

SolPEG Blendgutachten Solarpark Gössenreuth

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in Gössenreuth in Oberfranken (Bayern)**

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

☎ +49 40 79 69 59 36
📞 +49 40 79 69 59 38
✉ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B303 nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B303 südlich von PV-Feld 4.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B303 östlich von PV-Feld 4.....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4 und P5, umliegende Gebäude	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang (Auszug).....	22 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Gössenreuth

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Gössenreuth“ für Verkehrsteilnehmer auf der B303 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Gössenreuth“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B303 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 potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der 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 Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich der Ortschaft Gössenreuth in Oberfranken (Bayern). Zwischen den Flächen verläuft die B303 / E48. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich von Gössenreuth in Oberfranken (Bayern). Die Flächen sind leicht abfallend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	50.048°N, 11.642°O, 397 m ü N.N.
Abstand zur B303	ca. 20 m (Baugrenze Grünstreifen)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 30 m - 60 m

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

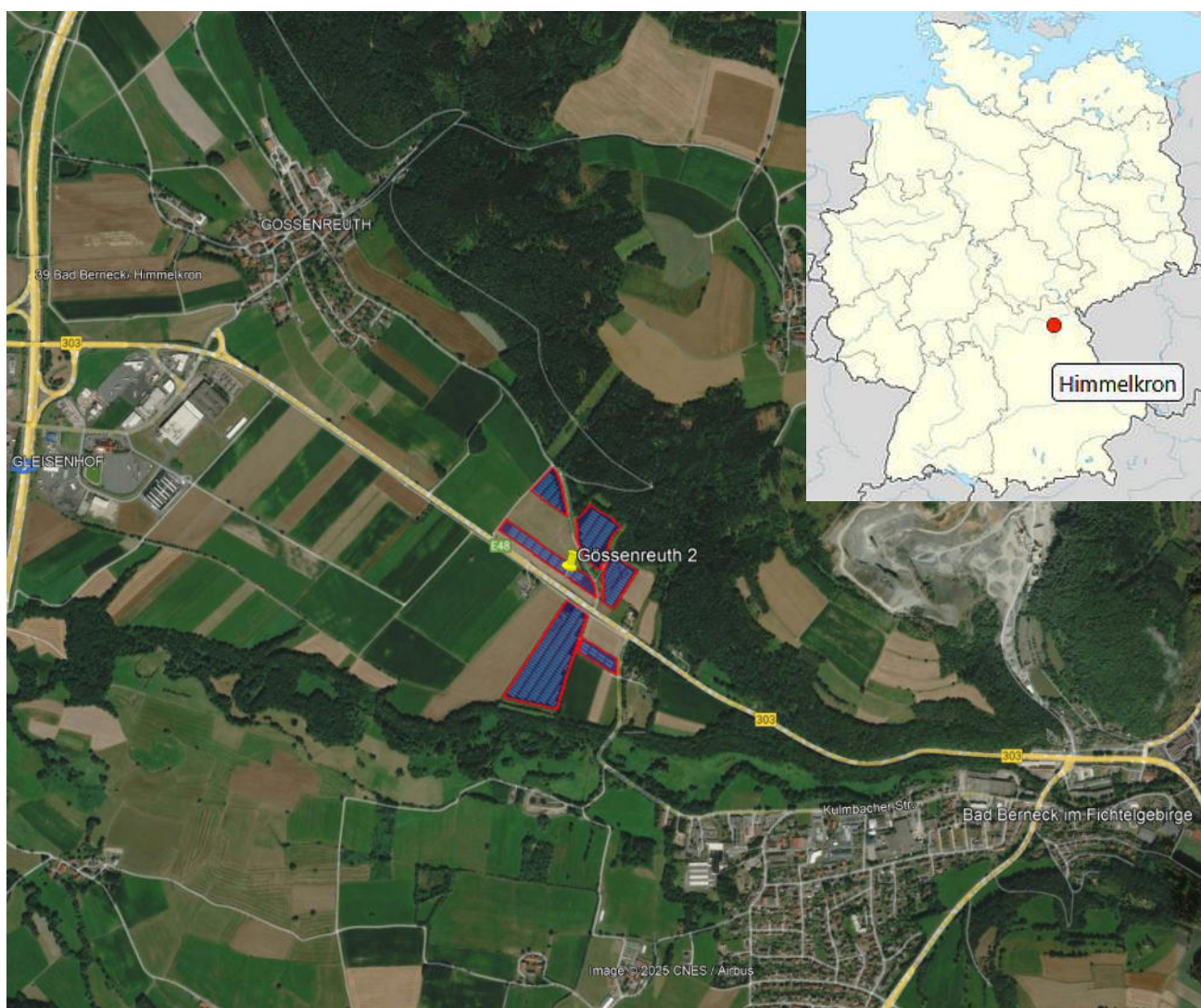


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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



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

Fotos der PV-Flächen. Blick von Süden nach Norden auf das PV-Feld 4 (Hanglage).



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Blick von Norden nach Süden auf das PV-Feld 6.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt Teilflächen der PV-Anlage und die relevante Umgebung. Die östlich der PV-Anlage gelegenen Gebäude können theoretisch von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt vorhanden. Die Standorte werden zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.



Bild 2.2.1: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie 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 mög-
lichst 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:

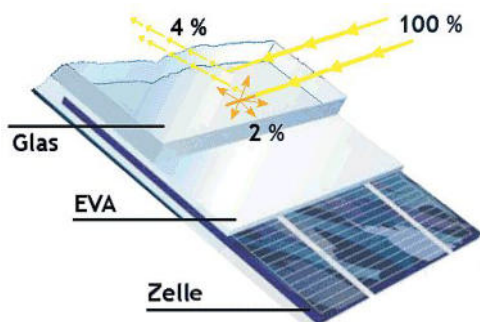


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-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.

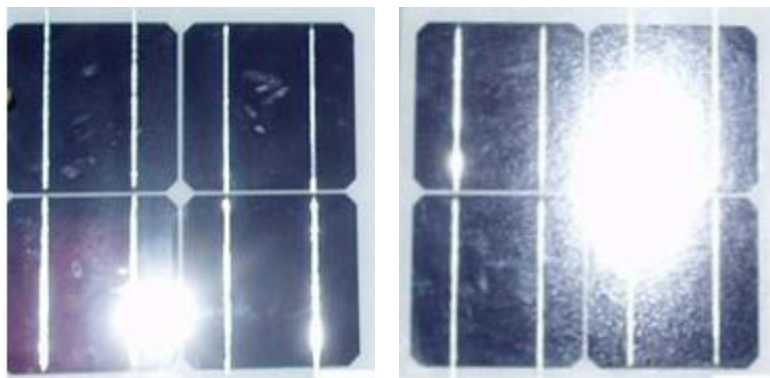


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

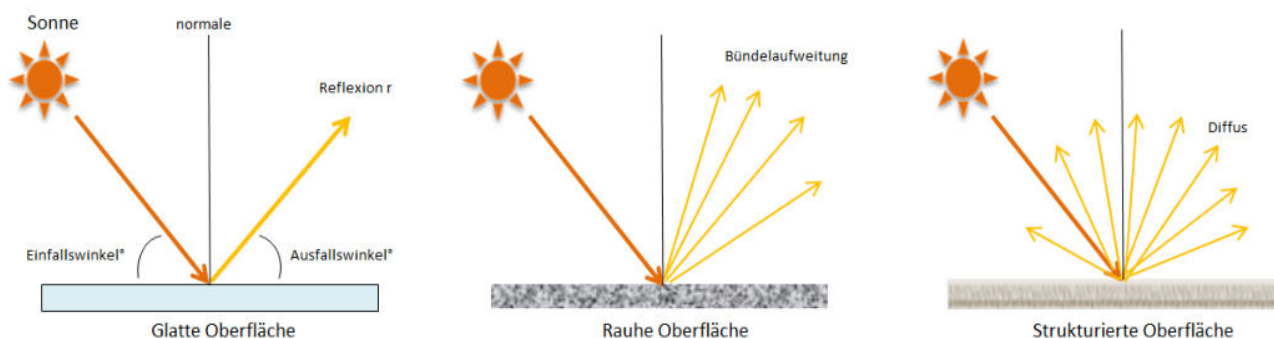


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass

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 FAA⁴ 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:

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

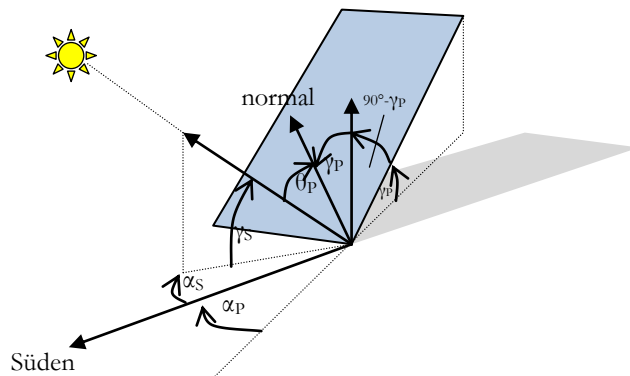


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

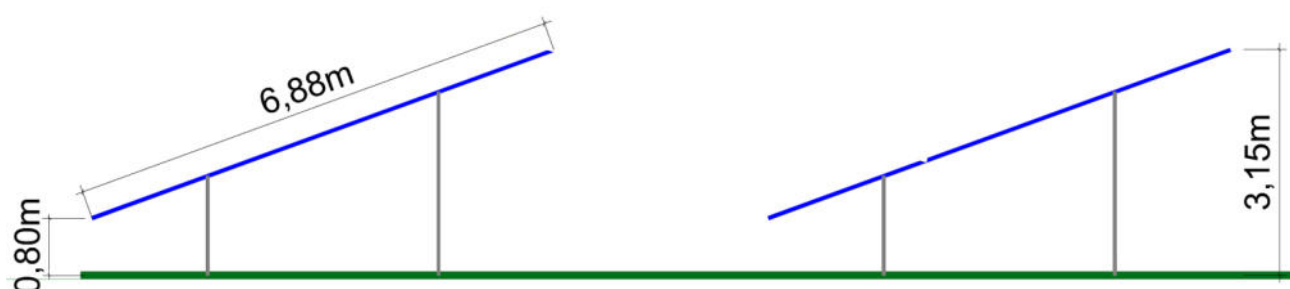


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Beispielbild)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	214° und Variante mit 180° (=Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m bis 3,5 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen im Verlauf von Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Gössenreuth wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der B303 / E48 sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind in Abschnitt 4 aufgeführt. Weitere Messpunkte an Gebäuden wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die gewählten 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 fehlt⁹ 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. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen im Verlauf von Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8% ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

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

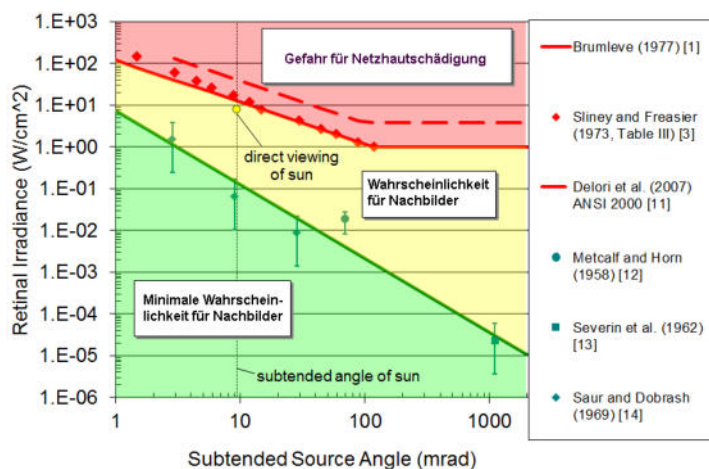


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ 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_2024_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2,5 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV ist ein eher konservativer Ansatz, da bei >90% der Verkehrsteilnehmer die übliche Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Darüber hinaus zeigen sich bei einer Sitzhöhe von 2,5 m - 3 m keine nennenswert anderen Ergebnisse.

Das Ergebnis der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht.

In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B303 südöstlich	50.047349	11.643331	393,03	395,53	-
P2 B303 südlich PV-Feld 4	50.048522	11.640654	395,39	397,89	nicht relevant ^W
P3 B303 westlich	50.049641	11.638146	394,02	396,52	nicht relevant ^W
P4 Gebäude östlich	50.047341	11.644122	395,33	397,33	-
P5 Gebäude südöstlich	50.045846	11.644069	384,06	386,06	nicht relevant ^D

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz/Geländestruktur, ^D = geringe Dauer

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B303 / E48 nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der B303 /48 im Bereich der Einmündung der Straße nach Himmelkron (Zone 30) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B303 südlich von PV-Feld 4

Am Messpunkt P2 auf der B303 können theoretisch Reflexionen auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 13. April - 30. August, zwischen 08:02 - 08:40 Uhr, für max. 21 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 4 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -32° bis -49° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

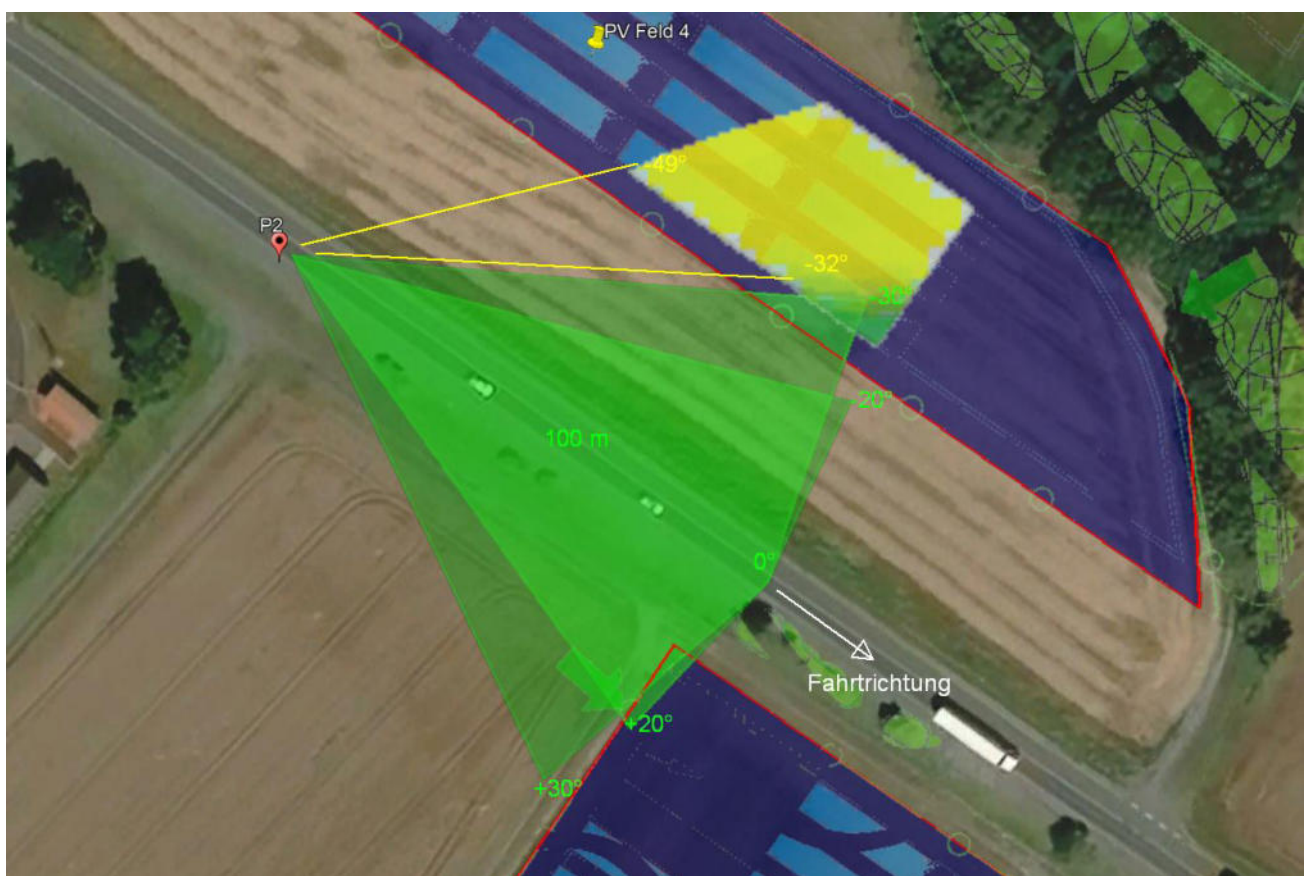


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁵ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung (Nordwesten) sind potenzielle Reflexionen aufgrund der entsprechend größeren Einfallswinkel ($+180^\circ$) nicht wahrnehmbar. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

¹⁵ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

¹⁶ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B303 östlich von PV-Feld 4

Am Messpunkt P3 auf der B303 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. Februar - 16. Oktober, zwischen 07:51 - 09:13 Uhr, für max. 24 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 4 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -28° bis -49° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der B303 / E48.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4 und P5, umliegende Gebäude

Die Messpunkte P4 und P5 im Bereich der Gebäude östlich und südöstlich der PV-Anlage, an der Adresse Rosengarten 1 bzw. 13 wurden zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit 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 bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden kann. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

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

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der B303 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage liegen die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt gleichermaßen auch für Fahrzeuge mit einer erhöhten Sitzposition (LKW). Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

Im Bereich der östlich und südöstlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden und dementsprechend ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage nicht gegeben.

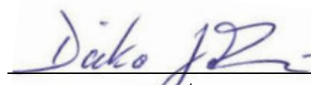
Generell ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Realität keine Blendwirkung entwickeln werden.

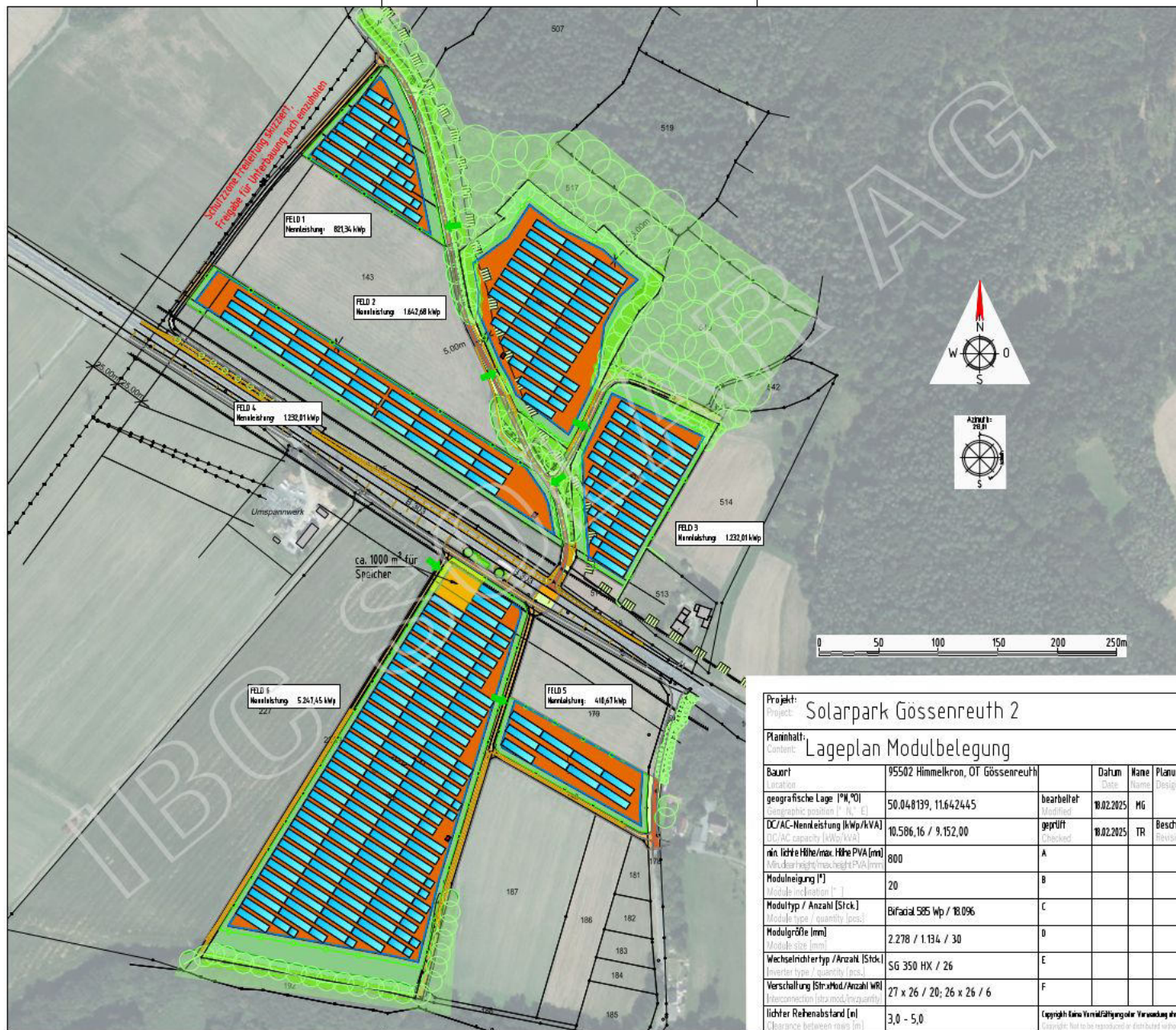
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 27.02.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



Legende

Legend

	Flurstücksgrenze
	Boundary
	Zaun
	Fence
	Modultisch 3-reihig hoch
	Module table 3 rows portrait
	Trafostation
	Transformer station
	Zugang
	Access
	Geltungsbereich
	Area of development plan
	Baugrenze
	Boundary of construction

Planungsgrundlage:

- Luftbild aus Google Earth Pro
BP_VE_20wGZBPlan04.02.2025.dwg
Vermessung Creatar 24.04.30

Vorentwurf vorbehaltlich:

- Genehmigungsaufgaben
- Höhenentwicklung Gelände
- Tragfähigkeit Baugrund
- Grundlasten Grundstück
- Auflagen TöB
- Einspeisepunkt

Projekt: Solarpark Gössenreuth 2

Planimat: Lageplan Modulbelegung

IBC SOLAR AG
Am Hochgericht 10
D-96231 Bad Staffelstein
Fon +49 9573 9224-0
E-Mail: info@ibc-solar.com



Bauart	95502 Himmelkron, OT Gössenreuth	Datum	10.02.2025	Name	Entwurf E3	
geografische Lage [°N, °O]	50.048139, 11.642445	bearbeitet	10.02.2025	MG	Preliminary layout	
DC/AC-Nennleistung [kWp/kVA]	10.586,16 / 9.152,00	geprüft	10.02.2025	TR	Beschreibung der Revision	Blattgröße A
min. lichte Höhe/max. Höhe PVA [mm]	800	A			Revision description	Maßstab
Modulleistung [°]	20	B				Scale
Modultyp / Anzahl [Stck]	Bifacial 585 Wp / 10.096	C				13000
Modulgröße [mm]	2.278 / 1.134 / 30	D				Plan-Nr.
Wechselrichtertyp / Anzahl [Stck]	SG 350 HX / 26	E				1.1
Verschaltung [Strahlmod/Anzahl WRI]	27 x 26 / 20; 26 x 26 / 6	F				Revision
lichter Reihenabstand [m]	3,0 - 5,0					Revised
Copyright Solar Vertriebsgesellschaften. Voranwendung ohne schriftliche Zustimmung von IBC SOLAR AG.				Projekt-Nr.:		DE0008
Ihre Rechte behalten Sie sich. Es ist ausdrücklich gestattet, das Projekt für andere Projekte zu verwenden.				Projekt-Nr.:		

Hi-MO X6 Scientist

LR5-72HTH

590-600M

- Geeignet für ultragroße Kraftwerke
- Schlichtes Design verkörpert modernen Stil
- Höchste Effizienz
- Erweiterte Produktgarantie, erweiterter Service



15 Jahre
Produktgarantie



25 Jahre lineare
Leistungsgarantie

Komplette System-
und Produktzertifizierungen

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO-Qualitätsmanagementsystem

ISO14001: 2015: ISO-Umweltmanagementsystem

ISO45001: 2018: Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit

IEC62941: Leitfaden zur Steigerung des Vertrauens bei der Bauarteignung und Bauartzulassung von PV-Modulen

LONGi



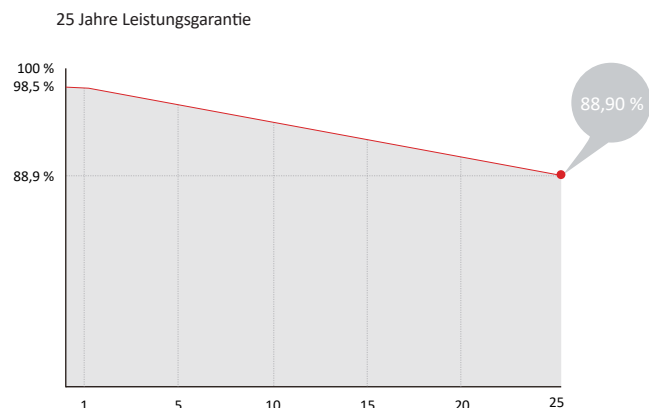
23,2 %
MAX. MODULWIRKUNGSGRAD

0-3 %
LEISTUNGSTOLERANZ

<1,5 %
LEISTUNGSDEGRADATION
IM ERSTEN JAHR

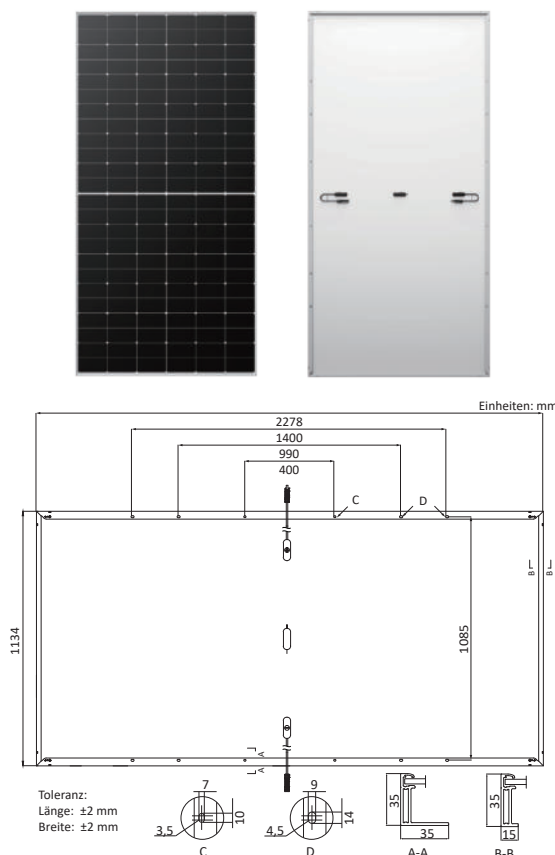
0,40 %
LEISTUNGSDEGRADATION
JAHR 2-25

Spezifikationen



Mechanische Spezifikationen

Anzahl der Zellen	144 Halbzellen (6×24)
Anschlussdose	IP68, mit Bypass-Dioden
Ausgangskabel	4 mm ² , +400, -200 mm/±1400 mm Länge kann angepasst werden
Glas	3,2 mm thermisch vorgespanntes Glas mit AR-Beschichtung
Rahmen	Rahmen aus eloxierter Aluminiumlegierung
Gewicht	27,5 kg
Abmessungen	2278 × 1134 × 35 mm
Verpackung	31 Stck. pro Palette / 155 Stck. pro 20'GP / 620 Stck. pro 40'HC



Elektrische Spezifikationen

STC: AM 1,5 1000 W/m² 25 °C

NOCT: AM 1,5 800 W/m² 20 °C 1 m/s

Messtoleranz für P_{max}: ±3 %

Modultyp	LR5-72HTH-590M		LR5-72HTH-595M		LR5-72HTH-600M	
Testbedingungen	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximale Leistung (P _{max} in W)	590	441	595	445	600	448
Leerlaufspannung (V _{oc} in V)	52,51	49,30	52,66	49,44	52,81	49,58
Kurzschlussstrom (I _{sc} in A)	14,33	11,57	14,40	11,63	14,46	11,68
Spannung bei maximaler Leistung (V _{mp} in V)	44,36	40,48	44,51	40,62	44,66	40,75
Strom bei maximaler Leistung (I _{mp} in A)	13,31	10,90	13,37	10,97	13,44	11,00
Moduleffizienz (%)	≥ 22,8		≥ 23,0		≥ 23,2	

Betriebsparameter

Betriebstemperatur	-40 °C - +85 °C
Leistungstoleranz	0 - 3 %
Toleranz Voc und Isc	± 3 %
Maximale Systemspannung	DC 1500 V (IEC/UL)
Rückstrombelastbarkeit	25 A
Zellen-Nennbetriebstemperatur	45±2 °C
Schutzklasse	Klasse II
Brandschutzklasse	UL-Typ 1 oder 2 IEC-Klasse C

Mechanische Belastung

Maximal zulässige Last (Druck)	5400 Pa
Maximal zulässige Last (Zug)	2400 Pa
Hageltest	d = 25 mm, v = 23 m/s

Temperaturwerte (STC)

Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0,050 %/°C
Temperaturkoeffizient von Voc	-0,230 %/°C
Temperaturkoeffizient von P _{max}	-0,290 %/°C

Goessenreuth

Goessenreuth

Created Feb 27, 2025
Updated Feb 27, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 142559.21814

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 3	20.0	214.0	4,776	3,373	-
PV Feld 4	20.0	214.0	6,725	9,897	-
PV Feld 5	20.0	214.0	0	0	-
PV Feld 6	20.0	180.0	3,292	2,883	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 54,996 m^2

Name: PV Feld 3
Footprint area: 8,019 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 214.0 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	50.047734	11.643537	395.92	2.00	397.92
2	50.047870	11.643229	394.96	2.00	396.96
3	50.048711	11.643196	403.59	2.00	405.59
4	50.049069	11.643486	408.03	2.00	410.03
5	50.048725	11.644505	408.43	2.00	410.43



Name: PV Feld 4
Footprint area: 7,616 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 214.0 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	50.048380	11.642070	394.14	2.00	396.14
2	50.049766	11.638970	395.90	2.00	397.90
3	50.049969	11.639194	400.73	2.00	402.73
4	50.048587	11.642290	398.77	2.00	400.77



Name: PV Feld 5
Footprint area: 2,561 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 214.0 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	50.046532	11.642205	386.58	2.00	388.58
2	50.046729	11.642329	387.48	2.00	389.48
3	50.046174	11.643536	387.22	2.00	389.22
4	50.045998	11.643605	385.81	2.00	387.81
5	50.045929	11.643546	385.46	2.00	387.46



Name: PV Feld 6
Footprint area: 36,800 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 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	50.047777	11.641424	390.22	2.00	392.22
2	50.047343	11.642347	389.82	2.00	391.82
3	50.044877	11.641017	376.21	2.00	378.21
4	50.045242	11.638871	373.52	2.00	375.52

Route Receptor(s)

Name: Route
Route type Two-way
View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.049699	11.638060	394.03	2.50	396.53
2	50.048997	11.639613	395.85	2.50	398.35
3	50.048067	11.641691	394.34	2.50	396.84
4	50.047247	11.643526	393.00	2.50	395.50

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.047349	11.643331	393.03	2.50	395.53
OP 2	50.048522	11.640654	395.39	2.50	397.89
OP 3	50.049641	11.638146	394.02	2.50	396.52
OP 4	50.047341	11.644122	395.33	2.00	397.33
OP 5	50.045846	11.644069	384.06	2.00	386.06

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 3	20.0	214.0	4,776	3,373	-	
PV Feld 4	20.0	214.0	6,725	9,897	-	
PV Feld 5	20.0	214.0	0	0	-	-
PV Feld 6	20.0	180.0	3,292	2,883	-	

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-3 (green)	0	41	343	84	301	653	487	128	261	142	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	32	294	579	356	0	173	537	392	153	0	0
pv-feld-4 (green)	0	45	96	180	526	613	586	333	51	111	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	14	641	871	712	688	711	806	875	117	0	0
pv-feld-6 (green)	0	0	0	41	397	501	525	107	5	0	0	0
pv-feld-6 (yellow)	0	0	0	322	621	441	484	616	12	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	2776	2013
OP: OP 3	1181	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
Route: Route	819	1360

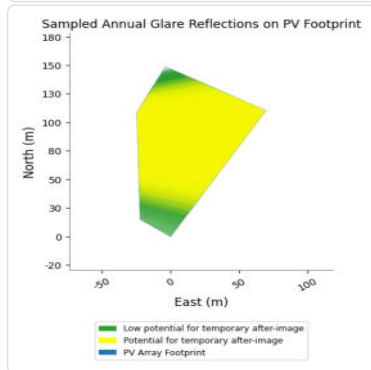
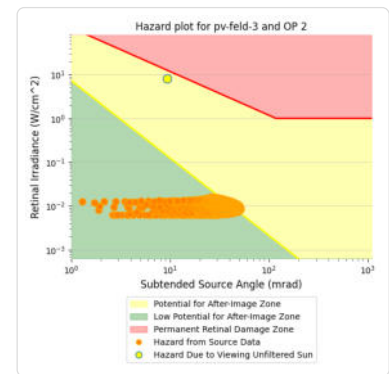
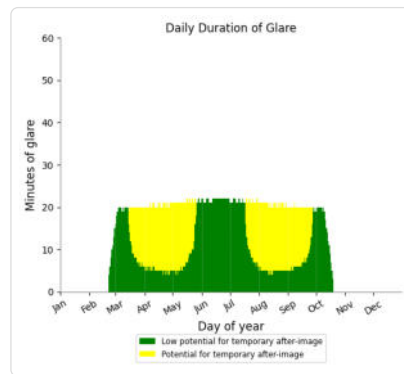
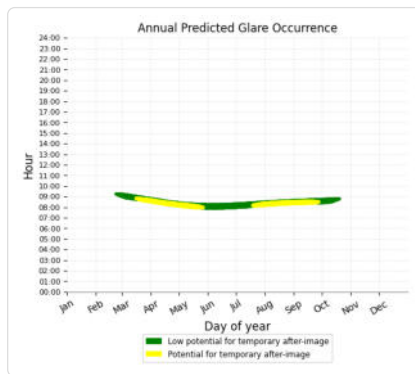
PV Feld 3: OP 1

No glare found

PV Feld 3: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

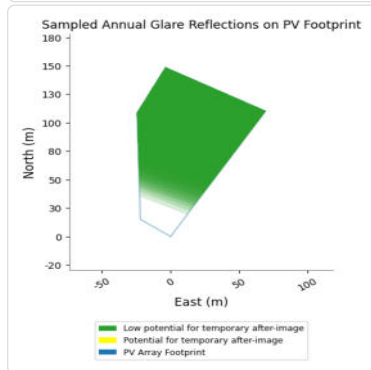
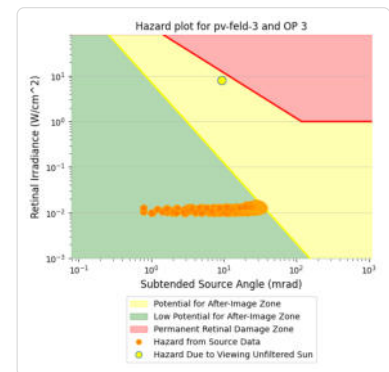
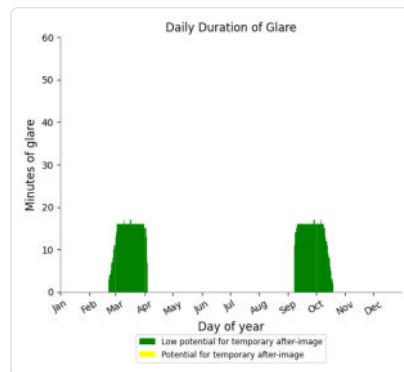
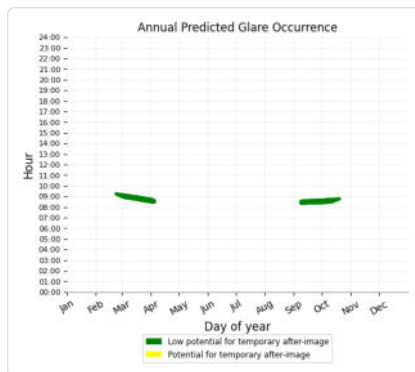
- 2,776 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,013 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,181 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 3: OP 4

No glare found

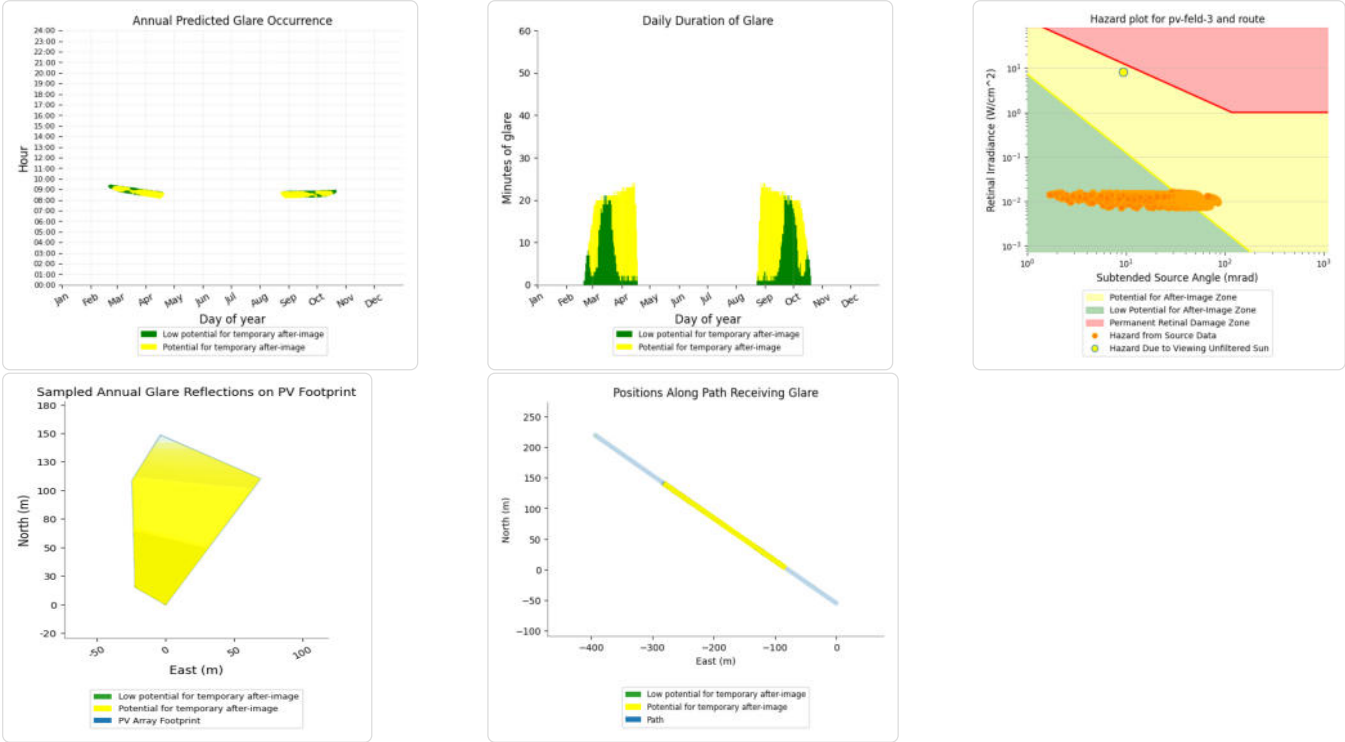
PV Feld 3: OP 5

No glare found

PV Feld 3: Route

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 819 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,360 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	3885	2619
OP: OP 3	2156	5031
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
Route: Route	684	2247

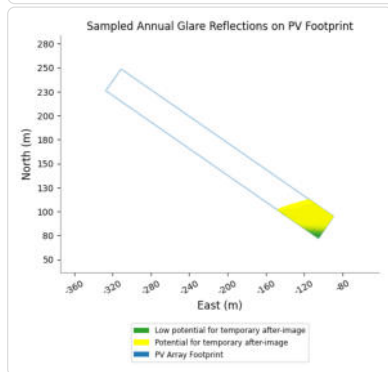
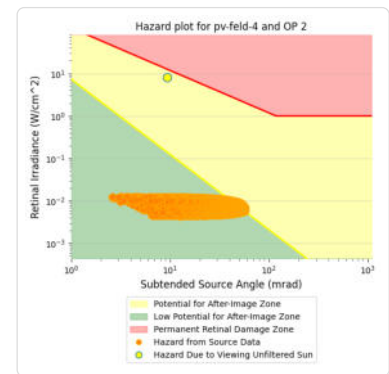
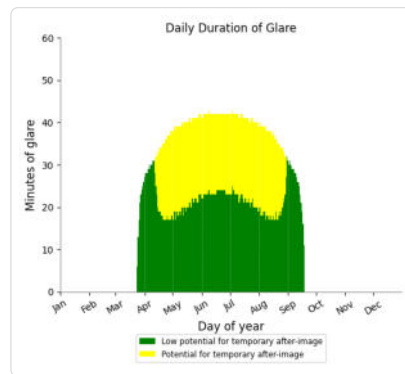
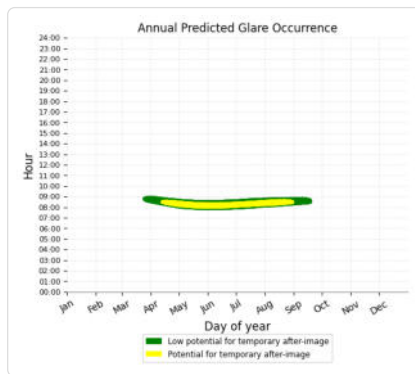
PV Feld 4: OP 1

No glare found

PV Feld 4: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

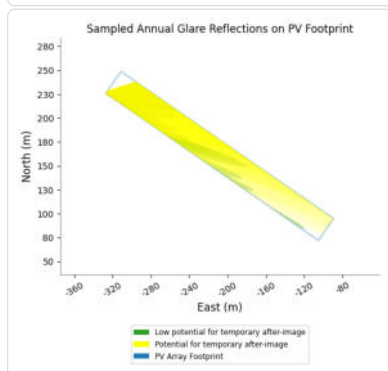
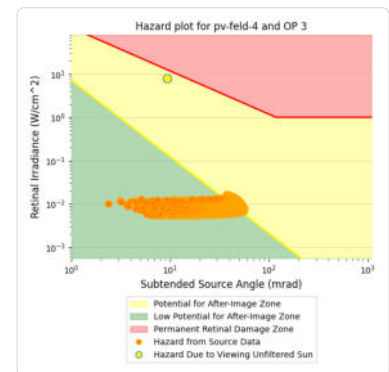
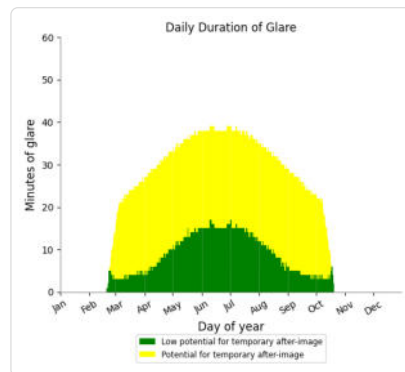
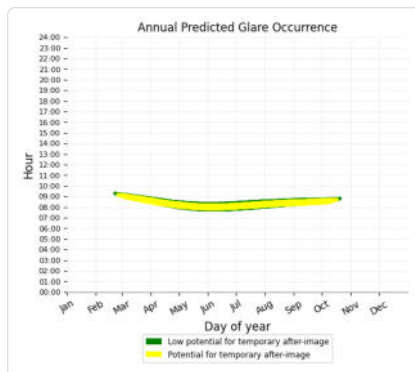
- 3,885 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,619 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 2,156 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,031 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4: OP 4

No glare found

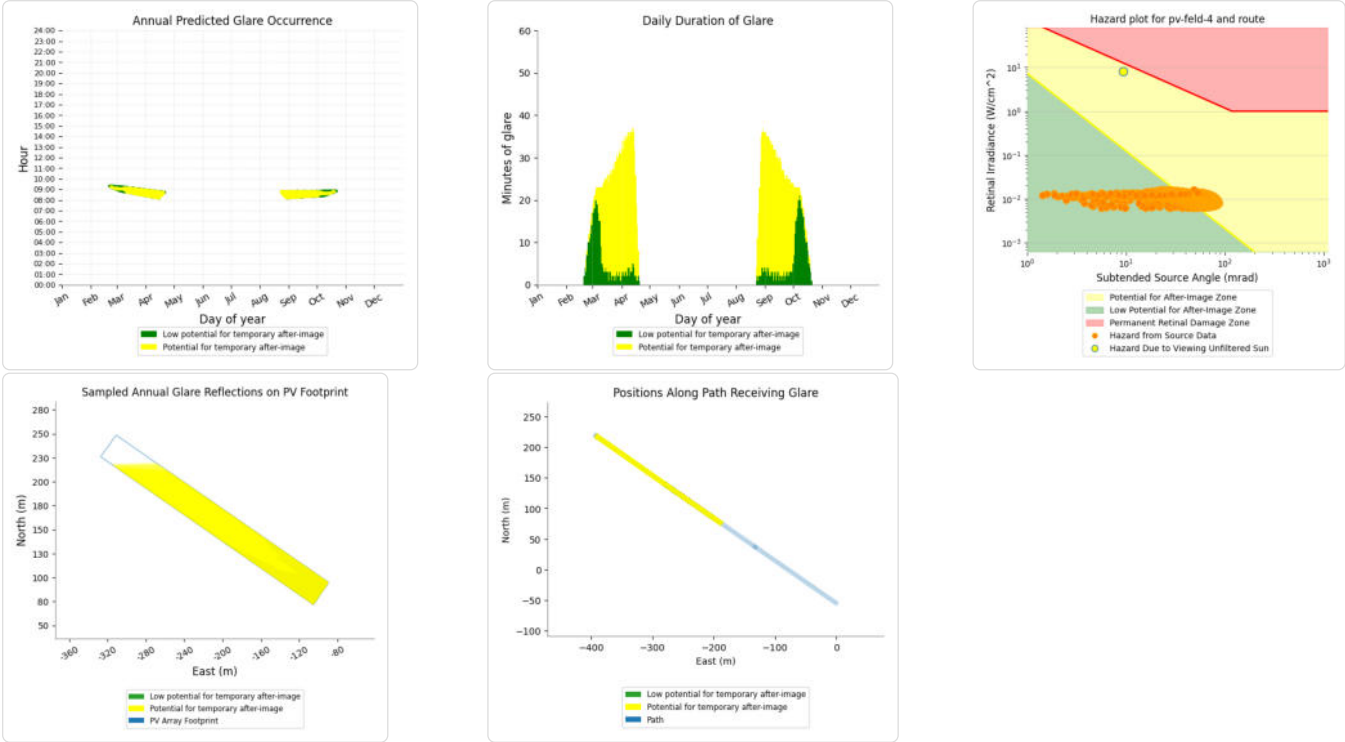
PV Feld 4: OP 5

No glare found

PV Feld 4: Route

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 684 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,247 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 5 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
Route: Route	0	0

No glare found

PV Feld 6 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1079	387
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	710	0
OP: OP 5	232	1600
Route: Route	1271	896

[illegible]

12. Apr.	3	08:30	08:32
13. Apr.	7	08:28	08:34
14. Apr.	10	08:25	08:34
15. Apr.	12	08:24	08:35
16. Apr.	14	08:23	08:36
17. Apr.	15	08:22	08:36
18. Apr.	15	08:21	08:35
19. Apr.	16	08:20	08:35
20. Apr.	17	08:19	08:35
21. Apr.	18	08:18	08:35
22. Apr.	18	08:17	08:34
23. Apr.	19	08:16	08:34
24. Apr.	19	08:15	08:33
25. Apr.	19	08:15	08:33
26. Apr.	20	08:14	08:33
27. Apr.	20	08:14	08:33
28. Apr.	20	08:12	08:31
29. Apr.	21	08:11	08:31
30. Apr.	20	08:11	08:30
1. Mai.	21	08:10	08:30
2. Mai.	21	08:10	08:30
3. Mai.	20	08:10	08:29
4. Mai.	21	08:09	08:29
5. Mai.	20	08:08	08:27
6. Mai.	21	08:07	08:27
7. Mai.	21	08:07	08:27
8. Mai.	20	08:07	08:26
9. Mai.	21	08:06	08:26
10. Mai.	20	08:06	08:25
11. Mai.	20	08:06	08:25
12. Mai.	21	08:05	08:25
13. Mai.	20	08:05	08:24
14. Mai.	20	08:05	08:24
15. Mai.	21	08:04	08:24
16. Mai.	20	08:04	08:23
17. Mai.	20	08:04	08:23
18. Mai.	20	08:04	08:23
19. Mai.	20	08:03	08:22
20. Mai.	20	08:03	08:22
21. Mai.	20	08:03	08:22
22. Mai.	19	08:03	08:21
23. Mai.	20	08:02	08:21
24. Mai.	20	08:02	08:21
25. Mai.	19	08:02	08:20
26. Mai.	19	08:03	08:21
27. Mai.	20	08:02	08:21
28. Mai.	20	08:02	08:21
29. Mai.	19	08:02	08:20
30. Mai.	19	08:02	08:20

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag im Jahresverlauf

Datum	Max. Minuten pro Tag
1. Jan.	0
8. Jan.	0
15. Jan.	0
22. Jan.	0
29. Jan.	0
5. Feb.	0
12. Feb.	0
19. Feb.	0
26. Feb.	0
5. Mrz.	0
12. Mrz.	0
19. Mrz.	0
26. Mrz.	0
2. Apr.	0
9. Apr.	0
16. Apr.	15
23. Apr.	20
30. Apr.	20
7. Mai.	20
14. Mai.	20
21. Mai.	20
28. Mai.	20
4. Jun.	19
11. Jun.	18
18. Jun.	18
25. Jun.	19
2. Jul.	19
9. Jul.	19
16. Jul.	19
23. Jul.	20
30. Jul.	20
6. Aug.	20
13. Aug.	20
20. Aug.	19
27. Aug.	15
3. Sep.	10
10. Sep.	5
17. Sep.	0
24. Sep.	0
1. Okt.	0
8. Okt.	0
15. Okt.	0
22. Okt.	0
29. Okt.	0
5. Nov.	0
12. Nov.	0
19. Nov.	0
26. Nov.	0
3. Dez.	0
10. Dez.	0
17. Dez.	0
24. Dez.	0
31. Dez.	0