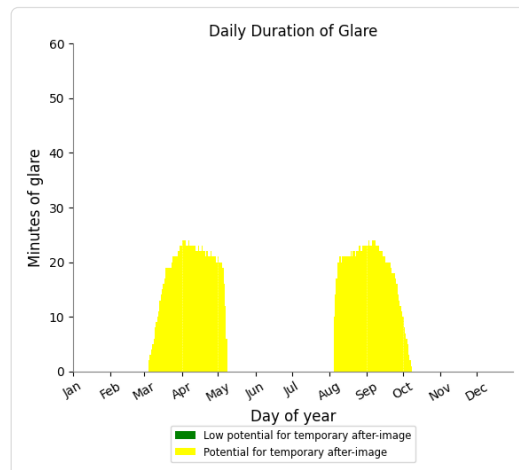
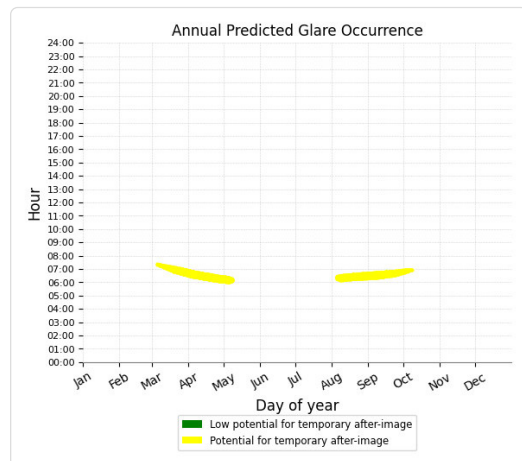
- 129 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 574 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

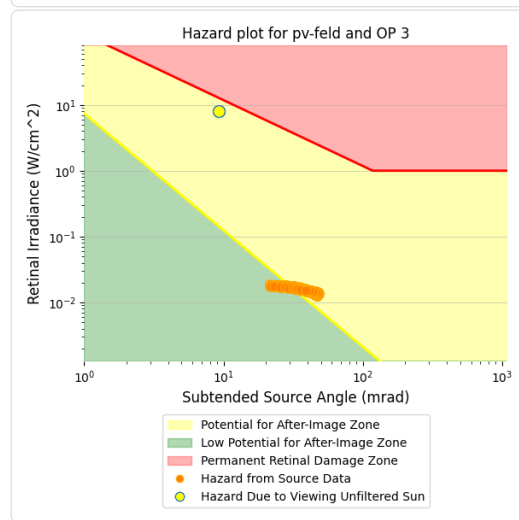
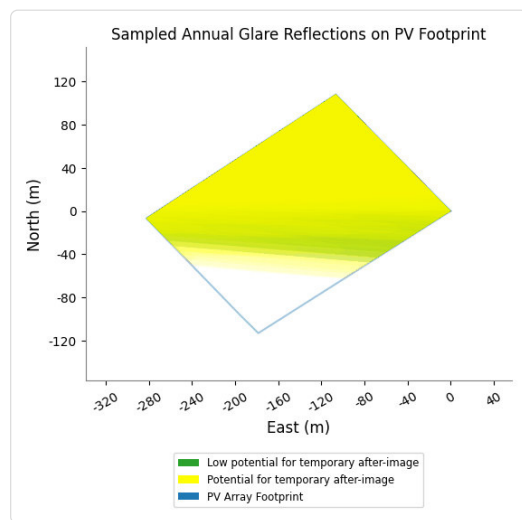
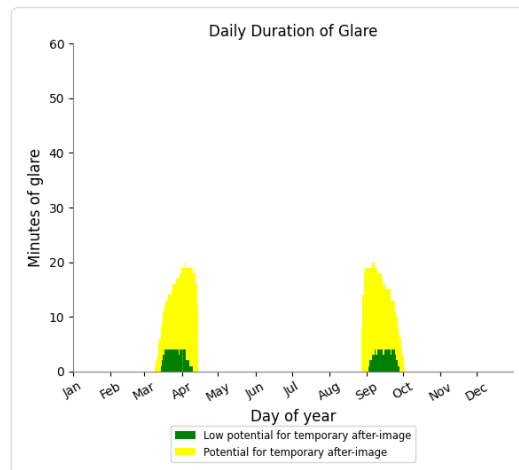
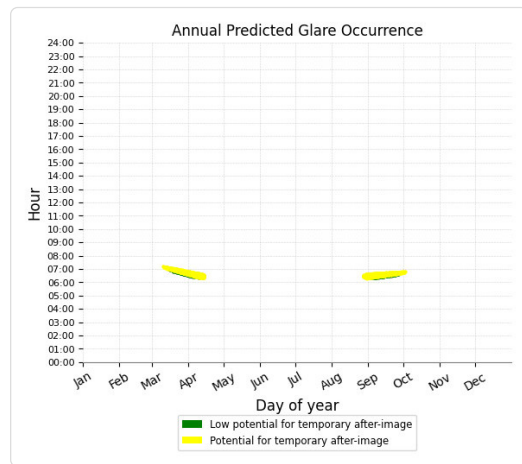
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,402 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

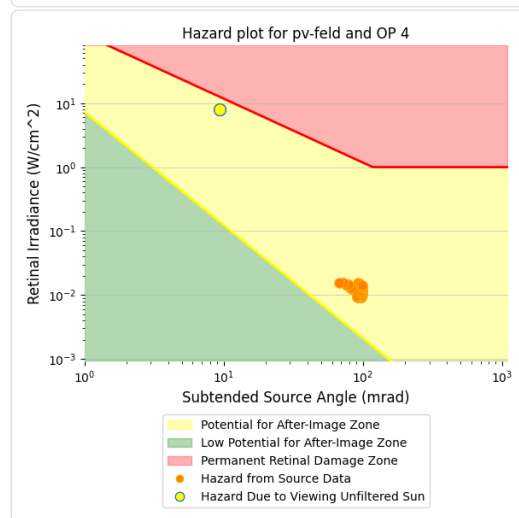
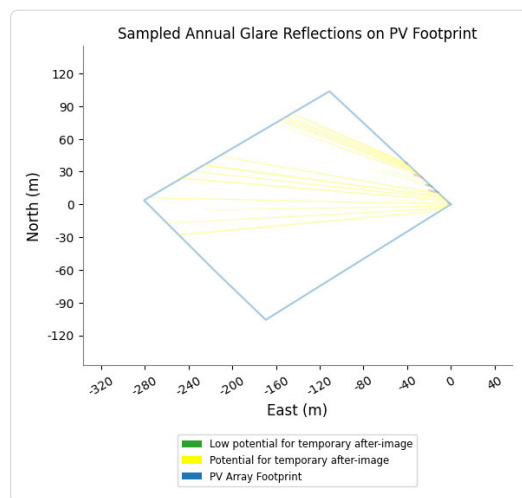
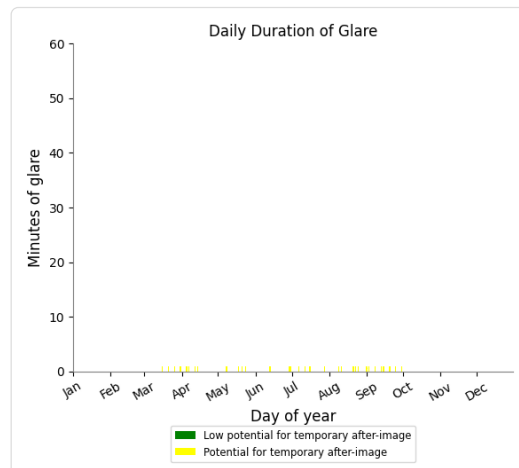
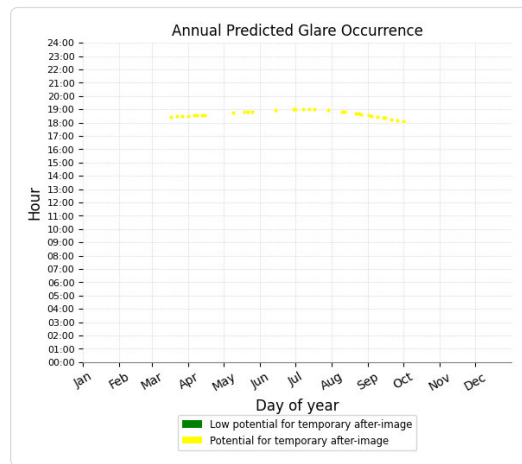
- 169 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 858 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

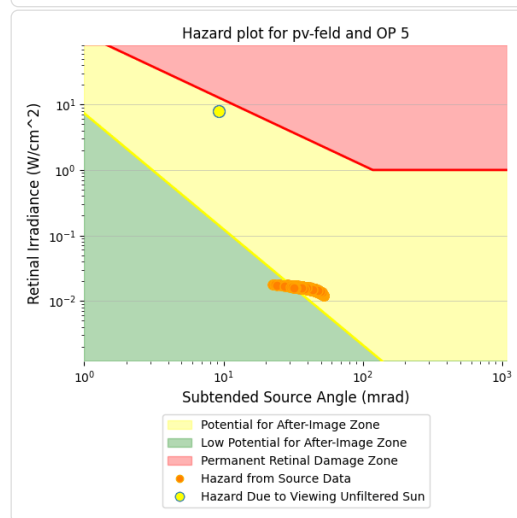
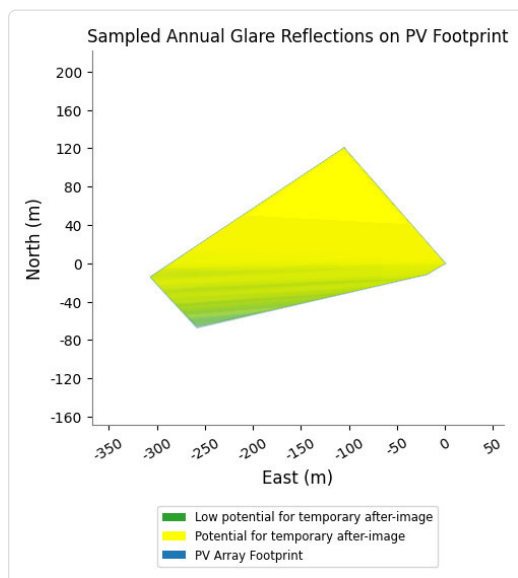
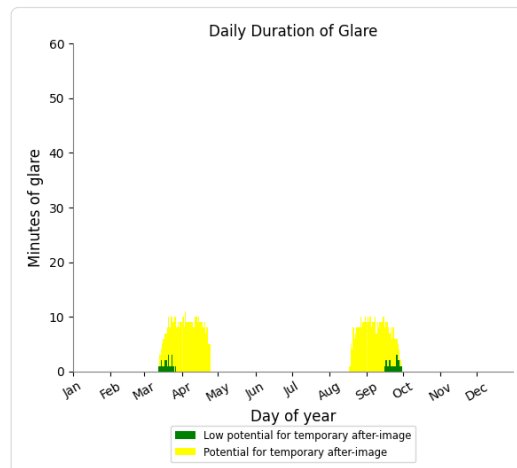
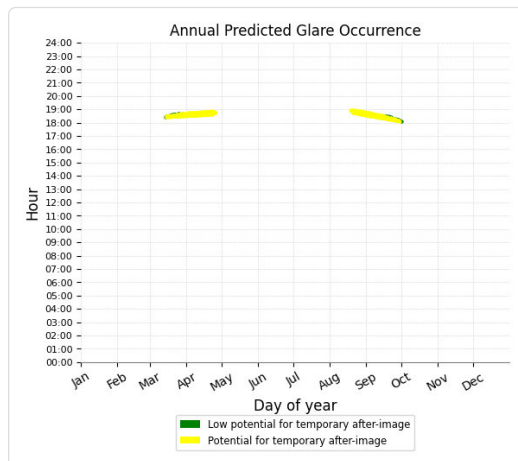
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 32 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

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



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se u	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3 (pv-feld2)
2022-03-10 07:10:00	0,010024	542,4461	2	0,49318	0,015173	0,040468	0	97,7	0,991	-0,134	0	-0,991	0,116	0,067	10.	Mrz.	1	07:10	07:10	13.03.2022	29.09.2022	19	844	06:18	07:07	
2022-03-11 07:07:00	0,009824	540,5801	2	0,501887	0,015388	0,037356	0	97	0,992	-0,123	0	-0,992	0,106	0,062	11.	Mrz.	2	07:07	07:08							
2022-03-11 07:08:00	0,009983	543,0667	2	0,49141	0,015136	0,04032	0,2	97,2	0,992	-0,126	0,003	-0,992	0,108	0,066	12.	Mrz.	3	07:05	07:07							Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
2022-03-12 07:05:00	0,009786	541,2258	2	0,510751	0,015679	0,03527	0	96,4	0,994	-0,112	0	-0,994	0,097	0,056	13.	Mrz.	5	07:03	07:07							844 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2022-03-12 07:06:00	0,00982	543,6967	2	0,500076	0,015421	0,037123	0,2	96,6	0,993	-0,115	0,003	-0,993	0,098	0,06	14.	Mrz.	6	07:01	07:06							424 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
2022-03-12 07:07:00	0,009884	546,1628	2	0,489626	0,015167	0,040142	0,3	96,8	0,993	-0,118	0,006	-0,993	0,1	0,064	15.	Mrz.	7	06:59	07:05							420 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
2022-03-13 07:03:00	0,009816	541,8796	2	0,519775	0,015975	0,038808	0	95,8	0,995	-0,101	0	-0,995	0,087	0,05	16.	Mrz.	7	06:58	07:04							19 Minuten pro Tag (Max)
2022-03-13 07:04:00	0,009823	544,3347	2	0,508899	0,015712	0,035421	0,2	96	0,995	-0,104	0,003	-0,995	0,089	0,054	17.	Mrz.	8	06:57	07:04							
2022-03-13 07:05:00	0,009839	546,7852	2	0,498253	0,015452	0,037113	0,3	96,2	0,994	-0,107	0,006	-0,994	0,09	0,059	18.	Mrz.	8	06:55	07:02							Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 859 Einträgen /- 169):
2022-03-13 07:06:00	0,009975	549,2311	2	0,487833	0,015197	0,039888	0,5	96,4	0,994	-0,111	0,008	-0,994	0,092	0,063	19.	Mrz.	9	06:53	07:01							1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2022-03-13 07:07:00	0,010116	551,6722	2	0,477633	0,014945	0,042648	0,6	96,5	0,993	-0,114	0,011	-0,993	0,093	0,067	20.	Mrz.	9	06:52	07:00							2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
2022-03-14 07:01:00	0,009833	542,5403	2	0,528961	0,016277	0,032216	0	95,1	0,996	-0,089	0	-0,996	0,077	0,045	21.	Mrz.	10	06:51	07:00							3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2022-03-14 07:02:00	0,009851	544,9799	2	0,517882	0,016008	0,033946	0,2	95,3	0,996	-0,093	0,003	-0,996	0,079	0,049	22.	Mrz.	10	06:49	06:58							
2022-03-14 07:03:00	0,009854	547,415	2	0,507037	0,015743	0,035537	0,3	95,5	0,995	-0,096	0,006	-0,995	0,081	0,053	23.	Mrz.	10	06:48	06:57							
2022-03-14 07:04:00	0,009858	549,8454	2	0,496422	0,015482	0,037118	0,5	95,7	0,995	-0,1	0,008	-0,995	0,082	0,057	24.	Mrz.	11	06:47	06:57							
2022-03-14 07:05:00	0,009956	552,2712	2	0,486031	0,015224	0,039552	0,6	95,9	0,995	-0,103	0,011	-0,995	0,084	0,061	25.	Mrz.	12	06:44	06:55							
2022-03-14 07:06:00	0,010115	554,6923	2	0,475861	0,014971	0,042481	0,8	96,1	0,994	-0,106	0,014	-0,994	0,085	0,065	26.	Mrz.	12	06:43	06:54							
2022-03-15 06:59:00	0,009825	543,2069	2	0,527028	0,016238	0,032362	0,2	94,7	0,997	-0,082	0,003	-0,997	0,069	0,043	27.	Mrz.	12	06:42	06:53							
2022-03-15 07:00:00	0,009837	545,6312	2	0,515981	0,015968	0,034054	0,3	94,9	0,996	-0,085	0,006	-0,996	0,071	0,047	28.	Mrz.	13	06:40	06:52							
2022-03-15 07:01:00	0,009838	548,051	2	0,505169	0,015703	0,03562	0,5	95,1	0,996	-0,088	0,008	-0,996	0,072	0,051	29.	Mrz.	13	06:39	06:51							
2022-03-15 07:02:00	0,009834	550,4662	2	0,494585	0,015442	0,037128	0,6	95,3	0,996	-0,092	0,011	-0,996	0,074	0,056	30.	Mrz.	14	06:37	06:50							
2022-03-15 07:03:00	0,009879	552,8767	2	0,484225	0,015184	0,039084	0,8	95,5	0,995	-0,095	0,014	-0,995	0,076	0,06	31.	Mrz.	14	06:35	06:48							
2022-03-15 07:04:00	0,010059	555,2827	2	0,474085	0,014931	0,042229	0,9	95,7	0,995	-0,099	0,017	-0,995	0,077	0,064	1.	Apr.	15	06:34	06:48							
2022-03-15 07:05:00	0,010186	557,684	2	0,464159	0,014682	0,044833	1,1	95,9	0,995	-0,102	0,019	-0,995	0,079	0,068	2.	Apr.	15	06:33	06:47							
2022-03-16 06:58:00	0,009859	546,2876	2	0,525089	0,01627	0,032501	0,3	94,2	0,997	-0,074	0,006	-0,997	0,061	0,042	3.	Apr.	15	06:31	06:45							
2022-03-16 06:59:00	0,009865	548,6922	2	0,514076	0,015998	0,034136	0,5	94,4	0,997	-0,077	0,008	-0,997	0,063	0,046	4.	Apr.	16	06:30	06:45							
2022-03-16 07:00:00	0,009862	551,0923	2	0,503297	0,015732	0,035678	0,6	94,6	0,997	-0,081	0,011	-0,997	0,064	0,05	5.	Apr.	17	06:28	06:44							
2022-03-16 07:01:00	0,009853	553,4879	2	0,492745	0,015469	0,037146	0,8	94,8	0,996	-0,084	0,014	-0,996	0,066	0,054	6.	Apr.	17	06:26	06:42							
2022-03-16 07:02:00	0,00987	555,8788	2	0,482417	0,01521	0,038848	0,9	95	0,996	-0,087	0,017	-0,996	0,068	0,058	7.	Apr.	17	06:25	06:41							
2022-03-16 07:03:00	0,010032	558,2652	2	0,472307	0,014955	0,041837	1,1	95,2	0,996	-0,091	0,019	-0,996	0,069	0,062	8.	Apr.	18	06:24	06:41							
2022-03-16 07:04:00	0,010179	560,647	2	0,462412	0,014704	0,044633	1,3	95,4	0,995	-0,094	0,022	-0,995	0,071	0,066	9.	Apr.	18	06:23	06:40							
2022-03-17 06:57:00	0,009894	549,3377	2	0,523147	0,0163	0,032661	0,5	93,8	0,998	-0,066	0,008	-0,998	0,053	0,04	10.	Apr.	18	06:21	06:38							
2022-03-17 06:58:00	0,009893	551,7229	2	0,512169	0,016027	0,034237	0,6	94	0,998	-0,07	0,011	-0,998	0,055	0,044	11.	Apr.	18	06:20	06:37							
2022-03-17 06:59:00	0,009883	554,1035	2	0,501423	0,015759	0,035716	0,8	94,2	0,997	-0,073	0,014	-0,997	0,056	0,048	12.	Apr.	18	06:19	06:36							
2022-03-17 07:00:00	0,009869	556,4797	2	0,490905	0,015494	0,037145	0,9	94,4	0,997	-0,076	0,016	-0,997	0,058	0,052	13.	Apr.	16	06:19	06:34							
2022-03-17 07:01:00	0,009867	558,8513	2	0,480609	0,015234	0,038678	1,1	94,6	0,997	-0,08	0,019	-0,997	0,059	0,057	14.	Apr.	12	06:21	06:32							
2022-03-17 07:02:00	0,00999	561,2184	2	0,470531	0,014978	0,041327	1,3	94,8	0,996	-0,083	0,022	-0,996	0,061	0,061	28.	Aug.	8	06:24	06:31							
2022-03-17 07:03:00	0,010153	563,5808	2	0,460666	0,014725	0,044285	1,4	95	0,996	-0,086	0,025	-0,996	0,063	0,065	29.	Aug.	14	06:21	06:34							
2022-03-17 07:04:00	0,010283	565,9387	2	0,45101	0,014477	0,046888	1,6	95,2	0,996	-0,09	0,027	-0,996	0,064	0,069	30.	Aug.	18	06:19	06:36							
2022-03-18 06:55:00	0,009887	549,9864	2	0,521205	0,016259	0,032833	0,6	93,3	0,998	-0,058	0,011	-0,998	0,045	0,039	31.	Aug.	19	06:18	06:36							
2022-03-18 06:56:00	0,009882	552,3568	2	0,510263	0,015986	0,03437	0,8	93,5	0,998	-0,062	0,014	-0,998	0,047	0,043	1.	Sep.	19	06:19	06:37							
2022-03-18 06:57:00	0,009865	554,7228	2	0,499552	0,015717	0,035785	0,9	93,7	0,998	-0,065	0,016	-0,998	0,048	0,047	2.	Sep.	19	06:20	06:38							
2022-03-18 06:58:00	0,009842	557,0843	2	0,489067	0,015453	0,037136	1,1	93,9	0,997	-0,069	0,019	-0,997	0,05	0,051	3.	Sep.	18	06:20	06:37							
2022-03-18 06:59:00	0,009825	559,4413	2	0,478804	0,015193	0,038536	1,3	94,1	0,997	-0,072	0,022	-0,997	0,051	0,055	4.	Sep.	17	06:22	06:38							
2022-03-18 07:00:00	0,009894	561,7937	2	0,468758	0,014936	0,040708	1,4	94,3	0,997	-0,075	0,025	-0,997	0,053	0,059	5.	Sep.	17	06:23	06:39							
2022-03-18 07:01:00	0,010073	564,1417	2	0,458925	0,014684	0,043834	1,6	94,5	0,997	-0,079	0,027	-0,997	0,054	0,063	6.	Sep.	17	06:23	06:39							
2022-03-18 07:02:00	0,010208	566,4851	2	0,449299	0,014436	0,0465	1,7	94,7	0,996	-0,082	0,03	-0,996	0,056	0,067	7.	Sep.	16	06:24	06:39							
2022-03-19 06:53:00	0,009917	550,6373	2	0,530407	0,016565	0,031358	0,6	92,7	0,999	-0,047	0,011	-0,999	0,035	0,033	8.	Sep.	16	06:25	06:40							
2022-03-19 06:54:00	0,009923	552,9931	2	0,519266	0,016287	0,033013	0,8	92,9	0,999	-0,051	0,014	-0,999	0,037	0,037	9.	Sep.	16	06:25	06:40							

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se u	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2022-03-20 18:38:00	0,011361	541,0865	2	0,575294	0,017655	0,038075	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	1	0,021	0,015		20. Mrz.	1	18:38	18:38
2022-03-21 18:39:00	0,011462	542,7106	2	0,573166	0,017643	0,038953	0,3	269	-1	-0,018	0,005	1	0,013	0,014		21. Mrz.	1	18:39	18:39
2022-03-22 18:38:00	0,011897	548,9597	2	0,559039	0,017406	0,043511	0,6	269,2	-1	-0,014	0,011	1	0,006	0,016		22. Mrz.	2	18:38	18:39
2022-03-22 18:39:00	0,011609	546,6357	2	0,571045	0,017705	0,039789	0,5	269,4	-1	-0,01	0,008	1	0,005	0,012		23. Mrz.	2	18:39	18:40
2022-03-23 18:39:00	0,011922	548,2132	2	0,556972	0,017318	0,044148	0,8	269,7	-1	-0,006	0,014	1	-0,002	0,015		24. Mrz.	2	18:40	18:41
2022-03-23 18:40:00	0,011652	545,8944	2	0,568934	0,017615	0,040582	0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,003	0,011		25. Mrz.	4	18:39	18:42
2022-03-24 18:40:00	0,011995	549,7488	2	0,554919	0,017303	0,044761	0,9	270,1	-1	0,002	0,016	1	-0,01	0,013		26. Mrz.	4	18:40	18:43
2022-03-24 18:41:00	0,01174	547,4456	2	0,566837	0,0176	0,041335	0,8	270,3	-1	0,005	0,014	1	-0,012	0,009		27. Mrz.	4	18:41	18:44
2022-03-25 18:39:00	0,012281	555,825	2	0,541259	0,017063	0,048031	1,3	270,4	-1	0,007	0,022	1	-0,017	0,016		28. Mrz.	5	18:40	18:44
2022-03-25 18:40:00	0,012114	553,5454	2	0,552883	0,017358	0,045346	1,1	270,6	-1	0,01	0,019	1	-0,018	0,012		29. Mrz.	5	18:41	18:45
2022-03-25 18:41:00	0,011873	551,2616	2	0,564755	0,017658	0,042054	0,9	270,8	-1	0,013	0,016	1	-0,02	0,008		30. Mrz.	5	18:42	18:46
2022-03-25 18:42:00	0,011524	548,9737	2	0,576882	0,017962	0,037809	0,8	271	-1	0,017	0,014	1	-0,021	0,004		31. Mrz.	6	18:41	18:46
2022-03-26 18:40:00	0,012336	557,286	2	0,539285	0,017046	0,048511	1,4	270,8	-1	0,014	0,025	1	-0,025	0,014		11. Sep.	3	18:35	18:37
2022-03-26 18:41:00	0,012179	555,0215	2	0,550865	0,017341	0,045906	1,3	271	-1	0,018	0,022	1	-0,026	0,01		12. Sep.	6	18:33	18:38
2022-03-26 18:42:00	0,011953	552,7528	2	0,562692	0,017641	0,042737	1,1	271,2	-1	0,021	0,019	1	-0,028	0,006		13. Sep.	6	18:32	18:37
2022-03-26 18:43:00	0,011626	550,4801	2	0,574773	0,017946	0,038694	0,9	271,4	-1	0,024	0,016	1	-0,029	0,002		14. Sep.	5	18:31	18:35
2022-03-27 18:41:00	0,012389	558,7271	2	0,537334	0,017028	0,04887	1,6	271,3	-0,999	0,022	0,027	0,999	-0,033	0,013		15. Sep.	4	18:30	18:33
2022-03-27 18:42:00	0,012242	556,4775	2	0,548869	0,017324	0,046442	1,4	271,5	-0,999	0,026	0,025	0,999	-0,034	0,009		16. Sep.	4	18:29	18:32
2022-03-27 18:43:00	0,012029	554,2238	2	0,560651	0,017624	0,043386	1,3	271,7	-0,999	0,029	0,022	0,999	-0,036	0,004		17. Sep.	3	18:28	18:30
2022-03-27 18:44:00	0,011722	551,9661	2	0,572684	0,017929	0,039526	1,1	271,9	-0,999	0,032	0,019	0,999	-0,038	0		18. Sep.	3	18:27	18:29
2022-03-28 18:40:00	0,012581	564,6072	2	0,524156	0,016785	0,051505	1,9	271,5	-0,999	0,027	0,033	0,999	-0,039	0,015		19. Sep.	3	18:26	18:28
2022-03-28 18:41:00	0,012489	562,3805	2	0,535407	0,017078	0,049409	1,7	271,7	-0,999	0,03	0,03	0,999	-0,041	0,011		20. Sep.	2	18:25	18:26
2022-03-28 18:42:00	0,012351	560,1496	2	0,546897	0,017375	0,046956	1,6	271,9	-0,999	0,033	0,027	0,999	-0,043	0,007		21. Sep.	1	18:24	18:24
2022-03-28 18:43:00	0,01215	557,9148	2	0,558633	0,017677	0,044004	1,4	272,1	-0,999	0,037	0,025	0,999	-0,044	0,003					
2022-03-28 18:44:00	0,01186	555,6758	2	0,57062	0,017984	0,040308	1,3	272,3	-0,999	0,04	0,022	0,999	-0,046	-0,001					
2022-03-29 18:41:00	0,012622	565,9833	2	0,5223	0,016757	0,051876	2	272	-0,999	0,034	0,035	0,999	-0,047	0,014					
2022-03-29 18:42:00	0,012537	563,771	2	0,533506	0,017059	0,04983	1,9	272,2	-0,999	0,038	0,033	0,999	-0,049	0,01					
2022-03-29 18:43:00	0,012408	561,5547	2	0,544952	0,017357	0,047446	1,7	272,4	-0,999	0,041	0,03	0,999	-0,051	0,005					
2022-03-29 18:44:00	0,012218	559,3344	2	0,556642	0,017659	0,044591	1,6	272,6	-0,999	0,044	0,027	0,999	-0,052	0,001					
2022-03-29 18:45:00	0,011946	557,11	2	0,568581	0,017966	0,041046	1,4	272,7	-0,999	0,048	0,025	0,999	-0,054	-0,003					
2022-03-30 18:42:00	0,012661	567,3435	2	0,520472	0,016748	0,052231	2,2	272,4	-0,998	0,042	0,038	0,998	-0,056	0,012					
2022-03-30 18:43:00	0,012583	565,1455	2	0,531635	0,017041	0,050234	2	272,6	-0,998	0,045	0,035	0,998	-0,057	0,008					
2022-03-30 18:44:00	0,012462	562,9435	2	0,543036	0,017339	0,047914	1,9	272,8	-0,998	0,049	0,033	0,998	-0,059	0,004					
2022-03-30 18:45:00	0,012284	560,7375	2	0,55468	0,017641	0,04515	1,7	273	-0,998	0,052	0,03	0,998	-0,06	0					
2022-03-31 18:46:00	0,012026	558,5276	2	0,566572	0,017948	0,041741	1,6	273,2	-0,998	0,056	0,027	0,998	-0,062	-0,004					
2022-03-31 18:41:00	0,012787	573,0445	2	0,50779	0,016504	0,054287	2,5	272,7	-0,998	0,046	0,044	0,998	-0,062	0,015					
2022-03-31 18:42:00	0,012747	570,8687	2	0,518677	0,016794	0,052571	2,3	272,9	-0,998	0,05	0,041	0,998	-0,064	0,01					
2022-03-31 18:43:00	0,012676	568,6889	2	0,529796	0,017089	0,05062	2,2	273,1	-0,998	0,053	0,038	0,998	-0,065	0,006					
2022-03-31 18:44:00	0,012562	566,505	2	0,541152	0,017388	0,04836	2	273,2	-0,998	0,057	0,035	0,998	-0,067	0,002					
2022-03-31 18:45:00	0,012394	564,3172	2	0,55275	0,017692	0,04568	1,9	273,4	-0,998	0,06	0,033	0,998	-0,068	-0,002					
2022-03-31 18:46:00	0,01215	562,1254	2	0,564594	0,018001	0,042397	1,7	273,6	-0,998	0,063	0,03	0,998	-0,07	-0,006					
2022-09-11 18:35:00	0,012754	571,1268	2	0,51233	0,016596	0,05361	2,5	273	-0,998	0,052	0,044	0,998	-0,067	0,012					
2022-09-11 18:36:00	0,012702	568,9532	2	0,523312	0,016887	0,051804	2,3	273,2	-0,998	0,055	0,041	0,998	-0,068	0,008					
2022-09-11 18:37:00	0,012614	566,7756	2	0,534527	0,017183	0,049734	2,2	273,4	-0,998	0,059	0,038	0,998	-0,07	0,004					
2022-09-12 18:33:00	0,012735	570,4773	2	0,514088	0,016634	0,053296	2,3	272,5	-0,998	0,044	0,041	0,998	-0,059	0,013					
2022-09-12 18:34:00	0,012678	568,291	2	0,525112	0,016926	0,05145	2,2	272,7	-0,998	0,048	0,038	0,998	-0,06	0,009					
2022-09-12 18:35:00	0,012583	566,1006	2	0,536371	0,017222	0,04933	2	272,9	-0,998	0,051	0,035	0,998	-0,062	0,005					
2022-09-12 18:36:00	0,01244	563,9062	2	0,54787	0,017523	0,046842	1,9	273,1	-0,998	0,054	0,033	0,998	-0,063	0,001					
2022-09-12 18:37:00	0,012231	561,7078	2	0,559613	0,017829	0,043841	1,7	273,3	-0,998	0,058	0,03	0,998	-0,065	-0,003					

Potentielle Reflexionen
Max. Minuten pro Tag

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:

38 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
17 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
21 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
6 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 82 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. 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)