




# SolPEG Blendgutachten Solarpark Handewitt

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Handewitt 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](mailto:info@solpeg.com)

 [www.solpeg.com](http://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, Haurup-West , südlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Haurup-West , westlich .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Haurup-West , westlich .....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich .....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Werksgelände Gasunie WSGEA.....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich .....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung .....	22
7	Anhang (Auszug).....	23 - 41

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Handewitt"

#### 1 Auftrag

##### 1.1 Beauftragung

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

##### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2017). Die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz sollen berücksichtigt werden aber lt. aktueller Änderung des EEG ist der Ausbau erneuerbarer Energien vorrangig zu behandeln, da dies im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, 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 Handewitt eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der 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 Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

<sup>1</sup> Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet ca. 5 km südlich von Handewitt in Schleswig-Holstein. Zwischen den Flächen verläuft die Straße Haurup-West. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 5 km südlich von Handewitt in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.723°N, 9.313°O, 30 m ü.N.N</a>
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 10 m - 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 80 m (kleinste Entfernung)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

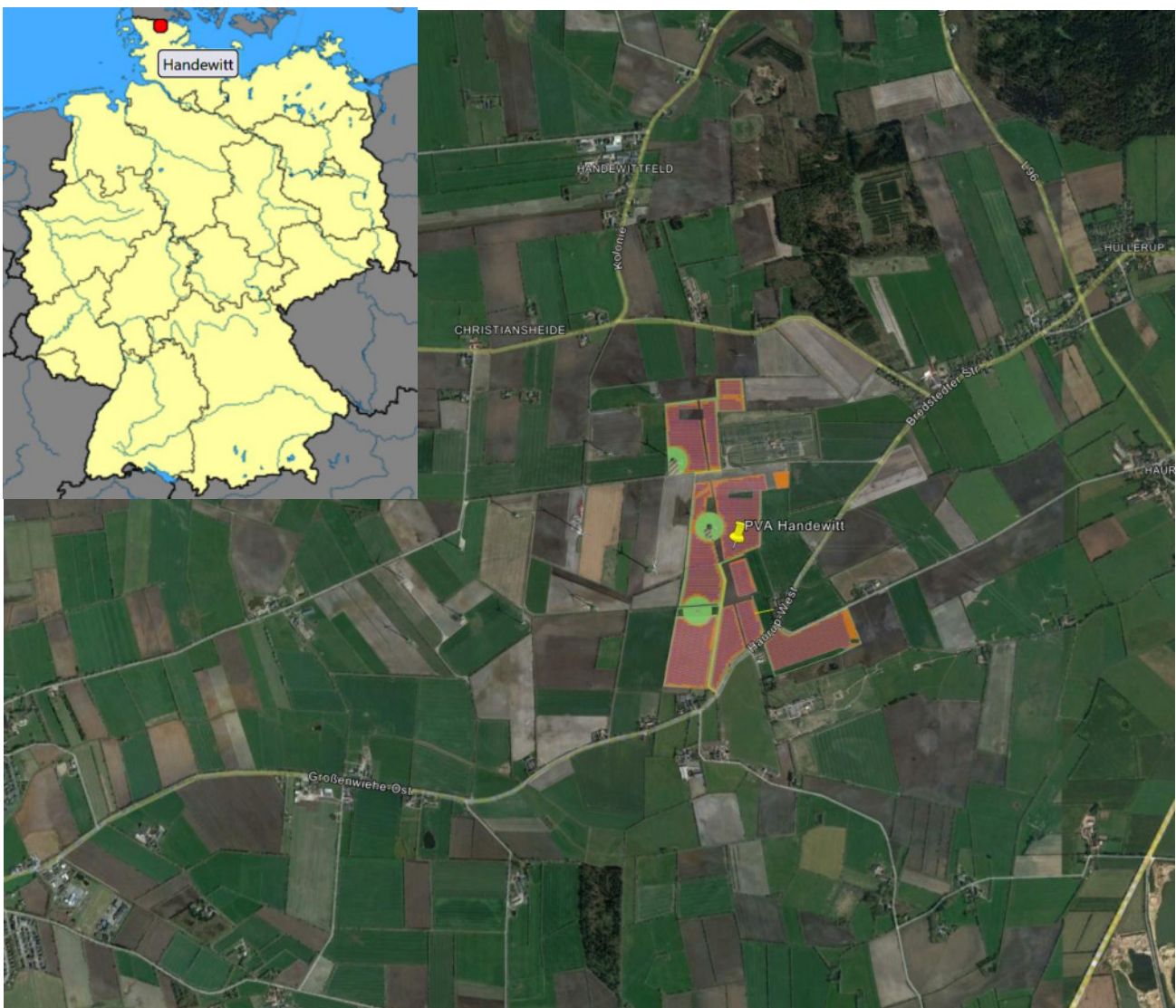


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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



Übersicht über die PV Anlage und die Umgebung.

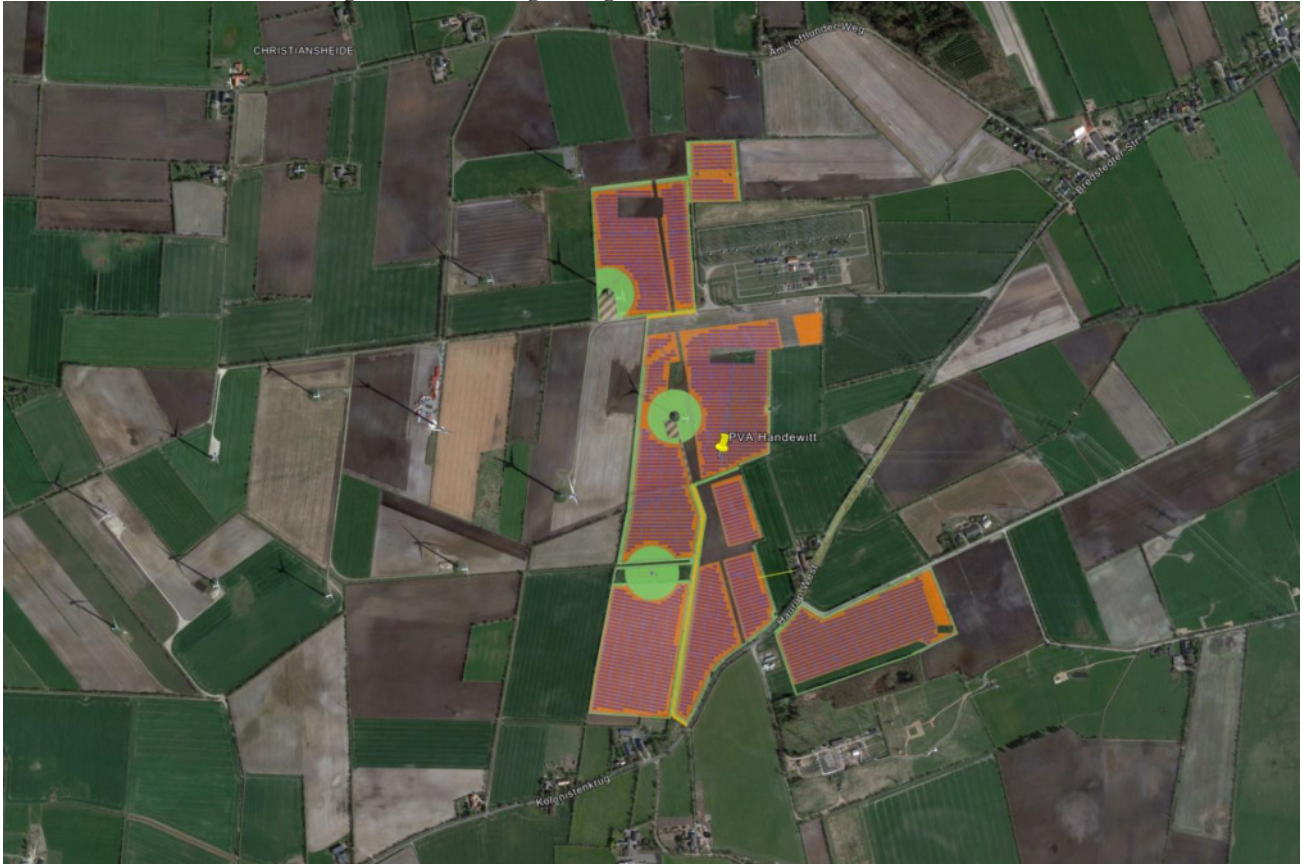


Bild 2.1.2: Übersicht über die PV Anlage und Umgebung (Google Earth/SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den südlichen Bereich der geplanten PV Anlage.



Bild 2.1.3: Detail des südlichen Bereiches der PV Anlage (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.

---

Das folgende Bild zeigt Gebäude im Bereich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund des Einfallswinkels sind potentielle Reflexionen überwiegend zu vernachlässigen bzw. relativiert zu bewerten. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. 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.

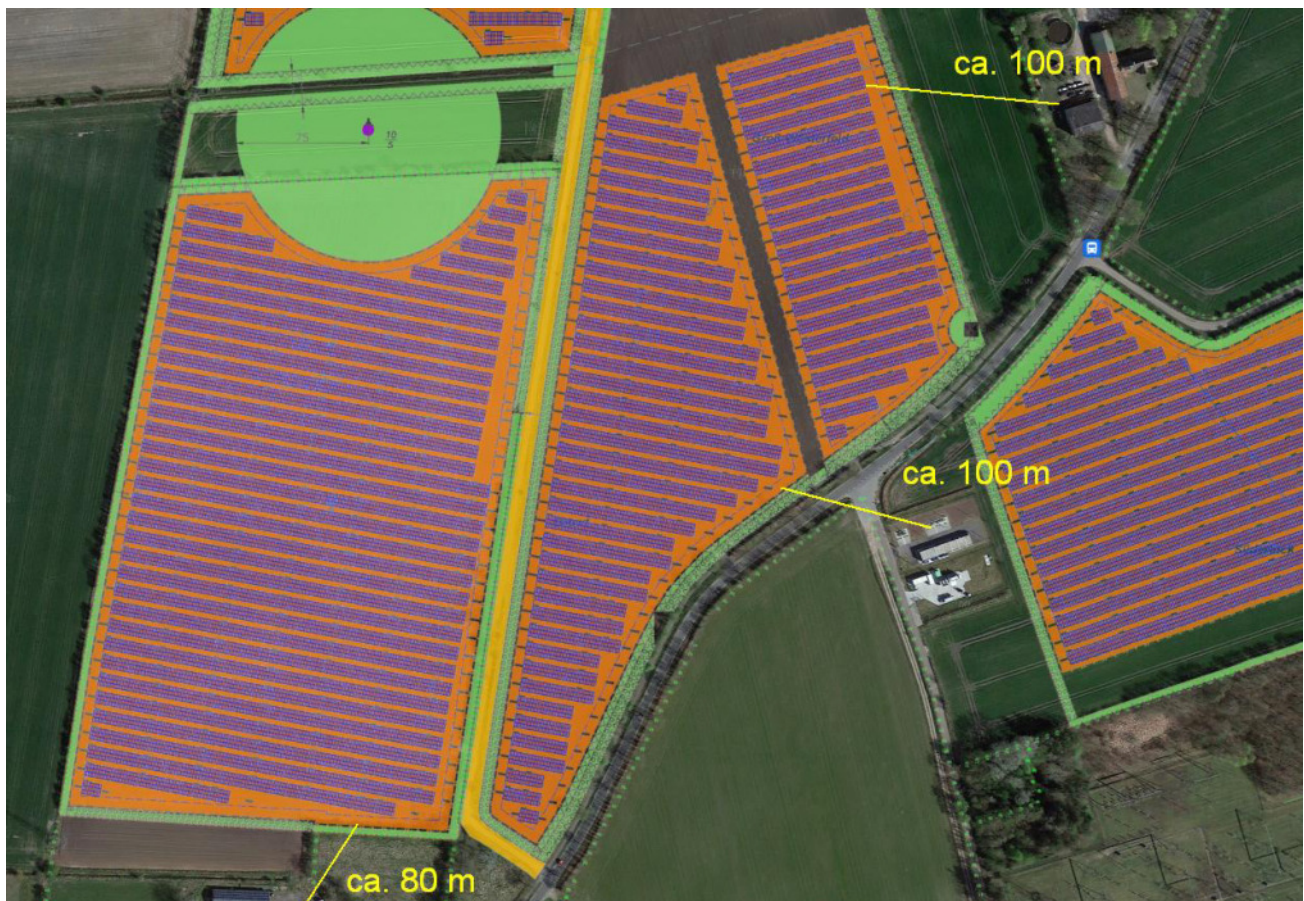


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

### 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 Braunschweig<sup>3</sup> 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:

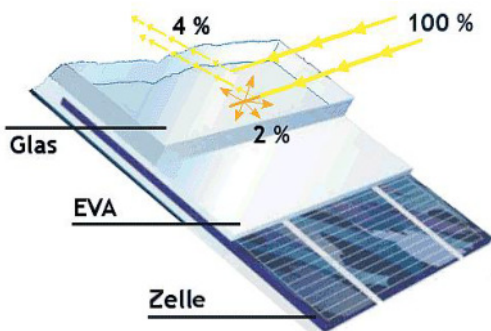


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 gestreut/diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <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 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

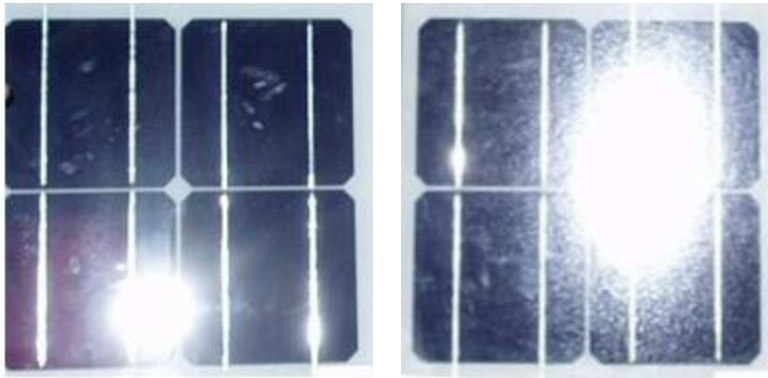


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

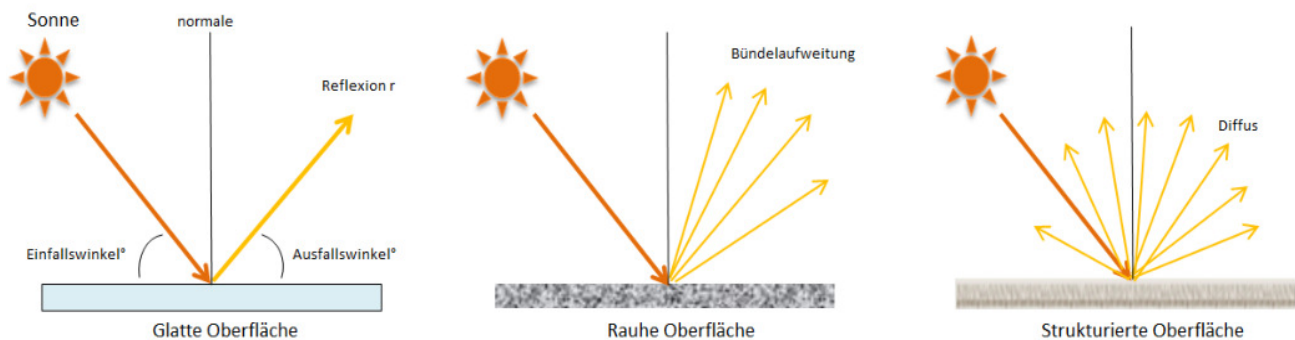


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko 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 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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang



### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA4 zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

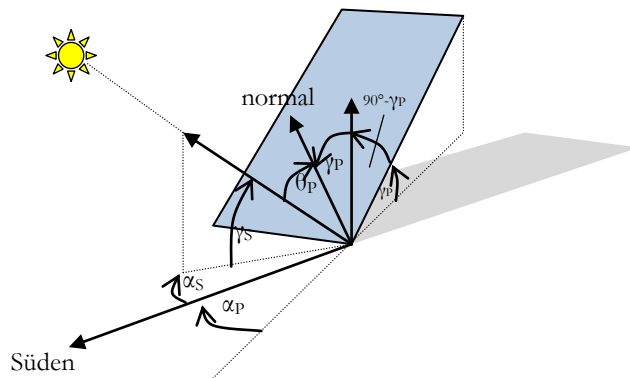


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie5 wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories6, New Mexico überprüft.

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

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

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

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei 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.

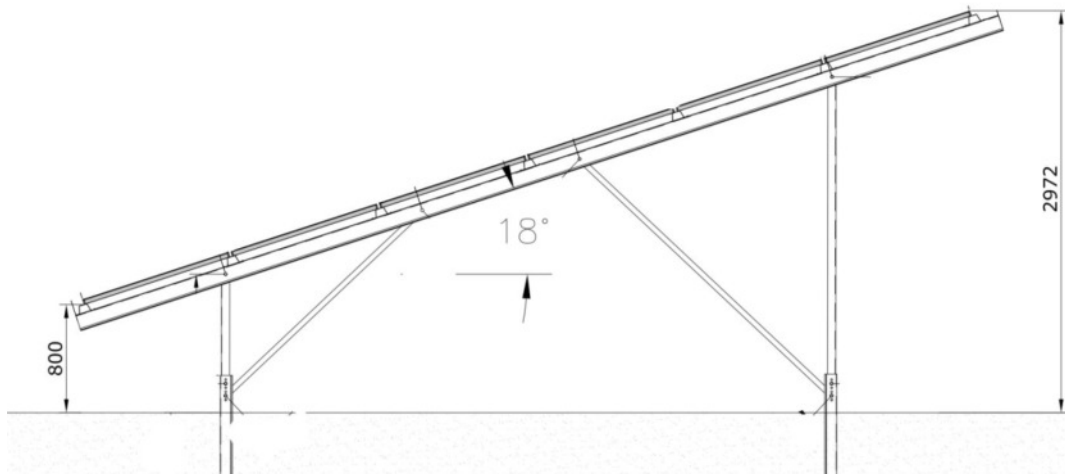


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Unterschiedlich, 190°, 180° (Süden), 165°, 160°
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	unterschiedlich (min. 0,80 m, max. 4,50 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	6 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>7</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

#### Hinweis:

Die Simulation wurde auch mit 18° und 20° Modulneigung und abweichenden Ausrichtungen durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Installation mit 15° Modulneigung.

<sup>7</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse der potentiellen Blendwirkung wurden insgesamt die einzelnen Teilflächen zu 6 Flächen zusammengefasst und insgesamt 6 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte auf angrenzenden Straßen sowie 3 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (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 belästigenden 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 belästigende 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 fehlt<sup>8</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

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

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

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

<sup>8</sup>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. TMY<sup>9</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>10</sup> 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/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) 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.

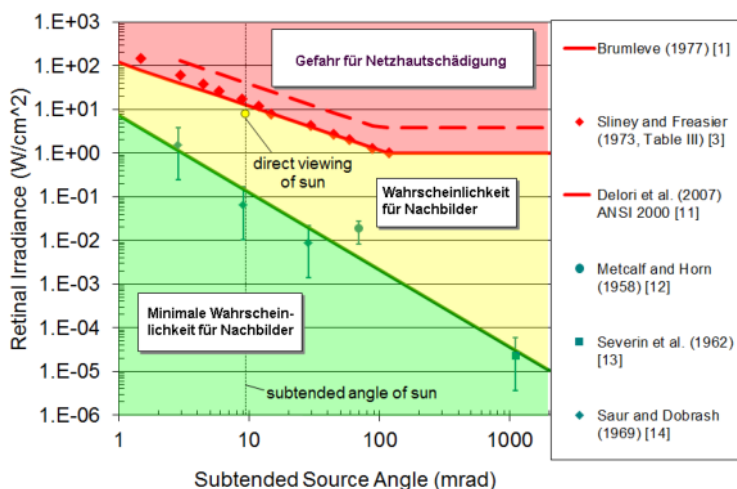


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>9</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>10</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](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\\_2021\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2021_17.png)



## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Handewitt wird für 6 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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

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

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

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

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4	PV Feld 5	PV Feld 6
P1 Haurup-West, südlich	-	-	2415 <sup>W</sup>	-	-	-
P2 Haurup-West, westlich	-	1284 <sup>WE</sup>	-	-	594 <sup>WD</sup>	-
P3 Haurup-West, westlich	-	1385 <sup>WE</sup>	-	134 <sup>WD</sup>	-	-
P4 Gebäude östlich	-	1320 <sup>D</sup>	-	-	628 <sup>D</sup>	-
P5 Gebäude südöstlich	-	-	588 <sup>D</sup>	-	-	-
P6 Gebäude südlich	-	-	-	-	-	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>G</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Haurup-West , südlich

Am Messpunkt P1 auf der Straße Haurup-West, südlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 30. April und dem 12. August abends, zwischen 18:43 - 19:33 Uhr für 5 bis max. 28 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit  $+61^\circ$  bis  $+84^\circ$  rechtst (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen.

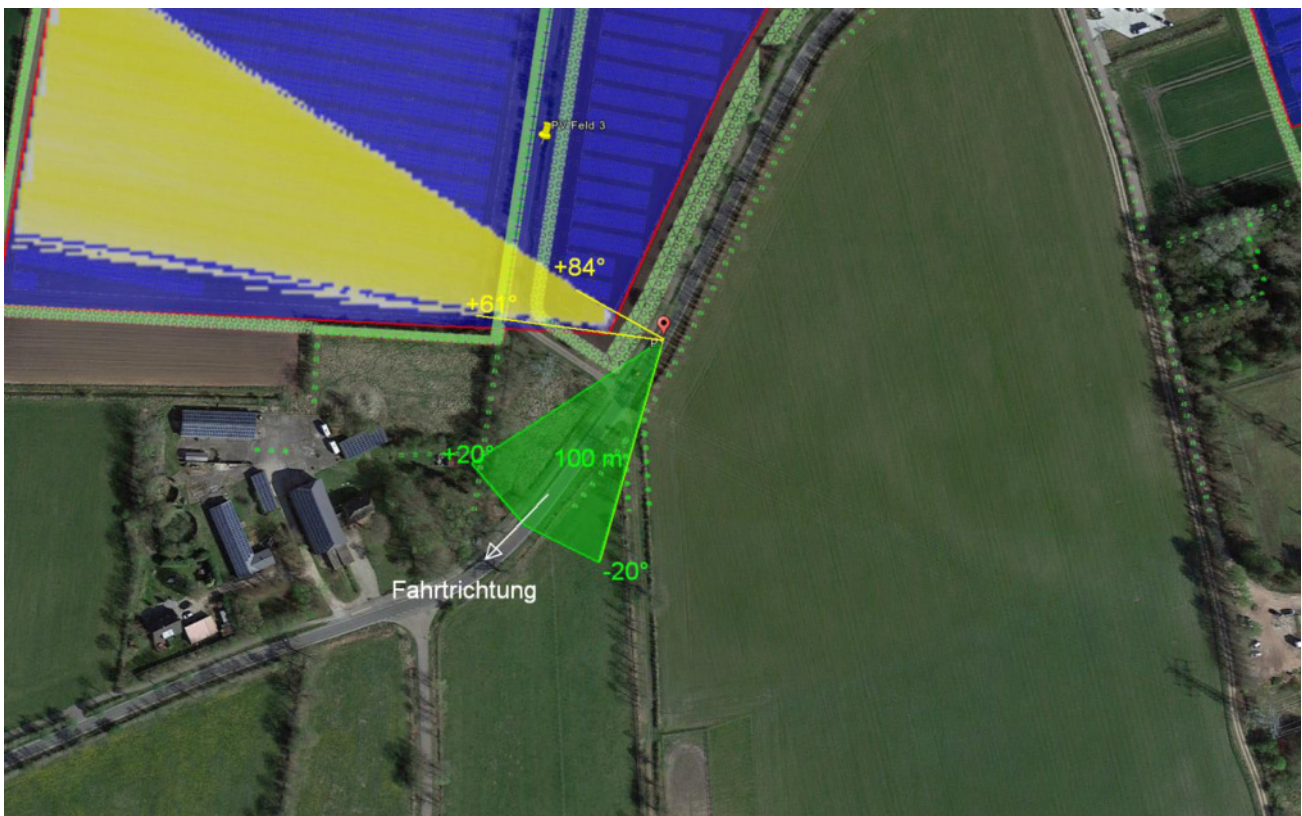


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Bei einer leicht anderen Ausrichtung und Neigung der PV Module ist das Ergebnis nur geringfügig abweichend und daher kann die PV Anlage auch mit leicht abweichenden Ausrichtungen und Neigungen realisiert werden.



## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Haurup-West , westlich

Am Messpunkt P2 auf der Straße Haurup-West , westlich der PV Anlage, können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 und in geringem Umfang auch durch das PV Feld 5 auftreten. Reflexionen durch das PV Feld 5 können an insgesamt nur 594 Minuten pro Jahr und max. 9 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Reflexionen durch das PV Feld 2 können nur in einer Entfernung von ca. 300 m – 520 m auftreten. Aufgrund der geringen zeitliche Dauer (PV Feld 5) und aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle (PV Feld 2) sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel mit  $+54^\circ$  bis  $+73^\circ$  rechts zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind auch unter diesem Aspekt zu vernachlässigen. Lt. Planungsunterlagen ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass ohnehin überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen.

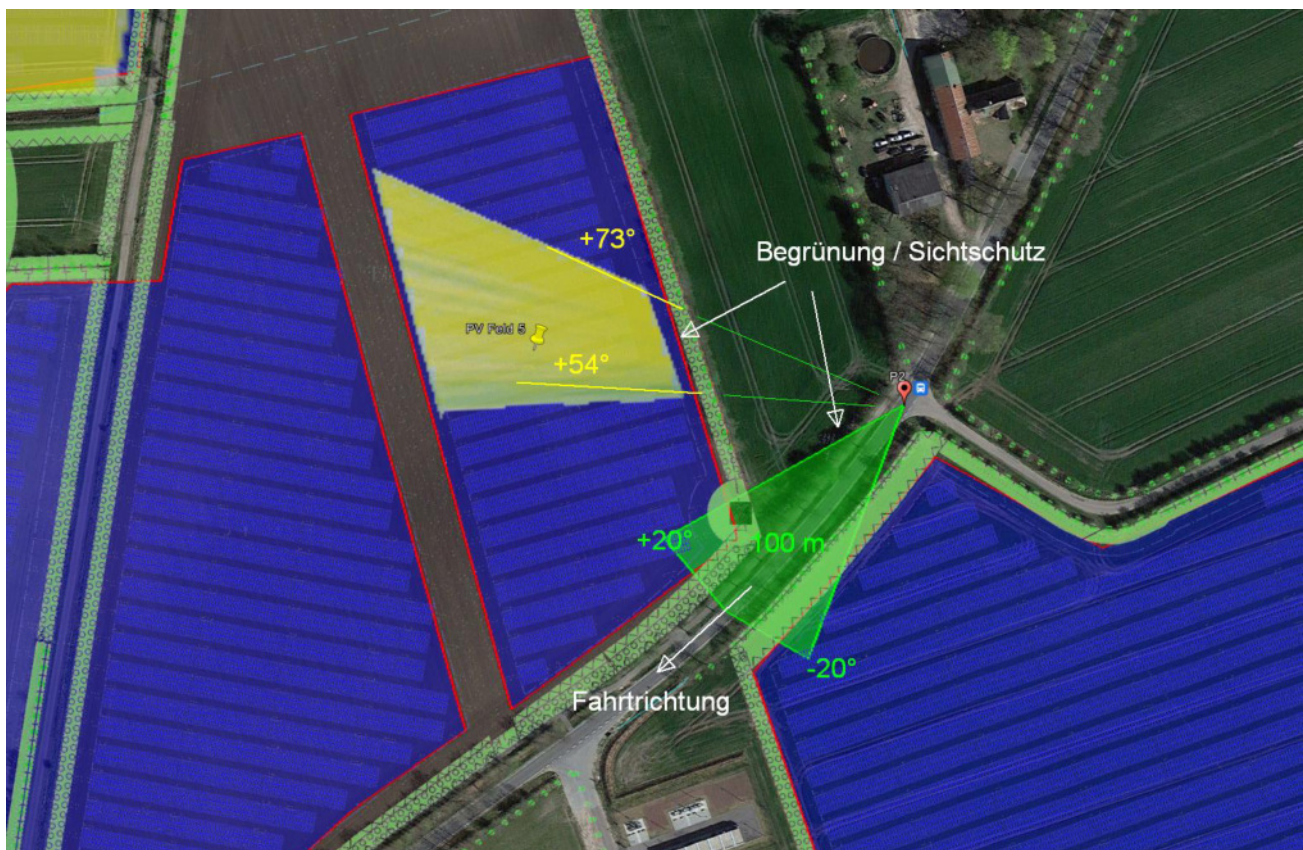


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 5 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das PV Feld 2 liegt in größerer Entfernung, links oben im Bild angedeutet. Aufgrund der Ausrichtung der PV Module sind keine Reflexionen durch das PV Feld 4 nachweisbar.



### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Haurup-West , westlich

Am Messpunkt P3 auf der Straße Haurup-West , etwas weiter nordöstlich von Messpunkt P3, können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 und 4 auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer von insgesamt nur 134 Minuten pro Jahr sind Reflexionen durch das PV Feld 4 zu vernachlässigen. Reflexionen durch das PV Feld 2 können nur in einer Entfernung von ca. 450 m – 610 m auftreten. Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel mit ca.  $+52^\circ$  bis  $+71^\circ$  rechts zur Fahrtrichtung auch hier deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind unter diesem Aspekt zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen.

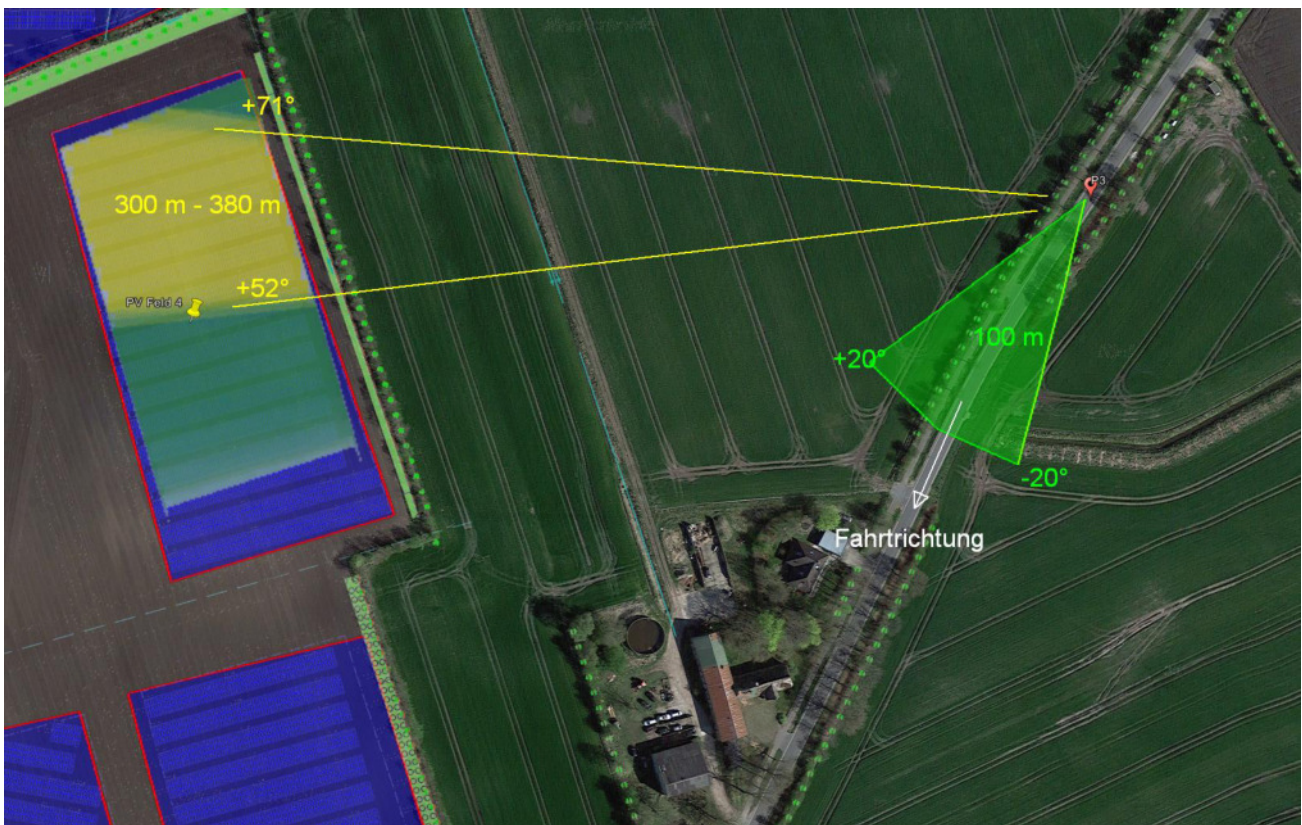


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 4 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das PV Feld 2 liegt in größerer Entfernung, außerhalb des Bildes.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Haurup-West 2 können an 1320 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Aufgrund großer Entfernung von über 300 m zur Immissionsquelle sind diese allerdings zu vernachlässigen. An insgesamt 628 Minuten pro Jahr können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 5 auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten für max. 18 Minuten am Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm zeigt die Dauer von Reflexionen an den jeweiligen Tagen im Jahresverlauf.

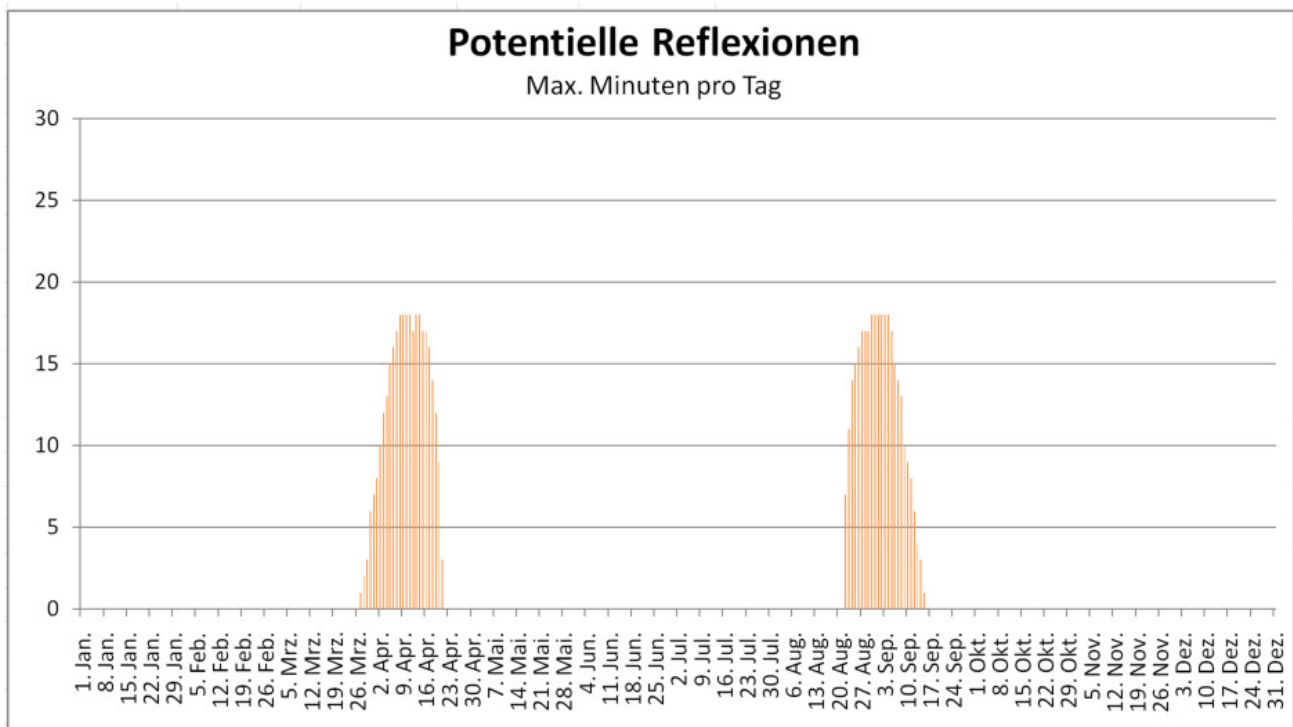


Bild 4.4.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Die Tages- und auch Jahreswerte liegen deutlich unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Hinzu kommt der Umstand, dass die Gebäude von einem natürlichen Sichtschutz aus Büschen bzw. Knicks umgeben sind, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die ohnehin geringen Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Obwohl dieser Sichtschutz rechtlich nicht als dauerhaft gilt, kann er bei der Beurteilung von potentiellen Blendwirkungen nicht ignoriert werden.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022<sup>11</sup> ist die sog. LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen.

<sup>11</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4 in Bezug auf das PV Feld 5. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte (hier 1551 Minuten) dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

#### PV array 5: OP 4

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

- 1,846 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,551 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

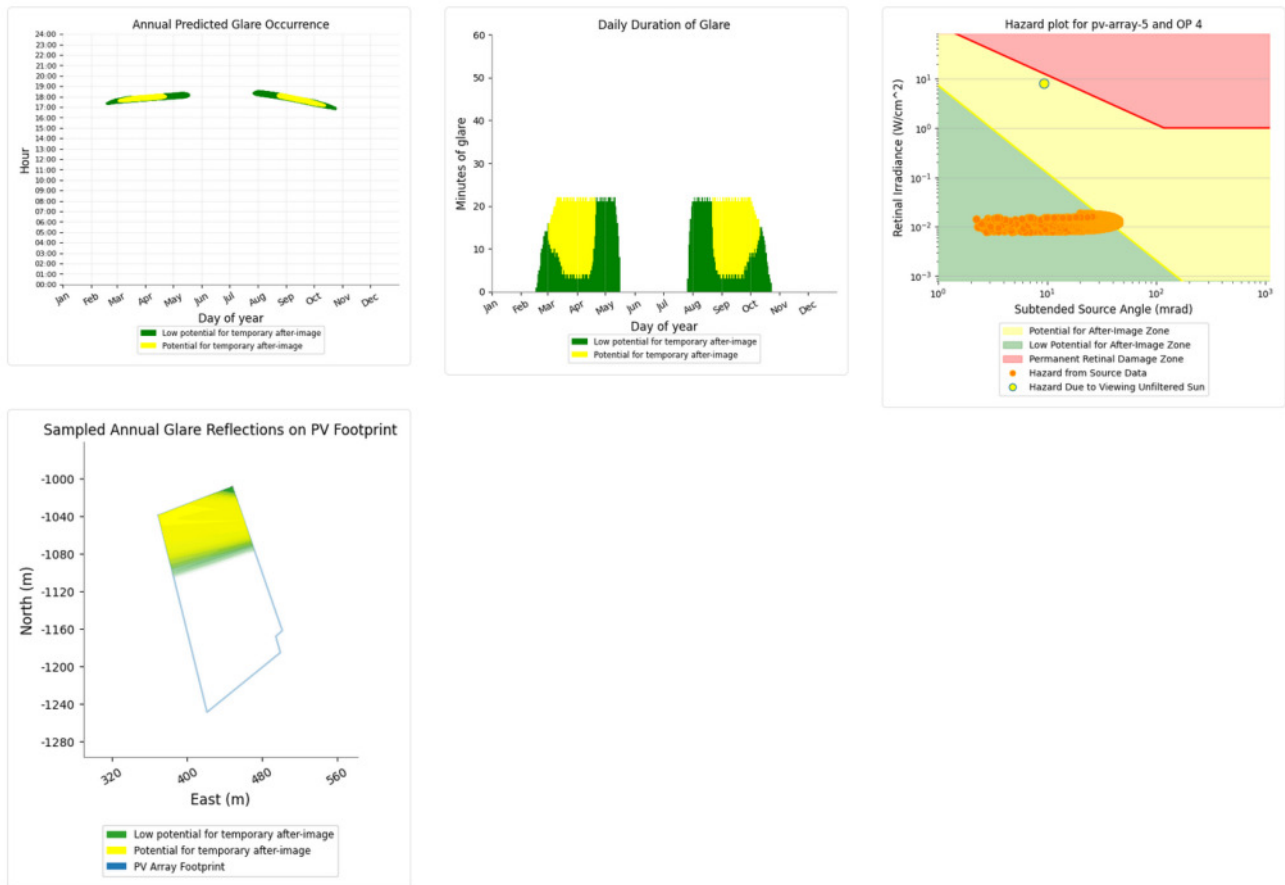


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)



#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Werksgelände Gasunie WSGEA

Am Messpunkt P5 im Bereich des Werksgeländes der Gasunie WSGEA können an insgesamt nur 588 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 26. Mai und dem 17. Juli, abends, zwischen 19:23 - 19:47 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern im Bereich der WSGEA durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

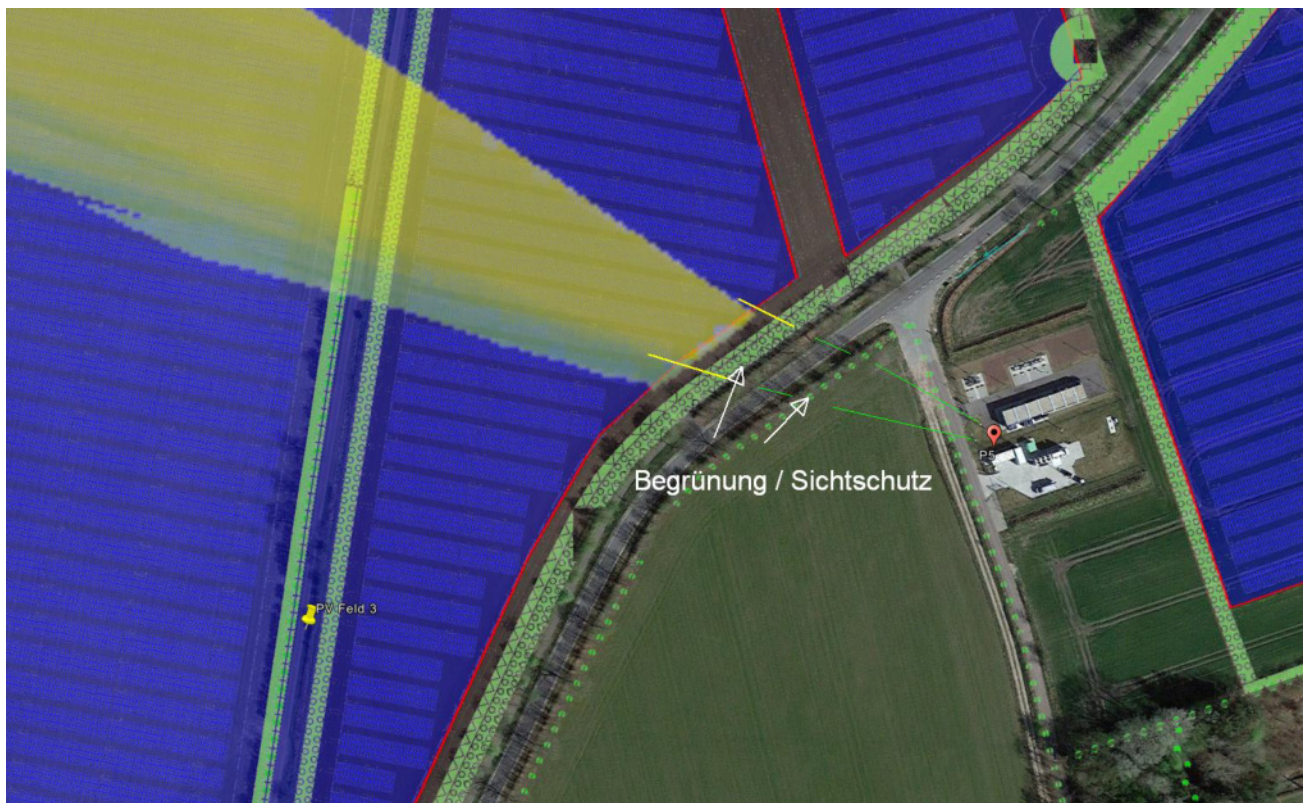


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass aufgrund von Begrünung und Bewuchs überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Darüber hinaus handelt es sich hier um einen Gewerbebetrieb und es ist von regulären Betriebszeiten auszugehen. Potentielle Reflexionen könnten nur außerhalb der Betriebszeiten auftreten und sind daher für Mitarbeiter ohnehin nicht relevant.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich

An den Messpunkten P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Haurup-West 4A, u.a. OC Transport GmbH, sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Handewitt kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>12</sup> 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.

Für die hier betrachtete PV Anlage (teilweise Agri-PV) wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit anderen Modulneigungen und Ausrichtungen. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit Modulneigung von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Straße Haurup-West nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die umliegenden Gebäude können teilweise von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden.

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.


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

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse 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 23.06.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>12</sup>Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Haurup-West  
ca. 52.200 kWp  
bei 6m Zaunabstand und 3,5 bzw. 4,5m Reihenabstand





# 60M HC 430-450 Watt

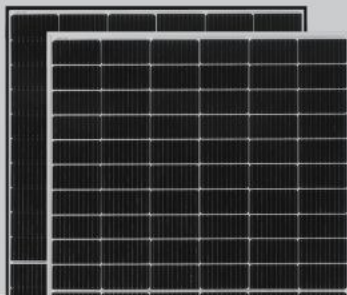
## MONOCRYSTALLINE MODULE

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.



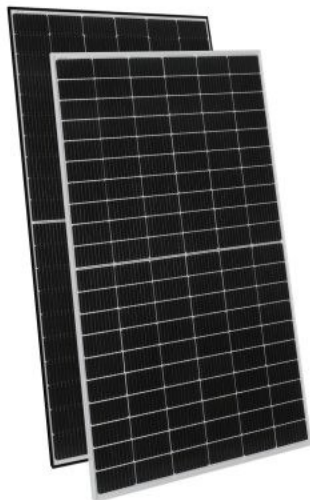
### Severe Weather Resilience

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



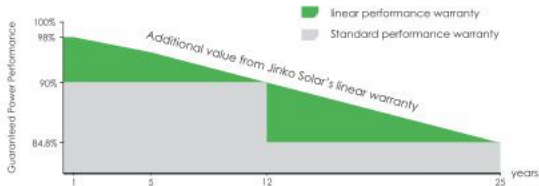
### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance

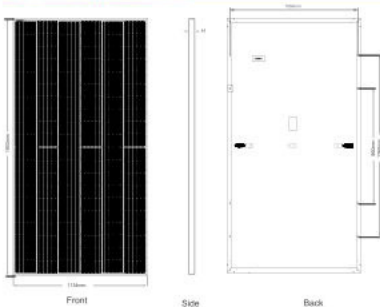


## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

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



## Engineering Drawings



MM430-60HLD-MB



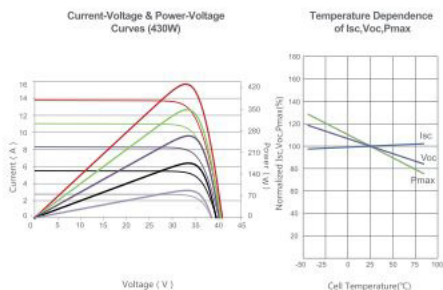
Length: ±2mm  
Width: ±2mm  
Height: ±1mm  
Row Pitch: ±2mm

## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

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

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## 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 <sup>2</sup> (+): 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	33.82V	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	41.18V	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/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 3%

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Handewitt**

Site configuration: **Handewitt 15**

Created 25 Jun, 2023

Updated 25 Jun, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 93912.16469

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis methodology V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 4	15.0	165.0	3,331	55.5	277	4.6	-
PV array 5	15.0	165.0	3,155	52.6	2,386	39.8	-
PV Feld 1	15.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV Feld 2	15.0	190.0	2,453	40.9	6,332	105.5	-
PV Feld 3	15.0	190.0	1,477	24.6	6,119	102.0	-
PV Feld 6	15.0	160.0	1,685	28.1	1,073	17.9	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,169	36.1	4,641	77.3
OP 2	2,246	37.4	2,384	39.7
OP 3	2,771	46.2	2,714	45.2
OP 4	3,922	65.4	3,897	65.0
OP 5	963	16.1	2,551	42.5
OP 6	30	0.5	0	0.0



# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 4  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0°  
**Orientation:** 165.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.722340	9.312768	30.90	2.00	32.90
2	54.722619	9.313948	30.59	2.00	32.59
3	54.721039	9.314839	31.10	2.00	33.10
4	54.720754	9.313637	30.79	2.00	32.79

**Name:** PV array 5  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0°  
**Orientation:** 165.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.720301	9.313358	31.00	2.00	33.00
2	54.720574	9.314581	31.13	2.00	33.13
3	54.719198	9.315408	31.18	2.00	33.18
4	54.719142	9.315300	30.44	2.00	32.44
5	54.718988	9.315375	30.96	2.00	32.96
6	54.718417	9.314163	31.45	2.00	33.45

**Name:** PV Feld 1

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0°

**Orientation:** 180.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.729633	9.307625	27.90	2.00	29.90
2	54.729930	9.311831	29.26	2.00	31.26
3	54.730847	9.311724	30.27	2.00	32.27
4	54.730823	9.313869	32.04	2.00	34.04
5	54.729348	9.313934	29.56	2.00	31.56
6	54.729360	9.311745	29.79	2.00	31.79
7	54.726696	9.312153	30.03	2.00	32.03
8	54.726498	9.308934	29.24	2.00	31.24
9	54.726672	9.308998	29.41	2.00	31.41
10	54.726919	9.309428	30.86	2.00	32.86
11	54.727279	9.309406	31.01	2.00	33.01
12	54.727564	9.308891	30.16	2.00	32.16
13	54.727576	9.307883	28.24	2.00	30.24

**Name:** PV Feld 2

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0°

**Orientation:** 190.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.725953	9.309878	28.69	2.00	30.69
2	54.726436	9.315564	29.57	2.00	31.57
3	54.725705	9.315586	30.05	2.00	32.05
4	54.725705	9.315007	30.11	2.00	32.11
5	54.723103	9.315092	29.82	2.00	31.82
6	54.722334	9.311852	29.80	2.00	31.80
7	54.721541	9.312410	30.45	2.00	32.45
8	54.720537	9.311969	28.90	2.00	30.90
9	54.720500	9.310531	28.60	2.00	30.60
10	54.720766	9.310392	30.61	2.00	32.61
11	54.720908	9.309995	30.58	2.00	32.58
12	54.720871	9.309330	30.56	2.00	32.56
13	54.720654	9.309061	29.65	2.00	31.65
14	54.720648	9.308836	29.53	2.00	31.53



**Name:** PV Feld 3

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0°

**Orientation:** 190.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.719892	9.308552	29.01	2.00	31.01
2	54.719898	9.309045	30.22	2.00	32.22
3	54.719675	9.309206	30.53	2.00	32.53
4	54.719545	9.309539	30.47	2.00	32.47
5	54.719570	9.309979	30.64	2.00	32.64
6	54.719682	9.310376	30.69	2.00	32.69
7	54.719861	9.310558	30.84	2.00	32.84
8	54.719886	9.311953	30.63	2.00	32.63
9	54.720115	9.312060	30.76	2.00	32.76
10	54.720258	9.313004	30.90	2.00	32.90
11	54.718337	9.313959	31.53	2.00	33.53
12	54.717965	9.313058	31.21	2.00	33.21
13	54.716620	9.311856	29.64	2.00	31.64
14	54.716676	9.307479	26.74	2.00	28.74

**Name:** PV Feld 6

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0°

**Orientation:** 160.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.718622	9.315536	30.17	2.00	32.17
2	54.719285	9.316588	30.30	2.00	32.30
3	54.719019	9.317478	30.08	2.00	32.08
4	54.720109	9.321598	31.35	2.00	33.35
5	54.718554	9.322585	29.76	2.00	31.76
6	54.718318	9.321856	30.09	2.00	32.09
7	54.718448	9.321544	29.25	2.00	31.25
8	54.717321	9.316212	29.32	2.00	31.32

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.716763	9.312189	30.78	2.00
OP 2	2	54.719465	9.316298	31.66	2.00
OP 3	3	54.722117	9.318744	33.56	2.00
OP 4	4	54.720332	9.316566	32.19	2.00
OP 5	5	54.717903	9.314989	29.43	2.00
OP 6	6	54.715772	9.309454	30.89	2.00

# Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 4	15.0	165.0	3,331	55.5	277	4.6	-
PV array 5	15.0	165.0	3,155	52.6	2,386	39.8	-
PV Feld 1	15.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV Feld 2	15.0	190.0	2,453	40.9	6,332	105.5	-
PV Feld 3	15.0	190.0	1,477	24.6	6,119	102.0	-
PV Feld 6	15.0	160.0	1,685	28.1	1,073	17.9	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,169	36.1	4,641	77.3
OP 2	2,246	37.4	2,384	39.7
OP 3	2,771	46.2	2,714	45.2
OP 4	3,922	65.4	3,897	65.0
OP 5	963	16.1	2,551	42.5
OP 6	30	0.5	0	0.0

## PV: PV array 4 potential temporary after-image

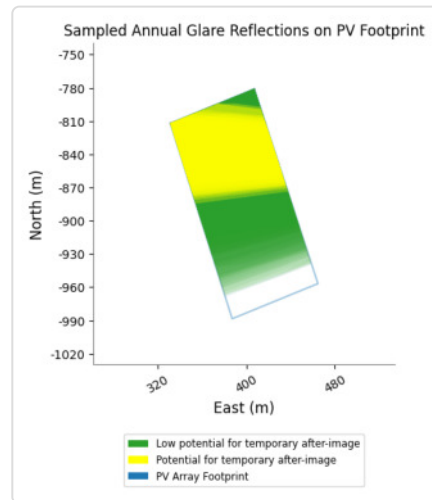
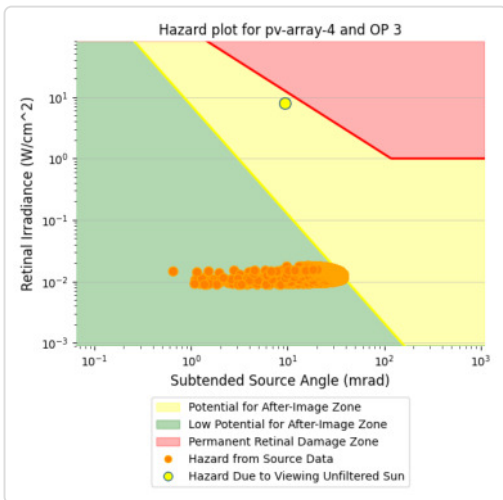
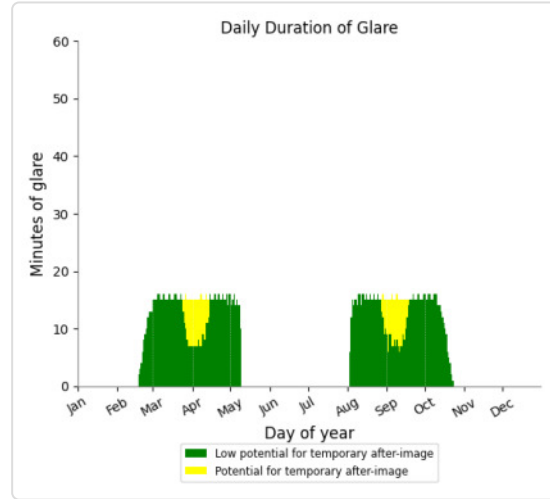
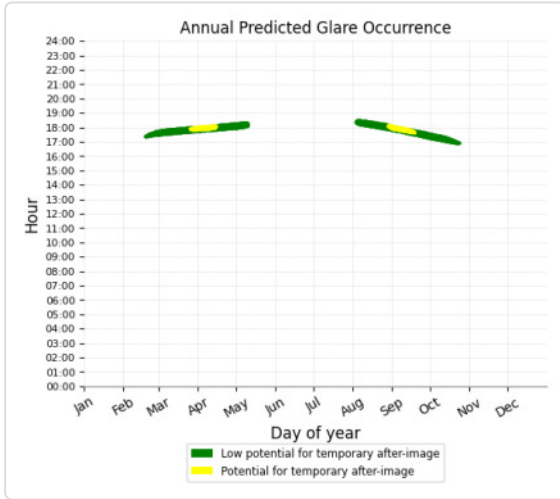
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 3	2,030	33.8	277	4.6
OP 4	1,301	21.7	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0



# PV array 4 and OP 3

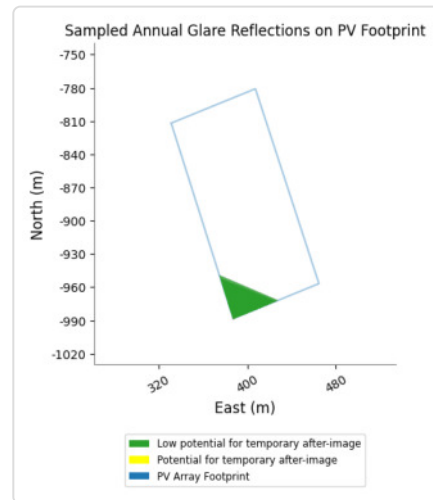
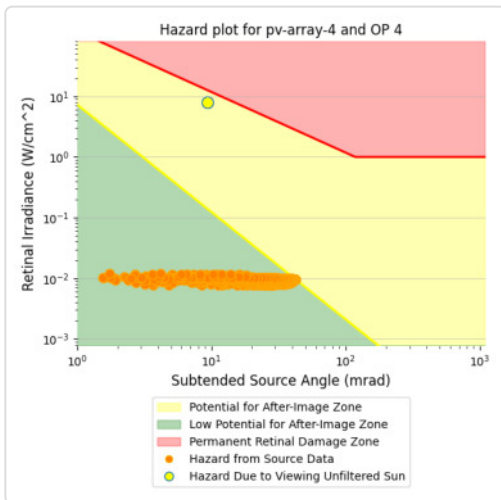
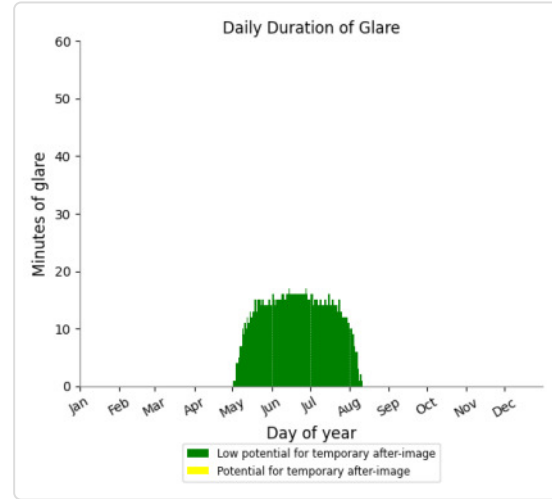
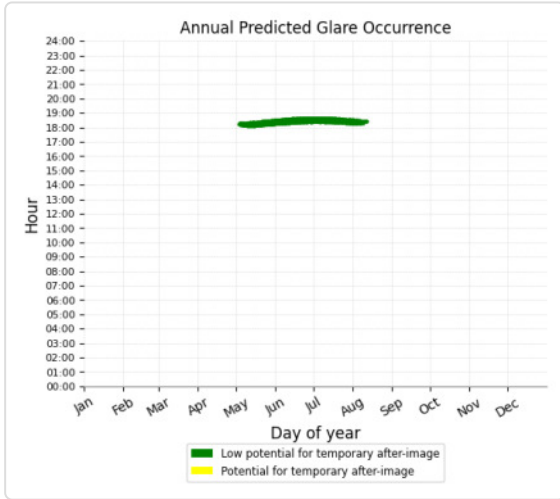
Yellow glare: 277 min.  
 Green glare: 2,030 min.



## PV array 4 and OP 4

Yellow glare: none

Green glare: 1,301 min.



## PV array 4 and OP 1

No glare found

## PV array 4 and OP 2

No glare found

## PV array 4 and OP 5

No glare found

## PV array 4 and OP 6

No glare found

## PV: PV array 5 potential temporary after-image

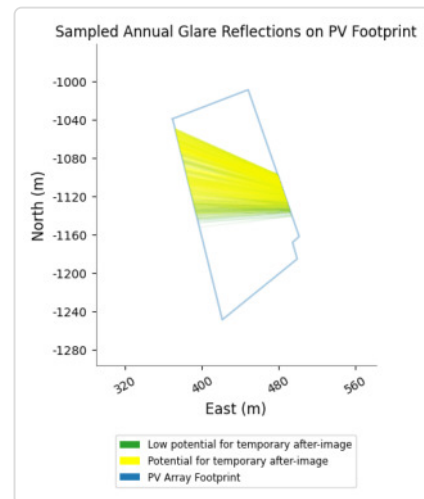
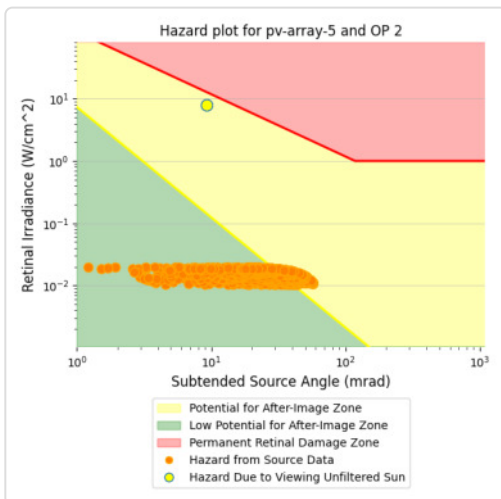
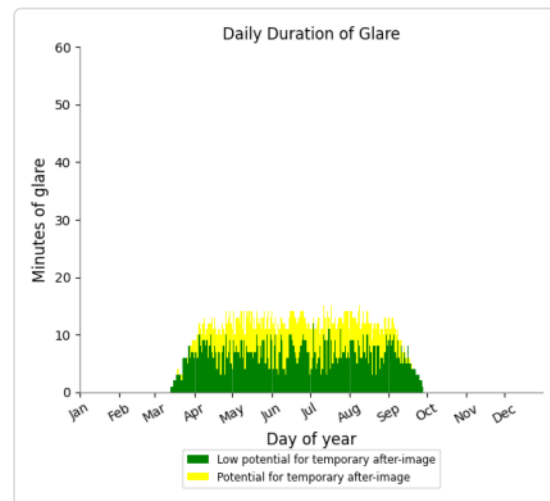
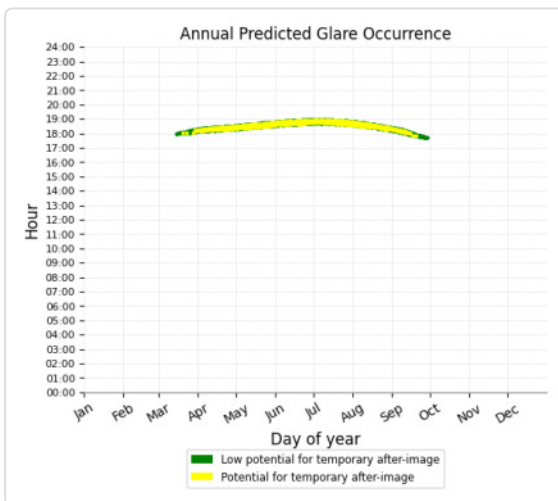
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 2	1,309	21.8	835	13.9
OP 4	1,846	30.8	1,551	25.9
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0

### PV array 5 and OP 2

Yellow glare: 835 min.

Green glare: 1,309 min.

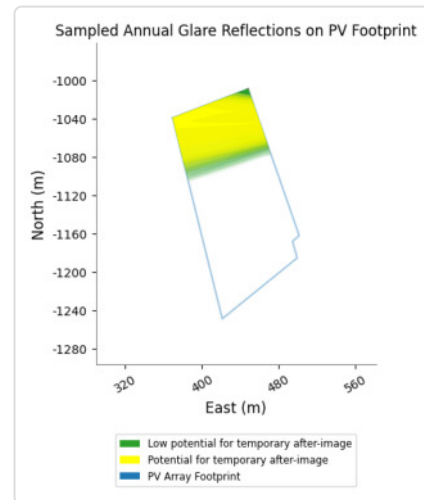
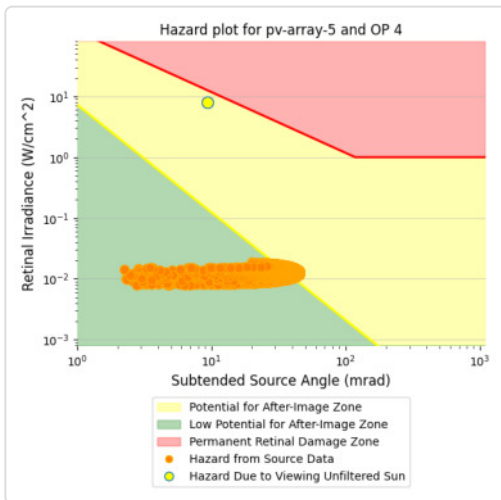
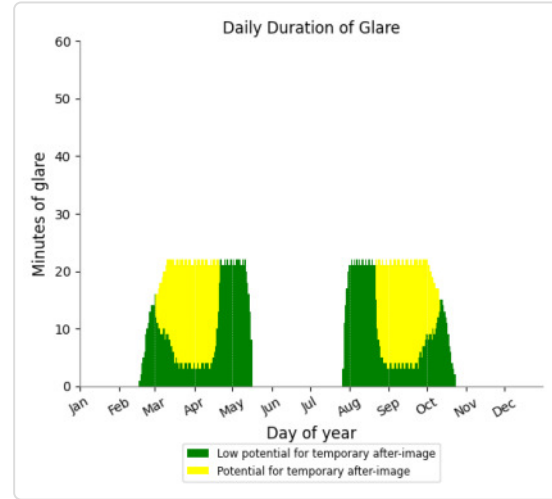
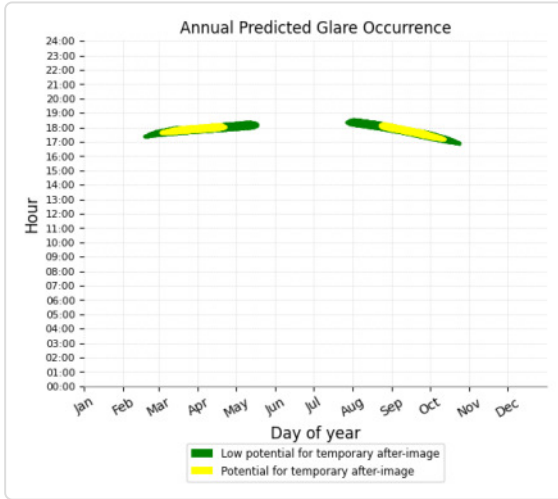




## PV array 5 and OP 4

Yellow glare: 1,551 min.

Green glare: 1,846 min.



## PV array 5 and OP 1

No glare found

## PV array 5 and OP 3

No glare found

## PV array 5 and OP 5

No glare found

## PV array 5 and OP 6

No glare found

## PV: PV Feld 1 no glare found

*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0

### **PV Feld 1 and OP 1**

No glare found

### **PV Feld 1 and OP 2**

No glare found

### **PV Feld 1 and OP 3**

No glare found

### **PV Feld 1 and OP 4**

No glare found

### **PV Feld 1 and OP 5**

No glare found

### **PV Feld 1 and OP 6**

No glare found

## PV: PV Feld 2 potential temporary after-image

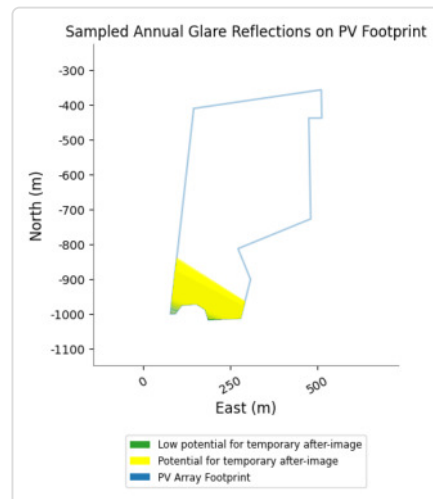
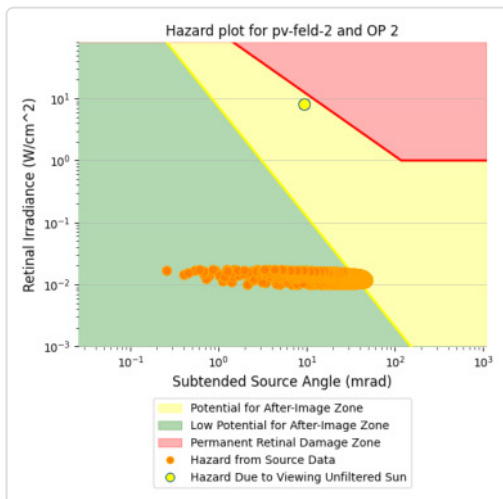
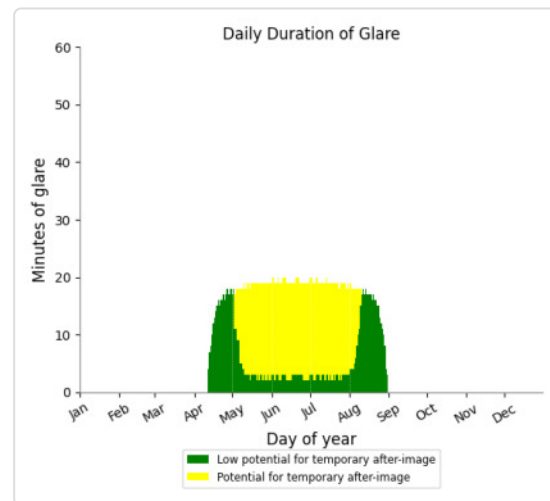
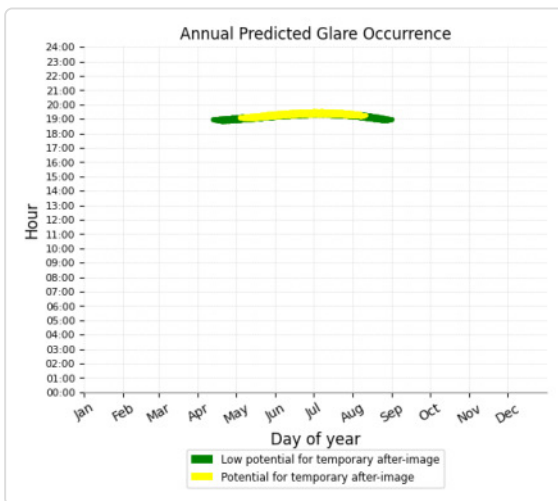
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 2	937	15.6	1,549	25.8
OP 3	741	12.3	2,437	40.6
OP 4	775	12.9	2,346	39.1
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0

### PV Feld 2 and OP 2

Yellow glare: 1,549 min.

Green glare: 937 min.





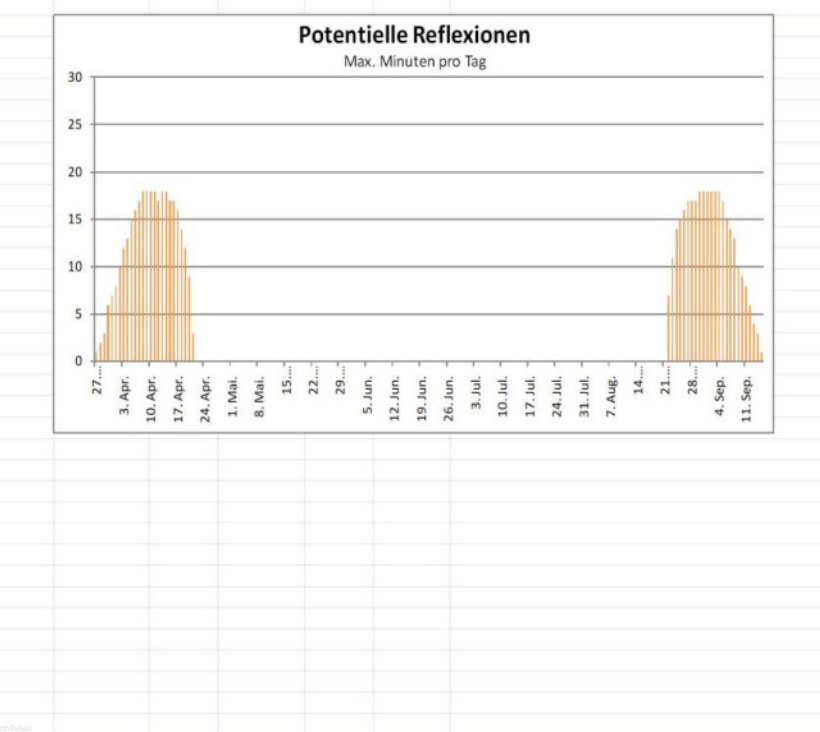
	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	l	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum
2023-02-17 17:23:00	0,007155	540,1761	1	0,498156	0,015262	0,006706	0	247,7	-0,925	-0,379	0,001	0,93	0,362	0,064			27. Mrz.	1	17:45	17:45
2023-02-18 17:24:00	0,007349	542,9676	1	0,495725	0,015266	0,009521	0,2	248,1	-0,928	-0,373	0,003	0,933	0,356	0,063			28. Mrz.	2	17:46	17:47
2023-02-18 17:25:00	0,007888	540,0486	1	0,505303	0,015478	0,01536	0	248,3	-0,929	-0,369	0,001	0,933	0,354	0,059			29. Mrz.	3	17:47	17:49
2023-02-19 17:24:00	0,006859	548,5657	1	0,483854	0,015054	0,003631	0,5	248,3	-0,929	-0,37	0,008	0,934	0,35	0,065			30. Mrz.	6	17:46	17:51
2023-02-19 17:25:00	0,007527	545,6793	1	0,493217	0,015265	0,012048	0,3	248,5	-0,931	-0,366	0,006	0,935	0,349	0,062			31. Mrz.	7	17:47	17:53
2023-02-19 17:26:00	0,008034	542,7864	1	0,502769	0,015478	0,017339	0,2	248,7	-0,932	-0,363	0,004	0,936	0,347	0,058			1. Apr.	8	17:48	17:55
2023-02-19 17:27:00	0,008455	539,8871	1	0,512515	0,015694	0,021097	0,1	248,9	-0,933	-0,36	0,001	0,937	0,345	0,054			2. Apr.	10	17:47	17:56
2023-02-20 17:25:00	0,007091	551,1743	1	0,481303	0,015046	0,007274	0,6	248,7	-0,932	-0,363	0,011	0,937	0,344	0,064			3. Apr.	12	17:48	17:59
2023-02-20 17:26:00	0,007694	548,3136	1	0,490638	0,015259	0,014372	0,5	248,9	-0,933	-0,36	0,009	0,938	0,342	0,06			4. Apr.	13	17:49	18:01
2023-02-20 17:27:00	0,008181	545,4464	1	0,500162	0,015473	0,019212	0,4	249,1	-0,934	-0,356	0,006	0,939	0,34	0,057			5. Apr.	15	17:48	18:02
2023-02-20 17:28:00	0,008592	542,5729	1	0,509888	0,015691	0,022713	0,2	249,3	-0,936	-0,353	0,004	0,94	0,338	0,053			6. Apr.	16	17:49	18:04
2023-02-20 17:29:00	0,008913	539,6929	1	0,519795	0,015911	0,024955	0,1	249,5	-0,937	-0,35	0,002	0,94	0,337	0,049			7. Apr.	17	17:50	18:06
2023-02-21 17:26:00	0,007283	553,7083	1	0,478686	0,015033	0,010119	0,8	249,1	-0,934	-0,357	0,014	0,94	0,337	0,063			8. Apr.	18	17:50	18:07
2023-02-21 17:27:00	0,007852	550,8727	1	0,487992	0,015247	0,016533	0,7	249,3	-0,935	-0,353	0,011	0,94	0,335	0,059			9. Apr.	18	17:50	18:07
2023-02-21 17:28:00	0,008323	548,0308	1	0,497486	0,015464	0,020999	0,5	249,5	-0,937	-0,35	0,009	0,941	0,333	0,056			10. Apr.	18	17:51	18:08
2023-02-21 17:29:00	0,008724	545,1826	1	0,507173	0,015683	0,024269	0,4	249,7	-0,938	-0,347	0,007	0,942	0,331	0,052			11. Apr.	18	17:52	18:09
2023-02-21 17:30:00	0,009005	542,328	1	0,517058	0,015905	0,025993	0,2	249,9	-0,939	-0,343	0,004	0,943	0,33	0,048			12. Apr.	17	17:52	18:08
2023-02-21 17:31:00	0,00916	539,4672	1	0,527143	0,016129	0,026288	0,1	250,1	-0,94	-0,34	0,002	0,944	0,328	0,044			13. Apr.	18	17:52	18:09
2023-02-22 17:26:00	0,006773	561,7008	1	0,466692	0,014875	0,003554	1,1	249,7	-0,935	-0,353	0,019	0,941	0,331	0,066			14. Apr.	18	17:53	18:10
2023-02-22 17:27:00	0,007495	558,912	1	0,476009	0,01509	0,012802	1	249,5	-0,937	-0,35	0,017	0,942	0,33	0,062			15. Apr.	17	17:53	18:09
2023-02-22 17:28:00	0,008041	556,1168	1	0,485283	0,015307	0,01856	0,8	249,7	-0,938	-0,347	0,014	0,943	0,328	0,058			16. Apr.	17	17:54	18:10
2023-02-22 17:29:00	0,008502	553,3154	1	0,494746	0,015527	0,022711	0,7	249,9	-0,939	-0,343	0,012	0,944	0,326	0,055			17. Apr.	16	17:55	18:10
2023-02-22 17:30:00	0,008894	550,5076	1	0,504401	0,015749	0,025749	0,5	250,1	-0,94	-0,34	0,01	0,945	0,324	0,051			18. Apr.	14	17:57	18:10
2023-02-22 17:31:00	0,009131	547,6936	1	0,514252	0,015975	0,026924	0,4	250,3	-0,942	-0,337	0,007	0,945	0,323	0,047			19. Apr.	12	17:57	18:08
2023-02-22 17:32:00	0,009274	544,8734	1	0,524304	0,016203	0,027049	0,3	250,5	-0,943	-0,333	0,005	0,946	0,321	0,043			20. Apr.	9	17:59	18:07
2023-02-22 17:33:00	0,009362	542,407	1	0,534561	0,016434	0,026595	0,1	250,7	-0,944	-0,33	0,002	0,947	0,319	0,039			21. Apr.	3	18:02	18:04
2023-02-22 17:34:00	0,009407	539,2145	1	0,545026	0,016669	0,025678	0	250,9	-0,945	-0,327	0	0,948	0,317	0,035			22. Aug.	7	18:05	18:11
2023-02-23 17:27:00	0,007011	564,0368	1	0,464219	0,014851	0,00746	1,3	249,7	-0,938	-0,347	0,022	0,944	0,324	0,065			23. Aug.	11	18:02	18:12
2023-02-23 17:28:00	0,007658	561,272	1	0,473276	0,015066	0,015199	1,1	249,9	-0,939	-0,343	0,019	0,945	0,323	0,061			24. Aug.	14	18:00	18:13
2023-02-23 17:29:00	0,008184	558,5009	1	0,482517	0,015285	0,020474	1	250,1	-0,94	-0,34	0,017	0,945	0,321	0,057			25. Aug.	15	17:59	18:13
2023-02-23 17:30:00	0,008633	555,7235	1	0,491946	0,015506	0,024354	0,8	250,3	-0,942	-0,337	0,015	0,946	0,319	0,054			26. Aug.	16	17:57	18:12
2023-02-23 17:31:00	0,008893	552,9399	1	0,501567	0,01573	0,026944	0,7	250,5	-0,943	-0,333	0,012	0,947	0,317	0,05			27. Aug.	17	17:56	18:12
2023-02-23 17:32:00	0,009201	550,1501	1	0,511384	0,015957	0,027771	0,6	250,7	-0,944	-0,33	0,01	0,948	0,316	0,046			28. Aug.	17	17:55	18:11
2023-02-23 17:33:00	0,009334	547,3542	1	0,5214	0,016187	0,027777	0,4	250,9	-0,945	-0,327	0,008	0,949	0,314	0,042			29. Aug.	17	17:54	18:10
2023-02-23 17:34:00	0,009419	544,5521	1	0,531621	0,01642	0,027268	0,3	251,1	-0,946	-0,323	0,005	0,949	0,312	0,038			30. Aug.	18	17:52	18:09
2023-02-23 17:35:00	0,009464	541,744	1	0,54205	0,016655	0,026347	0,2	251,3	-0,947	-0,32	0,003	0,95	0,31	0,034			31. Aug.	18	17:51	18:08
2023-02-23 17:36:00	0,009472	538,9298	1	0,552692	0,016894	0,025042	0	251,5	-0,949	-0,316	0	0,951	0,308	0,03			1. Sep.	18	17:50	18:07
2023-02-24 17:28:00	0,007203	566,3062	1	0,461468	0,014822	0,010521	1,4	250,1	-0,94	-0,34	0,025	0,946	0,317	0,064			2. Sep.	18	17:49	18:06
2023-02-24 17:29:00	0,007812	563,5648	1	0,47049	0,015039	0,017423	1,3	250,3	-0,941	-0,337	0,022	0,947	0,315	0,06			3. Sep.	18	17:48	18:05
2023-02-24 17:30:00	0,00832	560,8173	1	0,479696	0,015258	0,022298	1,1	250,5	-0,943	-0,333	0,02	0,948	0,314	0,056			4. Sep.	18	17:47	18:04
2023-02-24 17:31:00	0,008759	558,0636	1	0,48909	0,015481	0,025932	1	250,7	-0,944	-0,33	0,018	0,949	0,312	0,053			5. Sep.	17	17:45	18:01
2023-02-24 17:32:00	0,009077	555,3037	1	0,498675	0,015706	0,027983	0,9	250,9	-0,945	-0,327	0,015	0,949	0,31	0,049			6. Sep.	15	17:45	17:59
2023-02-24 17:33:00	0,009264	552,5377	1	0,508456	0,015934	0,028557	0,7	251,1	-0,946	-0,323	0,013	0,95	0,308	0,045			7. Sep.	14	17:44	17:57
2023-02-24 17:34:00	0,00939	549,7656	1	0,518436	0,016166	0,028471	0,6	251,3	-0,947	-0,32	0,01	0,951	0,307	0,041			8. Sep.	13	17:42	17:54
2023-02-24 17:35:00	0,009472	546,9874	1	0,528619	0,0164	0,027922	0,5	251,5	-0,949	-0,317	0,008	0,952	0,305	0,037			9. Sep.	10	17:42	17:51
2023-02-24 17:36:00	0,009517	544,2032	1	0,53901	0,016637	0,027	0,3	251,8	-0,95	-0,313	0,006	0,952	0,303	0,033			10. Sep.	9	17:40	17:48
2023-02-24 17:37:00	0,00953	541,413	1	0,549613	0,016877	0,025735	0,2	252	-0,951	-0,31	0,003	0,953	0,301	0,029			11. Sep.	8	17:39	17:46
2023-02-24 17:38:00	0,009506	538,6168	1	0,560433	0,017121	0,024085	0,1	252,2	-0,952	-0,306	0,001	0,954	0,3	0,026			12. Sep.	6	17:39	17:44
2023-02-25 17:28:00	0,006594	571,2229	1	0,449863	0,014575	0,002862	1,7	250,3	-0,941	-0,337	0,03	0,948	0,312	0,067			13. Sep.	4	17:37	17:40

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
30. März	20. April	18	314	17:46	18:10	
22. August	12. September	18	314	17:39	18:13	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:

628 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
314 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
314 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
18 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3398 Einträgen /-1846):  
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)









	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	l	Anzahl Tag	Minuten	Anfang	Ende
2023-03-18 18:22:00	0,006737	539,188	1	0,423409	0,012949	0,017583	0,1	267	-0,999	-0,052	0,002	0,993	0,021	0,114			27. Apr.	2	18:42	18:43
2023-03-19 18:22:00	0,006403	545,6254	1	0,412013	0,01275	0,013945	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,993	0,015	0,117			28. Apr.	2	18:43	18:44
2023-03-19 18:23:00	0,006885	543,2492	1	0,420376	0,012953	0,019239	0,3	267,5	-0,999	-0,044	0,005	0,993	0,013	0,113			29. Apr.	4	18:43	18:46
2023-03-19 18:24:00	0,007248	540,8687	1	0,428911	0,013158	0,023297	0,2	267,7	-0,999	-0,041	0,003	0,994	0,011	0,109			30. Apr.	5	18:43	18:47
2023-03-19 18:25:00	0,007608	538,4838	1	0,437621	0,013366	0,026518	0	267,9	-0,999	-0,037	0	0,994	0,009	0,105			1. Mai.	7	18:43	18:49
2023-03-20 18:22:00	0,006526	549,5956	1	0,409059	0,012751	0,015905	0,6	267,7	-0,999	-0,04	0,011	0,993	0,007	0,116			2. Mai.	8	18:44	18:51
2023-03-20 18:23:00	0,006996	547,2401	1	0,417368	0,012954	0,020824	0,5	267,9	-0,999	-0,037	0,009	0,994	0,005	0,112			3. Mai.	9	18:45	18:53
2023-03-20 18:24:00	0,00735	544,8803	1	0,425846	0,013161	0,024661	0,4	268,1	-0,999	-0,033	0,006	0,994	0,003	0,108			4. Mai.	10	18:45	18:54
2023-03-20 18:25:00	0,007706	542,5161	1	0,434499	0,01337	0,027728	0,2	268,3	-1	-0,03	0,004	0,995	0,001	0,104			5. Mai.	11	18:46	18:56
2023-03-20 18:26:00	0,008033	540,1476	1	0,44333	0,013582	0,03021	0,1	268,5	-1	-0,026	0,001	0,995	-0,001	0,101			6. Mai.	13	18:46	18:58
2023-03-21 18:23:00	0,006617	551,1661	1	0,406133	0,012696	0,017749	0,8	268,1	-0,999	-0,033	0,014	0,993	-0,002	0,115			7. Mai.	14	18:47	19:00
2023-03-21 18:24:00	0,007037	548,8267	1	0,414387	0,012899	0,022344	0,7	268,3	-1	-0,029	0,012	0,994	-0,004	0,111			8. Mai.	15	18:47	19:01
2023-03-21 18:25:00	0,007419	546,4829	1	0,42281	0,013105	0,025979	0,5	268,5	-1	-0,025	0,009	0,994	-0,005	0,107			9. Mai.	16	18:47	19:02
2023-03-21 18:26:00	0,007768	544,135	1	0,431405	0,013314	0,028905	0,4	268,7	-1	-0,022	0,007	0,995	-0,007	0,104			10. Mai.	17	18:47	19:03
2023-03-21 18:27:00	0,008091	541,7827	1	0,440177	0,013526	0,031285	0,2	269	-1	-0,018	0,004	0,995	-0,009	0,1			11. Mai.	18	18:48	19:05
2023-03-21 18:28:00	0,008389	539,4262	1	0,449129	0,013741	0,033204	0,1	269,2	-1	-0,015	0,002	0,995	-0,011	0,096			12. Mai.	20	18:48	19:07
2023-03-22 18:23:00	0,006262	557,2972	1	0,395202	0,012492	0,013759	1,2	268,4	-0,999	-0,028	0,02	0,993	-0,008	0,118			13. Mai.	20	18:49	19:08
2023-03-22 18:24:00	0,00673	554,9886	1	0,403236	0,012693	0,019487	1	268,6	-1	-0,025	0,018	0,993	-0,01	0,114			14. Mai.	22	18:49	19:10
2023-03-22 18:25:00	0,007141	552,6758	1	0,411435	0,012897	0,023802	0,9	268,8	-1	-0,021	0,015	0,994	-0,012	0,11			15. Mai.	22	18:50	19:11
2023-03-22 18:26:00	0,007516	550,3587	1	0,419802	0,013104	0,027254	0,7	269	-1	-0,018	0,013	0,994	-0,014	0,106			16. Mai.	24	18:50	19:13
2023-03-22 18:27:00	0,007862	548,0373	1	0,428341	0,013314	0,030049	0,6	269,2	-1	-0,014	0,01	0,995	-0,015	0,103			17. Mai.	24	18:51	19:14
2023-03-22 18:28:00	0,008182	545,7117	1	0,437054	0,013528	0,032329	0,4	269,4	-1	-0,011	0,008	0,995	-0,017	0,099			18. Mai.	26	18:51	19:16
2023-03-22 18:29:00	0,008477	543,3819	1	0,445946	0,013744	0,034167	0,3	269,6	-1	-0,007	0,005	0,995	-0,019	0,095			19. Mai.	26	18:52	19:17
2023-03-22 18:30:00	0,008747	541,0479	2	0,455019	0,013963	0,035603	0,1	269,8	-1	-0,004	0,003	0,996	-0,021	0,091			20. Mai.	27	18:52	19:18
2023-03-23 18:24:00	0,006359	558,7811	1	0,392391	0,012436	0,015813	1,3	268,8	-1	-0,021	0,023	0,993	-0,016	0,117			21. Mai.	27	18:53	19:19
2023-03-23 18:25:00	0,006811	556,4881	1	0,400372	0,012637	0,021137	1,2	269	-1	-0,017	0,021	0,993	-0,018	0,113			22. Mai.	26	18:54	19:19
2023-03-23 18:26:00	0,007212	554,1908	1	0,408516	0,012841	0,025206	1,1	269,2	-1	-0,014	0,018	0,994	-0,02	0,109			23. Mai.	27	18:54	19:20
2023-03-23 18:27:00	0,00758	551,8892	1	0,416827	0,013048	0,028487	0,9	269,4	-1	-0,01	0,016	0,994	-0,022	0,106			24. Mai.	26	18:55	19:20
2023-03-23 18:28:00	0,00792	549,5835	1	0,425308	0,013257	0,031161	0,8	269,6	-1	-0,007	0,013	0,995	-0,024	0,102			25. Mai.	27	18:55	19:21
2023-03-23 18:29:00	0,008236	547,2736	1	0,433963	0,01347	0,033344	0,6	269,8	-1	-0,003	0,011	0,995	-0,026	0,098			26. Mai.	27	18:55	19:21
2023-03-23 18:30:00	0,008528	544,9595	2	0,442795	0,013686	0,03511	0,5	270	-1	0,001	0,008	0,995	-0,027	0,094			27. Mai.	26	18:56	19:21
2023-03-23 18:31:00	0,008792	542,6412	2	0,451807	0,013906	0,036461	0,3	270,2	-1	0,004	0,006	0,996	-0,029	0,09			28. Mai.	27	18:56	19:22
2023-03-23 18:32:00	0,009026	540,3188	2	0,461004	0,014128	0,037421	0,2	270,4	-1	0,008	0,003	0,996	-0,031	0,086			29. Mai.	27	18:56	19:23
2023-03-23 18:33:00	0,009226	537,9922	2	0,470388	0,014353	0,03798	0	270,6	-1	0,011	0,001	0,996	-0,033	0,082			30. Mai.	27	18:57	19:23
2023-03-24 18:24:00	0,00648	562,5154	1	0,389614	0,012431	0,017772	1,5	269,2	-1	-0,013	0,027	0,993	-0,024	0,116			31. Mai.	27	18:58	19:24
2023-03-24 18:25:00	0,006917	560,2419	1	0,397541	0,012632	0,022709	1,4	269,4	-1	-0,01	0,024	0,993	-0,026	0,112			1. Jun.	27	18:58	19:24
2023-03-24 18:26:00	0,00731	557,9642	1	0,405631	0,012837	0,026557	1,2	269,6	-1	-0,006	0,022	0,994	-0,028	0,108			2. Jun.	27	18:58	19:24
2023-03-24 18:27:00	0,007673	555,6822	1	0,413886	0,013045	0,029681	1,1	269,9	-1	-0,003	0,019	0,994	-0,03	0,105			3. Jun.	27	18:59	19:25
2023-03-24 18:28:00	0,008001	553,3961	1	0,42231	0,013255	0,032239	0,9	270,1	-1	0,001	0,017	0,994	-0,032	0,101			4. Jun.	27	18:59	19:25
2023-03-24 18:29:00	0,008323	551,1058	1	0,430906	0,013469	0,034341	0,8	270,3	-1	0,005	0,014	0,995	-0,034	0,097			5. Jun.	27	18:59	19:25
2023-03-24 18:30:00	0,008611	548,8113	2	0,439678	0,013686	0,036012	0,7	270,5	-1	0,008	0,012	0,995	-0,036	0,093			6. Jun.	28	19:00	19:27
2023-03-24 18:31:00	0,008872	546,5127	2	0,448629	0,013906	0,037289	0,5	270,7	-1	0,012	0,009	0,995	-0,038	0,089			7. Jun.	27	19:01	19:27
2023-03-24 18:32:00	0,009103	544,2099	2	0,457763	0,01413	0,038185	0,4	270,9	-1	0,015	0,006	0,996	-0,039	0,085			8. Jun.	27	19:01	19:27
2023-03-24 18:33:00	0,009298	541,9031	2	0,467083	0,014356	0,038672	0,2	271,1	-1	0,019	0,004	0,996	-0,041	0,081			9. Jun.	27	19:01	19:27
2023-03-24 18:34:00	0,009448	539,5921	2	0,476594	0,014586	0,038677	0,1	271,3	-1	0,022	0,001	0,996	-0,043	0,077			10. Jun.	27	19:01	19:27
2023-03-25 18:25:00	0,006568	563,9393	1	0,386872	0,012374	0,019605	1,7	269,7	-1	-0,006	0,03	0,993	-0,033	0,115			11. Jun.	27	19:01	19:27
2023-03-25 18:26:00	0,006991	561,6809	1	0,394746	0,012576	0,024207	1,6	269,9	-1	-0,002	0,027	0,993	-0,035	0,111			12. Jun.	28	19:02	19:29
2023-03-25 18:27:00	0,007376	559,4182	1	0,402781	0,01278	0,027858	1,4	270,1	-1	0,002	0,025	0,994	-0,036	0,108			13. Jun.	27	19:03	19:29
2023-03-25 18:28:00	0,007733	557,1514	1	0,41098	0,012987	0,030838	1,3	270,3	-1	0,005	0,022	0,994	-0,038	0,104			14. Jun.	27	19:03	19:29

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
28	2415	18:43	19:33	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

2415 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1767 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

648 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

28 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 5351 Einträgen /-982):

1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

