

SolPEG Blendgutachten Solarpark Unterstollnkirchen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Unterstollnkirchen in Oberbayern**

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	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A94 nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A94 nordöstlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße mittig	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude der Ortschaft Unterstollnkirchen.....	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang	23 – 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Unterstollnkirchen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Unterstollnkirchen“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A94 sowie 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 „Unterstollnkirchen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Anwohner des genannten Gebäudes.

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 und zusätzlich auf den Untersuchungen und Ergebnissen einer Ortsbegehung. Im Zuge der Ortsbegehung wurden relevante Immissionsorte und auch die Immissionsquelle begutachtet. Darüber hinaus wurden Leuchtdichtemessungen durchgeführt, die allerdings aufgrund der jahreszeitlichen Einschränkungen (u.a. Sonnenstand) wenig aussagekräftig sind.

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 Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nordwestlich der Ortschaft Unterstollnkirchen, ca. 2,5 km südöstlich von Dorfen in Oberbayern. Nördlich der Fläche verläuft auf die Autobahn A94. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nordwestlich der Ortschaft Unterstollnkirchen in Oberbayern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	48.259 °N, 12.180°O, 482 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A94	ca. 280 m
Abstand zum Fahrbahnrand A94	ca. 50 m - 80 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 410 m (südöstlich, nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

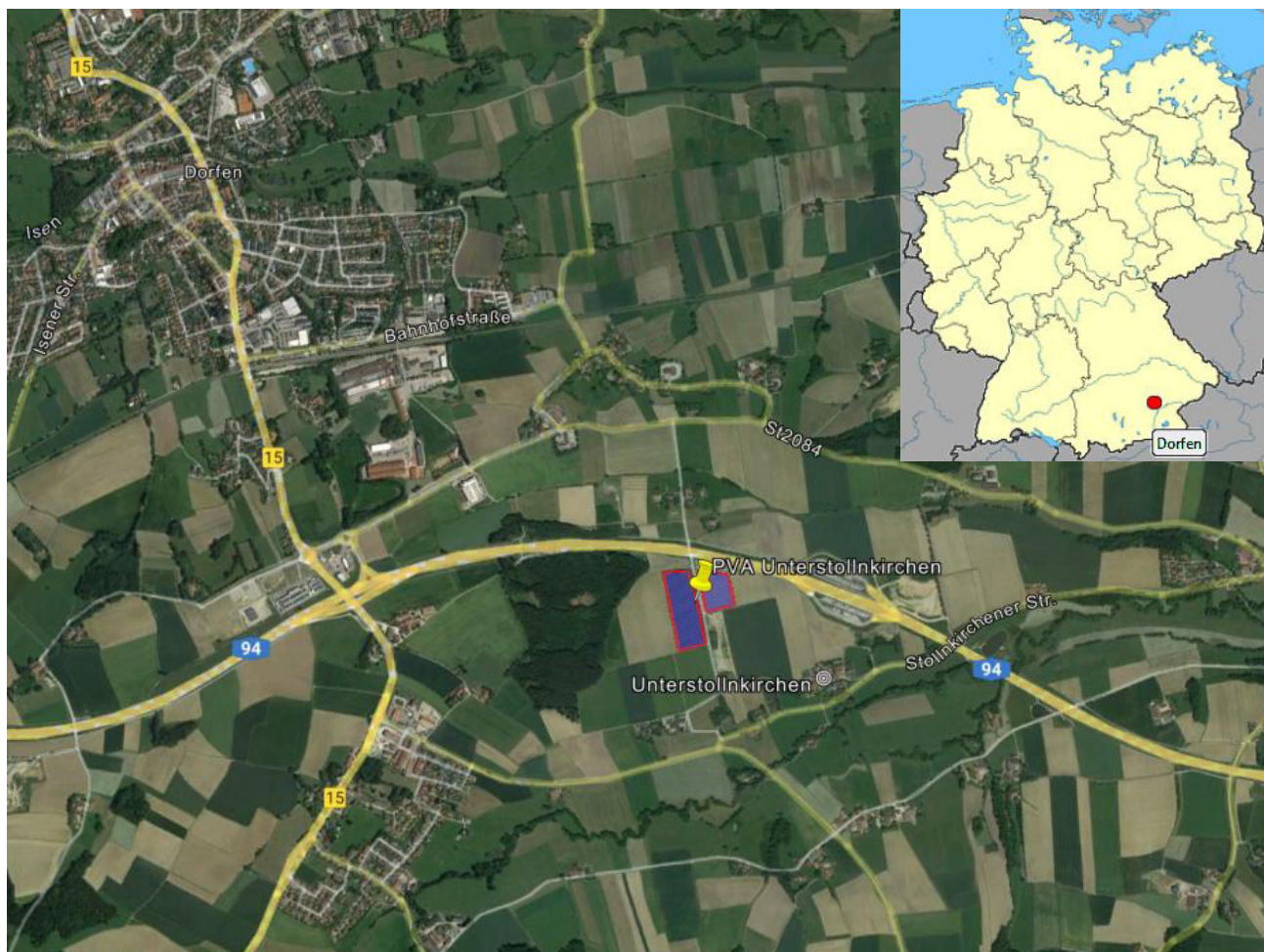


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht



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

Fotos von den PV Flächen. Blick nach Westen auf die PV Fläche West. Im Hintergrund ein Waldstück.



Bild 2.1.4: Foto von den PV Fläche West (Quelle: Auftraggeber)

Blick nach Nordwesten über die PV Fläche Ost. Im Hintergrund die A94.



Bild 2.1.5: Foto von den PV Fläche Ost (Quelle: Auftraggeber)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Flächen und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südosten kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und aufgrund der großen Entfernung von ca. 410 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Zu Kontrollzwecken wird der Standort dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

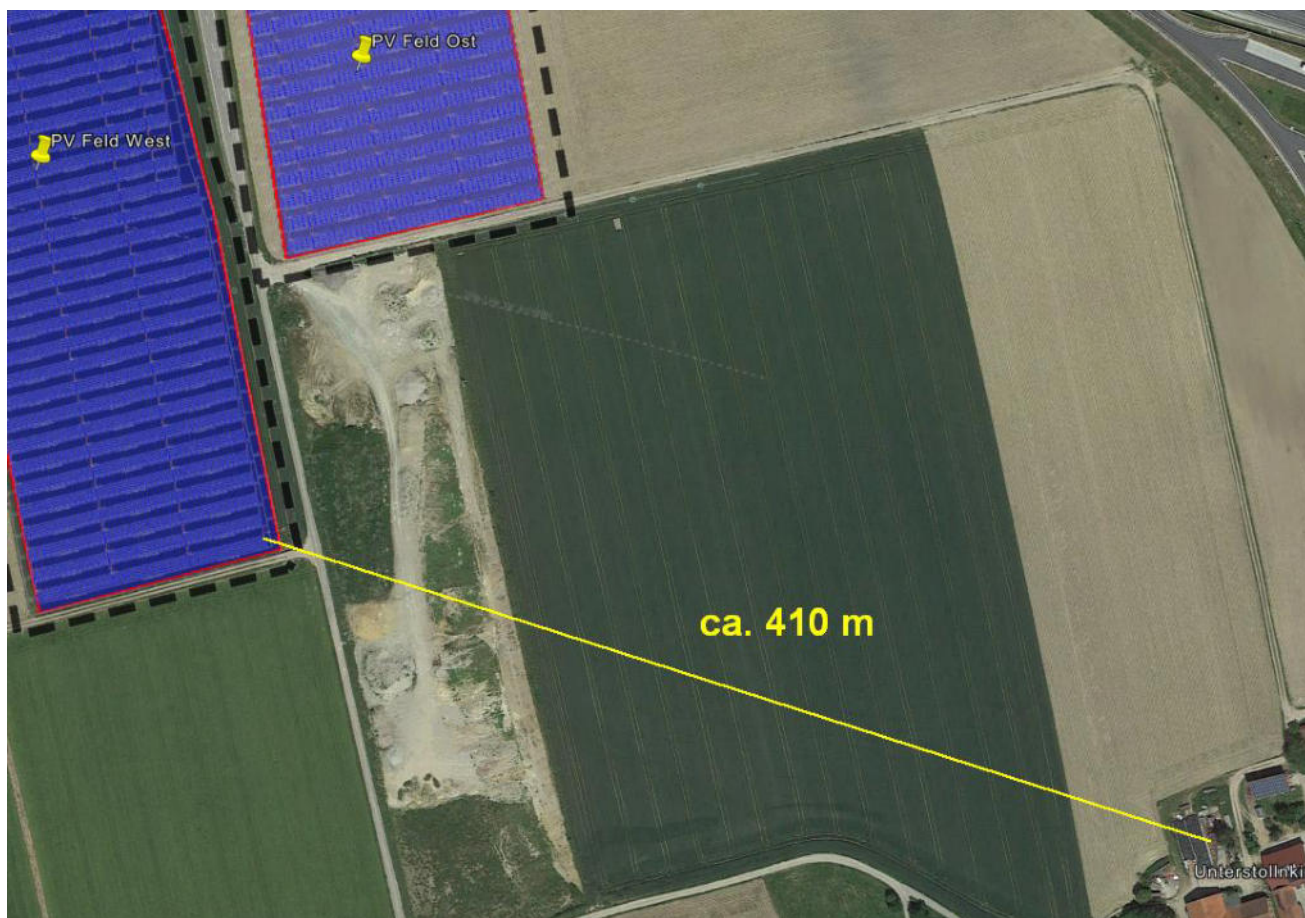


Bild 2.2.1: Gebäude südwestlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

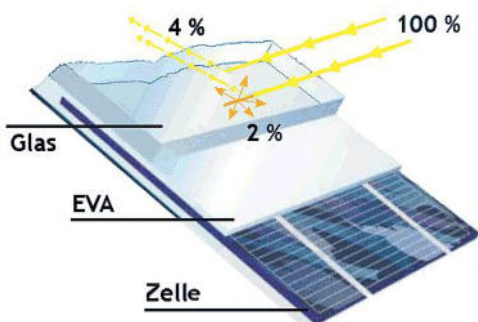


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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-stoert-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.

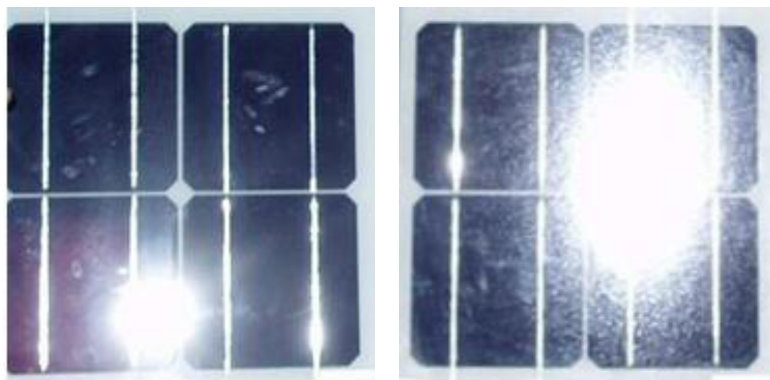


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

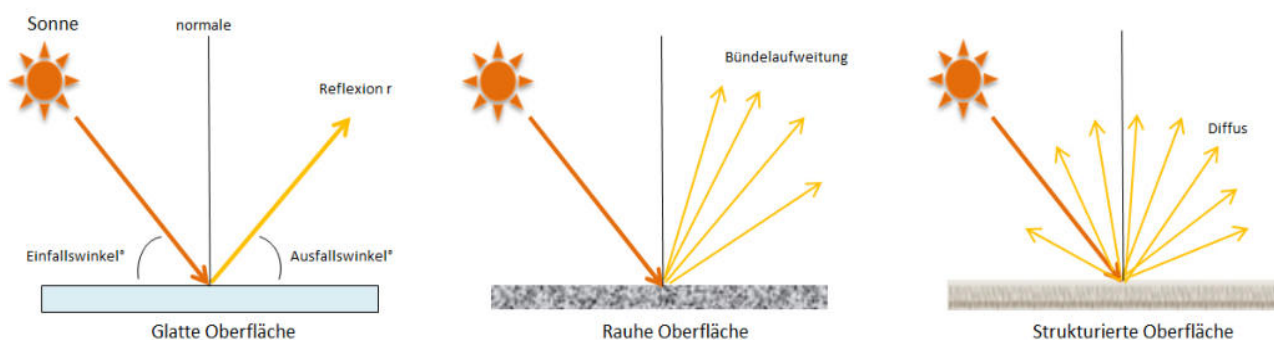


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

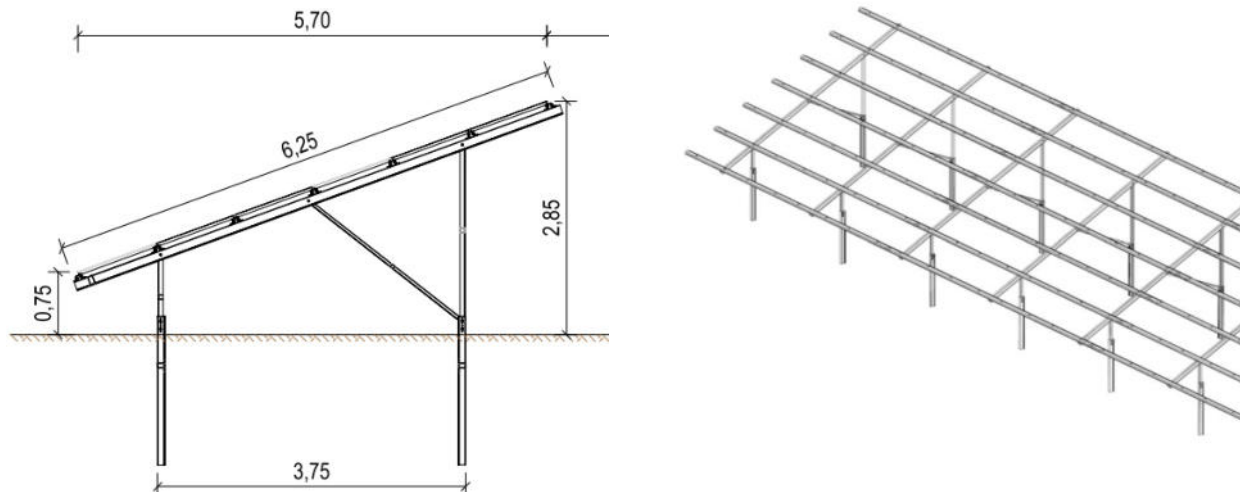


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	166° (180° = Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,30 m (max. 3,5 m möglich)
Anzahl Messpunkte	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁴	Fahrtrichtung +/- 20°

⁴ 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.

3.4 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 FAA⁵ 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:

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

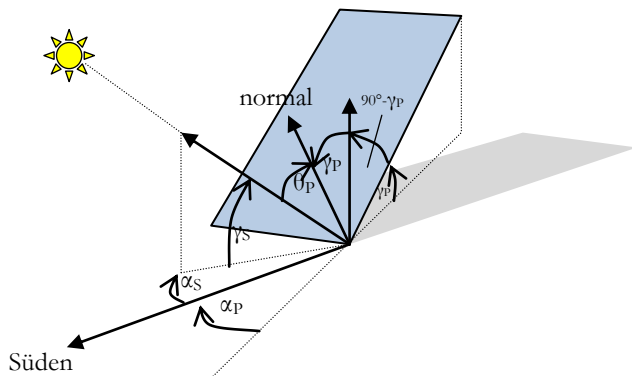


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁶ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁷, New Mexico überprüft.

⁵ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁶ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁷ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Unterstollnkirchen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A94, 1 Messpunkt auf der Straße zwischen den PV Flächen sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude Unterstollnkirchen. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

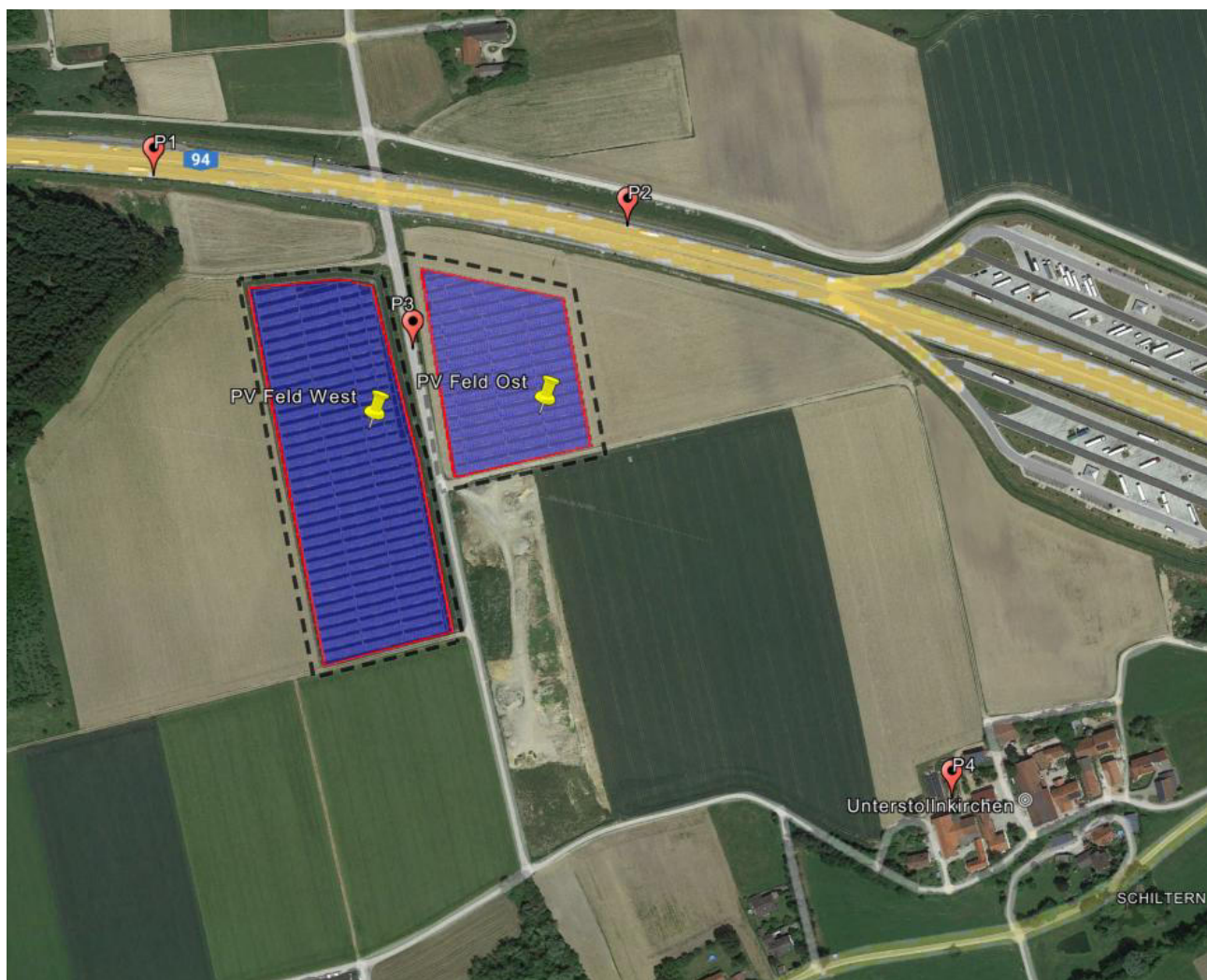


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende 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 Ergebnismerte 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

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 Licht-Leitlinie 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 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.

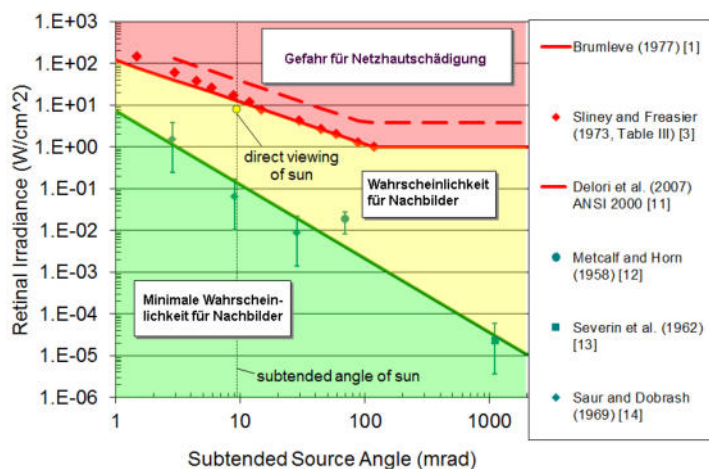


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_eur_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Unterstollnkirchen wird für 4 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 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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 Erläuterungen 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 West	PV Feld Ost
P1 Autobahn A94, nordwestlich	-	-
P2 Autobahn A94, nordöstlich	-	-
P3 Straße	5770 ^W	-
P4 Gebäude Unterstollnkirchen, südöstlich	265 ^{DE}	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A94 nordwestlich

Messpunkt P1 auf der A94 nordwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern auf der A94 kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

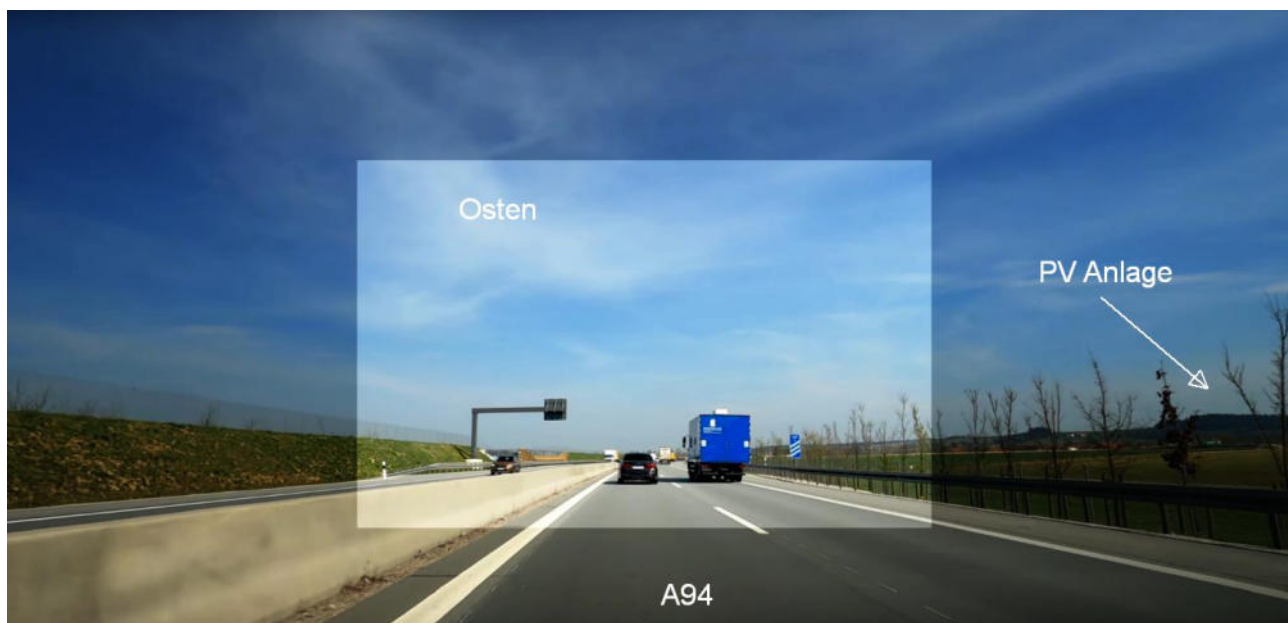


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1, Richtung Osten (Quelle: [Youtube Video](#) 7BM2H7mNW04, Minute 51:19)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A94 nordöstlich

Am Messpunkt P2 auf der A94 nordöstlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Die Überprüfung der unbereinigten Rohdaten zeigt, dass nur an 91 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten können und nur an 110 Minuten pro Jahr durch das PV Feld West. Es handelt sich um Reflexionen der Kategorie Grün mit geringerer Leuchtdichte und daher - insbesondere aufgrund der sehr geringen zeitliche Dauer - sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit ca. -21° bis -28° links (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und in einer Entfernung von 310 m - 450 m zur Immissionsquelle.

Anhand der vorliegenden Informationen kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2.

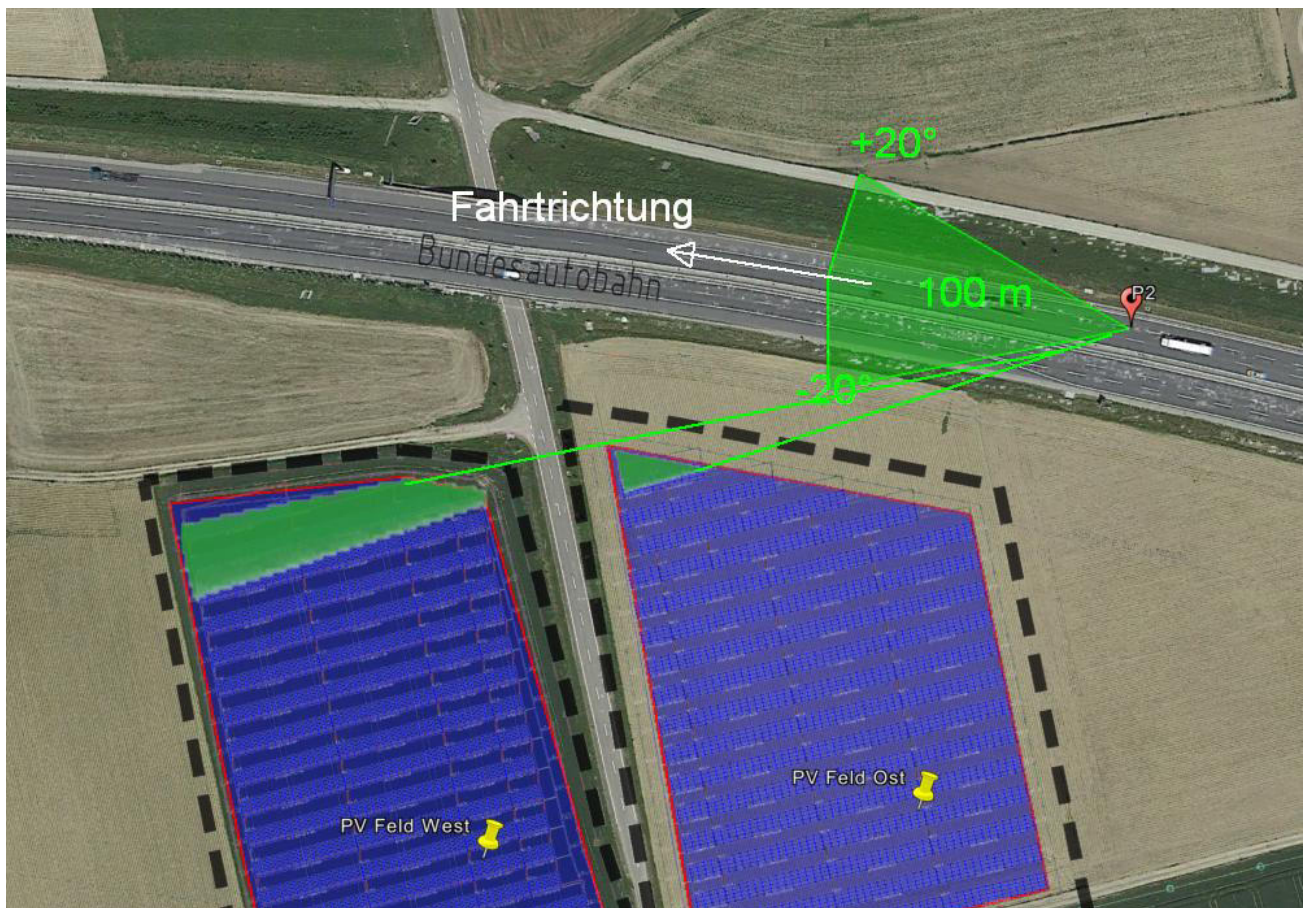


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der hellgrüne Bereich symbolisiert den relevanten Sichtbereich bei Fahrt Richtung Nordwesten (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Im grün markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber aufgrund des Geländeverlaufes ist kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße mittig

Messpunkt P3 wurde auf der wenig befahrenen Straße zwischen der St2084 / Kloster Moosen und Untersollnkirchen festgelegt, die zwischen den PV Flächen verläuft. Hier können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Diese können zwischen dem 01. April und dem 10. September zwischen 17:35 - 18:39 Uhr für 5 bis max. 46 Minuten im Bereich aus westlicher Richtung auftreten. Theoretisch könnten in den frühen Morgenstunden auch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. In den betreffen Zeiten steht die Sonne allerdings sehr dicht über dem Horizont ($1,3^\circ$ bis $4,6^\circ$) und kann daher die PV Module nicht erreichen.

Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings mit ca. -58° bis -89° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass ohnehin überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

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

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3.

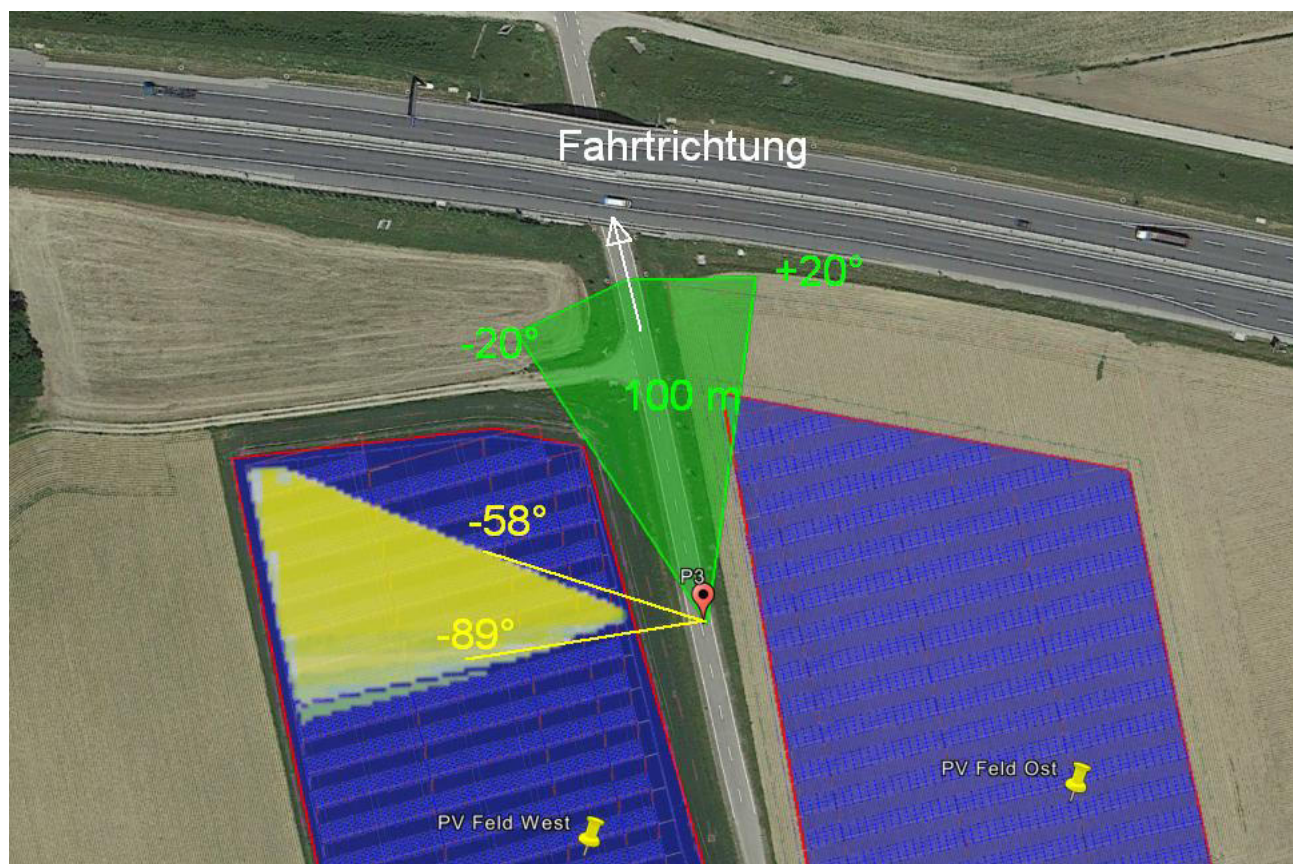


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkte P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der hellgrüne Bereich symbolisiert den relevanten Sichtbereich bei Fahrt Richtung Norden. Im gelb/grün markierten Bereich – deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels - können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude der Ortschaft Unterstollnkirchen

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Unterstollnkirchen wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in dem südlich gelegenen Standort aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation nur an insgesamt 265 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 04. Juni und dem 07. Juli zwischen 17:52 - 18:04 Uhr für 5 bis max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass kein direkter Sichtkontakt zu der sehr weit entfernten Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden – sofern diese überhaupt sichtbar ist.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Anlage.

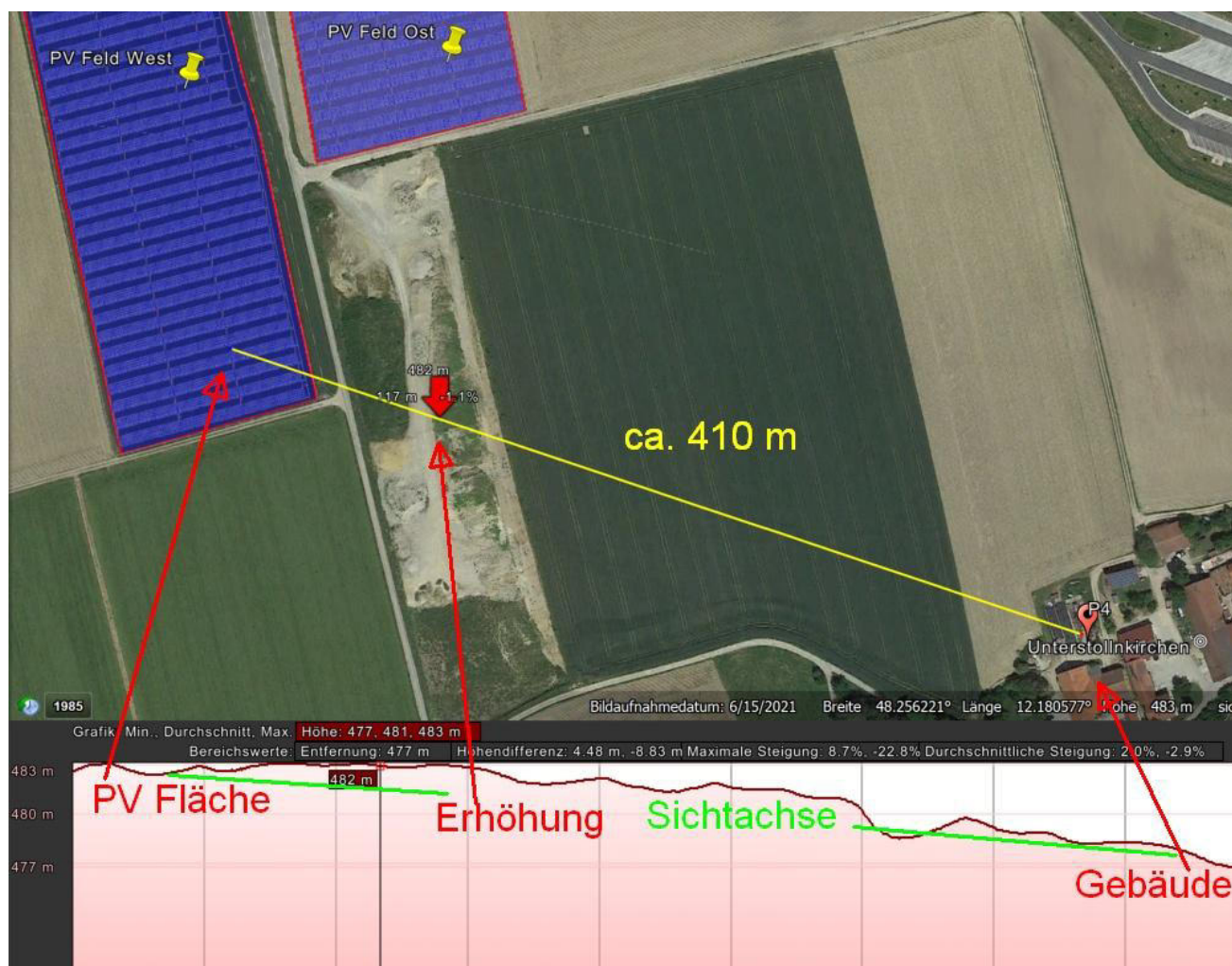


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist die Sichtachse unterbrochen.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4 (PV Feld West). Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 281 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,808 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 281 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

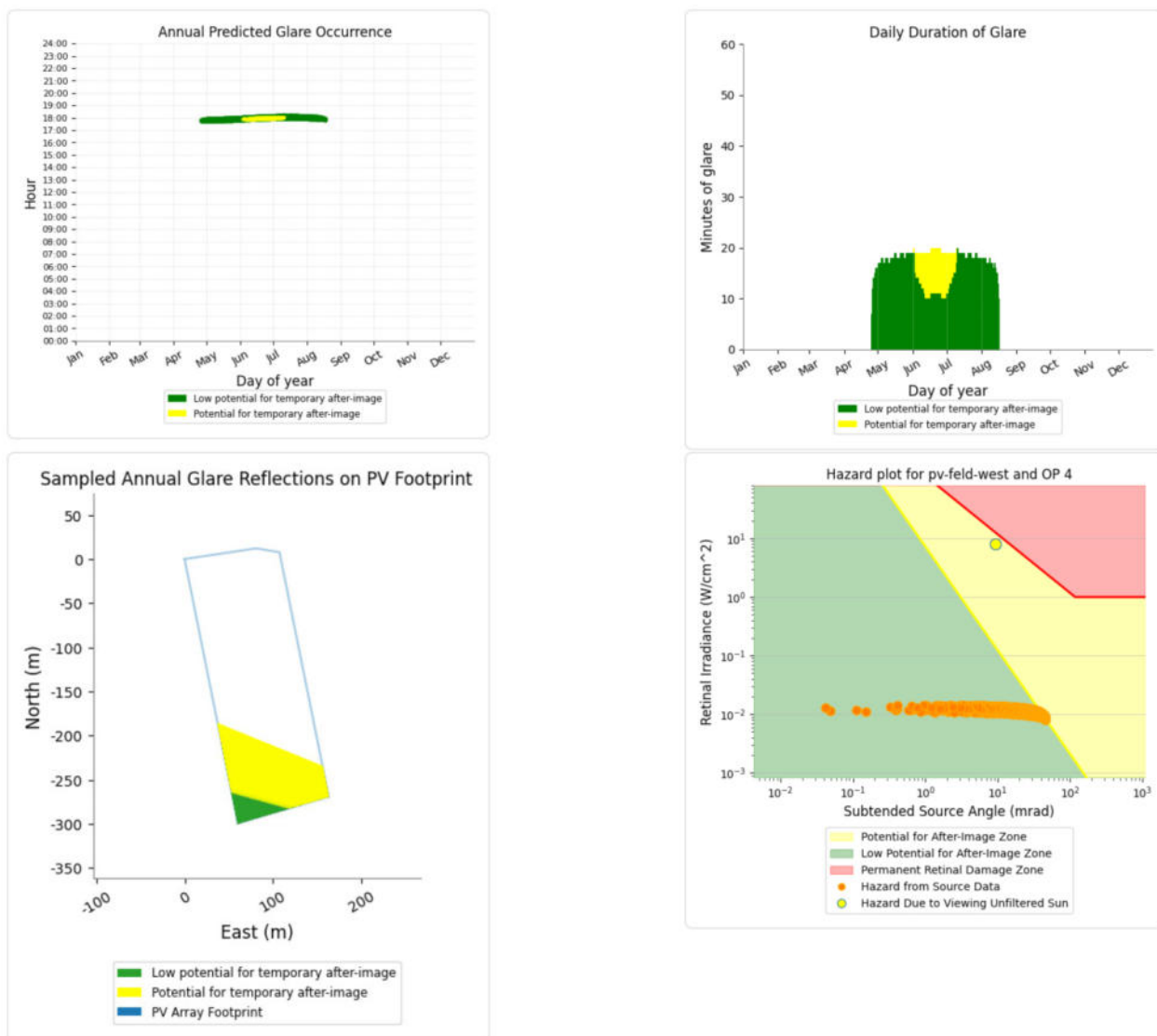


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Unterstollnkirchen kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

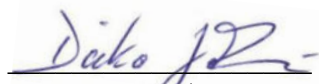
Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Autobahn A94 keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage. Die Einfallswinkel liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Auch auf der Straße zwischen den PV Flächen (Verbindung nach Kloster Moosen) liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der geplanten Begrünung im Randbereich der PV Flächen ist ohnehin überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern und des fließenden Verkehrs durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Gebäude der Ortschaft Unterstollnkirchen können von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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 24.01.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

	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	Seitenwinkel	Anzahl Minuten	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2023-03-04 17:44:00	0,009978	557,2656	1	1,573657	0,018132	0,023203	1,3	257,8	-0,977	-0,211	0,022	0,979	0,205	-0,003	30. Mrz.	1	17:43	17:43			
2023-03-05 17:44:00	0,010118	561,6807		1,562489	0,017919	0,02573	1,5	258	-0,978	-0,207	0,027	0,98	0,198	-0,002	31. Mrz.	3	17:42	17:44			
2023-03-05 17:45:00	0,010055	559,1634		1,575472	0,018251	0,023311	1,4	258,2	-0,979	-0,204	0,024	0,98	0,198	-0,007	1. Apr.	5	17:42	17:46			
2023-03-06 17:44:00	0,010209	566,0049		1,551485	0,017704	0,027769	1,8	258,3	-0,979	-0,203	0,032	0,981	0,192	-0,001	2. Apr.	7	17:42	17:48			
2023-03-06 17:45:00	0,010213	563,5117	1	1,564224	0,018033	0,026024	1,7	258,5	-0,979	-0,2	0,029	0,982	0,191	-0,006	3. Apr.	7	17:43	17:49			
2023-03-06 17:46:00	0,01012	561,0133	1	1,577261	0,018368	0,023316	1,5	258,7	-0,98	-0,196	0,026	0,982	0,191	-0,01	4. Apr.	9	17:42	17:50			
2023-03-07 17:43:00	0,010264	570,33		1,540645	0,017489	0,029466	2,1	258,6	-0,979	-0,198	0,037	0,983	0,185	0	5. Apr.	11	17:42	17:52			
2023-03-07 17:44:00	0,010319	567,8533		1,553144	0,017815	0,028205	2	258,7	-0,98	-0,195	0,034	0,983	0,185	-0,004	6. Apr.	13	17:42	17:54			
2023-03-07 17:45:00	0,010298	565,3714		1,565935	0,018148	0,026217	1,8	258,9	-0,981	-0,192	0,031	0,983	0,184	-0,009	7. Apr.	13	17:42	17:54			
2023-03-08 17:44:00	0,010385	572,039	1	1,542234	0,017593	0,030017	2,3	259	-0,981	-0,191	0,039	0,984	0,178	-0,003	8. Apr.	15	17:42	17:56			
2023-03-08 17:45:00	0,010417	569,5807	1	1,554783	0,017923	0,028535	2,1	259,2	-0,982	-0,187	0,037	0,984	0,177	-0,008	9. Apr.	17	17:42	17:58			
2023-03-08 17:46:00	0,010372	567,1172	1	1,567625	0,018258	0,026319	1,9	259,4	-0,982	-0,184	0,034	0,984	0,177	-0,012	10. Apr.	18	17:41	17:58			
2023-03-09 17:44:00	0,010419	576,1412		2,531497	0,017368	0,031556	2,6	259,3	-0,981	-0,186	0,045	0,985	0,171	-0,002	11. Apr.	19	17:42	18:00			
2023-03-09 17:45:00	0,010494	573,7061		2,543806	0,017695	0,030458	2,4	259,4	-0,982	-0,183	0,042	0,985	0,171	-0,007	12. Apr.	21	17:42	18:02			
2023-03-09 17:46:00	0,010504	571,2659		1,556403	0,018028	0,028772	2,2	259,6	-0,983	-0,18	0,039	0,985	0,17	-0,011	13. Apr.	23	17:42	18:04			
2023-03-09 17:47:00	0,010436	568,8206	1	1,569295	0,018367	0,026337	2,1	259,8	-0,984	-0,177	0,036	0,985	0,169	-0,015	14. Apr.	24	17:41	18:04			
2023-03-10 17:44:00	0,010429	580,1626	2	1,520934	0,017142	0,032883	2,9	259,5	-0,982	-0,182	0,05	0,986	0,165	-0,001	15. Apr.	26	17:41	18:06			
2023-03-10 17:45:00	0,010538	577,7503	2	1,533007	0,017466	0,032093	2,7	259,7	-0,983	-0,179	0,047	0,986	0,164	-0,006	16. Apr.	26	17:42	18:07			
2023-03-10 17:46:00	0,010592	575,333	2	1,545362	0,017796	0,030803	2,5	259,9	-0,984	-0,175	0,044	0,987	0,163	-0,01	17. Apr.	27	17:42	18:08			
2023-03-10 17:47:00	0,010582	572,9106	1	1,558006	0,018132	0,028925	2,4	260,1	-0,984	-0,172	0,041	0,987	0,163	-0,014	18. Apr.	28	17:41	18:08			
2023-03-10 17:48:00	0,01049	570,4832		1,570947	0,018474	0,026279	2,2	260,3	-0,985	-0,169	0,038	0,987	0,162	-0,018	19. Apr.	29	17:41	18:09			
2023-03-11 17:44:00	0,010418	584,1057		2,510547	0,016914	0,034037	3,2	259,8	-0,983	-0,177	0,055	0,987	0,158	0	20. Apr.	29	17:41	18:09			
2023-03-11 17:45:00	0,010556	581,7159		2,522387	0,017236	0,033504	3	260	-0,983	-0,174	0,052	0,988	0,157	-0,004	21. Apr.	29	17:42	18:10			
2023-03-11 17:46:00	0,010645	579,3211	2	1,534503	0,017563	0,032527	2,8	260,2	-0,984	-0,171	0,049	0,988	0,157	-0,009	22. Apr.	30	17:41	18:10			
2023-03-11 17:47:00	0,01068	576,9212	2	1,546904	0,017896	0,031058	2,7	260,3	-0,985	-0,168	0,046	0,988	0,156	-0,013	23. Apr.	31	17:41	18:11			
2023-03-11 17:48:00	0,01065	574,5164	1	1,559595	0,018235	0,028998	2,5	260,5	-0,985	-0,164	0,044	0,988	0,155	-0,017	24. Apr.	31	17:41	18:11			
2023-03-11 17:49:00	0,010536	572,1066		1,572582	0,01858	0,026149	2,3	260,7	-0,986	-0,161	0,041	0,988	0,154	-0,022	25. Apr.	31	17:42	18:12			
2023-03-12 17:44:00	0,010555	585,7358		2,511947	0,017008	0,034735	3,3	260,2	-0,984	-0,169	0,057	0,989	0,15	-0,003	26. Apr.	32	17:42	18:13			
2023-03-12 17:45:00	0,010673	583,3565		2,523829	0,017332	0,034016	3,1	260,4	-0,985	-0,166	0,054	0,989	0,15	-0,008	27. Apr.	33	17:41	18:13			
2023-03-12 17:46:00	0,010744	580,9721	2	1,535989	0,017662	0,032866	3	260,6	-0,985	-0,163	0,052	0,989	0,149	-0,012	28. Apr.	33	17:41	18:13			
2023-03-12 17:47:00	0,01076	578,5827	2	1,548433	0,017997	0,03123	2,8	260,8	-0,986	-0,16	0,049	0,989	0,148	-0,016	29. Apr.	34	17:41	18:14			
2023-03-12 17:48:00	0,010711	576,1884	1	1,561169	0,018339	0,029001	2,6	261	-0,987	-0,157	0,046	0,989	0,148	-0,021	30. Apr.	34	17:42	18:15			
2023-03-12 17:49:00	0,010576	573,7891		1,574203	0,018687	0,025952	2,5	261,2	-0,987	-0,153	0,043	0,989	0,147	-0,025	1. Mai.	34	17:42	18:15			
2023-03-13 17:44:00	0,010533	589,5617		2,501689	0,016776	0,035816	3,6	260,5	-0,984	-0,165	0,063	0,99	0,144	-0,002	2. Mai.	35	17:42	18:16			
2023-03-13 17:45:00	0,010677	587,2043		2,513339	0,017097	0,035319	3,4	260,7	-0,985	-0,162	0,06	0,99	0,143	-0,007	3. Mai.	36	17:42	18:17			
2023-03-13 17:46:00	0,010777	584,8419	2	1,525262	0,017424	0,034428	3,3	260,9	-0,986	-0,159	0,057	0,99	0,142	-0,011	4. Mai.	37	17:41	18:17			
2023-03-13 17:47:00	0,01083	582,4746	2	1,537464	0,017756	0,033119	3,1	261,1	-0,986	-0,155	0,054	0,99	0,142	-0,015	5. Mai.	37	17:41	18:17			
2023-03-13 17:48:00	0,01083	580,1023	2	1,549952	0,018095	0,03133	2,9	261,2	-0,987	-0,152	0,051	0,99	0,141	-0,019	6. Mai.	37	17:42	18:18			
2023-03-13 17:49:00	0,010763	577,7251	1	1,562732	0,018439	0,028939	2,8	261,4	-0,988	-0,149	0,048	0,99	0,14	-0,024	7. Mai.	37	17:42	18:18			
2023-03-13 17:50:00	0,010606	575,3429		1,575812	0,01879	0,025695	2,6	261,6	-0,988	-0,146	0,045	0,99	0,14	-0,028	8. Mai.	38	17:42	18:19			
2023-03-14 17:44:00	0,010495	593,316		2,491613	0,016544	0,036772	3,9	260,8	-0,985	-0,16	0,068	0,991	0,137	-0,001	9. Mai.	39	17:42	18:20			
2023-03-14 17:45:00	0,010661	590,9803		2,503035	0,016861	0,036468	3,7	260,9	-0,985	-0,157	0,065	0,991	0,136	-0,005	10. Mai.	39	17:42	18:20			
2023-03-14 17:46:00	0,010787	588,6396	2	1,514725	0,017185	0,035797	3,6	261,1	-0,986	-0,154	0,062	0,991	0,135	-0,01	11. Mai.	39	17:43	18:21			
2023-03-14 17:47:00	0,010871	586,2939	2	1,526688	0,017514	0,034752	3,4	261,3	-0,987	-0,151	0,059	0,991	0,135	-0,014	12. Mai.	39	17:43	18:21			
2023-03-14 17:48:00	0,010908	583,9434	2	1,538932	0,01785	0,033297	3,2	261,5	-0,987	-0,148	0,056	0,991	0,134	-0,018	13. Mai.	40	17:43	18:22			
2023-03-14 17:49:00	0,010891	581,5879	2	1,551462	0,018191	0,031366	3,1	261,7	-0,988	-0,144	0,053	0,991	0,133	-0,023	14. Mai.	40	17:43	18:22			
2023-03-14 17:50:00	0,010807	579,2275	1	1,564285	0,018538	0,028818	2,9	261,9	-0,989	-0,141	0,051	0,991	0,133	-0,027	15. Mai.	41	17:43	18:23			
2023-03-14 17:51:00	0,010629	576,8623		1,577409	0,018892	0,025383	2,7	262,1	-0,989	-0											

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²²)	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	Se (°)	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
2023-04-25 17:44:00	0,005026	697,4655	1	0,28811	0,011397	4,83E-05	13,9	274	-0,968	0,067	0,241	0,989	-0,149	-0,008	2. Jun.	1	17:54	17:54			9	265	17:52	18:04	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4: 265 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 265 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 0 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 9 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2090 Einträgen /-1808): 1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-04-25 17:45:00	0,005144	695,7532		0,294703	0,01163	0,000395	13,8	274,1	-0,969	0,07	0,238	0,989	-0,15	-0,012	3. Jun.	4	17:53	17:56							
2023-04-25 17:46:00	0,005261	694,037		0,301444	0,011866	0,000654	13,6	274,3	-0,969	0,073	0,235	0,988	-0,151	-0,016	4. Jun.	5	17:53	17:57							
2023-04-25 17:47:00	0,005368	692,3168		0,308337	0,012107	0,00065	13,4	274,5	-0,97	0,076	0,232	0,988	-0,151	-0,02	5. Jun.	5	17:52	17:56							
2023-04-25 17:48:00	0,005477	690,5926		0,315384	0,012353	0,000636	13,3	274,7	-0,97	0,08	0,229	0,988	-0,152	-0,025	6. Jun.	5	17:52	17:56							
2023-04-25 17:49:00	0,005577	688,8645		0,32259	0,012604	0,000418	13,1	274,9	-0,97	0,083	0,227	0,988	-0,153	-0,029	7. Jun.	6	17:52	17:58							
2023-04-25 17:50:00	0,00567	687,1325		0,329957	0,012859	4,2E-05	12,9	275,1	-0,971	0,086	0,224	0,988	-0,153	-0,033	8. Jun.	6	17:52	17:58							
2023-04-26 17:42:00	0,004821	703,2528		0,270877	0,010805	0,001345	14,5	273,8	-0,966	0,065	0,25	0,988	-0,153	0,001	9. Jun.	7	17:52	17:59							
2023-04-26 17:43:00	0,004951	701,5621		0,277075	0,011025	0,002044	14,3	274	-0,966	0,068	0,248	0,988	-0,154	-0,003	10. Jun.	7	17:52	17:59							
2023-04-26 17:44:00	0,00507	699,8675		0,283411	0,01125	0,002443	14,2	274,2	-0,967	0,071	0,245	0,988	-0,155	-0,007	11. Jun.	8	17:52	17:59							
2023-04-26 17:45:00	0,005188	698,1689		0,28989	0,011479	0,002751	14	274,4	-0,967	0,074	0,242	0,988	-0,156	-0,011	12. Jun.	9	17:52	18:00							
2023-04-26 17:46:00	0,005306	696,4664		0,296515	0,011713	0,003008	13,8	274,6	-0,968	0,077	0,239	0,988	-0,156	-0,015	13. Jun.	9	17:52	18:00							
2023-04-26 17:47:00	0,005414	694,76		0,303288	0,011951	0,003008	13,7	274,7	-0,968	0,08	0,236	0,987	-0,157	-0,02	14. Jun.	9	17:53	18:01							
2023-04-26 17:48:00	0,005522	693,0496		0,310212	0,012194	0,002962	13,5	274,9	-0,969	0,083	0,234	0,987	-0,158	-0,024	15. Jun.	9	17:53	18:01							
2023-04-26 17:49:00	0,005623	691,3353		0,317292	0,012441	0,002759	13,3	275,1	-0,969	0,087	0,231	0,987	-0,158	-0,028	16. Jun.	9	17:53	18:01							
2023-04-26 17:50:00	0,005718	689,6171		0,324531	0,012694	0,002397	13,2	275,3	-0,97	0,09	0,228	0,987	-0,159	-0,032	17. Jun.	9	17:53	18:01							
2023-04-26 17:51:00	0,00581	687,8951		0,331931	0,012951	0,001941	13	275,5	-0,97	0,093	0,225	0,987	-0,16	-0,036	18. Jun.	9	17:53	18:01							
2023-04-26 17:52:00	0,005887	686,1691		0,339497	0,013213	0,001194	12,8	275,7	-0,97	0,096	0,222	0,986	-0,16	-0,04	19. Jun.	9	17:54	18:02							
2023-04-26 17:53:00	0,005959	684,4393		0,347232	0,01348	0,000329	12,7	275,8	-0,971	0,099	0,22	0,986	-0,161	-0,045	20. Jun.	9	17:54	18:02							
2023-04-27 17:41:00	0,004873	707,2852	1	0,26653	0,010692	0,00367	14,7	274,1	-0,965	0,068	0,255	0,987	-0,159	0,002	21. Jun.	9	17:54	18:02							
2023-04-27 17:42:00	0,005005	705,612		0,272621	0,010911	0,004356	14,6	274,2	-0,965	0,072	0,252	0,987	-0,16	-0,002	22. Jun.	9	17:54	18:02							
2023-04-27 17:43:00	0,005126	703,9349		0,27885	0,011133	0,004757	14,4	274,4	-0,966	0,075	0,249	0,987	-0,16	-0,006	23. Jun.	9	17:55	18:03							
2023-04-27 17:44:00	0,005243	702,2538		0,285218	0,011136	0,005026	14,2	274,6	-0,966	0,078	0,246	0,987	-0,161	-0,01	24. Jun.	9	17:55	18:03							
2023-04-27 17:45:00	0,005363	700,5688		0,291728	0,011592	0,005277	14,1	274,8	-0,967	0,081	0,243	0,987	-0,162	-0,014	25. Jun.	9	17:55	18:03							
2023-04-27 17:46:00	0,005472	698,8799		0,298385	0,011828	0,005284	13,9	275	-0,967	0,084	0,241	0,987	-0,163	-0,019	26. Jun.	9	17:55	18:03							
2023-04-27 17:47:00	0,005579	697,187		0,30519	0,012068	0,00521	13,8	275,2	-0,967	0,087	0,238	0,986	-0,163	-0,023	27. Jun.	9	17:55	18:03							
2023-04-27 17:48:00	0,005683	695,4903		0,312148	0,012313	0,00502	13,6	275,3	-0,968	0,09	0,235	0,986	-0,164	-0,027	28. Jun.	9	17:56	18:04							
2023-04-27 17:49:00	0,005779	693,7897		0,319261	0,012563	0,004673	13,4	275,5	-0,968	0,094	0,232	0,986	-0,165	-0,031	29. Jun.	9	17:56	18:04							
2023-04-27 17:50:00	0,005871	692,0852		0,326533	0,012818	0,004206	13,3	275,7	-0,969	0,097	0,229	0,986	-0,165	-0,035	30. Jun.	9	17:56	18:04							
2023-04-27 17:51:00	0,005953	690,3769		0,333968	0,013077	0,003533	13,1	275,9	-0,969	0,1	0,226	0,985	-0,166	-0,039	1. Jul.	8	17:56	18:03							
2023-04-27 17:52:00	0,006024	688,6647		0,341568	0,013342	0,002652	12,9	276,1	-0,969	0,103	0,224	0,985	-0,167	-0,044	2. Jul.	8	17:56	18:03							
2023-04-27 17:53:00	0,006098	686,9486		0,349338	0,013611	0,001791	12,8	276,3	-0,97	0,106	0,221	0,985	-0,167	-0,048	3. Jul.	7	17:57	18:04							
2023-04-27 17:54:00	0,006156	685,2287		0,357281	0,013886	0,000643	12,6	276,4	-0,97	0,109	0,218	0,984	-0,168	-0,052	4. Jul.	6	17:58	18:04							
2023-04-28 17:41:00	0,004904	708,3155		0,262309	0,010538	0,005908	15	274,3	-0,963	0,072	0,259	0,986	-0,165	0,003	5. Jul.	6	17:58	18:04							
2023-04-28 17:42:00	0,005033	706,6487		0,268298	0,010753	0,006538	14,8	274,5	-0,964	0,075	0,256	0,986	-0,165	-0,001	6. Jul.	5	17:58	18:02							
2023-04-28 17:43:00	0,005158	704,9779		0,274421	0,010973	0,006986	14,7	274,7	-0,964	0,078	0,253	0,986	-0,166	-0,005	7. Jul.	5	17:58	18:02							
2023-04-28 17:44:00	0,005274	703,3033		0,280681	0,011196	0,007217	14,5	274,8	-0,965	0,082	0,25	0,986	-0,167	-0,009	8. Jul.	4	18:00	18:03							
2023-04-28 17:45:00	0,005393	701,6247		0,287081	0,011424	0,007438	14,3	275	-0,965	0,085	0,247	0,986	-0,167	-0,013	9. Jul.	4	18:00	18:03							
2023-04-28 17:46:00	0,005504	699,9422		0,293625	0,011657	0,007477	14,2	275,2	-0,966	0,088	0,245	0,986	-0,168	-0,018	10. Jul.	3	18:01	18:03							
2023-04-28 17:47:00	0,005611	698,2558	1	0,300314	0,011894	0,007379	14	275,4	-0,966	0,091	0,242	0,985	-0,169	-0,022											8
2023-04-28 17:48:00	0,005715	696,5656		0,307153	0,012135	0,007202	13,8	275,6	-0,966	0,094	0,239	0,985	-0,169	-0,026											
2023-04-28 17:49:00	0,005813	694,8714		0,314145	0,012381	0,00687	13,7	275,7	-0,967	0,097	0,236	0,985	-0,17	-0,03											
2023-04-28 17:50:00	0,005905	693,1734		0,321293	0,012632	0,006395	13,5	275,9	-0,967	0,1	0,233	0,985	-0,171	-0,034											
2023-04-28 17:51:00	0,005991	691,4716		0,328599	0,012887	0,005798	13,3	276,1	-0,968	0,104	0,231	0,984	-0,171	-0,038											
2023-04-28 17:52:00	0,006061	689,7659		0,336069	0,013148	0,004905	13,2	276,3	-0,968	0,107	0,228	0,984	-0,172	-0,043											
2023-04-28 17:53:00	0,006134	688,0563		0,343705	0,013413	0,00403	13	276,5	-0,968	0,11	0,225	0,984	-0,173	-0,047											
2023-04-28 17:54:00	0,006201	686,343		0,351511	0,013684	0,003044	12,8	276,7	-0,968	0,113	0,222	0,984	-0,174	-0,051											
2023-04-28 17:55:00	0,006243	684,6258		0,35949	0,013959	0,001598	12,7	276,8	-0,969	0,116	0,219	0,983	-0,174	-0,055											
2023-04-29 17:41:00	0,004942	710,6476		0,258213	0,010408	0,008062	15,2	274,5	-0,962	0,076	0,263	0,985	-0,17	0,004											

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag

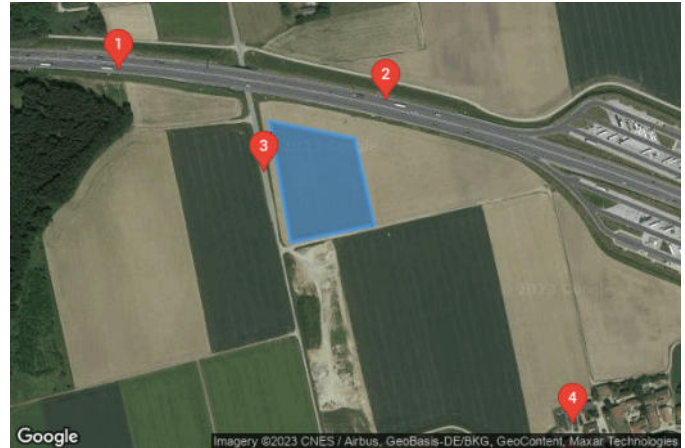


Untersollnkirchen

Ublersollnkirchen Ost

Created Jan. 24, 2023
Updated Jan. 24, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 82960.14687

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



Misc. Analysis Settings

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

PV Analysis Methodology: Version 2
Enhanced subtended angle calculation: On

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld Ost	20.0	166.0	362	1,487	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 31,746 m²

Name: PV Feld West
Footprint area: 31,746 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 166.0 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	48.259418	12.177942	477.75	2.00	479.75
2	48.259527	12.179034	478.14	2.00	480.14
3	48.259488	12.179388	478.37	2.00	480.37
4	48.256998	12.180139	482.32	2.00	484.32
5	48.256725	12.178752	482.36	2.00	484.36

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.260288	12.176910	478.67	0.00	478.67
OP 2	48.259895	12.182027	477.28	0.00	477.28
OP 3	48.258987	12.179698	478.43	0.00	478.43
OP 4	48.255774	12.185624	478.11	0.00	478.11

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 17,832 m²

Name: PV Feld Ost
Footprint area: 17,832 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 166.0 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	48.259642	12.179792	476.93	2.00	478.93
2	48.259421	12.181433	477.92	2.00	479.92
3	48.258314	12.181809	478.44	2.00	480.44
4	48.258092	12.180199	478.98	2.00	480.98



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.260288	12.176910	478.67	0.00	478.67
OP 2	48.259895	12.182027	477.28	0.00	477.28
OP 3	48.258987	12.179698	478.43	0.00	478.43
OP 4	48.255774	12.185624	478.11	0.00	478.11

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 West	20.0	166.0	2,601	6,733	-	

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-west (green)	0	0	41	53	119	199	151	71	33	18	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	0	233	710	692	1015	822	718	443	12	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	110	0
OP: OP 3	683	6452
OP: OP 4	1808	281

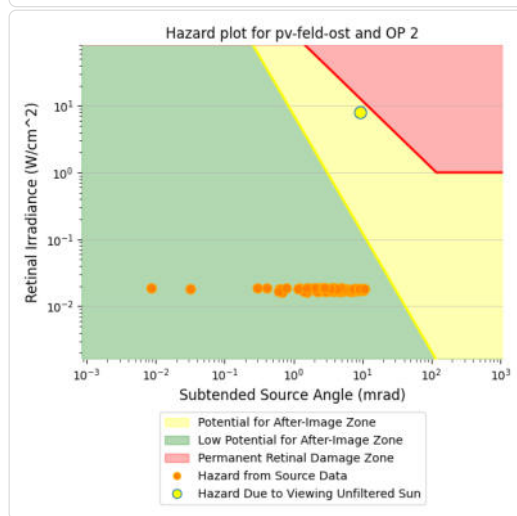
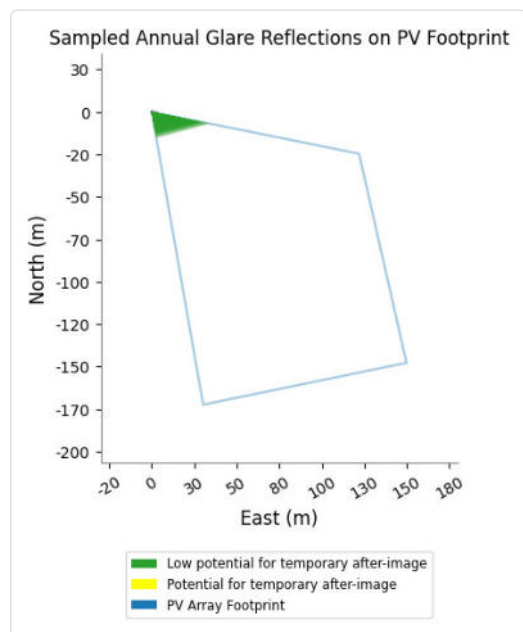
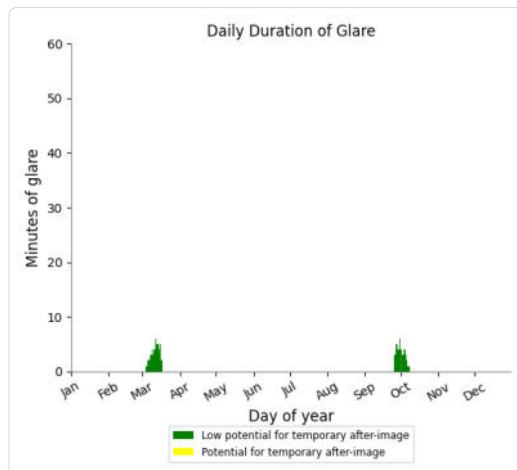
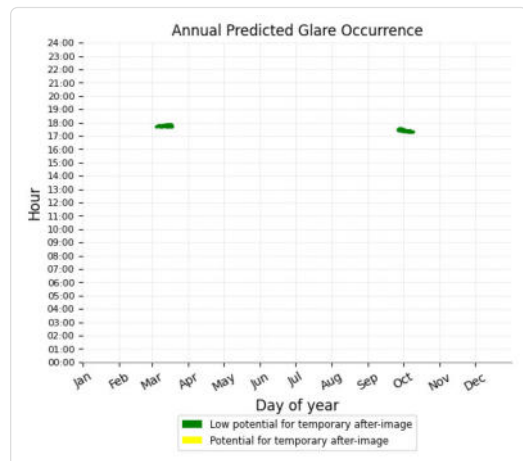
PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

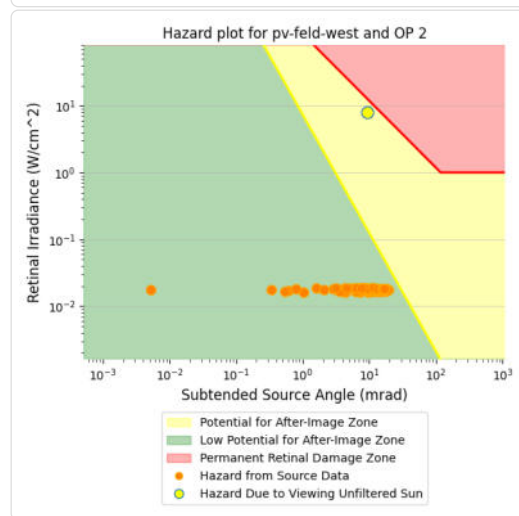
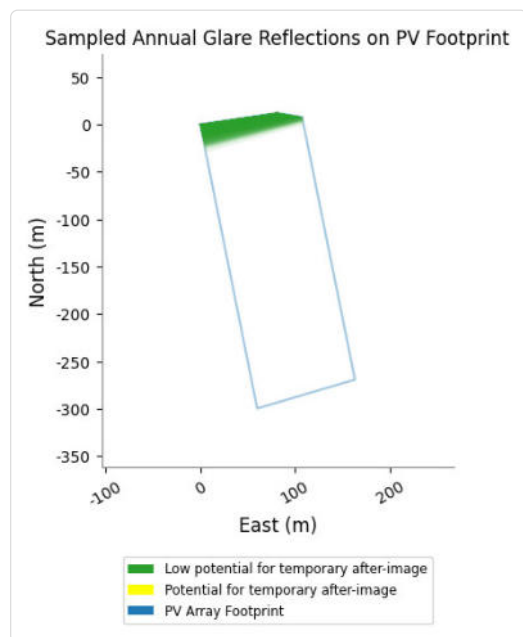
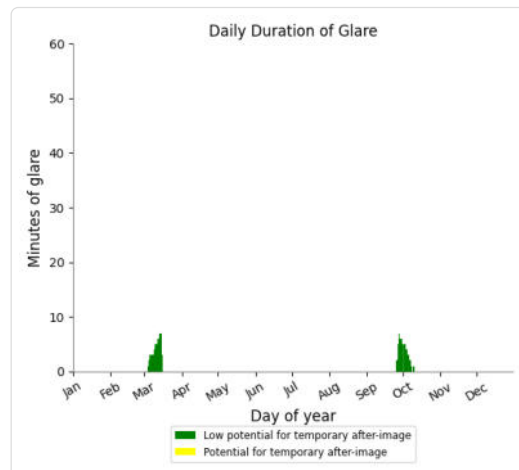
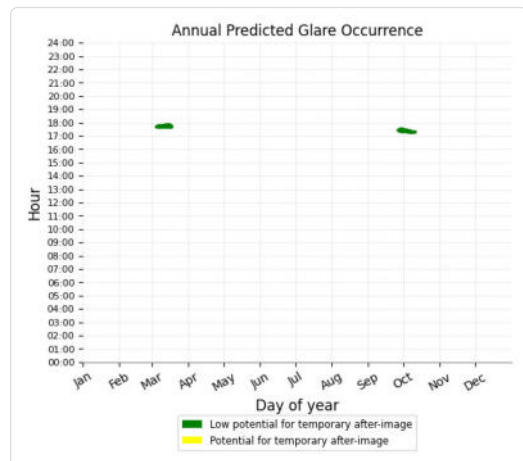
- 91 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

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

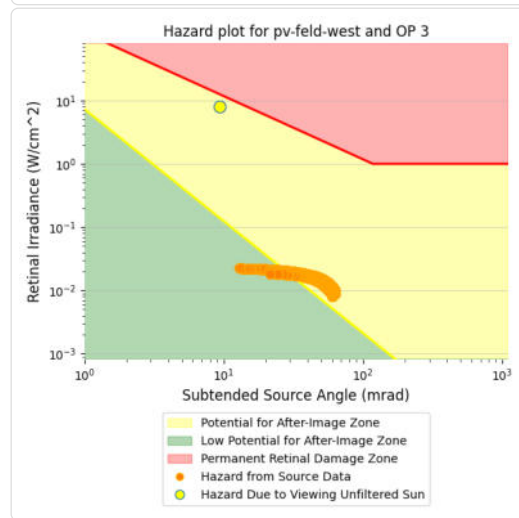
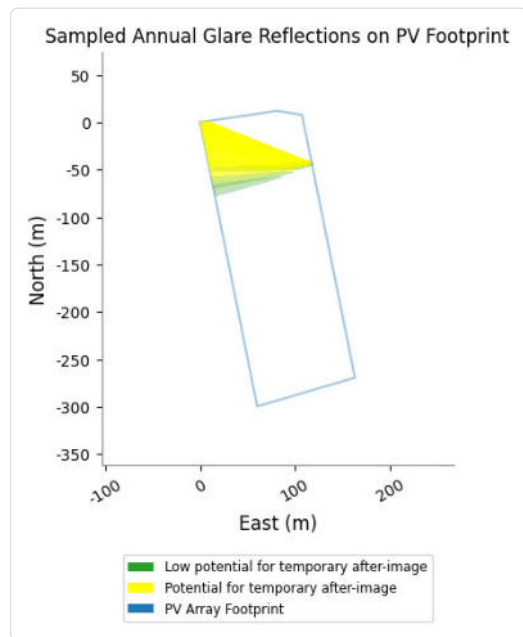
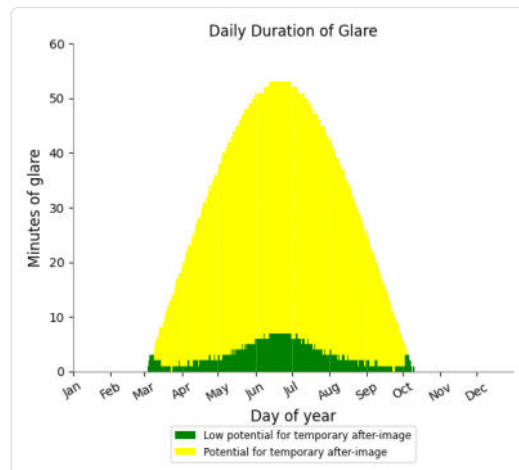
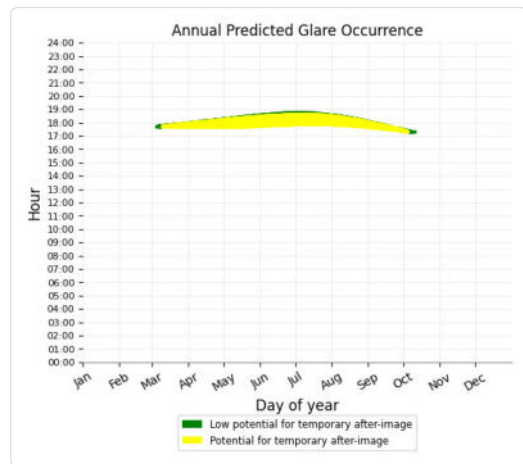
- 110 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

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

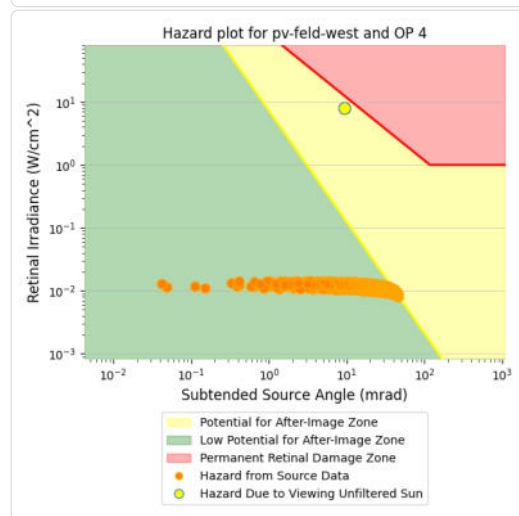
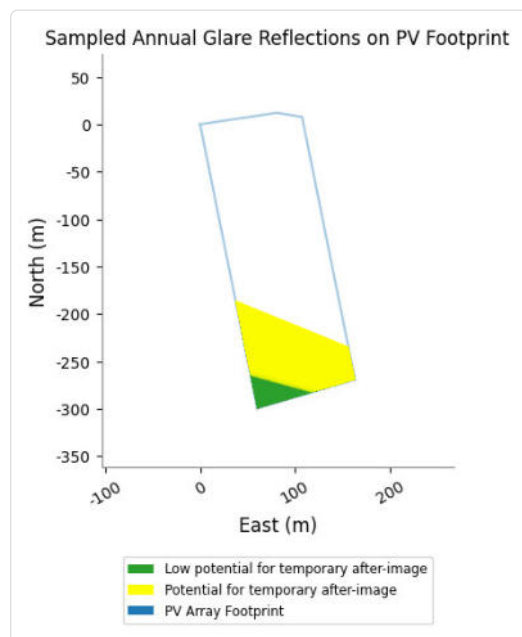
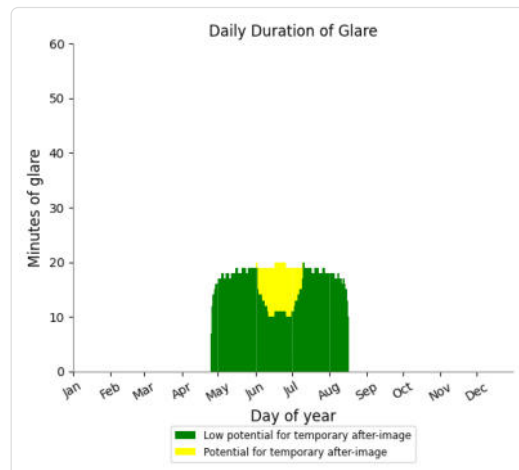
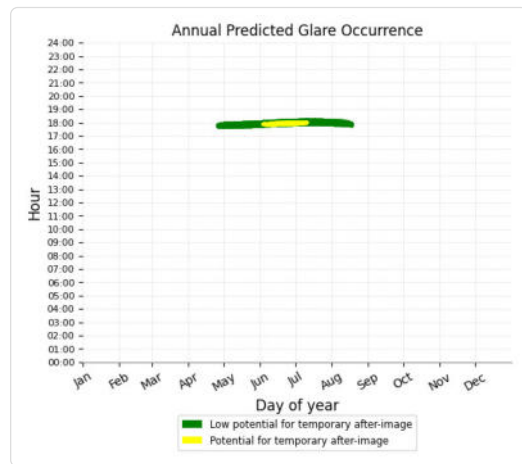
- 683 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,452 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,808 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 281 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



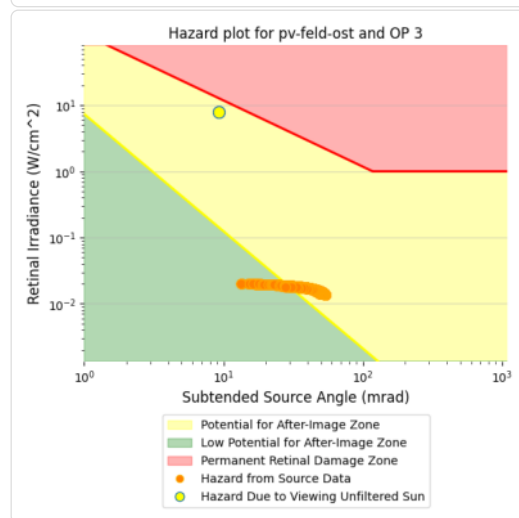
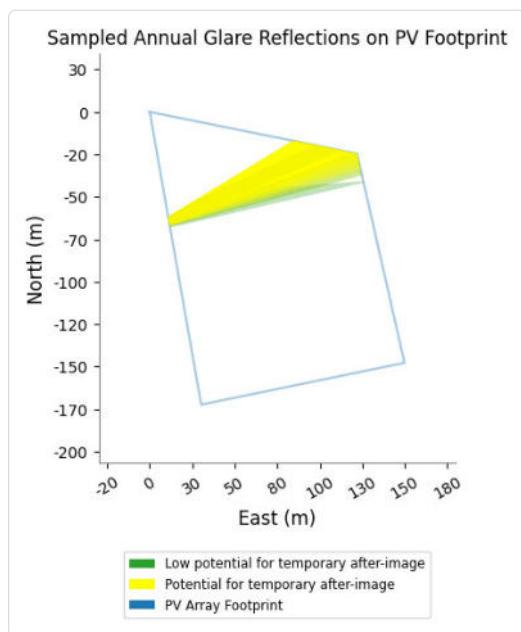
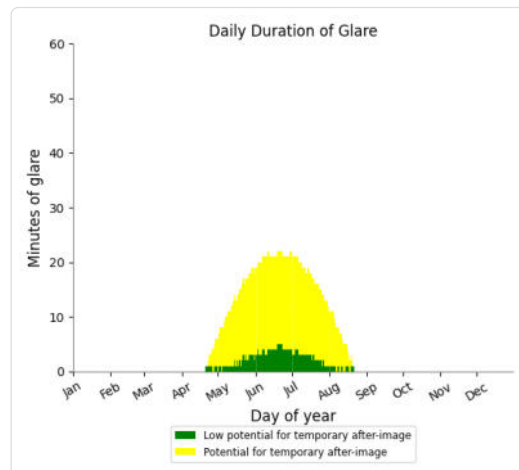
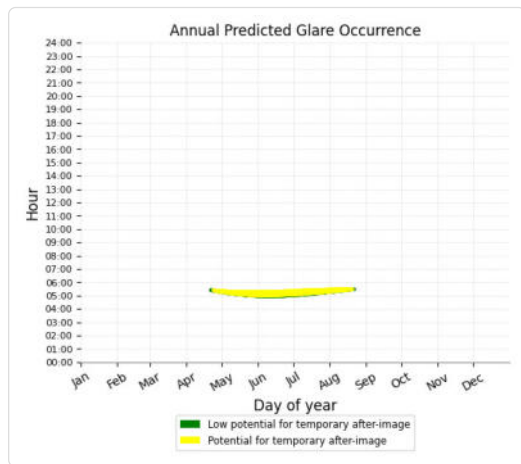
Assumptions

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

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

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

- 271 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,487 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

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