

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Teutschenthal

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Teutschenthal in Sachsen-Anhalt**

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

**FON: +49 (0)40 79 69 59 36**  
**FAX: +49 (0)40 79 69 59 38**  
**info@solpeg.de**  
**<http://www.solpeg.de>**

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung.....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>7</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>15</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Hollebener Landstraße West .....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Hollebener Landstraße Mitte .....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Hollebener Landstraße Süd.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Hollebener Landstraße Ost .....	21
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>23</b>
5.1	Zusammenfassung .....	23
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	23
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>23</b>

## **SolPEG Blendgutachten**

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Teutschenthal

## **1 Auftrag**

### **1.1 Beauftragung**

Die SolPEG GmbH ist durch die Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Teutschenthal“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### **1.2 Hintergrund und Auftragsumfang**

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<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 Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Teutschenthal“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der L164n und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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.

---

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie 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 der geplanten PV Anlage befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 2,5 km östlich der Ortschaft Teutschenthal, ca. 10 km südwestlich von Halle/Saale in Sachsen-Anhalt. Südlich der Fläche verläuft die Hollebener Landstraße (L164n). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 2,5 km östlich der Ortschaft Teutschenthal, ca. 10 km südwestlich von Halle/Saale in Sachsen-Anhalt. Die Flächen ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">51.45°N, 11.834°O, 134 m ü. NN</a>
Abstand zur L164n	ca. 15 m – 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca.700 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

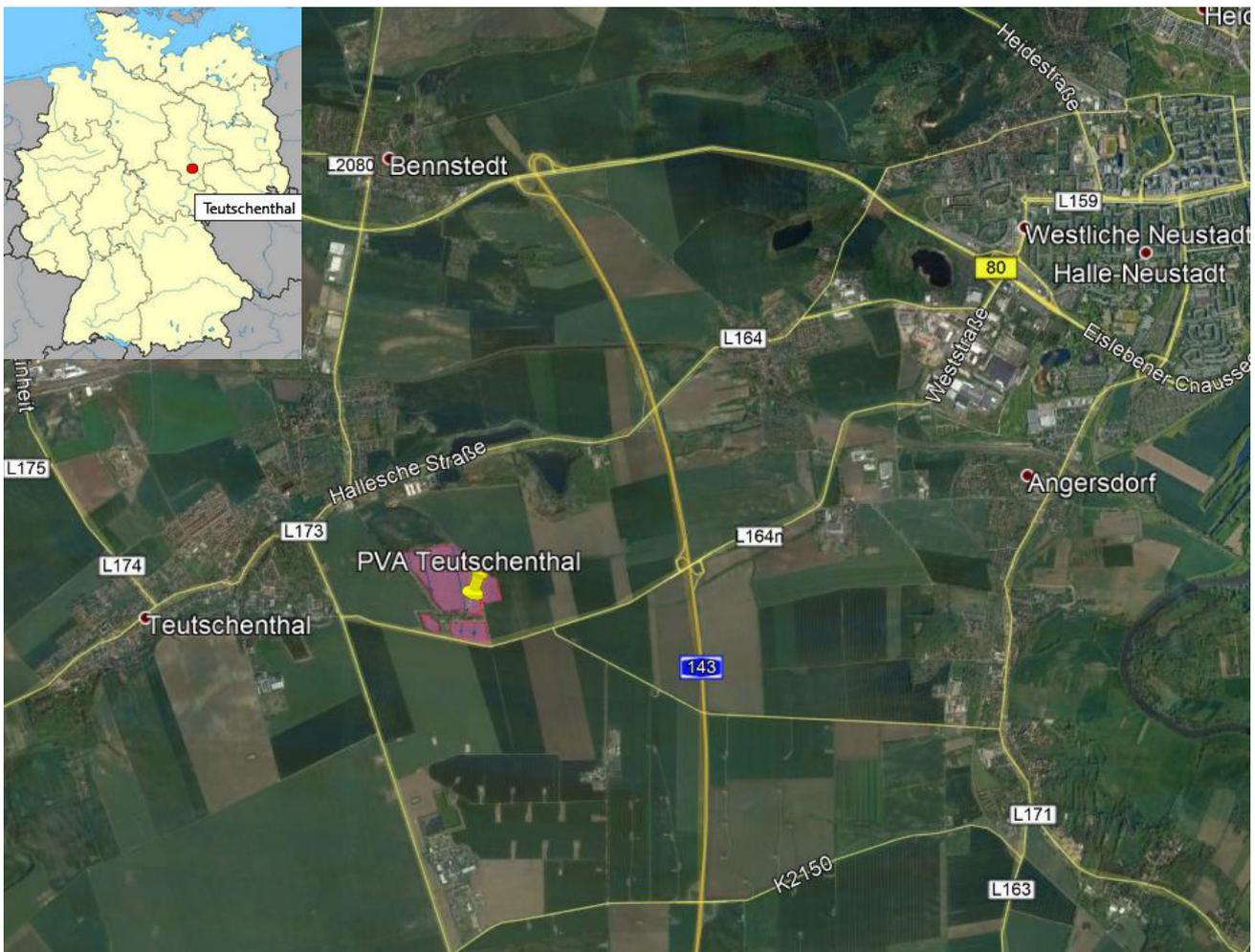


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

### Detailansicht der PV Anlage, südlicher Bereich



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

Fotos der PV Anlage und Umgebung. Blick entlang der L164n Richtung Osten.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Blick von Osten Richtung Westen, im Hintergrund die Fläche der PV Anlage.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Westen (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

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

#### 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

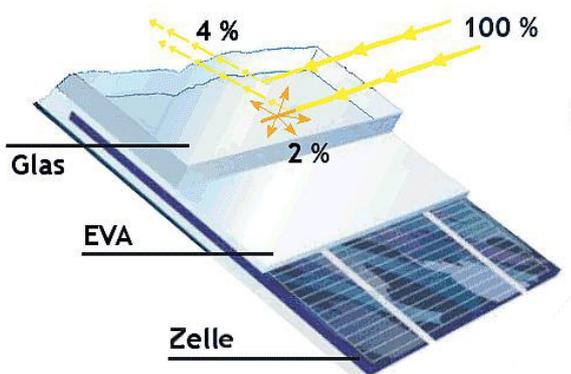


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 diffus reflektiert:



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

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

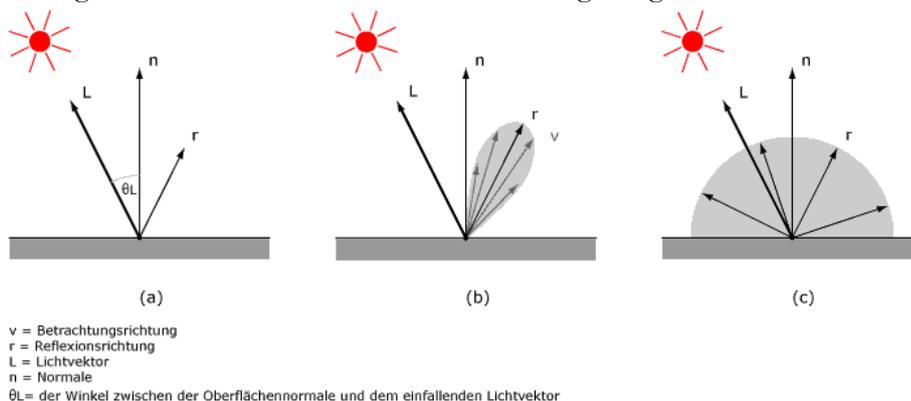


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

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 FAA<sup>2</sup> 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 sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

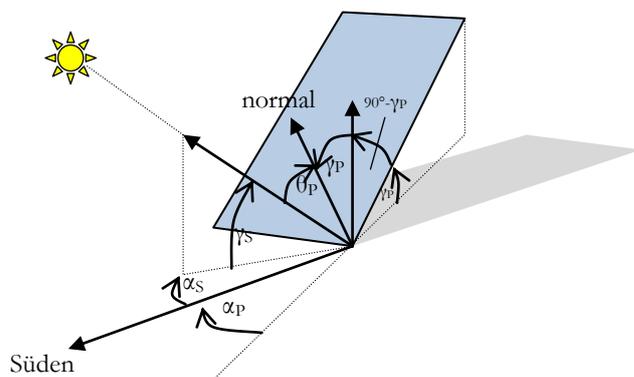


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

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

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

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

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

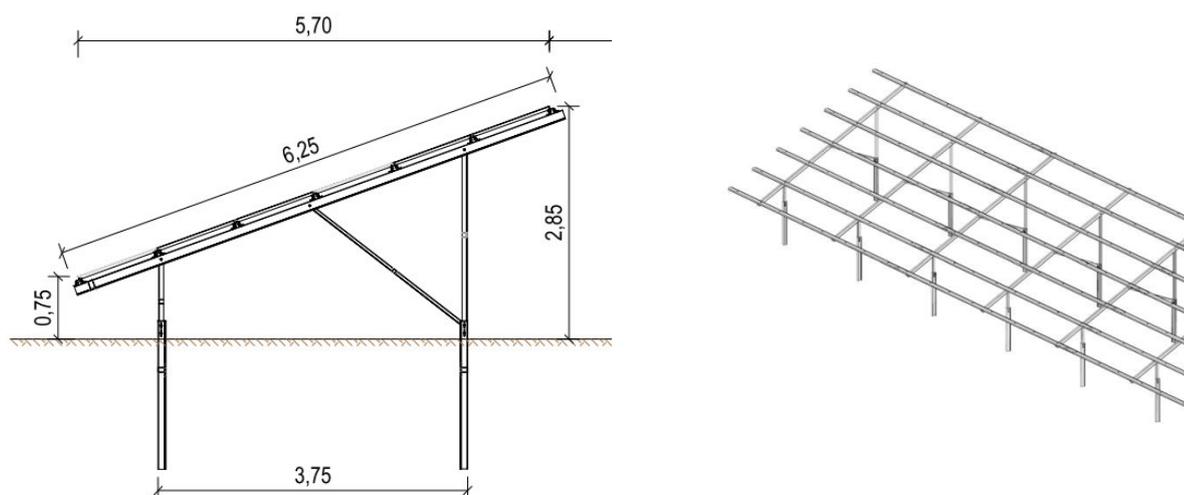


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</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 auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Teutschenthal wurden insgesamt 4 Messpunkte im Verlauf der Hollebener Landstraße (L164n) festgelegt. Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der 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>6</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 Leutdichte 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.

---

<sup>6</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>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 60 % 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.

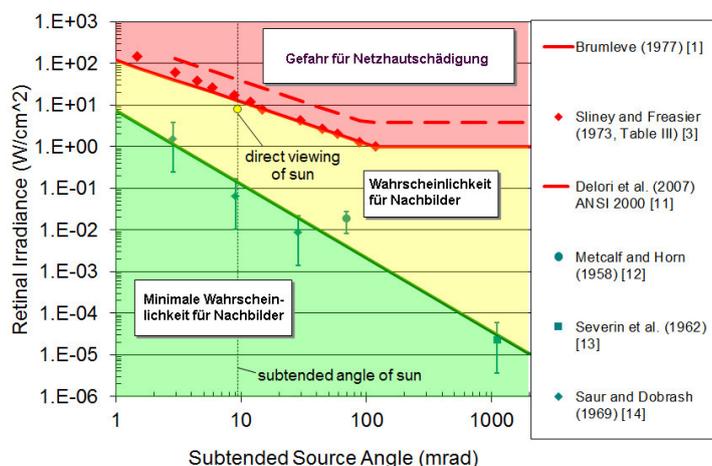


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>7</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>8</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\\_2019\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

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

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

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

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld Südwest	PV Feld Südost
P1 Hollebener Landstraße West	496 <sup>WG</sup>	n.n.
P2 Hollebener Landstraße Mitte	365 <sup>WG</sup>	194 <sup>WG</sup>
P3 Hollebener Landstraße Süd	626 <sup>W</sup>	2140 <sup>W</sup>
P4 Hollebener Landstraße Ost	n.n.	216 <sup>W</sup>

<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

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Hollebener Landstraße West

Am Messpunkt P1 auf der L164n können bei der Fahrt Richtung Osten rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Südwest auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten können an insgesamt 496 Minuten pro Jahr und max. 14 Minuten pro Tag<sup>9</sup>, morgens zwischen 06:00 bis 06:17 Uhr Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P1**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
28. April	28. April	5	5	06:03	06:08
30. April	08. Mai	8	55	06:00	06:08
10. Mai	11. Mai	5	10	06:00	06:04
25. Juni	12. August	14	426	06:00	06:17

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

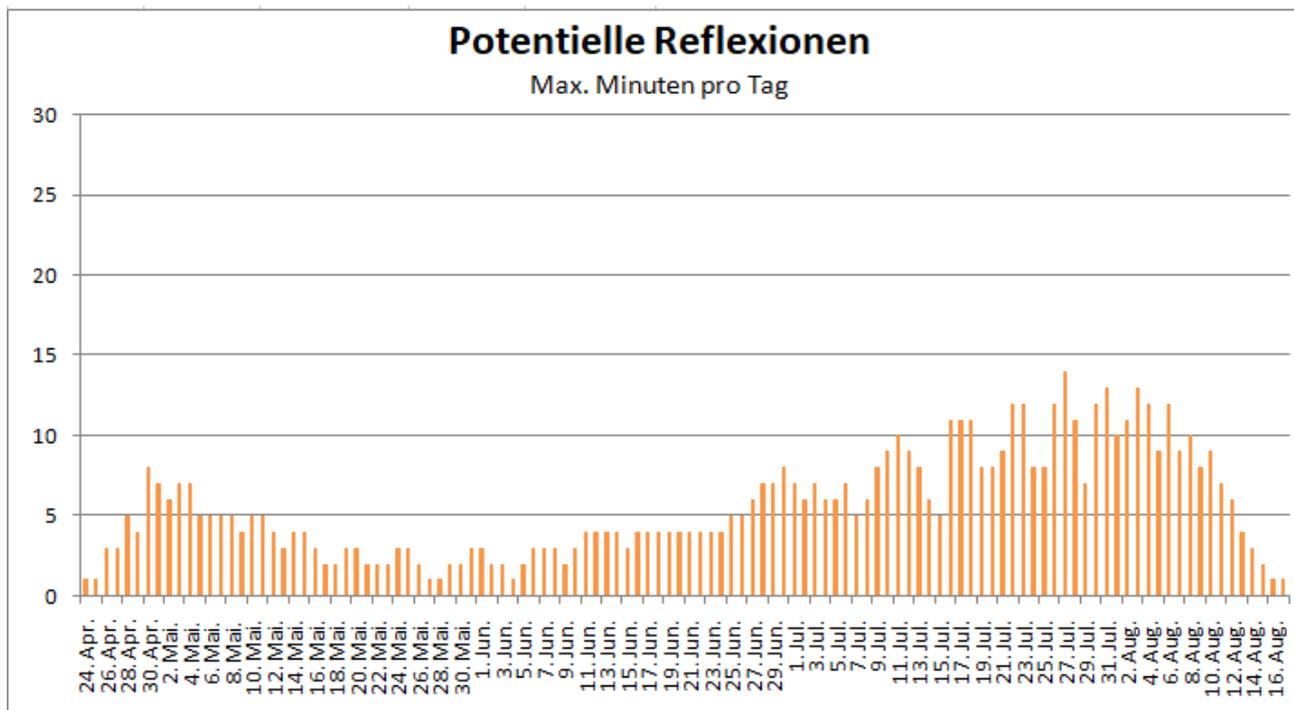


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der geringen Gesamtsumme pro Jahr und der kurzen zeitlichen Dauer pro Tag kann eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern auf der Hollebener Landstraße durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

<sup>9</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Das PV Feld Südwest liegt auf einem Hügel ca. 5 m oberhalb der Fahrbahn und ist von der L164n nicht einsehbar. Auch das weiter östlich gelegene PV Feld Südost ist aufgrund des Hügel verdeckt und nicht einsehbar. Der theoretisch berechnete Strahlenverlauf ist in der Realität nicht möglich. Das folgende Foto zeigt den Blick in Richtung Osten auf die Böschung des PV Feld Südwest.

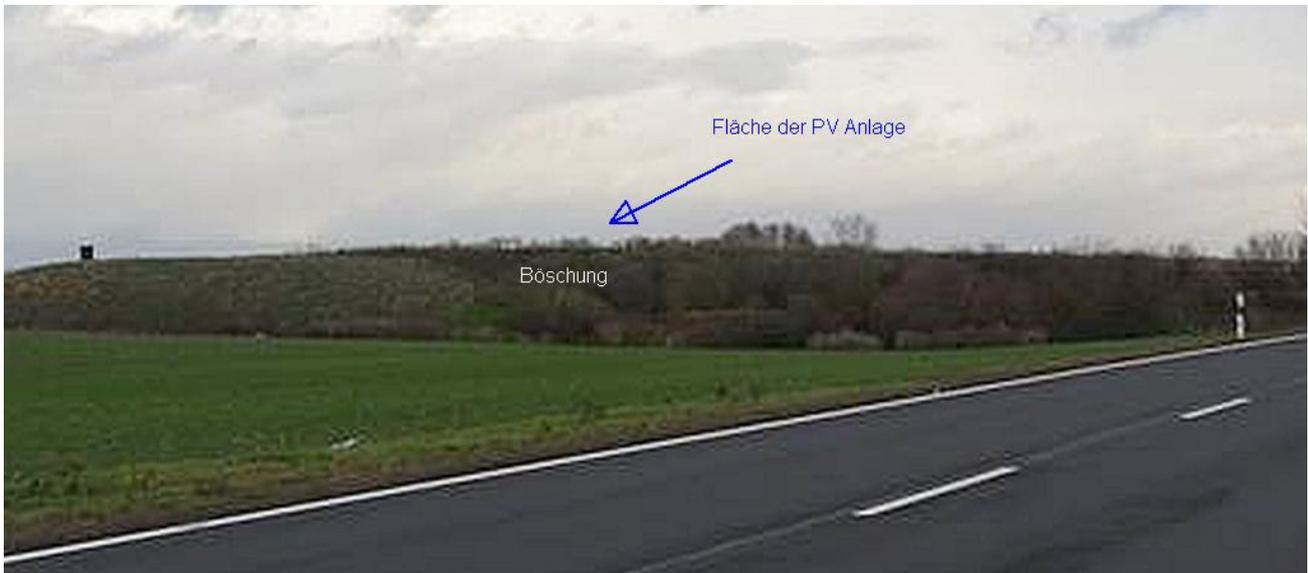
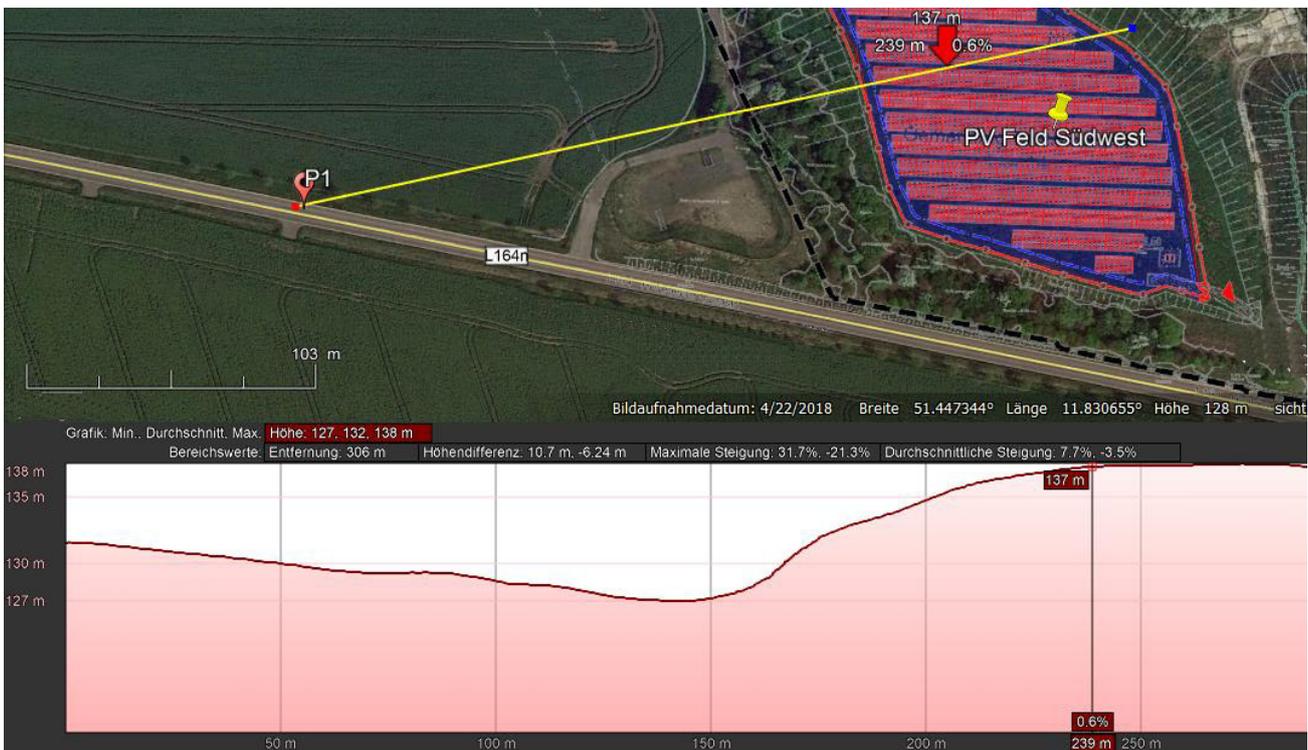


Bild 4.2.2: Blick von Westen in Richtung der PV Anlage (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Die Analyse des Geländeverlaufes bestätigt diese Einschätzung und verdeutlicht, dass im Bereich von Messpunkt P1 kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist und daher ist auch der theoretische berechnete Strahlenverlauf in der Realität nicht anwendbar. Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf.



### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Hollebener Landstraße Mitte

Am Messpunkt P2 auf der L164n können bei der Fahrt Richtung Osten rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Südost auftreten. Diese können zwischen dem 11. Juli und dem 07. August für insgesamt 194 Minuten pro Jahr und max. 9 Minuten pro Tag morgens zwischen 06:00 bis 06:08 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Der Einfallswinkel der Reflexionen liegt mit  $-18^\circ$  bis  $-36^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m) und ist daher zu vernachlässigen. Darüber hinaus befindet sich entlang der Fahrbahn ein Bereich mit Büschen und Bäumen, sodass ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle überwiegend nicht vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann aufgrund der genannten Aspekte mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

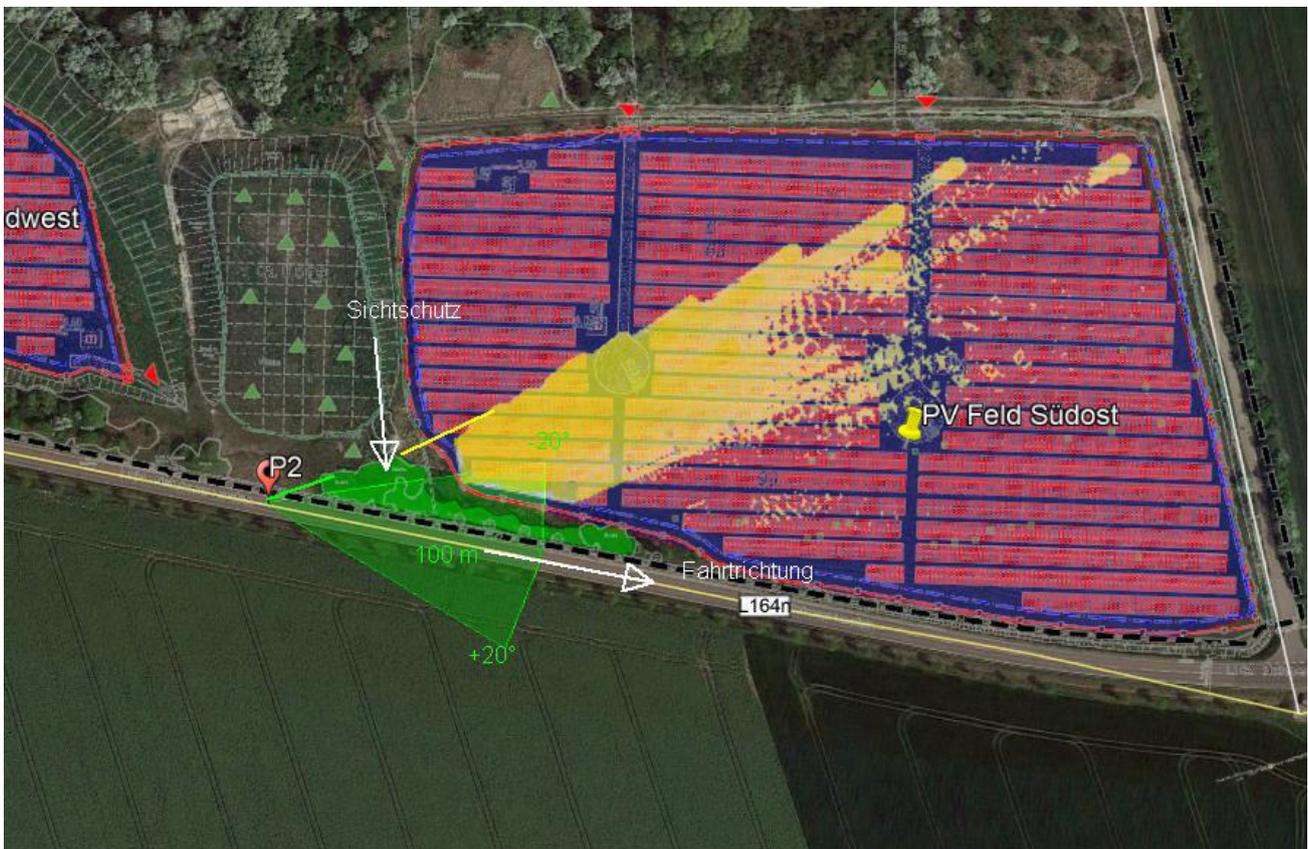


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Bei der Fahrt in Richtung Westen können in theoretisch in ähnlicher Weise Reflexionen durch das PV Feld Südwest auftreten aber auch hier ist die Gesamtsumme pro Jahr vernachlässigbar und wie bereits ausgeführt ist das PV Feld Südwest aufgrund des Höhenunterschieds zur Fahrbahn nicht einsehbar.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation des Sonnenstandes am Messpunkt P2 am 03. August morgens um 06:10 Uhr. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass die tief stehende Sonne selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt – sofern der Fahrzeugführer den Blick von der Straße abwendet und in Richtung der aufgehenden Sonne blickt.

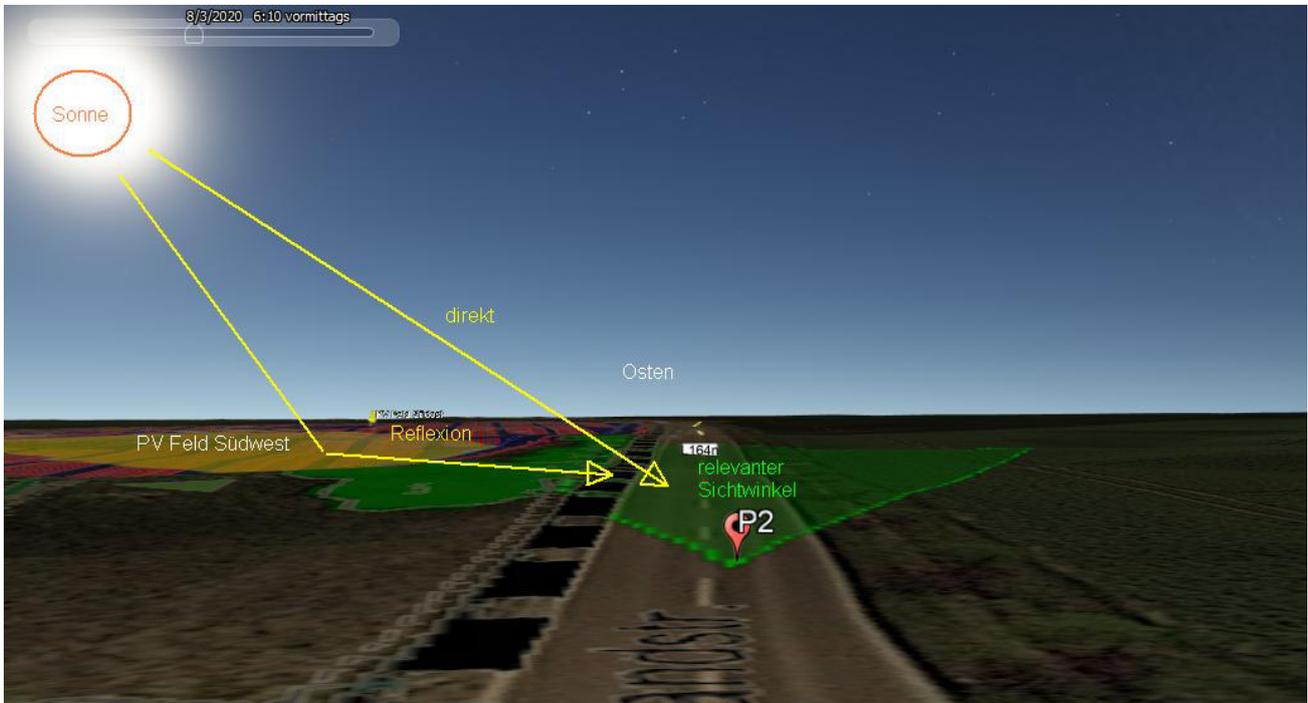


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2, Blick Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität, Blick Richtung Osten.

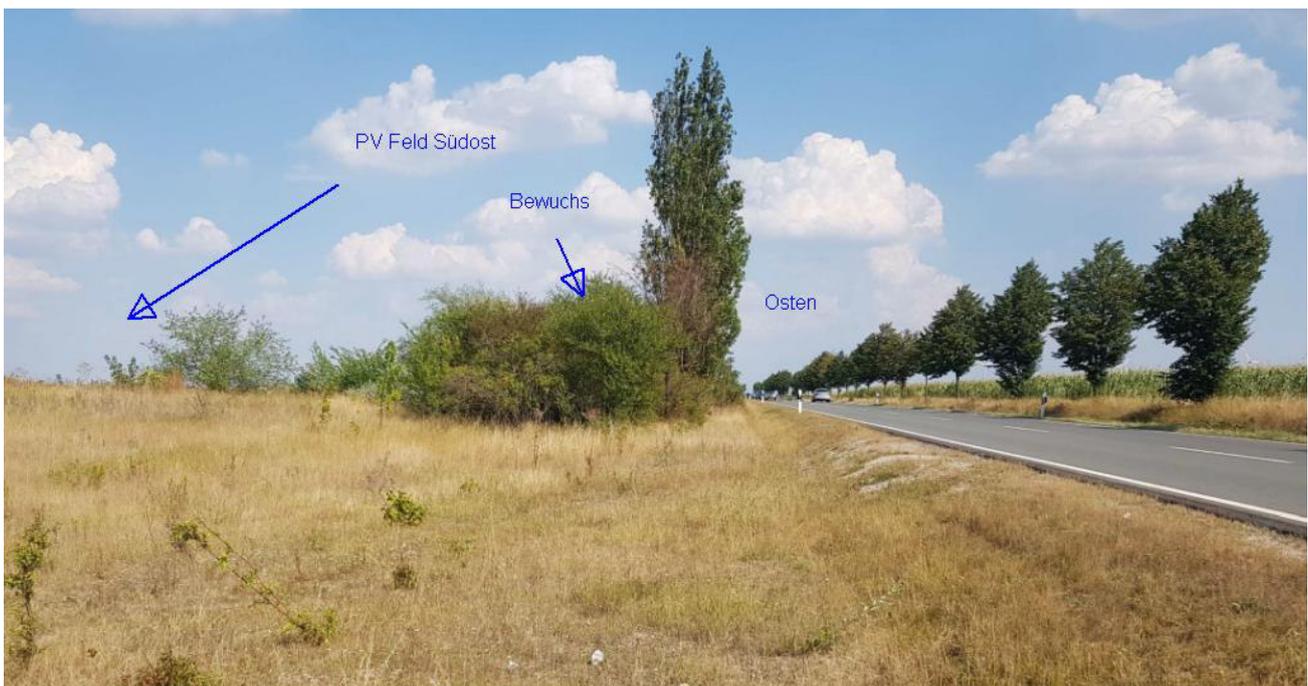


Bild 4.3.3: Bild im Bereich von Messpunkt P2, Blick Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Hollebener Landstraße Süd

Am Messpunkt P3 auf der L164n können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Südost auftreten. Diese können zwischen dem 03. Mai und dem 05. August abends zwischen 18:21 bis 18:59 Uhr an insgesamt 2140 Minuten pro Jahr und max. 25 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

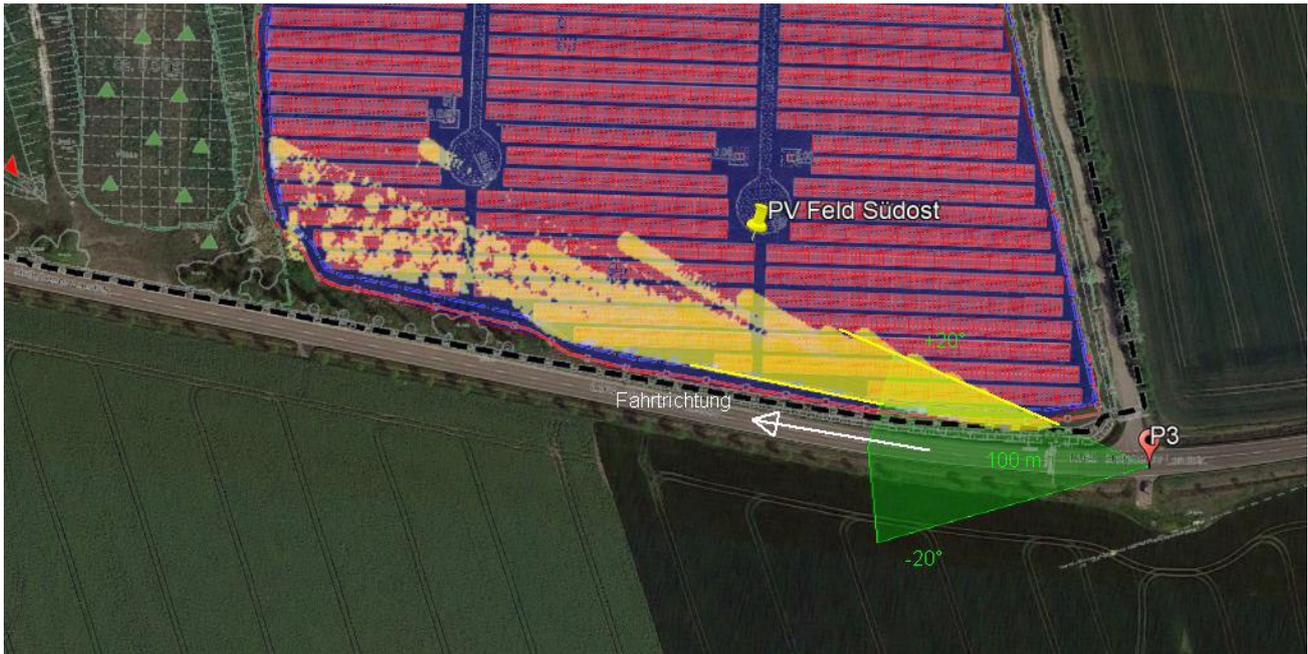


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 bei Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Einfallswinkel der Reflexionen liegt mit  $+14^\circ$  bis  $+20^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m). Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch das PV Feld Südwest ist wenig wahrscheinlich, kann aber aufgrund der Anzahl an Minuten pro Jahr nicht ausgeschlossen werden.

Es ist daher angeraten in diesem Bereich eine Sichtschutzmaßnahme in Form eines Sichtschutzzaunes zu errichten, ca. 1,8 m Höhe. Die folgende Skizze zeigt den Verlauf auf einer Länge von ca. 80 m.

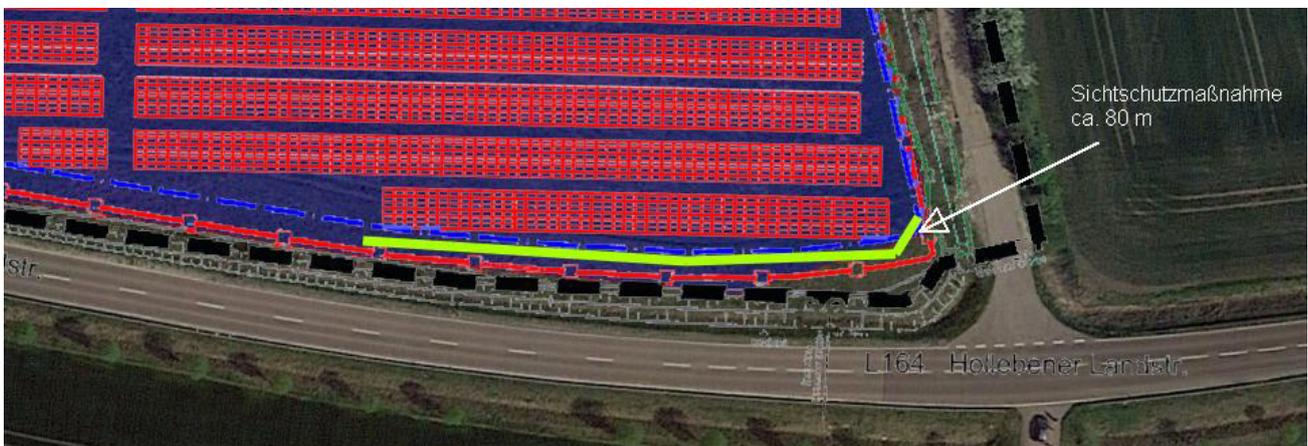


Bild 4.4.2: Sichtschutzmaßnahme an der südlichen Geländegrenze von PV Feld Südost (Quelle: Google Earth / SolPEG)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Hollebener Landstraße Ost

Am Messpunkt P4 auf der L164n können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Südost auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten können an insgesamt nur 216 Minuten pro Jahr und max. 8 Minuten pro Tag, abends zwischen 18:22 bis 18:46 Uhr Reflexionen aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen und eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

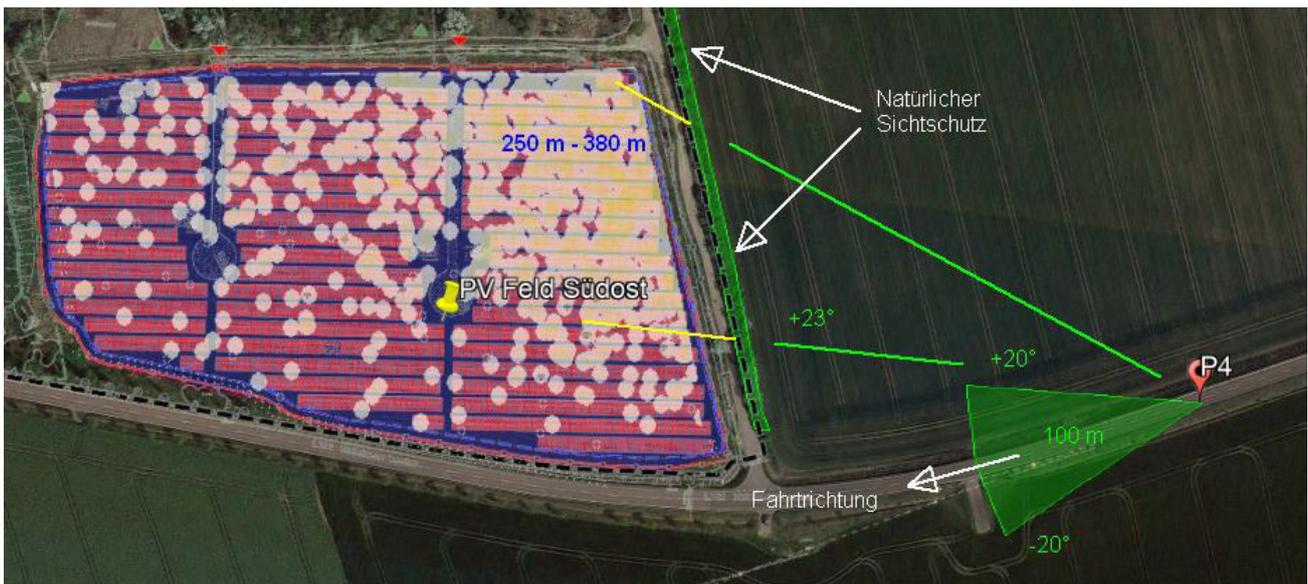


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P4 bei Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

In dem gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese wären jedoch auch aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant und darüber hinaus besteht in der Realität aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Bild zeigt den natürlichen Sichtschutz in diesem Abschnitt.



Bild 4.5.2: Natürlicher Sichtschutz im östlichen Bereich der PV Anlage (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 43 bzw. 799 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

### PV Feld Suedost - OP Receptor (OP 4)

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

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

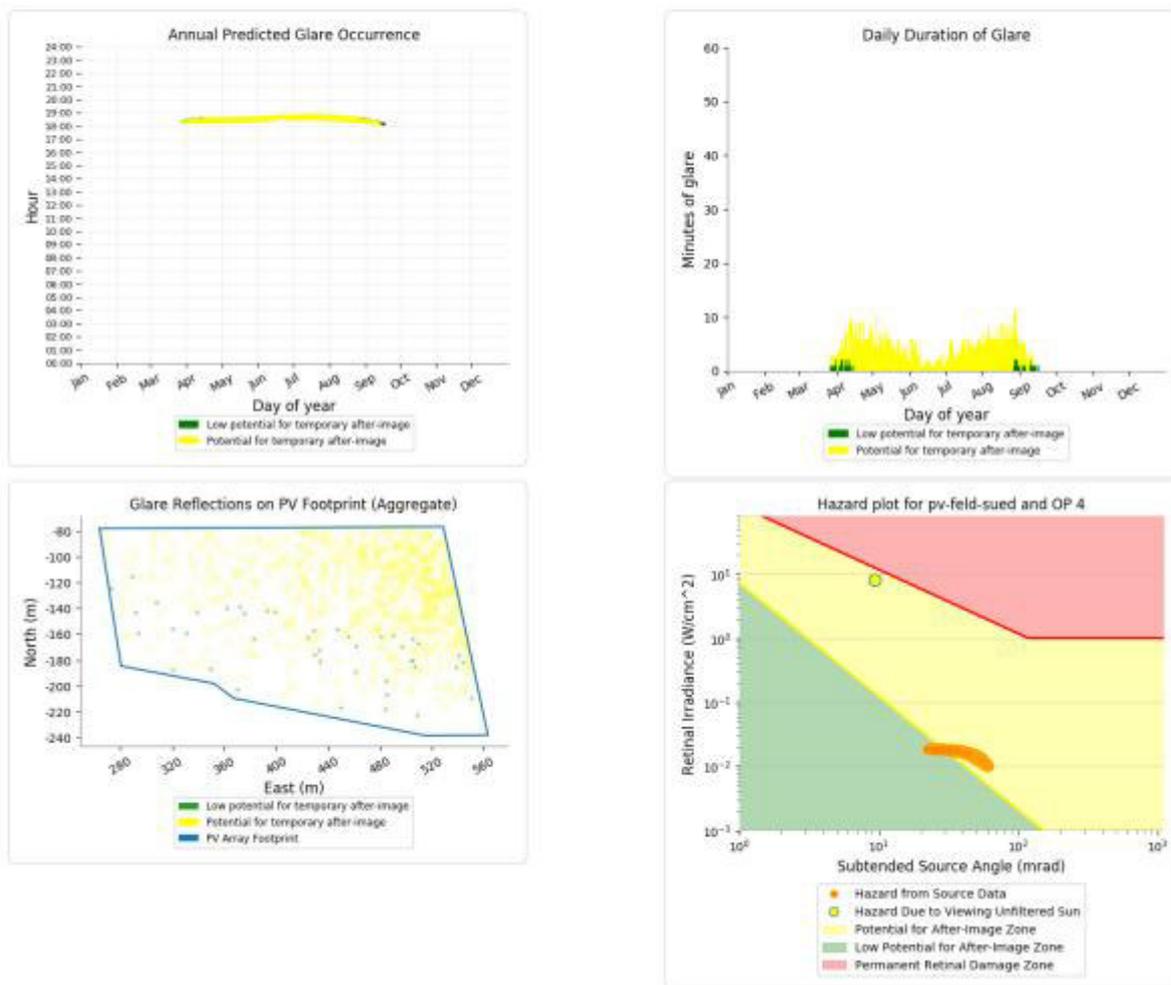


Bild 4.5.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Teutschenthal zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der Hollebener Landstraße (L164n) nur eine geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Überwiegend liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Lediglich am Messpunkt P3 könnten Reflexionen für Verkehrsteilnehmer wahrnehmbar sein und möglicherweise als störend empfunden werden und daher ist in diesem Bereich eine entsprechende Sicht- bzw. Blendschutzmaßnahme angeraten. Im näheren und weiteren Umfeld gibt es keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie und daher sind die entsprechenden Vorgaben bzw. Empfehlungen hier nicht anwendbar.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

### 5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Teutschenthal“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

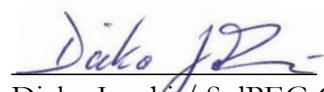
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) und auch Anwohnern durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind – außer den genannten - keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 16.11.2020

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



# Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



## KEY FEATURES



### 5 Busbar Solar Cell

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



### High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



### High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



### PID Resistance

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



### 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).



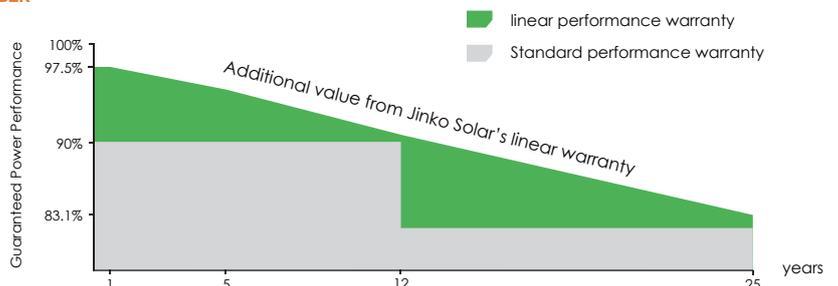
### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

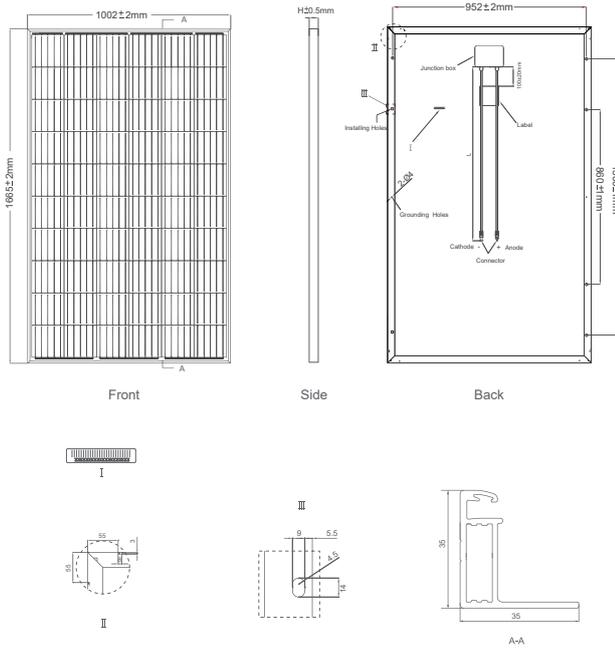


## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

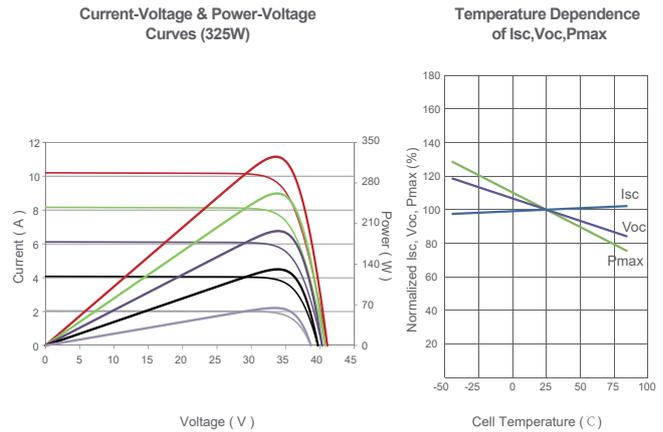
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings



## Electrical Performance & Temperature Dependence



## 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
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> ; Length 900mm or Customized Length

## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 62pcs/stack, 868pcs/40'HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315M-60-V		JKM320M-60-V		JKM325M-60-V		JKM330M-60-V		JKM335M-60-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Short-circuit Current (Isc)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Module Efficiency STC (%)	18.88%		19.18%		19.48%		19.78%		20.08%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°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

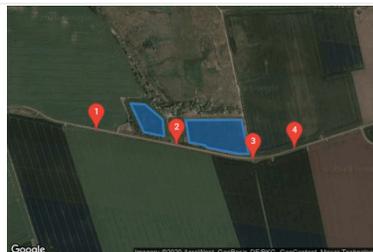
AM=1.5

Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM315-335M-60-V-A2-EN

## Site Configuration: Teutschenthal



Created **March 3, 2020 10:30 a.m.**  
 Updated **Nov. 14, 2020 12:57 p.m.**  
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m<sup>2</sup>**  
 Analyze every **1 minute(s)**  
**0.5** ocular transmission coefficient  
**0.002 m** pupil diameter  
**0.017 m** eye focal length  
**9.3 mrad** sun subtended angle  
 Timezone **UTC+1**  
 Site Configuration ID: 36321.1215

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

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
PV Feld Suedost	20.0	180.0	129	7,135	-
PV Feld Suedwest	20.0	180.0	103	3,333	-

## Component Data

### PV Array(s)

**Name:** PV Feld Suedost

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

**Tilt:** 20.0 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

**Approx. area:** 36,500 sq-m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.447338	11.834546	131.12	2.00	133.12
2	51.447352	11.838354	132.88	2.00	134.88
3	51.445901	11.838848	134.96	2.00	136.96
4	51.445899	11.838148	135.38	2.00	137.38
5	51.446158	11.836031	134.43	2.00	136.43
6	51.446260	11.835814	134.74	2.00	136.74
7	51.446382	11.834782	132.94	2.00	134.94

**Name:** PV Feld Suedwest  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 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  
**Approx. area:** 14,054 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.448042	11.830748	136.00	2.00	138.00
2	51.448002	11.831745	136.20	2.00	138.20
3	51.447360	11.832958	136.28	2.00	138.28
4	51.446644	11.833065	132.52	2.00	134.52
5	51.446818	11.831681	133.34	2.00	135.34



## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.446890	11.828419	131.74	2.00	133.74
OP 2	51.446255	11.833923	132.98	2.00	134.98
OP 3	51.445640	11.839159	135.51	2.00	137.51
OP 4	51.446115	11.842002	136.14	2.00	138.14

## PV Array Results

### Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld Suedost	20.0	180.0	129	7,135	-	
PV Feld Suedwest	20.0	180.0	103	3,333	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

### PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

#### PV Feld Suedost potential temporary after-image

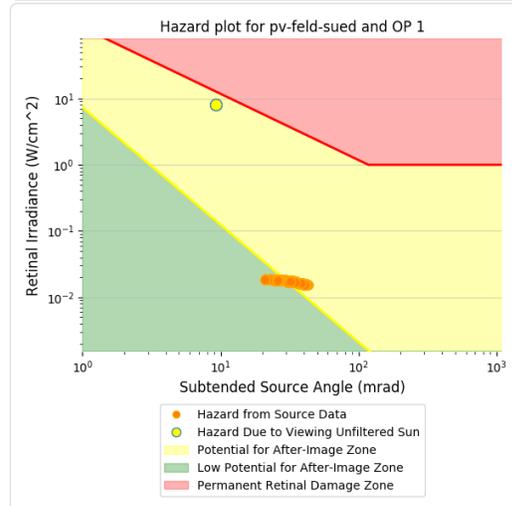
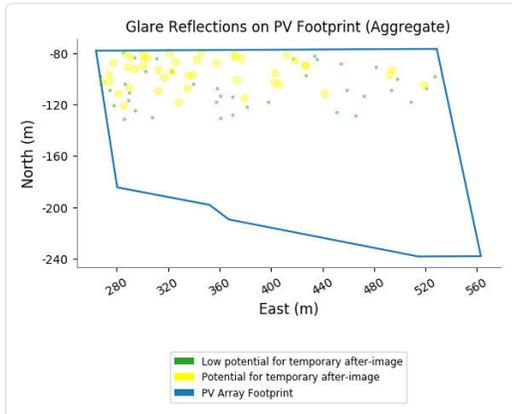
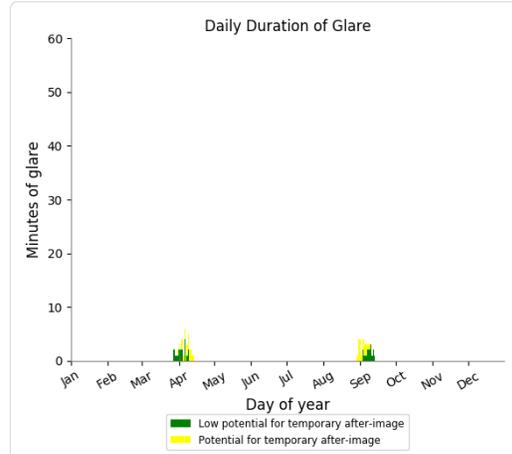
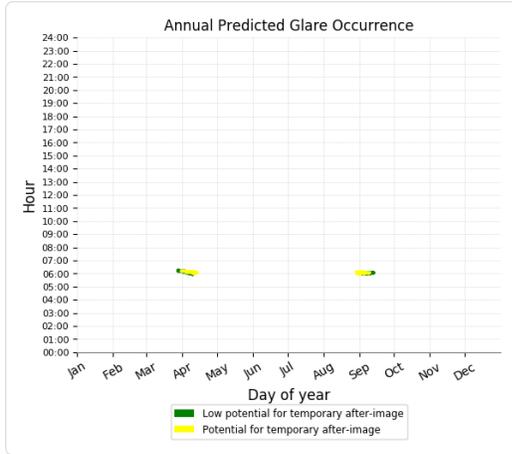


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	38	44
OP: OP 2	48	3578
OP: OP 3	0	2714
OP: OP 4	43	799

### PV Feld Suedost - OP Receptor (OP 1)

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

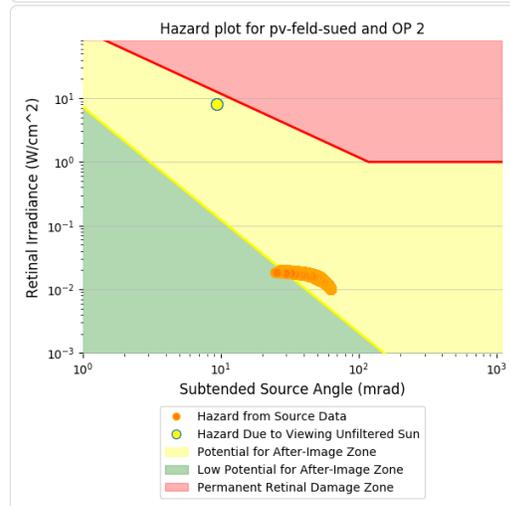
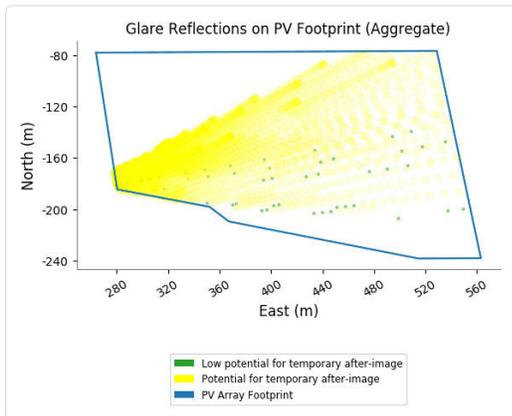
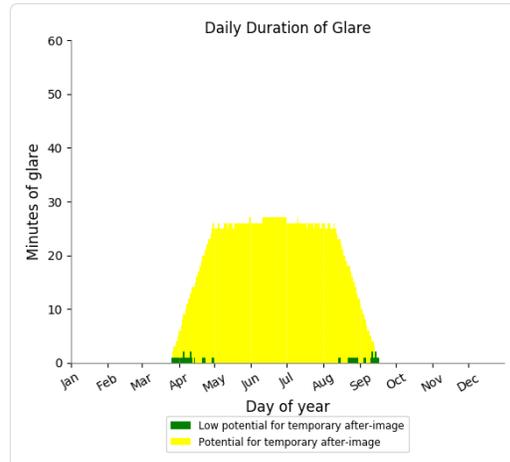
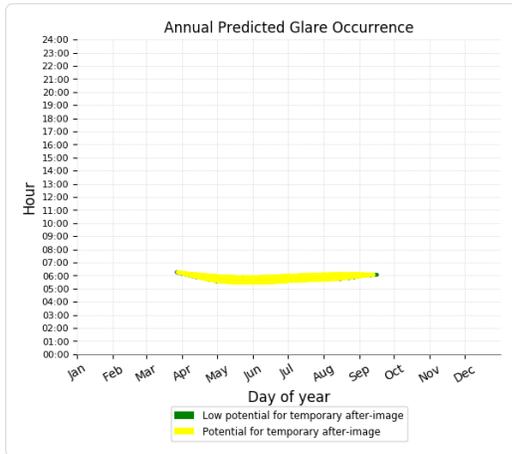
- 38 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 44 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedost - OP Receptor (OP 2)

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

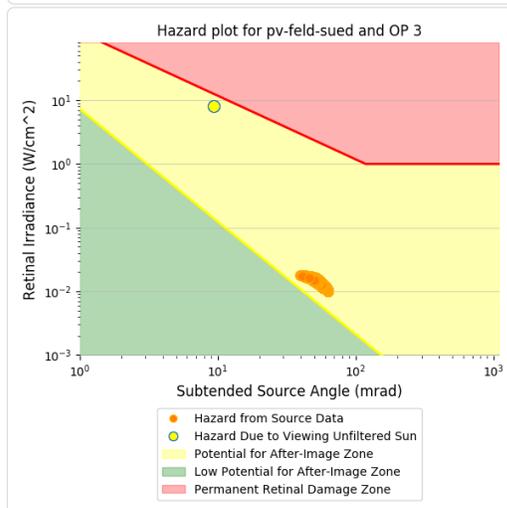
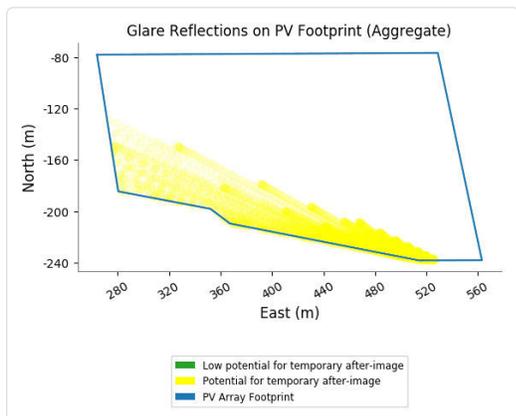
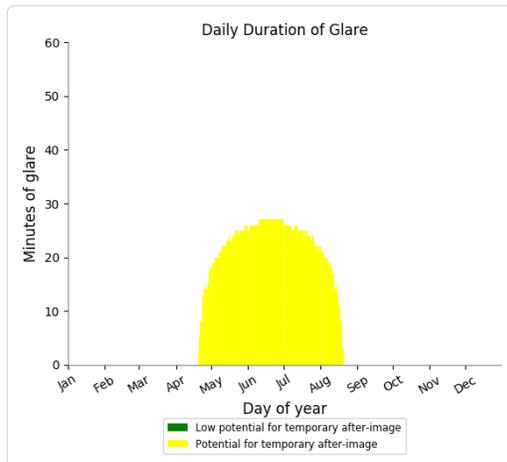
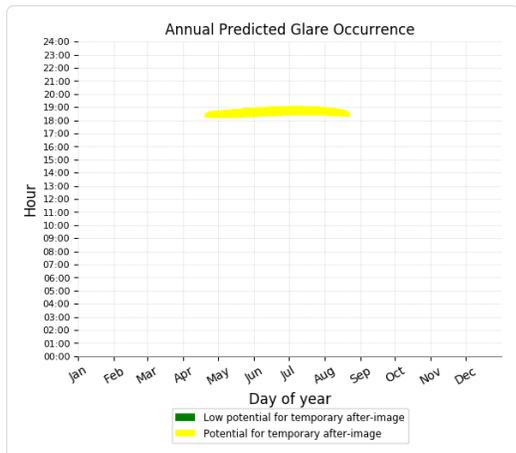
- 48 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,578 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedost - OP Receptor (OP 3)

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

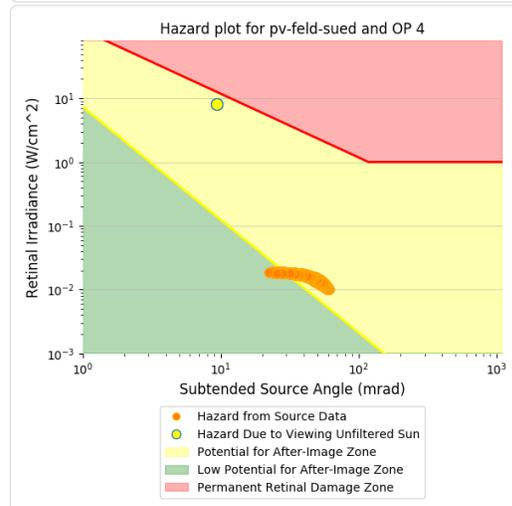
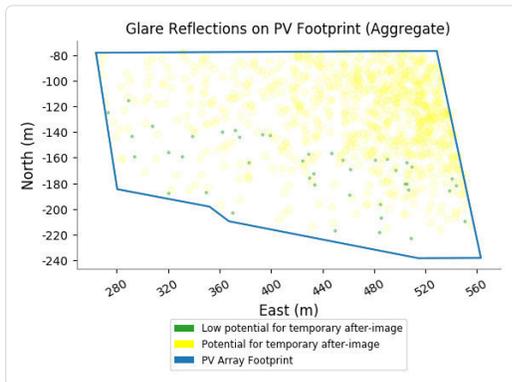
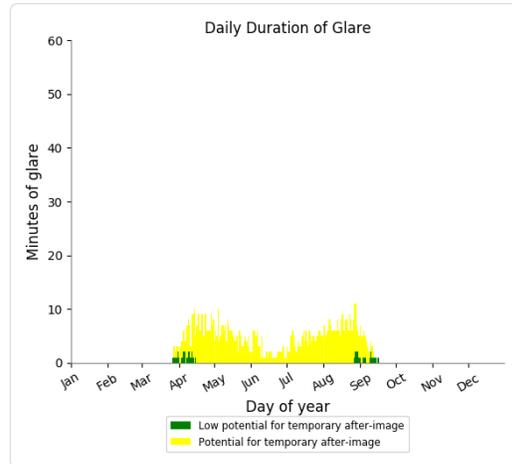
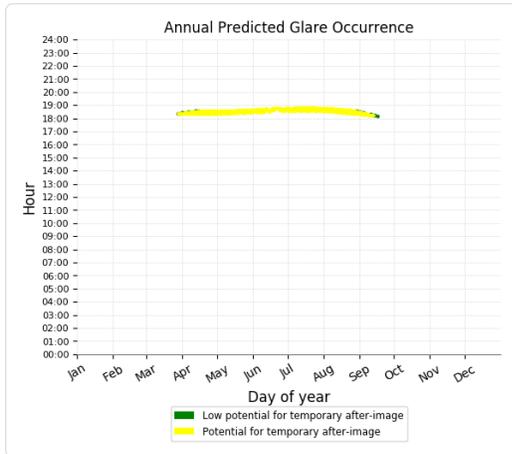
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,714 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedost - OP Receptor (OP 4)

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

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





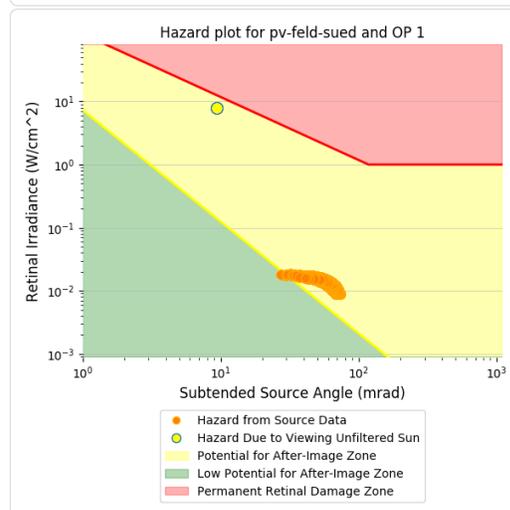
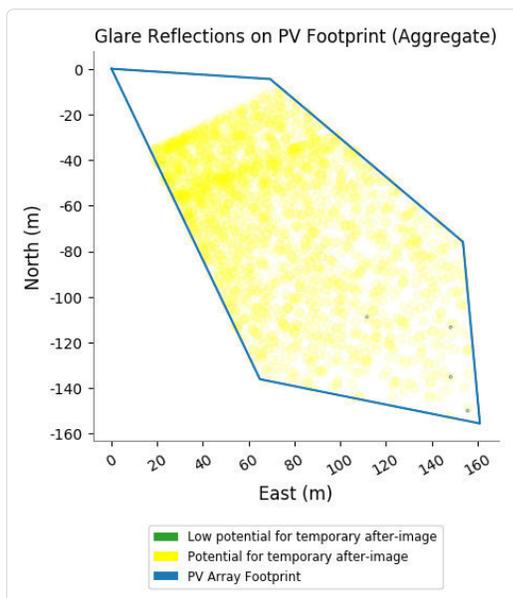
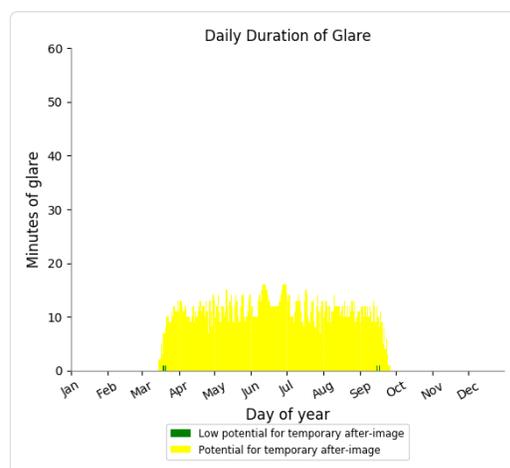
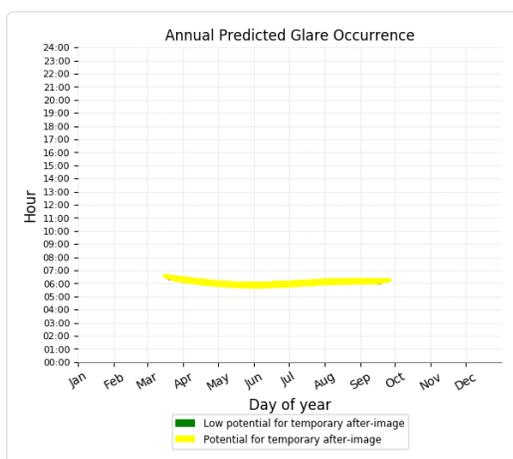
## PV Feld Suedwest potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	4	2163
OP: OP 2	0	426
OP: OP 3	0	722
OP: OP 4	99	22

### PV Feld Suedwest - OP Receptor (OP 1)

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

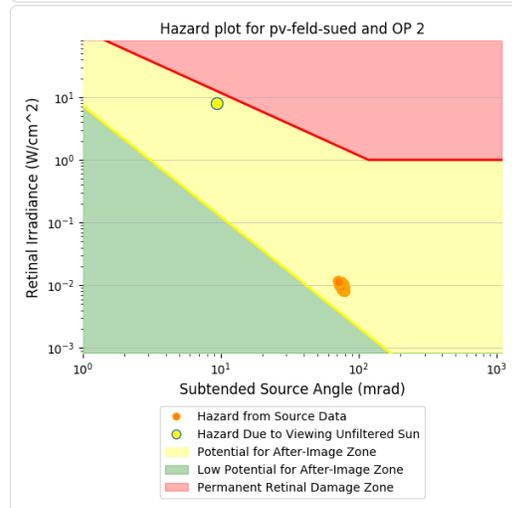
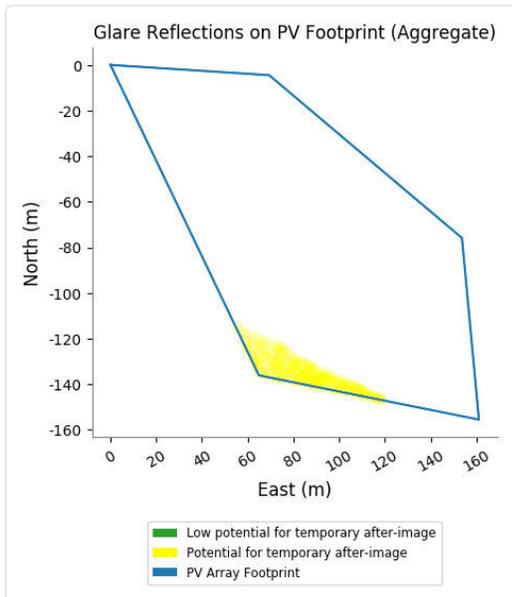
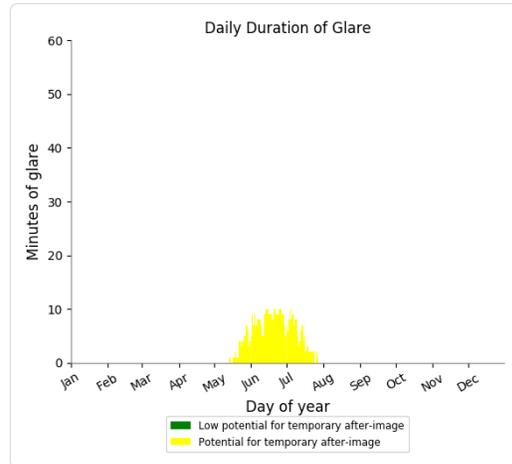
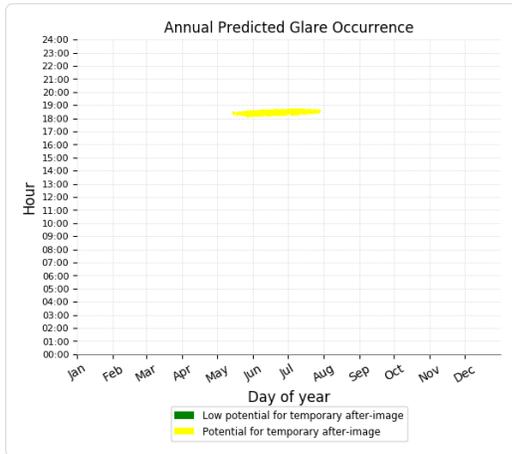
- 4 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,163 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedwest - OP Receptor (OP 2)

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

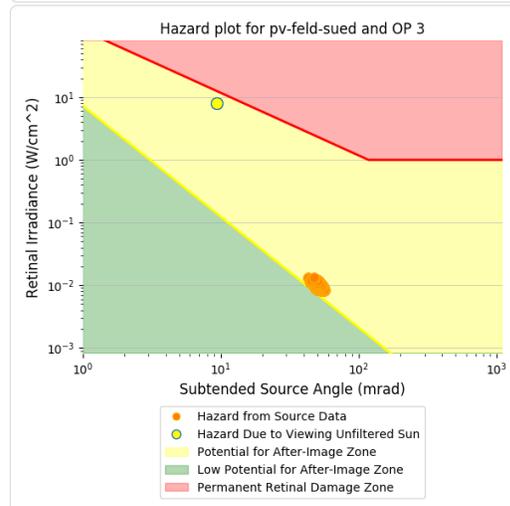
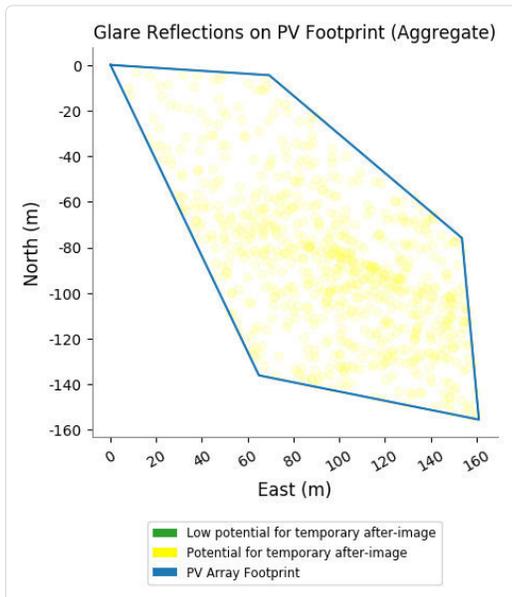
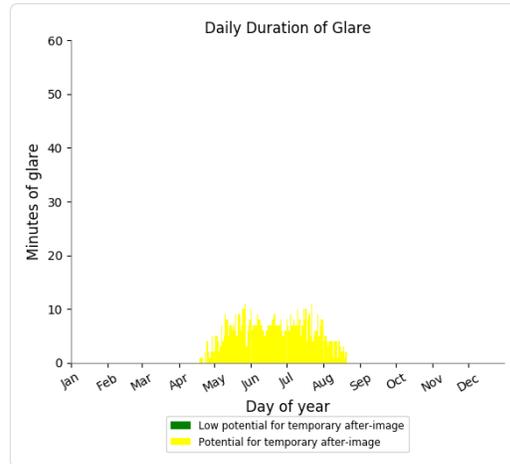
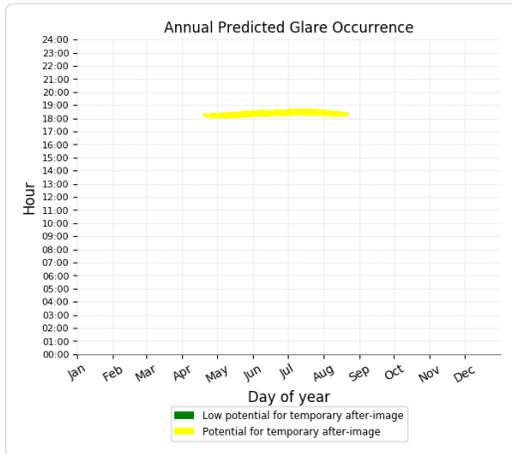
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 426 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedwest - OP Receptor (OP 3)

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

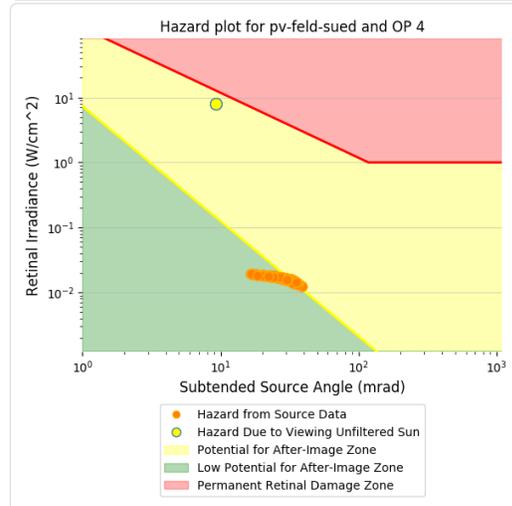
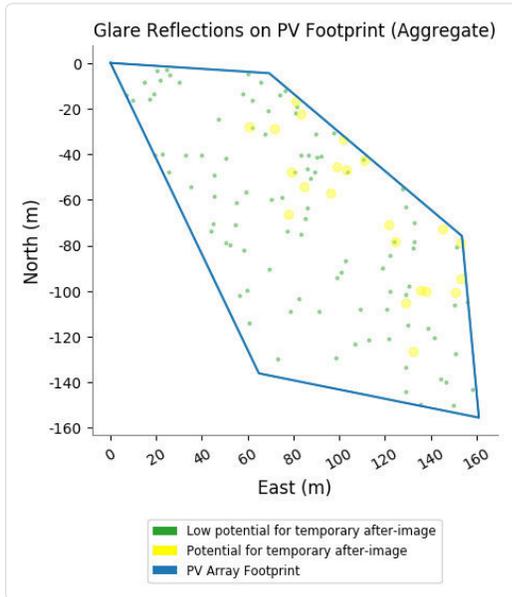
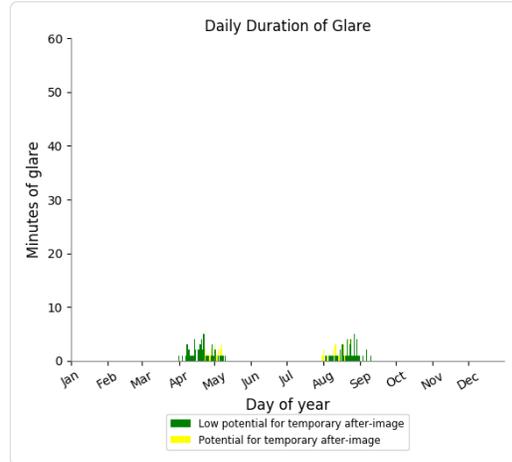
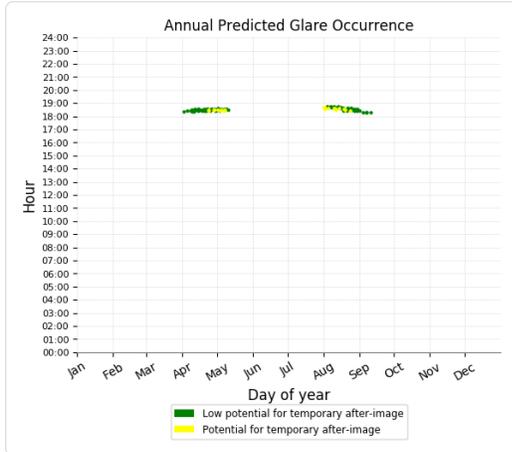
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 722 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Suedwest - OP Receptor (OP 4)

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

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



## Assumptions

---

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



(W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 2
564,24	2	0,557476	0,017841	0,031049	88,1	1,6	0,999	0,033	0,028	-0,999	-0,043	0	30. Apr.	1	06:00	06:00	11.07.2020	07.08.2020	9	194	06:00	06:08	
564,8182	2	0,557695	0,017866	0,031613	87,7	1,7	0,999	0,041	0,03	-0,999	-0,051	-0,003	25. Jun.	1	06:00	06:00							
567,0227	2	0,545345	0,017539	0,033358	87,9	1,9	0,999	0,037	0,033	-0,999	-0,05	0,001	26. Jun.	1	06:00	06:00							
567,5814	2	0,557934	0,017961	0,031904	87,2	1,9	0,998	0,049	0,033	-0,998	-0,059	-0,006	27. Jun.	1	06:00	06:00							
569,7691	2	0,545583	0,017631	0,034074	87,4	2	0,998	0,045	0,036	-0,998	-0,058	-0,002	28. Jun.	1	06:00	06:00							
570,3079	2	0,558194	0,018056	0,030632	86,8	2,1	0,998	0,056	0,036	-0,998	-0,066	-0,009	29. Jun.	1	06:00	06:00							
572,479	2	0,545843	0,017723	0,034436	87	2,2	0,998	0,053	0,039	-0,998	-0,065	-0,005	30. Jun.	2	06:00	06:01							
574,6461	2	0,533764	0,017397	0,036108	87,2	2,4	0,998	0,05	0,041	-0,998	-0,064	0	1. Jul.	2	06:00	06:01							
572,9975	2	0,558476	0,01815	0,03133	86,3	2,2	0,997	0,064	0,039	-0,997	-0,074	-0,012	2. Jul.	2	06:00	06:01							
575,1522	2	0,546126	0,017815	0,032946	86,5	2,4	0,997	0,061	0,041	-0,997	-0,073	-0,007	3. Jul.	2	06:00	06:01							
577,303	2	0,534048	0,017487	0,036551	86,7	2,5	0,997	0,057	0,044	-0,997	-0,072	-0,003	4. Jul.	2	06:00	06:01							
579,4498	2	0,522234	0,017163	0,03782	86,9	2,7	0,997	0,054	0,047	-0,997	-0,071	0,001	5. Jul.	3	06:00	06:02							
573,5076	2	0,558784	0,018176	0,031662	85,9	2,4	0,997	0,072	0,041	-0,997	-0,081	-0,015	6. Jul.	3	06:00	06:02							
575,6501	2	0,546435	0,017841	0,033806	86,1	2,5	0,997	0,068	0,044	-0,997	-0,081	-0,01	7. Jul.	3	06:00	06:02							
577,7887	2	0,534357	0,017511	0,03482	86,3	2,7	0,997	0,065	0,047	-0,997	-0,08	-0,006	8. Jul.	3	06:00	06:02							
579,9233	2	0,522543	0,017188	0,038357	86,5	2,8	0,997	0,062	0,049	-0,997	-0,079	-0,002	9. Jul.	3	06:00	06:02							
582,054	2	0,510989	0,016869	0,039271	86,7	3	0,997	0,058	0,052	-0,997	-0,078	0,003	10. Jul.	4	06:00	06:03							
576,1389	2	0,55912	0,018271	0,031819	85,4	2,5	0,996	0,079	0,044	-0,996	-0,089	-0,017	11. Jul.	5	06:00	06:04							
578,2655	2	0,546772	0,017933	0,034213	85,6	2,7	0,996	0,076	0,047	-0,996	-0,088	-0,013	12. Jul.	5	06:00	06:04							
580,3881	2	0,534694	0,017601	0,035858	85,8	2,8	0,996	0,073	0,049	-0,996	-0,087	-0,009	13. Jul.	5	06:00	06:04							
582,5068	2	0,522881	0,017275	0,036333	86	3	0,996	0,069	0,052	-0,996	-0,087	-0,005	14. Jul.	5	06:00	06:04							
584,6216	2	0,511327	0,016955	0,039922	86,2	3,1	0,996	0,066	0,055	-0,996	-0,086	0	15. Jul.	5	06:00	06:04							
578,7328	2	0,559485	0,018365	0,03188	85	2,7	0,995	0,087	0,047	-0,995	-0,097	-0,02	16. Jul.	5	06:00	06:04							
580,8436	2	0,547138	0,018025	0,034413	85,2	2,8	0,995	0,084	0,049	-0,995	-0,096	-0,016	17. Jul.	5	06:00	06:04							
582,9505	2	0,535061	0,017691	0,036348	85,4	3	0,995	0,08	0,052	-0,995	-0,095	-0,012	18. Jul.	5	06:00	06:04							
585,0535	2	0,523249	0,017363	0,037595	85,6	3,1	0,996	0,077	0,055	-0,996	-0,094	-0,007	19. Jul.	6	06:00	06:05							
587,1525	2	0,511694	0,017041	0,037556	85,8	3,3	0,996	0,074	0,057	-0,996	-0,093	-0,003	20. Jul.	7	06:00	06:06							
589,2476	2	0,500393	0,016724	0,041284	86	3,4	0,996	0,07	0,06	-0,996	-0,092	0,001	21. Jul.	7	06:00	06:06							
579,1899	2	0,559883	0,018392	0,031943	84,6	2,8	0,994	0,095	0,049	-0,994	-0,104	-0,023	22. Jul.	7	06:00	06:06							
581,289	2	0,547537	0,018052	0,034503	84,8	3	0,994	0,091	0,052	-0,994	-0,103	-0,019	23. Jul.	7	06:00	06:06							
583,3842	2	0,535461	0,017718	0,036585	84,9	3,1	0,995	0,088	0,055	-0,995	-0,102	-0,015	24. Jul.	7	06:00	06:06							
585,4756	2	0,523649	0,017389	0,038317	85,1	3,3	0,995	0,085	0,057	-0,995	-0,102	-0,01	25. Jul.	8	06:00	06:07							
587,563	2	0,512094	0,017066	0,039075	85,3	3,4	0,995	0,081	0,06	-0,995	-0,101	-0,006	26. Jul.	8	06:00	06:07							
589,6466	2	0,500792	0,016748	0,041687	85,5	3,6	0,995	0,078	0,063	-0,995	-0,1	-0,002	27. Jul.	8	06:00	06:07							
591,7262	2	0,489737	0,016436	0,042478	85,7	3,8	0,995	0,074	0,065	-0,995	-0,099	0,002	28. Jul.	8	06:00	06:07							
583,8075	2	0,547971	0,018145	0,034522	84,3	3,1	0,994	0,099	0,055	-0,994	-0,111	-0,022	29. Jul.	8	06:00	06:07							
585,8874	2	0,535895	0,017808	0,036703	84,5	3,3	0,994	0,096	0,057	-0,994	-0,11	-0,018	30. Jul.	8	06:00	06:07							
587,9634	2	0,524083	0,017477	0,038455	84,7	3,4	0,994	0,092	0,06	-0,994	-0,109	-0,013	31. Jul.	9	06:00	06:08							
590,0355	2	0,512528	0,017152	0,039756	84,9	3,6	0,994	0,089	0,063	-0,994	-0,108	-0,009	1. Aug.	9	06:00	06:08							
592,1037	2	0,501226	0,016833	0,040344	85,1	3,7	0,994	0,085	0,065	-0,994	-0,107	-0,005	2. Aug.	9	06:00	06:08							
594,1681	2	0,490117	0,016519	0,042954	85,3	3,9	0,994	0,082	0,068	-0,994	-0,107	0	3. Aug.	8	06:00	06:07							

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt 2:**

194 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

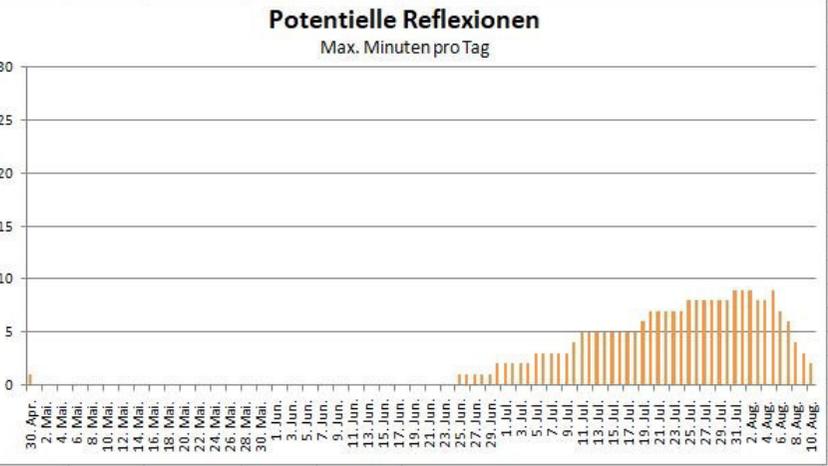
194 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

0 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

9 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3579 Einträgen /-48):

- 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



(W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtending Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun
633,758	2	0,403255	0,014495	0,051005	279,2	7,5	-0,979	0,159	0,13	0,979	-0,205	-0,002
620,7472	2	0,470261	0,016557	0,044586	280,5	6,4	-0,977	0,182	0,112	0,977	-0,211	-0,031
636,6038	2	0,395632	0,014285	0,049864	279,4	7,8	-0,977	0,162	0,135	0,977	-0,211	-0,001
634,7702	2	0,404419	0,01456	0,050802	279,6	7,6	-0,977	0,166	0,132	0,977	-0,212	-0,005
632,933	2	0,413397	0,01484	0,050438	279,8	7,5	-0,977	0,169	0,13	0,977	-0,213	-0,009
625,5487	2	0,451299	0,016012	0,046679	280,6	6,8	-0,976	0,182	0,119	0,976	-0,216	-0,026
621,8353	2	0,471505	0,01663	0,044628	281	6,5	-0,975	0,189	0,114	0,975	-0,218	-0,034
637,6093	2	0,396845	0,014352	0,05201	279,8	7,9	-0,976	0,169	0,137	0,976	-0,218	-0,004
635,7863	2	0,405646	0,014628	0,051342	280	7,7	-0,976	0,172	0,134	0,976	-0,219	-0,008
628,459	2	0,442794	0,015783	0,047291	280,8	7,1	-0,975	0,186	0,124	0,975	-0,222	-0,025
624,7743	2	0,462596	0,016393	0,045889	281,2	6,8	-0,974	0,192	0,118	0,974	-0,224	-0,033
622,9266	2	0,472818	0,016705	0,044737	281,4	6,7	-0,974	0,196	0,116	0,974	-0,224	-0,037
621,0755	2	0,483261	0,017023	0,043494	281,6	6,5	-0,973	0,199	0,113	0,973	-0,225	-0,041
619,221	2	0,493929	0,017347	0,041975	281,8	6,3	-0,973	0,202	0,111	0,973	-0,226	-0,045
617,3629	2	0,504827	0,017677	0,040437	281,9	6,2	-0,973	0,206	0,108	0,973	-0,227	-0,05
642,2332	2	0,389496	0,014188	0,050823	280	8,1	-0,975	0,173	0,142	0,975	-0,223	-0,002
640,4279	2	0,398123	0,014461	0,051842	280,2	8	-0,975	0,176	0,139	0,975	-0,224	-0,007
631,3483	2	0,444142	0,015904	0,046468	281,2	7,2	-0,973	0,193	0,126	0,973	-0,228	-0,027
629,5218	2	0,45395	0,016208	0,046637	281,4	7,1	-0,973	0,196	0,123	0,973	-0,229	-0,032
627,6919	2	0,463969	0,016518	0,044187	281,6	6,9	-0,973	0,199	0,12	0,973	-0,23	-0,036
625,8585	2	0,474204	0,016833	0,042534	281,8	6,8	-0,972	0,203	0,118	0,972	-0,231	-0,04
624,0216	2	0,48466	0,017154	0,042902	282	6,6	-0,972	0,206	0,115	0,972	-0,232	-0,044
622,1813	2	0,49534	0,01748	0,041752	282,2	6,5	-0,971	0,209	0,113	0,971	-0,233	-0,048
646,806	2	0,374084	0,013724	0,052266	280,1	8,6	-0,974	0,173	0,149	0,974	-0,228	0,003
645,0181	2	0,382365	0,013989	0,051807	280,3	8,4	-0,973	0,176	0,146	0,973	-0,229	-0,001
643,2267	2	0,390825	0,014258	0,052293	280,5	8,3	-0,973	0,18	0,144	0,973	-0,23	-0,005
641,4318	2	0,399468	0,014533	0,052159	280,6	8,1	-0,973	0,183	0,141	0,973	-0,231	-0,01
636,026	2	0,426532	0,015387	0,048234	281,2	7,6	-0,972	0,193	0,133	0,972	-0,233	-0,022
634,2171	2	0,435945	0,015682	0,046876	281,4	7,5	-0,972	0,196	0,13	0,972	-0,234	-0,026
632,4047	2	0,445556	0,015982	0,047304	281,6	7,3	-0,972	0,2	0,128	0,972	-0,235	-0,03
630,5888	2	0,455383	0,016287	0,046965	281,8	7,2	-0,971	0,203	0,125	0,971	-0,236	-0,034
628,7695	2	0,465416	0,016598	0,045104	282	7,2	-0,971	0,206	0,122	0,971	-0,237	-0,039
626,9467	2	0,475666	0,016914	0,044694	282,2	6,9	-0,97	0,209	0,12	0,97	-0,237	-0,043
625,1205	2	0,486134	0,017236	0,043324	282,4	6,7	-0,97	0,213	0,117	0,97	-0,238	-0,047
623,2908	2	0,496828	0,017564	0,041921	282,6	6,6	-0,97	0,216	0,114	0,97	-0,239	-0,051
621,4577	2	0,50775	0,017897	0,040097	282,8	6,4	-0,969	0,219	0,112	0,969	-0,24	-0,055
648,0221	2	0,367325	0,013501	0,052392	280,3	8,8	-0,972	0,176	0,153	0,972	-0,234	0,004
646,2408	2	0,375447	0,013761	0,051998	280,5	8,7	-0,972	0,18	0,151	0,972	-0,235	0
644,4561	2	0,383745	0,014027	0,052696	280,7	8,5	-0,972	0,183	0,148	0,972	-0,235	-0,004
642,6678	2	0,392221	0,014297	0,052662	280,9	8,4	-0,972	0,186	0,145	0,972	-0,236	-0,008
637,2818	2	0,418763	0,015136	0,048556	281,4	7,9	-0,971	0,196	0,137	0,971	-0,239	-0,021

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
30. Apr.	1	18:20	18:20
1. Mai.	2	18:21	18:22
2. Mai.	3	18:21	18:23
3. Mai.	5	18:21	18:25
4. Mai.	6	18:21	18:26
5. Mai.	8	18:21	18:28
6. Mai.	8	18:22	18:29
7. Mai.	10	18:21	18:30
8. Mai.	11	18:21	18:31
9. Mai.	13	18:21	18:33
10. Mai.	14	18:21	18:34
11. Mai.	15	18:21	18:35
12. Mai.	16	18:22	18:37
13. Mai.	17	18:22	18:38
14. Mai.	18	18:22	18:39
15. Mai.	20	18:22	18:41
16. Mai.	21	18:22	18:42
17. Mai.	21	18:23	18:43
18. Mai.	22	18:23	18:44
19. Mai.	23	18:23	18:45
20. Mai.	24	18:23	18:46
21. Mai.	25	18:23	18:47
22. Mai.	25	18:24	18:48
23. Mai.	25	18:24	18:48
24. Mai.	24	18:25	18:48
25. Mai.	25	18:25	18:49
26. Mai.	25	18:25	18:49
27. Mai.	25	18:25	18:49
28. Mai.	25	18:25	18:49
29. Mai.	26	18:25	18:50
30. Mai.	26	18:25	18:50
31. Mai.	26	18:26	18:51
1. Jun.	25	18:27	18:51
2. Jun.	25	18:27	18:51
3. Jun.	26	18:27	18:52
4. Jun.	26	18:27	18:52
5. Jun.	26	18:27	18:52
6. Jun.	26	18:28	18:53
7. Jun.	26	18:28	18:53
8. Jun.	26	18:28	18:53
9. Jun.	26	18:28	18:53

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt 3:**  
 2140 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 1591 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
 549 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
 27 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2715 Einträgen /-10):  
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

