

SolPEG Blendgutachten Solarpark Ramin

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Ramin in Mecklenburg-Vorpommern**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort.....	4
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise.....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	8
3.4	Berechnung der Reflexionen	9
3.5	Standorte für die Analyse	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	11
4	Ergebnisse.....	14
4.1	Ergebnisübersicht.....	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Hohenfelder Straße nordwestlich	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Hohenfelder Straße westlich.....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich	17
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	18
5.1	Zusammenfassung.....	18
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	18
6	Schlussbemerkung	18
7	Anhang.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Ramin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Ramin“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für die 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 „Ramin“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen und Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort 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.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet ca. 2 km nördlich des Ortes Bismark und ca. 7,5 km nordöstlich von Löcknitz in Mecklenburg-Vorpommern. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 7 km nördlich des Ortes Ramin, ca. 7,5 km nördlich von Löcknitz. Die Fläche ist leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	53.477°N 14.323°O, 38 m ü. NN
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 10 m - 40 m (relevante Blickrichtung ²)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 500 m (relevante Blickrichtung ²)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

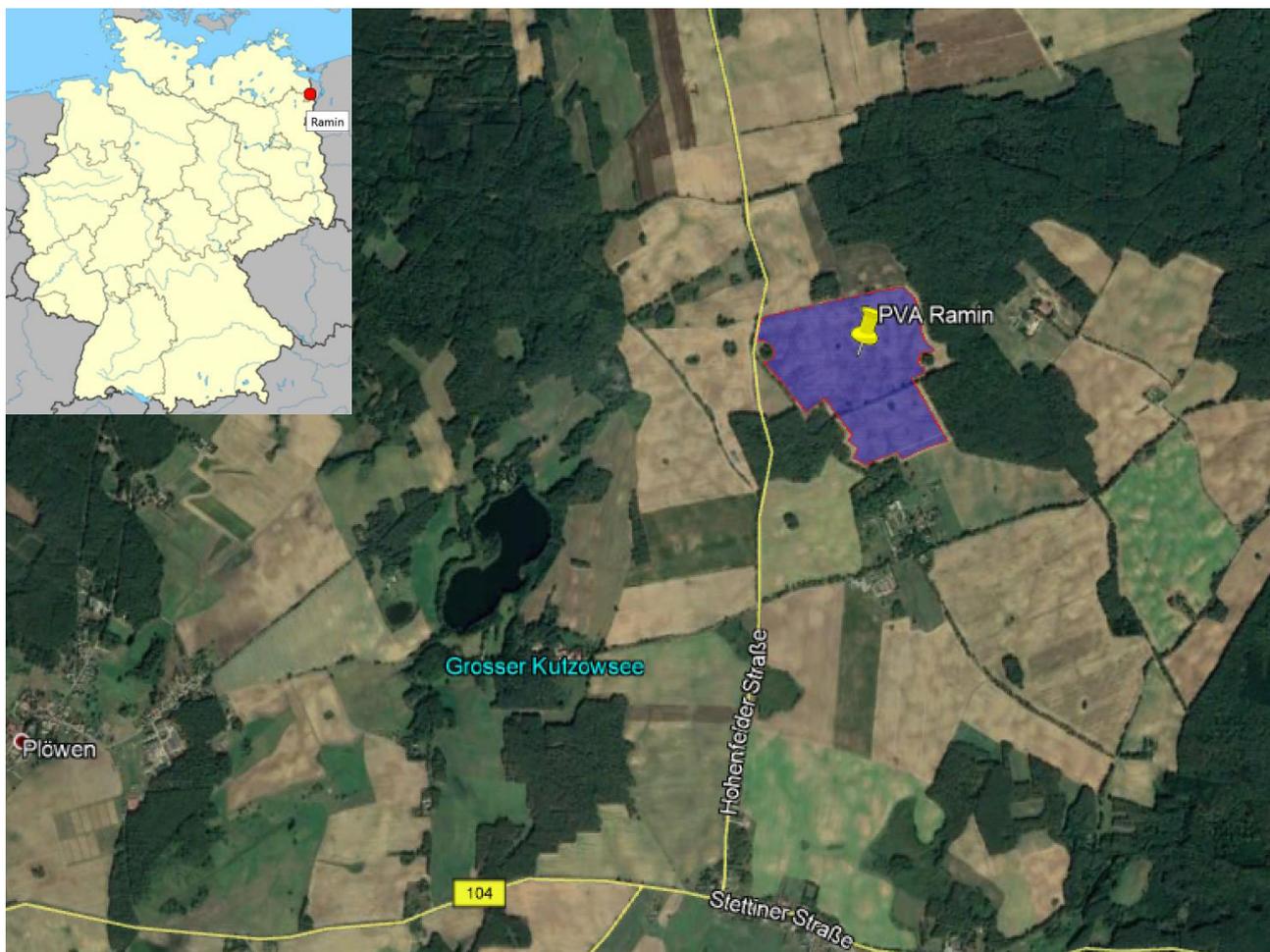


Bild 2.1.1: Luftbild mit den Geländegrenzen der Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Aufgrund der Strahlengeometrie kann es an bestimmten Standorten zur keiner Reflexion und damit zu keiner Blendwirkung kommen

Übersicht der PV Anlage, Gebäude und angrenzende Straßen.



Bild 2.1.2: PV Anlage, Gebäude und angrenzende Straßen (Quelle: SolPEG)

Details der PV Anlage, südlicher Bereich.



Bild 2.1.3: PV Anlage, südlicher Bereich (Quelle: SolPEG)

Aktuelle Fotos der PV Fläche. Blick Richtung Norden.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

Blick von Südosten auf die PV Fläche Richtung Westen.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

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:

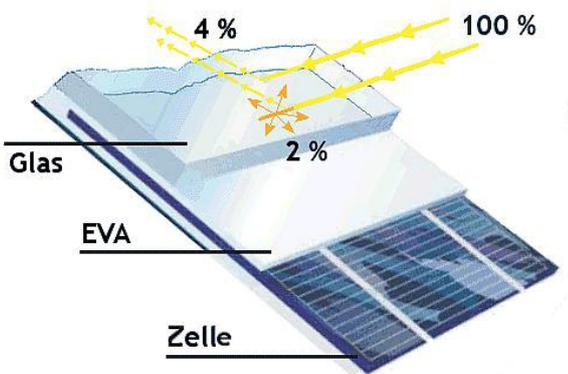


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

3.3 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. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

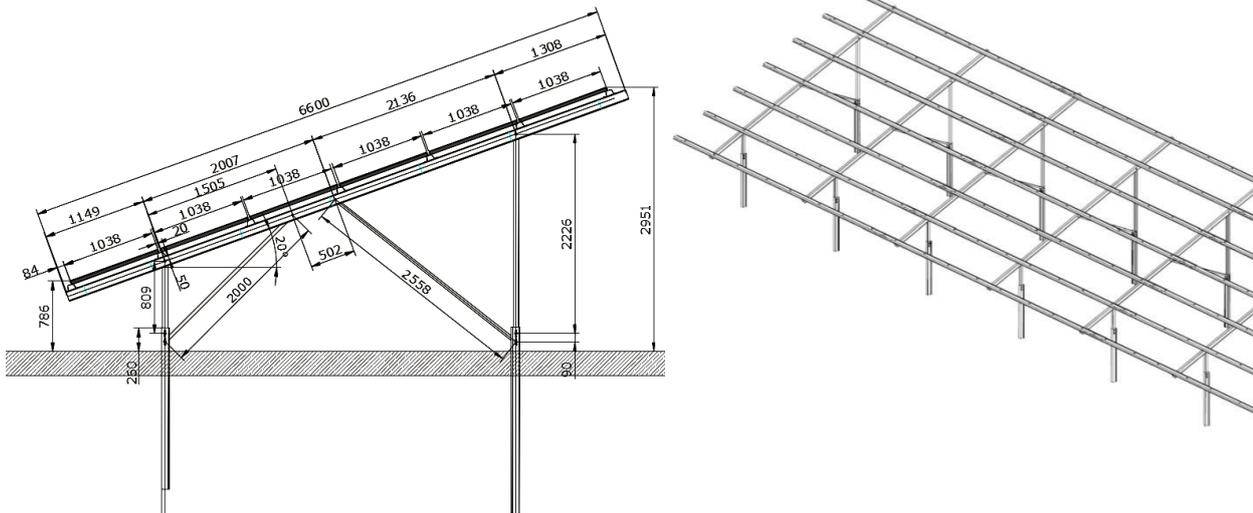


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi Solar, Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,78 m, max. 2,95 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2,0 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (u.a. Mittel PKW/LKW)

3.4 Berechnung der Reflexionen

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:

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

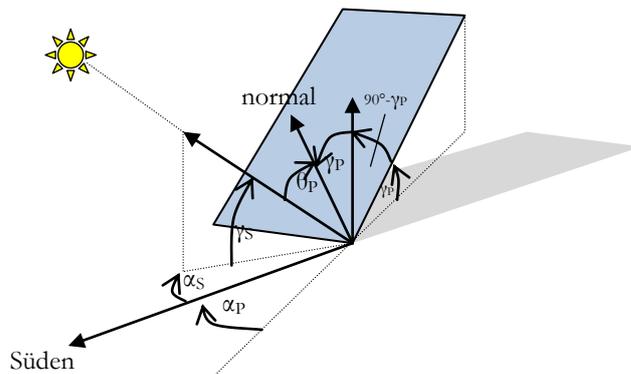


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Immissionsquelle 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>

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. In der Regel werden exemplarisch 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Auswahl der Messpunkte erfolgt anhand der Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ramin wurden insgesamt 4 exemplarische Messpunkte festgelegt und die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Gebäude südlich der PV Anlage können aufgrund der Strahlengeometrie wahrscheinlich nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Der Standort wurde dennoch zu Kontrollzwecken untersucht. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P4):



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1- P4) für die Analyse der Reflexionen

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

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 Tagesadaptation des Auges).

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

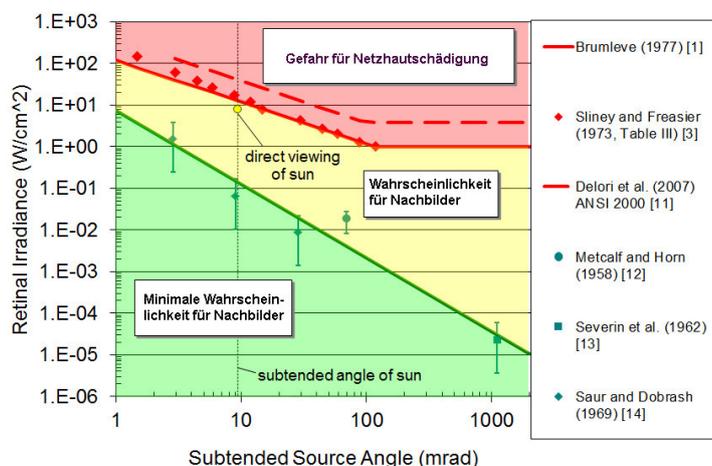


Bild 3.7.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Ramin wird für 4 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 3.7.1 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.

Nach Bereinigung der Rohdaten sind an den untersuchten Immissionsorten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Das ist überwiegend mit den zuvor genannten Aspekten zu erklären, u.a. der geringe Differenzwinkel von weniger als 10° zwischen Sonne und der Immissionsquelle. Die folgende Tabelle zeigt daher die Ergebniswerte vor der Bereinigung der Rohdaten. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Hohenfelder Straße nordwestlich der PV Anlage	395 ^W
P2 Hohenfelder Straße westlich	2592 ^W
P3 Gebäude östlich (Hohenfelder Tanger)	270 ^{SE}
P4 Gebäude südlich (Hohenfelde, Baudenkmal)	0

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle ganz oder teilweise zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur bzw. aufgrund von natürlichem Sichtschutz zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Hohenfelder Straße nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Hohenfelder Straße nordwestlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Selbst ohne Bereinigung der Rohdaten können bei der Fahrt Richtung Süden nur an insgesamt 395 Minuten pro Jahr in den frühen Morgenstunden Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca. -97° bis -111° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.2.1: Simulation im Bereich von Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Süden das relevante Sichtfeld (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Im gelben/weißen Bereich können potentielle Reflexionen wahrgenommen werden. Da dieser Bereich deutlich außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt, stellen die ohnehin zeitlich geringfügigen Reflexionen keine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer dar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Hohenfelder Straße westlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Hohenfelder Straße westlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Zu Kontrollzwecken erfolgt die Analyse auf Basis der Rohdaten. Auch am Messpunkt P2 liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit ca. $+46^\circ$ bis $+87^\circ$ östlich (rechts) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

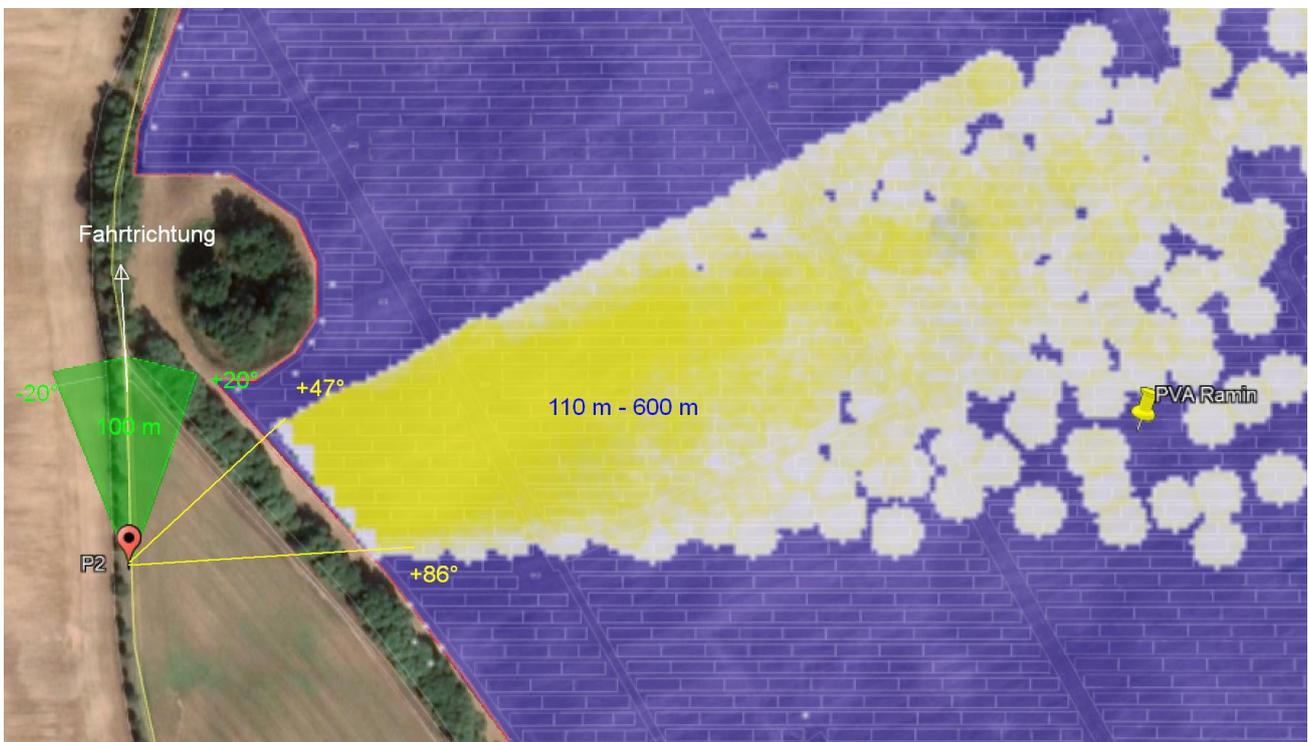


Bild 4.2.1: Simulation im Bereich von Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden das relevante Sichtfeld (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Im gelben/weißen Bereich können potentielle Reflexionen wahrgenommen werden. Auch am Messpunkt P2 liegt dieser Bereich deutlich außerhalb des relevanten Blickwinkels. Hinzu kommt der Umstand, dass aufgrund von Bewuchs durch Büsche und Bäume überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage im Verlauf der Hohenfelder Straße kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund der großen Entfernung von über 500 m zur Immissionsquelle potentielle Reflexionen ohnehin keine relevante Blendwirkung entwickeln könnten. Darüber hinaus ist zwischen der PV Anlage und dem Messpunkt P3 ein ausgeprägtes Waldstück vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Die folgende Skizze zeigt den nordöstlichen Bereich der PV Anlage und den Messpunkt P3

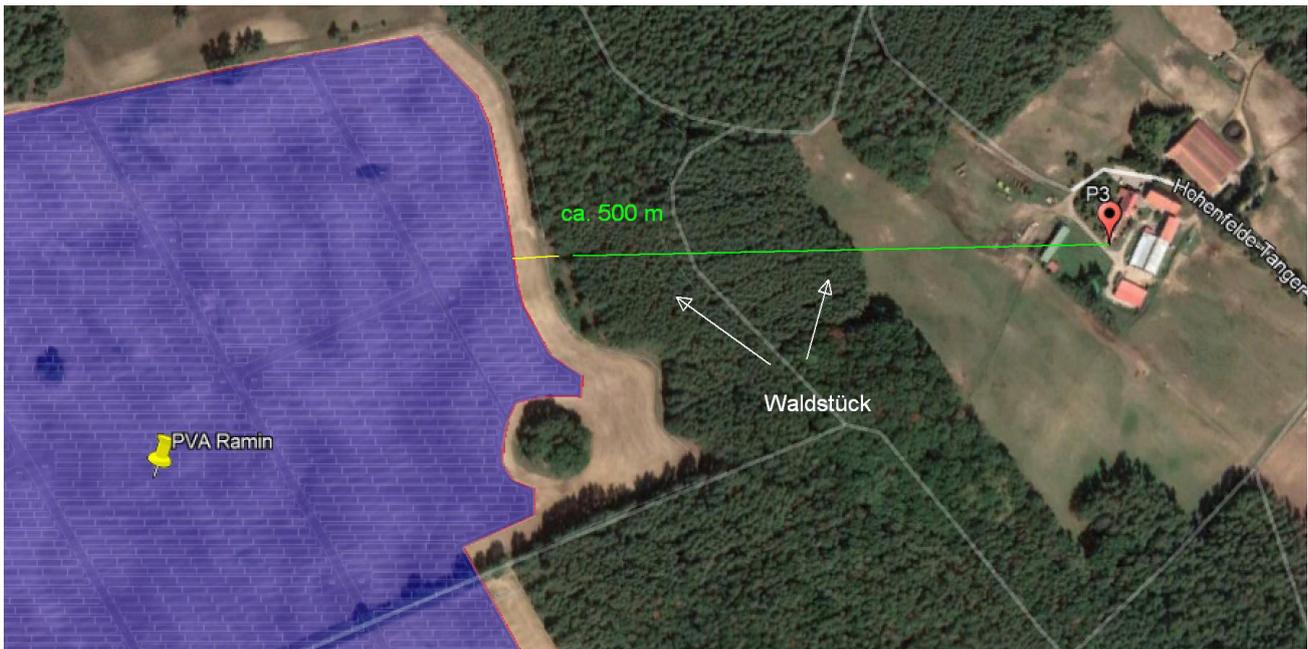


Bild 4.4.1: Details im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 500 m – 800 m wären potentielle Reflexionen zu relativieren, da sich mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelauflösung der diffus reflektierten Lichtstrahlen die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar - nur als helle Flächen wahrnehmbar. Aber auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von insgesamt 270 Minuten pro Jahr kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 im Bereich des Baudenkmals in Hohenfelde südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse für diesen Immissionsort. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten in Bereich der geplanten PV Anlage Ramin zeigt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Für Fahrzeugführer auf der sehr wenig befahrenen Hohenfelder Straße sind potentielle Reflexionen allerdings aufgrund der geringen zeitlichen Dauer vernachlässigbar und darüber hinaus liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Die Gebäude in Hohenfelde Tanager, östlich der PV Anlage können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden da aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch ein ausgeprägtes Waldstück kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Gebäude südlich der PV Anlage im Bereich des Baudenkmals können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohner ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4 und im Anhang dieses Dokumentes.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Ramin“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen an 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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Anwohner und Fahrzeugführer werden nicht beeinträchtigt. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 12.07.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

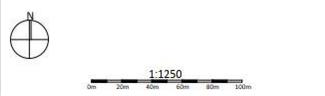


Legende

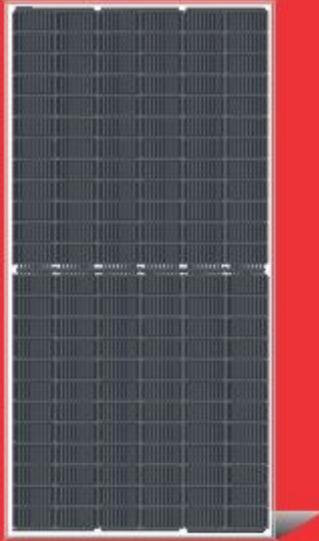
- gepflanzter Zaun (h=2m), Gesamtlänge ca.: 3.170 m
- Baugrenze lt. B-Plan
- Personentor: Stück
- Tor Anzahl: Stück
- geplante Zufahrt
- Hauptwege / Schotterbett, Gesamtfläche ca.: m²
- Kranstellfläche 10m² x 10m², Gesamtfläche ca.: m²
- Fläche Baustelleneinrichtung
- Trafo-, Kombi-, Übergabe-, Zählstation oder UW
- Monitoring Container
- Modultisch

11 EEG	
Modul	
Typ:	Jinko JKM 330M-60-V
Anzahl:	165 516 Stk.
Modulleistung:	330 Wp
Wechselrichter	
Typ:	Sungrow SG 110CX
Anzahl:	438 Stk.
Scheineleistung:	110 kVA
DC-Gesamtleistung:	54 620,28 kWp
AC-Gesamtleistung:	48 180 kVA
DC-Leistung nach Zuschlag:	kWp
	X Zuschlag
	X Zuschlagübertrag

Gesamteinlage	
Gesamtanzahl Module:	165 516 Stk.
DC-Gesamtleistung:	54 620,28 kWp
AC-Gesamtleistung:	48 180 kVA
DC-Leistung lt. NTS:	kWp
AC-Leistung lt. NTS:	kVA
Trafostation	
Anzahl:	25 Stk.
Leistung:	24 x 2.000 kVA 1 x 1.000 kVA
Unterkonstruktion	
Modulniedrig:	20"
Reihenabstand:	2,30 m



Entwurfsplan: Modullayout			
Enerparc AG		General contractor	
Name:	04.07.2024		
Stand:		Address: Zirkweg 2 (Auto Tower)	
Revisions:		20250 Hamburg (Germany)	
Revisoren:		Telephone: +49 40 756 664 0	
		Fax: +49 40 756 664 9 60	
		E-Mail: enerparc@enerparc.de	
		Ramin	
		Scale: 1:1250	
		Drawing No.: 041	
Objekt/Modultyp:	Objekt:	Blatt:	Blatt:



LR4-72HBD 425~455M



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

*Both 6BB & 9BB are available

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



Complete System and Product Certifications

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



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

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

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

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

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

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

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

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

LONGi

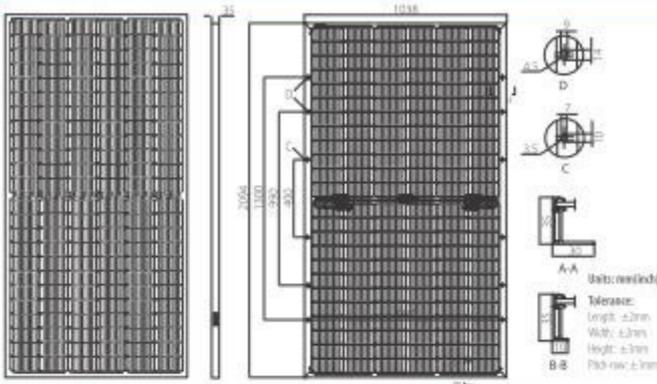
Room B01, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 · E-mail: module@longi-silicon.com · Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

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

20200220-Draft

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Dual glass
 2.0mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 27.5kg
 Dimension: 2094×1038×35mm
 Packaging: 30pcs per pallet
 150pcs per 20'GP
 660pcs per 40'HC

Operating Parameters

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

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

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

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

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

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

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

Temperature Ratings (STC)

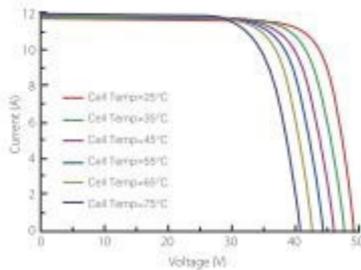
Temperature Coefficient of Isc: +0.050%/°C
 Temperature Coefficient of Voc: -0.284%/°C
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.350%/°C

Mechanical Loading

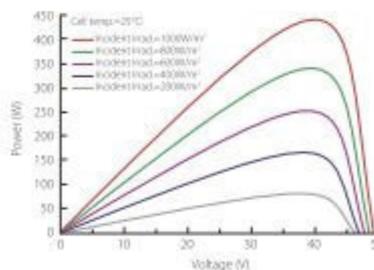
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

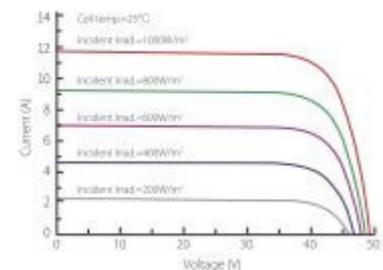
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



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



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



LONGI

Room B01, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

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

20200220-Draft

PV Projekt

Ramin

Site description:

Created July 12, 2021
Updated July 12, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 56261.1215

Project type V1
Project status: active



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 1**
- 2-Mile Flight Path: **Version 1**
- Route: **Version 1**

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	20.0	180.0	0	3,257	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 412,608 m²

Name: PV Field
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 412,608 m²
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.480966	14.315269	37.31	2.00	39.31
2	53.482320	14.325054	39.55	2.00	41.55
3	53.481707	14.325912	39.39	2.00	41.39
4	53.479913	14.326513	33.38	2.00	35.38
5	53.479753	14.327109	34.26	2.00	36.26
6	53.479645	14.327103	34.07	2.00	36.07
7	53.479645	14.326191	33.01	2.00	35.01
8	53.479083	14.326138	33.89	2.00	35.89
9	53.478974	14.326384	34.39	2.00	36.39
10	53.478808	14.326384	34.93	2.00	36.93
11	53.478566	14.325569	35.37	2.00	37.37
12	53.475986	14.327929	38.48	2.00	40.48
13	53.475252	14.324882	39.05	2.00	41.05
14	53.475552	14.324625	38.74	2.00	40.74
15	53.475015	14.322436	37.36	2.00	39.36
16	53.475290	14.321492	37.85	2.00	39.85
17	53.475616	14.321803	37.88	2.00	39.88
18	53.475909	14.321342	38.98	2.00	40.98
19	53.476171	14.321664	38.07	2.00	40.07
20	53.477876	14.319518	37.75	2.00	39.75
21	53.477531	14.318767	37.85	2.00	39.85
22	53.477186	14.318102	39.84	2.00	41.84
23	53.479204	14.315538	36.87	2.00	38.87
24	53.479447	14.316171	36.91	2.00	38.91
25	53.480021	14.315999	36.08	2.00	38.08
26	53.480175	14.315441	36.14	2.00	38.14
27	53.480098	14.314883	36.04	2.00	38.04

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.481425	14.315103	37.98	2.00	39.98
OP 2	53.478626	14.314596	36.00	2.00	38.00
OP 3	53.481176	14.333945	33.05	2.00	35.05
OP 4	53.473216	14.324272	42.99	3.00	45.99

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	20.0	180.0	0	3,257	-	

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 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	144	566	538	539	546	581	343	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

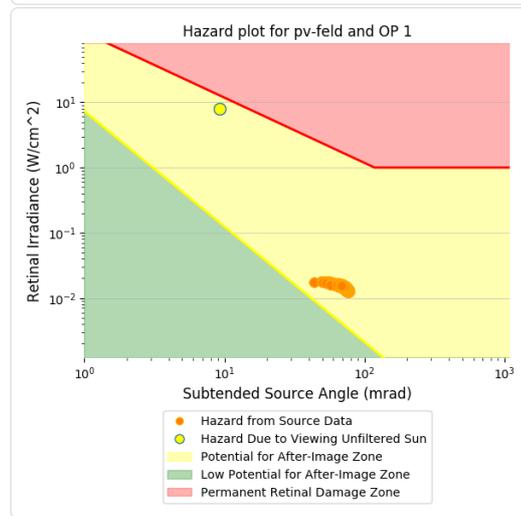
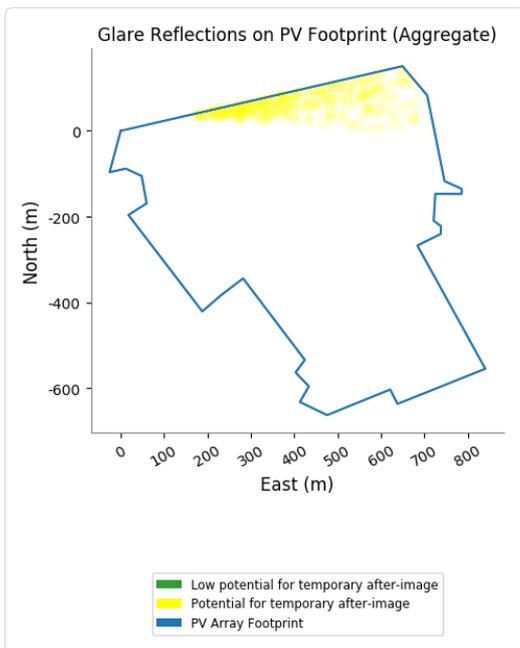
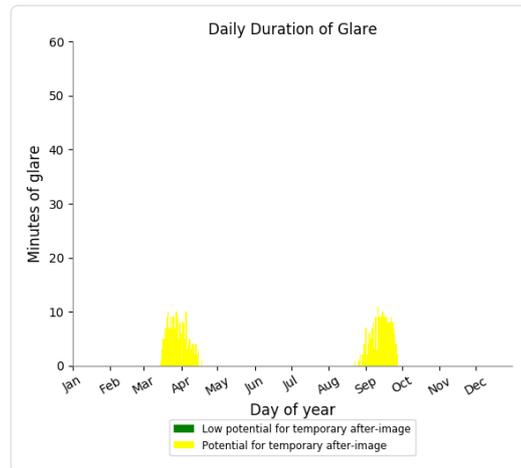
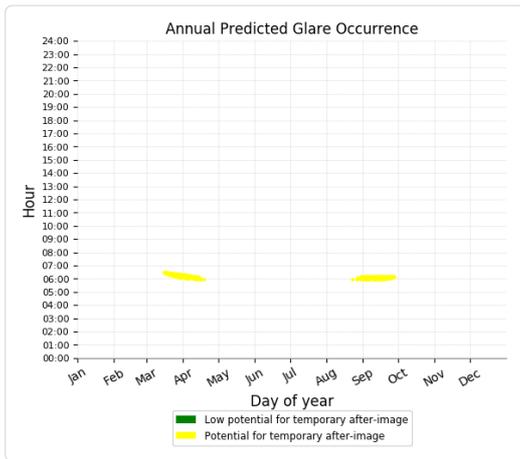
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	395
OP: OP 2	0	2592
OP: OP 3	0	270
OP: OP 4	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

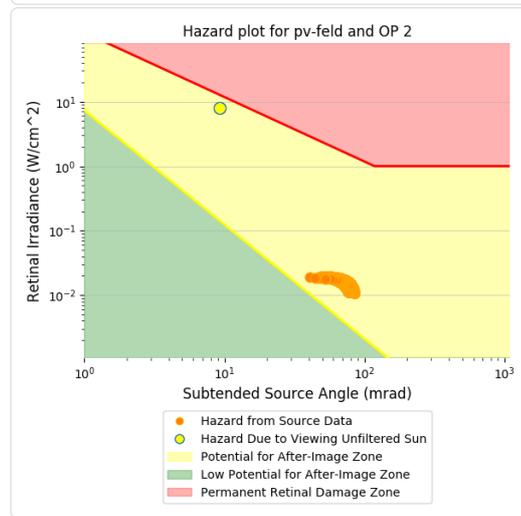
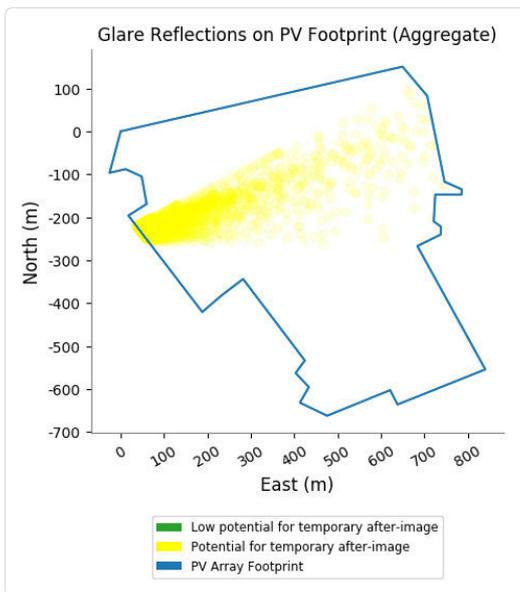
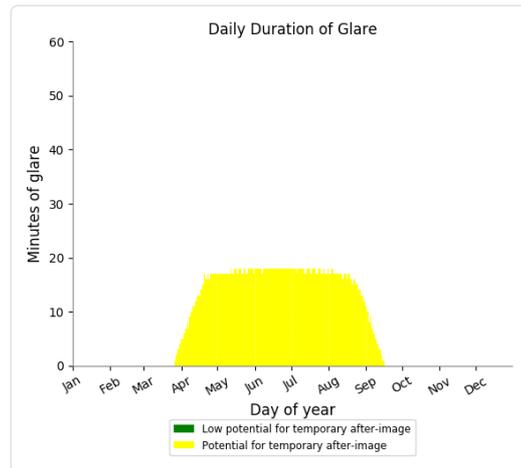
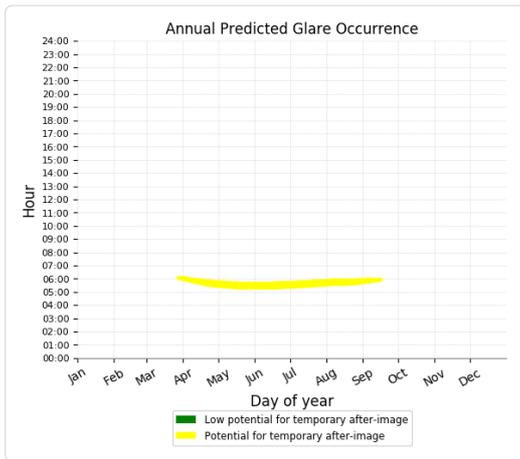
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 395 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

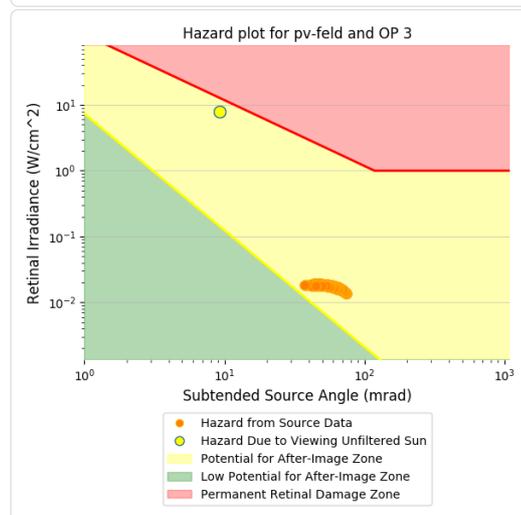
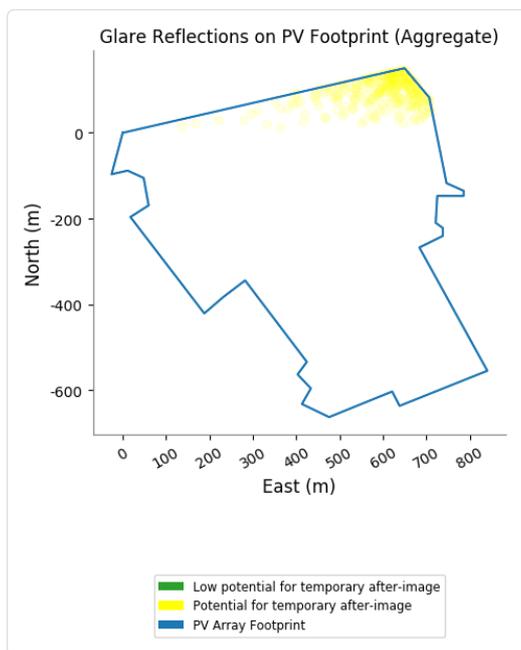
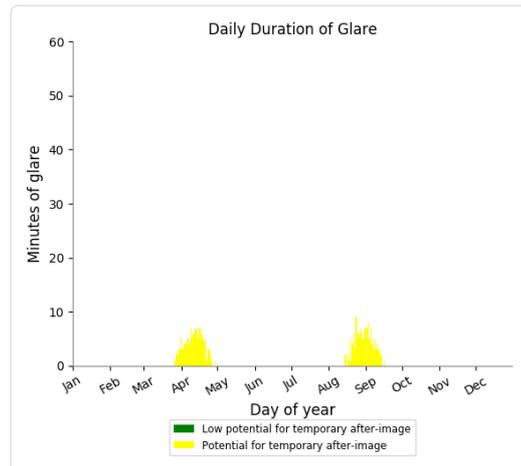
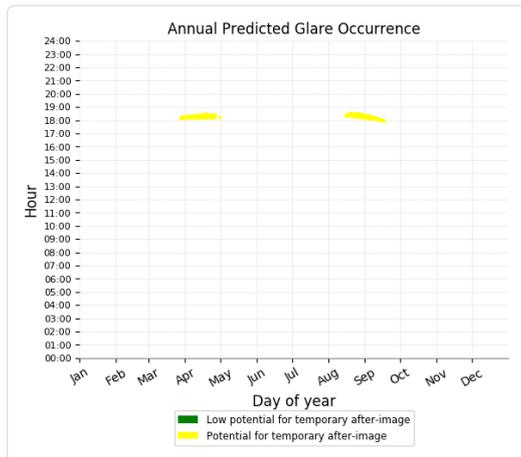
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,592 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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.

Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	u	Zeitraum				Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	L
													Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende			
0,505033	0,01552	0,067716	94,9	0,1	0,996	-0,085	0,002	-0,996	0,064	0,056									
0,515421	0,015859	0,064779	94,3	0,1	0,997	-0,074	0,002	-0,997	0,055	0,049									
0,504275	0,015586	0,061285	94,5	0,3	0,997	-0,078	0,005	-0,997	0,056	0,054									
0,493373	0,015317	0,069204	94,7	0,4	0,997	-0,081	0,008	-0,997	0,057	0,058									
0,537666	0,016491	0,06104	93,4	0	0,998	-0,059	0	-0,998	0,045	0,038									
0,52603	0,016206	0,057316	93,6	0,2	0,998	-0,063	0,003	-0,998	0,046	0,043									
0,514647	0,015926	0,061782	93,8	0,3	0,998	-0,066	0,005	-0,998	0,047	0,047									
0,503512	0,015649	0,064813	94	0,5	0,998	-0,07	0,008	-0,998	0,048	0,051									
0,49262	0,015378	0,068756	94,2	0,6	0,997	-0,073	0,011	-0,997	0,049	0,055									
0,52524	0,016273	0,058269	93,2	0,3	0,998	-0,055	0,006	-0,998	0,039	0,04									
0,513869	0,015991	0,063858	93,4	0,5	0,998	-0,059	0,009	-0,998	0,04	0,044									
0,502746	0,015712	0,061949	93,6	0,6	0,998	-0,062	0,011	-0,998	0,041	0,049									
0,491865	0,015439	0,069221	93,8	0,8	0,998	-0,066	0,014	-0,998	0,042	0,053									
0,481221	0,015169	0,070551	94	0,9	0,997	-0,069	0,016	-0,997	0,043	0,057									
0,56006	0,017223	0,050723	92,1	0,1	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,028	0,025									
0,536058	0,016629	0,061449	92,5	0,4	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,03	0,033									
0,524448	0,016339	0,06351	92,7	0,5	0,999	-0,048	0,009	-0,999	0,031	0,037									
0,51309	0,016054	0,065975	92,9	0,7	0,999	-0,051	0,012	-0,999	0,032	0,042									
0,501979	0,015774	0,066951	93,1	0,8	0,998	-0,055	0,014	-0,998	0,033	0,046									
0,49111	0,015498	0,068924	93,3	1	0,998	-0,058	0,017	-0,998	0,034	0,05									
0,480477	0,015227	0,068705	93,5	1,1	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,035	0,054									
0,57161	0,017524	0,043847	91,5	0,1	1	-0,026	0,002	-1	0,019	0,018									
0,559224	0,017219	0,053319	91,7	0,2	1	-0,029	0,004	-1	0,02	0,022									
0,547106	0,01692	0,059676	91,9	0,4	0,999	-0,033	0,007	-0,999	0,021	0,026									
0,535252	0,016625	0,059824	92,1	0,5	0,999	-0,036	0,009	-0,999	0,022	0,031									
0,512311	0,016049	0,066535	92,5	0,8	0,999	-0,043	0,015	-0,999	0,024	0,039									
0,501213	0,015768	0,065456	92,7	1	0,999	-0,047	0,017	-0,999	0,025	0,043									
0,490357	0,015491	0,067594	92,9	1,1	0,999	-0,05	0,02	-0,999	0,026	0,048									
0,479736	0,01522	0,06973	93,1	1,3	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,027	0,052									
0,469347	0,014952	0,071081	93,3	1,4	0,998	-0,057	0,025	-0,998	0,028	0,056									
0,570757	0,017597	0,050216	91	0,3	1	-0,018	0,005	-1	0,011	0,015									

Potentielle Reflexionen am N

0 Minuten pro Ja

0 Minuten pro T

Parameter für

1.: Zeitraum zu

2.: Sonnenstar

3.: Dauer der P