

SolPEG Blendgutachten Solarpark Beilngries Wiesenhofen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Beilngries in Oberbayern**

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	Standort e für die Analyse	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	11
4	Ergebnisse	14
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, EI 23 südlich	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, EI 23 / EI 48 Kreisverkehr	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, EI 48 westlich	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südwestlich	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Kaldorf	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	19
6	Schlussbemerkung	19
7	Anhang	20 - 35

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Beilngries

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Beilngries Wiesenhofen“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 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 „Beilngries“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der EI 23, der EI 48 sowie für 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 wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 4,3 km nordwestlich von Beilngries in Oberbayern. Südlich der Flächen verläuft die EI 23, westlich die EI 48. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 4,3 km nordwestlich von Beilngries in Oberbayern. Die Flächen sind leicht abfallend nach Osten
Koordinaten (Mitte)	49.049°N, 11.416°O 507 m ü.N.N.
Abstand zur EI 23	ca. 150 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 300 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

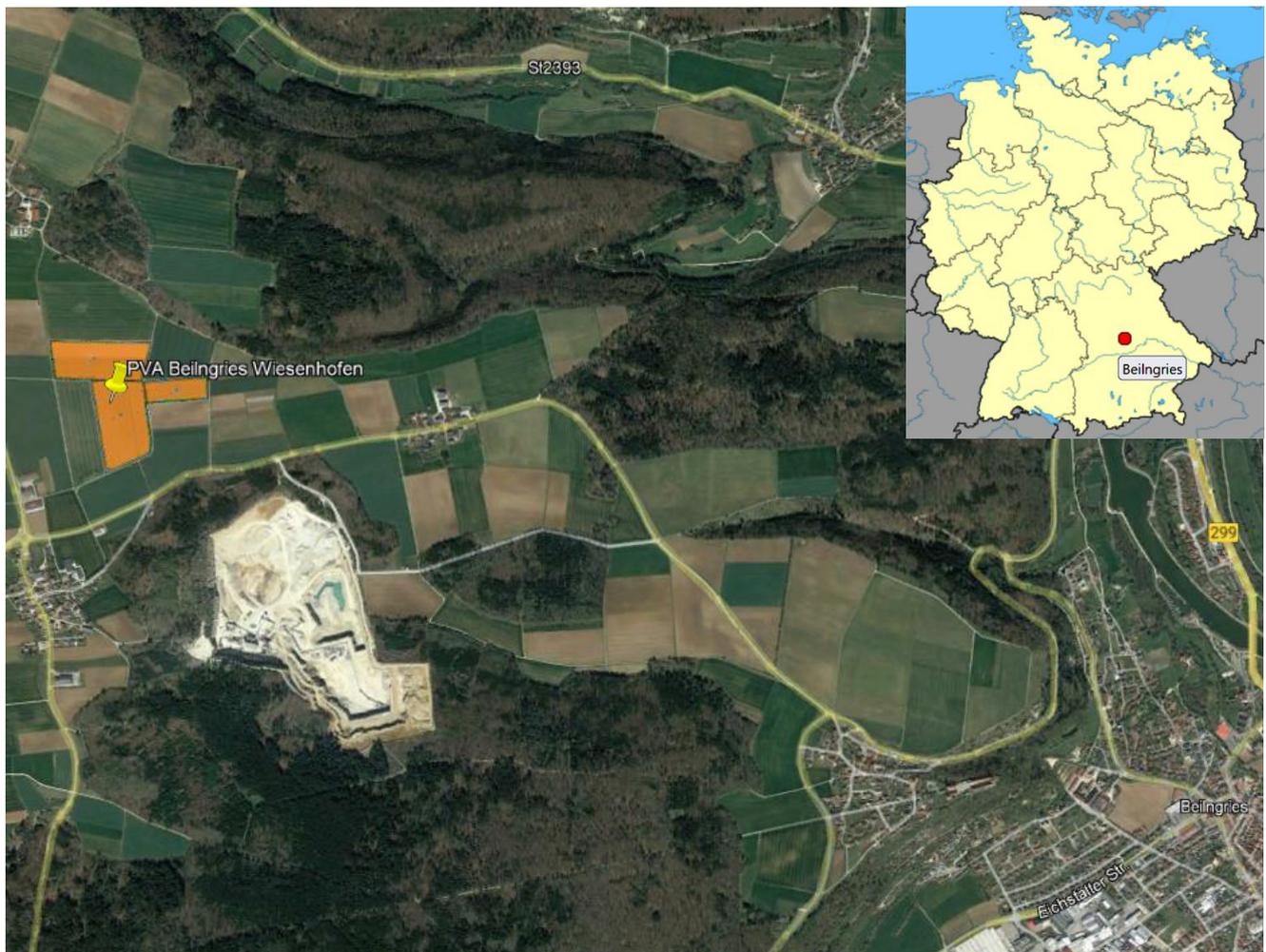


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

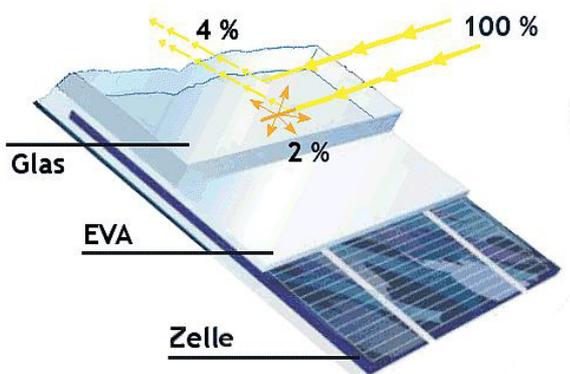


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

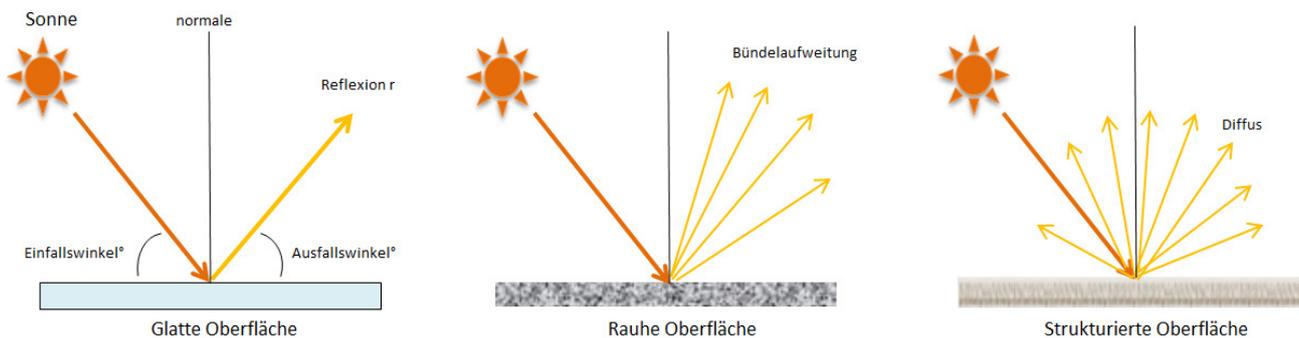


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina 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.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

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 FAA² 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:

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

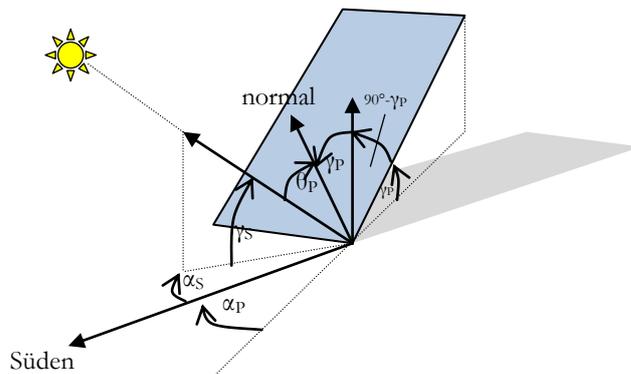


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

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

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

⁴ 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.

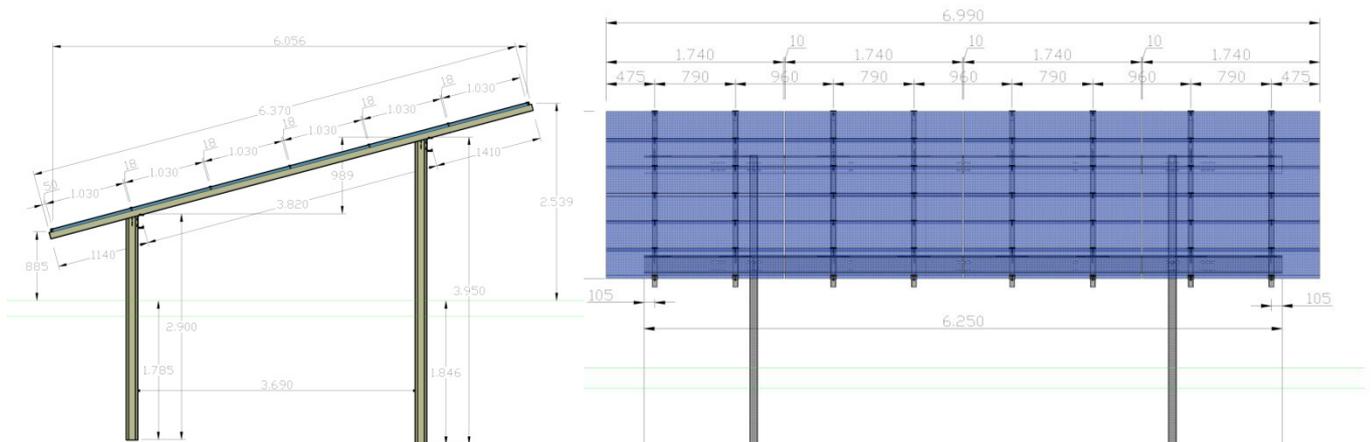


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander (Variante)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 3,05 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Beilngries wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. EI 23) sowie 2 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der 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 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 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 68 % 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.

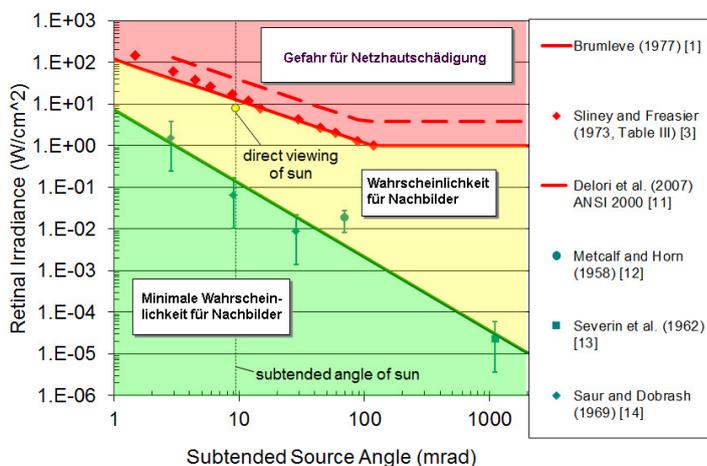


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

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

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die 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.

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

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3
P1 Kreisstraße EI 23 südlich	-	2727 ^{WE}	-
P2 EI 23 / EI 48 Kreisverkehr	-	-	-
P3 Kreisstraße EI 48 westlich	65 ^W	-	-
P4 Gebäude Wiesenhofen	-	961 ^{EG}	-
P5 Gebäude Kaldorf	1090 ^E	2727 ^E	463 ^{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.

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° 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 mit 15° oder auch 20° Modulneigung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, EI 23 südlich

Am Messpunkt P1 auf der EI 23 südlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Diese können theoretisch zwischen dem 22. April und dem 20. August in der Zeit zwischen 18:02 – 18:38 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit $+35^\circ$ bis $+57^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m) liegen und überwiegend in großer Entfernung von ca. 180 m – 370 m.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

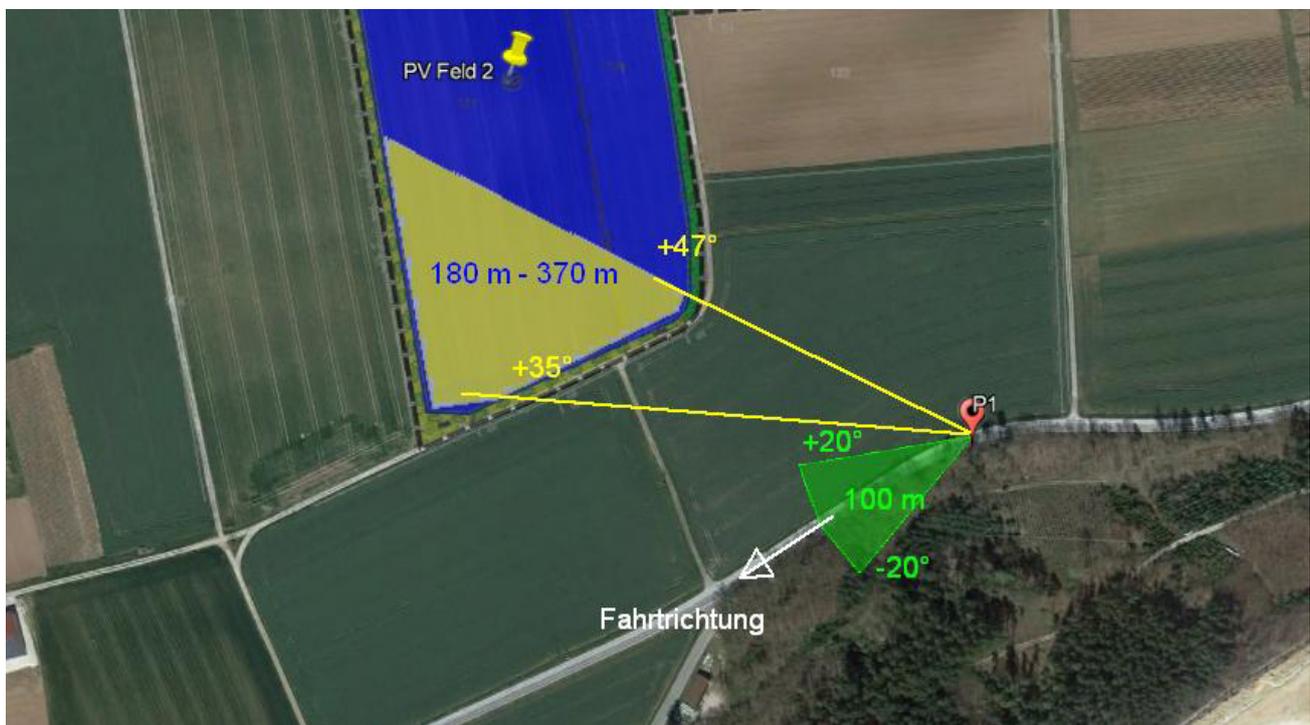


Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, EI 23 / EI 48 Kreisverkehr

Messpunkt P2 im Bereich des Kreisverkehrs EI 23 / EI 48 südwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse für den Messpunkt P2 und dementsprechenden können Beeinträchtigungen von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, EI 48 westlich

Am Messpunkt P3 auf der EI 48 westlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Süden rein rechnerisch nur an insgesamt 65 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Das ist darin begründet, dass in den betreffenden Zeiten in den frühen Morgenstunden die Sonne überwiegend dicht über dem Horizont ($0,1^\circ - 10^\circ$) steht und überwiegend selbst Ursache für Blendwirkungen darstellt.

Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit -62° bis -75° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von 290 m – 620 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage ca. 4 m - 5 m unterhalb der Fahrbahn liegt und daher überwiegend nicht einsehbar ist. Die ohnehin geringen, rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der Fläche der PV Anlage.

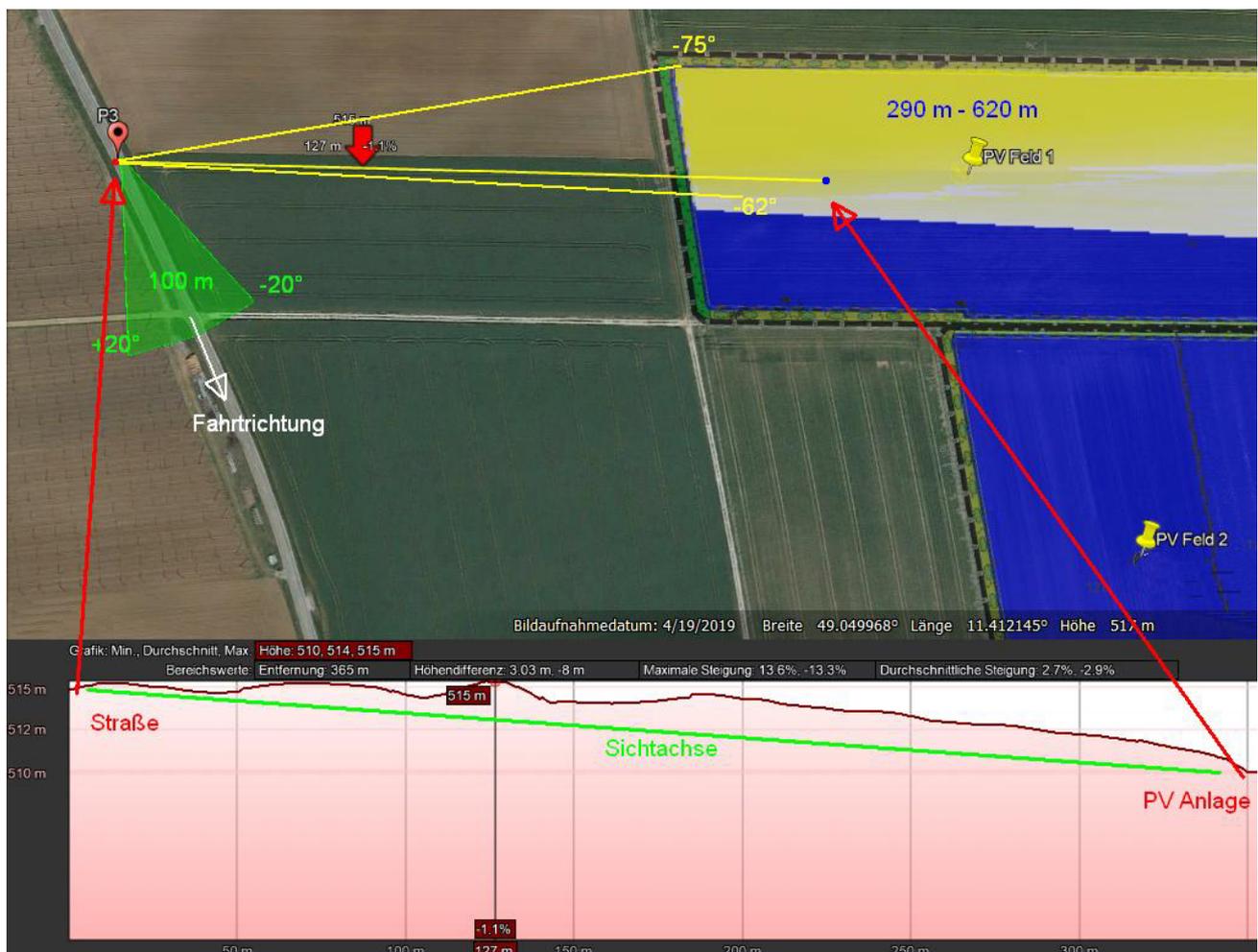


Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Wirtschafts- und Lagergebäude südwestlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02. Mai und den 11. August an insgesamt 961 Minuten pro Jahr und an 5 bis maximal 17 Minuten pro Tag⁹, in der Zeit zwischen 06:00 – 06:17 Uhr, Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P4

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
02. Mai	11. August	17	961	06:00	06:17

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

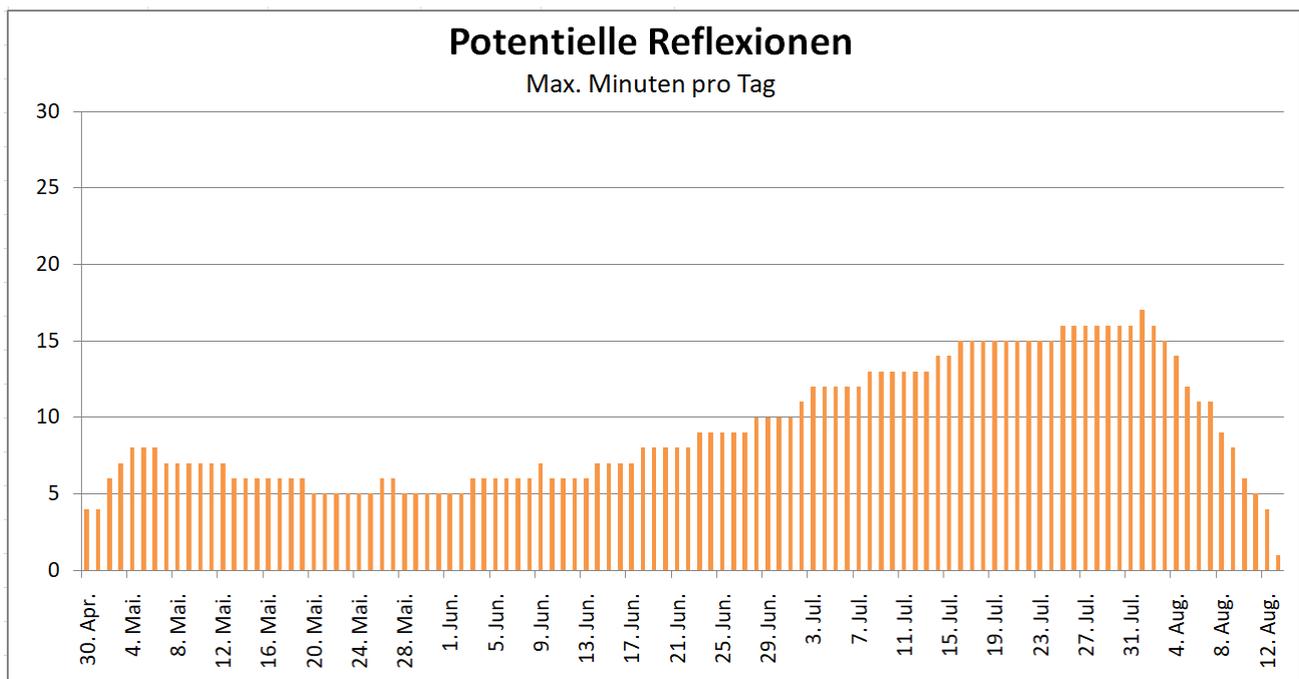


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von über 300 m zur Immissionsquelle (PV Feld 2) sind potentielle Reflexionen zu relativieren, da sich mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Kaldorf

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der östlich der PV Anlage gelegenen Ortschaft Kaldorf können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten an insgesamt nur 463 Minuten pro Jahr in der Zeit zwischen 18:05 – 18:35 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von über 700 m zur Immissionsquelle (PV Feld 3) sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Potentielle Reflexionen durch die PV Felder 1 und 2 sind aufgrund der noch größeren Entfernung zu vernachlässigen - sofern diese aufgrund der Geländestruktur überhaupt sichtbar sind.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 837 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 3 and OP 5

Receptor type: Observation Point

837 minutes of yellow glare

717 minutes of green glare

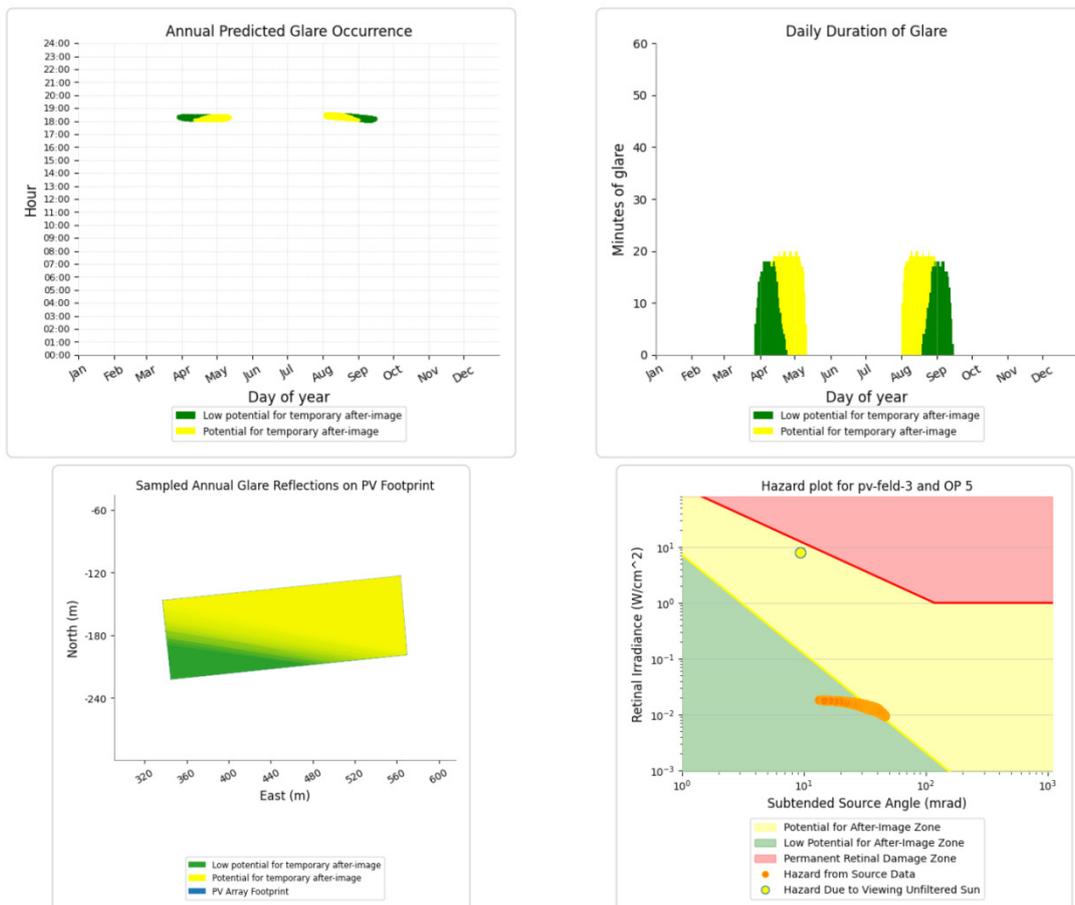


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. 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 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der EI 23 und EI 48 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. Im Verlauf der EI 48 ist aufgrund des Geländeverlaufes überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Im Bereich des Kreisverkehrs südlich der PV Anlage sind keine Reflexionen nachweisbar. Im Bereich der südöstlich der PV Anlage gelegenen Wirtschaftsgebäude und auch am Messpunkt P5 in Kaldorf können in geringem Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden. 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 25.07.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

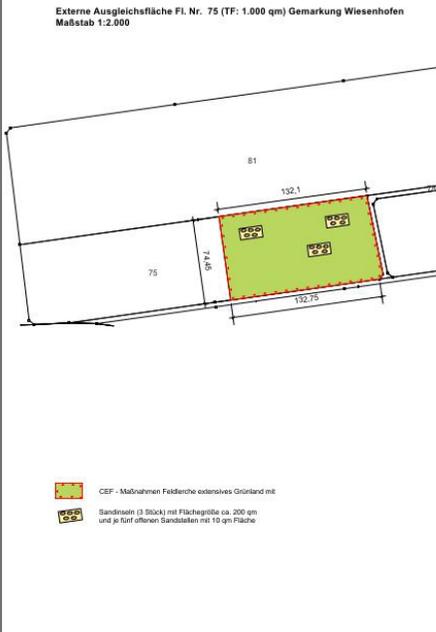
¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



PRÄAMBEL
 Die Stadt Beilngries erlässt gemäß § 10 des Baugesetzbuchs (BauGB) in der Fassung (i. d. F.) der Bekanntmachung vom 03.11.2017 (BGBl. I S. 3634), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 10.09.2021 (BGBl. I S. 4147) und des Art. 23 der Gemeindeordnung für den Freistaat Bayern (Gemeindeordnung - GO) i. d. F. der Bekanntmachung vom 22.08.1998 (GVBl. S. 756), zuletzt geändert durch § 1 des Gesetzes vom 03.03.2021 (GVBl. S. 74) sowie des Art. 81 der Bayerischen Bauordnung (BayBO) i. d. F. der Bekanntmachung vom 14.08.2007 (GVBl. S. 589 BayRS 2132-1-B), zuletzt geändert § 4 des Gesetzes vom 25. Mai 2021 (GVBl. S. 286) und der Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung - BauNV) i. d. F. der Bekanntmachung vom 21.11.2017 (BGBl. I S. 3786) zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 14. Juni 2021 (BGBl. I S. 1802) diesen Bebauungsplan als Satzung.

Kartengrundlage: Geobasisdaten © Bayerische Vermessungsverwaltung 2022

- A. Festsetzungen durch Planzeichen**
- 1. Art der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB und §§ 11 Abs. 2 BauNV)**
 (CO) Sonstiges Sondergebiet
 Zweckbestimmung: Photovoltaik-Freiflächenanlage
- 2. Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 16 Abs. 2 BauNV)**
 0,6 Grundflächenzahl (GRZ)
 3,5 m Maximale Höhe der baulichen Anlagen
- 3. Bauweise und überbaubare Grundstücksfläche (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB, §§ 22 und 23 BauNV)**
 — Baugrenze
- 4. Verkehrsmittel (§ 9 Abs. 1 Nr. 11 BauGB)**
 Private Verkehrsmittel (Zufahrt)
- 5. Grünflächen (§ 9 Abs. 1 Nr. 15)**
 Private Grünfläche (ohne bauliche Anlagen)
- 6. Flächen oder Maßnahmen für Bepflanzungen sowie zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und 25; § 1a Abs. 3 BauGB i.V.m. § 9 Abs. 1a Satz 2 BauGB)**
- Interne Ausgleichsfläche/-maßnahmen
 externe Ausgleichsfläche/-maßnahmen
 Gemarkung wird ergänzt
- Entwicklungsziele**
- Gras-Krautsäume (Maßnahme 1)
 - Hecke, dreireihig (Maßnahme 2)
 - Pflanzung von Sträuchern (Maßnahme 3)
 - Pflanzung von Wildblühtümpeln (Maßnahme 4)
 - Kleinsträucher (Trottoirhöhlen, -mauern, Wurzelstöcke, sandige Rohbodenflächen) (Maßnahme 5)
- 6. Sonstige Planzeichen**
 Grenze des räumlichen Geltungsbereichs des Bebauungsplans (§ 9 Abs. 7 BauGB)
- Hinweise**
 vorhandene Grundstücksgrenzen (mit Flurnummern)
 Landschaftsschutzgebiet (LSG)



- VERFAHRENSVERMERKE**
- Der Stadtrat hat in der Sitzung vom gemäß § 2 Abs. 1 BauGB die Aufstellung des vorbereitenden Bebauungsplans mit Grünordnungsplan beschlossen. Der Aufstellungsbeschluss wurde am ortsüblich bekannt gemacht.
 - Die frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Darlegung und Anhörung für den Vorentwurf des vorbereitenden Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.
 - Die frühzeitige Beteiligung der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 1 BauGB für den Vorentwurf des vorbereitenden Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.
 - Zu dem Entwurf des vorbereitenden Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom bis öffentlich ausgestellt. Die Auslegung wurde eine Woche vorher bekannt gemacht.
 - Der Stadtrat hat mit Beschluss des Stadtrates vom den vorbereitenden Bebauungsplans mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan in der Fassung vom als Satzung beschlossen.
- (Siegel) Stadt Beilngries, den
- Helmut Schödler
 Erster Bürgermeister
7. Ausgefertigt
 (Siegel) Stadt Beilngries, den
- Helmut Schödler
 Erster Bürgermeister
8. Der Satzungsbeschluss zu dem vorbereitenden Bebauungsplan mit Grünordnungsplan wurde am gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ersatzlich bekannt gemacht. Der vorbereitende Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan mit Begründung wird seit demselben Tag an den üblichen Dienststunden in der Stadt zu jedermanns Einsicht bereitgehalten und über dessen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der vorbereitende Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan ist damit in Kraft getreten. Auf der Rechtsfläche des § 44 Abs. 3 Satz 1 und 2 sowie Abs. 4 BauGB und die §§ 214 und 215 BauGB wurde in der Betrachtung hinweggelassen.
- (Siegel) Stadt Beilngries, den
- Helmut Schödler
 Erster Bürgermeister

- B. Textliche Festsetzungen nach § 9 BauGB und BauVO**
- 1. Art der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB und §§ 11 Abs. 2 BauNV)**
- 1.1 Sondergebiet Photovoltaik – Freiflächenanlage (§ 11 Abs. 2 BauNV)
 Zulässig sind ausschließlich die Errichtung von aufgeständerten Solarmodulen in starrer Aufstellung sowie der Zweckbestimmung des Sondergebietes unmittelbare Nebenanlagen, wie technische Einrichtungen zur Speicherung, Umwandlung und Abgabe von elektrischer Energie.
- 1.2 Es sind nur solche Vorhaben zulässig, zu denen sich der Vorhabenträger im Durchführungsvertrag gem. § 12 Abs. 3a BauGB verpflichtet.
- 2. Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 16 Abs. 2 BauNV und §§ 16 - 21a BauNV)**
- 2.1 Grundflächenzahl (GRZ) 0,6 (§ 16 BauNV)
 Bei der zulässigen Grundflächenzahl sind die Gesamtwerte der aufgeständerten Solarmodule in senkrechter Projektion einschließlich Nebenanlagen zu berücksichtigen. Die max. zulässige Grundfläche für Nebenanlagen ist hierbei auf 200 qm begrenzt.
- 2.2 Höhenfestsetzung (§ 9 Abs. 2 BauGB, § 16 Abs. 2 Nr. 4 BauNV)
 Die maximal zulässige Höhe der baulichen Anlagen über der Geländeoberfläche beträgt 3,5 m. Gemessen wird ab Oberkante zukünftigen Geländes (siehe Bestimmung C.4).
- 3. Bauweise und überbaubare Grundstücksfläche (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB, §§ 22 und 23 BauNV)**
- 3.1 Baugrenze (§ 23 Abs. 3 BauNV)
 Bauliche Anlagen einschließlich Nebenanlagen dürfen nur innerhalb der Baugrenze errichtet werden. Einfriedlungen gemäß der Bestimmung C.3 sind innerhalb des Sondergebietes auch außerhalb der Baugrenze zulässig.
- 4. Flächen oder Maßnahmen für Bepflanzungen sowie zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und 25; § 1a Abs. 3 i.V.m. § 9 Abs. 1a BauGB)**
- 4.1. Artenschutzrechtliche Vermessungsmaßnahmen**
 Die Baumarten (Erbisbaubaren) sind entweder außerhalb der Brühlzeit von Vogelnestern (z.B. Ende September) und Ende Februar durchzuführen oder gänzlich, sofern durch anderweitige Maßnahmen (geeignete Vogelvergnügsmaßnahmen (z.B. Herstellung einer Scherzschraube (d.h. Abschießen alle 7 Tage gruben und eggen) und Anbringen von Falterschildern, d.h. ca. alle 20 m Plakaten aufstellen, mit angebrachten Falterbildern) i.V.m. funktionssicheren CEP-Maßnahmen) sichergestellt wird, dass artenschutzrechtliche Vorbestandsbestände im Sinne des § 44 BauGB nicht erfüllt werden.
- 4.2 Interne Ausgleichsfläche/-maßnahmen
 Dem durch die vorliegende Planung verursachten Eingritt werden die internen Ausgleichsflächen im Ganzen zugeordnet (Gesamtflächengröße: 10.255,6 m²). Folgende Maßnahmen sind gemäß Abgrenzung in der Planzeichnung umzusetzen:
- Maßnahme 1: Anlage einer Gras-Krautsäume durch Einbringen einer Reigoltsaatmischung für Stauraum mittels Sandkörn oder durch Heudenschwärzen und Erhaltung durch abschrittweise Mahd von ca. 50% der Fläche im Herbst jeden Jahres
 - Maßnahme 2: Anlage einer dreireihigen Hecke durch die Pflanzung von standortgerechten, heimischen Sträuchern gemäß der u. g. Artenliste.
 - Maßnahme 3: Anlage und Entwicklung einer vielfältigen und locker gepflanzten Gehölzstruktur aus Strauchgruppen und Einzelsträuchern. Verwendung standortgerechter, überwiegend domingerechter Sträucher gemäß folgende Artenliste:
 - Maßnahme 4: Pflanzung von Wildblühtümpeln oder Obstblümen (Hochstämme, regionale Sorten) Flächengröße 10 m je gen. Planzeichnung. Düngung und Pfanzenschutz sind in den ersten fünf Jahren für zu pflanzenden Obstbäume zulässig, im Anschluss an die 5 Jahre nur in Ausnahmefällen zur Verhinderung eines Absterbens der Obstbäume durch Mangelernährung oder/und Schädlings- bzw. Krankheitsbefall.

Maßnahme 5: Schaffung von Kleinsträuchern für Insekten (Trottoirhöhlen, -mauern / Wurzelstöcke, Insektenhafer) / Hecken mit sandigen Rohbodenflächen, insgesamt sind 7 Strukturen herzustellen. Sträucher (2 Stück) und sandige Rohbodenstellen (2 Stück) müssen einen Durchmesser von mind. 3 m haben, die Krönung der Straue liegt zwischen 50 bis 40 cm. Die Hecken sind alle drei Jahre im September feingehackte feuchthalten. Die Trottoirstellen (3 Stück) müssen einen Mindestgröße von 6 qm pro Hecke aufweisen.

4.3 Externe Ausgleichsfläche/-maßnahmen / CEP-Maßnahme für die Feldsteine
 Dem Eingriff durch das geplante Sondergebiet wird eine Fläche (1.000 qm) von dem Flurstück der Fl. Nr. 75, Gmk. Wiesenhofen, als externe Ausgleichsfläche zugeordnet. Die Maßnahmen sind gleichzeitig vorgegebene Ausgleichsmaßnahmen / CEP-Maßnahme im Sinne des § 44 Abs. 5 BauGB für die Feldsteine und sind so durchzuführen, dass diese zum Eingriffsbereich weksam sind und der Erhalt der ökologischen Funktion der Forstparzellen- oder Ruheplätze weiterhin gewahrt ist. Folgende Maßnahmen sind stat. umzusetzen:

- Ansatz mit autochthoner, für die Lebensraumsprache der Feldsteine geeigneter blütenreicher submediterranen Weidensträucher (nicht zu hochwüchsig) durch Einbringen einer Reigoltsaatmischung. Erhaltung durch Mahd mit Mähgutabfuhr im Herbst (ab 01.09.2022) jeden Jahres.
- Herstellung der Funktionsfähigkeit der Blühstellen durch jährliche Pflege mit Pflegeschritt im Frühjahr vor Brudbeginn bis Anfang März; kein Mulchen
- bei Bedarf nach mehreren Jahren Nachsaat bzw. Umnach mit erneuter Ansatz im Herbst keine Düngung bzw. Verwendung von Pflanzenschutzmitteln
- Schaffung von Sandstein (3 Stück) mit einer Fläche von ca. 200 qm mit fünf offenen Sandstein mit 10 qm Fläche.

Für die gesamte Ausgleichsflächen sind folgende Maßnahmen allgemein:

- Für Gehölzpflanzungen sind standortgerecht, heimische Arten, Wuchshöhe 5,2 (Fränkische und schwabische Abl.), aus der u. g. Artenliste zu verwenden.
- Durch Festlegungspflege ist ein Anzeichen der Gehölze sicherzustellen, ausgefallene Gehölze sind nachzupflanzen.
- Die Gehölze sind durch regelmäßige Pflege zu erhalten (abschrittweise Auf der Stockstreu, je nach Heckentyp, fachgerechter Baum- und Einzelsträucherstütze).
- Die Reigoltsaatmischung, oder das im Einzelsträucherarten gewonnene Saatgut müssen dem Ursprunggebiet 14, Fränkische Abl., entsprechen.
- Das Mahdgut ist nach erfolgter Mahd von der Fläche zu entfernen, die Gehölze sind fachgerecht zu pflegen.
- Gehölzpflanzungen und Ansätzen sind spätestens ein Jahr nach Aufnahme der Nutzung der Anlage durchzuführen.
- Der Einsatz von Düngern und Pflanzenschutzmitteln ist unzulässig.
- Bauliche Anlagen einschließlich Einfriedlungen sind unzulässig.

Artenliste Bäume: Heister H: 250 – 300 cm oder Hochstamm 6-8 cm StU

Artenliste Bäume:
 Malus sylvestris
 Pyrus pyralis
 Sorbus aucuparia
 Sorbus aria
 Sorbus torminalis
 Malus, Pyrus spec.

Artenliste Sträucher Mindestqualität 1 x v, StB: 60-100, 3-4 Triebe

Artenliste Sträucher:
 Harnegrei
 Corylus avellana
 Crataegus monogyna
 Ligustrum sycyopteum
 Ligustrum vulgare
 Rosa canina
 Salix caprea
 Sambucus nigra
 Viburnum lantana

Artenliste Holzarten:
 Hainbuche
 Vogelbeere
 Eibener
 regionale Obstsorten

- 4.4. Freiflächengestaltung innerhalb des Sondergebietes**
- Die nicht mit baulichen Anlagen überdeckten Bereiche sind als extensiv genutztes Grünland zu entwickeln.
 - Die Erhaltung hat bei geeigneter Witterung, spätestens am nach Errichtung der Solarmodule folgenden Frühjahr zu erfolgen.
 - Die Flächen sind anschließend durch extensive Schafbeweidung oder alternativ ein- bis zweimalig Mahd pro Jahr (bei mind. 15.06 jeden Jahres) zu pflegen. Eine über die Beweidung hinausgehende Düngung oder Einsatz von Pflanzenschutzmitteln sind unzulässig.
 - Innere des einflächigen Zauns ist ein 2-3 m breiter Saum als über Winter stehenbleibender Algenstreifen zu entwickeln.
- 4.5. Umgang mit Niederschlagswasser / Grundwasser- und Bodenschutz**
- Das auf den Grundstücksflächen anfallende Niederschlagswasser ist innerhalb des Geltungsbereichs flächenhaft über die betrieblenen Böden in den Untergrund zu versickern.
 - Bei Verwendung von Technikelementen mit Dachabdeckungen in Metall sind diese zu beschichten.
 - Die Solarmodule sind mit Ramm- oder Schraubfundamenten zu verankern, wenn aufgrund der Bodenverhältnisse diese Befestigungsform nicht möglich ist, sind ausnahmsweise auch Betonfundamente zulässig.
 - Die Oberflächenverengung der Photovoltaikmodule darf nur mit Wasser unter Ausschluss von grundwassererschädigenden Chemikalien erfolgen.
 - Seine Erschließungsweg sind in unbedenklicher und begründeter Weise auszuführen.
- C. Sonstige Festsetzungen zur Bestimmung der Zulässigkeit des Vorhabens (§ 9 Abs. 3 Satz 2 BauGB)**
1. Gestaltung / Anordnung der Modulfläche
 Es sind ausschließlich rektanguläre Solarmodule in starrer Aufstellung, einem Neigungswinkel zwischen 15 und 25° (von der Horizontalen (H°)) ausgehend und im Azimut zwischen 155° - 205° zulässig (siehe folgende Scherzschraube). Die Modulfläche ist in parallel zueinander aufgestellten Reihen mit einem Mindestabstand von 2,5 m im Mittel zwischen den Reihen zu errichten. Zwischen PV-Modulen und Trafoanlagen ist ein 5 m breiter Freestreifen einzurichten.
- Scherzschraube
-
2. Gestaltung von Gebäuden
 Gebäude sind mit Flachdach, Pultdach oder Satteldach (Neigung max. 30°) zu versehen. Außenwände sind zu verputzen (ohne großen Fugen) oder mit Holz zu verschalen. Metallfassaden sind ausschließlich in nichtreflektierenden, deckelnden Farben zulässig.
3. Einfriedlungen
 Einfriedlungen sind dem nationalen Geländewert anzupassen und nur in transparenter Ausführung (Glaswände, Drahtgitter) bis zu einer Höhe von 2,3 m über Oberkante Gelände zulässig. Die Zäune sind so anzulegen, dass durchgehend ein Freihalteabstand zwischen Gelände und Zaununterkante von 15 cm als Durchfluss für Kleintiere eingehalten wird. Sockel sind unzulässig.
-

- 4. Höhenentwicklung und Gestaltung**
 Geländeveränderungen sind insoweit zulässig, als sie im Zusammenhang mit der Errichtung der Anlage unbedingt erforderlich sind, jedoch max. 0,5 m abweichend vom natürlchen Gelände. Der Anschluss an das vorhandene Gelände der Nachbargrundstücke ist Übergangsweise herzustellen.
- 5. Werber- / Informationsstellen**
 Werber- / Informationsstellen sind bis zu einer Gesamthöhegröße von 4 m² zulässig. Außenleuchtungen sind unzulässig.
- D. Allgemeine Vorschriften**
- Der vorhabenbezogene Bebauungsplan besteht aus der Planzeichnung und den Festsetzungen. Der vorhabenbezogene Bebauungsplan ist mit dem mit dem Vorhabenträger abgestimmten Vorhaben- und Erschließungsplan identisch.
- E. Hinweise**
1. Spezielle Anforderungen an die PV-Anlage
 Das dem Bebauungsplan zugrundeliegende Festsetzungskonzept berücksichtigt die Anforderungen an Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Bereich der Stadt Beilngries inklusive der Einhaltung der Trefferliste Bodenvitalitätsstrategie. Alle aus silberblauer oder mangels bodenevidenter Bezug nicht durch Festsetzung sicherer Beträge/Kriterien werden in den Durchführungsvertrag zwischen Gemeinde und Vorhabenträger aufgenommen bzw. sind darin nachzutragen (z.B. Regelungen zur Bürgerbeteiligung, geeigneter Saatgut, Pflegepläne, Haltungsprotokoll für Wiederer etc.).
2. Grenzabstände bei Bepflanzungen gegenüber landwirtschaftlichen Grundstücken
 Bei Neupflanzungen von Gehölzen sind die gesetzlichen Grenzabstände Art 47 u. 48 ABGB anzuhalten. Gehölze über 2,0 m Höhe - mindestens 2,0 m, bei starker Verschattung 4,0 m Abstand von der Grenze.
3. Denkmaltopografie
 Archäologische Bodendenkmäler genießen den Schutz des BayDSchG, insbesondere Art 7 Abs. 1 und Art 8 Abs. 1 und 2. Alle mit der Durchführung des Projektes betrauten Personen müssen das nachfolgend feststellen, dass bei Außenarbeiten auftretende vor- und feldgeschichtliche Funde nach dem BayDSchG unverzüglich dem Bay. Landesamt für Denkmalpflege gemeldet werden müssen.
4. Bodenschutz
 Alle Baumaßnahmen sind in bodenschonender Weise unter Beachtung der gültigen Regelwerke und Normen, insbesondere DIN 19105 und 1071 (vgl. auch § 12 BauGB) auszuführen. Sollten bei Außenarbeiten optische oder organoleptische Auffälligkeiten des Bodens festzustellen, die auf eine schädliche Bodenveränderung oder Altlast hindeuten, ist unverzüglich die zuständige Bodenschutzbehörde (Kreisesverwaltungsbehörde) zu benachrichtigen (Meldungspflicht gem. Art. 1, 12 Abs. 2 BayBSchG).
5. Rodungsverpflichtung
 Der Rodenbau aller in den Boden eingebrachten baulichen Elemente am abschließenden Ende der solarenenergetischen Nutzung sowie die Wiederherstellung der ursprünglichen Bodensubstrat werden über einen Durchführungsvertrag zwischen Vorhabenträger und Gemeinde verbindlich geregelt. Der Geltungsbereich wird nach Beendigung des Sondergebietes Photovoltaikanlage wieder dem ursprünglichen Nutzen (Acker) zugeführt.
6. Duldung landwirtschaftlicher Immissionen
 Die durch die ordnungsgemäße landwirtschaftliche Bearbeitung (Bodenbearbeitung, Ernte) der Nachbargrundstücke gelegentlich auftretenden Immissionen (insb. Staub) sind zu dulden.
7. Gehölzschutz
 Im Zuge der Bauausführung ist darauf zu achten, dass randliche Büsche und Heckensträucher nicht geschädigt werden.

Kartengrundlage: Geobasisdaten © Bayerische Vermessungsverwaltung 2022

Vorentwurf

Stadt Beilngries
 Vorhabenbezogener Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan Nr. 107 "Photovoltaik Freiflächenanlage Wiesenhofen"

maßStab: 1 : 2.000 bearbeitet: mw/sd
 datum: 25.04.2022

TEAM 4 Bauernschiitt • Wehner
 Landschaftsarchitekten + Stadtplaner PartGmbB
 90491 Nürnberg, Odenberger Str. 65 tel 091103937-0 fax 03937-99
 www.team4-planung.de info@team4-planung.de



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 640-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

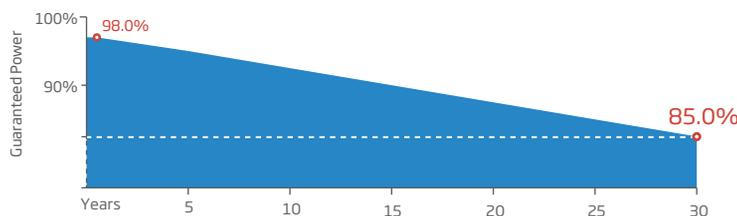
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



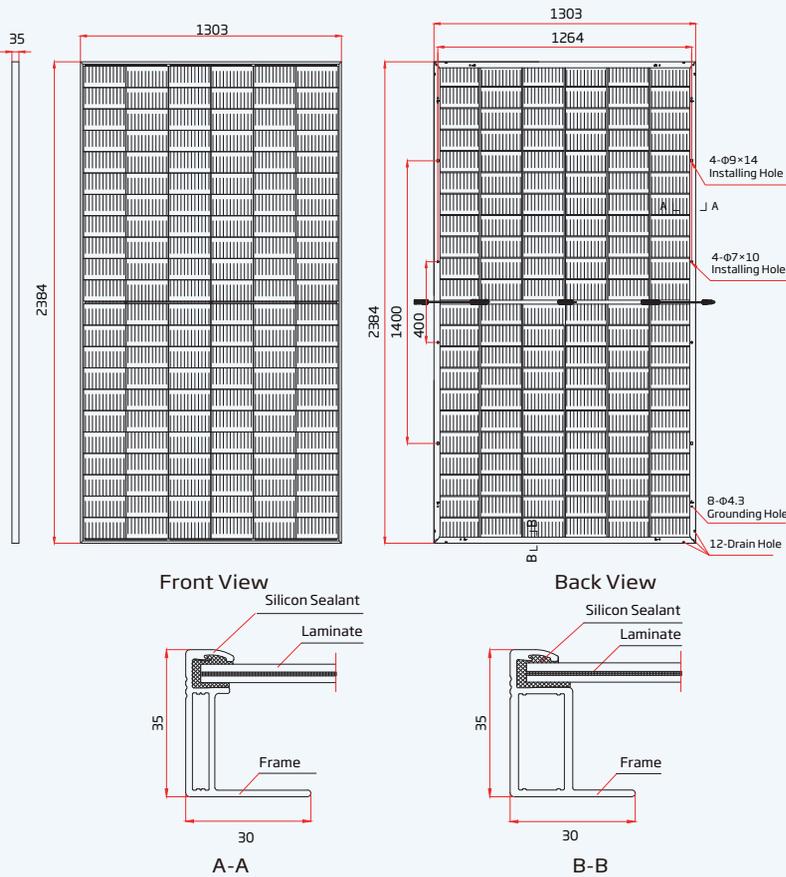
Comprehensive Products and System Certificates



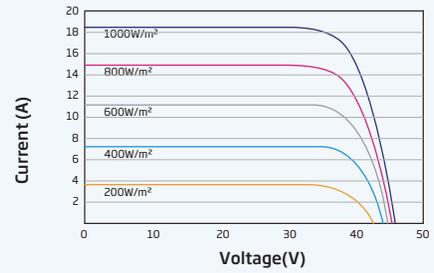
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



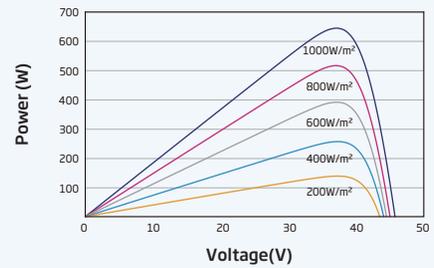
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



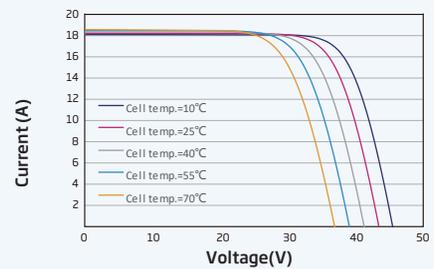
I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(645W)



I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η_m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: \pm 3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 70 \pm 5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384 \times 1303 \times 35 mm (93.86 \times 51.30 \times 1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (\pm 2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 \sim +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Beilngries**

Site configuration: **Beilngries**

Created 25 Jul, 2022

Updated 25 Jul, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 73029.12864

Category 5 MW to 10 MW

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV Feld 1	20.0	180.0	135	2.2	2,841	47.4	-
PV Feld 2	20.0	180.0	244	4.1	6,797	113.3	-
PV Feld 3	20.0	180.0	717	11.9	837	13.9	-

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	4,116	68.6
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	1,027	17.1
OP 4	0	0.0	1,759	29.3
OP 5	1,096	18.3	3,573	59.5

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld 1
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.051359	11.413064	509.05	1.90	510.95
2	49.051345	11.418063	501.92	1.90	503.82
3	49.050079	11.417634	504.81	1.90	506.71
4	49.050093	11.413321	513.99	1.90	515.89

Name: PV Feld 2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.050051	11.415081	509.76	1.90	511.66
2	49.050023	11.417591	504.86	1.90	506.76
3	49.047913	11.418042	509.89	1.90	511.79
4	49.047773	11.417956	510.77	1.90	512.67
5	49.047305	11.416443	513.80	1.90	515.70
6	49.047259	11.415918	514.98	1.90	516.88

Name: PV Feld 3
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.050037	11.417677	504.72	1.90	506.62
2	49.050248	11.420767	498.47	1.90	500.37
3	49.049573	11.420853	500.63	1.90	502.53
4	49.049362	11.417784	504.65	1.90	506.55

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.047150	11.420182	517.44	2.00
OP 2	2	49.045069	11.411921	514.96	2.00
OP 3	3	49.050765	11.409389	515.45	2.00
OP 4	4	49.046391	11.412050	519.92	2.00
OP 5	5	49.048585	11.430375	508.69	2.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	135	2.2	2,841	47.4	-
PV Feld 2	20.0	180.0	244	4.1	6,797	113.3	-
PV Feld 3	20.0	180.0	717	11.9	837	13.9	-

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	4,116	68.6
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	1,027	17.1
OP 4	0	0.0	1,759	29.3
OP 5	1,096	18.3	3,573	59.5

PV: PV Feld 1 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

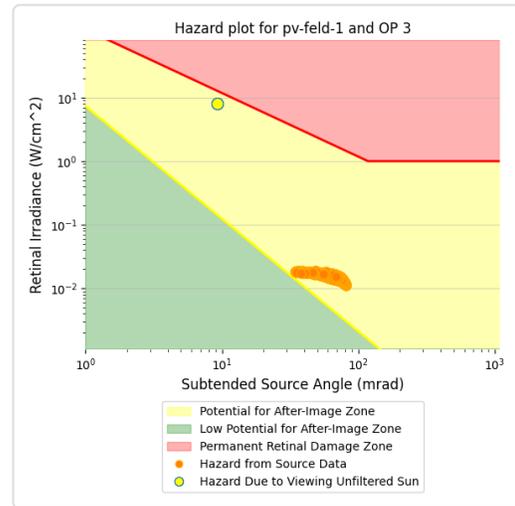
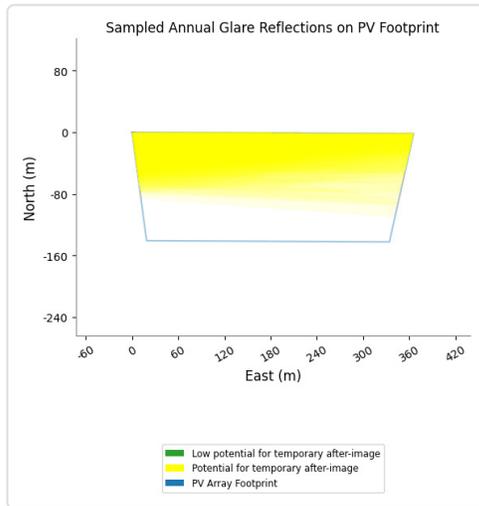
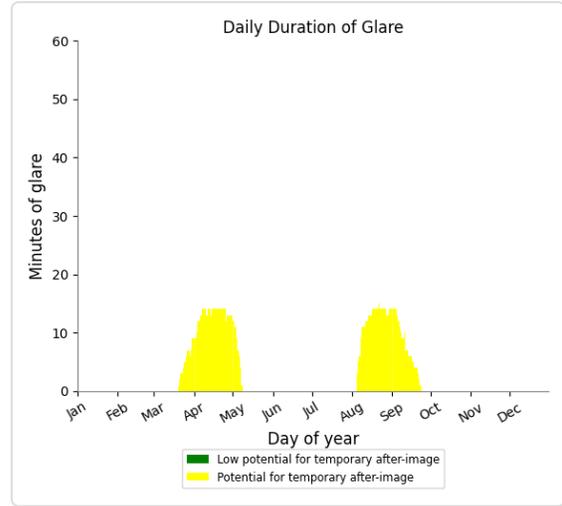
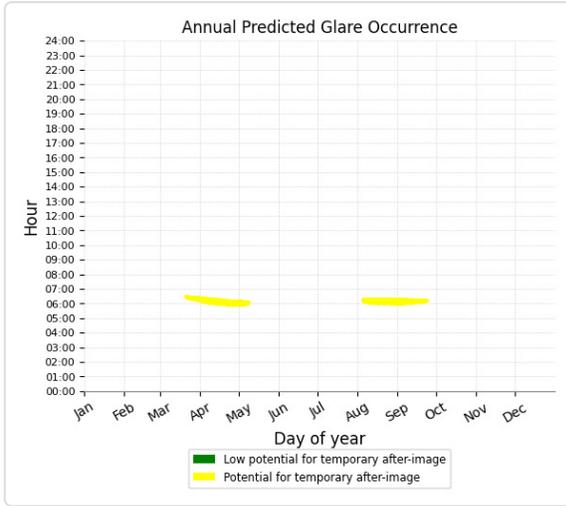
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 3	0	0.0	1,027	17.1
OP 5	135	2.2	1,814	30.2
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0

PV Feld 1 and OP 3

Receptor type: Observation Point

1,027 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



PV: PV Feld 2 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

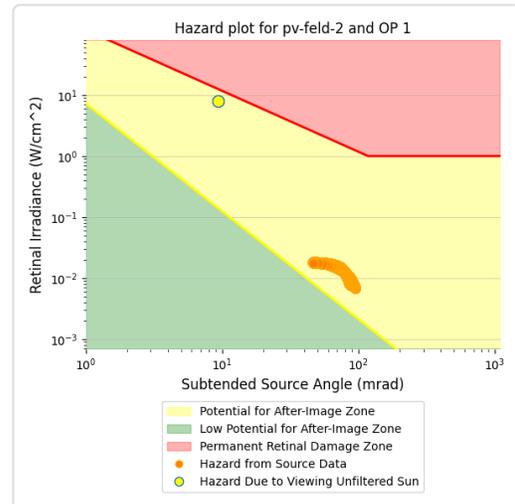
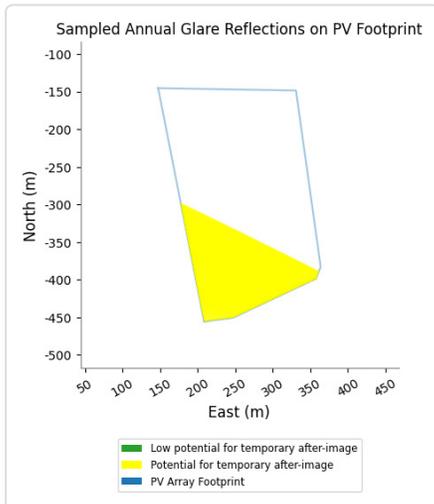
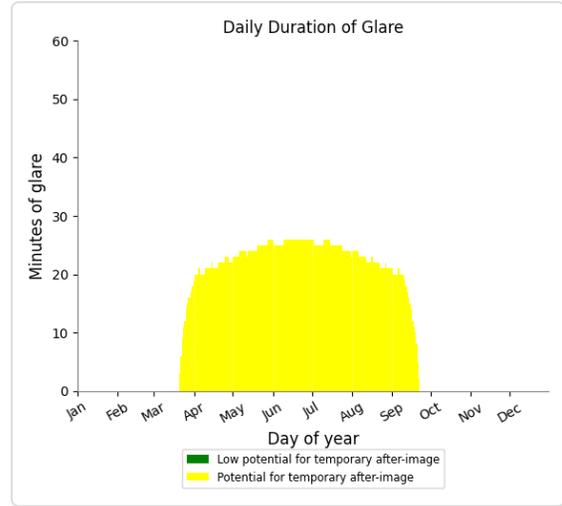
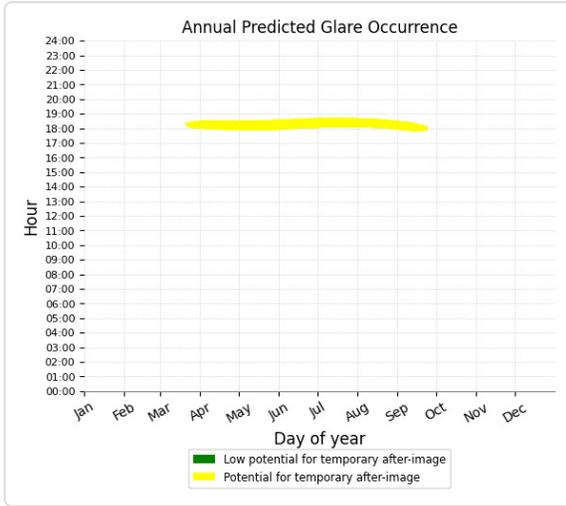
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	4,116	68.6
OP 4	0	0.0	1,759	29.3
OP 5	244	4.1	922	15.4
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0

PV Feld 2 and OP 1

Receptor type: Observation Point

4,116 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

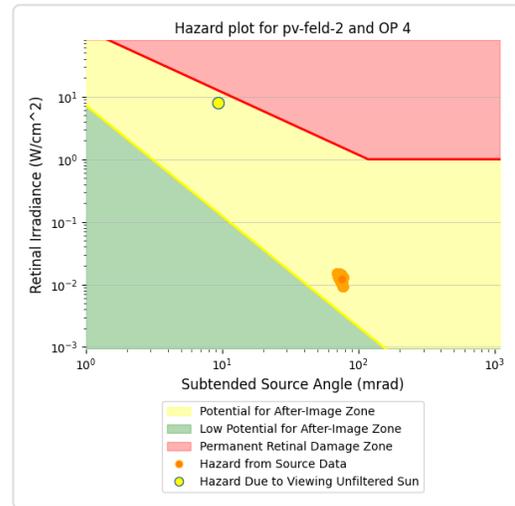
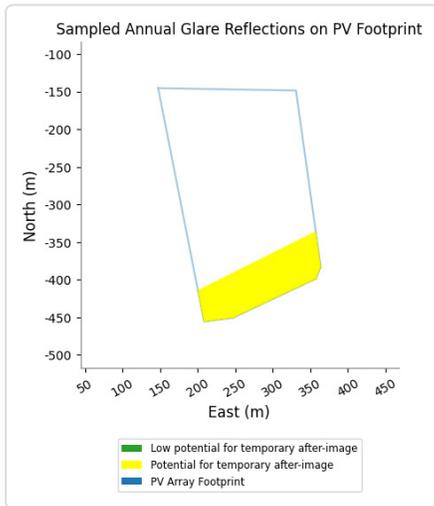
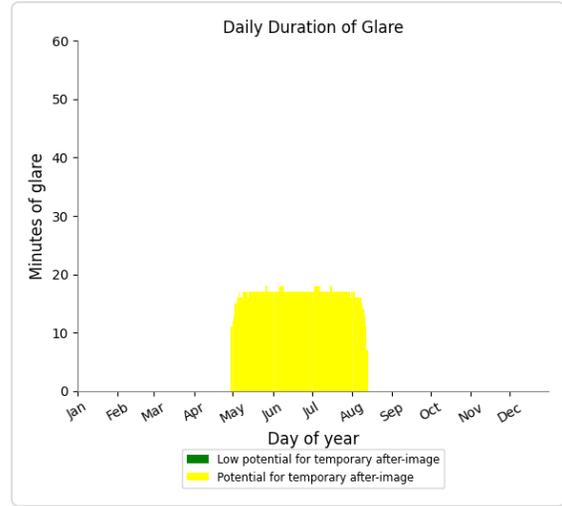
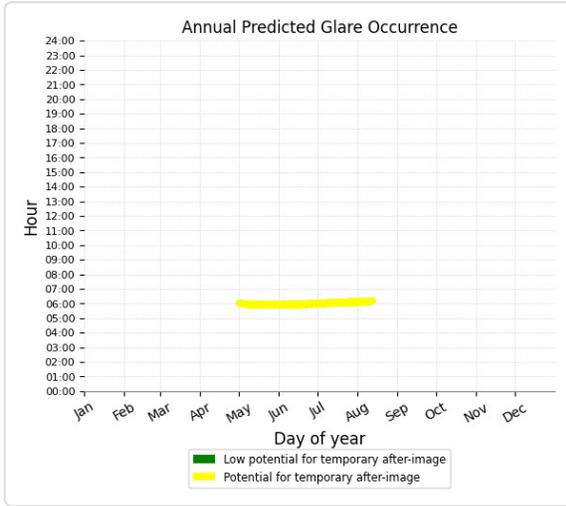


PV Feld 2 and OP 4

Receptor type: Observation Point

1,759 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

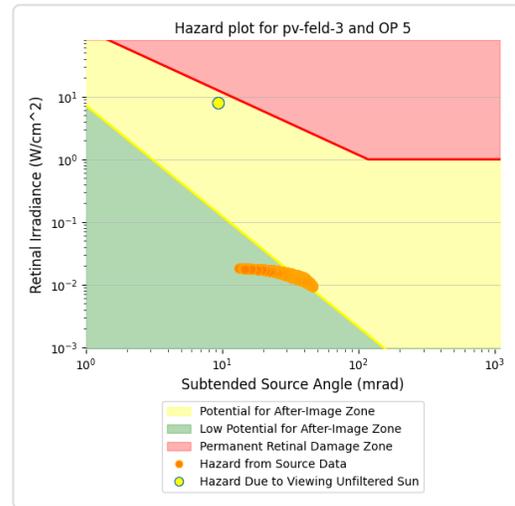
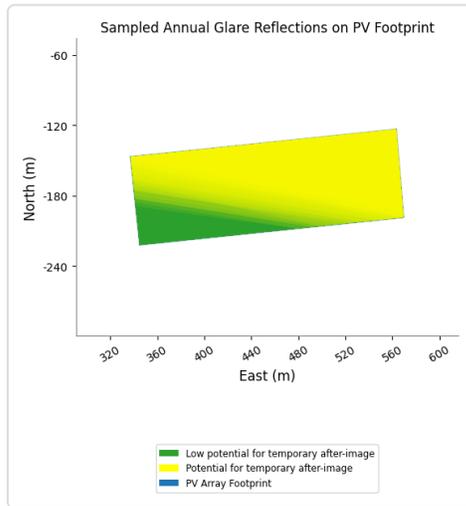
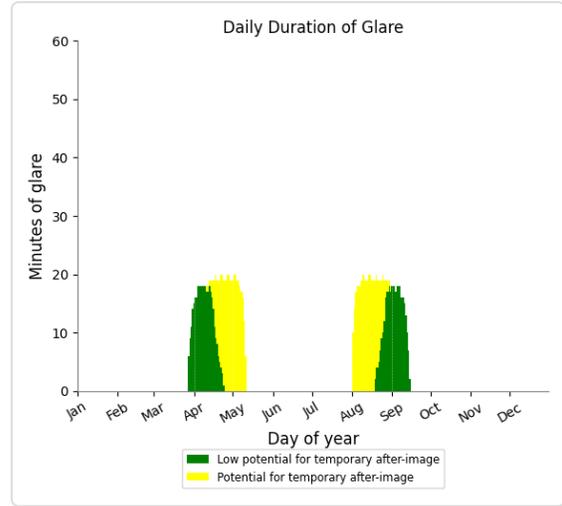
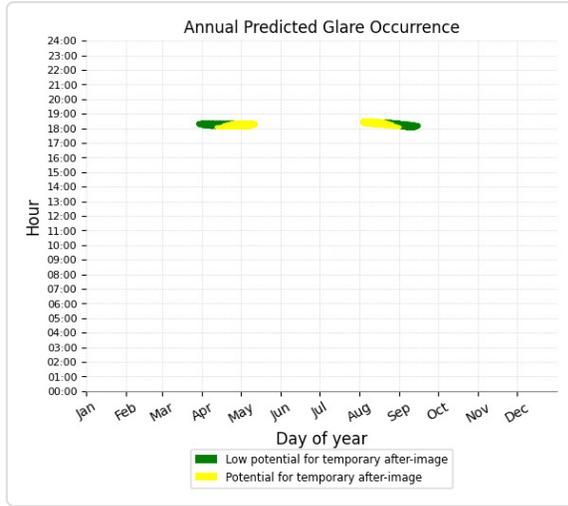


PV Feld 3 and OP 5

Receptor type: Observation Point

837 minutes of yellow glare

717 minutes of green glare



PV Feld 3 and OP 1

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV Feld 3 and OP 2

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV Feld 3 and OP 3

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV Feld 3 and OP 4

Receptor type: Observation Point

No glare found

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

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.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

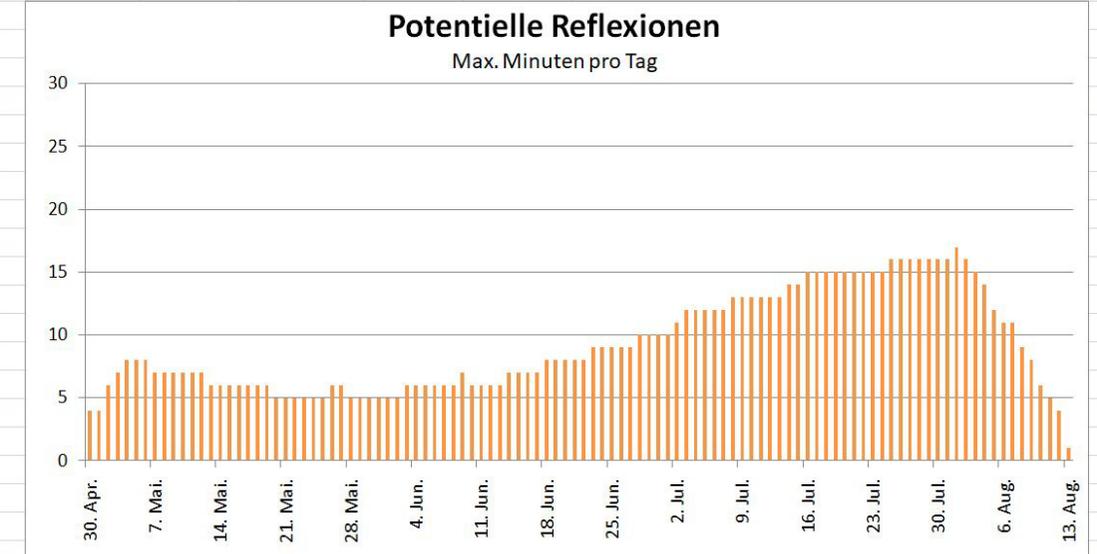
- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se (°)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
7,9	0,966	0,207	0,154	-0,966	-0,257	-0,015	30. Apr.	4	06:06	06:09	02.05.2022	11.08.2022	17	961	06:00	06:17	
8,1	0,966	0,203	0,157	-0,966	-0,257	-0,01	1. Mai.	4	06:05	06:08							
8,3	0,967	0,2	0,16	-0,967	-0,256	-0,006	2. Mai.	6	06:03	06:08							
8,5	0,967	0,197	0,163	-0,967	-0,255	-0,002	3. Mai.	7	06:02	06:08							
8,7	0,967	0,194	0,165	-0,967	-0,255	0,002	4. Mai.	8	06:00	06:07							
8,9	0,967	0,191	0,168	-0,967	-0,254	0,006	5. Mai.	8	06:00	06:07							
9	0,967	0,187	0,171	-0,967	-0,253	0,01	6. Mai.	8	06:00	06:07							
9,2	0,967	0,184	0,174	-0,967	-0,253	0,015	7. Mai.	7	06:00	06:06							
9,4	0,968	0,181	0,176	-0,968	-0,252	0,019	8. Mai.	7	06:00	06:06							
9,6	0,968	0,178	0,179	-0,968	-0,251	0,023	9. Mai.	7	06:00	06:06							
9,8	0,968	0,175	0,182	-0,968	-0,251	0,027	10. Mai.	7	06:00	06:06							
7,4	0,964	0,216	0,153	-0,964	-0,264	-0,022	11. Mai.	7	06:00	06:06							
7,5	0,965	0,213	0,156	-0,965	-0,263	-0,018	12. Mai.	7	06:00	06:06							
7,7	0,965	0,21	0,158	-0,965	-0,263	-0,014	13. Mai.	6	06:00	06:05							
7,9	0,965	0,207	0,161	-0,965	-0,262	-0,009	14. Mai.	6	06:00	06:05							
8,1	0,965	0,204	0,164	-0,965	-0,261	-0,005	15. Mai.	6	06:00	06:05							
8,3	0,965	0,2	0,167	-0,965	-0,261	-0,001	16. Mai.	6	06:00	06:05							
8,5	0,966	0,197	0,169	-0,966	-0,26	0,003	17. Mai.	6	06:00	06:05							
8,6	0,966	0,194	0,172	-0,966	-0,259	0,007	18. Mai.	6	06:00	06:05							
8,8	0,966	0,191	0,175	-0,966	-0,259	0,011	19. Mai.	6	06:00	06:05							
9	0,966	0,188	0,178	-0,966	-0,258	0,015	20. Mai.	5	06:00	06:04							
9,2	0,966	0,184	0,18	-0,966	-0,257	0,02	21. Mai.	5	06:00	06:04							
9,4	0,966	0,181	0,183	-0,966	-0,257	0,024	22. Mai.	5	06:00	06:04							
7,7	0,963	0,223	0,154	-0,963	-0,27	-0,025	23. Mai.	5	06:00	06:04							
7,2	0,963	0,22	0,157	-0,963	-0,269	-0,021	24. Mai.	5	06:00	06:04							
7,3	0,963	0,216	0,16	-0,963	-0,268	-0,017	25. Mai.	5	06:00	06:04							
7,5	0,963	0,213	0,162	-0,963	-0,268	-0,013	26. Mai.	6	06:00	06:05							
7,7	0,964	0,21	0,165	-0,964	-0,267	-0,009	27. Mai.	6	06:00	06:05							
7,9	0,964	0,207	0,168	-0,964	-0,266	-0,004	28. Mai.	5	06:00	06:04							
8,1	0,964	0,204	0,171	-0,964	-0,266	0	29. Mai.	5	06:00	06:04							
8,2	0,964	0,201	0,173	-0,964	-0,265	0,004	30. Mai.	5	06:00	06:04							
8,4	0,964	0,197	0,176	-0,964	-0,264	0,008	31. Mai.	5	06:00	06:04							
8,6	0,965	0,194	0,179	-0,965	-0,264	0,012	1. Jun.	5	06:00	06:04							
8,8	0,965	0,191	0,182	-0,965	-0,263	0,016	2. Jun.	5	06:00	06:04							
9	0,965	0,188	0,184	-0,965	-0,262	0,02	3. Jun.	6	06:00	06:05							
9,2	0,965	0,185	0,187	-0,965	-0,262	0,025	4. Jun.	6	06:00	06:05							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:
 961 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 778 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 183 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 17 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1760 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Date	Corneal Irradiance [W/m²]	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Anzahl		Start	Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3				
																		Tag	Minuten							
2022-03-20 06:28:00	0,011432	543,8037	2	0,565428	0,01744	0,039763	0,2	91,5	1	-0,026	0,004	-1	0,017	0,019	28. Apr.	1	06:09	06:09	02.05.2022	06.05.2022	7	32	06:00	06:08		
2022-03-21 06:27:00	0,012263	546,8428	2	0,566765	0,017579	0,045313	0,4	91	1	-0,018	0,006	-1	0,01	0,016	29. Apr.	2	06:08	06:09	06.08.2022	10.08.2022	8	33	06:09	06:17		
2022-03-21 06:28:00	0,011495	549,1793	2	0,553897	0,017253	0,041229	0,5	91,2	1	-0,021	0,009	-1	0,01	0,02	30. Apr.	3	06:06	06:09								
2022-03-22 06:25:00	0,011398	547,5258	2	0,568107	0,017642	0,038442	0,5	90,6	1	-0,01	0,009	-1	0,002	0,013	1. Mai.	4	06:05	06:09								
2022-03-22 06:26:00	0,012407	549,8481	2	0,555207	0,017315	0,047654	0,7	90,8	1	-0,013	0,011	-1	0,003	0,017	2. Mai.	6	06:03	06:08								
2022-03-22 06:27:00	0,013333	552,1662	2	0,5426	0,016993	0,055334	0,8	90,9	1	-0,016	0,014	-1	0,003	0,022	3. Mai.	7	06:02	06:08								
2022-03-23 06:24:00	0,011625	548,2288	2	0,569454	0,017707	0,039902	0,6	90,1	1	-0,002	0,011	-1	-0,006	0,01	4. Mai.	7	06:00	06:07								
2022-03-23 06:25:00	0,011662	550,5434	2	0,556523	0,017378	0,041881	0,8	90,3	1	-0,005	0,014	-1	-0,005	0,014	5. Mai.	6	06:00	06:06								
2022-03-23 06:26:00	0,01212	552,8538	2	0,543886	0,017055	0,046932	1	90,5	1	-0,009	0,017	-1	-0,004	0,018	6. Mai.	6	06:00	06:06								
2022-03-24 06:23:00	0,012921	551,2097	2	0,570809	0,017846	0,048548	0,8	89,7	1	0,006	0,013	-1	-0,013	0,007	7. Mai.	4	06:02	06:06								
2022-03-24 06:24:00	0,011722	553,5061	2	0,557848	0,017513	0,041642	0,9	89,8	1	0,003	0,016	-1	-0,013	0,011	8. Mai.	1	06:06	06:06								
2022-03-24 06:25:00	0,011869	555,7983	2	0,545181	0,017186	0,044426	1,1	90	1	-0,001	0,019	-1	-0,012	0,015	5. Aug.	3	06:14	06:16								
2022-03-24 06:26:00	0,012124	558,0864	2	0,532801	0,016865	0,047932	1,3	90,2	1	-0,004	0,022	-1	-0,011	0,019	6. Aug.	5	06:11	06:16								
2022-03-25 06:21:00	0,011429	551,8725	2	0,572173	0,01791	0,037318	0,9	89,2	1	0,014	0,016	-1	-0,021	0,003	7. Aug.	6	06:10	06:16								
2022-03-25 06:22:00	0,012868	554,1551	2	0,559183	0,017575	0,049504	1,1	89,4	1	0,011	0,019	-1	-0,02	0,008	8. Aug.	8	06:09	06:17								
2022-03-25 06:23:00	0,011822	556,4336	2	0,546486	0,017247	0,043766	1,2	89,6	1	0,007	0,022	-1	-0,019	0,012	9. Aug.	8	06:10	06:17								
2022-03-25 06:24:00	0,011943	558,708	2	0,534078	0,016924	0,04632	1,4	89,8	1	0,004	0,025	-1	-0,019	0,016	10. Aug.	6	06:12	06:17								
2022-03-25 06:25:00	0,011892	560,9781	2	0,521951	0,016607	0,047592	1,6	90	1	0,001	0,027	-1	-0,018	0,021	11. Aug.	4	06:12	06:16								
2022-03-26 06:20:00	0,011273	554,8	2	0,573549	0,018048	0,03534	1,1	88,8	1	0,022	0,018	-1	-0,028	0	12. Aug.	4	06:13	06:17								
2022-03-26 06:21:00	0,011713	557,0649	2	0,56053	0,01771	0,040569	1,2	88,9	1	0,018	0,021	-1	-0,028	0,004	13. Aug.	2	06:16	06:17								
2022-03-26 06:22:00	0,012478	559,3257	2	0,547805	0,017379	0,047825	1,4	89,1	1	0,015	0,024	-1	-0,027	0,009	14. Aug.	2	06:16	06:17								
2022-03-26 06:23:00	0,013366	561,5824	2	0,535369	0,017053	0,05525	1,5	89,3	1	0,012	0,027	-1	-0,026	0,013												
2022-03-26 06:24:00	0,013147	563,8348	2	0,523214	0,016732	0,055456	1,7	89,5	1	0,009	0,03	-1	-0,026	0,017												
2022-03-26 06:25:00	0,012375	566,0831	2	0,511335	0,016418	0,05198	1,9	89,7	0,999	0,005	0,033	-0,999	-0,025	0,022												
2022-03-27 06:19:00	0,011376	557,6914	2	0,574939	0,018186	0,035476	1,2	88,3	0,999	0,03	0,021	-0,999	-0,036	-0,003												
2022-03-27 06:20:00	0,011595	559,9388	2	0,561891	0,017845	0,038965	1,4	88,5	0,999	0,026	0,024	-0,999	-0,035	0,001												
2022-03-27 06:21:00	0,0138	562,1821	2	0,549138	0,01751	0,055704	1,5	88,7	0,999	0,023	0,027	-0,999	-0,035	0,006												
2022-03-27 06:22:00	0,012259	564,4213	2	0,536674	0,017181	0,047285	1,7	88,9	0,999	0,02	0,029	-0,999	-0,034	0,01												
2022-03-27 06:23:00	0,013414	566,6563	2	0,524492	0,016857	0,056501	1,9	89,1	0,999	0,016	0,032	-0,999	-0,033	0,014												
2022-03-27 06:24:00	0,012569	568,8872	2	0,512586	0,016539	0,052674	2	89,2	0,999	0,013	0,035	-0,999	-0,033	0,018												
2022-03-27 06:25:00	0,012999	571,1138	2	0,50095	0,016227	0,057044	2,2	89,4	0,999	0,01	0,038	-0,999	-0,032	0,023												
2022-03-28 06:18:00	0,01199	560,5465	2	0,576344	0,018324	0,039598	1,3	87,8	0,999	0,038	0,023	-0,999	-0,044	-0,006												
2022-03-28 06:19:00	0,012226	562,7766	2	0,563269	0,017979	0,043059	1,5	88	0,999	0,034	0,026	-0,999	-0,043	-0,002												
2022-03-28 06:20:00	0,01205	565,0026	2	0,550488	0,017641	0,043456	1,7	88,2	0,999	0,031	0,029	-0,999	-0,042	0,002												
2022-03-28 06:21:00	0,013636	567,2245	2	0,537997	0,017308	0,055674	1,8	88,4	0,999	0,028	0,032	-0,999	-0,042	0,007												
2022-03-28 06:22:00	0,012283	569,4423	2	0,525788	0,016982	0,048464	2	88,6	0,999	0,024	0,035	-0,999	-0,041	0,011												
2022-03-28 06:23:00	0,013346	571,6559	2	0,513856	0,016661	0,057044	2,2	88,8	0,999	0,021	0,038	-0,999	-0,04	0,015												
2022-03-28 06:24:00	0,012425	573,8654	2	0,502193	0,016346	0,052694	2,3	89	0,999	0,018	0,04	-0,999	-0,04	0,02												
2022-03-29 06:17:00	0,011947	563,3649	2	0,564664	0,018043	0,040678	1,6	87,6	0,999	0,042	0,029	-0,999	-0,051	-0,005												
2022-03-29 06:18:00	0,012074	565,5779	2	0,551857	0,017703	0,043319	1,8	87,8	0,999	0,039	0,031	-0,999	-0,05	-0,001												
2022-03-29 06:19:00	0,012144	567,7869	2	0,539339	0,017369	0,045512	2	88	0,999	0,036	0,034	-0,999	-0,049	0,003												
2022-03-29 06:20:00	0,013127	569,9917	2	0,527103	0,017041	0,053809	2,1	88,2	0,999	0,032	0,037	-0,999	-0,049	0,008												
2022-03-29 06:22:00	0,013023	574,3891	2	0,503456	0,016402	0,056319	2,5	88,5	0,999	0,026	0,043	-0,999	-0,047	0,016												
2022-03-29 06:23:00	0,012343	576,5817	2	0,492032	0,016091	0,053455	2,6	88,7	0,999	0,022	0,046	-0,999	-0,047	0,021												
2022-03-30 06:16:00	0,011601	564,009	2	0,566079	0,018109	0,037669	1,8	87,1	0,998	0,05	0,031	-0,998	-0,058	-0,008												
2022-03-30 06:17:00	0,011961	566,2149	2	0,553245	0,017767	0,042162	1,9	87,3	0,998	0,047	0,034	-0,998	-0,058	-0,004												
2022-03-30 06:18:00	0,012073	568,4168	2	0,540701	0,017432	0,044678	2,1	87,5	0,998	0,043	0,037	-0,998	-0,057	0												
2022-03-30 06:19:00	0,012386	570,6146	2	0,52844	0,017103	0,048571	2,3	87,7	0,998	0,04	0,04	-0,998	-0,056	0,005												
2022-03-30 06:20:00	0,012556	572,8083	2	0,516455	0,016779	0,051368	2,4	87,9	0,998	0,037	0,042	-0,998	-0,055	0,009												

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
65 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
33 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
32 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
8 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1028 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

