

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Cottbuser Ostsee

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Cottbus in Brandenburg**

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
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Hafen Teichland	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Aussichtspunkt Bärenbrücker Höhe	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Ostufer	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4 und P5	19
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6 und P7	19
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P8, Fährbetrieb	21
4.8	Hinweise zum Wassersport	22
4.9	Hinweise zur Avifauna	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 49

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Cottbuser Ostsee

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Cottbuser Ostsee“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen, Wasser-touristik 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-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Cottbuser Ostsee“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte.

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Der geplante Solarpark (Floating PV) befindet sich auf der zukünftigen Wasseroberfläche des Cottbuser Ostsee, ca. 7,5 km nordöstlich des Stadtzentrums von Cottbus in Brandenburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Wasserfläche auf dem Cottbuser Ostsee ca. 7,5 km nordöstlich von Cottbus in Brandenburg.
Koordinaten (Mitte) ²	51.788 °N, 14.428°O, 62 m ü.N.N.
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 450 m – 2900 m (relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

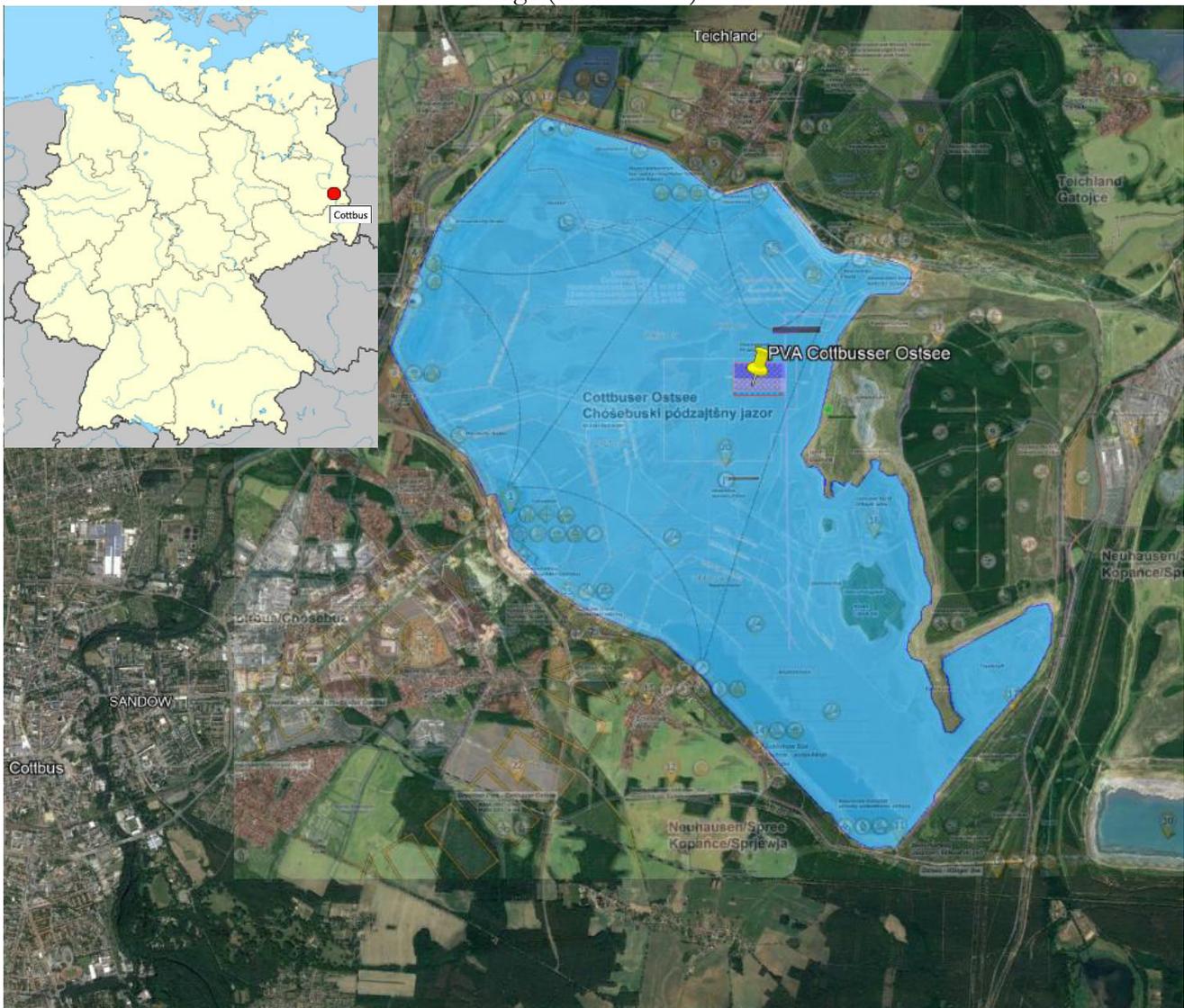


Bild 2.1.1: Luftbild mit PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² UTM: 33U 460546.817 5737614.137

Animation des bereits vollständig gefüllten Ostsees und der Fläche der PV Anlage.

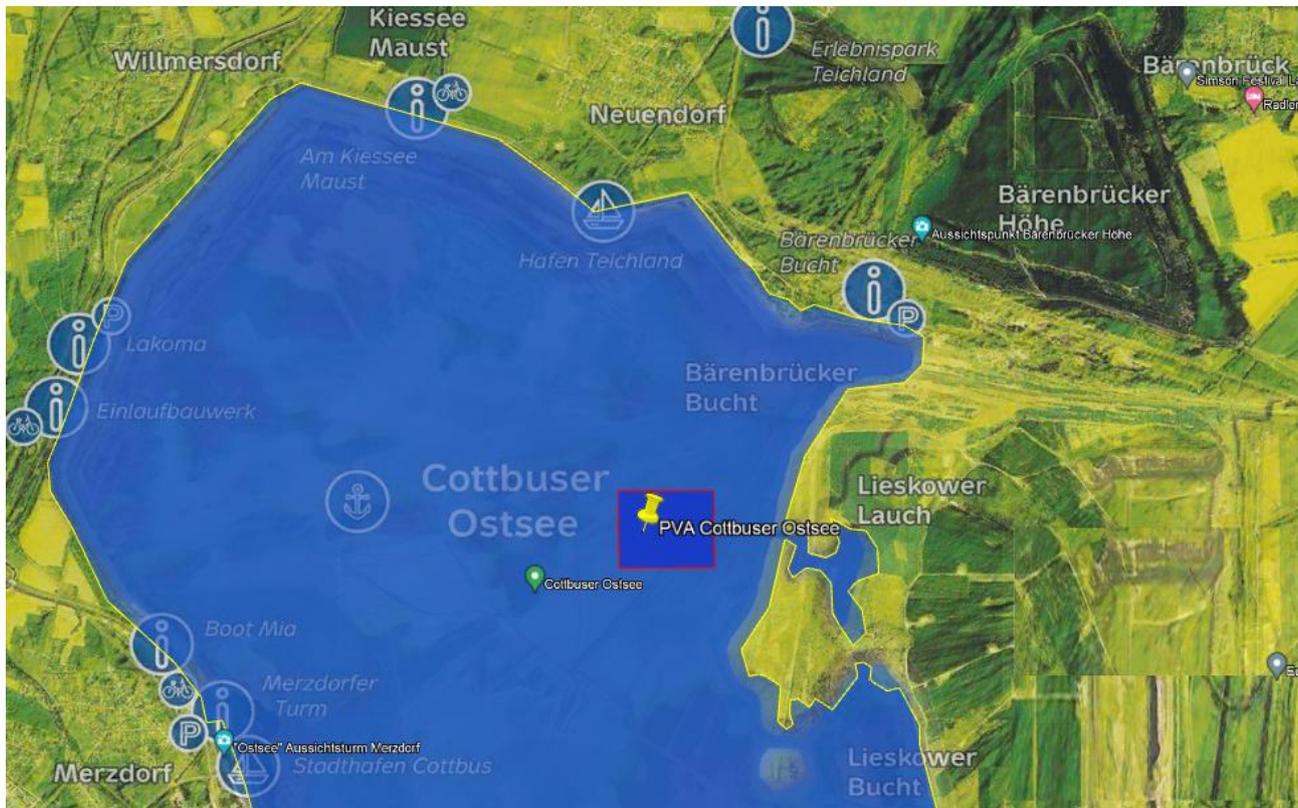


Bild 2.1.2: Übersicht der PV Fläche und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detail der Fläche (max. ca. 18 ha) für die Simulation der möglichen Modulbelegung (Rechteck- bzw. Kreisstruktur).

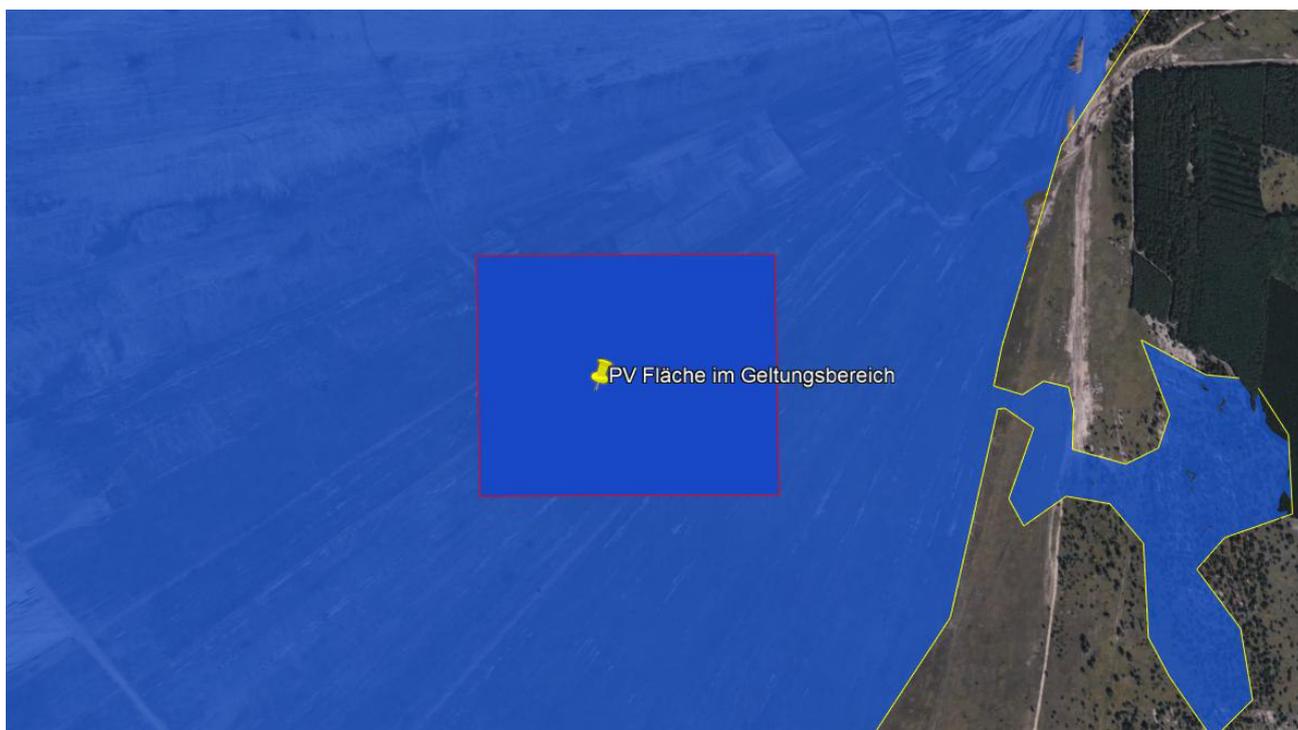


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Animation der Ansicht im Bereich des Aussichtsturms Merzdorf, Blick Richtung Nordosten.

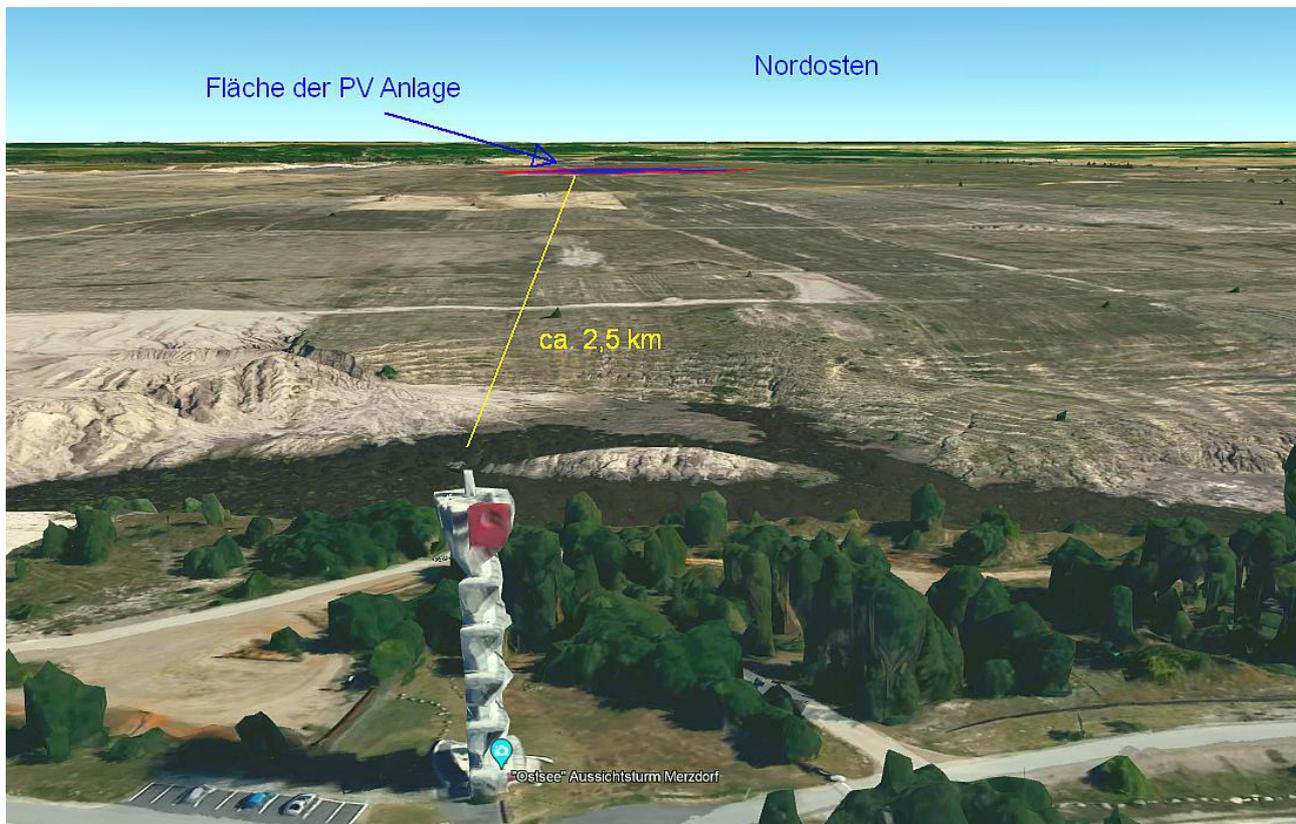


Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Zum Vergleich ein Foto aus ähnlicher Position vom Aussichtsturm, Blick Richtung Nordosten.

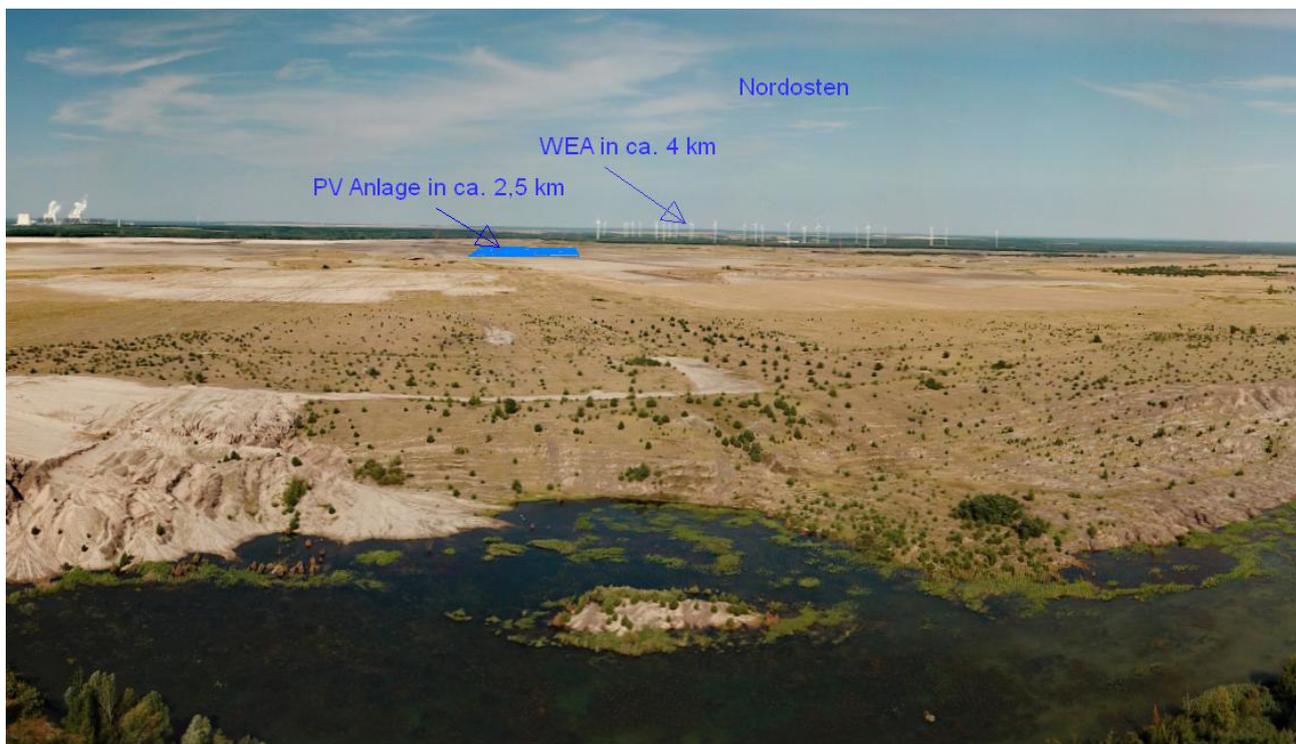


Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Wikimedia, Gunther Tschuch, Ausschnitt)

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:

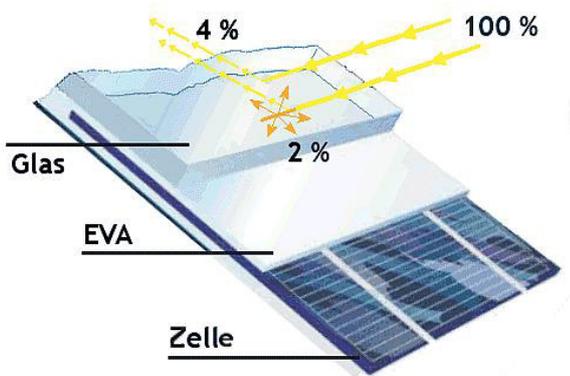


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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/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 3.2.2 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)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

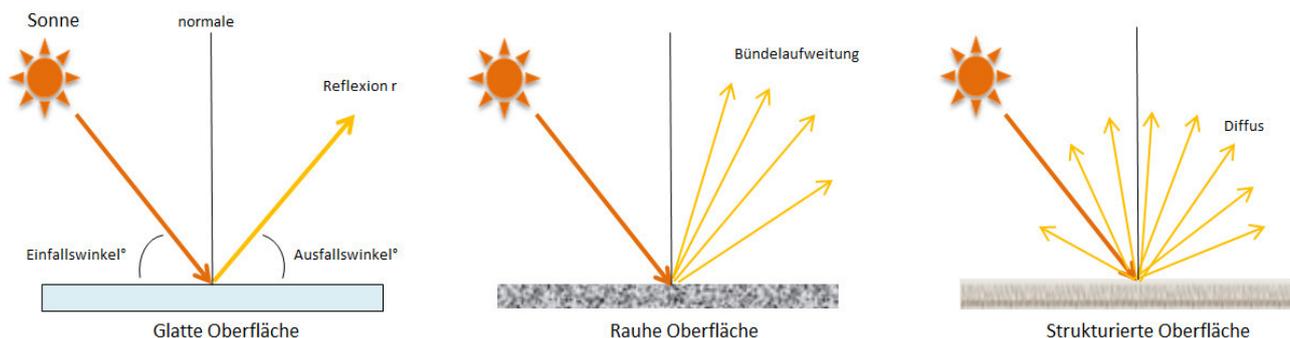


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen im vornehmlich PV Module des Herstellers Jinko Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module mit ähnlichen Eigenschaften eines anderen Herstellers verwendet werden.

Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×30mm (89.53×44.65×1.18 inch)
Weight	33.3 kg (73.41 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

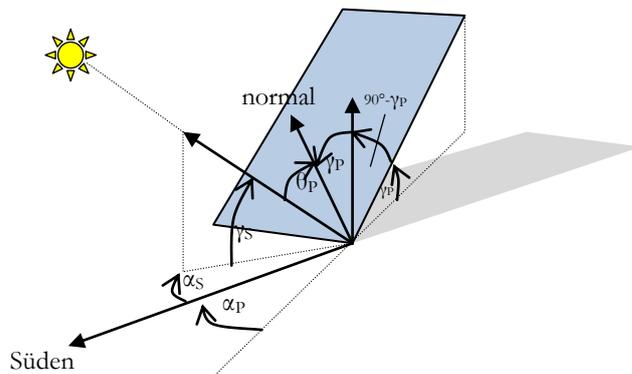


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module, sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die geplante PV Anlage wird mit Ost-West Ausrichtung und 12° Modulneigung realisiert. Bei der Unterkonstruktion soll entweder ein flexibles oder starres System zum Einsatz kommen wobei beide Systeme in Bezug auf potentielle Reflexionen als gleichartig angesehen werden können, da sich bei einem flexiblen System mit mehr Eigenbewegung die Neigungswinkel der zu- und abgewandten Flächen im Mittel ausgleichen.

Das folgende Beispielfoto verdeutlicht die Modulinstallation mit 12° Aufständigung.



Bild 3.4.1: Modulkonstruktion (Quelle: Zimmermann Floating PV)

Hinweis: Die PV Fläche wird ggf. mit einem PV System ohne Aufständigung (0° Modulneigung) realisiert und daher wurde die komplette Fläche auch mit dieser Variante simuliert (worst case). In Bezug auf Reflexionen ist diese Variante allerdings zu vernachlässigen, da die PV Module aufgrund der strukturierteren Oberfläche in jedem Fall eine geringere Leuchtdichte aufweisen als eine Wasseroberfläche.

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	Floating PV Unterkonstruktion
Modulinstallation	1 Modul hochkant
Ausrichtung (Azimut)	90° (Ost) bzw. 270° (West)
Modulneigung	12°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,30 m, max. 0,85m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	0,60 m
Anzahl Messpunkte	8 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Cottbuser Ostsee wurden insgesamt 8 Messpunkte (Immissionsorte) festgelegt: Hafen Teichland / Bärenbrücker Bucht, Aussichtsturm Bärenbrücker Höhe, Ostufer, Schlichow, Stadthafen Cottbus / Merzdorfer Turm und im Bereich des Einlaufbauwerkes. Darüber hinaus werden Einflüsse auf den Wassersport und Fährbetrieb untersucht sowie mögliche Einflüsse auf die Avifauna. Teilweise wurden Messpunkte zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen durch die PV Anlage zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die Messpunkte:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 belastigende 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 ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge, Boote usw. 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.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. 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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

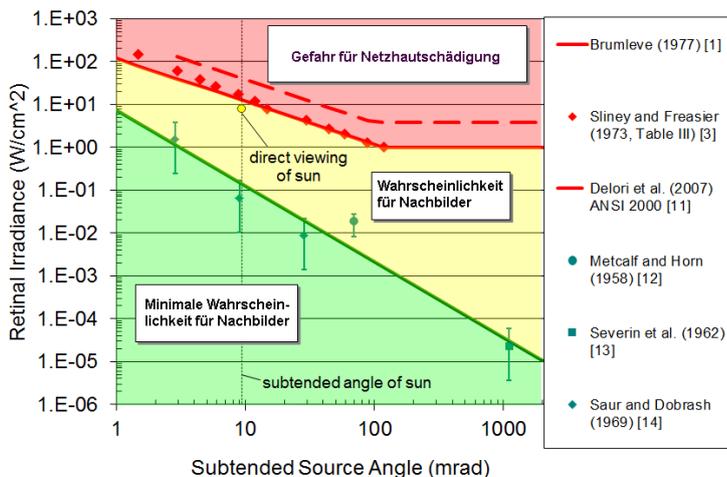


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Cottbuser Ostsee wird für 8 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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. Teilweise sind nach der Bereinigung an einzelnen Immissionsorten keine Reflexionen mehr nachweisbar. Die hier analysierte PV Anlage hat zwei Ausrichtungen (Ost und West) und eine geringe Modulneigung von 12°. In so einem Fall hat die Bereinigung der Rohdaten nur eine vergleichsweise geringe Auswirkung auf die Ergebnisse. Die beiden Varianten der Unterkonstruktion (flexibel / starr) sind bei der Betrachtung von potentiellen Reflexionen gleichzusetzen. Das flexiblere System ist zwar beweglicher aber im Mittel gleichen sich die Winkel der zu- und abgewandten Flächen aus.

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	Neigung Ost	Neigung West
P1 Hafen Teichland / Bärenbrücker Bucht	-	848 ^E
P2 Aussichtsturm Bärenbrücker Höhe	2510 ^{ES}	-
P3 Ostufer	1702 ^S	-
P4 Schlichow	-	-
P5 Stadthafen Cottbus / Merzdorfer Turm	-	-
P6 Einlaufbauwerk	-	-
P7 Lakoma	-	-
P8 Wassersport / Fährbetrieb	2060 ^W	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund von Sichtschutz durch Hindernisse oder Geländestruktur zu vernachlässigen

Hinweis: Zu Kontrollzwecken wurde in einem separaten Simulationslauf die gesamte Fläche mit einem PV System ohne Aufständigung (0° Modulneigung) simuliert. Im Ergebnis zeigen, dass diese Variante in Bezug auf Reflexionen vernachlässigt werden kann, da die PV Module aufgrund der strukturierten Oberfläche in jedem Fall eine geringere Leuchtdichte aufweisen als die Wasseroberfläche.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Hafen Teichland

Am Messpunkt P1 im Bereich des zukünftigen Hafens Teichland können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings nur an insgesamt 848 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Diese können aufgrund des tiefen Sonnenstandes rein rechnerisch zwischen dem 27. November und dem 13. Januar zwischen 09:55 - 10:32 Uhr für maximal 23 Minuten pro Tag auftreten. Potentielle Reflexionen sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern, Touristen oder Hafenarbeitern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

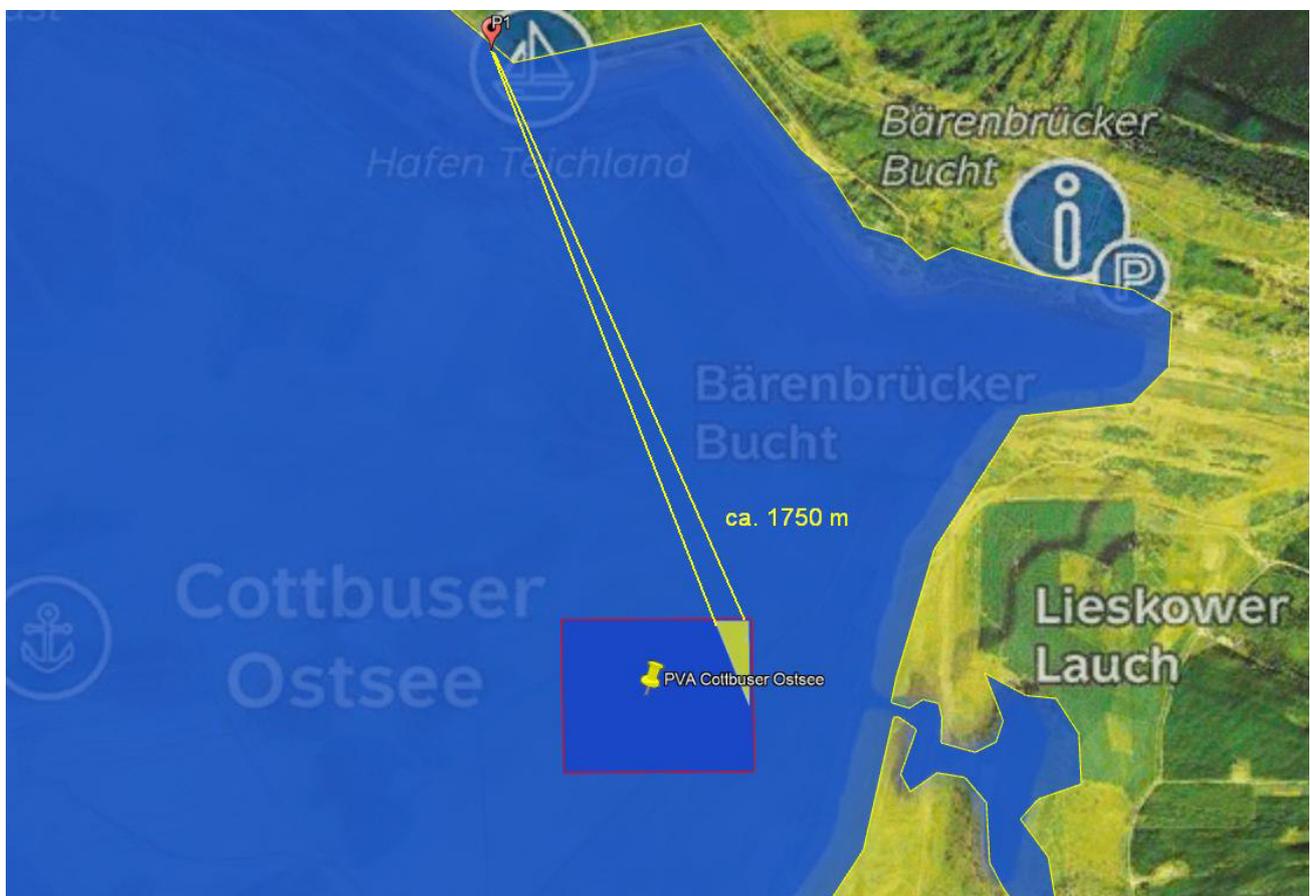


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Im gelb/ weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Skizze verdeutlicht, dass aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 1,7 km zur Immissionsquelle die Fläche der PV Anlage im Bereich des Hafens praktisch nicht wahrnehmbar ist. Aufgrund der Bündelauflösung der diffus reflektierten Lichtstrahlen und der daraus resultierenden geringeren Leuchtdichte wäre die PV Anlage - wenn überhaupt - lediglich als helle Fläche wahrnehmbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Aussichtspunkt Bärenbrücker Höhe

Am Messpunkt P2 im Bereich des Aussichtspunktes Bärenbrücker Höhe können theoretisch zwischen dem 10. Januar und dem 07. März bzw. zwischen dem 06. Oktober und dem 30. November zwischen 13:48 - 15:21 Uhr für maximal 28 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
10. Januar	07. März	28	1259	14:06	15:21
06. Oktober	30. November	28	1251	13:48	14:55

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

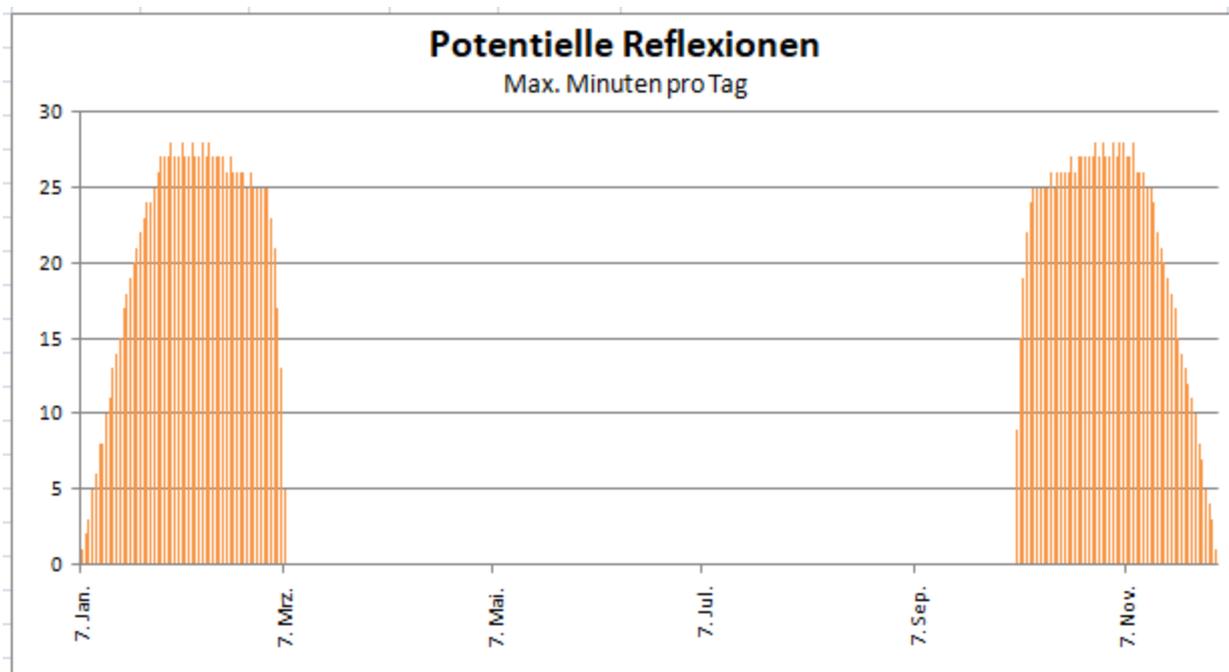


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtsumme an Minuten pro Jahr mit Reflexionen liegt am Messpunkt P2 über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aber auch am Messpunkt P2 sind potentielle Reflexionen aufgrund der sehr großen Entfernung von über 1,8 km zur Immissionsquelle zu vernachlässigen, insbesondere im Vergleich zu Reflexionen auf der Wasseroberfläche. Eine „erhebliche Belästigung“ für Anwohner oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P2 am 01. Januar um 14:30 Uhr und verdeutlicht, dass in solchen Konstellationen die tief stehende Sonne überwiegend selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt.

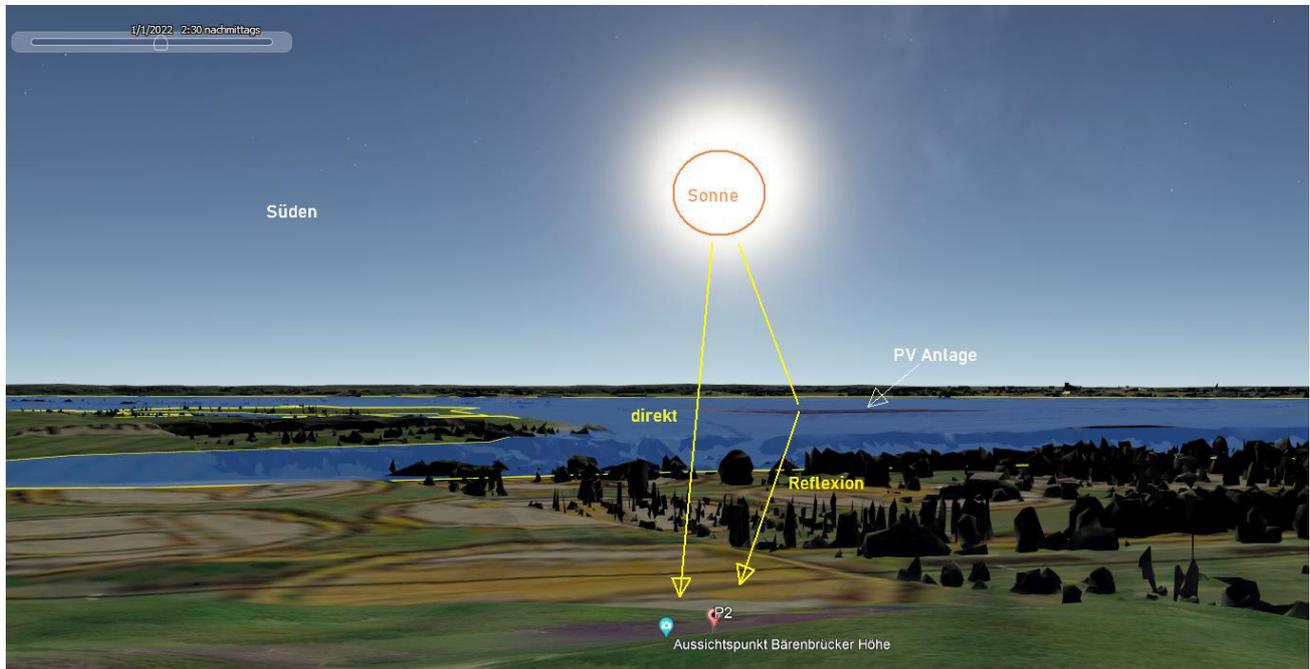


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick vom Aussichtspunkt Bärenbrücker Höhe in Richtung Süden in der Realität. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist die direkte Sicht auf den Ostsee eingeschränkt.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, JohnSchnee, Ausschnitt)

Der nördlich gelegene „Erlebnispark Teichland“ mit Aussichtsturm wurde nicht weiter analysiert, da aufgrund der sehr großen Entfernung von über 2,8 km zur Immissionsquelle – trotz einer evt. Sichtbarkeit der PV Anlage - nicht mit relevanten Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu rechnen ist.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Ostufer

Am Messpunkt P3 am Ostufer des Cottbuser Ostsees können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Lt. Angaben der LEAG soll der Uferbereich mit Röhrichtgürtel allein der Natur vorbehalten sein. Sofern dennoch Wanderer oder Radfahrer in diesem Bereich unterwegs sein sollten, kann die Wahrnehmung von Reflexionen aus Richtung des Ostsees nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Potentielle Reflexionen können allerdings nur an insgesamt 1702 Minuten pro Jahr aus westlicher Richtung auftreten, zwischen dem 11. Mai und dem 01. August zwischen 16:45 – 17:26 Uhr für max. 25 Minuten pro Tag. In diesen Jahreszeiten ist ausgeprägtes Blattwerk vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Wasseroberfläche und auch nicht zur PV Anlage besteht. Der theoretisch berechnete Strahlengang ist in der Realität nicht möglich und daher sind die Simulationsergebnisse zu vernachlässigen bzw. zu relativieren.

Da es sich hier um ein Natur- und Freizeitgebiet handelt, sind die Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie nicht anwendbar und dennoch kann eine Beeinträchtigung von Mensch und Tier durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die ca. 3 km östlich verlaufende B97 hat keinen direkten Sichtkontakt zur PV Anlage und eine weitergehende Untersuchung ist daher nicht zweckdienlich. Dies gilt gleichermaßen auch für den Industriepark Lieskow.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4 und P5

Messpunkt P4 im Bereich der Ortschaft Schlichow und auch Messpunkt P5 im Bereich des geplanten Cottbuser Stadthafens wurden zu Kontrollzwecken untersucht da in diesen Bereichen aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt das Simulationsergebnis keine Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern, Touristen und auch Mitarbeitern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6 und P7

Nach Bereinigung der Rohdaten sind am Messpunkt P6 im Bereich des Einlaufbauwerks und auch am Messpunkt P7 im Bereich von Lakoma (bzw. des ggf. zukünftigen Wilmersdorfer Strandes) keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Eine Überprüfung der Rohdaten zeigt, dass die Leuchtdichte der Reflexionen im unkritischen Bereich liegt und diese nicht geeignet sind eine Blendwirkung zu verursachen.

Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 3 km zur Immissionsquelle sind Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen. Die PV Anlage wäre - wenn überhaupt - lediglich als helle Fläche wahrnehmbar.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6. Die jeweiligen Farben (hier nur Grün) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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

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

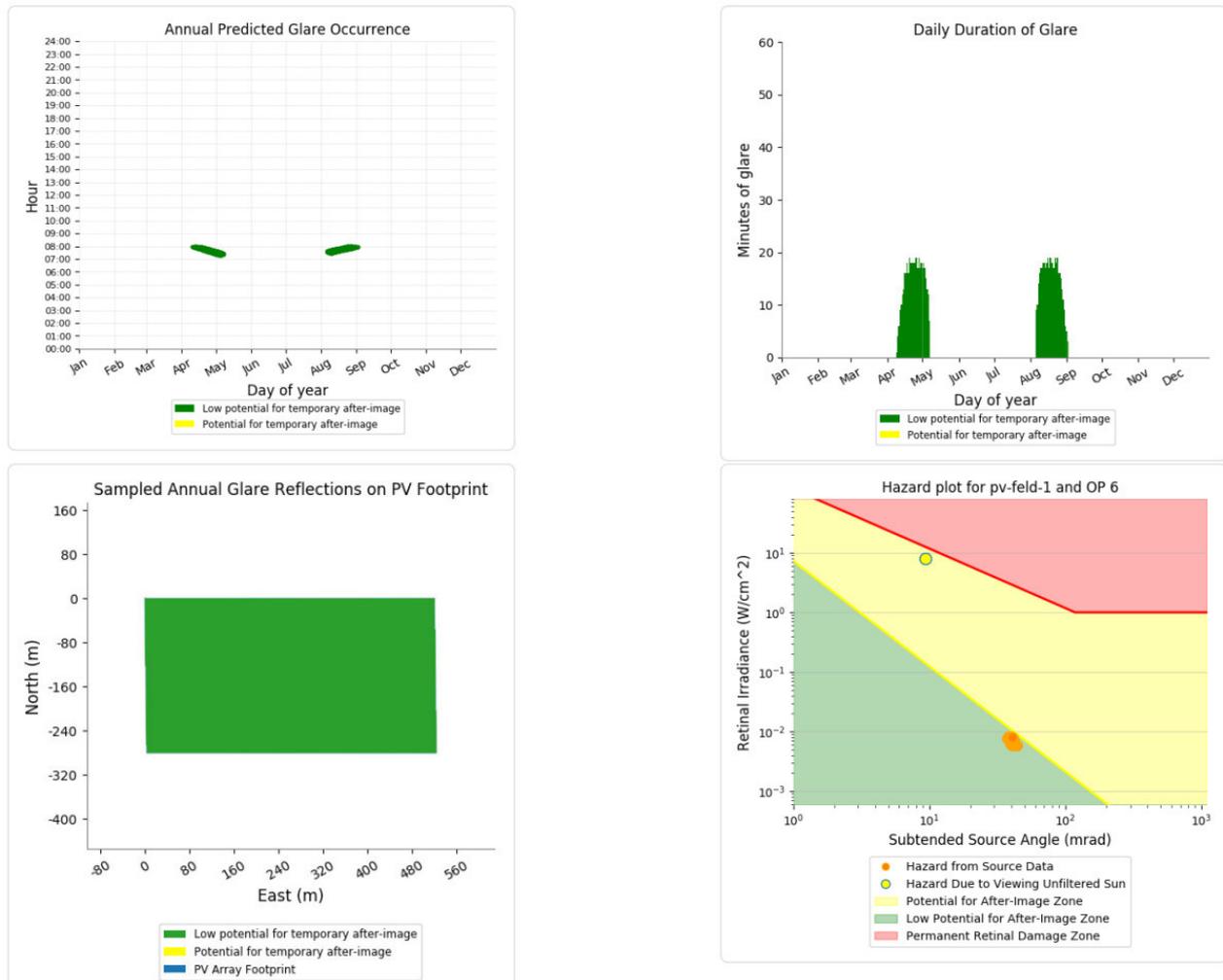


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P8, Fährbetrieb

Messpunkt P8 ca. 100 m östlich der PV Anlage wurde beispielhaft für eine mögliche Fährverbindung festgelegt. Evt. verläuft hier in Zukunft die Fährverbindung Bärenbrücker Bucht – Schlichow. Am Messpunkt P8 können theoretisch bei der Fahrt Richtung Süden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Es sind aktuell keine Untersuchungen bekannt, die die Beeinträchtigung des Schiffsverkehrs durch Reflexionen durch Objekte auf der Wasseroberfläche zum Gegenstand haben. Ein Grund ist sicherlich, dass die Wasseroberfläche selbst stark reflektiert. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit $+75^\circ$ bis $+103^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung liegen und somit deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m).

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P8 grafisch dargestellt.



Bild 4.7.1: Simulation am Messpunkt P8 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Im gelb/ weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Da es sich bei Fährverkehr um eine relativ langsame Fortbewegungsart handelt, ist das Risiko für ggf. „verkehrsgefährdende“ Umstände gering bzw. vernachlässigbar. Hinzu kommt der Umstand, dass es sich bei der geplanten PV Anlage um eine unbewegliche Konstruktion handelt, von der keine unvermuteten Lichtreflexe ausgehen können, wie z.B. durch das Fernlicht eines entgegenkommenden PKW auf der nächtlichen Straße. In jedem Fall sind potentielle Reflexionen durch PV Anlage geringfügiger als die üblichen Reflexionen auf der Wasseroberfläche, die ohnehin für jeden Kapitän bekannt und beherrschbar sind.

Die her untersuchte Fährverbindung wurde beispielhaft als „worst case“ angenommen, sie könnte auch in ähnlicher Weise westlich der PV Anlage verlaufen mit ähnlichen Ergebnissen, die dann allerdings in den frühen Morgenstunden aus östlicher Richtung auftreten könnten. Andere, z.B. nördlich verlaufende Fährstrecken, wären – wenn überhaupt – in noch geringerem Maße von Reflexionen betroffen. Südlich der PV Anlage verlaufende Fährstrecken können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden.

4.8 Hinweise zum Wassersport

Die Simulation kann nicht jede erdenkliche Position von Wassersportlern in Bezug zur PV Fläche berechnen und daher kann nur eine etwas allgemeinere Einschätzung erfolgen. Aufgrund der strukturierten Oberfläche der PV Module sind Reflexionen durch die PV Anlage generell diffuser als Reflexionen auf der Wasseroberfläche. Das folgende Foto verdeutlicht, dass die Fläche der geplanten PV Anlage eher eine niedrigere Leuchtdichte aufweist als die Wasseroberfläche. Der Eindruck ist natürlich von der jeweiligen Position des Betrachters abhängig.

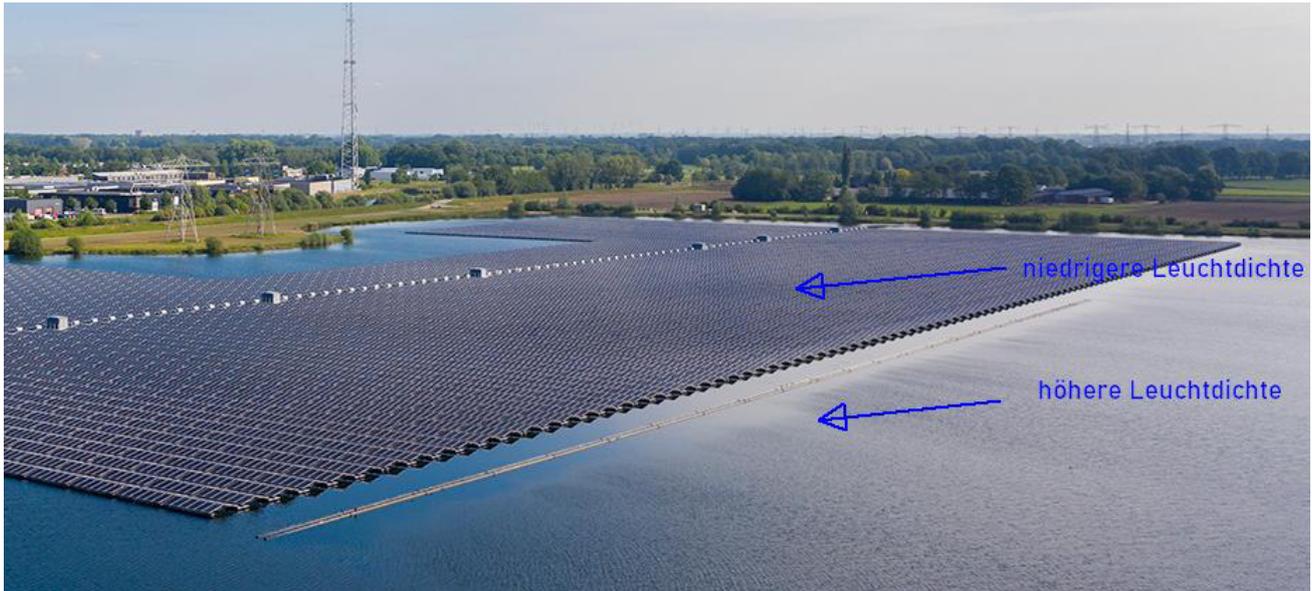


Bild 4.8.1: Blick auf die Modulkonstruktion (Quelle: Zimmermann Floating PV)

Da es sich bei der geplanten PV Anlage um eine unbewegliche Konstruktion handelt, dessen Lage allenfalls geringfügig durch die natürliche Wellenbewegung verändert wird, besteht für Wassersportler:innen kein Risiko durch unerwartet auftretende Reflexionen. Generell folgt daraus die Einschätzung, dass die geplante PV Anlage keine Beeinträchtigung oder Gefährdung für den Wassersport darstellt.

Die für den Regattabetrieb geplanten Bereiche vor der Ortschaft Schlichow liegen deutlich südlicher als die PV Anlage und können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für den Segelbetrieb kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.9 Hinweise zur Avifauna

Aktuell liegen keine Untersuchungen vor, die die Auswirkungen von Floating PV Anlagen auf die Avifauna thematisieren. Es gibt allerdings Untersuchungen⁹ zur Biodiversität im Bereich von PV Freiflächenanlagen, die belegen, dass derart genutzte Flächen nachweislich positive Effekte auf Tier- und Pflanzenwelt haben können.

Aufgrund von eigenen Erkenntnissen mit anderen Floating PV Projekten lässt sich u.a. anhand von Verschmutzungen der Moduloberflächen feststellen, dass verschiedene Wasservögel die Anlagen als willkommene Sitzmöglichkeit nutzen. Daraus lässt sich ableiten, dass derartige PV „Inseln“ keine störenden Blendwirkungen auf die Avifauna haben. Für eine fundierte Aussage zur Gesamtbilanz derartiger PV Anlagen besteht allerdings weiterer Forschungsbedarf.

⁹ <https://www.bne-online.de/de/news/detail/bne-geo-tag-der-natur-biodiversitaet-solarparks-ergebnis>

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Cottbuser Ostsee West“ 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 Cottbuser Ostsee mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Generell haben PV Module aufgrund der strukturierten Oberfläche eine geringere Leuchtdichte als eine Wasseroberfläche und daher zeigt das hier geplante Floating PV System generell weniger bzw. weniger intensive Reflexionen als das umgebende Wasser.

Die Analyse von 8 exemplarisch gewählten Immissionsorten (Messpunkten) zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Aufgrund des Einfallswinkels aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen an den untersuchten Immissionsorten zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Touristen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

Auch für die zukünftigen Fährverbindungen und den Wassersport auf dem Cottbuser Ostsee bestehen überwiegend keine Beeinträchtigungen durch die PV Anlage. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

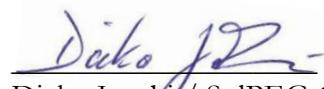
Die Auswirkungen auf die Avifauna können mangels belastbarer Untersuchungsergebnisse nicht ausreichend präzise eingeschätzt werden. Aber aufgrund von Untersuchungen zur Biodiversität von PV Freiflächenanlagen sowie Erfahrungen mit ähnlichen PV Floating Anlagen ist eine eher positive Auswirkung zu erwarten.

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 11.02.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Uferlinie
Cottbuser See
Normalwasserstand +62,5 m NHN
Minimalwasserstand +61,8 m NHN
Maximalwasserstand +63,5 m NHN

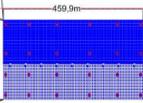
Spernbereich +100,5 m NHN
Spernbereich +100,5 m NHN
Spernbereich +100,5 m NHN

1177,5m

Historische Nebensiedlungsfläche
nach LUA 2002

2962,1m

1558,1m



Kernsiedlungsfläche

2425,9m

804,3m

Aussichtsplattform

1907,4m

Bifacial HC 72M 520-540 Watt

MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

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

IEC61215, IEC61730, certified products.

TIGER Pro



KEY FEATURES



Multi Busbar Solar Cell

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



PID Resistance

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



Higher Lifetime Power Yield:

0.45% annual power degradation
30 year linear power warranty



Higher power output:

Module power increases 5-25% generally (per different reflective condition)
lower LCOE and higher IRR



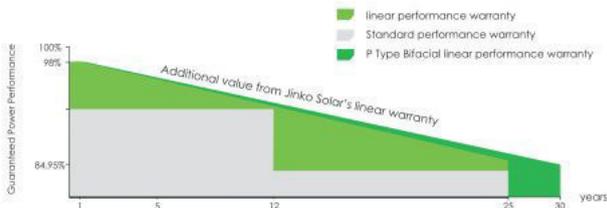
Better low-light performance:

Excellent performance in low-light environments (e.g. early morning, dusk, and cloud, etc.)

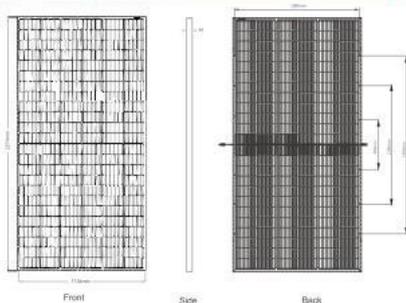


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty
0.45% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings



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

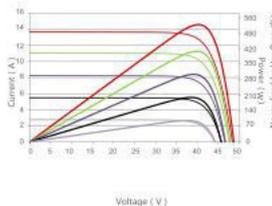
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack.)

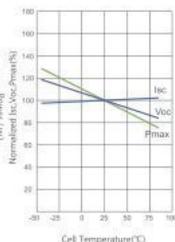
35pcs/pallets, 70pcs/stack, 630pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (520W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×30mm (89.53×44.65×1.18 inch)
Weight	33.3 kg (73.41 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 250mm, (-): 150 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM520M-72HL4-BDVP		JKM525M-72HL4-BDVP		JKM530M-72HL4-BDVP		JKM535M-72HL4-BDVP		JKM540M-72HL4-BDVP	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V	40.76V	37.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A	13.25A	10.58A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.72V	45.99V	48.86V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.36%		20.55%		20.75%		20.94%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		546Wp	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	546Wp	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.17%	21.38%	21.58%	21.78%	21.99%
15%	Maximum Power (Pmax)	598Wp	604Wp	610Wp	615Wp	621Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.19%	23.41%	23.64%	23.86%	24.08%
25%	Maximum Power (Pmax)	650Wp	656Wp	663Wp	669Wp	675Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.45%	25.69%	25.93%	26.18%

* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM520-540M-72HL4-BDVP-A1-EN

© Copyright Information | Document reference: 20220228.18335803 | Dieke Jacobs / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Solarpark

Cottbuser Ostsee

Created Feb. 10, 2022
Updated Feb. 10, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 64730.11193

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
PV Feld 1	12.0	90.0	0	6,299	-
PV Feld 2	0.0	180.0	1,491	633	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 191,904 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 145,701 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0 deg
Orientation: 90.0 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	51.790158	14.424583	63.05	0.60	63.65
2	51.790160	14.432122	62.14	0.60	62.74
3	51.787640	14.432169	66.72	0.60	67.32
4	51.787643	14.424631	64.55	0.60	65.15



Name: PV Feld 2
Footprint area: 46,204 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 0.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.787560	14.427893	62.56	0.00	62.56
2	51.787556	14.432174	66.77	0.00	66.77
3	51.786163	14.432195	63.59	0.00	63.59
4	51.786156	14.427871	61.41	0.00	61.41



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.803805	14.421122	49.71	2.00	51.71
OP 2	51.802953	14.448028	92.98	2.00	94.98
OP 3	51.787468	14.448356	78.79	2.00	80.79
OP 4	51.763728	14.420074	73.73	2.00	75.73
OP 5	51.777994	14.393333	71.32	2.00	73.32
OP 6	51.794334	14.381720	67.40	2.00	69.40
OP 7	51.800734	14.385376	65.23	2.00	67.23
OP 8	51.787561	14.433671	64.44	2.00	66.44

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	12.0	90.0	0	6,299	-	
PV Feld 2	0.0	180.0	1,491	633	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	389	747	129	0	863	1491	1312	109	0	640	611	8
pv-feld-2 (green)	4	267	203	145	126	0	0	268	70	311	97	0
pv-feld-2 (yellow)	73	51	179	0	0	0	0	0	163	49	75	43

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	2524
OP: OP 3	0	1711
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	0
OP: OP 8	0	2064

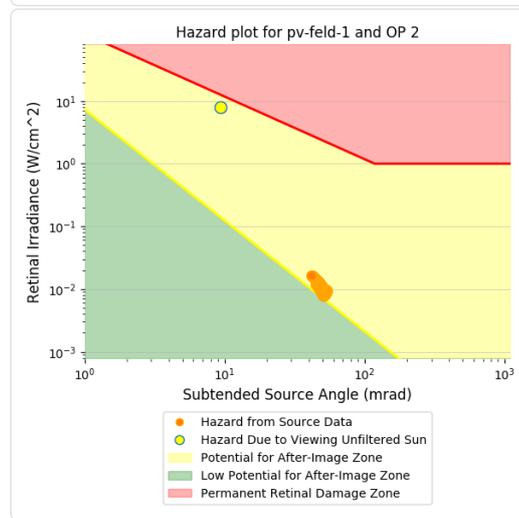
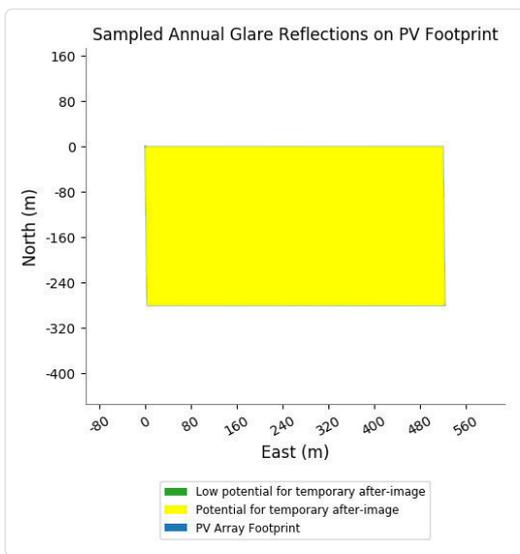
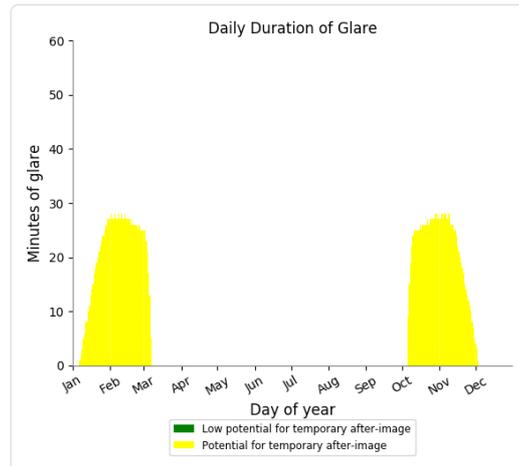
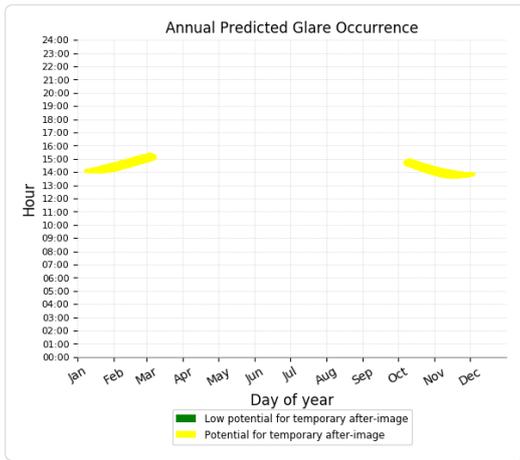
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

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

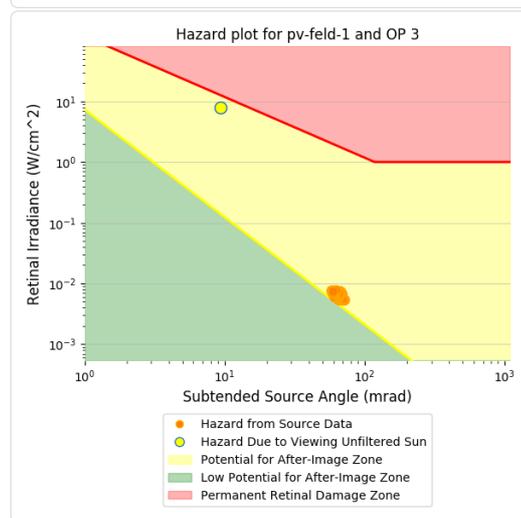
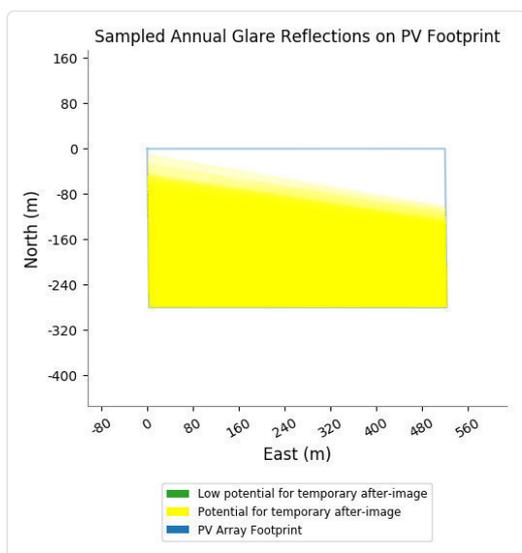
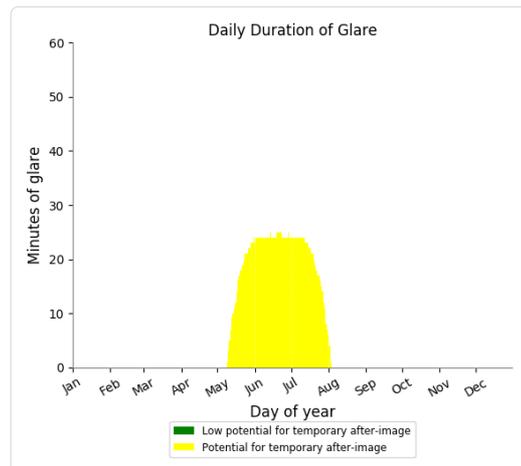
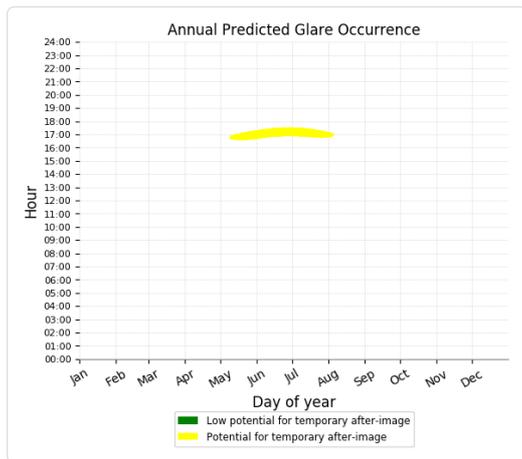
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,524 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,711 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

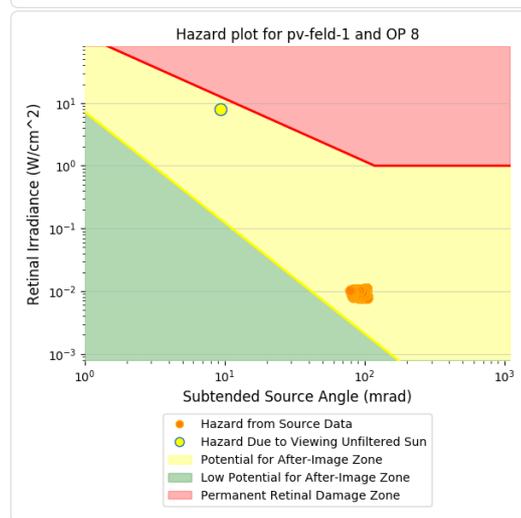
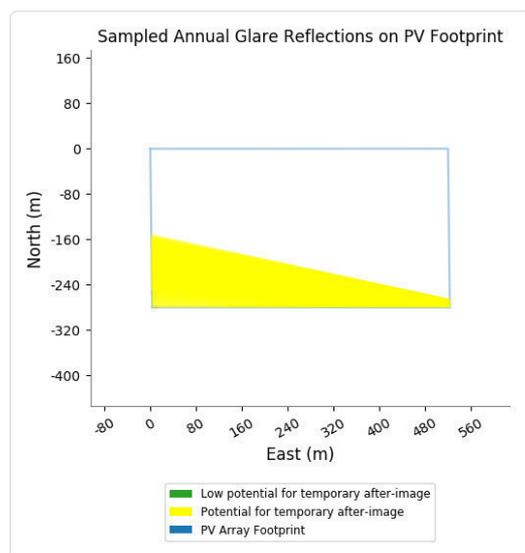
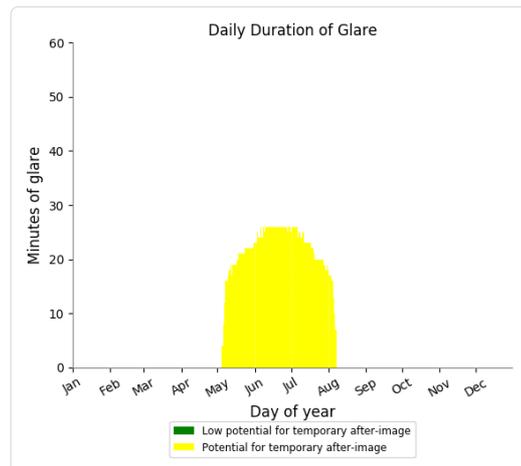
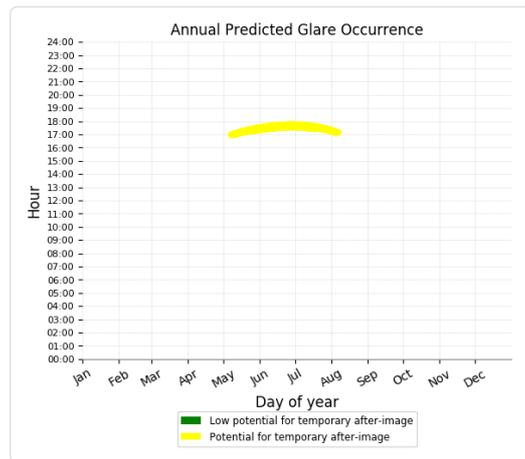
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 8)

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.
- 2,064 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	156	327
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	539	0
OP: OP 6	347	0
OP: OP 7	449	0
OP: OP 8	0	306

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

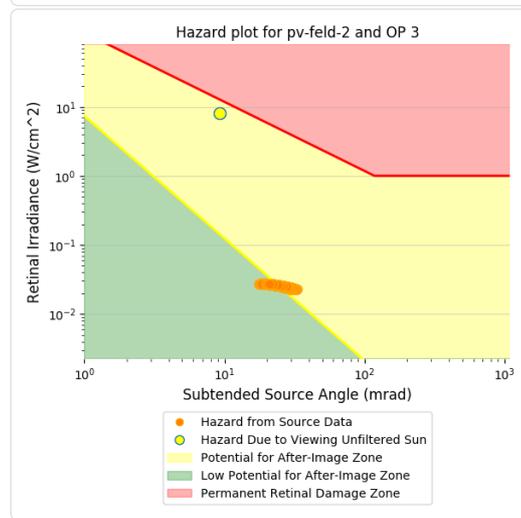
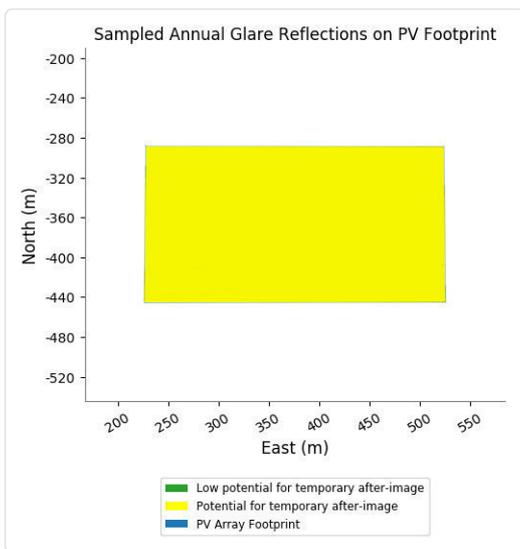
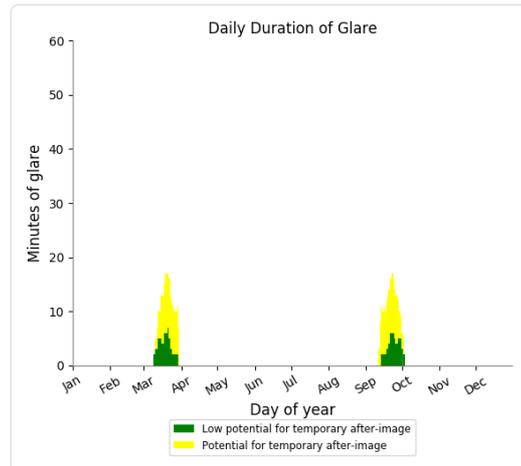
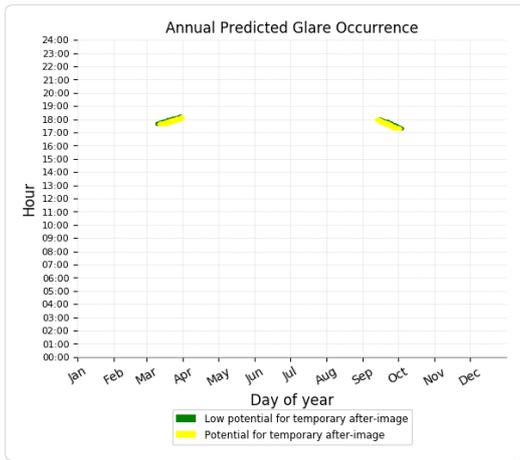
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

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

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



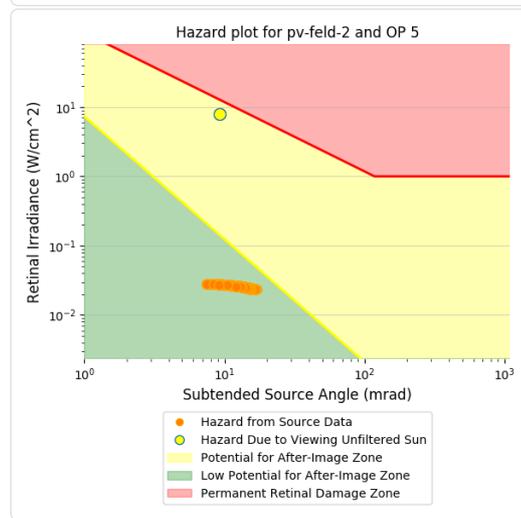
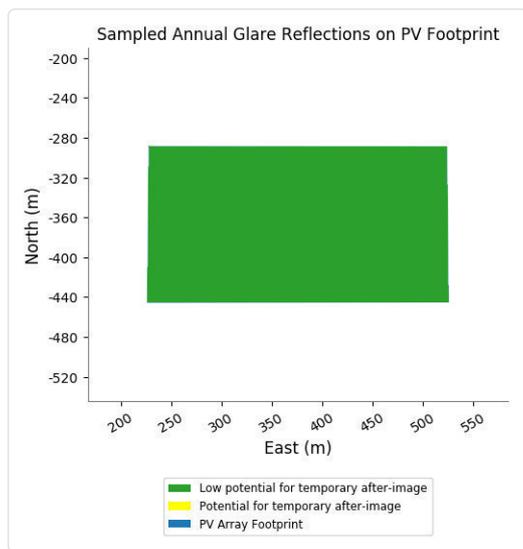
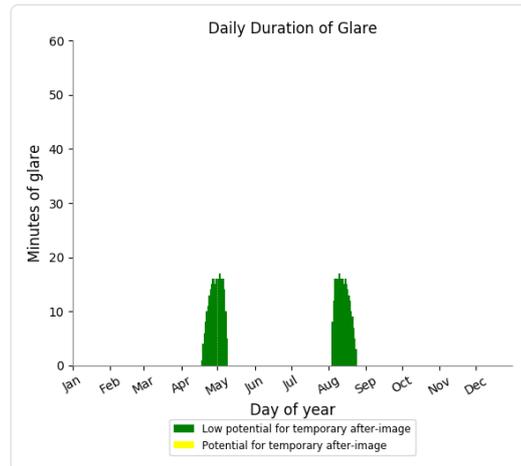
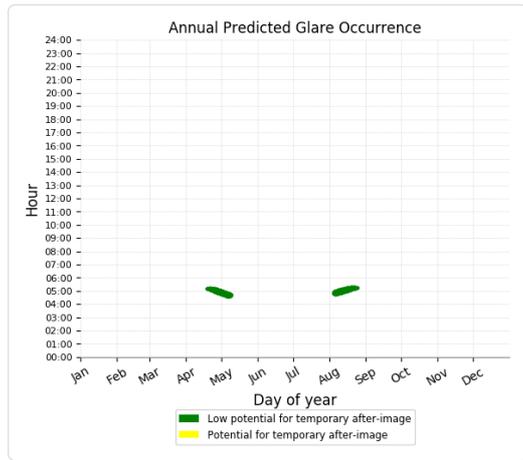
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

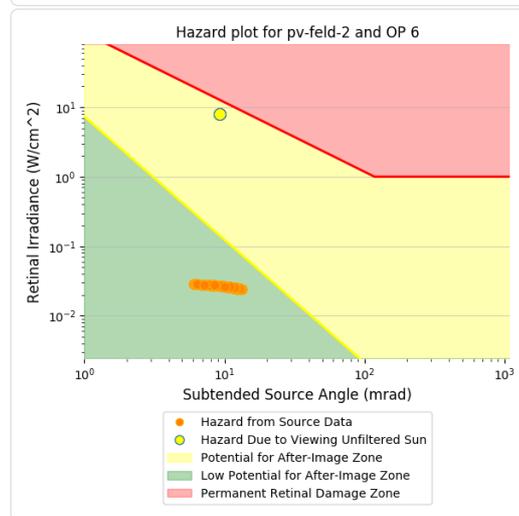
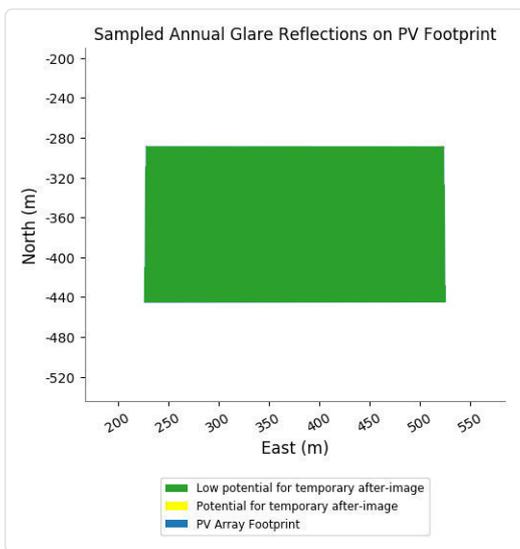
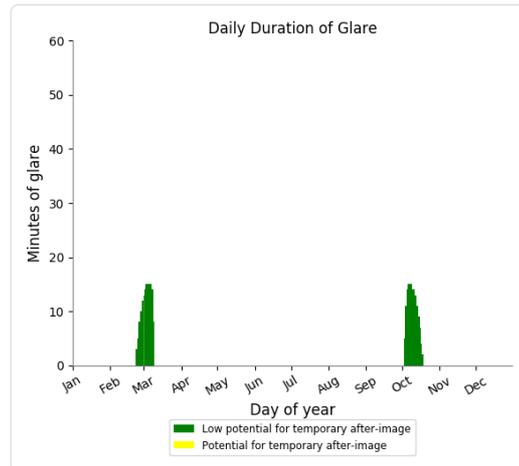
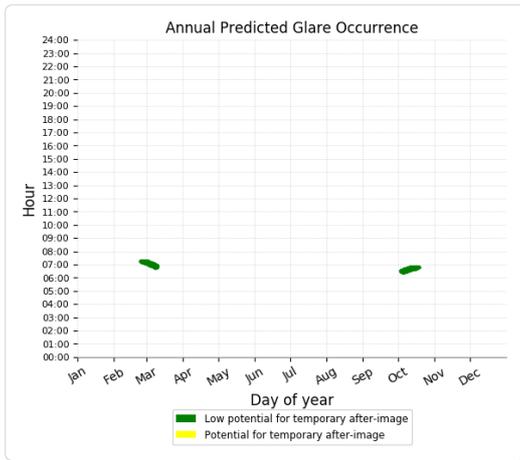
- 539 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

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

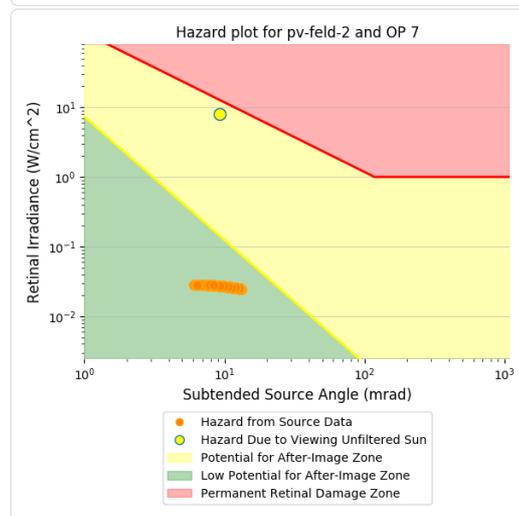
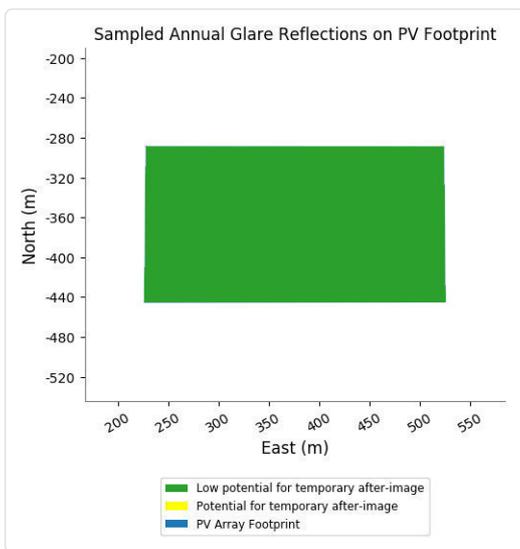
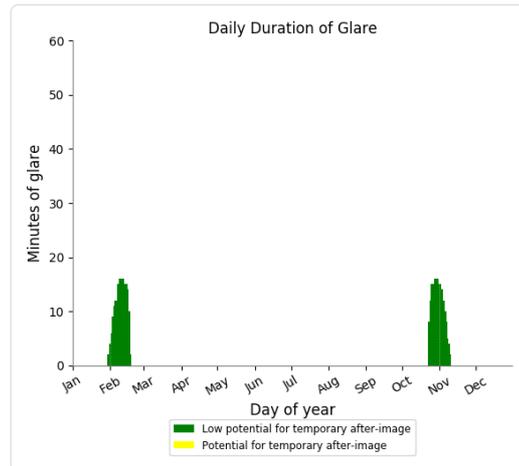
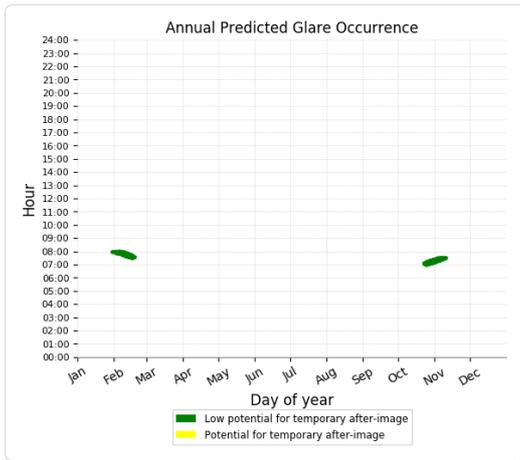
- 347 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 7)

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

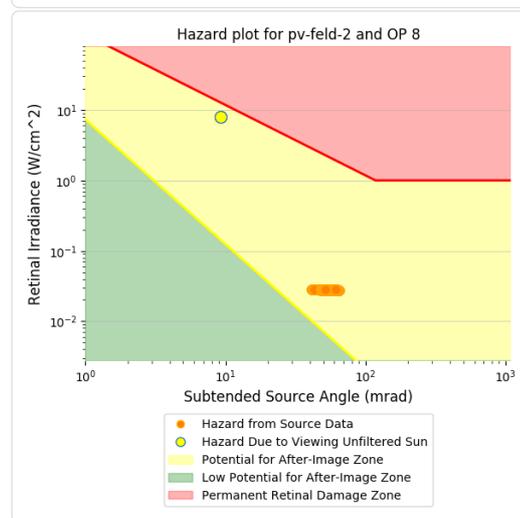
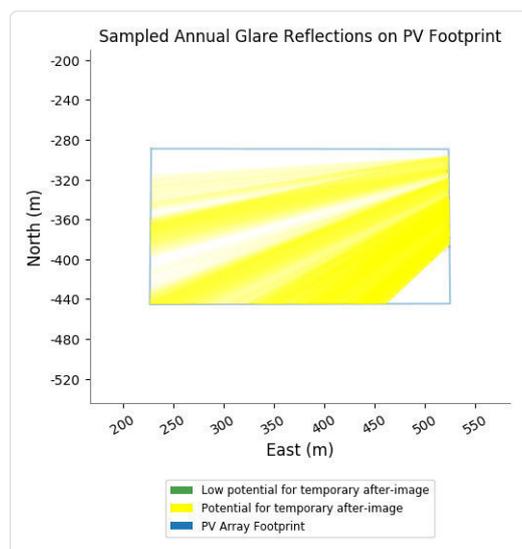
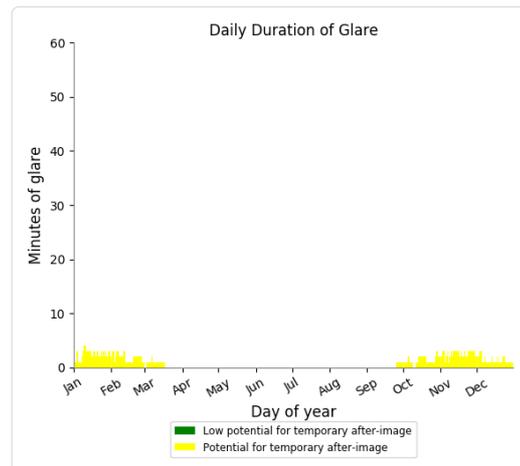
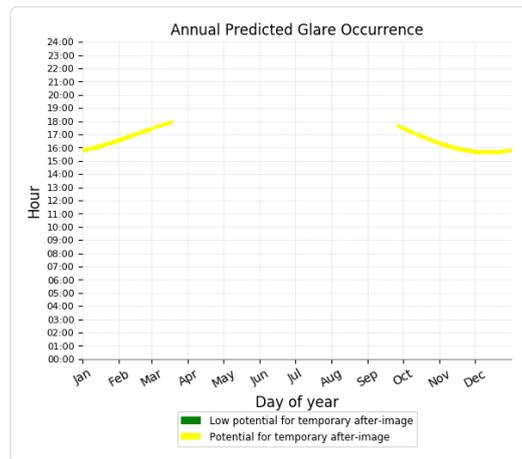
- 449 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 8)

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.
- 306 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.

Solarpark

Cottbuser Ostsee _West

Created Feb. 10, 2022
Updated Feb. 10, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 64730.11193

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
PV Feld 1	12.0	270.0	1,669	851	-
PV Feld 2	0.0	180.0	1,491	633	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 191,904 m²

Name: PV Feld 1

Footprint area: 145,701 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 12.0 deg

Orientation: 270.0 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	51.790158	14.424583	63.05	0.60	63.65
2	51.790160	14.432122	62.14	0.60	62.74
3	51.787640	14.432169	66.72	0.60	67.32
4	51.787643	14.424631	64.55	0.60	65.15



Name: PV Feld 2

Footprint area: 46,204 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 0.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.787560	14.427893	62.56	0.00	62.56
2	51.787556	14.432174	66.77	0.00	66.77
3	51.786163	14.432195	63.59	0.00	63.59
4	51.786156	14.427871	61.41	0.00	61.41



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.803805	14.421122	49.71	2.00	51.71
OP 2	51.802953	14.448028	92.98	2.00	94.98
OP 3	51.787468	14.448356	78.79	2.00	80.79
OP 4	51.763728	14.420074	73.73	2.00	75.73
OP 5	51.777994	14.393333	71.32	2.00	73.32
OP 6	51.794334	14.381720	67.40	2.00	69.40
OP 7	51.800734	14.385376	65.23	2.00	67.23
OP 8	51.787561	14.433671	64.44	2.00	66.44

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	12.0	270.0	1,669	851	-	
PV Feld 2	0.0	180.0	1,491	633	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	232	506	99	0	0	411	417	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	607
pv-feld-2 (green)	4	267	203	145	126	0	0	268	70	311	97	0
pv-feld-2 (yellow)	73	51	179	0	0	0	0	0	163	49	75	43

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

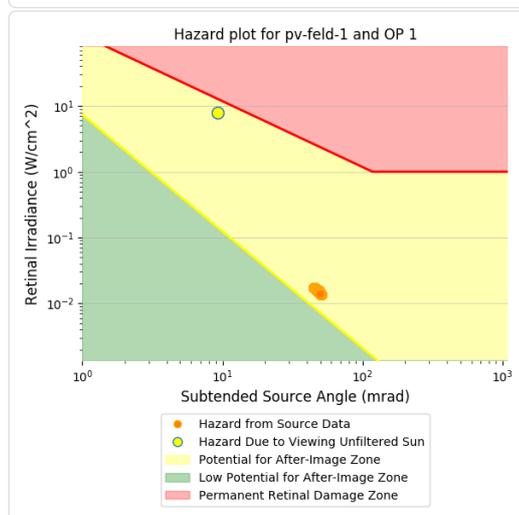
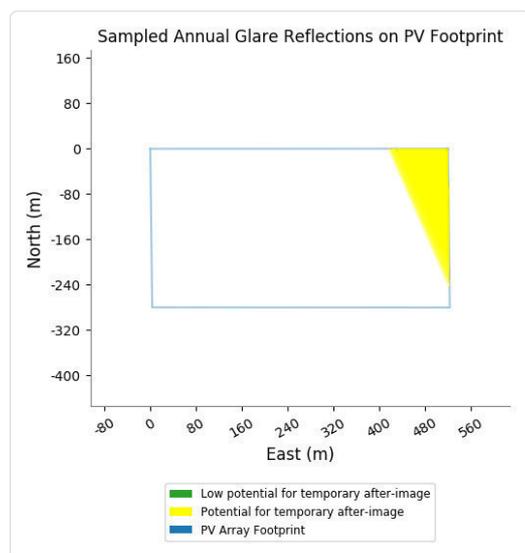
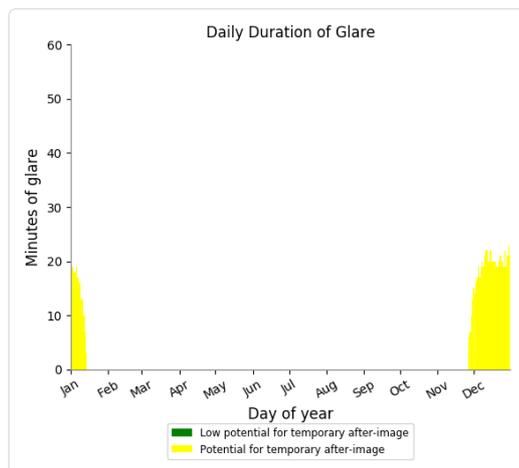
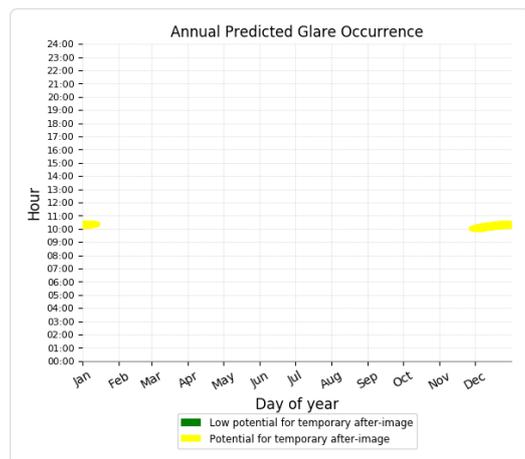
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	851
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	832	0
OP: OP 7	837	0
OP: OP 8	0	0

PV Feld 1 - 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.
- 851 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

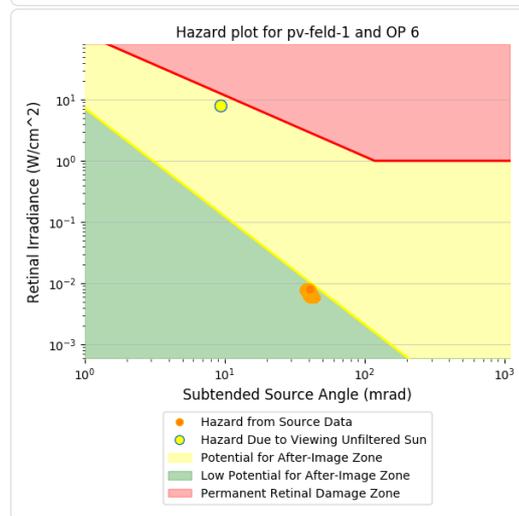
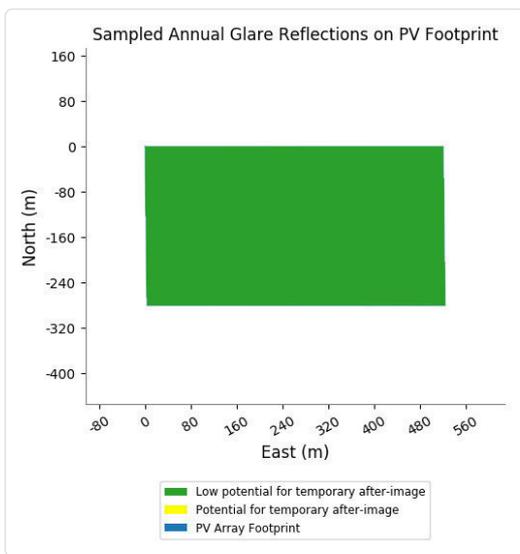
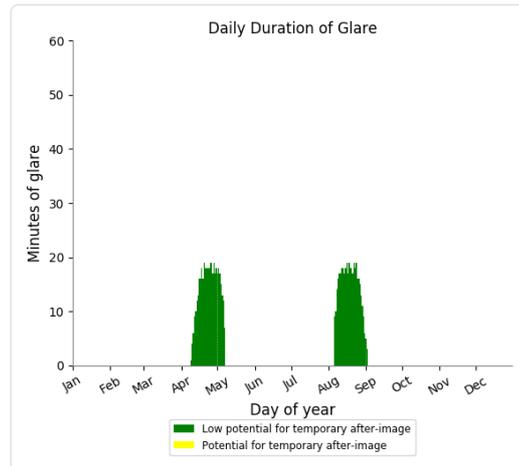
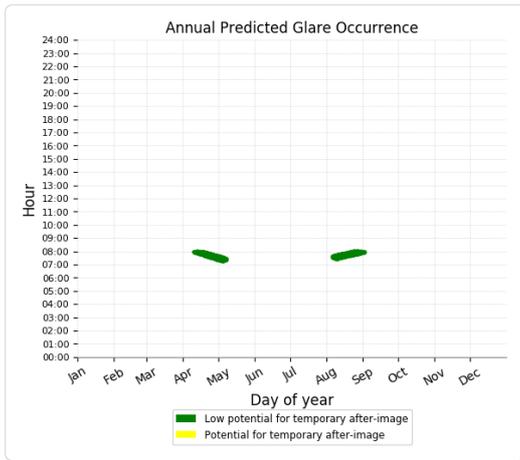
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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

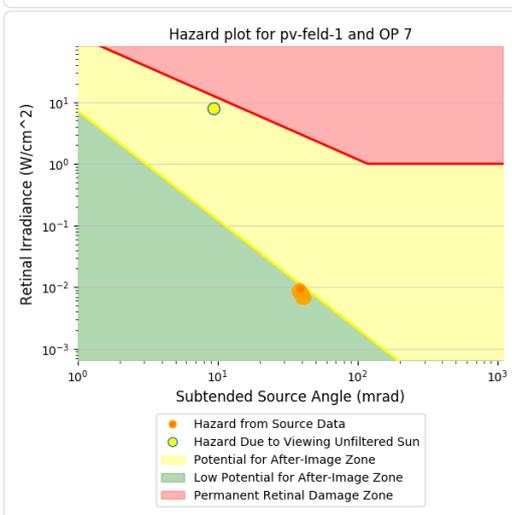
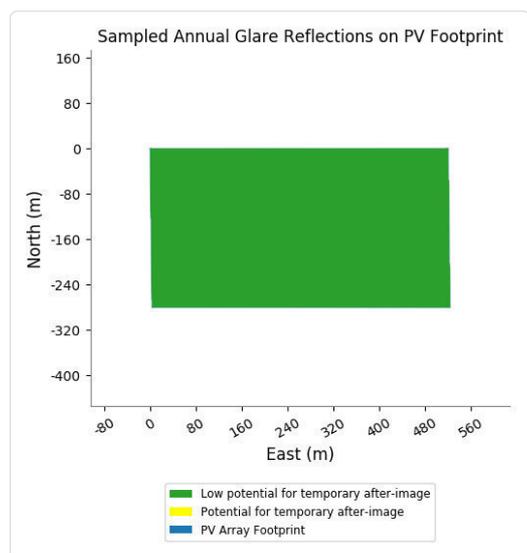
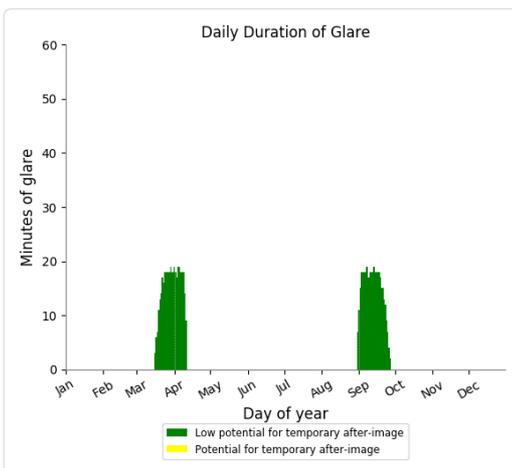
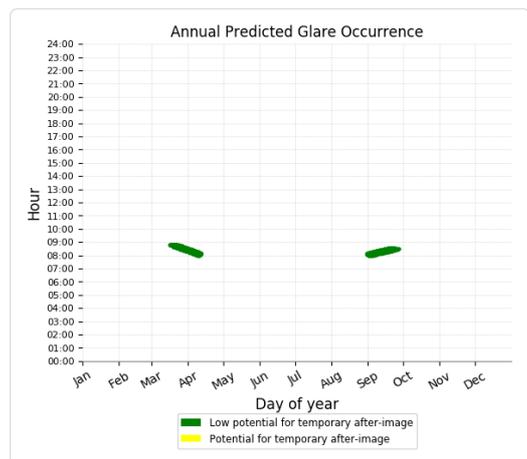
- 832 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 7)

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

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



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 8)

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	156	327
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	539	0
OP: OP 6	347	0
OP: OP 7	449	0
OP: OP 8	0	306

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

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 P2 (pv-feld-1-90°)
2022-01-07 14:06:00	0,011123	874,0976	2	0,335073	0,016612	0,041673	207,7	11,4	-0,455	-0,868	0,198	0,496	0,868	-0,004	7. Jan.	1	14:06	14:06	10.01.2022	30.11.2022	28	2510	13:39	15:21	
2022-01-08 14:07:00	0,011028	873,9373	2	0,331346	0,016424	0,041927	207,7	11,5	-0,456	-0,867	0,2	0,498	0,867	-0,003	8. Jan.	2	14:07	14:08							
2022-01-08 14:08:00	0,011102	871,8522	2	0,335253	0,016578	0,041691	207,9	11,5	-0,459	-0,866	0,199	0,5	0,866	-0,005	9. Jan.	3	14:06	14:08							
2022-01-09 14:06:00	0,01088	877,872	2	0,323654	0,016115	0,042415	207,5	11,7	-0,452	-0,868	0,203	0,496	0,868	0,002	10. Jan.	5	14:06	14:10							
2022-01-09 14:07:00	0,010954	875,8262	2	0,32746	0,016267	0,04219	207,7	11,7	-0,456	-0,867	0,202	0,499	0,867	-0,001	11. Jan.	6	14:06	14:11							
2022-01-09 14:08:00	0,011029	873,7646	2	0,331326	0,01642	0,041959	208	11,6	-0,46	-0,865	0,201	0,501	0,865	-0,004	12. Jan.	8	14:05	14:12							
2022-01-10 14:06:00	0,0107	879,6946	2	0,315954	0,015764	0,042894	207,3	11,9	-0,449	-0,869	0,207	0,495	0,869	0,006	13. Jan.	8	14:06	14:13							
2022-01-10 14:07:00	0,010775	877,6717	2	0,319661	0,015913	0,042682	207,6	11,9	-0,453	-0,868	0,205	0,497	0,868	0,003	14. Jan.	10	14:05	14:14							
2022-01-10 14:08:00	0,01085	875,6331	2	0,323425	0,016063	0,042462	207,8	11,8	-0,456	-0,866	0,204	0,5	0,866	0,001	15. Jan.	11	14:05	14:15							
2022-01-10 14:09:00	0,010925	873,5787	2	0,327248	0,016214	0,042235	208	11,7	-0,46	-0,864	0,203	0,503	0,864	-0,002	16. Jan.	13	14:05	14:17							
2022-01-10 14:10:00	0,010999	871,5087	2	0,331129	0,016368	0,042002	208,2	11,6	-0,463	-0,863	0,202	0,505	0,863	-0,004	17. Jan.	14	14:05	14:18							
2022-01-11 14:06:00	0,010615	881,4745	2	0,311865	0,015592	0,043164	207,4	12,1	-0,45	-0,868	0,209	0,496	0,868	0,008	18. Jan.	15	14:05	14:19							
2022-01-11 14:07:00	0,010691	879,4741	2	0,315528	0,015739	0,042955	207,6	12	-0,453	-0,867	0,208	0,499	0,867	0,005	19. Jan.	17	14:05	14:21							
2022-01-11 14:08:00	0,010766	877,458	2	0,319248	0,015888	0,042741	207,8	11,9	-0,457	-0,865	0,206	0,501	0,865	0,003	20. Jan.	18	14:05	14:22							
2022-01-11 14:09:00	0,010841	875,4264	2	0,323025	0,016039	0,042519	208,1	11,8	-0,46	-0,864	0,205	0,504	0,864	0	21. Jan.	19	14:05	14:23							
2022-01-11 14:10:00	0,010916	873,3791	2	0,326862	0,016192	0,042291	208,3	11,8	-0,464	-0,862	0,204	0,507	0,862	-0,002	22. Jan.	20	14:06	14:25							
2022-01-11 14:11:00	0,010991	871,3164	2	0,330758	0,016346	0,042055	208,5	11,7	-0,467	-0,86	0,203	0,509	0,86	-0,005	23. Jan.	21	14:06	14:26							
2022-01-12 14:05:00	0,01045	885,1745	2	0,304081	0,015267	0,043642	207,2	12,3	-0,447	-0,869	0,213	0,495	0,869	0,012	24. Jan.	22	14:06	14:27							
2022-01-12 14:06:00	0,010525	883,2118	2	0,307644	0,015411	0,043442	207,4	12,2	-0,45	-0,868	0,211	0,497	0,868	0,01	25. Jan.	23	14:07	14:29							
2022-01-12 14:07:00	0,010601	881,2336	2	0,311262	0,015557	0,043237	207,7	12,1	-0,454	-0,866	0,21	0,5	0,866	0,007	26. Jan.	24	14:07	14:30							
2022-01-12 14:08:00	0,010676	879,2397	2	0,314936	0,015706	0,043026	207,9	12,1	-0,457	-0,864	0,209	0,503	0,864	0,005	27. Jan.	24	14:08	14:31							
2022-01-12 14:09:00	0,010752	877,2304	2	0,318668	0,015855	0,042811	208,1	12	-0,461	-0,863	0,208	0,505	0,863	0,002	28. Jan.	25	14:08	14:32							
2022-01-12 14:10:00	0,010827	875,2056	2	0,322457	0,016007	0,042587	208,3	11,9	-0,464	-0,861	0,206	0,508	0,861	0	29. Jan.	26	14:09	14:34							
2022-01-12 14:11:00	0,010903	873,1653	2	0,326305	0,01616	0,042356	208,6	11,8	-0,468	-0,86	0,205	0,511	0,86	-0,003	30. Jan.	27	14:10	14:36							
2022-01-12 14:12:00	0,010978	871,1096	2	0,330214	0,016315	0,04212	208,8	11,8	-0,471	-0,858	0,204	0,514	0,858	-0,006	31. Jan.	27	14:11	14:37							
2022-01-13 14:06:00	0,010332	884,907	2	0,299782	0,015046	0,043923	207,3	12,4	-0,447	-0,868	0,215	0,496	0,868	0,015	1. Feb.	27	14:12	14:38							
2022-01-13 14:07:00	0,010407	882,9505	2	0,3033	0,015189	0,043726	207,5	12,3	-0,451	-0,867	0,214	0,499	0,867	0,012	2. Feb.	28	14:13	14:40							
2022-01-13 14:08:00	0,010482	880,9785	2	0,306872	0,015334	0,043525	207,7	12,3	-0,454	-0,865	0,213	0,502	0,865	0,009	3. Feb.	27	14:15	14:41							
2022-01-13 14:09:00	0,010558	878,991	2	0,310499	0,01548	0,043319	207,9	12,2	-0,458	-0,864	0,211	0,504	0,864	0,007	4. Feb.	27	14:16	14:42							
2022-01-13 14:10:00	0,010633	876,9882	2	0,314183	0,015628	0,043107	208,2	12,1	-0,461	-0,862	0,21	0,507	0,862	0,004	5. Feb.	28	14:18	14:45							
2022-01-13 14:11:00	0,010709	874,97	2	0,317924	0,015778	0,04289	208,4	12,1	-0,465	-0,86	0,209	0,51	0,86	0,002	6. Feb.	27	14:20	14:46							
2022-01-13 14:12:00	0,010784	872,9365	2	0,321723	0,015929	0,042654	208,6	12	-0,468	-0,859	0,208	0,512	0,859	-0,001	7. Feb.	27	14:21	14:47							
2022-01-13 14:13:00	0,01086	870,8877	2	0,325582	0,016082	0,042432	208,8	11,9	-0,472	-0,857	0,206	0,515	0,857	-0,003	8. Feb.	28	14:22	14:49							
2022-01-14 14:05:00	0,010157	888,4802	2	0,291953	0,014712	0,044397	207,1	12,6	-0,444	-0,869	0,219	0,495	0,869	0,019	9. Feb.	27	14:24	14:50							
2022-01-14 14:06:00	0,010232	886,5604	2	0,29537	0,014852	0,044211	207,3	12,6	-0,448	-0,867	0,218	0,498	0,867	0,017	10. Feb.	27	14:25	14:51							
2022-01-14 14:07:00	0,010307	884,6251	2	0,298841	0,014994	0,044018	207,5	12,5	-0,451	-0,866	0,216	0,5	0,866	0,014	11. Feb.	28	14:26	14:53							
2022-01-14 14:08:00	0,010383	882,6745	2	0,302365	0,015138	0,04382	207,8	12,4	-0,455	-0,864	0,215	0,503	0,864	0,012	12. Feb.	27	14:28	14:54							
2022-01-14 14:09:00	0,010458	880,7086	2	0,305944	0,015283	0,043617	208	12,4	-0,458	-0,863	0,214	0,506	0,863	0,009	13. Feb.	28	14:29	14:56							
2022-01-14 14:10:00	0,010534	878,7274	2	0,309579	0,015429	0,04341	208,2	12,3	-0,462	-0,861	0,213	0,508	0,861	0,006	14. Feb.	27	14:31	14:57							
2022-01-14 14:11:00	0,01061	876,7309	2	0,31327	0,015578	0,043197	208,4	12,2	-0,465	-0,859	0,211	0,511	0,859	0,004	15. Feb.	27	14:33	14:59							
2022-01-14 14:12:00	0,010686	874,7192	2	0,317019	0,015728	0,042978	208,7	12,1	-0,469	-0,858	0,21	0,514	0,858	0,001	16. Feb.	27	14:34	15:00							
2022-01-14 14:13:00	0,010762	872,6924	2	0,320826	0,01588	0,042751	208,9	12,1	-0,472	-0,856	0,209	0,517	0,856	-0,001	17. Feb.	27	14:36	15:02							
2022-01-14 14:14:00	0,010837	870,6503	2	0,324693	0,016034	0,042518	209,1	12	-0,476	-0,855	0,208	0,519	0,855	-0,004	18. Feb.	26	14:38	15:03							
2022-01-15 14:05:00	0,010052	890,0713	2	0,287483	0,014513	0,044684	207,1	12,8	-0,445	-0,868	0,222	0,496	0,868	0,022	19. Feb.	27	14:39	15:05							
2022-01-15 14:06:00	0,010127	888,1722	2	0,290853	0,014652	0,044503	207,4	12,7	-0,448	-0,866	0,22	0,499	0,866	0,019	20. Feb.	26	14:41	15:06							
2022-01-15 14:07:00	0,010203	886,2579	2	0,294275	0,014792	0,044315	207,6	12,7	-0,452	-0,865	0,219	0,502	0,865	0,016	21. Feb.	26	14:43	15:08							
2022-01-15 14:08:00	0,010278	884,3283	2	0,297751	0,014934	0,044121	207,8	12,6	-0,455	-0,863	0,218	0,505	0,863	0,014	22. Feb.	26	14:44	15:09							
2022-01-15 14:09:00	0,010354	882,3835	2	0,301128	0,015078	0,043922	208	12,5	-0,459	-0,862	0,217	0,507	0,862	0,011	23. Feb.	26	14:46	15:11							
2022-01-15 14:10:00	0,01043	880,4235	2	0,304865	0,015224	0,043718	208,3	12,4	-0,462	-0,86	0,215	0,51	0,86	0,009	24. Feb.	25	14:47	15:11							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
 2510 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 28 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2525 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 P8 (pv-feld-1-90°)
2022-05-05 16:57:00	0,010116	784,7184	2	0,209553	0,009327	0,080085	268,1	22,1	-0,926	-0,03	0,377	0,999	0,03	-0,032	5. Mai.	4	16:57	17:01	06.05.2022	07.08.2022	26	2060	16:51	17:53	
2022-05-05 16:59:00	0,010496	781,9309	2	0,216524	0,009603	0,080629	268,5	21,8	-0,928	-0,024	0,372	0,999	0,024	-0,038	6. Mai.	8	16:54	17:06							
2022-05-05 17:00:00	0,010672	780,5313	2	0,220092	0,009744	0,080773	268,7	21,7	-0,929	-0,021	0,369	0,999	0,021	-0,04	7. Mai.	12	16:53	17:08							
2022-05-05 17:01:00	0,011106	779,1277	2	0,223716	0,009886	0,082539	268,9	21,5	-0,93	-0,017	0,367	0,999	0,017	-0,043	8. Mai.	16	16:51	17:10							
2022-05-06 16:54:00	0,009584	789,6547	2	0,194916	0,00873	0,08094	267,7	22,8	-0,921	-0,036	0,388	0,999	0,036	-0,02	9. Mai.	16	16:53	17:12							
2022-05-06 16:58:00	0,010436	784,1327	2	0,208111	0,009256	0,082793	268,5	22,2	-0,926	-0,024	0,378	0,999	0,024	-0,031	10. Mai.	17	16:55	17:13							
2022-05-06 16:59:00	0,010636	782,7424	2	0,21154	0,009391	0,083096	268,7	22,1	-0,927	-0,02	0,375	0,999	0,02	-0,034	11. Mai.	18	16:56	17:15							
2022-05-06 17:01:00	0,010934	779,95	2	0,218561	0,009669	0,082995	269,1	21,7	-0,929	-0,014	0,37	0,999	0,014	-0,039	12. Mai.	19	16:58	17:17							
2022-05-06 17:02:00	0,011085	778,548	2	0,222154	0,00981	0,082945	269,3	21,6	-0,93	-0,011	0,368	0,999	0,011	-0,042	13. Mai.	17	17:00	17:18							
2022-05-06 17:03:00	0,011358	777,142	2	0,225803	0,009953	0,083622	269,5	21,4	-0,931	-0,008	0,365	0,999	0,008	-0,045	14. Mai.	19	17:01	17:20							
2022-05-06 17:04:00	0,011336	775,7322	2	0,229508	0,010098	0,082492	269,7	21,3	-0,932	-0,004	0,363	0,999	0,004	-0,047	15. Mai.	19	17:03	17:22							
2022-05-06 17:06:00	0,011417	772,9009	2	0,237094	0,010394	0,080979	270,1	21	-0,934	0,002	0,358	0,999	-0,002	-0,053	16. Mai.	19	17:04	17:23							
2022-05-07 16:53:00	0,009665	792,7061	2	0,18742	0,008427	0,083971	267,7	23,2	-0,918	-0,036	0,394	0,999	0,036	-0,014	17. Mai.	20	17:05	17:24							
2022-05-07 16:55:00	0,009864	789,9829	2	0,193664	0,008677	0,083354	268,1	22,9	-0,921	-0,03	0,389	0,999	0,03	-0,019	18. Mai.	20	17:06	17:25							
2022-05-07 16:59:00	0,010576	784,4895	2	0,206753	0,009199	0,084125	268,9	22,3	-0,925	-0,017	0,379	0,999	0,017	-0,03	19. Mai.	21	17:07	17:27							
2022-05-07 17:00:00	0,010958	783,1063	2	0,210155	0,009334	0,085549	269,1	22,1	-0,926	-0,014	0,376	0,999	0,014	-0,033	20. Mai.	21	17:08	17:28							
2022-05-07 17:01:00	0,010974	781,7194	2	0,213609	0,009471	0,084665	269,3	22	-0,927	-0,011	0,374	0,999	0,011	-0,036	21. Mai.	21	17:09	17:29							
2022-05-07 17:02:00	0,011055	780,3285	2	0,217118	0,009609	0,084173	269,5	21,8	-0,928	-0,008	0,371	0,999	0,008	-0,038	22. Mai.	21	17:10	17:30							
2022-05-07 17:03:00	0,011204	778,9337	2	0,220681	0,00975	0,084099	269,7	21,7	-0,929	-0,004	0,369	0,999	0,004	-0,041	23. Mai.	21	17:11	17:31							
2022-05-07 17:04:00	0,01135	777,5351	2	0,2243	0,009892	0,083995	269,9	21,5	-0,93	-0,001	0,366	0,999	0,001	-0,044	24. Mai.	22	17:11	17:32							
2022-05-07 17:05:00	0,012982	776,1327	2	0,227975	0,010036	0,091964	270,1	21,3	-0,931	0,002	0,364	0,999	-0,002	-0,046	25. Mai.	22	17:09	17:33							
2022-05-07 17:06:00	0,012478	774,7264	2	0,231707	0,010181	0,088431	270,3	21,2	-0,932	0,005	0,361	0,999	-0,005	-0,049	26. Mai.	22	17:10	17:34							
2022-05-07 17:07:00	0,011706	773,3162	2	0,235496	0,010329	0,083144	270,5	21	-0,933	0,008	0,359	0,999	-0,008	-0,052	27. Mai.	22	17:12	17:36							
2022-05-07 17:08:00	0,011745	771,9022	2	0,239344	0,010479	0,08238	270,7	20,9	-0,934	0,012	0,356	0,998	-0,012	-0,054	28. Mai.	22	17:13	17:37							
2022-05-08 16:51:00	0,008928	797,0654	2	0,177354	0,008018	0,081929	267,5	23,7	-0,915	-0,039	0,402	0,999	0,039	-0,005	29. Mai.	22	17:14	17:38							
2022-05-08 16:54:00	0,00968	793,0308	2	0,186294	0,008379	0,084459	268,1	23,3	-0,918	-0,03	0,395	0,999	0,03	-0,013	30. Mai.	22	17:15	17:39							
2022-05-08 16:55:00	0,009817	791,6781	2	0,189369	0,008503	0,084419	268,3	23,1	-0,919	-0,027	0,392	1	0,027	-0,015	31. Mai.	23	17:15	17:39							
2022-05-08 16:56:00	0,009995	790,3215	2	0,192492	0,008629	0,084642	268,5	22,9	-0,921	-0,023	0,39	1	0,023	-0,018	1. Jun.	23	17:16	17:40							
2022-05-08 16:57:00	0,01146	788,961	2	0,195663	0,008756	0,092715	268,7	22,8	-0,922	-0,02	0,387	1	0,02	-0,021	2. Jun.	23	17:17	17:41							
2022-05-08 17:00:00	0,010644	784,8564	2	0,20548	0,009147	0,084952	269,3	22,3	-0,925	-0,011	0,38	1	0,011	-0,029	3. Jun.	25	17:18	17:43							
2022-05-08 17:01:00	0,010803	783,4805	2	0,208855	0,009281	0,084975	269,5	22,2	-0,926	-0,008	0,377	0,999	0,008	-0,032	4. Jun.	24	17:19	17:43							
2022-05-08 17:02:00	0,012584	782,1007	2	0,212283	0,009417	0,094044	269,7	22	-0,927	-0,004	0,375	0,999	0,004	-0,035	5. Jun.	24	17:20	17:44							
2022-05-08 17:03:00	0,011106	780,717	2	0,215764	0,009554	0,084882	269,9	21,9	-0,928	-0,001	0,372	0,999	0,001	-0,037	6. Jun.	26	17:20	17:45							
2022-05-08 17:04:00	0,011256	779,3296	2	0,219299	0,009693	0,084809	270,1	21,7	-0,929	0,002	0,37	0,999	-0,002	-0,04	7. Jun.	24	17:21	17:45							
2022-05-08 17:05:00	0,011634	777,9383	2	0,222889	0,009835	0,086066	270,3	21,6	-0,93	0,005	0,367	0,999	-0,005	-0,043	8. Jun.	26	17:21	17:46							
2022-05-08 17:06:00	0,011888	776,5431	2	0,226534	0,009977	0,086552	270,5	21,4	-0,931	0,008	0,365	0,999	-0,008	-0,045	9. Jun.	25	17:23	17:47							
2022-05-08 17:07:00	0,011682	775,1442	2	0,230236	0,010122	0,084392	270,7	21,2	-0,932	0,011	0,362	0,999	-0,011	-0,048	10. Jun.	26	17:23	17:48							
2022-05-08 17:08:00	0,011818	773,7414	2	0,233995	0,010269	0,0842	270,9	21,1	-0,933	0,015	0,36	0,999	-0,015	-0,051	11. Jun.	26	17:23	17:48							
2022-05-08 17:09:00	0,011937	772,3349	2	0,237811	0,010417	0,083904	271,1	20,9	-0,934	0,018	0,357	0,998	-0,018	-0,053	12. Jun.	26	17:24	17:49							
2022-05-08 17:10:00	0,012827	770,9245	2	0,241687	0,010568	0,087793	271,3	20,8	-0,935	0,021	0,355	0,998	-0,021	-0,056	13. Jun.	26	17:24	17:49							
2022-05-09 16:53:00	0,009394	795,1742	2	0,179281	0,008086	0,084846	268,1	23,6	-0,916	-0,03	0,401	1	0,03	-0,006	14. Jun.	26	17:25	17:50							
2022-05-09 16:55:00	0,009752	792,4834	2	0,185245	0,008326	0,085395	268,5	23,3	-0,918	-0,023	0,396	1	0,023	-0,012	15. Jun.	26	17:26	17:51							
2022-05-09 16:56:00	0,01007	791,1321	2	0,188297	0,008449	0,08657	268,7	23,2	-0,919	-0,02	0,393	1	0,02	-0,015	16. Jun.	26	17:26	17:51							
2022-05-09 16:57:00	0,011549	789,777	2	0,191398	0,008574	0,09455	268,9	23	-0,92	-0,017	0,391	1	0,017	-0,017	17. Jun.	26	17:26	17:51							
2022-05-09 16:58:00	0,010995	788,418	2	0,194547	0,0087	0,090455	269,1	22,9	-0,921	-0,014	0,388	1	0,014	-0,02	18. Jun.	26	17:26	17:51							
2022-05-09 17:02:00	0,011256	782,9435	2	0,207642	0,009221	0,088169	269,9	22,2	-0,926	-0,001	0,378	1	0,001	-0,031	19. Jun.	26	17:27	17:52							
2022-05-09 17:03:00	0,011825	781,5652	2	0,211044	0,009355	0,09046	270,1	22,1	-0,927	0,002	0,376	0,999	-0,002	-0,034	20. Jun.	26	17:27	17:52							
2022-05-09 17:04:00	0,013316	780,1832	2	0,214498	0,009492	0,097089	270,3	21,9	-0,928	0,005	0,373	0,999	-0,005	-0,036	21. Jun.	26	17:27	17:52							
2022-05-09 17:05:00	0,01126	778,7973	2	0,218006	0,00963	0,085284	270,5	21,8	-0,929	0,008	0,371	0,999	-0,008	-0,039	22. Jun.	26	17:27	17:52							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 8:
 2060 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1558 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 502 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 26 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2065 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/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 P8 (pv-feld-2-0')	
2022-01-01 15:51:00	0,015638	551,9817	2	0,573704	0,028364	0,050717	229,9	0,5	-0,765	-0,644	0,009	0,765	0,644	0,009												
2022-01-02 15:51:00	0,016231	553,6091	2	0,569652	0,028247	0,053276	230	0,6	-0,766	-0,643	0,01	0,766	0,643	0,01												
2022-01-03 15:53:00	0,015697	551,533	2	0,572172	0,028265	0,051168	230,2	0,6	-0,768	-0,64	0,01	0,768	0,64	0,01												
2022-01-04 15:51:00	0,018615	563,8394	2	0,553913	0,027974	0,061943	229,9	0,9	-0,765	-0,644	0,015	0,765	0,644	0,015												
2022-01-04 15:53:00	0,016371	556,6678	2	0,567463	0,028294	0,0537	230,3	0,6	-0,769	-0,639	0,011	0,769	0,639	0,011												
2022-01-04 15:54:00	0,015594	553,0664	2	0,574392	0,028454	0,05034	230,5	0,5	-0,771	-0,636	0,009	0,771	0,636	0,009												
2022-01-05 15:54:00	0,016294	554,6278	2	0,569336	0,028283	0,053434	230,5	0,6	-0,772	-0,636	0,01	0,772	0,636	0,01												
2022-01-06 15:56:00	0,016042	552,5122	2	0,570911	0,028253	0,052541	230,8	0,6	-0,775	-0,632	0,01	0,775	0,632	0,01												
2022-01-07 15:57:00	0,015712	553,9683	2	0,572188	0,028391	0,050952	231	0,6	-0,777	-0,629	0,01	0,777	0,629	0,01												
2022-01-08 15:58:00	0,016369	555,388	2	0,566174	0,028164	0,053969	231,1	0,7	-0,778	-0,628	0,011	0,778	0,628	0,011												
2022-01-08 15:59:00	0,015578	551,8292	2	0,573169	0,02833	0,050548	231,3	0,5	-0,78	-0,625	0,009	0,78	0,625	0,009												
2022-01-09 15:57:00	0,017293	563,8199	2	0,55308	0,027931	0,057763	231	0,9	-0,777	-0,63	0,015	0,777	0,63	0,015												
2022-01-09 15:59:00	0,016408	556,7706	2	0,566825	0,028267	0,053895	231,4	0,6	-0,781	-0,624	0,011	0,781	0,624	0,011												
2022-01-09 16:00:00	0,015558	553,2308	2	0,573854	0,028436	0,050235	231,6	0,5	-0,783	-0,622	0,009	0,783	0,622	0,009												
2022-01-10 15:59:00	0,017144	561,6262	2	0,553338	0,027837	0,05745	231,2	0,9	-0,78	-0,626	0,015	0,78	0,626	0,015												
2022-01-10 16:00:00	0,018483	558,1153	2	0,560231	0,028006	0,061474	231,4	0,8	-0,782	-0,623	0,013	0,782	0,623	0,013												
2022-01-10 16:01:00	0,01636	554,5943	2	0,567185	0,028174	0,053915	231,6	0,6	-0,784	-0,621	0,011	0,784	0,621	0,011												
2022-01-10 16:02:00	0,015454	551,0634	2	0,574245	0,028343	0,050019	231,8	0,5	-0,786	-0,618	0,009	0,786	0,618	0,009												
2022-01-11 16:00:00	0,017107	562,9138	2	0,553399	0,027902	0,057185	231,5	0,9	-0,783	-0,622	0,015	0,783	0,622	0,015												
2022-01-11 16:01:00	0,018342	559,4214	2	0,560276	0,028073	0,060894	231,7	0,8	-0,785	-0,62	0,013	0,785	0,62	0,013												
2022-01-11 16:02:00	0,016426	555,919	2	0,567257	0,028245	0,054009	231,9	0,6	-0,787	-0,617	0,011	0,787	0,617	0,011												
2022-01-11 16:03:00	0,015466	552,4067	2	0,574344	0,028417	0,049903	232,1	0,5	-0,789	-0,614	0,009	0,789	0,614	0,009												
2022-01-12 16:02:00	0,018083	560,6882	2	0,560038	0,028125	0,059969	232	0,8	-0,788	-0,616	0,013	0,788	0,616	0,013												
2022-01-12 16:03:00	0,016492	557,2042	2	0,567043	0,0283	0,054136	232,2	0,6	-0,79	-0,613	0,011	0,79	0,613	0,011												
2022-01-12 16:04:00	0,015494	553,7103	2	0,574155	0,028475	0,049888	232,4	0,5	-0,792	-0,611	0,009	0,792	0,611	0,009												
2022-01-13 16:04:00	0,017508	558,4492	2	0,559522	0,027987	0,058372	232,3	0,8	-0,791	-0,612	0,013	0,791	0,612	0,013												
2022-01-13 16:05:00	0,016443	554,9734	2	0,566547	0,028162	0,054251	232,5	0,6	-0,793	-0,609	0,011	0,793	0,609	0,011												
2022-01-13 16:06:00	0,015892	551,488	2	0,573679	0,028337	0,051777	232,6	0,5	-0,795	-0,607	0,009	0,795	0,607	0,009												
2022-01-14 16:05:00	0,016976	559,6535	2	0,558731	0,028008	0,056501	232,5	0,8	-0,794	-0,608	0,014	0,794	0,608	0,014												
2022-01-14 16:06:00	0,016481	556,1957	2	0,565772	0,028185	0,054341	232,7	0,7	-0,796	-0,605	0,012	0,796	0,605	0,012												
2022-01-14 16:07:00	0,015919	552,7281	2	0,572922	0,028364	0,051827	232,9	0,5	-0,798	-0,603	0,009	0,798	0,603	0,009												
2022-01-15 16:06:00	0,016842	560,8167	2	0,557668	0,028012	0,056019	232,8	0,8	-0,797	-0,604	0,014	0,797	0,604	0,014												
2022-01-15 16:07:00	0,016509	557,3764	2	0,564723	0,028193	0,054426	233	0,7	-0,799	-0,602	0,012	0,799	0,602	0,012												
2022-01-15 16:08:00	0,015957	553,9266	2	0,571887	0,028374	0,05195	233,2	0,6	-0,801	-0,599	0,01	0,801	0,599	0,01												
2022-01-16 16:09:00	0,016433	555,0828	2	0,563405	0,028011	0,054538	233,3	0,7	-0,802	-0,597	0,012	0,802	0,597	0,012												
2022-01-16 16:10:00	0,015907	551,6409	2	0,570579	0,028192	0,052155	233,5	0,6	-0,804	-0,595	0,01	0,804	0,595	0,01												
2022-01-17 16:10:00	0,016465	556,1965	2	0,561822	0,027989	0,054708	233,6	0,7	-0,805	-0,593	0,013	0,805	0,593	0,013												
2022-01-17 16:11:00	0,01776	552,7718	2	0,569003	0,028172	0,058824	233,8	0,6	-0,807	-0,591	0,011	0,807	0,591	0,011												
2022-01-18 16:11:00	0,016634	560,583	2	0,55998	0,028117	0,055048	233,9	0,8	-0,808	-0,589	0,013	0,808	0,589	0,013												
2022-01-18 16:12:00	0,01758	557,1983	2	0,567165	0,028306	0,057947	234,1	0,6	-0,81	-0,586	0,011	0,81	0,586	0,011												
2022-01-18 16:13:00	0,015322	553,8044	2	0,574459	0,028495	0,049138	234,3	0,5	-0,812	-0,584	0,009	0,812	0,584	0,009												
2022-01-19 16:14:00	0,016482	554,8444	2	0,56507	0,028082	0,054565	234,4	0,7	-0,813	-0,582	0,012	0,813	0,582	0,012												
2022-01-19 16:15:00	0,015352	551,4579	2	0,572366	0,028271	0,049761	234,6	0,5	-0,815	-0,579	0,01	0,815	0,579	0,01												
2022-01-20 16:15:00	0,016341	555,8408	2	0,562726	0,028016	0,054187	234,7	0,7	-0,816	-0,578	0,012	0,816	0,578	0,012												
2022-01-20 16:16:00	0,01554	552,4707	2	0,570019	0,028207	0,05067	234,9	0,6	-0,818	-0,575	0,01	0,818	0,575	0,01												
2022-01-21 16:16:00	0,016512	556,7931	2	0,560138	0,027935	0,054995	235	0,8	-0,819	-0,573	0,013	0,819	0,573	0,013												
2022-01-21 16:17:00	0,016229	553,4392	2	0,567425	0,028128	0,053527	235,2	0,6	-0,821	-0,571	0,011	0,821	0,571	0,011												
2022-01-21 16:18:00	0,015391	550,0763	2	0,574825	0,028321	0,049812	235,4	0,5	-0,823	-0,568	0,009	0,823	0,568	0,009												
2022-01-22 16:19:00	0,017705	554,3074	2	0,564592	0,028031	0,058936	235,5	0,7	-0,824	-0,566	0,012	0,824	0,566	0,012												

	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	Se (°)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3 (pv-feld-2-0')	
2022-03-10 17:40:00	0,009886	560,9057	2	0,52233	0,026242	0,024478	260,3	1,4	-0,986	-0,168	0,025	0,986	0,168	0,025													
2022-03-11 17:40:00	0,009859	565,0643	2	0,509333	0,025606	0,026116	260,6	1,8	-0,986	-0,163	0,031	0,986	0,163	0,031													
2022-03-11 17:41:00	0,009831	562,6137	2	0,513862	0,025895	0,025067	260,8	1,6	-0,987	-0,16	0,028	0,987	0,16	0,028													
2022-03-12 17:38:00	0,00986	573,9844	2	0,482439	0,024803	0,028493	260,6	2,2	-0,986	-0,163	0,039	0,986	0,163	0,039													
2022-03-12 17:39:00	0,009847	571,5664	2	0,490001	0,025085	0,027559	260,8	2,1	-0,987	-0,159	0,036	0,987	0,159	0,036													
2022-03-12 17:41:00	0,009781	566,7154	2	0,506495	0,025659	0,02537	261,2	1,8	-0,988	-0,152	0,031	0,988	0,152	0,031													
2022-03-12 17:42:00	0,009771	564,2825	2	0,513432	0,02595	0,024437	261,4	1,6	-0,988	-0,149	0,028	0,988	0,149	0,028													
2022-03-13 17:38:00	0,009784	577,9416	2	0,467199	0,024185	0,029775	260,9	2,5	-0,986	-0,158	0,044	0,986	0,158	0,044													
2022-03-13 17:39:00	0,009775	575,546	2	0,474527	0,024462	0,028871	261,1	2,4	-0,987	-0,155	0,042	0,987	0,155	0,042													
2022-03-13 17:40:00	0,009762	573,1453	2	0,481974	0,024742	0,027936	261,3	2,2	-0,988	-0,152	0,039	0,988	0,152	0,039													
2022-03-13 17:41:00	0,009745	570,7398	2	0,489542	0,025025	0,026964	261,5	2,1	-0,988	-0,148	0,036	0,988	0,148	0,036													
2022-03-13 17:43:00	0,009887	565,914	2	0,505049	0,0256	0,02635	261,9	1,8	-0,989	-0,141	0,031	0,989	0,141	0,031													
2022-03-14 17:39:00	0,009695	579,4513	2	0,459504	0,023848	0,030129	261,3	2,7	-0,987	-0,151	0,047	0,987	0,151	0,047													
2022-03-14 17:40:00	0,009684	577,0727	2	0,46672	0,024124	0,029207	261,5	2,6	-0,988	-0,147	0,044	0,988	0,147	0,044													
2022-03-14 17:41:00	0,00967	574,6893	2	0,474053	0,024401	0,02826	261,7	2,4	-0,989	-0,144	0,042	0,989	0,144	0,042													
2022-03-14 17:42:00	0,009653	572,3009	2	0,481505	0,024682	0,027281	261,9	2,2	-0,989	-0,141	0,039	0,989	0,141	0,039													
2022-03-14 17:43:00	0,009637	569,9077	2	0,489078	0,024965	0,026314	262,1	2,1	-0,99	-0,137	0,036	0,99	0,137	0,036													
2022-03-15 17:38:00	0,009653	585,6368	2	0,444924	0,023338	0,031387	261,6	3	-0,988	-0,146	0,053	0,988	0,146	0,053													
2022-03-15 17:39:00	0,009642	583,2849	2	0,451916	0,02361	0,030464	261,8	2,9	-0,988	-0,143	0,05	0,988	0,143	0,05													
2022-03-15 17:40:00	0,009629	580,928	2	0,459021	0,023884	0,029523	262	2,7	-0,989	-0,14	0,047	0,989	0,14	0,047													
2022-03-15 17:41:00	0,009611	578,5663	2	0,466241	0,024161	0,028541	262,2	2,6	-0,99	-0,136	0,045	0,99	0,136	0,045													
2022-03-15 17:42:00	0,009601	576,1997	2	0,473579	0,024441	0,027609	262,4	2,4	-0,99	-0,133	0,042	0,99	0,133	0,042													
2022-03-15 17:43:00	0,00961	573,8283	2	0,481035	0,024724	0,02683	262,6	2,3	-0,991	-0,129	0,039	0,991	0,129	0,039													
2022-03-15 17:44:00	0,009753	571,452	2	0,488612	0,025009	0,027073	262,8	2,1	-0,991	-0,126	0,037	0,991	0,126	0,037													
2022-03-15 17:45:00	0,009641	569,071	2	0,496312	0,025297	0,025348	263	1,9	-0,992	-0,123	0,034	0,992	0,123	0,034													
2022-03-16 17:39:00	0,009571	587,049	2	0,437555	0,023007	0,031802	262	3,2	-0,989	-0,139	0,056	0,989	0,139	0,056													
2022-03-16 17:40:00	0,009551	584,7136	2	0,444438	0,023276	0,030808	262,2	3	-0,989	-0,135	0,053	0,989	0,135	0,053													
2022-03-16 17:41:00	0,009532	582,3733	2	0,451433	0,023548	0,029816	262,4	2,9	-0,99	-0,132	0,05	0,99	0,132	0,05													
2022-03-16 17:42:00	0,009516	580,0282	2	0,458542	0,023822	0,028844	262,6	2,7	-0,991	-0,129	0,048	0,991	0,129	0,048													
2022-03-16 17:43:00	0,009601	577,6782	2	0,465765	0,024099	0,028651	262,8	2,6	-0,991	-0,125	0,045	0,991	0,125	0,045													
2022-03-16 17:44:00	0,009548	575,3235	2	0,473106	0,02438	0,027391	263	2,4	-0,992	-0,122	0,042	0,992	0,122	0,042													
2022-03-16 17:45:00	0,009572	572,964	2	0,480565	0,024662	0,026717	263,2	2,3	-0,992	-0,118	0,039	0,992	0,118	0,039													
2022-03-16 17:46:00	0,00988	570,5997	2	0,488146	0,024948	0,028213	263,4	2,1	-0,993	-0,115	0,037	0,993	0,115	0,037													
2022-03-16 17:47:00	0,009614	568,2307	2	0,495849	0,025236	0,025319	263,6	2	-0,993	-0,112	0,034	0,993	0,112	0,034													
2022-03-17 17:40:00	0,009517	588,4318	2	0,430296	0,022679	0,032429	262,5	3,3	-0,99	-0,131	0,058	0,99	0,131	0,058													
2022-03-17 17:41:00	0,009469	586,1126	2	0,437072	0,022945	0,031225	262,7	3,2	-0,99	-0,128	0,056	0,99	0,128	0,056													
2022-03-17 17:42:00	0,009438	583,7886	2	0,443959	0,023214	0,030138	262,9	3	-0,991	-0,124	0,053	0,991	0,124	0,053													
2022-03-17 17:43:00	0,009434	581,4599	2	0,450956	0,023486	0,029254	263	2,9	-0,991	-0,121	0,05	0,991	0,121	0,05													
2022-03-17 17:44:00	0,009457	579,1263	2	0,458067	0,023761	0,028584	263,2	2,7	-0,992	-0,117	0,048	0,992	0,117	0,048													
2022-03-17 17:45:00	0,009596	576,788	2	0,465294	0,024038	0,028804	263,4	2,6	-0,992	-0,114	0,045	0,992	0,114	0,045													
2022-03-17 17:46:00	0,009516	574,445	2	0,472637	0,024318	0,027329	263,6	2,4	-0,993	-0,111	0,042	0,993	0,111	0,042													
2022-03-17 17:47:00	0,009544	572,0973	2	0,480098	0,024601	0,026688	263,8	2,3	-0,993	-0,107	0,04	0,993	0,107	0,04													
2022-03-17 17:49:00	0,009591	567,3877	2	0,495386	0,025175	0,025323	264,2	2	-0,994	-0,1	0,034	0,994	0,1	0,034													
2022-03-18 17:42:00	0,009423	587,4834	2	0,429821	0,022617	0,031912	263,1	3,4	-0,991	-0,12	0,059	0,991	0,12	0,059													
2022-03-18 17:43:00	0,009358	585,1755	2	0,4366	0,022884	0,030561	263,3	3,2	-0,992	-0,117	0,056	0,992	0,117	0,056													
2022-03-18 17:44:00	0,00936	582,8629	2	0,443488	0,023153	0,029721	263,5	3,1	-0,992	-0,113	0,053	0,992	0,113	0,053													
2022-03-18 17:45:00	0,009389	580,5455	2	0,450488	0,023425	0,029096	263,7	2,9	-0,993	-0,11	0,051	0,993	0,11	0,051													
2022-03-18 17:46:00	0,009414	578,2234	2	0,4576	0,023699	0,028439	263,9	2,7	-0,993	-0,106	0,048	0,993	0,106	0,048													
2022-03-18 17:47:00	0,00958	575,8966	2	0,464828	0,023977	0,028865	264,1	2,6	-0,994	-0,103	0,045	0,994	0,103	0,045													