

SolPEG Blendgutachten Solarpark Öhningen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Gemeinde Öhningen in Baden-Württemberg**

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	6
3.1	Rechtliche Hinweise	6
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	6
3.3	Berechnung der Blendwirkung	8
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.5	Standorte für die Analyse	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	11
4	Ergebnisse	14
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, K6156 westlich	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, K6156 südwestlich	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Hof Litzelshausen	17
4.4	Ergebnisse Öhningen und Bodensee	17
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	18
6	Schlussbemerkung	18
7	Anhang	19 - 27

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Öhningen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Öhningen“ für die Verkehrsteilnehmer auf umliegenden Straßen sowie für Anwohner 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 „Öhningen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer der umliegenden Straßen (u.a. K6156) sowie Anwohner der Ortschaft Öhningen.

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

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im nördlichen Teil der Gemeinde Öhningen in Baden-Württemberg nahe der Grenze zur Schweiz. Westlich der Fläche verläuft die Straße K6156. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche in der Gemeinde Öhningen nahe der Grenze der Schweiz. Die Fläche ist abfallend nach Westen
Koordinaten (Mitte)	47.692°N, 8.874°O ca. 600 m ü.N.N.
Abstand zu umliegenden Straßen	K6156 ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 230 m (kleinste Entfernung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

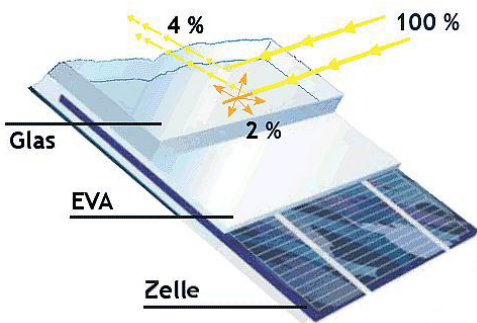


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

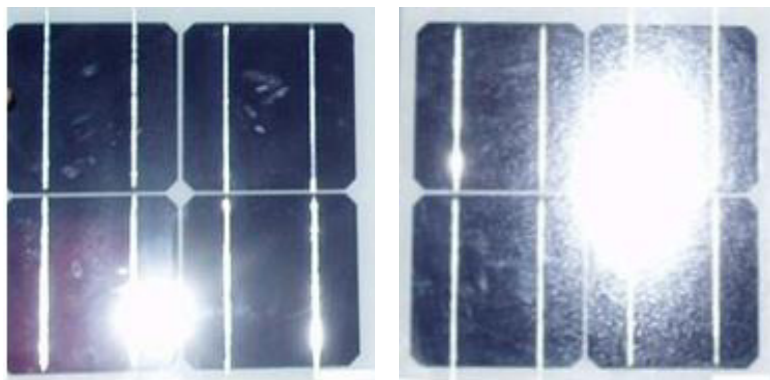


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

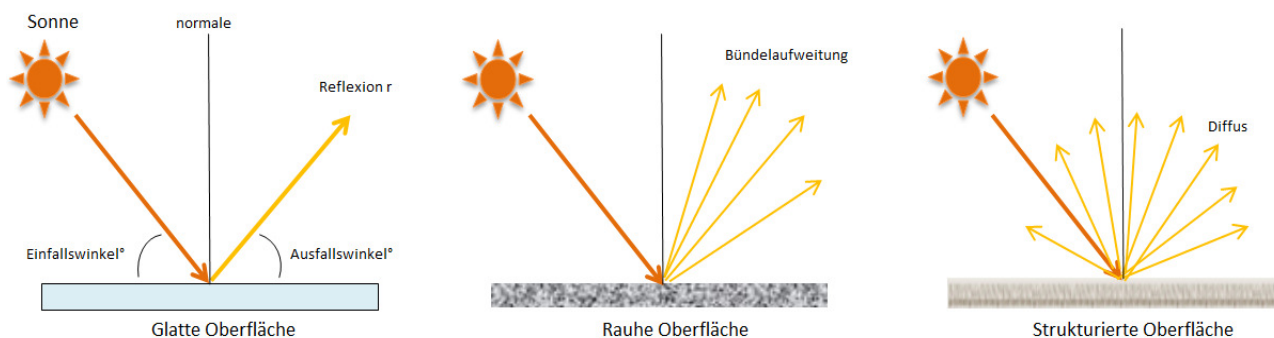


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers JA Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Hauptmerkmale



Höherer Wirkungsgrad und verbesserte elektrische Eigenschaften durch Zellen von JA Solar mit 4-Busbar Design



Hohe Ausgangsleistung von mehr als 275 W und Modulwirkungsgrad von bis zu 17,12 %, der vom TÜV Rheinland bestätigt wurde



Eine entspiegelte, schmutzabweisende Oberfläche verringert den Leistungsverlust durch Schmutz und Staub

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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

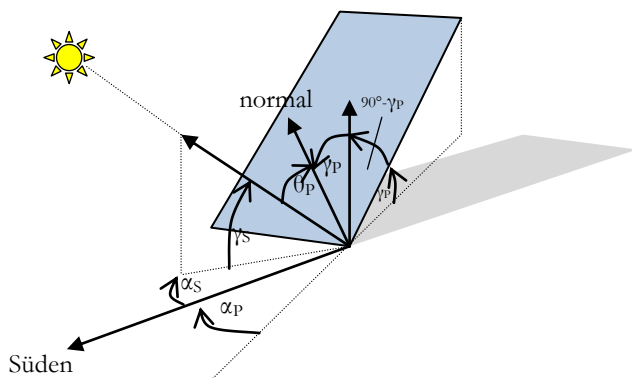


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

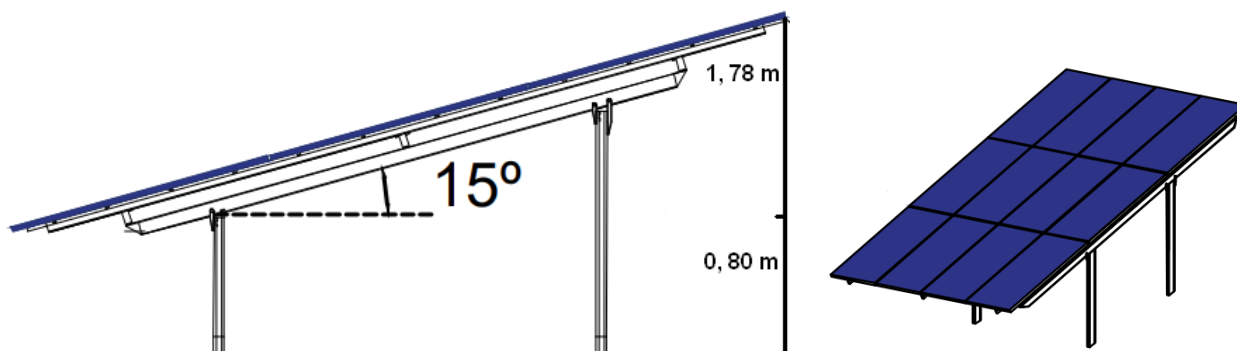


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	JA Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 2,58 m (ca. Werte, je nach Geländeverlauf)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 18° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV Anlage zwischen 15° und 20° Modulneigung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 15° Modulneigung wie in Tabelle 2 beschrieben.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) 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 meist nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Öhningen wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der angrenzenden Straße sowie 1 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude in wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und Entfernung keine relevanten 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 PV Anlage und die untersuchten 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 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 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 mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen 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 Licht-Leitlinie 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 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 62,5 % 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.

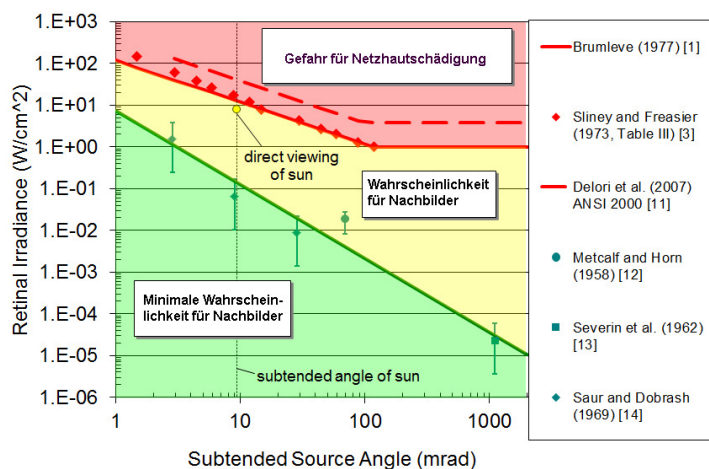


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Öhningen wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) 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 unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Erläuterungen zu verwenden.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 K6156 westlich	-
P2 K6156 südwestlich	6414 ^W
P3 Gebäude südlich	-
Ortschaft Öhningen / Bodensee	- ^{EG}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, K6156 westlich

Am Messpunkt P1 auf der wenig befahrenen Straße K6156 westlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten überprüft und hier zeigen sich nur an insgesamt 309 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie Grün (geringere Leuchtdichte). Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der unkritischen Leuchtdichte sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P1. Die jeweiligen Farben (hier nur Grün) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 309 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten (Kategorie Grün, nicht relevant).

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

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

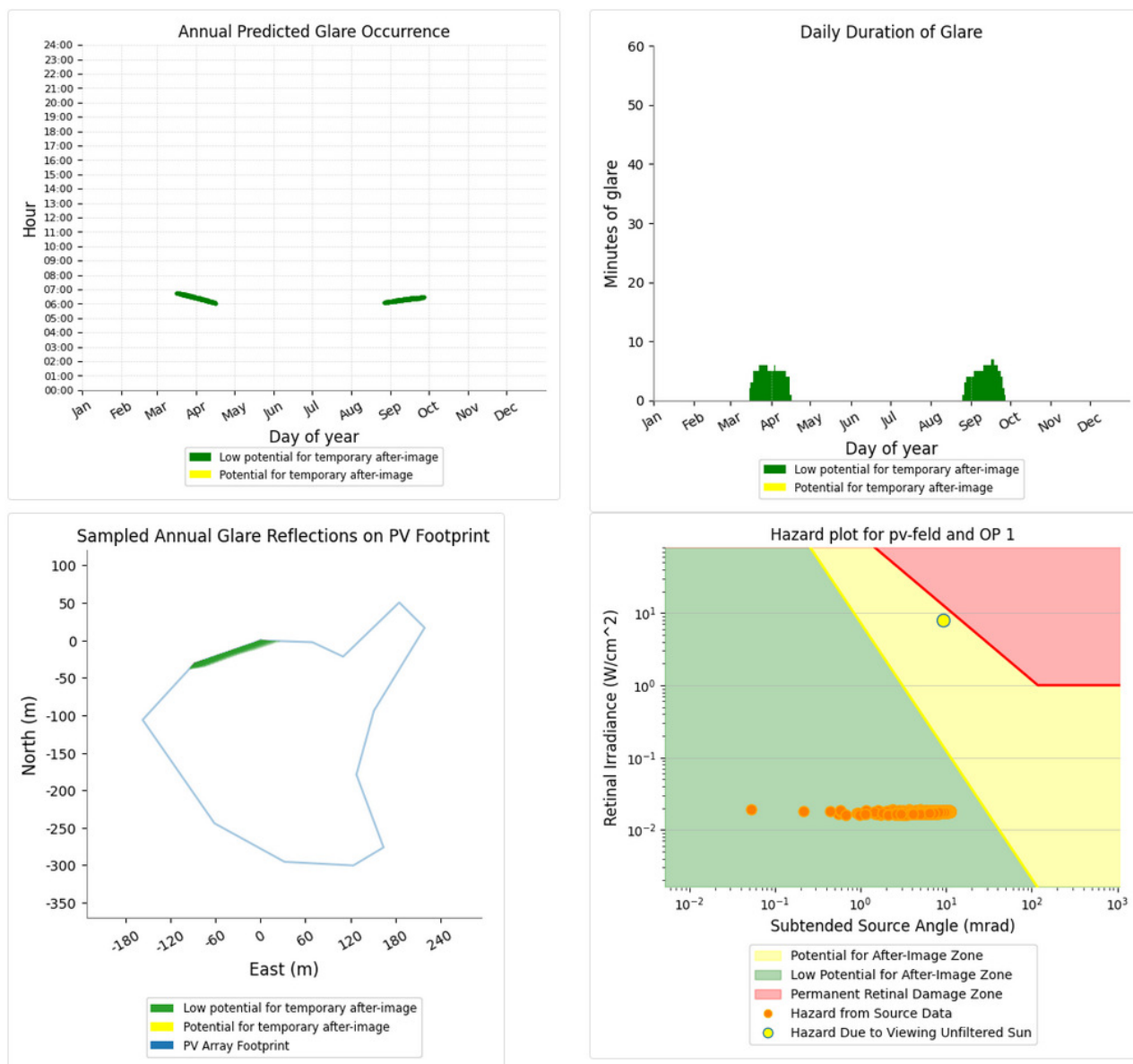


Bild 4.1.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P1 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, K6156 südwestlich

Am Messpunkt P2, südwestlich auf der K6156, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 03. April und dem 09. September in den frühen Morgenstunden zwischen 05:30 - 07:00 Uhr für 5 bis max. 59 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. -53° bis -82° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern bzw. des fließenden Verkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

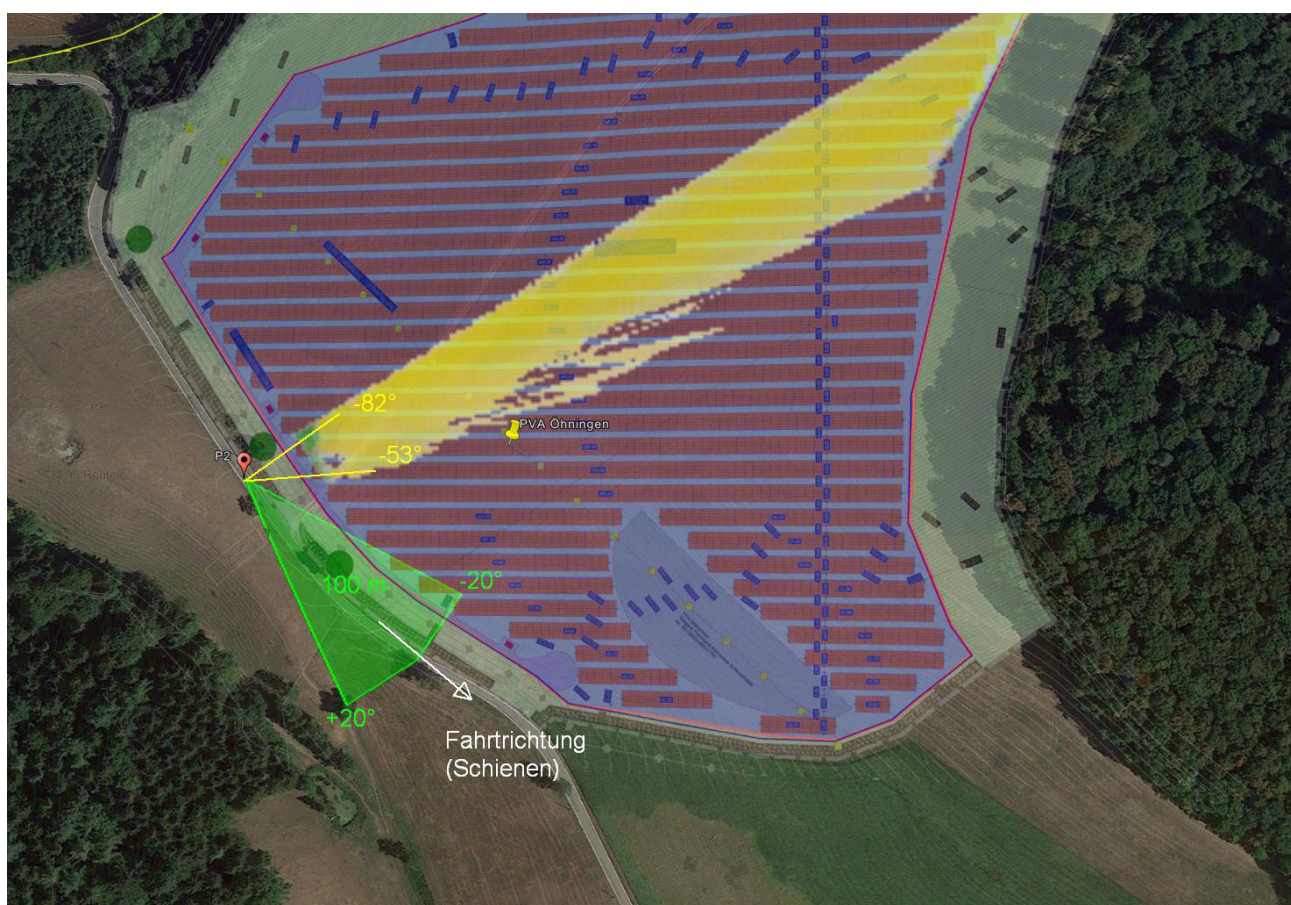


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Fahrt Richtung Nordwesten ist nicht separat aufgeführt, in jedem Fall sind die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen entsprechend größer (rechts zur Fahrtrichtung).

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Hof Litzelshausen

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude des Hof Litzelshausen, südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse Öhningen und Bodensee

Immissionsorte südlich der PV Anlage und auch der Bodensee wurden zu Kontrollzwecken analysiert, da diese aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht Reflexionen erreicht werden können. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die PV Anlage sowohl im Bereich der Ortschaft Öhningen als auch für den Schiffsverkehr auf dem Bodensee nicht einsehbar ist. Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen Bodensee/Öhningen und der PV Anlage.

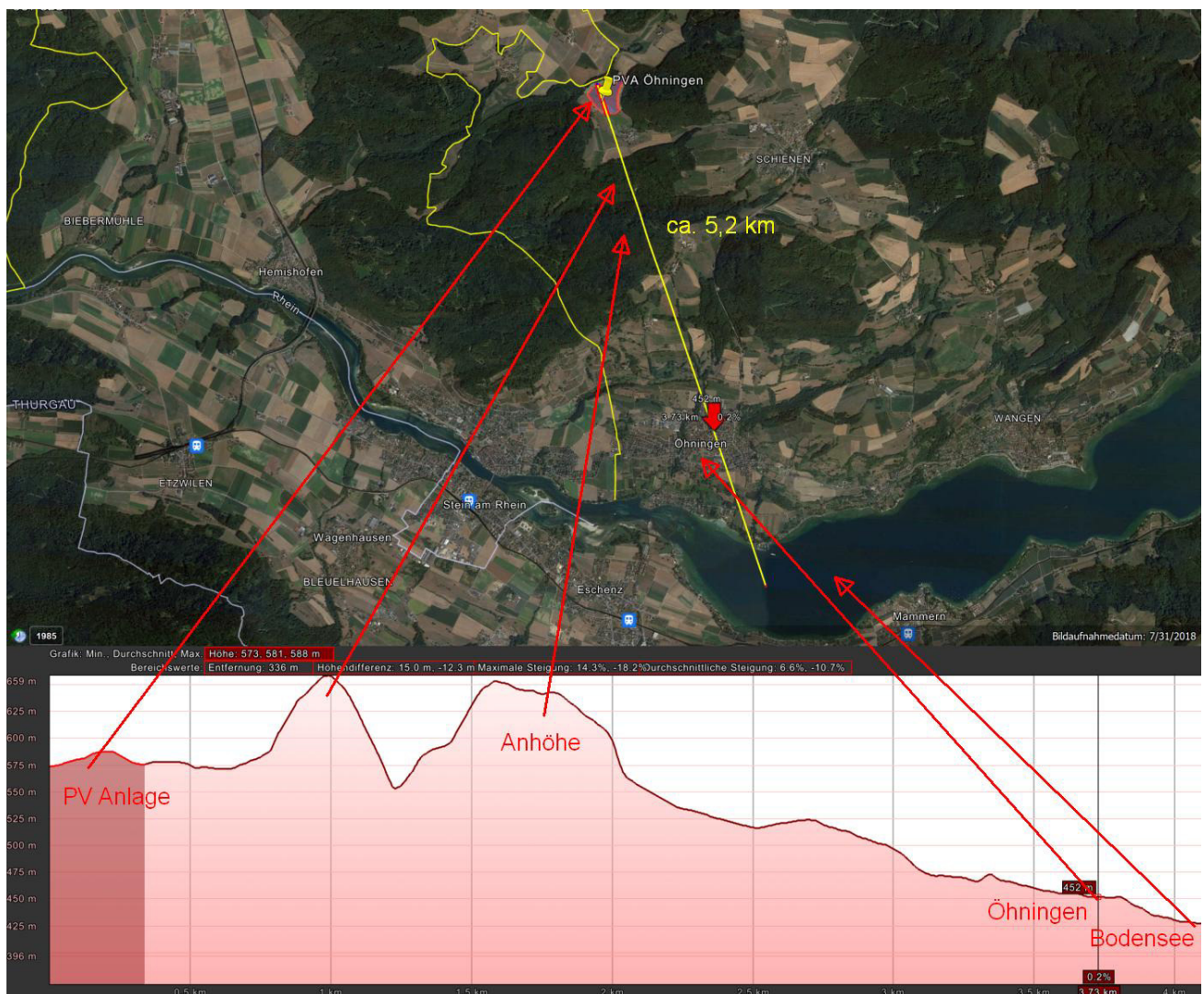


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Bodensee/Öhningen und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Öhningen kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potentiellen Reflexionen ergriffen. Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die angrenzenden Straße K6156 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Begrünung entlang der Geländegrenzen) teilweise kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

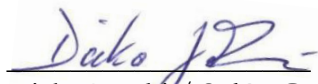
Die südlich gelegenen Gebäude des Hof Litzelshausen können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch für die Ortschaft Öhningen und für den Schiffsverkehr auf dem Bodensee können Beeinträchtigungen durch die PV Anlage ausgeschlossen werden, da die Fläche der PV Anlage aufgrund des Geländeverlaufes nicht einsehbar ist. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 14.04.2023


Dieko Jacob / SolPEG GmbH

⁹Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Planzeichen Hinweise	Planzeichen Hinweise
Punktalgrenze mit Punktanzahl	Zaun
Bestehende Gebäude	Zukunfts- und Servicebasis
Höhenlinien mit Höhenangaben (müNN)	Zu-Kuhstall
Mähweise FFH nachrichtliche Übernahme aus S-Plan	Transformationsstation (T)
18 kV Freileitung - Bestand	PV-Module
19 kV Freileitung - Umvennung / Abbruch	Waldabstanzgrenze < 10m nachrichtliche Übernahme aus S-Plan
19 kV Freileitung - Neu	Pflanzung von Hecken, Strauchgruppen nachrichtliche Übernahme aus S-Plan
Schutzstreifen - 19 kV Freileitung nachrichtliche Übernahme aus S-Plan	Wasserfläche unter PV-Modulen, extensiv genutzter Grünland, versickerungsgepflegt
Grenze des städtischen Geltungsbereiches nachrichtliche Übernahme aus S-Plan	Mähweise FFH
Baugrenze nachrichtliche Übernahme aus S-Plan	Baumbestand nachrichtliche Übernahme aus S-Plan



Planstand	Masstab 1:1000	Gemeinde Ohningen
Format 841 x 594	Datum 14.03.2023	Träger der Planungszahl
	Planverfasser Hilg	RES Deutschland GmbH Reutener Strasse 18 79279 Vörsstetten Vorhaben-Träger
		Planungsort Gemeinde Ohningen Gemarkung Ohningen Flst.-Nr. 3781, Flst.-Nr. 3782

Projekt	B&B
RES Deutschland GmbH Gemeinde Ohningen, Bebauungsplan 'Solarpark Ohningen', Gemarkung Ohningen, als vorhanden- bezogener Bebauungsplan	B&B GmbH Architekten & Ingenieure Lohrerhohlstraße 9 - 79467 Konstanz Telefon: +49 7531 9867-0 Telefax: +49 7531 9867-70 mail@b-b-architektur.com www.b-b-architektur.com
70222 1.14 14.03.2023	
Vorentwurf	
Vorhaben- und Erschliessungsplan zum Bebauungsplan 'Solarpark Ohningen', Gemarkung Ohningen	

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

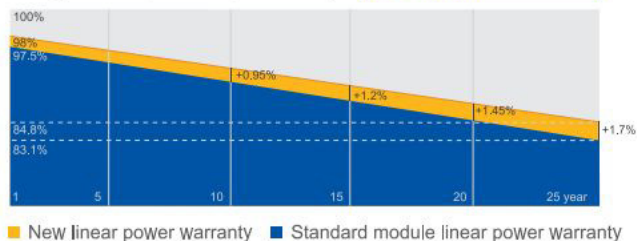


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years

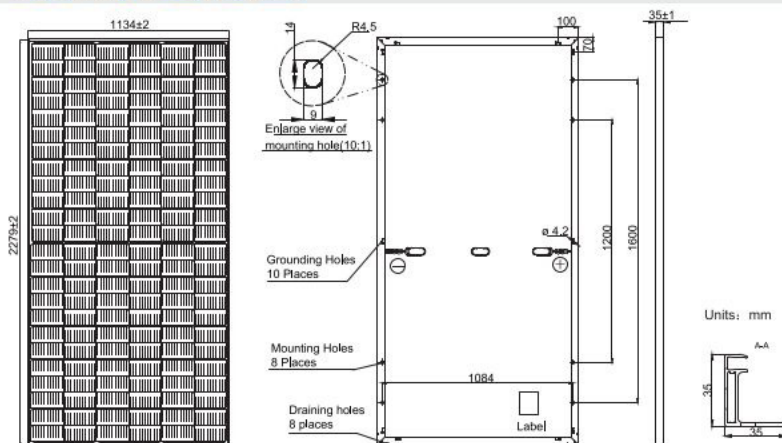


Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

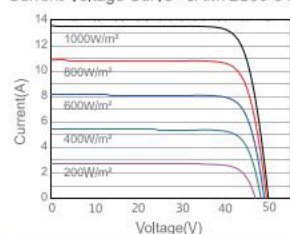
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

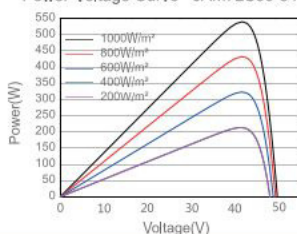
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load, Front* 5400Pa(112lb/ft ²) Maximum Static Load, Back* 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

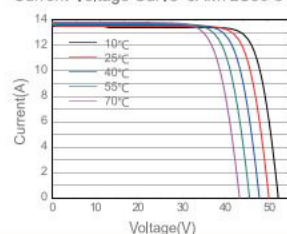
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR





Oehningen

Oehningen

Created April 16, 2023
Updated April 16, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 88419.15611

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 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**

PV Analysis Methodology: **Version 2**
Enhanced subtended angle calculation: **On**

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	15.0	180.0	8,111	9,862	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 72,597 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 72,597 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	47.693662	8.874204	581.26	2.00	583.26
2	47.693641	8.875127	590.88	2.00	592.88
3	47.693467	8.875674	597.92	2.00	599.92
4	47.694117	8.876672	600.03	2.00	602.03
5	47.693814	8.877122	609.78	2.00	611.78
6	47.692818	8.876221	612.52	2.00	614.52
7	47.692052	8.875910	613.29	2.00	615.29
8	47.691178	8.876393	604.74	2.00	606.74
9	47.690962	8.875856	589.29	2.00	591.29
10	47.691005	8.874633	575.98	2.00	577.98
11	47.691467	8.873389	575.09	2.00	577.09
12	47.692709	8.872112	565.97	2.00	567.97
13	47.693388	8.873035	571.39	2.00	573.39

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	47.693388	8.871543	566.34	2.00	568.34
OP 2	47.691886	8.872520	574.01	2.00	576.01
OP 3	47.689402	8.877208	585.93	2.00	587.93

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	15.0	180.0	8,111	9,862	-	

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	124	739	842	1232	1401	1340	989	754	381	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	574	1357	1746	1816	1820	1561	918	70	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

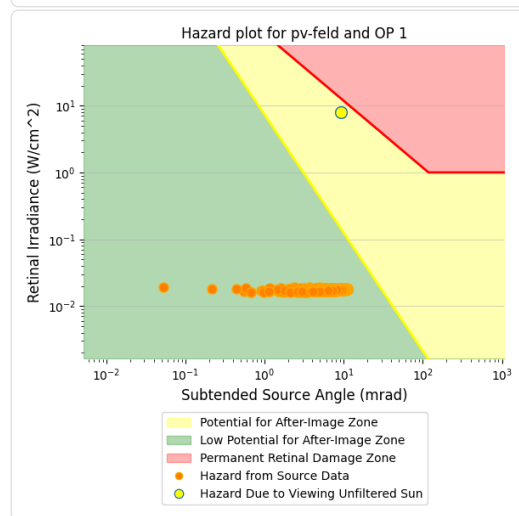
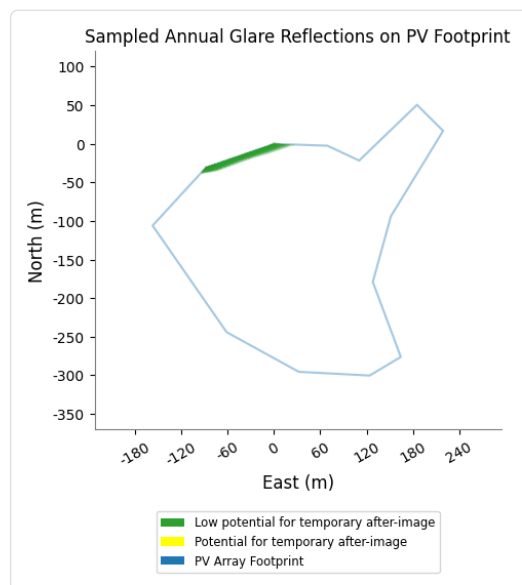
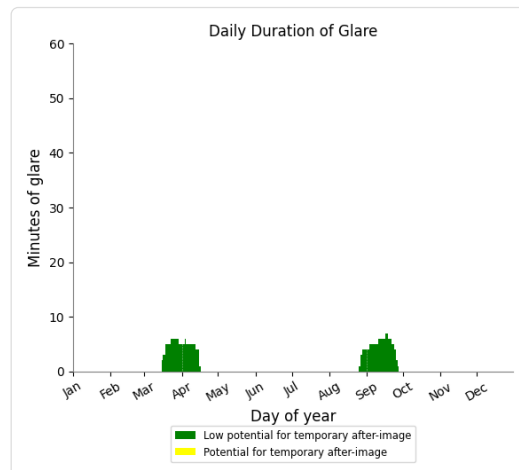
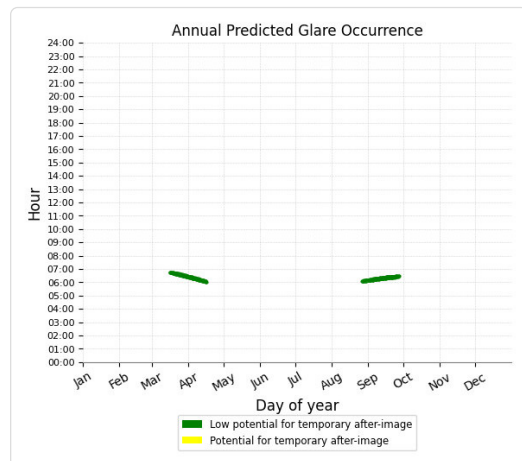
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	309	0
OP: OP 2	7802	9862
OP: OP 3	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

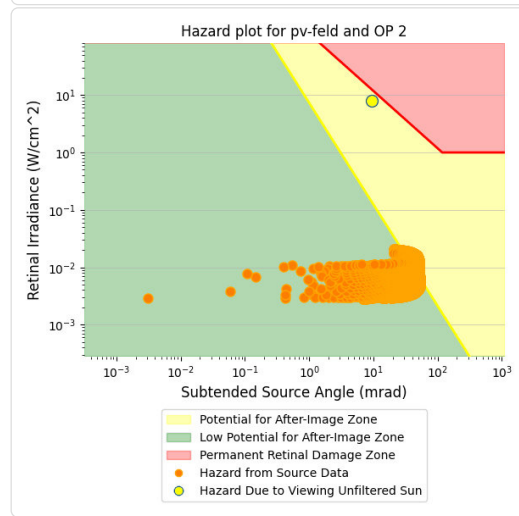
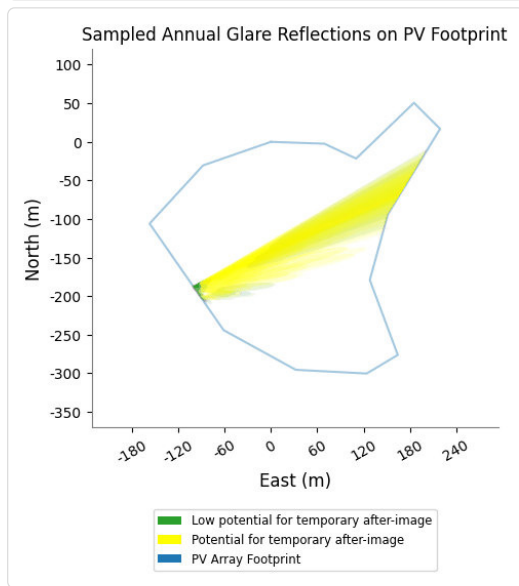
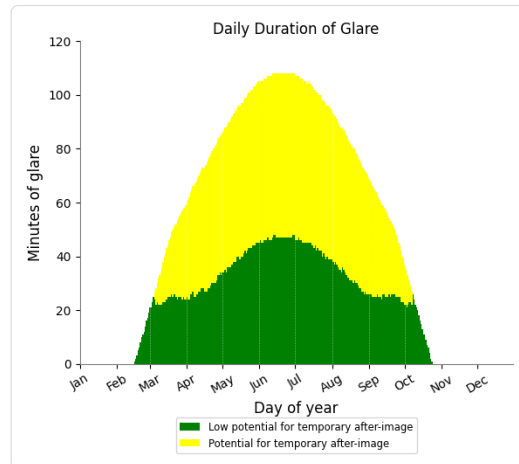
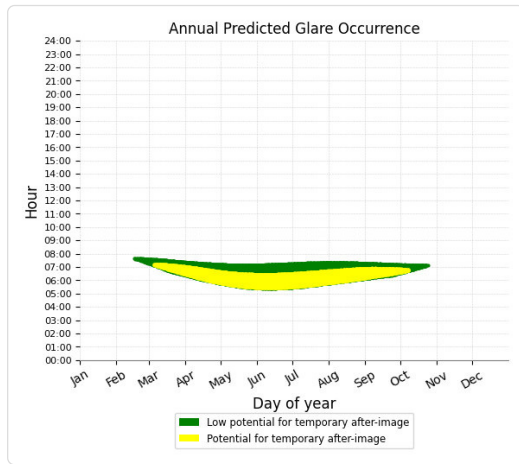
- 309 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

- 7,802 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 9,862 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically 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.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²2)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seel	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2	
2023-02-16 07:38:00	0,004874	541,0141	1	0,35863	0,011005	0,000542	0,1	109,5	0,942	-0,334	0,001	-0,942	0,289	0,168	31. Mrz.	1	07:02	07:02				59	6414	05:30	07:00	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 6414 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 4398 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 2016 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 59 Minuten pro Tag (Max)	
2023-02-17 07:36:00	0,005458	541,097		1	0,366403	0,011245	0,010394	0	108,9	0,946	-0,325	0	-0,946	0,281	0,162	1. Apr.	2	06:59	07:00								
2023-02-17 07:37:00	0,005166	543,8695		1	0,358795	0,011068	0,006233	0,2	109,1	0,945	-0,328	0,003	-0,945	0,282	0,166	2. Apr.	4	06:57	07:00								
2023-02-18 07:35:00	0,005616	541,216		1	0,366543	0,011252	0,013309	0,1	108,615	0,948	-0,318	0,002	-0,948	0,274	0,161	3. Apr.	5	06:56	07:00								
2023-02-18 07:36:00	0,005355	543,9792		1	0,358915	0,011074	0,010007	0,3	108,7	0,947	-0,321	0,005	-0,947	0,276	0,165	4. Apr.	6	06:53	06:58								
2023-02-18 07:37:00	0,005056	546,7364		1	0,351451	0,010898	0,005573	0,4	108,9	0,946	-0,324	0,007	-0,946	0,277	0,168	5. Apr.	8	06:51	06:58								
2023-02-19 07:33:00	0,006012	541,3646		1	0,374456	0,011498	0,018087	0,1	107,9	0,951	-0,308	0,001	-0,951	0,266	0,155	6. Apr.	9	06:49	06:57								
2023-02-19 07:34:00	0,005786	544,1093		1	0,366639	0,011315	0,015808	0,2	108,1	0,95	-0,311	0,004	-0,95	0,268	0,159	7. Apr.	10	06:48	06:57								
2023-02-19 07:35:00	0,005543	546,8483		1	0,358991	0,011135	0,013049	0,4	108,3	0,949	-0,314	0,006	-0,949	0,269	0,163	8. Apr.	12	06:45	06:56								
2023-02-19 07:36:00	0,005277	549,5814		1	0,351508	0,010957	0,009579	0,5	108,5	0,948	-0,317	0,009	-0,948	0,27	0,167	9. Apr.	13	06:43	06:59								
2023-02-19 07:37:00	0,004968	552,3087	1	0,344186	0,010782	0,004848	0,7	108,7	0,947	-0,32	0,012	-0,947	0,271	0,171	10. Apr.	14	06:42	06:55									
2023-02-20 07:32:00	0,00613	541,5483	1	0,374528	0,011504	0,020002	0,2	107,5	0,954	-0,301	0,003	-0,954	0,259	0,153	11. Apr.	15	06:39	06:53									
2023-02-20 07:33:00	0,005915	544,2837	1	0,366692	0,01132	0,018013	0,3	107,7	0,953	-0,304	0,005	-0,953	0,261	0,157	12. Apr.	17	06:37	06:53									
2023-02-20 07:34:00	0,005686	547,0134	1	0,359024	0,011139	0,015638	0,5	107,9	0,952	-0,307	0,008	-0,952	0,262	0,161	13. Apr.	17	06:36	06:52									
2023-02-20 07:35:00	0,005442	549,7373	1	0,351523	0,010961	0,012759	0,6	108,1	0,951	-0,31	0,011	-0,951	0,263	0,165	14. Apr.	19	06:34	06:52									
2023-02-20 07:36:00	0,005171	552,4553	1	0,344184	0,010785	0,009109	0,8	108,3	0,95	-0,313	0,014	-0,95	0,265	0,169	15. Apr.	20	06:31	06:50									
2023-02-20 07:37:00	0,004853	555,1675	1	0,337004	0,010612	0,004044	1	108,5	0,948	-0,317	0,017	-0,948	0,266	0,173	16. Apr.	21	06:30	06:50									
2023-02-21 07:30:00	0,006473	541,7586	1	0,382587	0,011756	0,023264	0,1	106,9	0,957	-0,291	0,002	-0,957	0,251	0,147	17. Apr.	23	06:28	06:50									
2023-02-21 07:31:00	0,006273	544,476	1	0,374558	0,011567	0,021751	0,3	107,1	0,956	-0,294	0,005	-0,956	0,253	0,151	18. Apr.	23	06:26	06:48									
2023-02-21 07:32:00	0,006064	547,1876	1	0,366703	0,011381	0,019987	0,4	107,3	0,955	-0,297	0,007	-0,955	0,254	0,155	19. Apr.	24	06:24	06:47									
2023-02-21 07:33:00	0,005845	549,8935	1	0,359019	0,011197	0,017916	0,6	107,5	0,954	-0,3	0,01	-0,954	0,255	0,159	20. Apr.	25	06:23	06:47									
2023-02-21 07:34:00	0,005613	552,5936	1	0,3515	0,011017	0,015442	0,7	107,7	0,953	-0,303	0,013	-0,953	0,256	0,163	21. Apr.	26	06:21	06:46									
2023-02-21 07:35:00	0,005364	555,288	1	0,344145	0,010839	0,012437	0,9	107,9	0,952	-0,307	0,016	-0,952	0,258	0,167	22. Apr.	27	06:19	06:45									
2023-02-21 07:36:00	0,005088	557,9765	1	0,336949	0,010664	0,008595	1,1	108	0,951	-0,31	0,019	-0,951	0,259	0,171	23. Apr.	28	06:17	06:44									
2023-02-21 07:37:00	0,004758	560,6592	1	0,329909	0,010491	0,003122	1,2	108,2	0,95	-0,313	0,021	-0,95	0,26	0,175	24. Apr.	29	06:15	06:43									
2023-02-22 07:28:00	0,006792	541,9981	1	0,390821	0,012014	0,025852	0	106,3	0,96	-0,281	0,001	-0,96	0,243	0,141	25. Apr.	30	06:14	06:43									
2023-02-22 07:29:00	0,006605	544,6975	1	0,382595	0,01182	0,024707	0,2	106,5	0,959	-0,284	0,004	-0,959	0,244	0,145	26. Apr.	31	06:12	06:42									
2023-02-22 07:30:00	0,00641	547,3912	1	0,374548	0,011629	0,023362	0,4	106,7	0,958	-0,287	0,006	-0,958	0,246	0,149	27. Apr.	31	06:11	06:41									
2023-02-22 07:31:00	0,006206	550,0793	1	0,366676	0,01144	0,021787	0,5	106,9	0,957	-0,29	0,009	-0,957	0,247	0,153	28. Apr.	33	06:08	06:40									
2023-02-22 07:32:00	0,005994	552,7617	1	0,358975	0,011254	0,011995	0,7	107,1	0,956	-0,293	0,012	-0,956	0,248	0,157	29. Apr.	33	06:07	06:39									
2023-02-22 07:33:00	0,005773	555,4384	1	0,351441	0,011072	0,017796	0,9	107,2	0,955	-0,296	0,015	-0,955	0,249	0,161	30. Apr.	34	06:06	06:39									
2023-02-22 07:34:00	0,005537	558,1094	1	0,34407	0,010892	0,015219	1	107,4	0,954	-0,3	0,018	-0,954	0,251	0,165	1. Mai.	35	06:04	06:38									
2023-02-22 07:35:00	0,005285	560,7745	1	0,336859	0,010714	0,012081	1,2	107,6	0,953	-0,303	0,02	-0,953	0,252	0,169	2. Mai.	36	06:03	06:38									
2023-02-22 07:36:00	0,005003	563,4339	1	0,329805	0,01054	0,008031	1,3	107,8	0,952	-0,306	0,023	-0,952	0,253	0,173	3. Mai.	37	06:01	06:37									
2023-02-22 07:37:00	0,004655	566,0875	1	0,322903	0,010368	0,002039	1,5	108	0,951	-0,309	0,026	-0,951	0,254	0,177	4. Mai.	38	06:00	06:37									
2023-02-23 07:27:00	0,006881	542,2719	1	0,390806	0,01202	0,027064	0,2	105,9	0,962	-0,274	0,003	-0,962	0,236	0,139	5. Mai.	38	05:59	06:36									
2023-02-23 07:28:00	0,006698	544,9621	1	0,382564	0,011825	0,026039	0,3	106,1	0,961	-0,277	0,006	-0,961	0,237	0,143	6. Mai.	40	05:56	06:35									
2023-02-23 07:29:00	0,006509	547,6466	1	0,374501	0,011633	0,02484	0,5	106,3	0,96	-0,28	0,008	-0,96	0,238	0,147	7. Mai.	40	05:55	06:34									
2023-02-23 07:30:00	0,006312	550,3256	1	0,366613	0,011443	0,023437	0,6	106,5	0,959	-0,283	0,011	-0,959	0,24	0,151	8. Mai.	41	05:54	06:34									
2023-02-23 07:31:00	0,006108	552,9989	1	0,358896	0,011257	0,021801	0,8	106,6	0,958	-0,286	0,014	-0,958	0,241	0,155	9. Mai.	41	05:53	06:33									
2023-02-23 07:32:00	0,005894	555,6665	1	0,351347	0,011073	0,019891	1	106,8	0,957	-0,289	0,017	-0,957	0,242	0,159	10. Mai.	43	05:51	06:33									
2023-02-23 07:33:00	0,005671	558,3284	1	0,																							