

SolPEG Blendgutachten Solarpark Manhagen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Manhagen in Schleswig-Holstein**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

☎ +49 40 79 69 59 36

☎ +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 südwestlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Sievershagener Weg östlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südöstlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang.....	23 - 38

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Manhagen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Manhagen“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A1 und ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A1 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südwestlich der Ortschaft Manhagen in Schleswig-Holstein, ca. 5 km nordwestlich von Grömitz. Westlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 520 m die Autobahn A1. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur Fahrbahn berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südwestlich der Ortschaft Manhagen in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	54.187°N, 10.902°O, 34 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A1	ca. 520 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m – 49 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 200 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

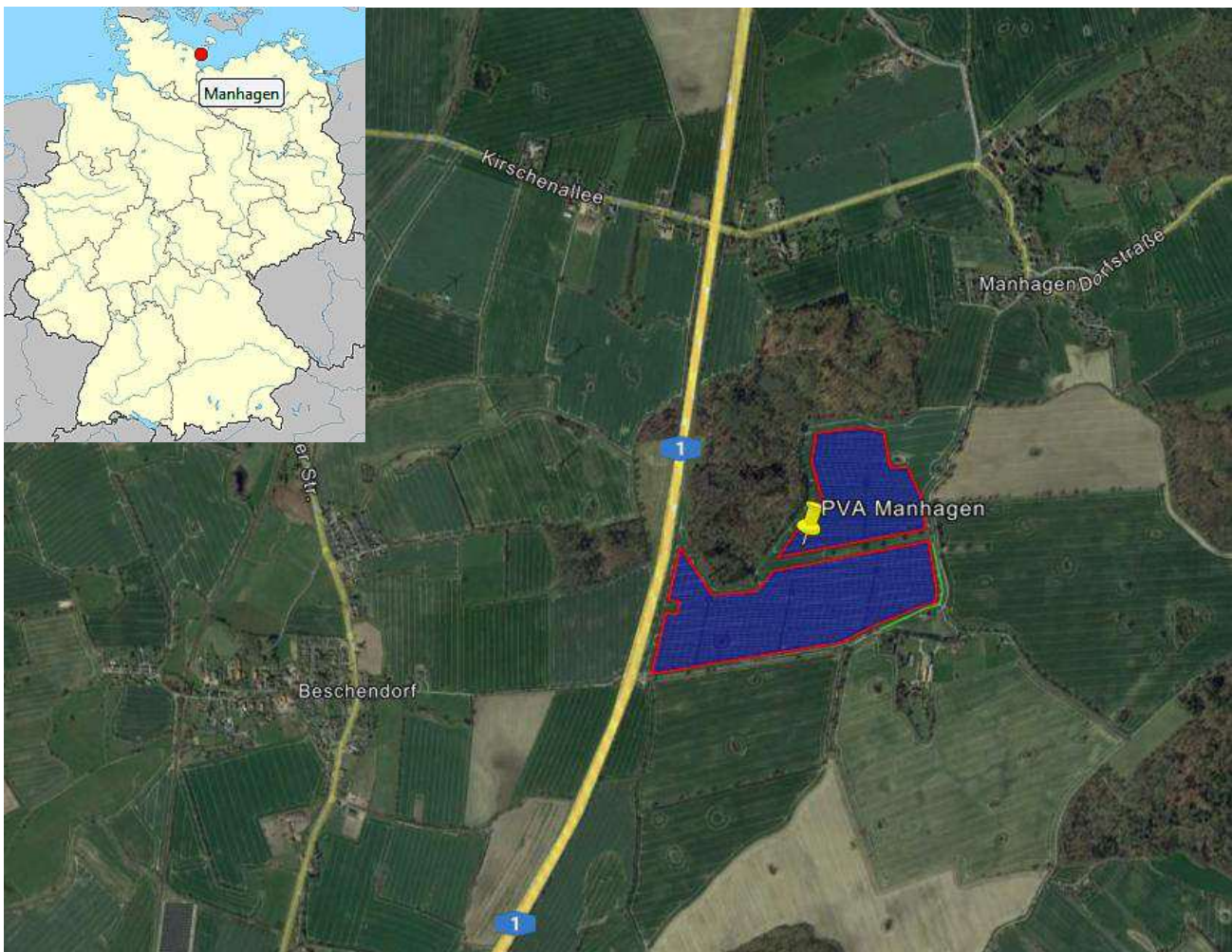


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude im Südosten evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Allerdings ist kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage oder einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung(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 Braunschweig² die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie 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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

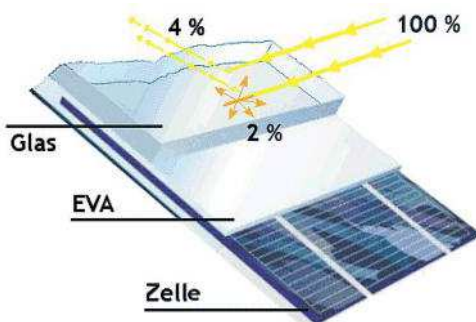


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



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

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

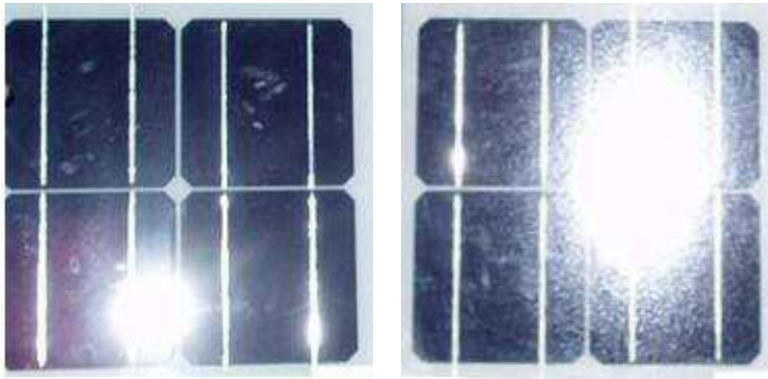


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

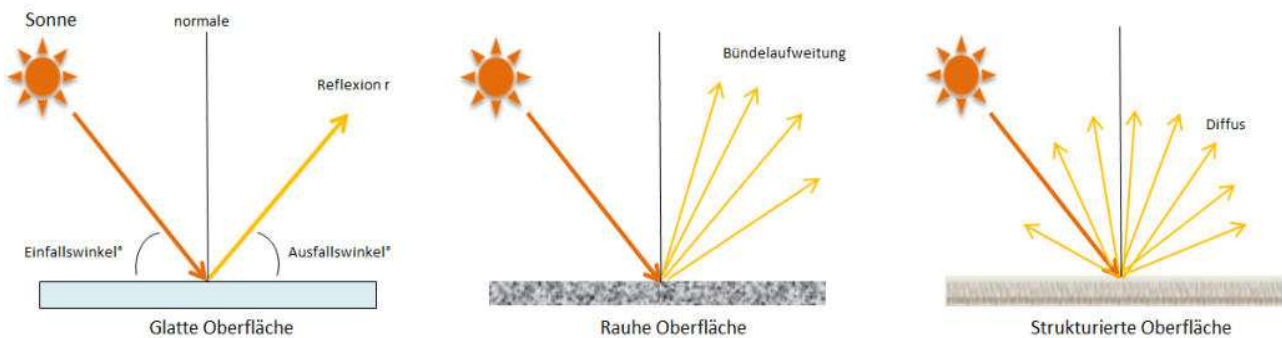


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko 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 Characteristics	
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

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 FAA³ 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:

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

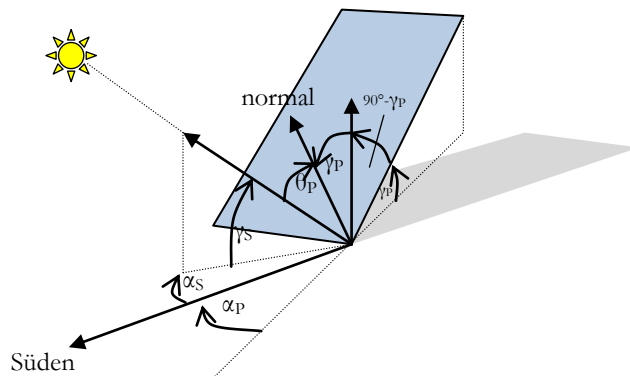


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ 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.

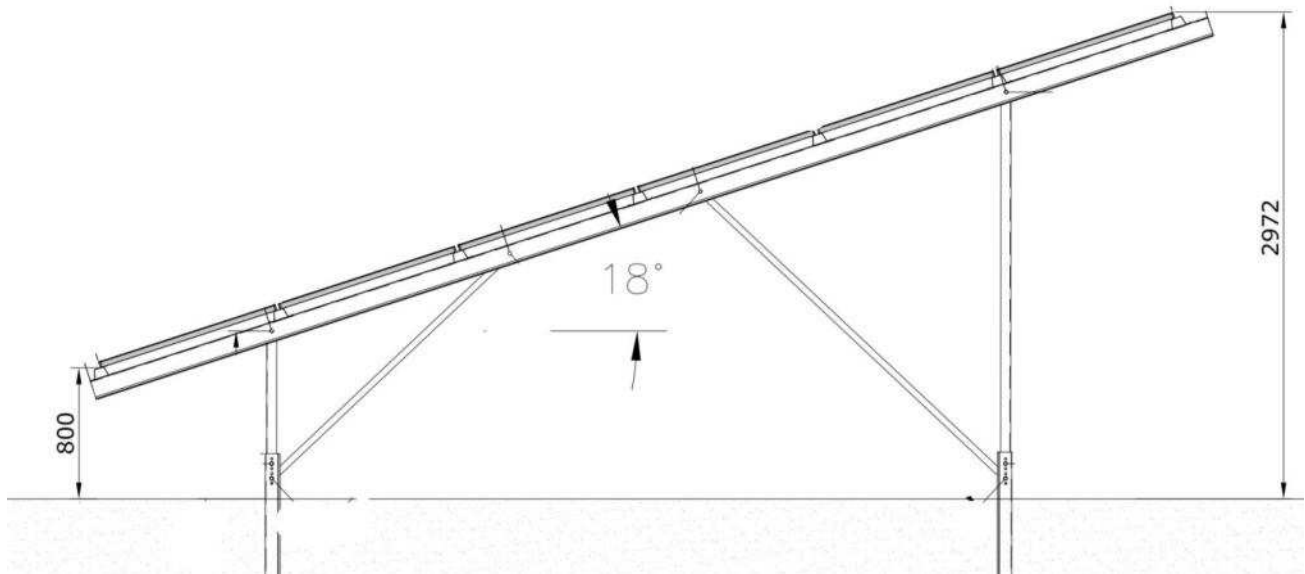


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m bis ca. 2,98 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,8 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁶	Fahrtrichtung +/- 20°

⁶ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Manhagen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt im Verlauf der A1, 1 Messpunkt auf dem Sievershagener Weg sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. 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 belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁷ 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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

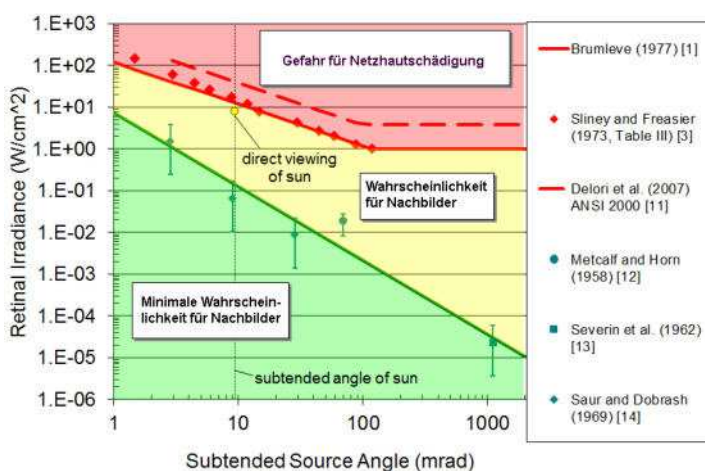


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Manhagen 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 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2
P1 A1 südwestlich	2046 ^W	-
P2 Sievershagener Weg östlich	1585 ^W	-
P3 Gebäude südöstlich	1729 ^G	-
P4 Gebäude südlich	1684 ^G	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der A1 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Diese können zwischen dem 25. April und dem 17. August zwischen 06:43 - 07:22 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. $+47^\circ$ bis $+75^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Verlauf der A1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

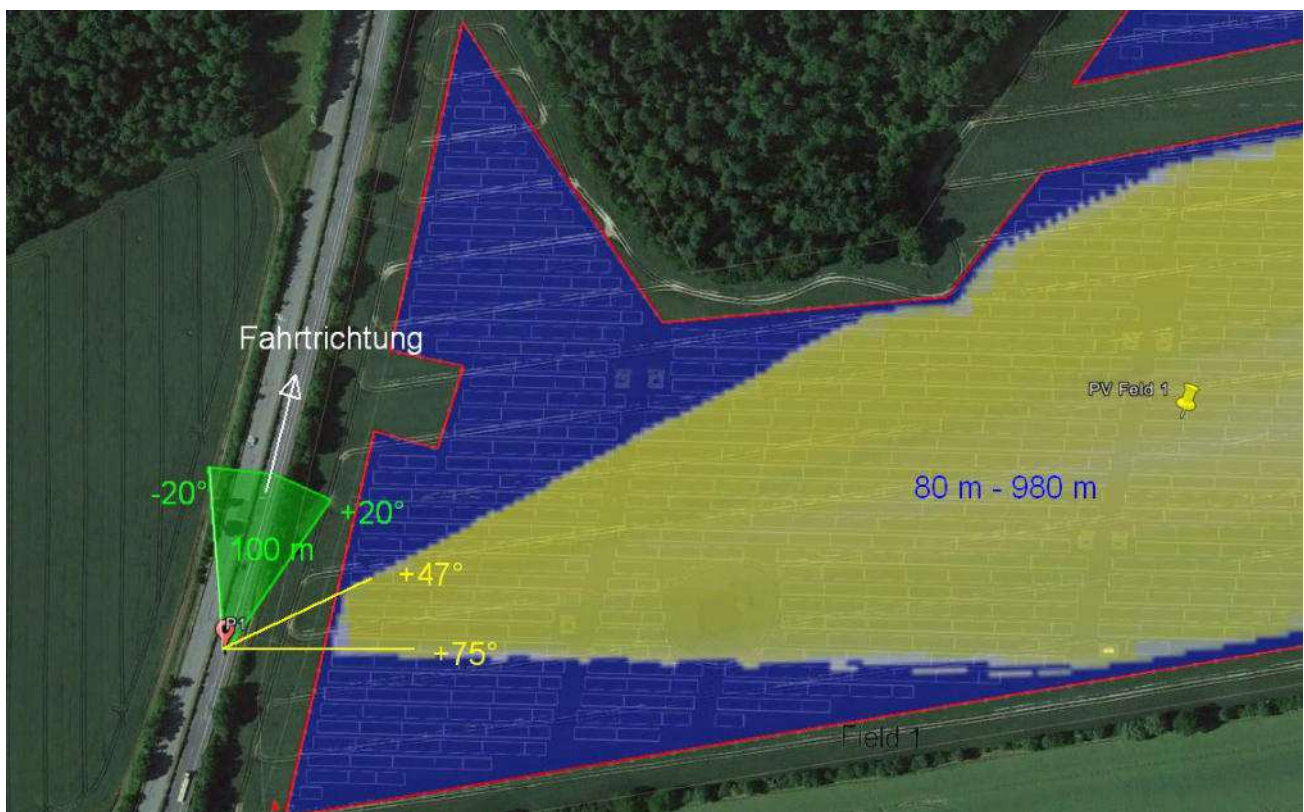


Bild 4.1.1: Simulation und Geländeverlauf am Messpunkte P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, Sichtweite ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn können theoretisch in den frühen Morgenstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen allerdings außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der für Fahrzeugführer relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die PV Anlage befindet sich rechts, außerhalb des Bildes.



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

Messpunkt P1 wurde beispielhaft für den Verlauf der A1 gewählt. Etwas weiter nördlich ist östlich der Autobahn ein ausgeprägter Wald vorhanden, sodass in diesem Bereich ohnehin kein Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Potentielle Reflexionen durch das PV Feld 2 können mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Sievershagener Weg östlich

Am Messpunkt P2 auf dem Sievershagener Weg können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Diese können zwischen dem 27. April und dem 15. August zwischen 19:17 - 19:52 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. -48° bis -69° links (westlich) zur Fahrtrichtung auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

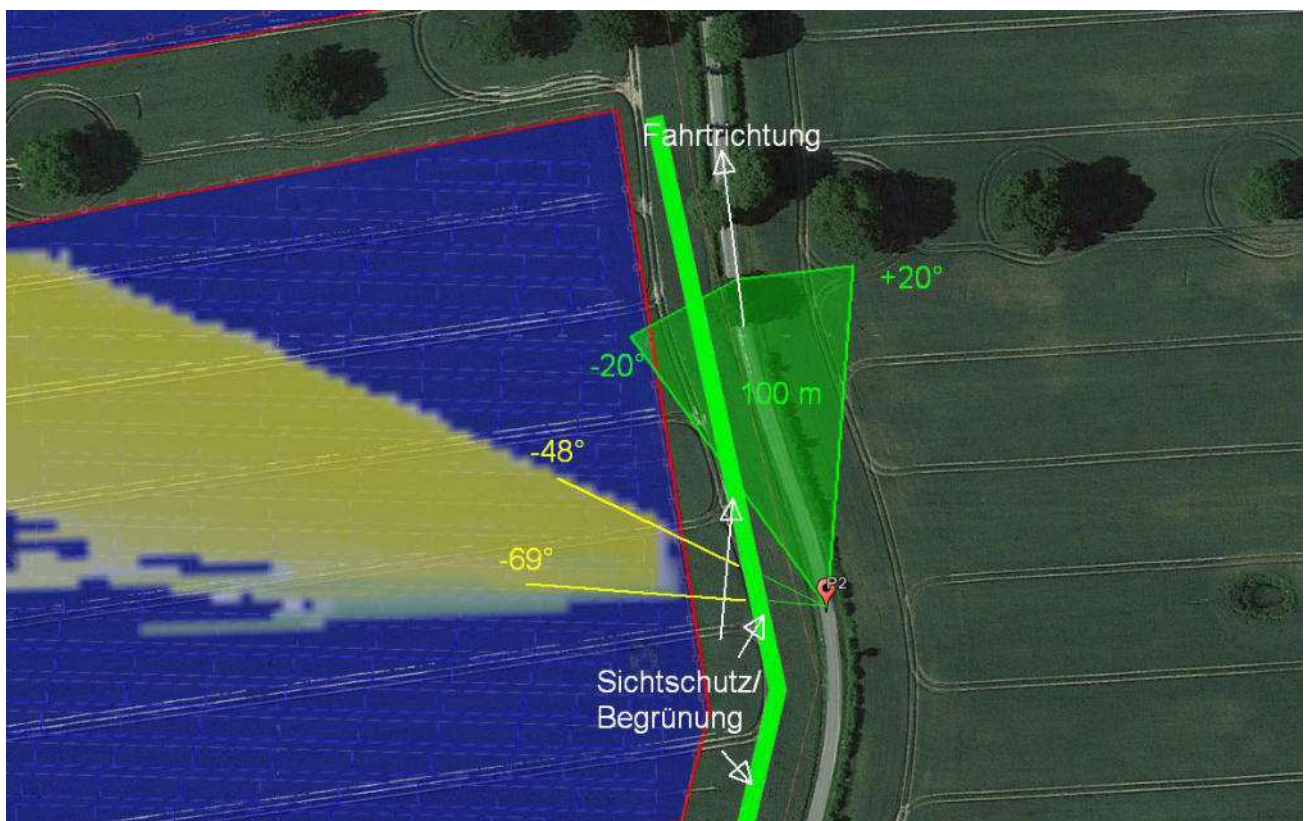


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen allerdings außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, die als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden kann.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage können theoretisch an insgesamt 1729 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 27. April und dem 16. August, abends zwischen 19:16 - 19:51 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten am Tag¹⁰ aus westlicher Richtung auftreten. Die folgende Tabelle zeigt das Auftreten von potentiellen Reflexionen in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3 / PV Feld Nord

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
27. April	16. August	17	1729	19:16	19:51

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

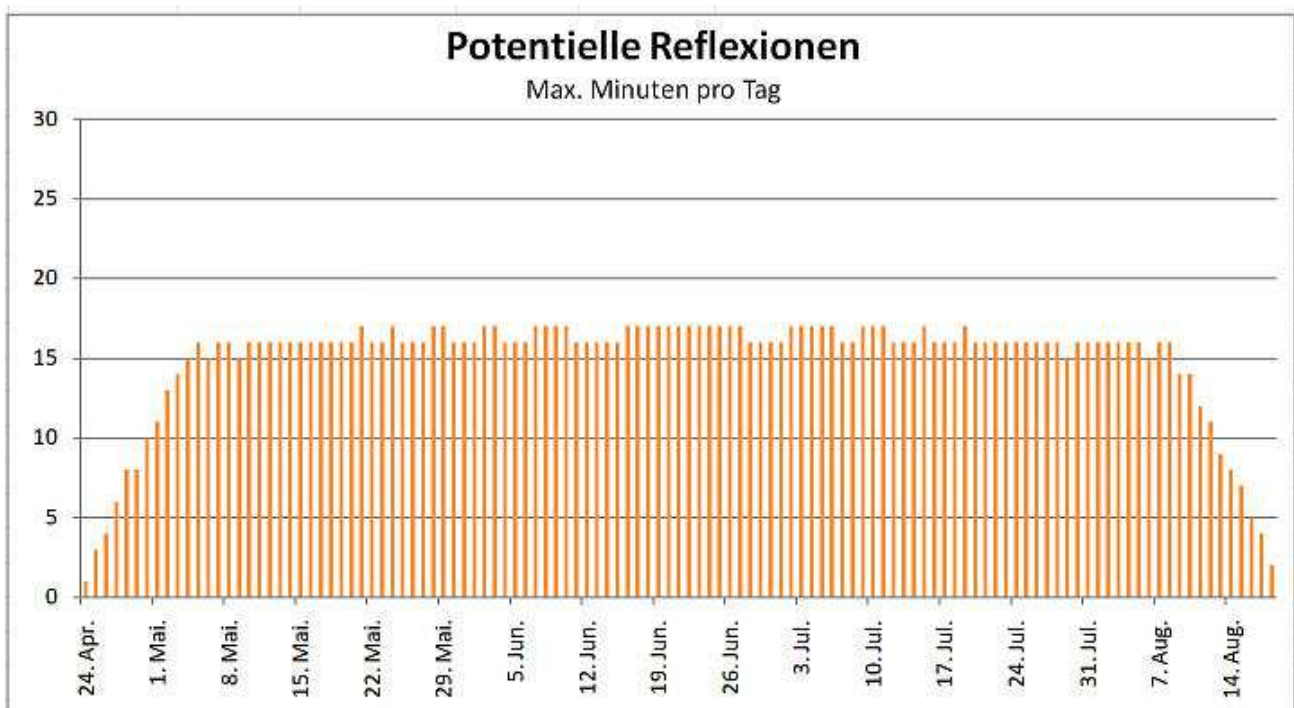


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse liegen leicht unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten mit Bewuchs durch Büsche und Bäume sind diese in der Realität ohnehin nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

¹⁰ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

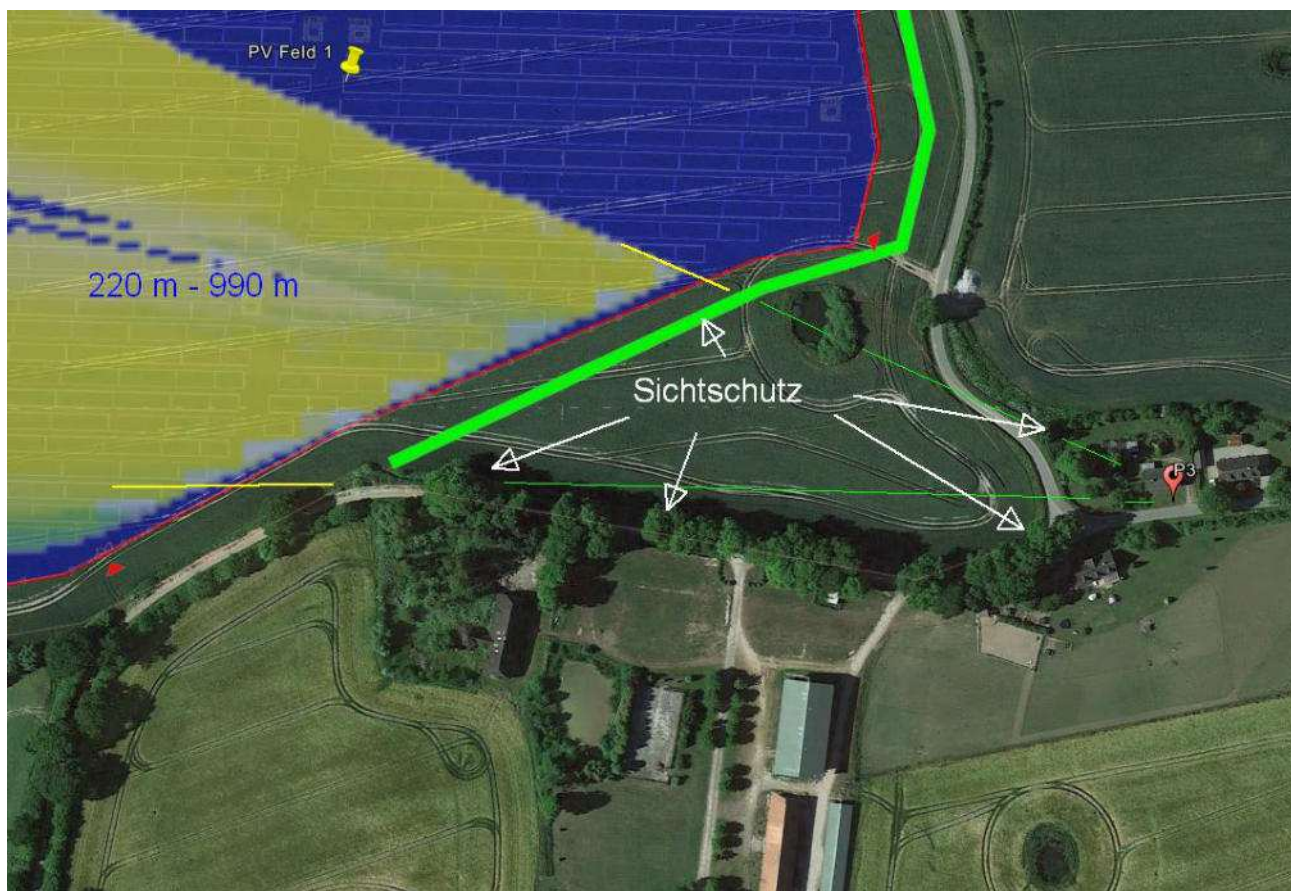


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkte P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben sind, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 befindet sich etwas südwestlich von Messpunkt P3 und entsprechend sind die Simulationsergebnisse ähnlich. Im Bereich der Gebäude am Messpunkt P4 können theoretisch an insgesamt 1684 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber auch hier sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt (hier 2577 Minuten), die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

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

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

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

- 627 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,577 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

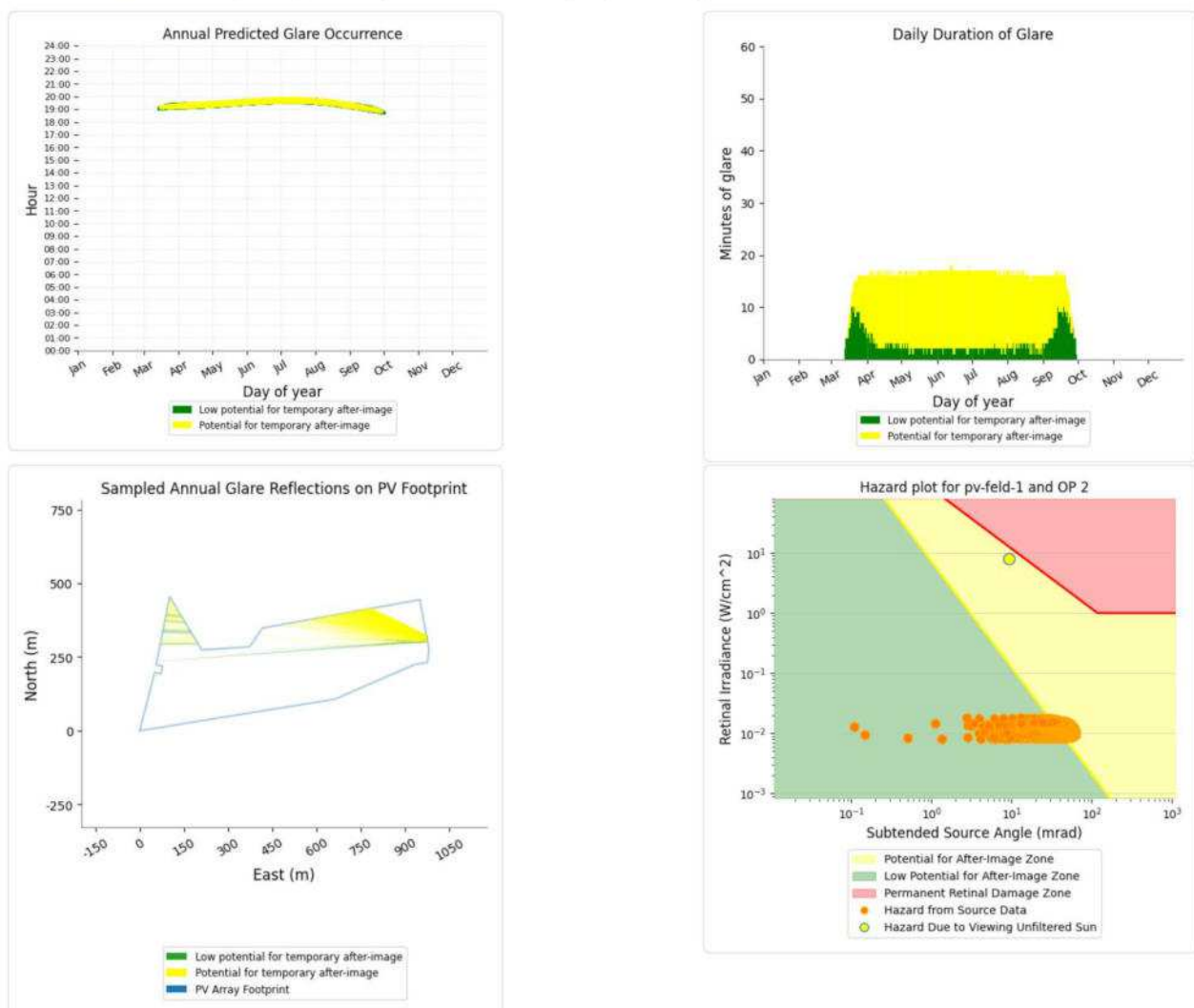


Bild 4.4.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Manhagen 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.

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

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringe, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der westlich verlaufenden Autobahn A1 sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen. Die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und darüber hinaus ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Auch auf dem östlich verlaufenden Sievershagener Weg sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Im Bereich der südöstlich Gebäude können rein rechnerisch in moderaten Umfang Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

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

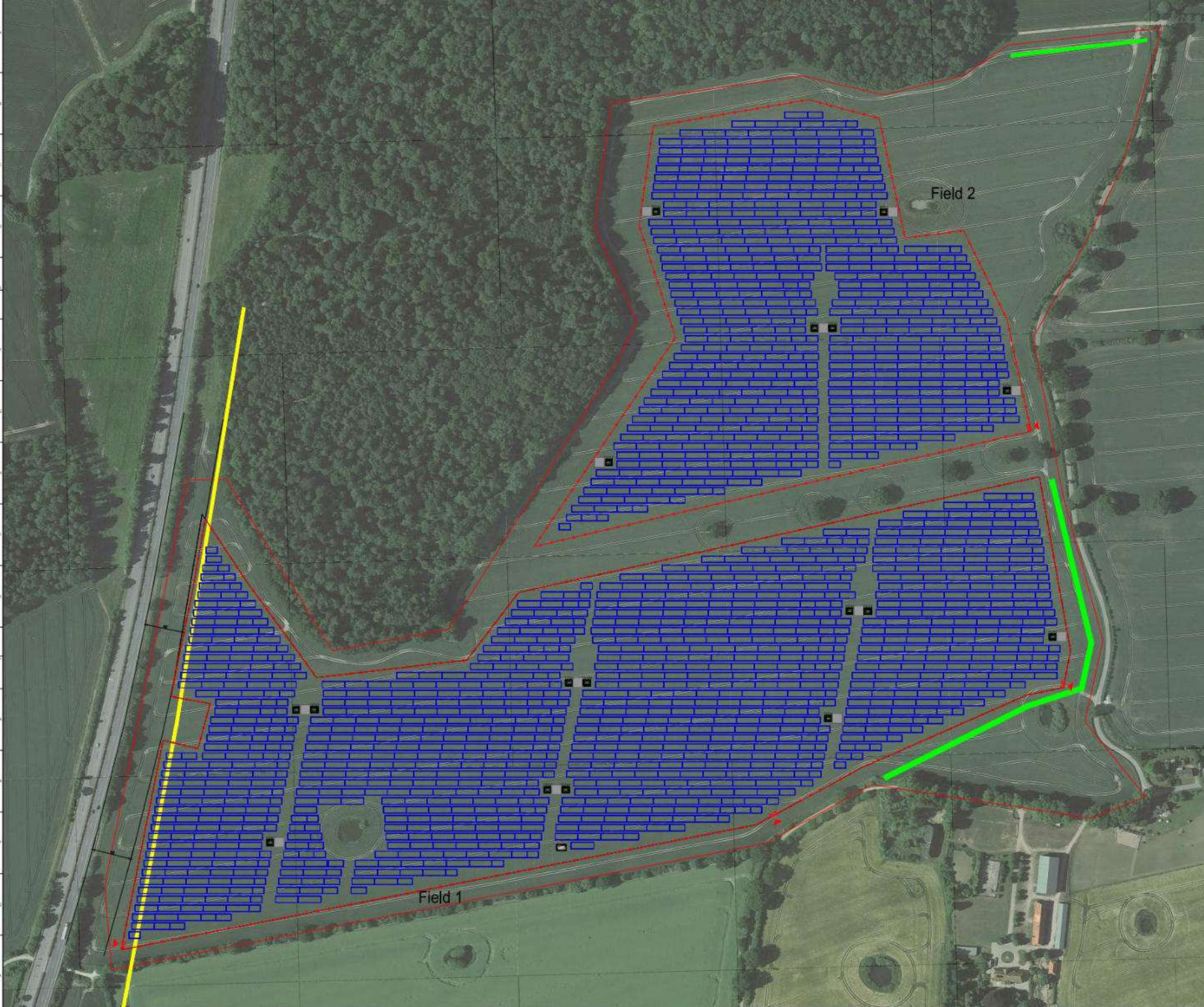
6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 06.01.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



- Legende**
- gestrichelter Zaun (h=2m), Gesamtlänge ca.: 4350 m
 - Baugrenze lt. B-Plan
 - Personventilator
 - Tor Anzahl: 4 Stück
 - gestrichelte Zufahrt
 - PVA Hauptwege / Schutzstreifen, Gesamtfläche ca.: m²
 - Kranstellfläche 30m² x 10m², Gesamtfläche ca.: 12 x 100 m²
 - Fläche Bauteileeinrichtung
 - Trafos; Kombi-, Übergabe-, Zählerstation oder LW
 - Monitoring Container
 - Modultisch

Field 1	
Modul	Iniko MMA500 60HLD-MBV
Typ:	70 521 Stk.
Anzahl:	450 Wp
Modulleistung:	
Wechselrichter	Sungrow SG250HE
Typ:	110 Stk.
Anzahl:	250 kVA
Scheitelleistung:	33 734,63 kWp
DC-Gesamtleistung:	27 500 kVA
AC-Gesamtleistung:	

Field 2	
Modul	Iniko MMA500 60HLD-MBV
Typ:	36 465 Stk.
Anzahl:	450 Wp
Modulleistung:	
Wechselrichter	Sungrow SG250HE
Typ:	36 Stk.
Anzahl:	250 kVA
Scheitelleistung:	16 409,25 kWp
DC-Gesamtleistung:	14 900 kVA
AC-Gesamtleistung:	

Gesamtanlage Mankhagen	
Gesamtanzahl Module:	106 986 Stk.
DC-Gesamtleistung:	46 143,70 kWp
AC-Gesamtleistung:	41 500 kVA
DC-Leistung lt. NTS:	kWp
AC-Leistung lt. NTS:	kVA
Trafostation	
Anzahl:	17 Stk.
Leistung:	Field 1: 11 x 2500 kVA
	Field 2: 5 x 1000 kVA
Unterkonstruktion	
Modultiefe:	38"
Reifenabstand:	2,50 m



Entwurfsplan: Modulayout	
Enerparc AG	
Projektname:	Mankhagen
Projektstand:	01.0
Zeichnung:	01.01
Gezeichnet:	
Geprüft:	
Freigegeben:	
Projektstart:	
Projektende:	
Standort:	Mankhagen
Blatt:	01.01
Blattzahl:	01.01
Blattgröße:	A3
Blattformat:	Portrait
Blattfarbe:	Farbe
Blatttext:	01.01

60M HC 430-450 Watt

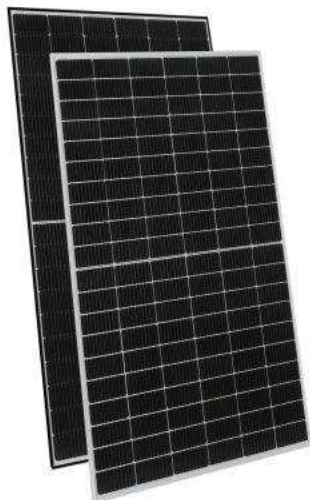
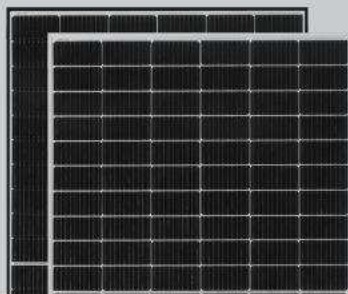
MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory.

IEC61215(2016), IEC61730(2016), certified products.

TIGER Pro



KEY FEATURES



Multi Busbar Solar Cell

MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation
25 year linear power warranty



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

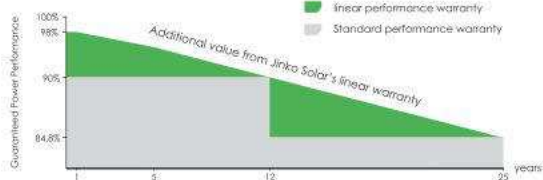


Durability Against Extreme Environmental Conditions

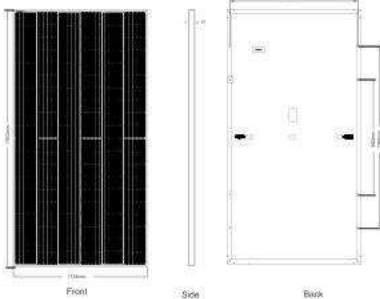
High salt mist and ammonia resistance.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

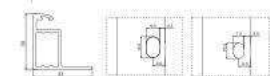
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



Dimensions



Length: 22mm
Width: 22mm
Height: 1mm
Row Pitch: 22mm

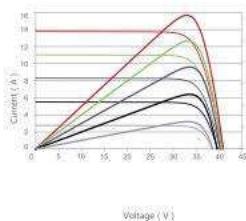
Packaging Configuration

Two pallets = One stack

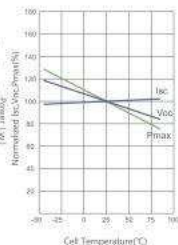
35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.62V	31.56V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.86V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.16V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

- * STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s
 • Power measurement tolerance: ± 3%

Manhagen

Manhagen

Created Jan. 6, 2023
Updated Jan. 6, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Site ID 81984.14511

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

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

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	18.0	180.0	2,832	11,519	-
PV Feld 2	18.0	180.0	570	0	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 372,002 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 249,593 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.183191	10.894153	30.87	2.00	32.87
2	54.184968	10.894936	30.30	2.00	32.30
3	54.184917	10.895247	30.65	2.00	32.65
4	54.185162	10.895344	30.76	2.00	32.76
5	54.185200	10.895011	30.53	2.00	32.53
6	54.187265	10.895709	31.98	2.00	33.98
7	54.185652	10.897382	31.96	2.00	33.96
8	54.185746	10.899861	31.56	2.00	33.56
9	54.186317	10.900526	33.89	2.00	35.89
10	54.187184	10.908701	34.94	2.00	36.94
11	54.185665	10.909173	36.34	2.00	38.34
12	54.185275	10.909098	37.12	2.00	39.12
13	54.185212	10.908444	36.87	2.00	38.87
14	54.184151	10.904281	34.46	2.00	36.46

Name: PV Feld 2
Footprint area: 122,409 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.190545	10.902852	30.07	2.00	32.07
2	54.190733	10.905491	31.96	2.00	33.96
3	54.190570	10.906307	31.97	2.00	33.97
4	54.189415	10.906564	32.69	2.00	34.69
5	54.189528	10.907745	33.02	2.00	35.02
6	54.188536	10.908238	35.43	2.00	37.43
7	54.187657	10.908431	34.34	2.00	36.34
8	54.186879	10.901050	33.65	2.00	35.65
9	54.188712	10.903110	34.27	2.00	36.27
10	54.189742	10.902530	31.64	2.00	33.64

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.184092	10.893772	33.00	2.00	35.00
OP 2	54.185913	10.909672	35.59	2.00	37.59
OP 3	54.184368	10.910445	39.26	2.00	41.26
OP 4	54.183540	10.908299	38.87	2.00	40.87

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	18.0	180.0	2,832	11,519	-	
PV Feld 2	18.0	180.0	570	0	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	202	204	202	217	209	205	264	11	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	281	964	1081	1079	1091	1036	599	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	60	322	188	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

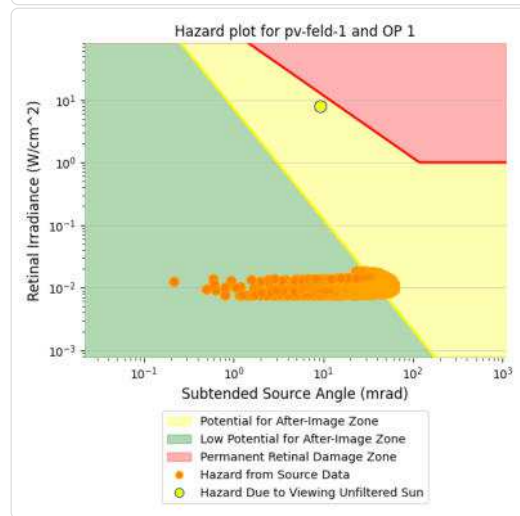
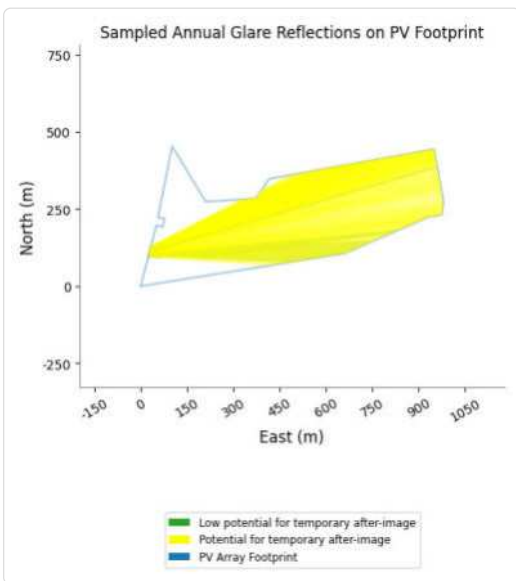
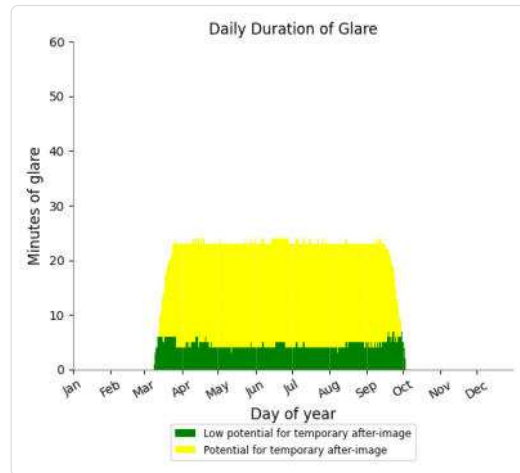
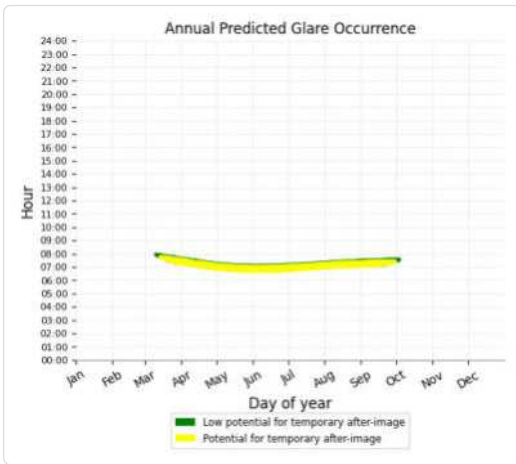
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	942	3588
OP: OP 2	627	2577
OP: OP 3	540	2872
OP: OP 4	723	2482

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

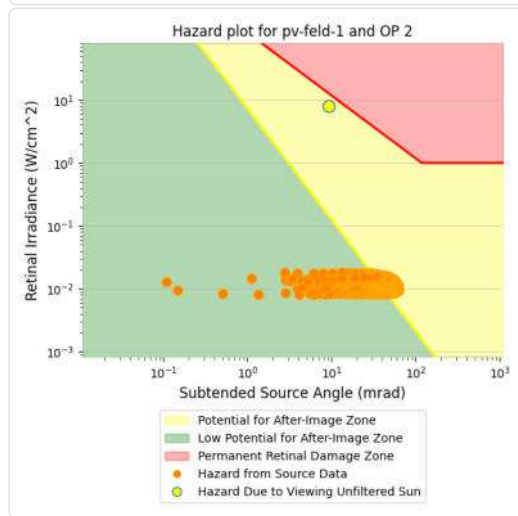
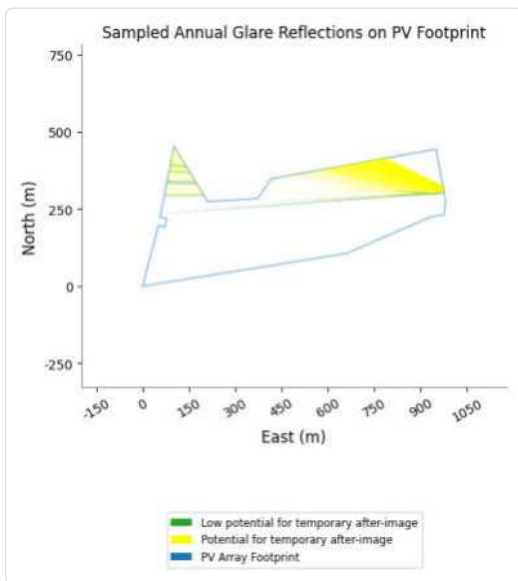
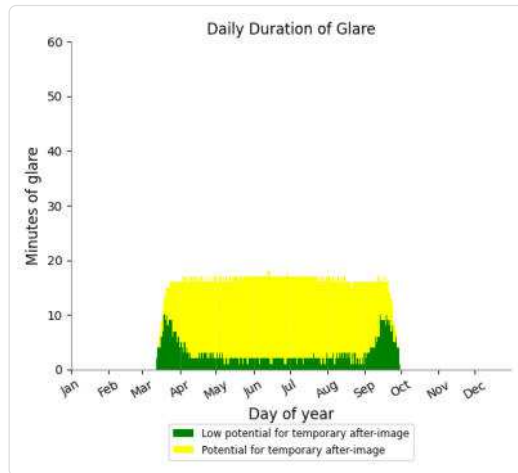
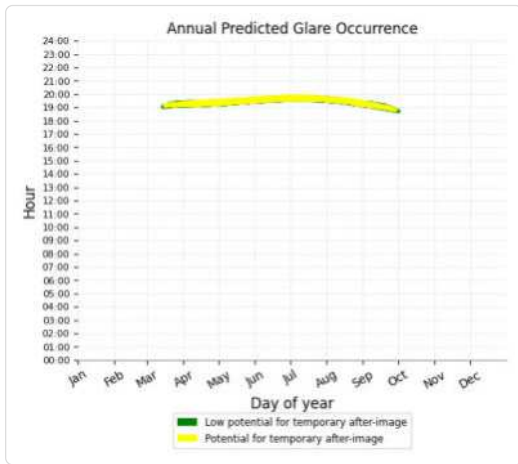
- 942 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,588 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

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

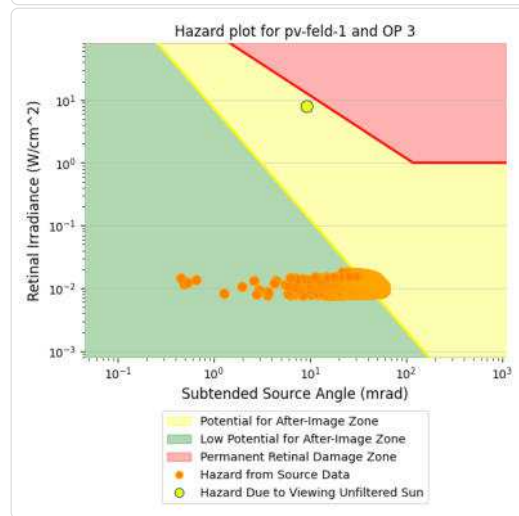
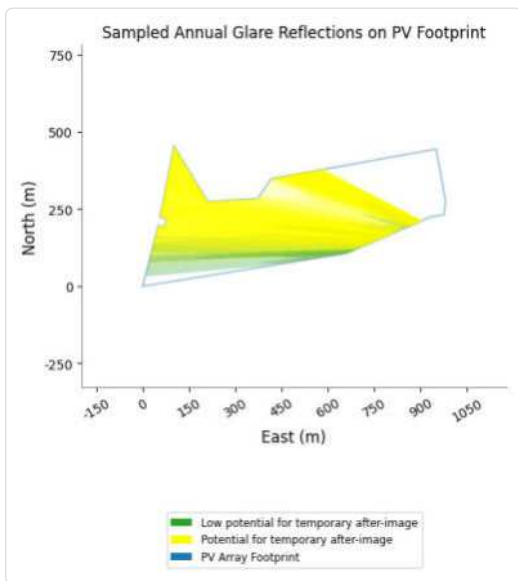
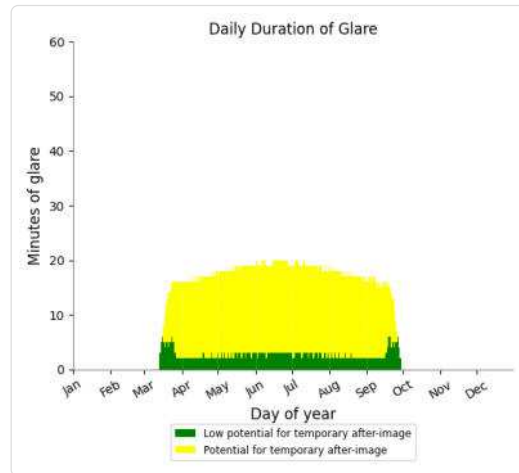
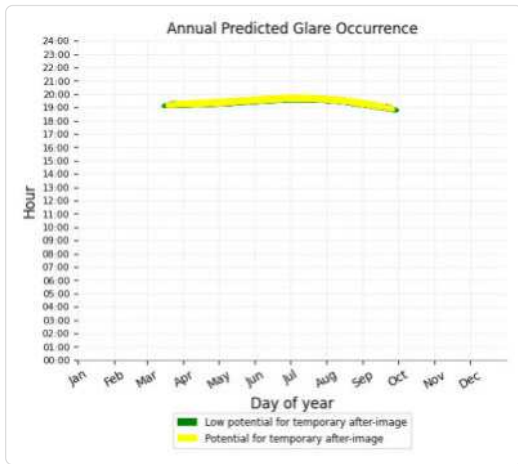
- 627 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,577 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

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

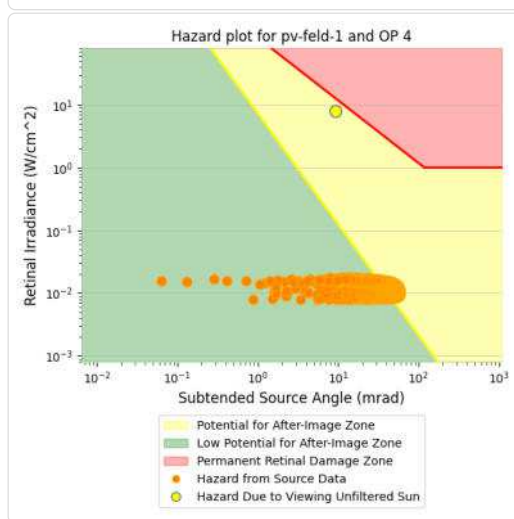
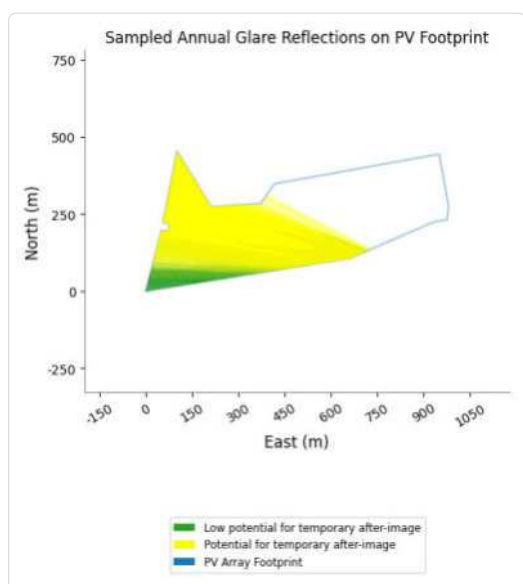
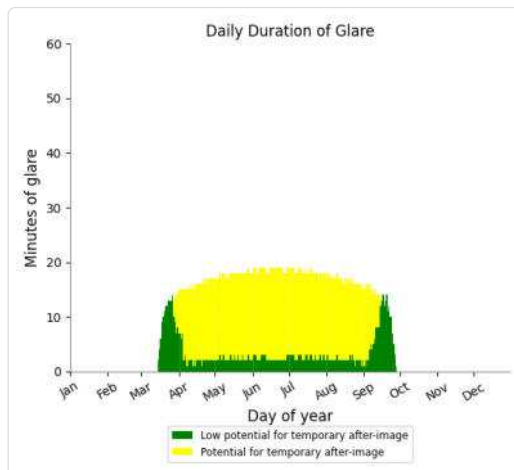
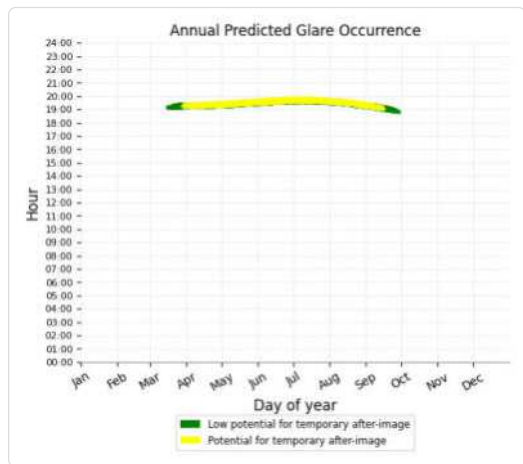
- 540 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,872 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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

- 723 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,482 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



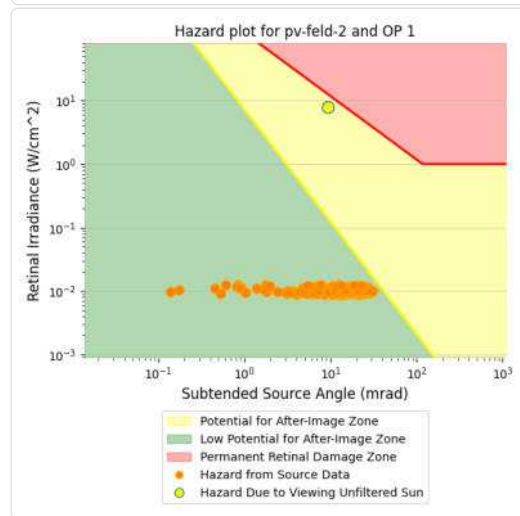
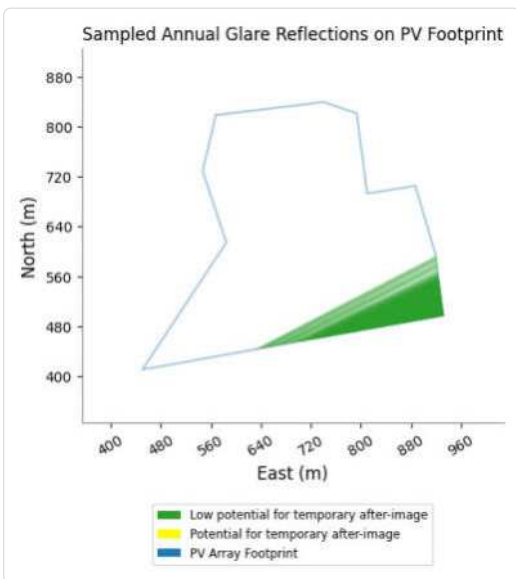
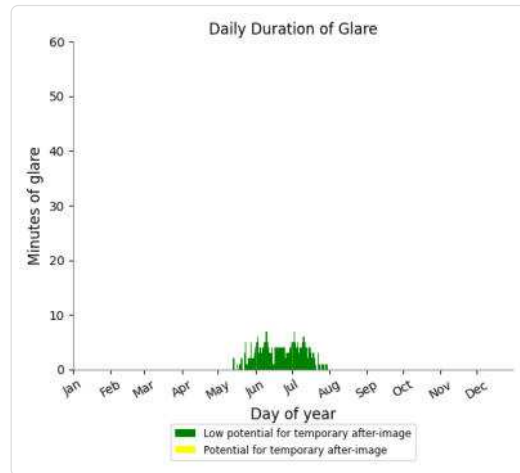
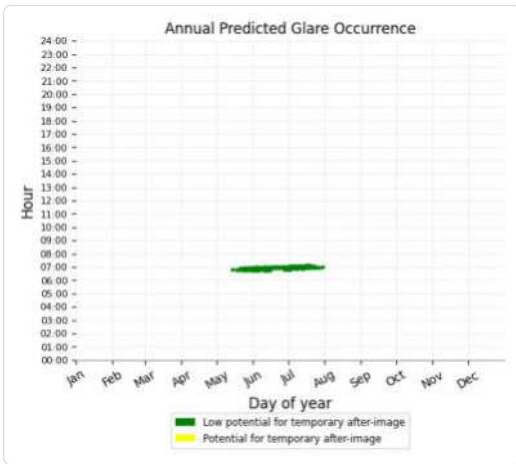
PV Feld 2 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	241	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	329	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

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



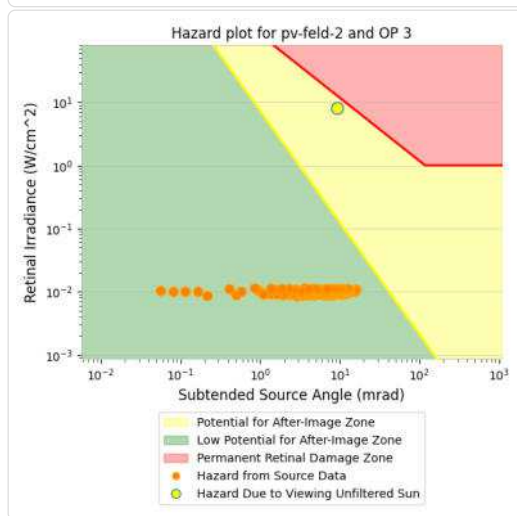
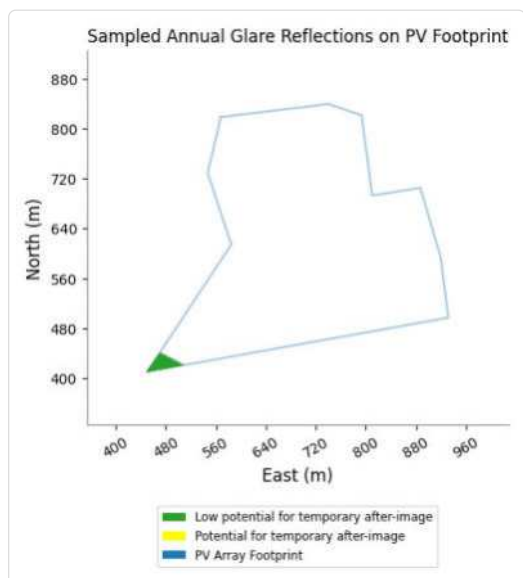
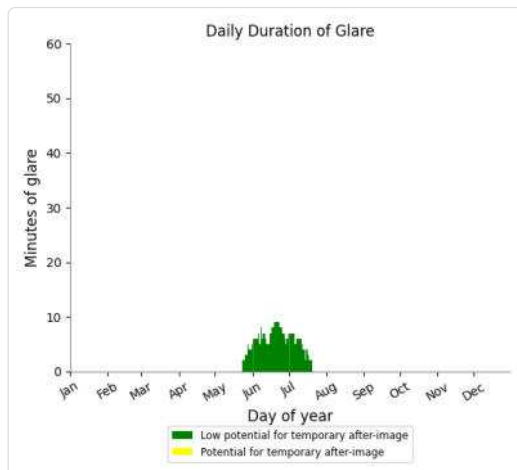
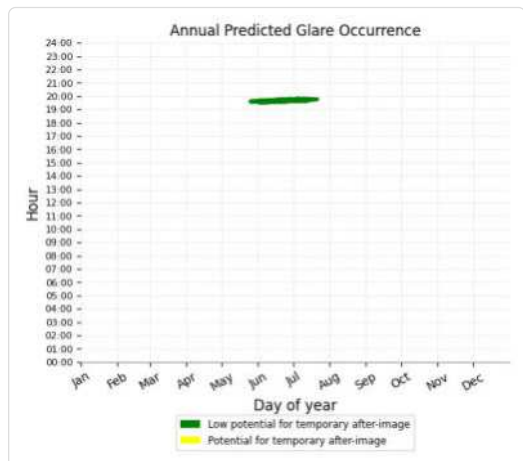
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

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

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



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

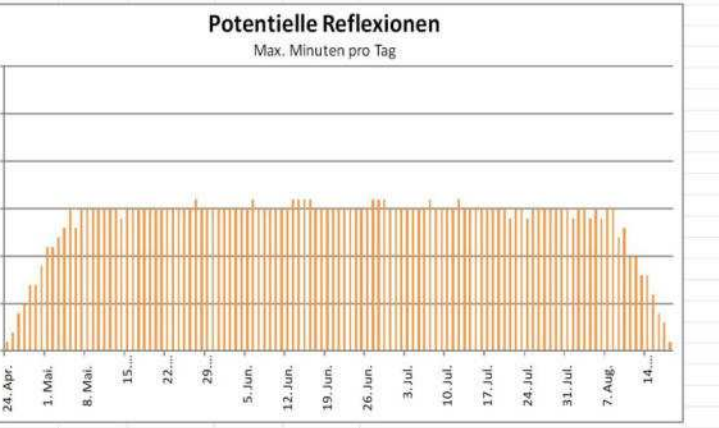
No glare found

Assumptions

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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seil	Anzahl Minuten	Minuten			
																	Tag	Minuten	Anfang	Ende
2023-03-13 19:05:00	0,00704	541,838	1	0,478476	0,014705	0,008945	0,3	263,4	-0,993	-0,114	0,005	0,993	0,09	0,071	24. Apr.	1	19:16	19:16		
2023-03-13 19:06:00	0,008094	539,3563	1	0,488673	0,014949	0,021592	0,1	263,6	-0,994	-0,111	0,002	0,994	0,088	0,067	25. Apr.	2	19:17	19:18		
2023-03-14 19:06:00	0,007577	546,0588	1	0,476637	0,014762	0,0162	0,5	263,9	-0,994	-0,107	0,008	0,994	0,082	0,069	26. Apr.	4	19:17	19:20		
2023-03-14 19:07:00	0,008495	543,6069	1	0,486804	0,015009	0,025956	0,3	264,1	-0,995	-0,103	0,005	0,995	0,081	0,065	27. Apr.	5	19:18	19:22		
2023-03-14 19:08:00	0,008857	541,1503	1	0,49719	0,01526	0,0284	0,2	264,3	-0,995	-0,1	0,003	0,995	0,079	0,061	28. Apr.	7	19:17	19:23		
2023-03-14 19:09:00	0,009175	538,6892	1	0,5078	0,015515	0,030194	0	264,5	-0,995	-0,096	0	0,995	0,078	0,057	29. Apr.	7	19:18	19:24		
2023-03-15 19:06:00	0,006878	550,2074	1	0,464874	0,014507	0,007907	0,8	264,1	-0,995	-0,103	0,014	0,995	0,075	0,071	30. Apr.	9	19:18	19:26		
2023-03-15 19:07:00	0,008011	547,7777	1	0,474795	0,014751	0,021895	0,6	264,3	-0,995	-0,099	0,011	0,995	0,074	0,067	1. Mai.	11	19:18	19:28		
2023-03-15 19:08:00	0,008775	545,3434	1	0,48493	0,014999	0,029163	0,5	264,5	-0,995	-0,096	0,009	0,995	0,073	0,063	2. Mai.	11	19:19	19:30		
2023-03-15 19:09:00	0,008673	542,9044	1	0,495284	0,015251	0,02642	0,3	264,7	-0,996	-0,092	0,006	0,996	0,071	0,059	3. Mai.	12	19:19	19:31		
2023-03-15 19:10:00	0,009572	540,4608	2	0,505861	0,015507	0,03424	0,2	264,9	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,07	0,055	4. Mai.	13	19:20	19:33		
2023-03-15 19:11:00	0,009723	538,0127	2	0,516666	0,015766	0,034146	0,1	265,1	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,068	0,051	5. Mai.	15	19:19	19:33		
2023-03-16 19:06:00	0,007451	554,282	1	0,463061	0,014558	0,015913	1	264,5	-0,995	-0,095	0,017	0,995	0,067	0,07	6. Mai.	13	19:20	19:33		
2023-03-16 19:07:00	0,008431	551,8741	1	0,472951	0,014804	0,026566	0,8	264,7	-0,996	-0,092	0,014	0,996	0,066	0,065	7. Mai.	15	19:20	19:34		
2023-03-16 19:08:00	0,008895	549,4616	1	0,483054	0,015054	0,030115	0,7	264,9	-0,996	-0,088	0,012	0,996	0,065	0,061	8. Mai.	15	19:20	19:34		
2023-03-16 19:09:00	0,009177	547,0445	1	0,493375	0,015308	0,031483	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,009	0,996	0,063	0,057	9. Mai.	15	19:21	19:35		
2023-03-16 19:10:00	0,009635	544,6229	2	0,503918	0,015566	0,03449	0,4	265,3	-0,997	-0,081	0,007	0,997	0,062	0,053	10. Mai.	15	19:21	19:35		
2023-03-16 19:11:00	0,009623	542,1967	2	0,514689	0,015828	0,032812	0,2	265,5	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,06	0,049	11. Mai.	15	19:21	19:35		
2023-03-16 19:12:00	0,010058	539,7659	2	0,525693	0,016094	0,035392	0,1	265,7	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,059	0,045	12. Mai.	15	19:22	19:36		
2023-03-17 19:06:00	0,006696	558,2848	1	0,451602	0,0143	0,006583	1,3	264,8	-0,996	-0,091	0,022	0,996	0,061	0,072	13. Mai.	15	19:22	19:36		
2023-03-17 19:07:00	0,007909	555,8985	1	0,461251	0,014543	0,022028	1,1	265	-0,996	-0,088	0,02	0,996	0,059	0,068	14. Mai.	14	19:23	19:36		
2023-03-17 19:08:00	0,008737	553,5075	1	0,471108	0,01479	0,030085	1	265,2	-0,996	-0,084	0,017	0,996	0,058	0,064	15. Mai.	15	19:23	19:37		
2023-03-17 19:09:00	0,00861	551,112	1	0,481179	0,015041	0,027063	0,8	265,4	-0,997	-0,081	0,015	0,997	0,057	0,059	16. Mai.	15	19:23	19:37		
2023-03-17 19:10:00	0,009606	548,712	2	0,491466	0,015295	0,035844	0,7	265,6	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,055	0,055	17. Mai.	15	19:24	19:38		
2023-03-17 19:11:00	0,009726	546,3074	2	0,501975	0,015554	0,035437	0,6	265,8	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,054	0,051	18. Mai.	15	19:24	19:38		
2023-03-17 19:12:00	0,009904	543,8983	2	0,512711	0,015817	0,035572	0,4	266	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,052	0,047	19. Mai.	15	19:24	19:38		
2023-03-17 19:13:00	0,008502	541,4847	1	0,523678	0,016083	0,019189	0,3	266,2	-0,998	-0,067	0,005	0,998	0,051	0,043	20. Mai.	15	19:24	19:38		
2023-03-17 19:14:00	0,008916	539,0666	1	0,534882	0,016354	0,022282	0,1	266,4	-0,998	-0,063	0,002	0,998	0,05	0,039	21. Mai.	15	19:25	19:39		
2023-03-18 19:07:00	0,007308	562,1565	1	0,449828	0,014343	0,015446	1,5	265,2	-0,996	-0,084	0,026	0,996	0,053	0,07	22. Mai.	15	19:25	19:39		
2023-03-18 19:08:00	0,008346	559,798	1	0,459445	0,014588	0,027011	1,3	265,4	-0,997	-0,08	0,023	0,997	0,051	0,066	23. Mai.	15	19:25	19:39		
2023-03-18 19:09:00	0,008901	557,4349	1	0,46927	0,014837	0,031559	1,2	265,6	-0,997	-0,077	0,021	0,997	0,05	0,062	24. Mai.	15	19:26	19:40		
2023-03-18 19:10:00	0,009133	555,0674	1	0,479307	0,01509	0,032394	1	265,8	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,049	0,057	25. Mai.	15	19:26	19:40		
2023-03-18 19:11:00	0,009401	552,6953	2	0,48956	0,015347	0,033518	0,9	266	-0,997	-0,069	0,015	0,997	0,047	0,053	26. Mai.	15	19:27	19:41		
2023-03-18 19:12:00	0,009615	550,3188	2	0,500034	0,015608	0,034048	0,7	266,2	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,046	0,049	27. Mai.	16	19:27	19:42		
2023-03-18 19:13:00	0,010051	547,9377	2	0,510733	0,015873	0,036602	0,6	266,4	-0,998	-0,062	0,01	0,998	0,044	0,045	28. Mai.	15	19:28	19:42		
2023-03-18 19:14:00	0,008646	545,5523	1	0,521664	0,016142	0,020511	0,4	266,6	-0,998	-0,059	0,008	0,998	0,043	0,041	29. Mai.	15	19:28	19:42		
2023-03-18 19:15:00	0,009148	543,1624	1	0,532829	0,016415	0,024448	0,3	266,8	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,042	0,037	30. Mai.	15	19:28	19:42		
2023-03-18 19:16:00	0,010227	540,7681	2	0,544236	0,016692	0,033535	0,2	267	-0,999	-0,052	0,003	0,999	0,04	0,033	31. Mai.	15	19:28	19:42		
2023-03-18 19:17:00	0,009398	538,3694	1	0,555888	0,016974	0,023806	0	267,2	-0,999	-0,048	0	0,999	0,039	0,028	1. Jun.	15	19:29	19:43		
2023-03-19 19:06:00	0,006521	568,3457	1	0,438679	0,014141	0,004931	1,8	265,4	-0,996	-0,079	0,031	0,996	0,046	0,072	2. Jun.	15	19:29	19:43		
2023-03-19 19:07:00	0,007822	566,0126	1	0,448061	0,014384	0,022018	1,6	265,6	-0,997	-0,076	0,029	0,997	0,045	0,068	3. Jun.	15	19:30	19:44		
2023-03-19 19:08:00	0,008711	563,6749	1	0,457646	0,014631	0,030834	1,5	265,8	-0,997	-0,072	0,026	0,997	0,043	0,064	4. Jun.	15	19:30	19:44		
2023-03-19 19:09:00	0,008516	561,3327	1	0,467438	0,014882	0,027027	1,4	266	-0,997	-0,069	0,024	0,997	0,042	0,06	5. Jun.	15	19:30	19:44		
2023-03-19 19:10:00	0,008876	558,986	1	0,47744	0,015137	0,02938	1,2	266,3	-0,998	-0,065	0,021	0,998	0,04	0,056	6. Jun.	16	19:30	19:45		
2023-03-19 19:11:00	0,009727	556,6348	2	0,487658	0,015396	0,036394	1,1	266,5	-0,998	-0,062	0,019	0,998	0,039	0,051	7. Jun.	15	19:31	19:45		
2023-03-19 19:12:00	0,010015	554,2792	2	0,498097	0,015659	0,037518	0,9	266,7	-0,998	-0,058	0,016	0,998	0,038	0,047	8. Jun.	15	19:32	19:46		
2023-03-19 19:13:00	0,008518	551,9191	1	0,50876	0,015926	0,020371	0,8	266,9	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,036	0,043	9. Jun.	15	19:32	19:46		
2023-03-19 19:14:00	0,009034	549,5546	1	0,519652	0,016197	0,024524	0,6	267,1	-0,999	-0,051	0,011	0,999	0,035	0,039	10. Jun.	15	19:32	19:46		
2023-03-19 19:15:00	0,010313	547,1856	2	0,53078	0,016473	0,035555	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,034	0,035	11. Jun.	15	19:32	19:46		

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
27. April	15. August	16	1585	19:17	19:52	
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 1585 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1107 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 478 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 16 Minuten pro Tag (Max)						
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3205 Einträgen /-627): 1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)						



	Cornel 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	Seil	Anzahl Minuten	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4	
																Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag
2023-03-15 19:10:00	0,00688	540,4608	1	0,505861	0,015507	0,000719	0,2	264,9	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,07	0,055	24. Apr.	1	19:16	19:16	27. April	16. August	17	
2023-03-15 19:11:00	0,007156	538,0127	1	0,516666	0,015766	0,003215	0,1	265,1	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,068	0,051	25. Apr.	2	19:17	19:18				
2023-03-16 19:09:00	0,006879	547,0445	1	0,499375	0,015308	0,002126	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,009	0,996	0,063	0,057	26. Apr.	4	19:17	19:20				
2023-03-16 19:10:00	0,007179	544,6229	1	0,503918	0,015566	0,004945	0,4	265,3	-0,997	-0,081	0,007	0,997	0,062	0,053	27. Apr.	6	19:17	19:22				
2023-03-16 19:11:00	0,007418	542,1967	1	0,514689	0,015828	0,006668	0,2	265,5	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,06	0,049	28. Apr.	7	19:17	19:23				
2023-03-16 19:12:00	0,00763	539,7659	1	0,525693	0,016094	0,007908	0,1	265,7	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,059	0,045	29. Apr.	8	19:17	19:24				
2023-03-17 19:09:00	0,006827	551,112	1	0,481179	0,015041	0,003225	0,8	265,4	-0,997	-0,081	0,015	0,997	0,057	0,059	30. Apr.	9	19:18	19:26				
2023-03-17 19:10:00	0,007155	548,712	1	0,491466	0,015295	0,006478	0,7	265,6	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,055	0,055	1. Mai.	11	19:18	19:28				
2023-03-17 19:11:00	0,007421	546,3074	1	0,501975	0,015554	0,008575	0,6	265,8	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,054	0,051	2. Mai.	13	19:18	19:30				
2023-03-17 19:12:00	0,007164	543,8983	1	0,512711	0,015817	0,002986	0,4	266	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,052	0,047	3. Mai.	13	19:19	19:31				
2023-03-17 19:13:00	0,007827	541,4847	1	0,523678	0,016083	0,010674	0,3	266,2	-0,998	-0,067	0,005	0,998	0,051	0,043	4. Mai.	15	19:19	19:33				
2023-03-17 19:14:00	0,007982	539,0666	1	0,534882	0,016354	0,010981	0,1	266,4	-0,998	-0,063	0,002	0,998	0,05	0,039	5. Mai.	15	19:19	19:33				
2023-03-18 19:09:00	0,006767	557,4349	1	0,46927	0,014837	0,003736	1,2	265,6	-0,997	-0,077	0,021	0,997	0,05	0,062	6. Mai.	15	19:19	19:33				
2023-03-18 19:10:00	0,007166	555,0674	1	0,479307	0,01509	0,008082	1	265,8	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,049	0,057	7. Mai.	16	19:19	19:34				
2023-03-18 19:11:00	0,007451	552,6953	1	0,48956	0,015347	0,010422	0,9	266	-0,997	-0,069	0,015	0,997	0,047	0,053	8. Mai.	15	19:20	19:34				
2023-03-18 19:12:00	0,007681	550,3188	1	0,500034	0,015608	0,011846	0,7	266,2	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,046	0,049	9. Mai.	15	19:20	19:34				
2023-03-18 19:13:00	0,007884	547,9377	1	0,510733	0,015873	0,012815	0,6	266,4	-0,998	-0,062	0,01	0,998	0,044	0,045	10. Mai.	16	19:20	19:35				
2023-03-18 19:14:00	0,00805	545,5523	1	0,521664	0,016142	0,013231	0,4	266,6	-0,998	-0,059	0,008	0,998	0,043	0,041	11. Mai.	15	19:21	19:35				
2023-03-18 19:15:00	0,008118	543,1624	1	0,532829	0,016415	0,012357	0,3	266,8	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,042	0,037	12. Mai.	15	19:21	19:35				
2023-03-18 19:16:00	0,008288	540,7681	1	0,544236	0,016692	0,012765	0,2	267	-0,999	-0,052	0,003	0,999	0,04	0,033	13. Mai.	16	19:21	19:36				
2023-03-18 19:17:00	0,008172	538,3694	1	0,555888	0,016974	0,00954	0	267,2	-0,999	-0,048	0	0,999	0,039	0,028	14. Mai.	15	19:22	19:36				
2023-03-19 19:08:00	0,006523	563,6749	1	0,457646	0,014631	0,001261	1,5	265,8	-0,997	-0,072	0,026	0,997	0,043	0,064	15. Mai.	16	19:22	19:37				
2023-03-19 19:09:00	0,007154	561,3327	1	0,467438	0,014882	0,009369	1,4	266	-0,997	-0,069	0,024	0,997	0,042	0,06	16. Mai.	16	19:22	19:37				
2023-03-19 19:10:00	0,007467	558,986	1	0,47744	0,015137	0,012084	1,2	266,3	-0,998	-0,065	0,021	0,998	0,04	0,056	17. Mai.	15	19:23	19:37				
2023-03-19 19:11:00	0,007725	556,6348	1	0,487658	0,015396	0,013858	1,1	266,5	-0,998	-0,062	0,019	0,998	0,039	0,051	18. Mai.	16	19:23	19:38				
2023-03-19 19:12:00	0,007936	554,2792	1	0,498097	0,015659	0,014893	0,9	266,7	-0,998	-0,058	0,016	0,998	0,038	0,047	19. Mai.	15	19:23	19:38				
2023-03-19 19:13:00	0,008117	551,9191	1	0,50876	0,015926	0,015476	0,8	266,9	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,036	0,043	20. Mai.	16	19:24	19:38				
2023-03-19 19:14:00	0,00827	549,5546	1	0,519652	0,016197	0,015651	0,6	267,1	-0,999	-0,051	0,011	0,999	0,035	0,039	21. Mai.	16	19:24	19:39				
2023-03-19 19:15:00	0,008397	547,1856	1	0,53078	0,016473	0,01549	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,034	0,035	22. Mai.	16	19:24	19:39				
2023-03-19 19:17:00	0,008586	542,4346	1	0,553758	0,017037	0,014318	0,2	267,7	-0,999	-0,041	0,003	0,999	0,031	0,027	23. Mai.	16	19:24	19:39				
2023-03-19 19:18:00	0,008641	540,0525	1	0,565619	0,017325	0,013231	0	267,9	-0,999	-0,037	0,001	0,999	0,03	0,022	24. Mai.	15	19:25	19:39				
2023-03-20 19:09:00	0,007071	565,1655	1	0,455856	0,014613	0,010066	1,7	266,3	-0,997	-0,065	0,029	0,997	0,035	0,062	25. Mai.	16	19:25	19:40				
2023-03-20 19:10:00	0,007452	562,8394	1	0,465614	0,014864	0,013771	1,5	266,5	-0,998	-0,061	0,027	0,998	0,034	0,058	26. Mai.	16	19:26	19:41				
2023-03-20 19:11:00	0,007724	560,5088	1	0,475582	0,015119	0,01571	1,4	266,7	-0,998	-0,058	0,024	0,998	0,032	0,054	27. Mai.	16	19:26	19:41				
2023-03-20 19:12:00	0,007949	558,1738	1	0,485765	0,015379	0,016917	1,2	266,9	-0,998	-0,054	0,022	0,998	0,031	0,049	28. Mai.	16	19:27	19:42				
2023-03-20 19:13:00	0,008144	555,8343	1	0,496167	0,015642	0,017649	1,1	267,1	-0,999	-0,051	0,019	0,999	0,03	0,045	29. Mai.	16	19:27	19:42				
2023-03-20 19:14:00	0,008306	553,4905	1	0,506792	0,01591	0,017933	1	267,3	-0,999	-0,047	0,017	0,999	0,028	0,041	30. Mai.	16	19:27	19:42				
2023-03-20 19:15:00	0,008445	551,1422	1	0,517647	0,016182	0,017895	0,8	267,5	-0,999	-0,044	0,014	0,999	0,027	0,037	31. Mai.	16	19:27	19:42				
2023-03-20 19:17:00	0,00796	546,4326	1	0,540061	0,016738	0,008235	0,5	267,9	-0,999	-0,037	0,009	0,999	0,024	0,029	1. Jun.	16	19:27	19:42				
2023-03-20 19:18:00	0,008731	544,0712	1	0,551631	0,017023	0,016122	0,4	268,1	-0,999	-0,033	0,006	0,999	0,023	0,025	2. Jun.	16	19:28	19:43				
2023-03-20 19:19:00	0,008772	541,7056	1	0,56345	0,017312	0,014879	0,2	268,3	-1	-0,029	0,004	1	0,22	0,02	3. Jun.	16	19:29	19:44				
2023-03-20 19:20:00	0,008779	539,3356	1	0,575523	0,017605	0,013212	0,1	268,5	-1	-0,026	0,001	1	0,02	0,016	4. Jun.	16	19:29	19:44				
2023-03-21 19:09:00	0,006677	568,9356	1	0,44456	0,014345	0,005928	2	266,5	-0,998	-0,061	0,035	0,998	0,028	0,064	5. Jun.	16	19:29	19:44				
2023-03-21 19:10:00	0,007413	566,6297	1	0,454078	0,014593	0,015131	1,9	266,7	-0,998	-0,057	0,033	0,998	0,027	0,06	6. Jun.	16	19:29	19:44				
2023-03-21 19:11:00	0,007711	564,3195	1	0,463802	0,014845	0,017416	1,7	266,9	-0,998	-0,054	0,03	0,998	0,026	0,056	7. Jun.	17	19:29	19:45				
2023-03-21 19:12:00	0,007946	562,0048	1	0,473735	0,015101	0,018722	1,6	267,1	-0,998	-0,05	0,027	0,998	0,024	0,052	8. Jun.	16	19:31	19:46				
2023-03-21 19:13:00	0,008165	559,6857	1	0,483881	0,01536	0,019747	1,4	267,3	-0,999	-0,047	0,025	0,999	0,023	0,048	9. Jun.	16	19:31	19:46				
2023-03-21 19:14:00	0,008339	557,3622	1	0,494246	0,015624	0,02016	1,3	267,5	-0,999	-0,043	0,022	0,999	0,022	0,043	10. Jun.	16	19:31	19:46				
2023-03-21 19:15:00	0,008489	555,0343	1	0,504834	0,015892	0,020235	1,1	267,7	-0,999	-0,039	0,02	0,999	0,02	0,039	11. Jun.	16	19:31	19:46				

Minuten im Zeitraum

27. April 16. August 17

1684

Erste Zeit 19:16

Letzte Zeit 19:51

Messpunkt OP 4

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:

1684 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

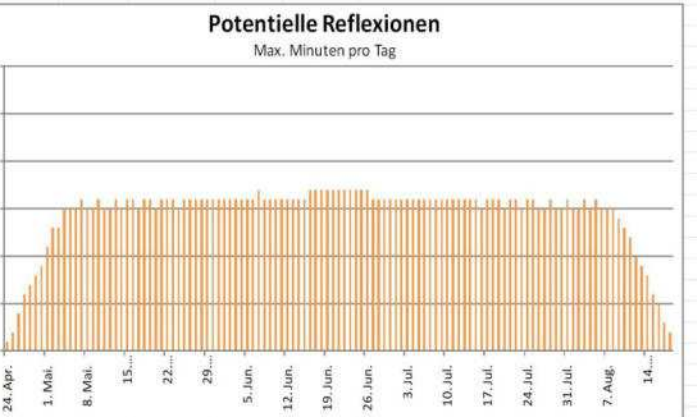
1180 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

504 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

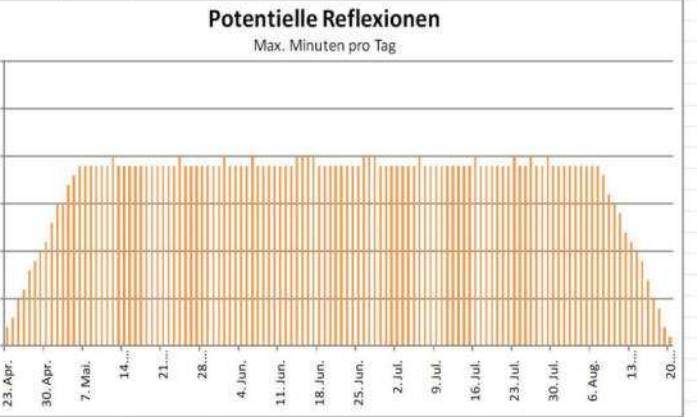
17 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3206 Einträgen /-723):

- 1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	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	Seil	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Minuten		Minuten im Zeitraum		Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
																				Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum			
2023-03-09 07:58:00	0,006075	541,1907	1	0,446636	0,01371	0,000593	0,1	99,1	0,987	-0,158	0,003	-0,987	0,127	0,095	23. Apr.	2	07:16	07:17	25. April	17. August	20	2046	06:43	07:22		
2023-03-10 07:55:00	0,007584	541,8081	1	0,464026	0,01426	0,019804	0	98,3	0,99	-0,144	0,001	-0,99	0,116	0,085	24. Apr.	3	07:14	07:16								
2023-03-10 07:56:00	0,007006	544,3297	1	0,454381	0,014028	0,014165	0,2	98,5	0,989	-0,148	0,003	-0,989	0,118	0,089	25. Apr.	5	07:12	07:16								
2023-03-10 07:57:00	0,006416	546,8463	1	0,44494	0,0138	0,005813	0,3	98,0	0,989	-0,151	0,006	-0,989	0,119	0,093	26. Apr.	6	07:10	07:15								
2023-03-11 07:53:00	0,008223	542,4384	1	0,472094	0,014524	0,025994	0,1	97,6	0,991	-0,133	0,001	-0,991	0,107	0,079	27. Apr.	8	07:08	07:15								
2023-03-11 07:54:00	0,007788	544,9438	1	0,462268	0,014288	0,022253	0,2	97,8	0,991	-0,137	0,004	-0,991	0,108	0,083	28. Apr.	9	07:05	07:13								
2023-03-11 07:55:00	0,007291	547,4442	1	0,452649	0,014055	0,017274	0,4	98,1	0,99	-0,14	0,006	-0,99	0,11	0,087	29. Apr.	10	07:04	07:13								
2023-03-11 07:56:00	0,006692	549,9398	1	0,443234	0,013825	0,010106	0,5	98,3	0,99	-0,144	0,009	-0,99	0,111	0,091	30. Apr.	11	07:02	07:12								
2023-03-12 07:50:00	0,008733	540,584	1	0,480309	0,014727	0,03045	0,1	97	0,993	-0,122	0,002	-0,993	0,098	0,073	1. Mai.	13	07:00	07:12								
2023-03-12 07:51:00	0,008366	543,078	1	0,470299	0,014486	0,027918	0,2	97,2	0,992	-0,126	0,004	-0,992	0,099	0,077	2. Mai.	15	06:58	07:12								
2023-03-12 07:52:00	0,007948	545,5672	1	0,4605	0,01425	0,024533	0,4	97,4	0,992	-0,129	0,007	-0,992	0,1	0,081	3. Mai.	15	06:57	07:11								
2023-03-12 07:53:00	0,007474	548,0517	1	0,450908	0,014016	0,020062	0,5	97,6	0,991	-0,133	0,009	-0,991	0,102	0,085	4. Mai.	17	06:55	07:11								
2023-03-12 07:54:00	0,006923	550,5313	1	0,441519	0,013786	0,013946	0,7	97,8	0,991	-0,136	0,012	-0,991	0,103	0,09	5. Mai.	18	06:52	07:09								
2023-03-12 07:55:00	0,00625	553,0061	1	0,432329	0,01356	0,004882	0,8	98	0,99	-0,14	0,014	-0,99	0,104	0,094	6. Mai.	19	06:51	07:09								
2023-03-13 07:48:00	0,009186	541,2476	2	0,488673	0,015002	0,033485	0,1	96,4	0,994	-0,111	0,002	-0,994	0,088	0,067	7. Mai.	19	06:50	07:08								
2023-03-13 07:49:00	0,008893	543,7257	1	0,478476	0,014756	0,031991	0,3	96,6	0,993	-0,114	0,005	-0,993	0,09	0,071	8. Mai.	19	06:50	07:08								
2023-03-13 07:50:00	0,008541	546,199	1	0,468495	0,014514	0,029726	0,4	96,8	0,993	-0,118	0,007	-0,993	0,091	0,075	9. Mai.	19	06:50	07:08								
2023-03-13 07:51:00	0,008138	548,6676	1	0,458724	0,014275	0,026662	0,6	97	0,993	-0,122	0,01	-0,993	0,093	0,079	10. Mai.	19	06:49	07:07								
2023-03-13 07:52:00	0,007682	551,1314	1	0,449161	0,01404	0,022626	0,7	97,2	0,992	-0,125	0,012	-0,992	0,094	0,084	11. Mai.	19	06:49	07:07								
2023-03-13 07:53:00	0,007163	553,5904	1	0,439799	0,013809	0,017268	0,9	97,4	0,992	-0,129	0,015	-0,992	0,095	0,088	12. Mai.	20	06:48	07:07								
2023-03-13 07:54:00	0,006537	556,0446	1	0,430635	0,013581	0,009503	1	97,6	0,991	-0,132	0,017	-0,991	0,097	0,092	13. Mai.	19	06:48	07:06								
2023-03-14 07:45:00	0,009552	541,9134	2	0,5078	0,015608	0,033435	0	95,5	0,995	-0,096	0	-0,995	0,078	0,057	14. Mai.	19	06:48	07:06								
2023-03-14 07:46:00	0,009536	544,3685	2	0,49719	0,015351	0,034828	0,2	95,7	0,995	-0,1	0,003	-0,995	0,079	0,061	15. Mai.	19	06:47	07:05								
2023-03-14 07:47:00	0,009358	546,819	2	0,486804	0,015098	0,034621	0,3	95,9	0,995	-0,103	0,005	-0,995	0,081	0,065	16. Mai.	19	06:47	07:05								
2023-03-14 07:48:00	0,009086	549,2647	2	0,476637	0,014849	0,033423	0,5	96,1	0,994	-0,107	0,008	-0,994	0,082	0,069	17. Mai.	19	06:47	07:05								
2023-03-14 07:49:00	0,008749	551,7058	1	0,466686	0,014603	0,031426	0,6	96,3	0,994	-0,111	0,01	-0,994	0,083	0,073	18. Mai.	19	06:46	07:04								
2023-03-14 07:50:00	0,008358	554,1421	1	0,456945	0,014362	0,028655	0,7	96,5	0,993	-0,114	0,013	-0,993	0,085	0,078	19. Mai.	19	06:46	07:04								
2023-03-14 07:51:00	0,007916	556,5737	1	0,447409	0,014124	0,025006	0,9	96,7	0,993	-0,117	0,016	-0,993	0,086	0,082	20. Mai.	19	06:46	07:04								
2023-03-14 07:52:00	0,007417	559,0006	1	0,438075	0,013889	0,02021	1	97	0,992	-0,121	0,018	-0,992	0,087	0,086	21. Mai.	19	06:45	07:03								
2023-03-14 07:53:00	0,006835	561,4227	1	0,428939	0,013659	0,013585	1,2	97,2	0,992	-0,125	0,021	-0,992	0,089	0,09	22. Mai.	19	06:45	07:03								
2023-03-14 07:54:00	0,006127	563,8399	1	0,419996	0,013431	0,003758	1,3	97,4	0,992	-0,128	0,023	-0,992	0,09	0,094	23. Mai.	19	06:45	07:03								
2023-03-15 07:43:00	0,009824	542,5879	2	0,516666	0,0159	0,034326	0,1	94,9	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,068	0,051	24. Mai.	20	06:44	07:03								
2023-03-15 07:44:00	0,009585	545,0275	2	0,505861	0,015638	0,033577	0,2	95,1	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,07	0,055	25. Mai.	19	06:44	07:02								
2023-03-15 07:45:00	0,009599	547,4624	2	0,495284	0,015379	0,035272	0,3	95,3	0,996	-0,092	0,006	-0,996	0,071	0,059	26. Mai.	19	06:45	07:03								
2023-03-15 07:46:00	0,009473	549,8928	2	0,48493	0,015124	0,035591	0,5	95,5	0,995	-0,096	0,009	-0,995	0,073	0,063	27. Mai.	19	06:45	07:03								
2023-03-15 07:47:00	0,00923	552,3184	2	0,474795	0,014874	0,034733	0,6	95,7	0,995	-0,099	0,011	-0,995	0,074	0,067	28. Mai.	19	06:44	07:02								
2023-03-15 07:48:00	0,008912	554,7394	1	0,464874	0,014627	0,033015	0,8	95,9	0,995	-0,103	0,014	-0,995	0,075	0,071	29. Mai.	19	06:44	07:02								
2023-03-15 07:49:00	0,008536	557,1558	1	0,455162	0,014384	0,030525	0,9	96,1	0,994	-0,106	0,016	-0,994	0,077	0,076	30. Mai.	19	06:44	07:02								
2023-03-15 07:50:00	0,00811	559,5674	1	0,445656	0,014144	0,027218	1,1	96,3	0,994	-0,111	0,019	-0,994	0,078	0,08	31. Mai.	19	06:44	07:02								
2023-03-15 07:51:00	0,00763	561,9743	1	0,436351	0,013908	0,022896	1,2	96,5	0,993	-0,113	0,021	-0,993	0,079	0,084	1. Jun.	20	06:43	07:02								
2023-03-15 07:52:00	0,007085	564,3764	1	0,427243	0,013676	0,017147	1,4	96,7	0,993	-0,117	0,024	-0,993	0,081	0,088	2. Jun.	19	06:43	07:01								
2023-03-15 07:53:00	0,006428	566,7738	1	0,418327	0,013448	0,00877	1,5	96,9	0,992	-0,12	0,026	-0,992	0,082	0,092	3. Jun.	19	06:44	07:02								
2023-03-16 07:40:00	0,010031	540,8385	2	0,525693	0,016126	0,034952	0,1	94,3	0,997	-0,074	0,001	-0,997	0,059	0,045	4. Jun.	19	06:44	07:02								
2023-03-16 07:41:00	0,009899	543,2672	2	0,514689	0,015859	0,035273	0,2	94,5	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,06	0,049	5. Jun.	19	06:44	07:02								
2023-03-16 07:42:00	0,009687	545,6914	2	0,503918	0,015597	0,034815	0,4	94,7	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,062	0,053	6. Jun.	20	06:43	07:02								
2023-03-16 07:43:00	0,009575	548,1111	2	0,493375	0,015338	0,035281	0,5	94,9	0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,063	0,057	7. Jun.	19	06:43	07:01								
2023-03-16 07:44:00	0,009526	550,5261	2	0,483054	0,015083	0,036365	0,7	95,1	0,996	-0,088	0,012	-0,996	0,065	0,061	8. Jun.	19	06:44	07:02								
2023-03-16 07:45:00	0,009322	552,9366	2	0,472951	0,014832	0,035907	0,8	95,3	0,996	-0,092	0,014	-0,996	0,066	0,065	9. Jun.	19	06:44	07:02								
2023-03-16 07:46:00	0,009028	555,3424	2	0,463061	0,014586	0,034489	1	95,5	0,995	-0,095	0,017	-0,995	0,067	0,07	10. Jun.	19	06:44	07:02								



23. Apr.