

Blendgutachten Solarpark Bahrenfleth

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage
Bahrenfleth in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Dorfstraße südwestlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Dorfstraße nordwestlich	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Mitte.....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang.....	25 – 37

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Bahrenfleth

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Bahrenfleth“ für die Bahnstrecke der Marschbahn, für Verkehrsteilnehmer sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Bahrenfleth“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnlinie der Marschbahn und Verkehrsteilnehmer von ggf. angrenzenden Straßen.

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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich der Ortschaft Bahrenfleth und ca. 9 km nordöstlich von Glücksstadt in Schleswig-Holstein. Östlich der Fläche verläuft auf ca. 750 m Länge die Dorfstraße sowie die Bahnstrecke der Marschbahn². Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich der Ortschaft Bahrenfleth, ca. 9 km nordöstlich von Glücksstadt in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	53.865°N, 9.482°O 0 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 750 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 40 m
Abstand zur Dorfstraße (K44)	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 550 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

²DB Streckennummer 1210 (Elmshorn-Westerland)

Detailansicht der PV Fläche und Umgebung.

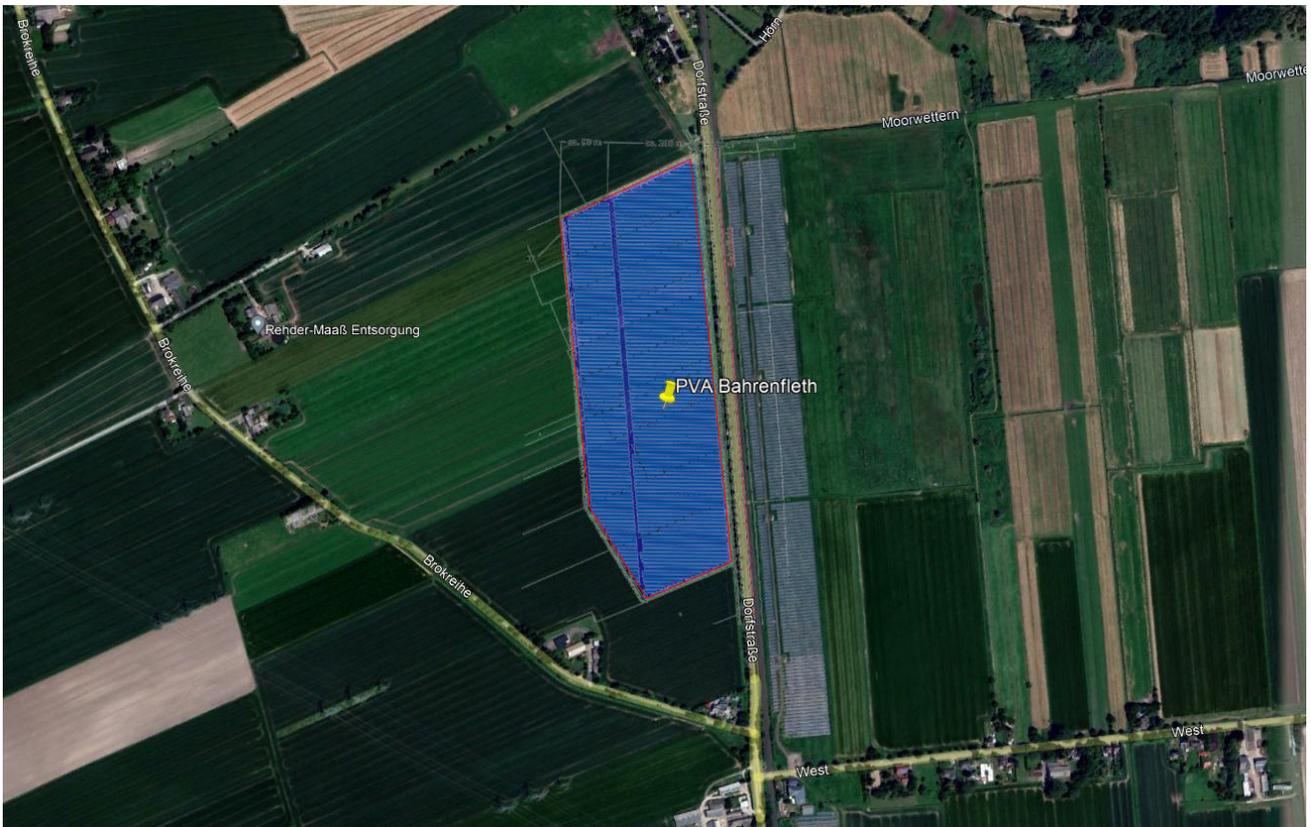


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)



Bild 2.1.23: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die Gebäude westlich der PV Fläche. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude in diesem Bereich von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage theoretisch erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung sind diese allerdings kaum relevant. 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.

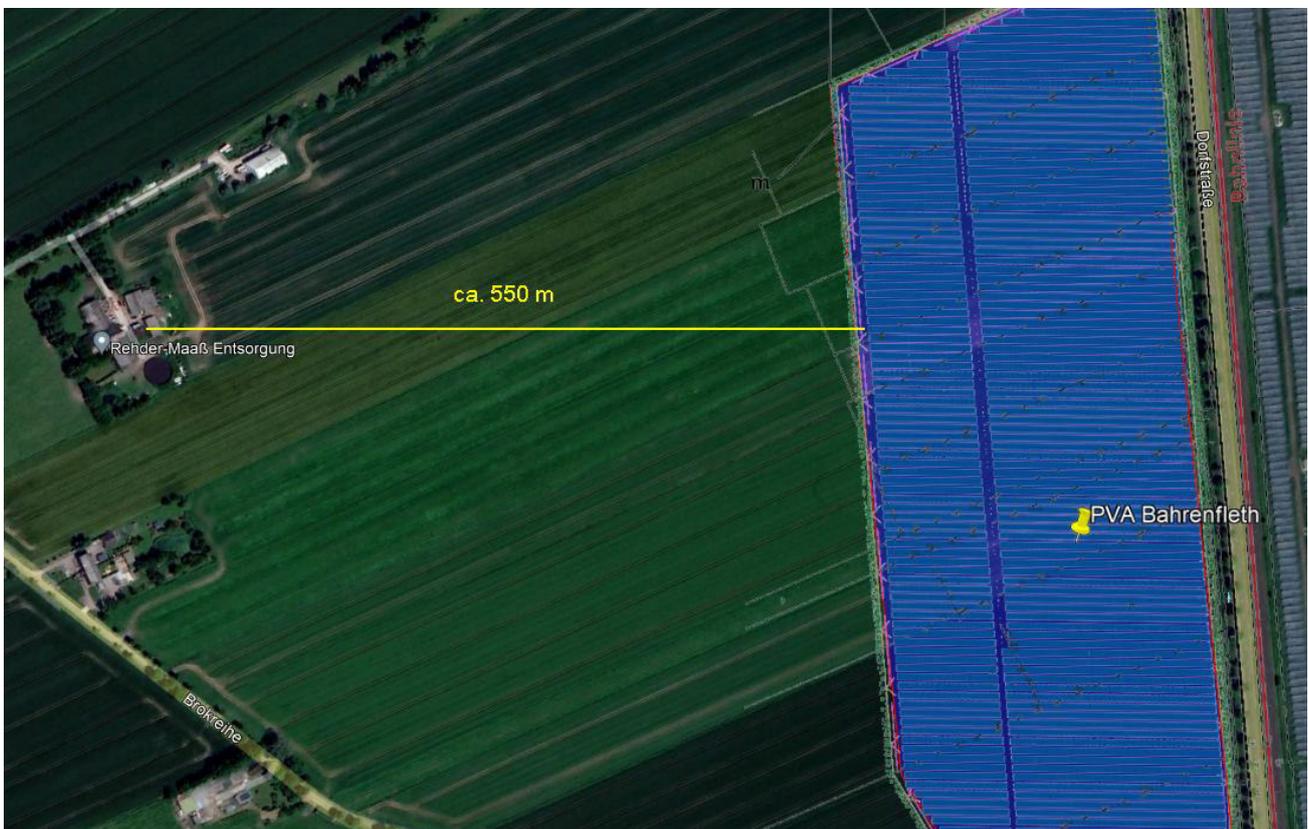


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie 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:

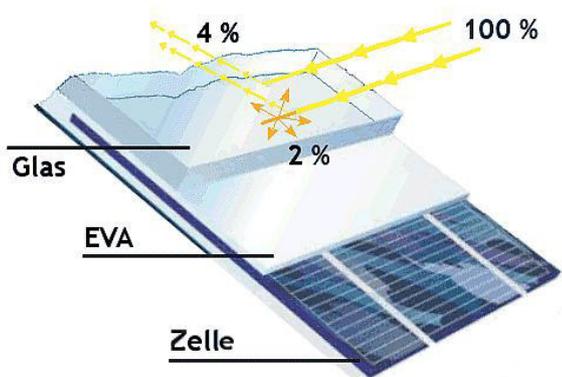


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

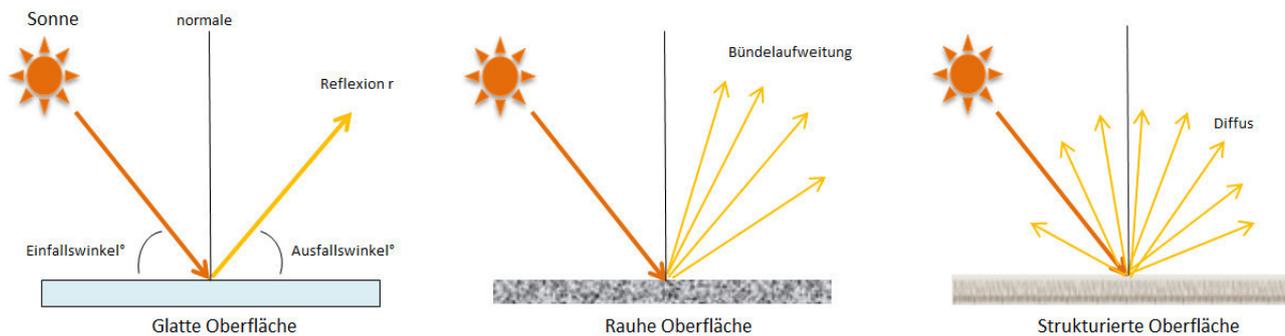


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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 Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6×24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
2.0mm coated tempered glass	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

Bild 3.2.5: Auszug aus LONGi 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 Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

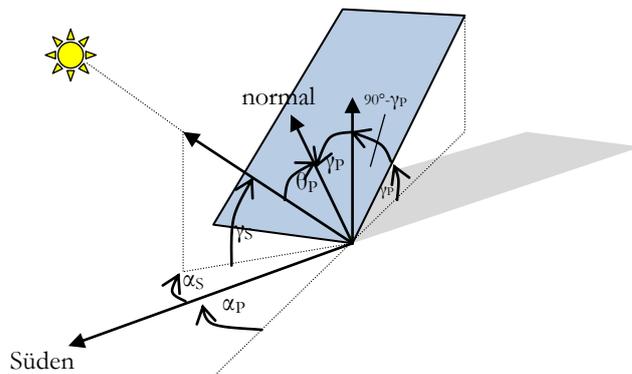


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

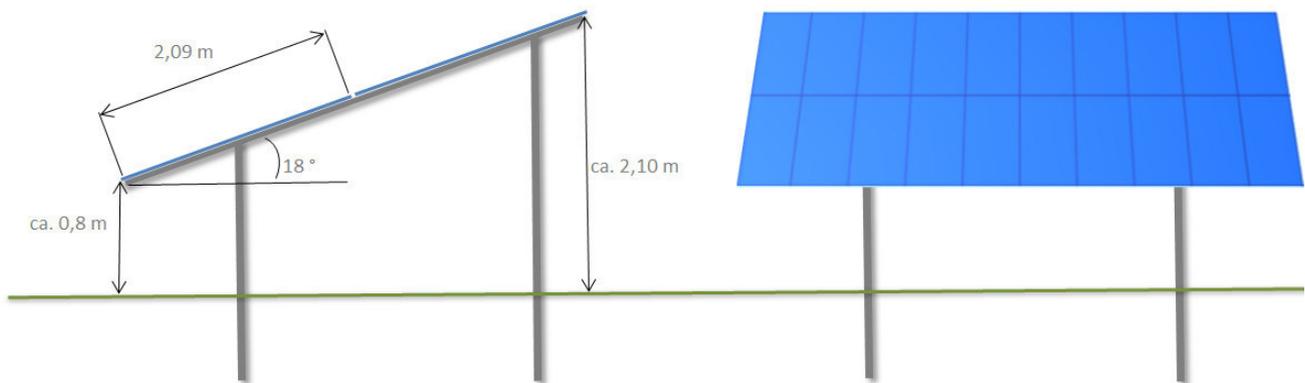


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen/SolPEG)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	LONGi, Monokristallin
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	2 Module hochkant übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,10 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,5 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	1 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)

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 Lichtleitlinie 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 einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bahrenfleth wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Dorfstraße (K44), 1 Messpunkte auf der parallel verlaufenden Bahnstrecke, sowie 1 Messpunkt im Bereich der westlich gelegenen Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen 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 4 gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte P1–P4 (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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

⁶ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront einiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

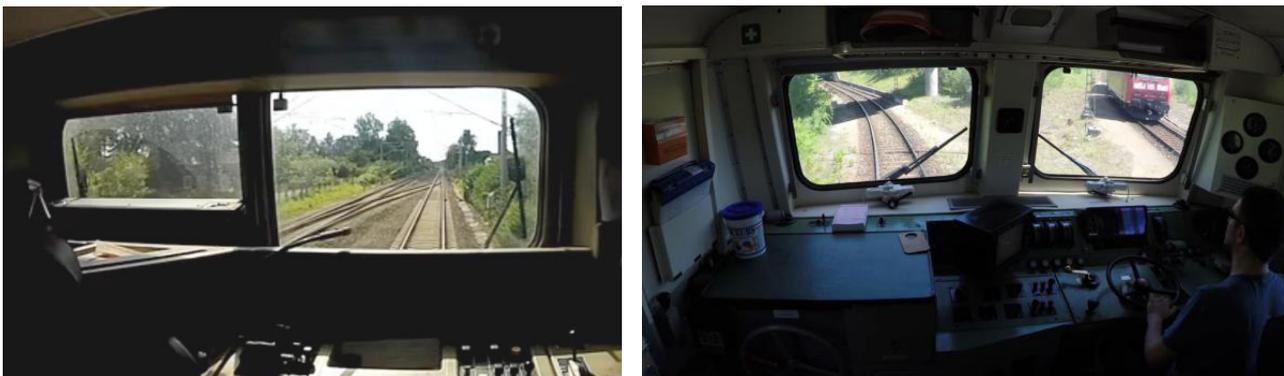


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 78 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie 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/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

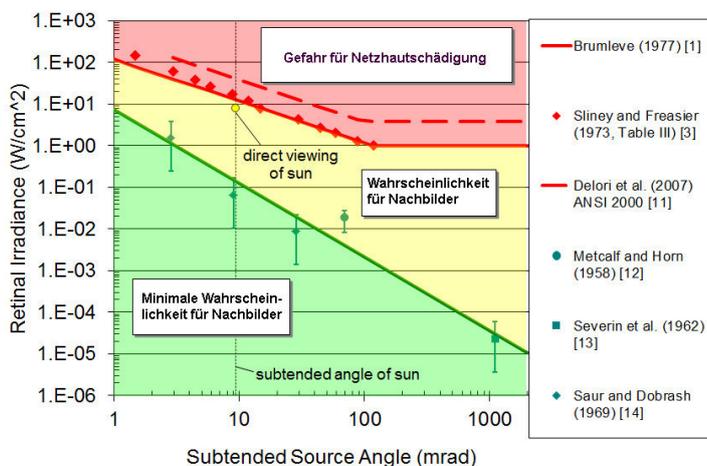


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bahrenfleth wird für 4 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 3.6.3 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 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 Ost
P1 Straße K44 Süd	1749 ^{WS}
P2 Straße K44 Nord	3496 ^{WS}
P3 Bahnstrecke	1984 ^{WS}
P4 Gebäude westlich	1141 ^E

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Dorfstraße südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Dorfstraße (K44) können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Norden zwischen dem 26. April und dem 16. August in der Zeit zwischen 18:21 – 18:57 Uhr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca. -64° bis -88° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P1 grafisch dargestellt.



Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler und die Einfallswinkel entsprechend größer. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Dorfstraße nordwestlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Dorfstraße können theoretisch bei der Fahrt Richtung Norden zwischen dem 17. April und dem 25. August in der Zeit zwischen 18:05 – 18:57 Uhr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings auch hier mit ca. -62° bis -82° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

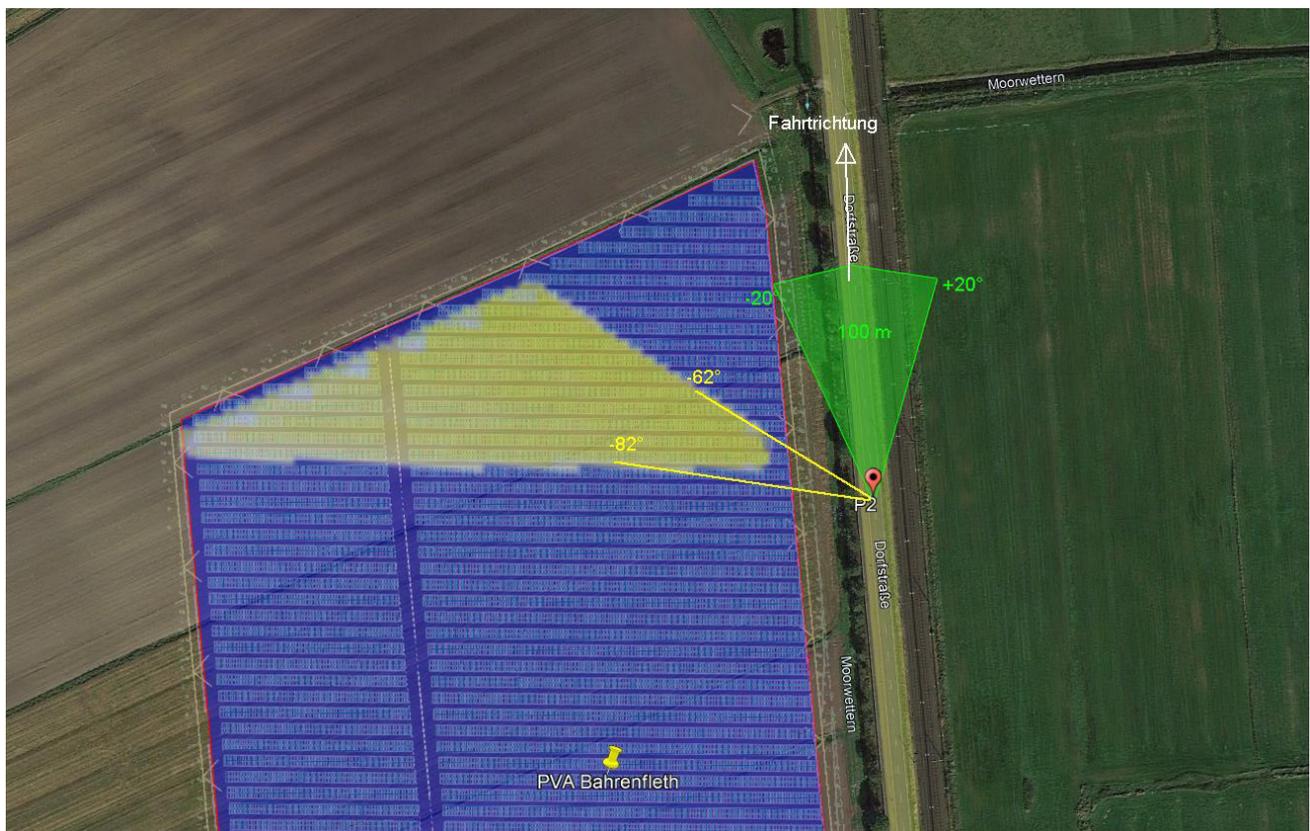


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler und die Einfallswinkel entsprechend größer. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Mitte

Im Bereich von Messpunkt P3 auf der parallel zur Dorfstraße (K44) verlaufenden Bahnstrecke können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Norden zwischen dem 25. April und dem 18. August in der Zeit zwischen 18:19 – 18:57 Uhr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings auch hier mit ca. -63° bis -84° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

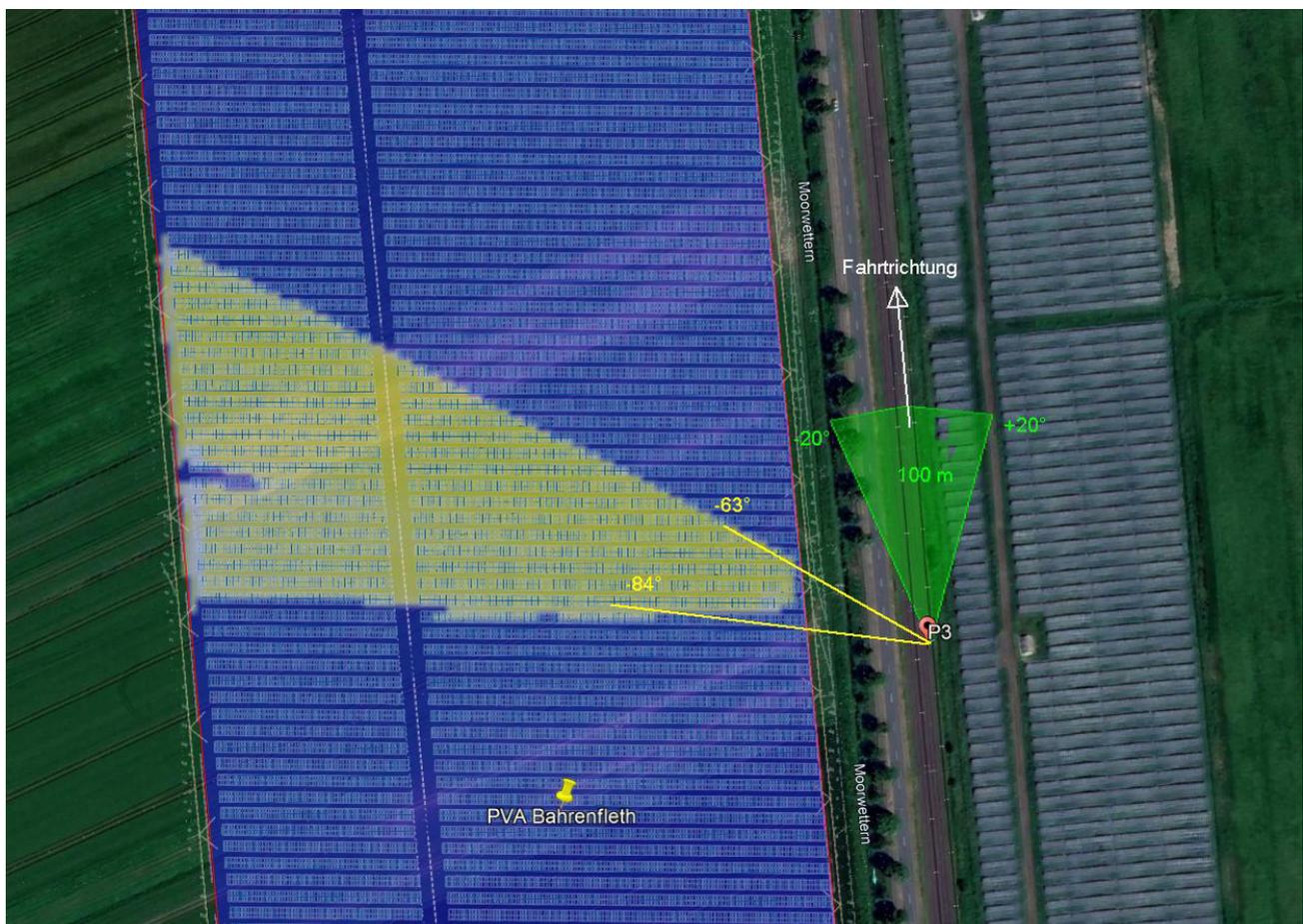


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Norden in der Realität aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: Youtube [Video von TFAusbildung](#), Minute 39:44, bearbeitet)

Rechts im Bild ist eine bestehende PV Anlage zu sehen, die Fläche der geplanten PV Anlage liegt links im Bild, teilweise hinter den Bäumen. Potentielle Reflexionen sowohl (morgens) aus Richtung der bestehenden Anlage und auch aus Richtung der geplanten Anlage wären aufgrund des Einfallswinkels nicht sichtbar, außerhalb des Bildes.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Rehder-Maaß Entsorgung GmbH westlich der PV Anlage sind rein rechnerisch nur in bestimmten Jahreszeiten an insgesamt 1141 Minuten pro Jahr in den frühen Morgenstunden für max. 16 Minuten pro Tag⁹ Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen.

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	15. August	16	1141	06:00	06:24

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

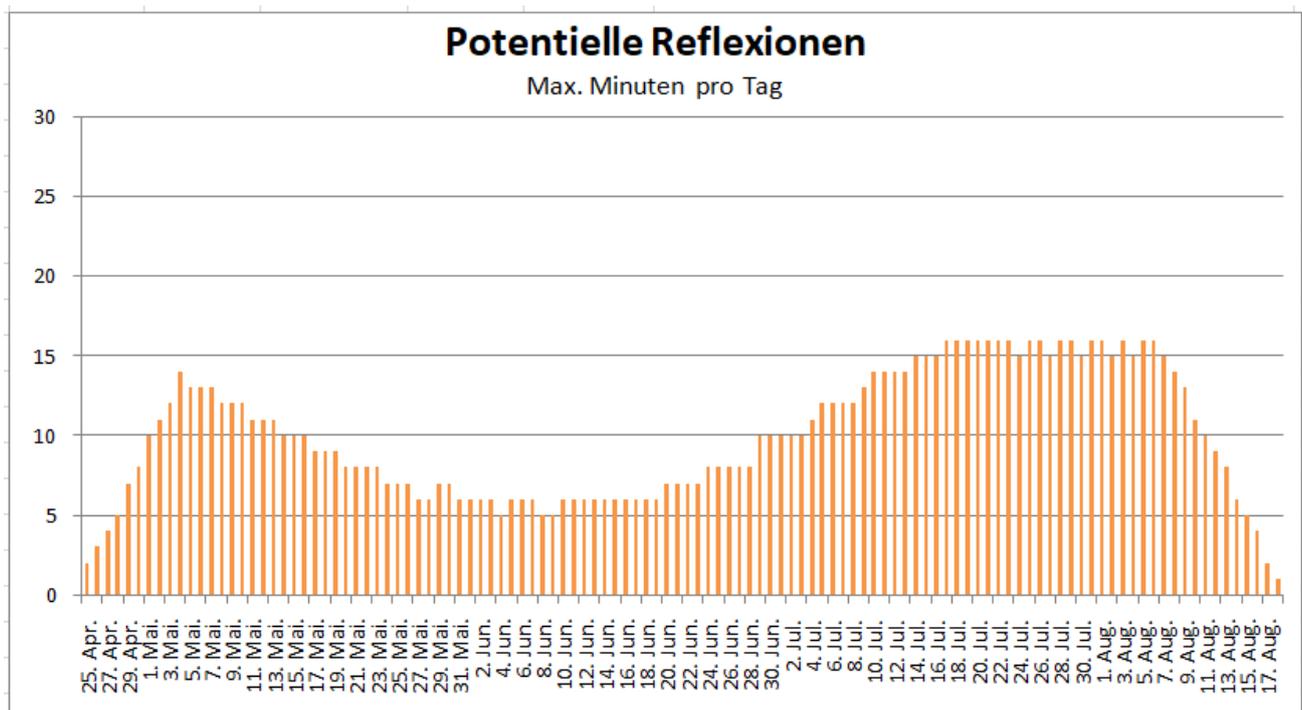


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen durch die PV Anlage sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von insgesamt 1141 Minuten pro Jahr und auch aufgrund der maximalen Dauer von 16 Minuten pro Tag zu vernachlässigen.

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

Hinzu kommt der Umstand, dass die PV Anlage in einer sehr großen Entfernung von ca. 550 m – 800 m zur Immissionsquelle liegt und die rechnerisch ermittelten Ergebnisse daher relativiert werden müssen. Aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen und der daraus resultierenden geringeren Leuchtdichte wäre die PV Anlage - wenn überhaupt - lediglich als helle Fläche wahrnehmbar. Darüber hinaus ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung vorgesehen, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Zur Veranschaulichung werden die potentiellen Reflexionen im Bereich von Messpunkt P4 in der folgenden Skizze dargestellt.

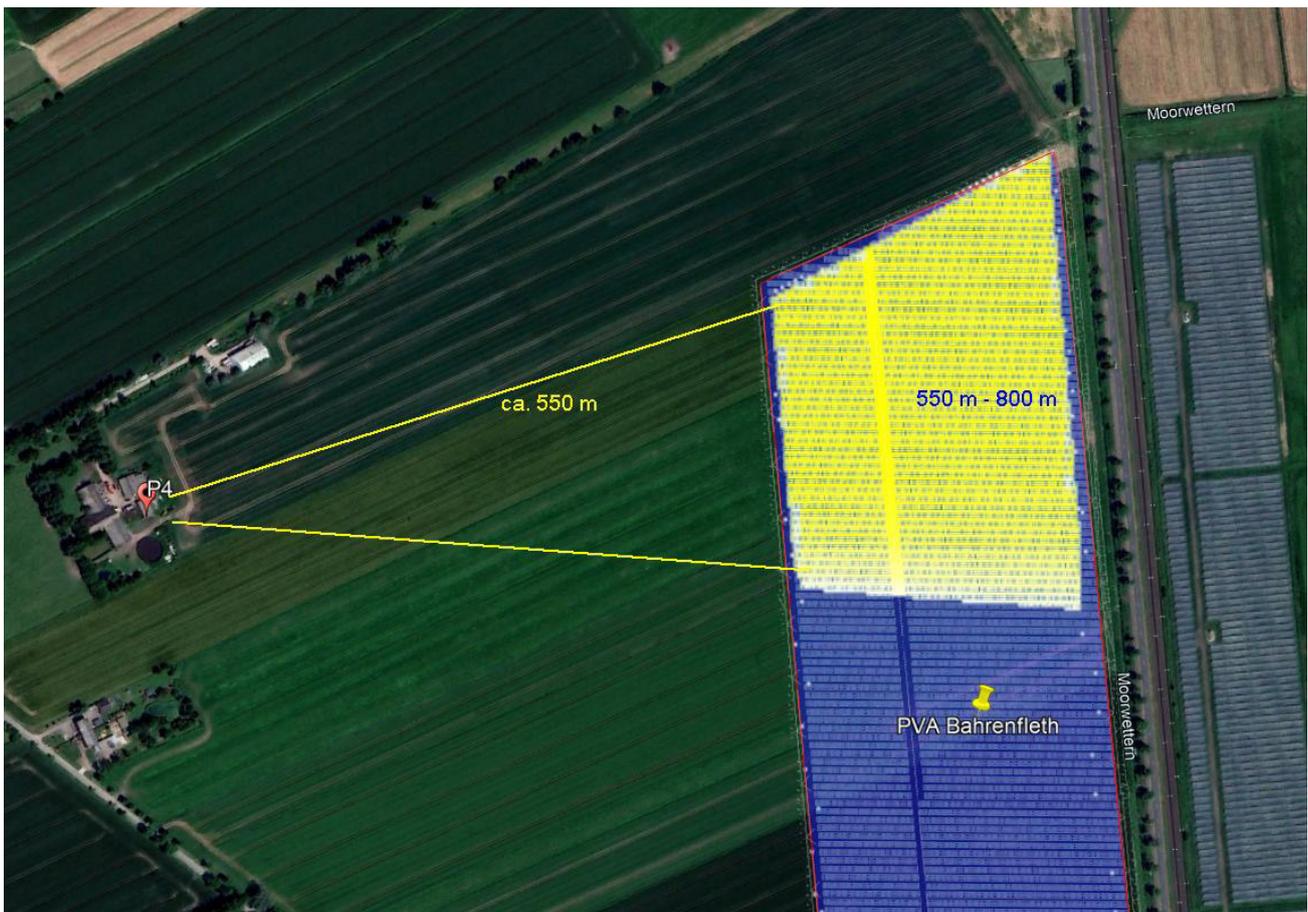


Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können nur in den frühen Morgenstunden vor Betriebsbeginn (08:00 Uhr) auftreten, und daher kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Dies gilt in ähnlicher Weise auch für andere Gebäude an der Straße Brokreihe, z.B. Nummer 25, 27.

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 2908 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PVFeld - OP Receptor (OP 4)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,908 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

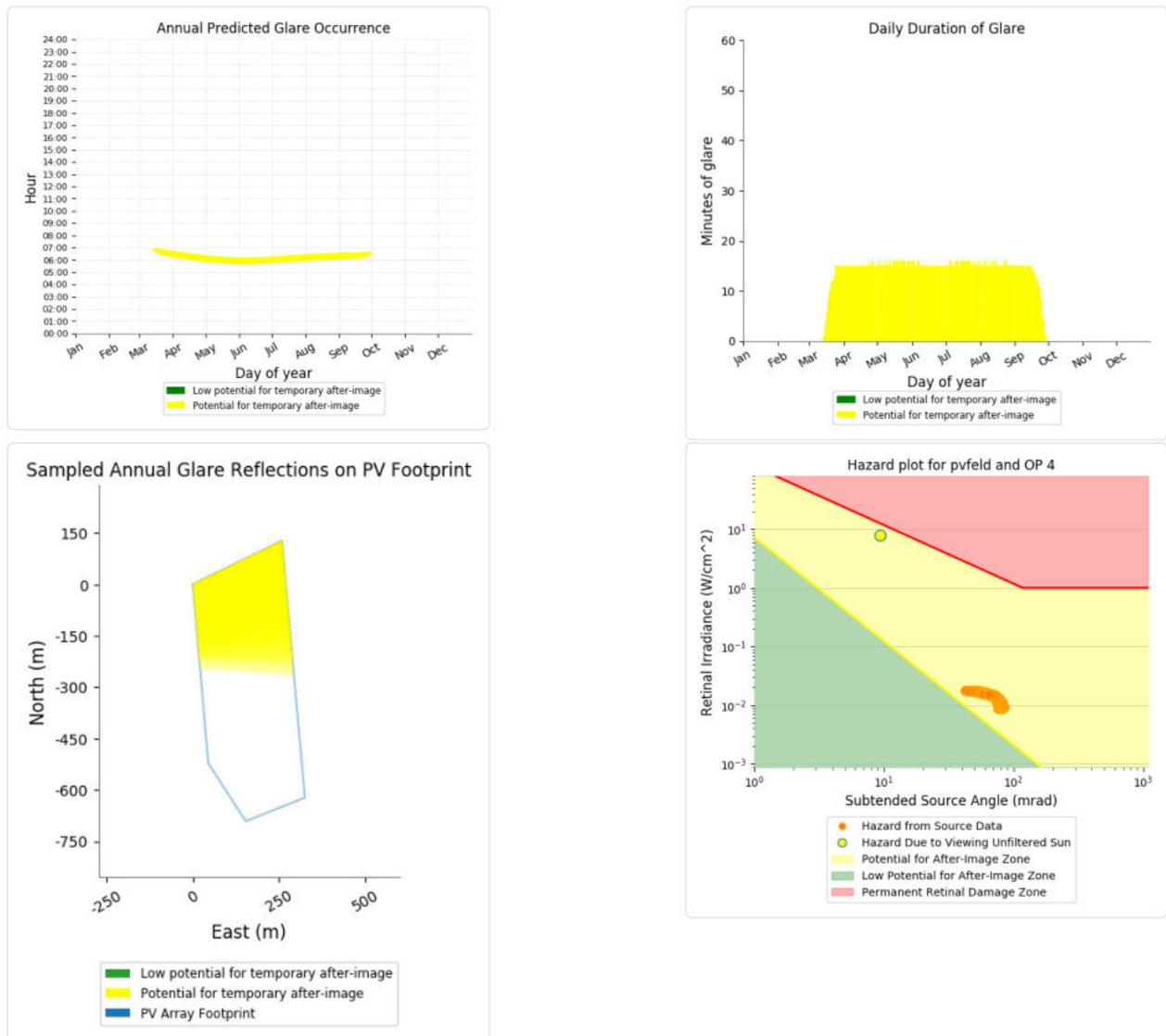


Bild 4.5.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Bahrenfleth“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Bahrenfleth mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Marschbahn sind nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage betroffen da die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt gleichermaßen auch für Fahrzeugführer auf der parallel zur Bahnstrecke verlaufenden Dorfstraße (K44), auch hier können potentielle Reflexionen nur deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels auftreten und sind daher zu vernachlässigen.

Die westlich der PV Anlage gelegenen Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz rein rechnerisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Beeinträchtigungen von Anwohnern und Mitarbeitern im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind allerdings aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle nicht wahrscheinlich.

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

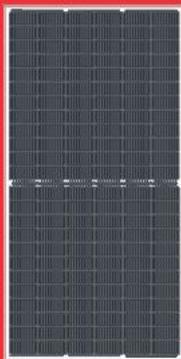
6 Schlussbemerkung

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 04.03.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



LR4-72HBD 425~455M

Hi-MO 4

NEW

**High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology**

*Both 6BB & 9BB are available

10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001:2004: ISO Environment Management System
T562941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001:2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGI Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 20.9%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGI

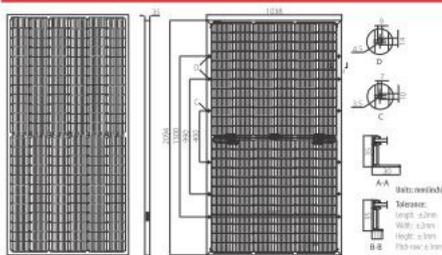
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200220-Draft

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Dual glass
 2.0mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 27.5kg
 Dimension: 2094x1038x35mm
 Packaging: 30pcs per pallet
 150pcs per 20'GP
 660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 25A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
 Safety Class: Class II
 Fire Rating: UL type 3
 Bifaciality: Glazing: 70%

Electrical Characteristics

Model Number	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M	
	STC	NOCT												
Maximum Power (Pmax/W)	425	316.0	430	319.7	435	323.5	440	327.2	445	330.9	450	334.6	455	338.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.4	48.9	45.6	49.1	45.7	49.2	45.8	49.4	46.0	49.6	46.2	49.8	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.08	11.30	9.14	11.36	9.20	11.45	9.27	11.52	9.32	11.58	9.38	11.65	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.5	40.6	37.7	40.8	37.9	41.0	38.1	41.2	38.3	41.4	38.4	41.6	38.6
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

Temperature Ratings (STC)

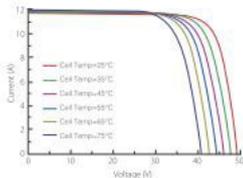
Temperature Coefficient of Isc: +0.050%/°C
 Temperature Coefficient of Voc: -0.284%/°C
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.350%/°C

Mechanical Loading

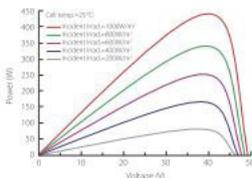
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

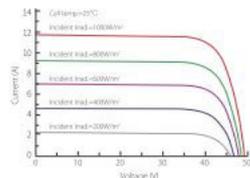
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice. Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract made, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200220-Draft

Solarpark

Bahrenfleth

Created March 5, 2022
Updated March 5, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 65704.11193

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

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

Analysis Methodologies:

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PVFeld	18.0	180.0	0	15,397	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 190,229 m²

Name: PVFeld

Footprint area: 190,229 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.867743	9.479057	-0.49	1.50	1.01
2	53.868885	9.482984	-0.57	1.50	0.93
3	53.862150	9.483998	0.52	1.50	2.02
4	53.861530	9.481391	-0.36	1.50	1.14
5	53.863052	9.479739	-0.80	1.50	0.70



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.861667	9.484280	1.03	2.00	3.03
OP 2	53.867804	9.483486	1.59	2.00	3.59
OP 3	53.865463	9.484023	0.78	2.00	2.78
OP 4	53.865969	9.471148	2.45	2.00	4.45

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PVFeld	18.0	180.0	0	15,397	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pvmfeld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pvmfeld (yellow)	0	0	768	1342	1416	1360	1423	1398	1179	63	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

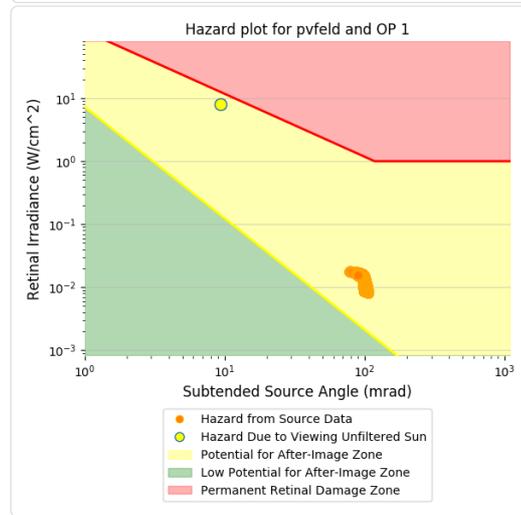
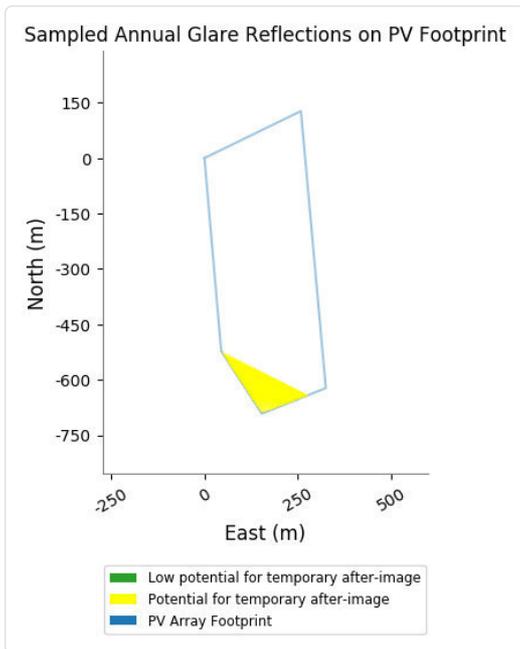
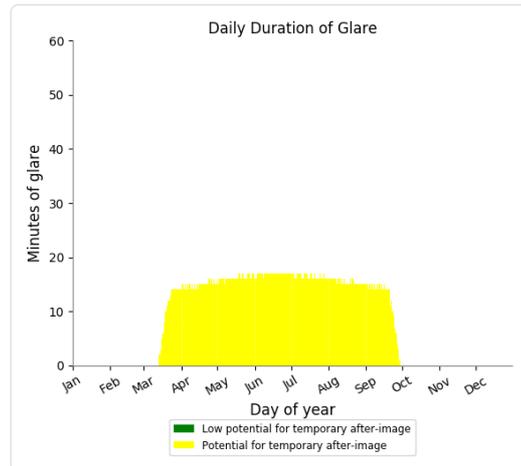
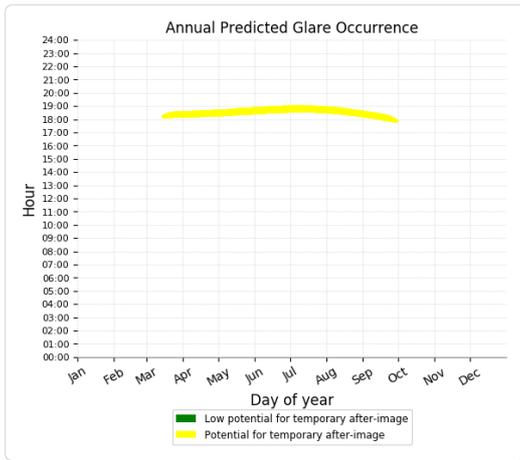
PVFeld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2987
OP: OP 2	0	6011
OP: OP 3	0	3491
OP: OP 4	0	2908

PVFeld - OP Receptor (OP 1)

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

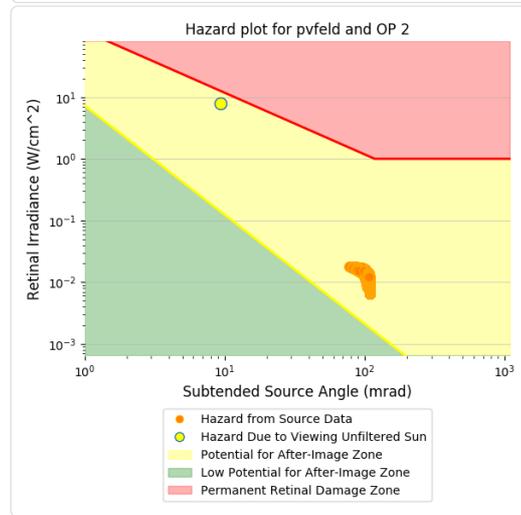
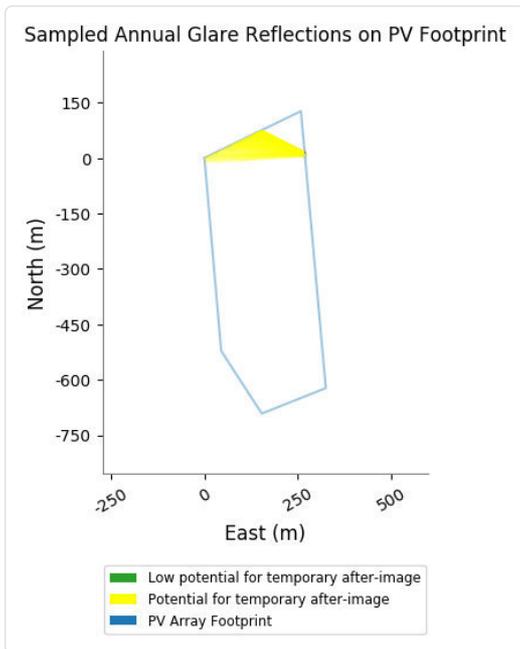
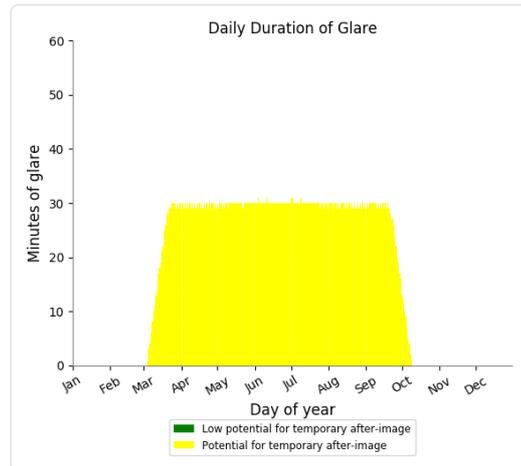
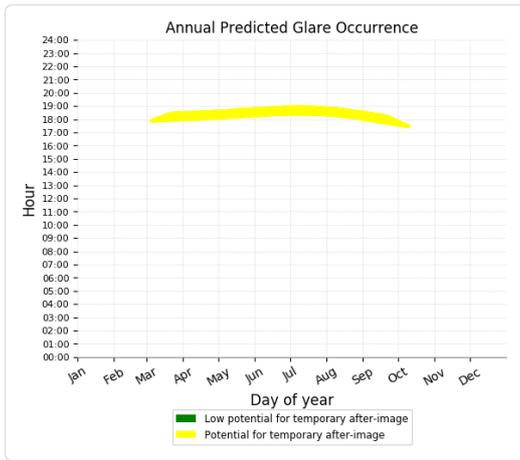
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,987 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVFeld - OP Receptor (OP 2)

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

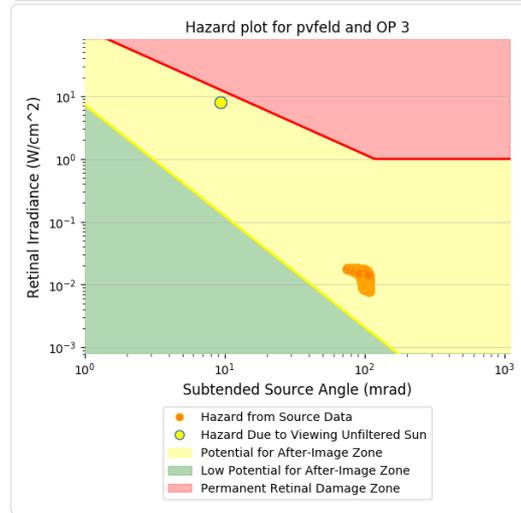
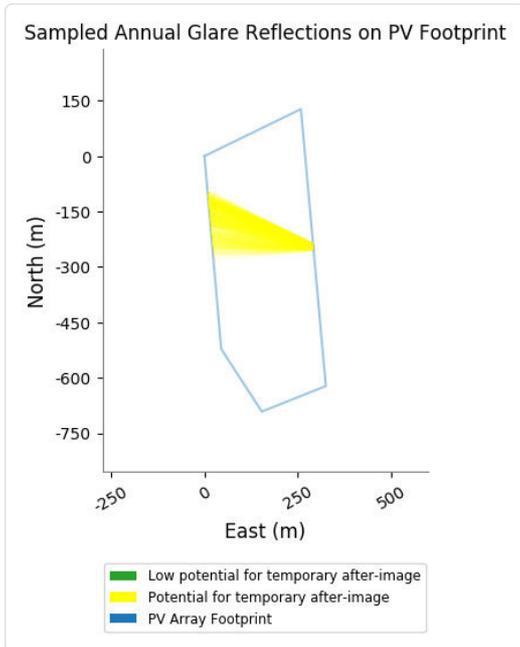
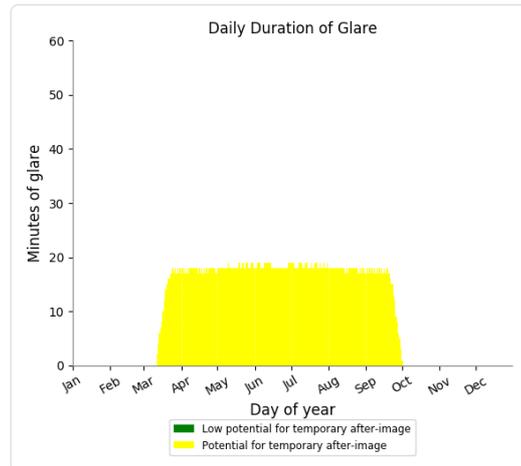
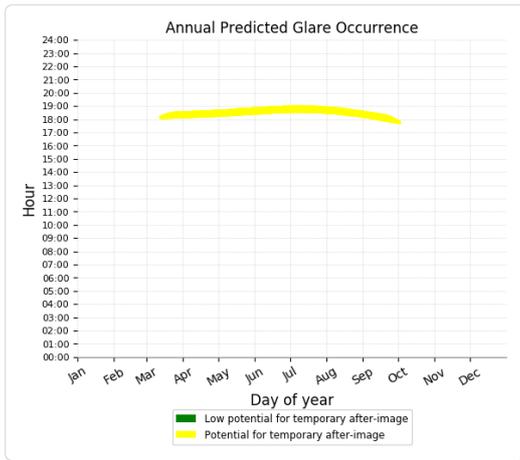
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,011 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVFeld - OP Receptor (OP 3)

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

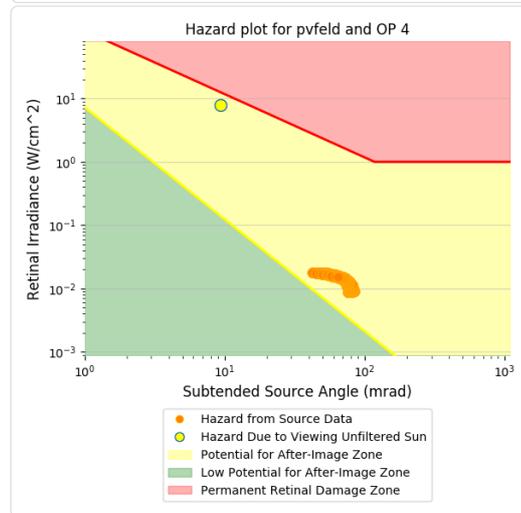
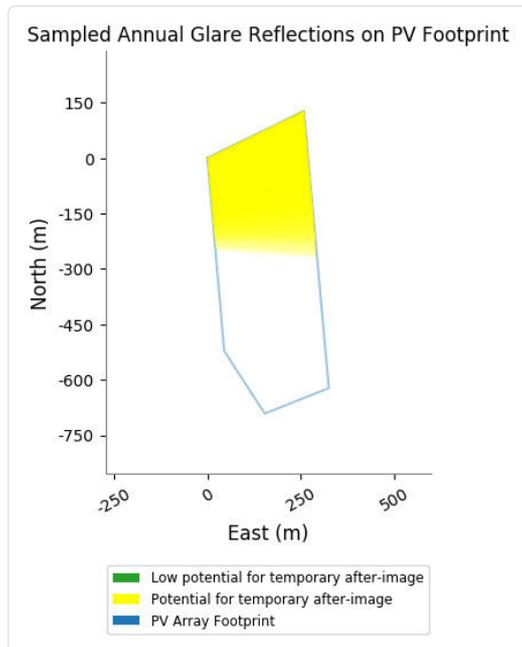
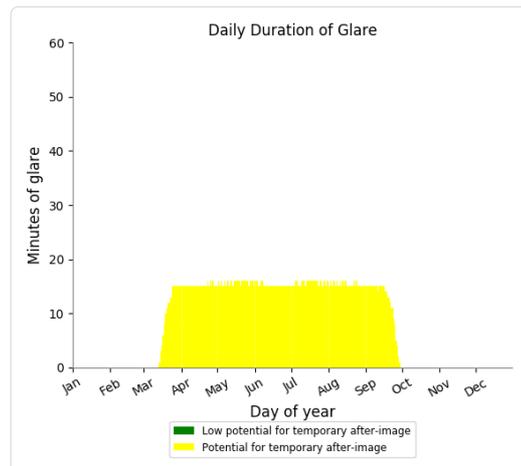
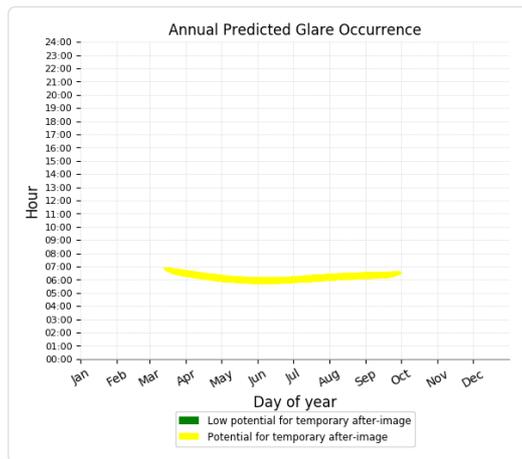
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,491 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVFeld - OP Receptor (OP 4)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,908 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

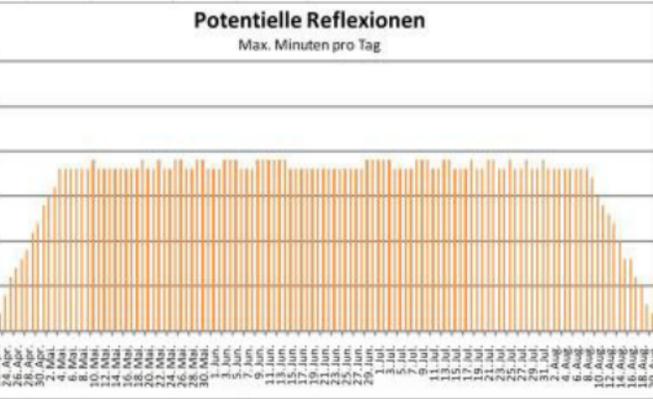
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	h	Anzahl			Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1 (pvfeld)
																	Tag	Minuten	Anfang							
2022-03-14 18:14:00	0,019032	540,315	2	0,495641	0,015189	0,089889	264,3	0,2	-0,995	-0,1	0,003	0,995	0,079	0,061	24. Apr.	2	18:21	18:22	26.04.2022	16.08.2022	17	1749	18:21	18:57		
2022-03-14 18:15:00	0,019123	537,8523	2	0,506261	0,015444	0,089111	264,5	0	-0,995	-0,096	0,001	0,995	0,077	0,057	25. Apr.	3	18:22	18:24								
2022-03-15 18:14:00	0,019203	544,5156	2	0,493875	0,015253	0,090203	264,7	0,4	-0,996	-0,092	0,006	0,996	0,071	0,059	26. Apr.	5	18:21	18:25								
2022-03-15 18:15:00	0,019268	542,075	2	0,504465	0,01551	0,089329	264,9	0,2	-0,996	-0,089	0,004	0,996	0,07	0,055	27. Apr.	5	18:22	18:26								
2022-03-15 18:16:00	0,019339	539,6299	2	0,515285	0,015771	0,088466	265,1	0,1	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,068	0,051	28. Apr.	7	18:22	18:28								
2022-03-16 18:14:00	0,019147	548,6412	2	0,48177	0,014992	0,091136	264,9	0,7	-0,996	-0,088	0,012	0,996	0,064	0,062	29. Apr.	8	18:23	18:30								
2022-03-16 18:15:00	0,019278	546,2226	2	0,492105	0,015246	0,090486	265,1	0,5	-0,996	-0,085	0,01	0,996	0,063	0,058	30. Apr.	10	18:23	18:32								
2022-03-16 18:16:00	0,019372	543,7994	2	0,502665	0,015504	0,089707	265,3	0,4	-0,997	-0,081	0,007	0,997	0,062	0,053	1. Mai.	12	18:23	18:34								
2022-03-16 18:17:00	0,019419	541,3716	2	0,513452	0,015766	0,088764	265,5	0,3	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,06	0,049	2. Mai.	12	18:23	18:34								
2022-03-16 18:18:00	0,019414	538,9394	2	0,524474	0,016032	0,087637	265,7	0,1	-0,997	-0,074	0,002	0,997	0,059	0,045	3. Mai.	14	18:23	18:36								
2022-03-17 18:15:00	0,019214	550,2974	2	0,48003	0,014983	0,091402	265,4	0,9	-0,997	-0,081	0,015	0,997	0,056	0,06	4. Mai.	16	18:23	18:38								
2022-03-17 18:16:00	0,019334	547,8958	2	0,490335	0,015237	0,090711	265,6	0,7	-0,997	-0,077	0,013	0,997	0,055	0,056	5. Mai.	16	18:24	18:39								
2022-03-17 18:17:00	0,01944	545,4897	2	0,500862	0,015496	0,089967	265,8	0,6	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,054	0,051	6. Mai.	16	18:24	18:39								
2022-03-17 18:18:00	0,019492	543,0791	2	0,511618	0,015759	0,089039	266	0,4	-0,998	-0,07	0,008	0,998	0,052	0,047	7. Mai.	15	18:25	18:39								
2022-03-17 18:19:00	0,019497	540,6639	2	0,522606	0,016026	0,087944	266,2	0,3	-0,998	-0,067	0,005	0,998	0,051	0,043	8. Mai.	16	18:25	18:40								
2022-03-17 18:20:00	0,019434	538,2444	2	0,533832	0,016297	0,086606	266,4	0,1	-0,998	-0,063	0,002	0,998	0,05	0,039	9. Mai.	16	18:25	18:40								
2022-03-18 18:14:00	0,019293	558,9959	2	0,468238	0,014846	0,092261	265,6	1,2	-0,997	-0,076	0,021	0,997	0,05	0,062	10. Mai.	16	18:26	18:41								
2022-03-18 18:15:00	0,019439	556,6314	2	0,478293	0,0151	0,09165	265,8	1,1	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,048	0,058	11. Mai.	16	18:26	18:41								
2022-03-18 18:16:00	0,019571	554,2623	2	0,488566	0,015359	0,090989	266	0,9	-0,997	-0,069	0,016	0,997	0,047	0,054	12. Mai.	16	18:26	18:41								
2022-03-18 18:17:00	0,019671	551,8887	2	0,499061	0,015622	0,090214	266,2	0,8	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,046	0,049	13. Mai.	16	18:27	18:42								
2022-03-18 18:18:00	0,019733	549,5106	2	0,509784	0,015889	0,08931	266,4	0,6	-0,998	-0,062	0,011	0,998	0,044	0,045	14. Mai.	16	18:27	18:42								
2022-03-18 18:19:00	0,019746	547,1281	2	0,520738	0,01616	0,088236	266,6	0,5	-0,998	-0,059	0,008	0,998	0,043	0,041	15. Mai.	16	18:27	18:42								
2022-03-18 18:20:00	0,019695	544,7411	2	0,531929	0,016435	0,086938	266,8	0,3	-0,998	-0,055	0,006	0,998	0,042	0,037	16. Mai.	16	18:28	18:43								
2022-03-18 18:22:00	0,019307	539,9539	2	0,555043	0,016998	0,083298	267,2	0	-0,999	-0,048	0	0,999	0,039	0,029	17. Mai.	16	18:28	18:43								
2022-03-19 18:15:00	0,019339	560,5362	2	0,466537	0,014832	0,092472	266,1	1,4	-0,997	-0,069	0,024	0,997	0,042	0,06	18. Mai.	16	18:28	18:43								
2022-03-19 18:16:00	0,019499	558,188	2	0,476561	0,015088	0,091904	266,3	1,2	-0,998	-0,065	0,021	0,998	0,04	0,056	19. Mai.	17	18:28	18:44								
2022-03-19 18:17:00	0,019624	555,8353	2	0,486802	0,015347	0,091214	266,5	1,1	-0,998	-0,062	0,019	0,998	0,039	0,052	20. Mai.	16	18:29	18:44								
2022-03-19 18:18:00	0,019736	553,4782	2	0,497264	0,01561	0,090477	266,7	0,9	-0,998	-0,058	0,016	0,998	0,037	0,047	21. Mai.	16	18:29	18:44								
2022-03-19 18:19:00	0,019795	551,1166	2	0,507953	0,015878	0,08956	266,9	0,8	-0,998	-0,055	0,014	0,998	0,036	0,043	22. Mai.	17	18:29	18:45								
2022-03-19 18:20:00	0,019816	548,7505	2	0,518872	0,016149	0,088511	267,1	0,6	-0,999	-0,051	0,011	0,999	0,035	0,039	23. Mai.	16	18:30	18:45								
2022-03-19 18:21:00	0,019777	546,3801	2	0,530028	0,016425	0,087255	267,3	0,5	-0,999	-0,048	0,009	0,999	0,033	0,035	24. Mai.	16	18:30	18:45								
2022-03-19 18:22:00	0,019871	544,0053	2	0,541425	0,016706	0,086437	267,5	0,3	-0,999	-0,044	0,006	0,999	0,032	0,031	25. Mai.	16	18:30	18:45								
2022-03-19 18:23:00	0,019428	541,6261	2	0,553068	0,01699	0,083758	267,7	0,2	-0,999	-0,041	0,004	0,999	0,031	0,027	26. Mai.	17	18:30	18:46								
2022-03-19 18:24:00	0,019278	539,2426	2	0,564962	0,017279	0,081334	267,9	0,1	-0,999	-0,037	0,001	0,999	0,029	0,023	27. Mai.	17	18:30	18:46								
2022-03-20 18:15:00	0,019029	564,376	2	0,455064	0,014567	0,093263	266,3	1,7	-0,997	-0,065	0,03	0,997	0,035	0,062	28. Mai.	16	18:31	18:46								
2022-03-20 18:16:00	0,019385	562,0484	2	0,464845	0,014818	0,092682	266,5	1,6	-0,998	-0,061	0,027	0,998	0,033	0,058	29. Mai.	16	18:32	18:47								
2022-03-20 18:17:00	0,019541	559,7163	2	0,474836	0,015074	0,092098	266,7	1,4	-0,998	-0,058	0,025	0,998	0,032	0,054	30. Mai.	17	18:32	18:48								
2022-03-20 18:18:00	0,019674	557,3798	2	0,485044	0,015334	0,091433	266,9	1,3	-0,998	-0,054	0,022	0,998	0,031	0,05	31. Mai.	17	18:32	18:48								
2022-03-20 18:19:00	0,019781	555,0388	2	0,495473	0,015598	0,090678	267,1	1,1	-0,999	-0,051	0,019	0,999	0,029	0,045	1. Jun.	16	18:33	18:48								
2022-03-20 18:20:00	0,019854	552,6934	2	0,506127	0,015866	0,089804	267,3	1	-0,999	-0,047	0,017	0,999	0,028	0,041	2. Jun.	16	18:33	18:48								
2022-03-20 18:21:00	0,019882	550,3437	2	0,517011	0,016138	0,088778	267,5	0,8	-0,999	-0,044	0,014	0,999	0,027	0,037	3. Jun.	17	18:33	18:49								
2022-03-20 18:23:00	0,019752	545,6311	2	0,53949	0,016696	0,086072	267,9	0,5	-0,999	-0,036	0,009	0,999	0,024	0,029	4. Jun.	17	18:33	18:49								
2022-03-20 18:24:00	0,019542	543,2683	2	0,551095	0,016981	0,084196	268,1	0,4	-0,999	-0,033	0,007	0,999	0,023	0,025	5. Jun.	17	18:34	18:50								
2022-03-20 18:25:00	0,019206	540,9012	2	0,56295	0,017271	0,081836	268,3	0,2	-1	-0,029	0,004	1	0,021	0,021	6. Jun.	17	18:34	18:50								
2022-03-20 18:26:00	0,018558	538,5298	2	0,575061	0,017565	0,078227	268,5	0,1	-1	-0,026	0,001	1	0,02	0,016	7. Jun.	17	18:34	18:50								
2022-03-21 18:15:00	0,019331	568,153	2	0,453413	0,014611	0,093406	266,7	1,9	-0,998	-0,057	0,033	0,998	0,027	0,06	8. Jun.	16	18:35	18:50								
2022-03-21 18:16:00	0,019507	565,8456	2	0,463162	0,014865	0,092885	266,9	1,7	-0,998	-0,053	0,03	0,998	0,025	0,056	9. Jun.	17	18:35	18:51								
2022-03-21 18:17:00	0,019663	563,5339	2	0,473121	0,015122	0,092295	267,1	1,6	-0,998	-0,05	0,028	0,998	0,024	0,052	10. Jun.	17	18:36	18:52								
2022-03-21 18:18:00	0,019825	561,2177	2	0,483296	0,015384	0,091716	267,3	1,4	-0,999	-0,046	0,025	0,999	0,023	0,048	11. Jun.	17	18:36	18:52								

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3 (pvfied)
2022-03-12 18:09:00	0,023651	541,6688	2	0,468461	0,014392	0,106505	262,8	0,3	-0,992	-0,126	0,005	0,992	0,099	0,078	22. Apr.	1	18:18	18:18	25.04.2022	18.08.2022	19	1984	18:19	18:57	
2022-03-12 18:10:00	0,023804	539,1721	2	0,478473	0,014632	0,105927	263	0,1	-0,993	-0,122	0,002	0,993	0,097	0,074	23. Apr.	2	18:19	18:20							
2022-03-13 18:10:00	0,023701	545,9315	2	0,46679	0,014454	0,106381	263,2	0,5	-0,993	-0,118	0,008	0,993	0,091	0,076	24. Apr.	4	18:19	18:22							
2022-03-13 18:11:00	0,023793	543,4649	2	0,476776	0,014696	0,105647	263,4	0,3	-0,993	-0,114	0,005	0,993	0,089	0,072	25. Apr.	6	18:19	18:24							
2022-03-13 18:12:00	0,023629	540,9936	2	0,486978	0,014943	0,104284	263,6	0,2	-0,994	-0,111	0,003	0,994	0,088	0,068	26. Apr.	7	18:19	18:25							
2022-03-13 18:13:00	0,022659	538,5177	2	0,497401	0,015192	0,10082	263,8	0	-0,994	-0,107	0	0,994	0,087	0,063	27. Apr.	8	18:19	18:26							
2022-03-14 18:10:00	0,023432	550,1195	2	0,455366	0,014208	0,10671	263,5	0,8	-0,993	-0,114	0,014	0,993	0,084	0,078	28. Apr.	9	18:20	18:28							
2022-03-14 18:11:00	0,023612	547,6754	2	0,465113	0,014448	0,106188	263,7	0,6	-0,994	-0,11	0,011	0,994	0,083	0,074	29. Apr.	11	18:20	18:30							
2022-03-14 18:12:00	0,023626	545,2266	2	0,475072	0,014691	0,105261	263,9	0,5	-0,994	-0,107	0,009	0,994	0,081	0,07	30. Apr.	12	18:21	18:32							
2022-03-14 18:13:00	0,023237	542,7731	2	0,485246	0,014938	0,103322	264,1	0,3	-0,995	-0,103	0,006	0,995	0,08	0,066	1. Mai.	14	18:21	18:34							
2022-03-14 18:14:00	0,021154	540,315	2	0,495641	0,015189	0,096636	264,3	0,2	-0,996	-0,1	0,003	0,995	0,079	0,061	2. Mai.	15	18:20	18:34							
2022-03-14 18:15:00	0,019211	537,8523	2	0,506261	0,015444	0,089414	264,5	0	-0,995	-0,096	0,001	0,995	0,077	0,057	3. Mai.	16	18:21	18:36							
2022-03-15 18:10:00	0,023474	554,2314	2	0,453713	0,014262	0,106594	263,9	1	-0,994	-0,106	0,017	0,994	0,076	0,076	4. Mai.	18	18:21	18:38							
2022-03-15 18:11:00	0,023597	551,8094	2	0,463433	0,014504	0,105928	264,1	0,8	-0,995	-0,103	0,014	0,995	0,075	0,072	5. Mai.	18	18:22	18:39							
2022-03-15 18:12:00	0,023492	549,3828	2	0,473364	0,01475	0,1047	264,3	0,7	-0,995	-0,099	0,012	0,995	0,074	0,068	6. Mai.	18	18:22	18:39							
2022-03-15 18:13:00	0,022675	546,9515	2	0,483509	0,014999	0,10163	264,5	0,5	-0,995	-0,096	0,009	0,995	0,072	0,064	7. Mai.	18	18:22	18:39							
2022-03-15 18:14:00	0,019274	544,5156	2	0,493875	0,015253	0,090442	264,7	0,4	-0,996	-0,092	0,006	0,996	0,071	0,059	8. Mai.	18	18:23	18:40							
2022-03-15 18:15:00	0,019001	542,075	2	0,504465	0,01551	0,088404	264,9	0,2	-0,996	-0,089	0,004	0,996	0,07	0,055	9. Mai.	18	18:23	18:40							
2022-03-15 18:16:00	0,019578	539,6299	2	0,515285	0,015771	0,08928	265,1	0,1	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,068	0,051	10. Mai.	19	18:23	18:41							
2022-03-16 18:11:00	0,023384	555,8696	2	0,45206	0,014253	0,106413	264,3	1,1	-0,995	-0,099	0,02	0,995	0,068	0,074	11. Mai.	18	18:24	18:41							
2022-03-16 18:12:00	0,023436	553,4647	2	0,461752	0,014495	0,105571	264,5	1	-0,995	-0,095	0,017	0,995	0,067	0,07	12. Mai.	18	18:24	18:41							
2022-03-16 18:13:00	0,023129	551,0553	2	0,471654	0,014741	0,103827	264,7	0,8	-0,996	-0,092	0,015	0,996	0,066	0,066	13. Mai.	18	18:25	18:42							
2022-03-16 18:14:00	0,021345	548,6412	2	0,481177	0,014992	0,097999	264,9	0,7	-0,996	-0,088	0,012	0,996	0,064	0,062	14. Mai.	18	18:25	18:42							
2022-03-16 18:15:00	0,019384	546,2226	2	0,492105	0,015246	0,090846	265,1	0,5	-0,996	-0,085	0,01	0,996	0,063	0,058	15. Mai.	18	18:25	18:42							
2022-03-16 18:16:00	0,019623	543,7994	2	0,502665	0,015504	0,090547	265,3	0,4	-0,997	-0,081	0,007	0,997	0,062	0,053	16. Mai.	18	18:26	18:43							
2022-03-16 18:17:00	0,02126	541,3716	2	0,513452	0,015766	0,094615	265,5	0,3	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,06	0,049	17. Mai.	18	18:26	18:43							
2022-03-16 18:18:00	0,019235	538,9394	2	0,524474	0,016032	0,087017	265,7	0,1	-0,997	-0,074	0,002	0,997	0,059	0,045	18. Mai.	18	18:26	18:43							
2022-03-17 18:11:00	0,023121	559,8582	2	0,440951	0,014002	0,106779	264,6	1,5	-0,995	-0,095	0,026	0,995	0,062	0,076	19. Mai.	19	18:26	18:44							
2022-03-17 18:12:00	0,023267	557,4749	2	0,450409	0,014241	0,106171	264,8	1,3	-0,996	-0,091	0,023	0,996	0,06	0,072	20. Mai.	18	18:27	18:44							
2022-03-17 18:13:00	0,023211	555,087	2	0,460072	0,014485	0,105055	265	1,2	-0,996	-0,088	0,02	0,996	0,059	0,068	21. Mai.	18	18:27	18:44							
2022-03-17 18:14:00	0,022527	552,6945	2	0,469944	0,014732	0,102311	265,2	1	-0,996	-0,084	0,018	0,996	0,058	0,064	22. Mai.	19	18:27	18:45							
2022-03-17 18:15:00	0,019293	550,2974	2	0,480003	0,014983	0,091669	265,4	0,9	-0,997	-0,081	0,015	0,997	0,056	0,06	23. Mai.	18	18:28	18:45							
2022-03-17 18:16:00	0,019042	547,8958	2	0,490335	0,015237	0,089716	265,6	0,7	-0,997	-0,077	0,013	0,997	0,055	0,056	24. Mai.	18	18:28	18:45							
2022-03-17 18:17:00	0,019765	545,4897	2	0,500862	0,015496	0,09105	265,8	0,6	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,054	0,051	25. Mai.	19	18:28	18:46							
2022-03-17 18:18:00	0,019236	543,0791	2	0,511618	0,015759	0,088164	266	0,4	-0,998	-0,07	0,008	0,998	0,052	0,047	26. Mai.	19	18:28	18:46							
2022-03-17 18:19:00	0,019266	540,6639	2	0,522606	0,016026	0,08715	266,2	0,3	-0,998	-0,067	0,005	0,998	0,051	0,043	27. Mai.	18	18:29	18:46							
2022-03-17 18:20:00	0,018808	538,2444	2	0,533832	0,016297	0,084391	266,4	0,1	-0,998	-0,063	0,002	0,998	0,05	0,039	28. Mai.	18	18:29	18:46							
2022-03-18 18:11:00	0,023222	566,0624	2	0,439332	0,014105	0,106609	265	1,6	-0,996	-0,087	0,029	0,996	0,054	0,074	29. Mai.	19	18:30	18:48							
2022-03-18 18:12:00	0,023306	563,7115	2	0,448762	0,014348	0,105838	265,2	1,5	-0,996	-0,083	0,026	0,996	0,052	0,07	30. Mai.	19	18:30	18:48							
2022-03-18 18:13:00	0,023069	561,356	2	0,458396	0,014595	0,104257	265,4	1,3	-0,997	-0,08	0,024	0,997	0,051	0,066	31. Mai.	18	18:31	18:48							
2022-03-18 18:14:00	0,021532	558,9959	2	0,468238	0,014846	0,099132	265,6	1,2	-0,997	-0,076	0,021	0,997	0,05	0,062	1. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-03-18 18:15:00	0,019217	556,6314	2	0,478293	0,0151	0,090907	265,8	1,1	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,048	0,058	2. Jun.	18	18:31	18:48							
2022-03-18 18:16:00	0,019861	554,2623	2	0,488566	0,015359	0,09194	266	0,9	-0,997	-0,069	0,016	0,997	0,047	0,054	3. Jun.	19	18:31	18:49							
2022-03-18 18:17:00	0,021828	551,8887	2	0,499061	0,015622	0,096839	266,2	0,8	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,046	0,049	4. Jun.	19	18:31	18:49							
2022-03-18 18:18:00	0,0198	549,5106	2	0,509784	0,015889	0,089532	266,4	0,6	-0,998	-0,062	0,011	0,998	0,044	0,045	5. Jun.	19	18:32	18:50							
2022-03-18 18:19:00	0,019127	547,1281	2	0,520738	0,01616	0,086107	266,6	0,5	-0,998	-0,059	0,008	0,998	0,043	0,041	6. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-03-18 18:20:00	0,019036	544,7411	2	0,531929	0,016435	0,084636	266,8	0,3	-0,998	-0,055	0,006	0,998	0,042	0,037	7. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-03-18 18:21:00	0,023612	542,3497	2	0,543363	0,016714	0,097518	267	0,2	-0,999	-0,052	0,003	0,999	0,04	0,033	8. Jun.	18	18:33	18:50							
2022-03-18 18:22:00	0,019188	539,9539	2	0,555043	0,016998	0,082873	267,2	0	-0,999	-0,048	0	0,999	0,039	0,029	9. Jun.	19	18:33	18:51							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
 1984 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1375 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 609 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 19 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3492 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Corneal Irradiance	DNI (W/m ²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P4 (pvfled)		
2022-03-14 06:51:00	0,012851	542,7477	2	0,506261	0,015585	0,059402	95,5	0	0,995	-0,096	0,001	-0,995	0,077	0,057	25.	Apr.	2	06:18	06:19	28.04.2022	15.08.2022	16	1141	06:00	06:24	
2022-03-15 06:48:00	0,012729	540,9743	2	0,515285	0,015811	0,057456	94,9	0,1	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,068	0,051	26.	Apr.	3	06:15	06:17							
2022-03-15 06:49:00	0,012807	543,4169	2	0,504465	0,015548	0,059309	95,1	0,2	0,996	-0,089	0,004	-0,996	0,07	0,055	27.	Apr.	4	06:14	06:17							
2022-03-15 06:50:00	0,013449	545,8549	2	0,493875	0,01529	0,064529	95,3	0,4	0,996	-0,092	0,006	-0,996	0,071	0,059	28.	Apr.	5	06:12	06:16							
2022-03-16 06:46:00	0,012726	541,6638	2	0,524474	0,016113	0,055878	94,3	0,1	0,997	-0,074	0,002	-0,997	0,059	0,045	29.	Apr.	7	06:10	06:16							
2022-03-16 06:47:00	0,012803	544,091	2	0,513452	0,015845	0,057753	94,5	0,3	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,06	0,049	30.	Apr.	8	06:08	06:15							
2022-03-16 06:48:00	0,012857	546,5137	2	0,502665	0,015581	0,059457	94,7	0,4	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,062	0,053	1.	Mai.	10	06:06	06:15							
2022-03-16 06:49:00	0,012968	548,9318	2	0,492105	0,015321	0,061494	94,9	0,5	0,996	-0,085	0,01	-0,996	0,063	0,058	2.	Mai.	11	06:04	06:14							
2022-03-17 06:44:00	0,0127	542,357	2	0,533832	0,016421	0,054138	93,6	0,1	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,05	0,039	3.	Mai.	12	06:02	06:13							
2022-03-17 06:45:00	0,012807	544,769	2	0,522606	0,016148	0,056224	93,8	0,3	0,998	-0,067	0,005	-0,998	0,051	0,043	4.	Mai.	14	06:00	06:13							
2022-03-17 06:46:00	0,012877	547,1765	2	0,511618	0,015878	0,058054	94	0,4	0,998	-0,07	0,008	-0,998	0,052	0,047	5.	Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-17 06:47:00	0,012919	549,5794	2	0,500862	0,015612	0,059686	94,2	0,6	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,054	0,051	6.	Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-17 06:48:00	0,012965	551,9779	2	0,490335	0,015351	0,061324	94,4	0,7	0,997	-0,077	0,013	-0,997	0,055	0,056	7.	Mai.	13	06:00	06:12							
2022-03-17 06:49:00	0,013632	554,3717	2	0,48003	0,015094	0,066584	94,6	0,9	0,997	-0,081	0,015	-0,997	0,056	0,06	8.	Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-18 06:40:00	0,012433	540,6506	2	0,555043	0,01702	0,049308	92,8	0	0,999	-0,048	0	-0,999	0,039	0,029	9.	Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-18 06:41:00	0,012641	543,0451	2	0,543363	0,016736	0,052155	93	0,2	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,04	0,033	10.	Mai.	12	06:00	06:11							
2022-03-18 06:42:00	0,012787	545,4352	2	0,531929	0,016456	0,054532	93,2	0,3	0,998	-0,055	0,006	-0,998	0,042	0,037	11.	Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-18 06:43:00	0,012886	547,8209	2	0,520738	0,01618	0,056566	93,4	0,5	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,043	0,041	12.	Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-18 06:44:00	0,012948	550,2021	2	0,509784	0,015909	0,058346	93,6	0,6	0,998	-0,062	0,011	-0,998	0,044	0,045	13.	Mai.	11	06:00	06:10							
2022-03-18 06:45:00	0,012984	552,5789	2	0,499061	0,015641	0,059936	93,8	0,8	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,046	0,049	14.	Mai.	10	06:00	06:09							
2022-03-18 06:46:00	0,013004	554,9512	2	0,488566	0,015378	0,061419	94	0,9	0,997	-0,069	0,016	-0,997	0,047	0,054	15.	Mai.	10	06:00	06:09							
2022-03-18 06:47:00	0,013097	557,319	2	0,478293	0,015119	0,063332	94,2	1,1	0,997	-0,073	0,018	-0,997	0,048	0,058	16.	Mai.	10	06:00	06:09							
2022-03-19 06:38:00	0,012257	541,3612	2	0,564962	0,017347	0,046435	92,1	0,1	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,029	0,023	17.	Mai.	9	06:00	06:08							
2022-03-19 06:39:00	0,012538	543,7409	2	0,553068	0,017057	0,049852	92,3	0,2	0,999	-0,041	0,004	-0,999	0,031	0,027	18.	Mai.	9	06:00	06:08							
2022-03-19 06:40:00	0,012735	546,1162	2	0,541425	0,01677	0,052608	92,5	0,3	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,032	0,031	19.	Mai.	9	06:00	06:08							
2022-03-19 06:41:00	0,012872	548,4871	2	0,530028	0,016489	0,054917	92,7	0,5	0,999	-0,048	0,009	-0,999	0,033	0,035	20.	Mai.	8	06:00	06:07							
2022-03-19 06:42:00	0,012963	550,8536	2	0,518872	0,016211	0,0569	92,9	0,6	0,999	-0,051	0,011	-0,999	0,035	0,039	21.	Mai.	8	06:00	06:07							
2022-03-19 06:43:00	0,013019	553,2157	2	0,507953	0,015938	0,058637	93,1	0,8	0,998	-0,055	0,014	-0,998	0,036	0,043	22.	Mai.	8	06:00	06:07							
2022-03-19 06:44:00	0,013049	555,5734	2	0,497264	0,015669	0,060194	93,3	0,9	0,998	-0,058	0,016	-0,998	0,037	0,047	23.	Mai.	8	06:00	06:07							
2022-03-19 06:45:00	0,013057	557,9266	2	0,488802	0,015405	0,061608	93,5	1,1	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,039	0,052	24.	Mai.	7	06:00	06:06							
2022-03-19 06:46:00	0,013077	560,2753	2	0,476561	0,015144	0,063085	93,7	1,2	0,998	-0,065	0,021	-0,998	0,04	0,056	25.	Mai.	7	06:00	06:06							
2022-03-19 06:47:00	0,013768	562,6195	2	0,466537	0,014888	0,068402	93,9	1,4	0,997	-0,069	0,024	-0,997	0,042	0,06	26.	Mai.	7	06:00	06:06							
2022-03-20 06:36:00	0,012068	542,0724	2	0,575061	0,01768	0,043393	91,5	0,1	1	-0,026	0,001	-1	0,02	0,016	27.	Mai.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:37:00	0,012376	544,4374	2	0,562395	0,017384	0,047089	91,7	0,2	1	-0,029	0,004	-1	0,021	0,021	28.	Mai.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:38:00	0,012679	546,7981	2	0,551095	0,017091	0,050628	91,9	0,4	0,999	-0,033	0,007	-0,999	0,023	0,025	29.	Mai.	7	06:00	06:06							
2022-03-20 06:39:00	0,012827	549,1544	2	0,53949	0,016804	0,053046	92,1	0,5	0,999	-0,036	0,009	-0,999	0,024	0,029	30.	Mai.	7	06:00	06:06							
2022-03-20 06:40:00	0,012955	551,5063	2	0,528131	0,01652	0,05529	92,3	0,7	0,999	-0,04	0,012	-0,999	0,025	0,033	31.	Mai.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:41:00	0,013039	553,8539	2	0,517011	0,016241	0,057225	92,5	0,8	0,999	-0,044	0,014	-0,999	0,027	0,037	1.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:42:00	0,013089	556,1971	2	0,506127	0,015967	0,058926	92,7	1	0,999	-0,047	0,017	-0,999	0,028	0,041	2.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:43:00	0,013112	558,5359	2	0,495473	0,015696	0,060444	92,9	1,1	0,999	-0,051	0,019	-0,999	0,029	0,045	3.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:44:00	0,013113	560,8702	2	0,485044	0,01543	0,06182	93,1	1,3	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,031	0,05	4.	Jun.	5	06:00	06:04							
2022-03-20 06:45:00	0,013107	563,2001	2	0,474836	0,015168	0,063136	93,3	1,4	0,998	-0,058	0,025	-0,998	0,032	0,054	5.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-20 06:46:00	0,013199	565,5256	2	0,464845	0,01491	0,065032	93,5	1,6	0,998	-0,061	0,027	-0,998	0,033	0,058	6.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-21 06:34:00	0,012123	542,7834	2	0,573013	0,017641	0,043989	91	0,3	1	-0,018	0,005	-1	0,012	0,014	7.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-21 06:35:00	0,012437	545,1338	2	0,560943	0,017344	0,047716	91,2	0,4	1	-0,022	0,007	-1	0,013	0,019	8.	Jun.	5	06:00	06:04							
2022-03-21 06:36:00	0,012687	547,48	2	0,549127	0,017052	0,050879	91,4	0,6	1	-0,025	0,01	-1	0,015	0,023	9.	Jun.	5	06:00	06:04							
2022-03-21 06:37:00	0,012862	549,8219	2	0,537562	0,016764	0,053472	91,7	0,7	1	-0,029	0,012	-1	0,016	0,027	10.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-21 06:38:00	0,012981	552,1594	2	0,526224	0,016481	0,055656	91,9	0,9	0,999	-0,032	0,015	-0,999	0,017	0,031	11.	Jun.	6	06:00	06:05							
2022-03-21 06:39:00	0,013058	554,4927	2	0,515158	0,016202	0,057548	92,1	1	0,999	-0,036	0,017	-0,999	0,019	0,035	12.	Jun.	6	06:00	06:05							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:
 1141 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 824 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 317 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 16 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2909 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min.