

SolPEG Blendgutachten Solarpark Perkam

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Perkam in Niederbayern**

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.....	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke mittig	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nördlich.....	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich (1)	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich (2).....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang (Auszug)	24 - 38

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Perkam

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 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Perkam“ für die Bahnstrecke Neufahrn–Radldorf und 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 „Perkam“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Neufahrn–Radldorf (DB Strecken-Nr. 5630).

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 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 nördlich von Perkam in Niederbayern. Zwischen den Flächen verläuft die Bahnstrecke Neufahrn–Radldorf (DB Strecken-Nr. 5630). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich von Perkam in Niederbayern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	48.871°N, 12.436°O, 343 m ü.N.N.
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 3 m - 15 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 110 m

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

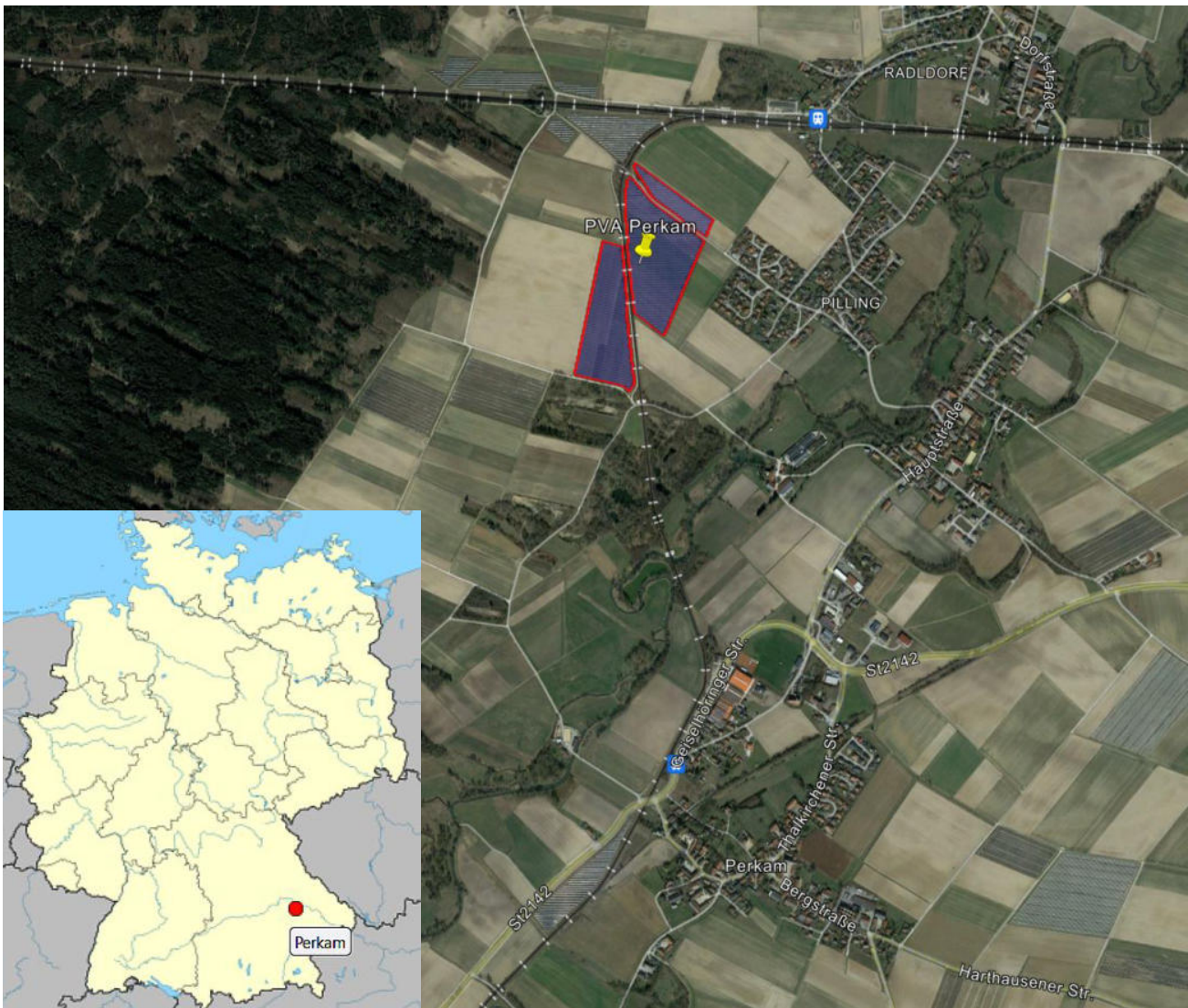


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage.



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

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 die PV-Flächen und Umgebung. Die südöstlich gelegenen Gebäude können theoretisch von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der Entfernung sind diese zu vernachlässigen. 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 potenziellen 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:

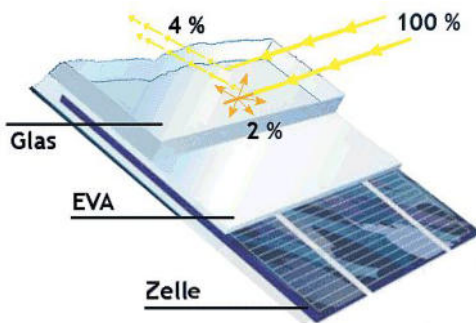


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

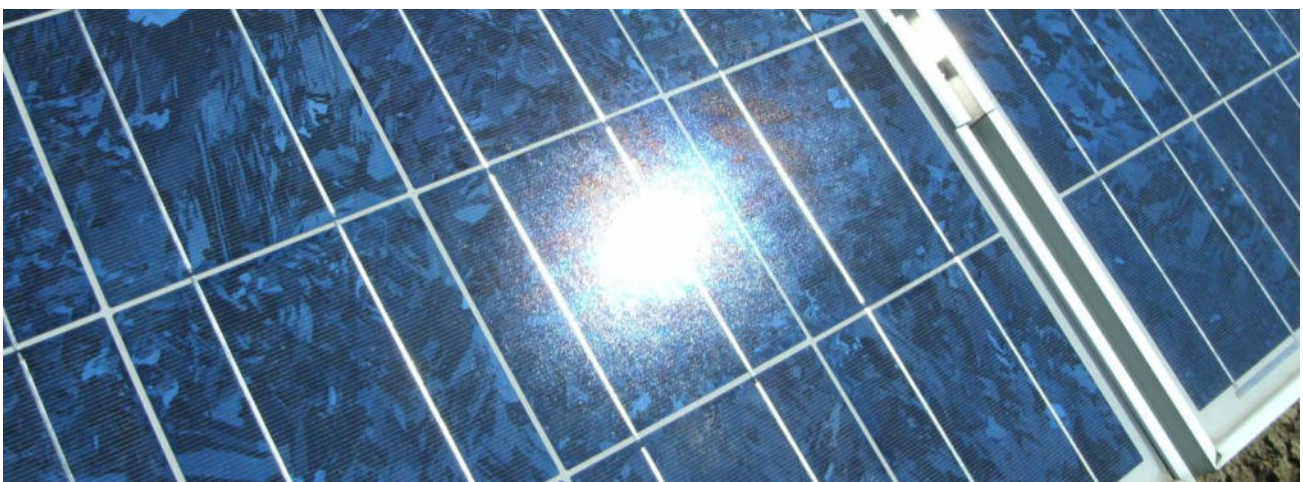


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.

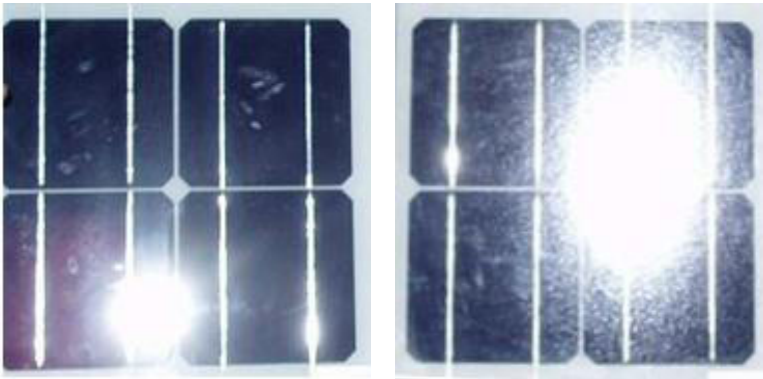


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

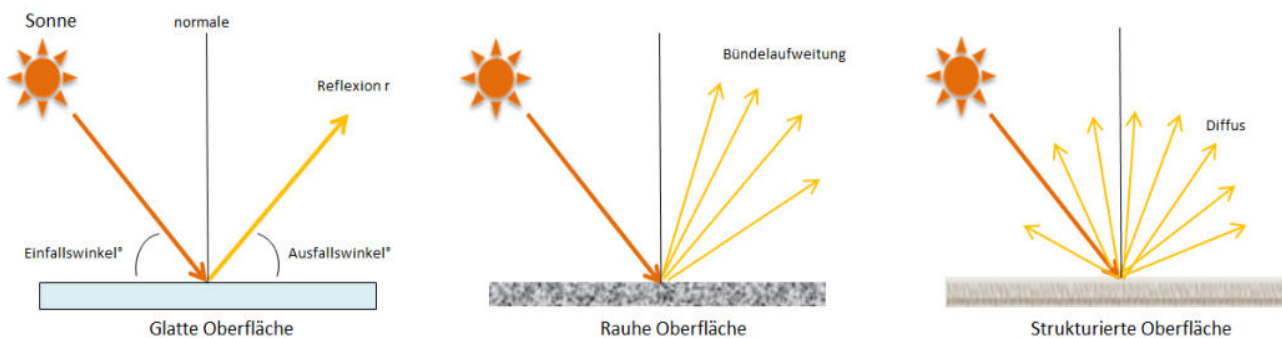


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Risen Energy zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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.

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	<u>High Transmission, Low Iron, AR Coated Heat Strengthened Glass</u>

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:

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

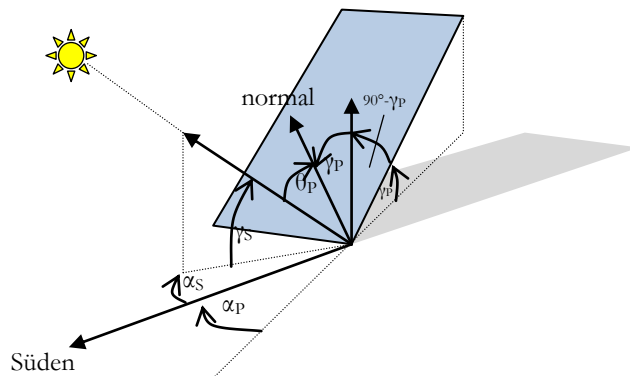


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

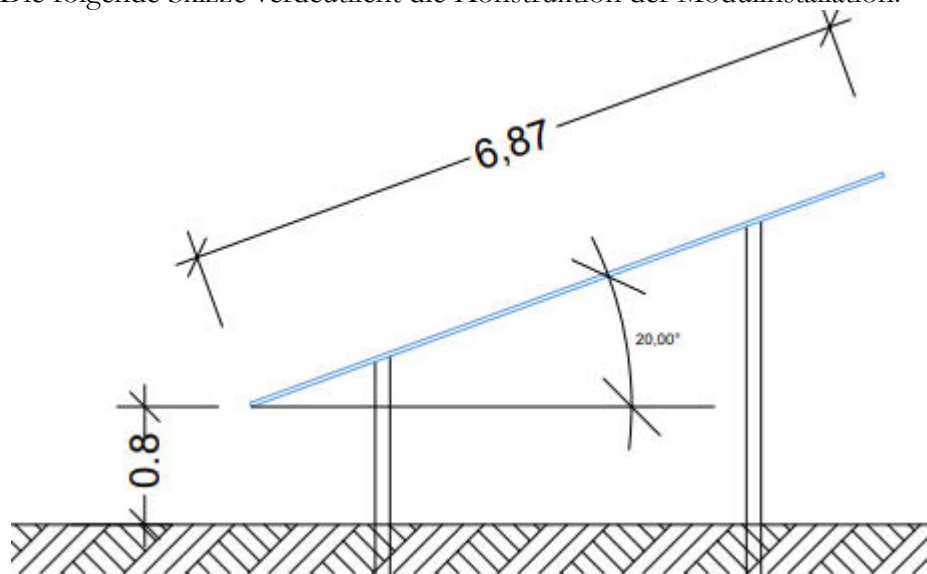


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	LONGi Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° = Süden
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – 3,15 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	ca. 2 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁷), 2,5 m Zugführer
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 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. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (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 potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Perkam wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 2 Messpunkte an umliegenden Gebäuden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

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 belästigende 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. 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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 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 2023 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 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.

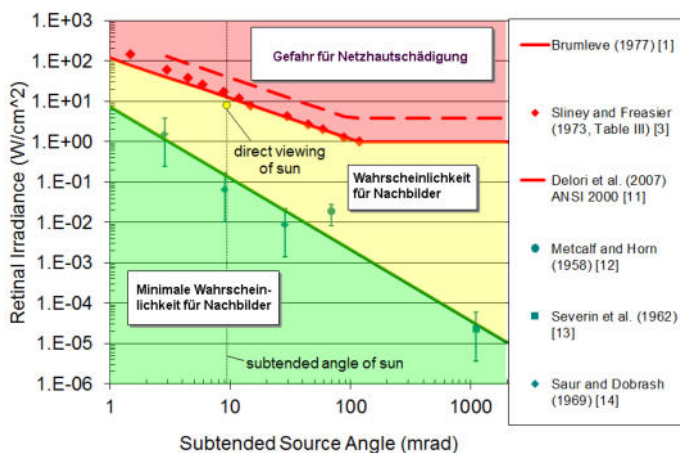


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.



Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch bei den neueren Triebwagen ist die Fensterfront im Randbereich nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Perkam wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich des Zugverkehrs ist auf 2,5 m über GOK festgelegt, ansonsten 2,0 m.

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 Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die 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 Bahnstrecke südlich	48.868110	12.435719	340,55	343,05	nicht relevant ^W
P2 Bahnstrecke mittig	48.870622	12.435300	341,31	343,81	nicht relevant ^W
P3 Bahnstrecke nördlich	48.872981	12.435010	343,65	346,15	nicht relevant ^W
P4 Gebäude südöstlich (1)	48.871755	12.440249	342,29	344,29	möglich ^{DE}
P4 Gebäude südöstlich (2)	48.870244	12.439513	341,25	343,25	möglich ^{DE}

^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, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Neufahrn–Radldorf können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. Mai - 04. August, zwischen 19:31 - 20:02 Uhr, für 5 bis max. 19 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 3 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -51° bis -65° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der Bahnstrecke, da die Richtung der Bahnstrecke unverändert ist.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

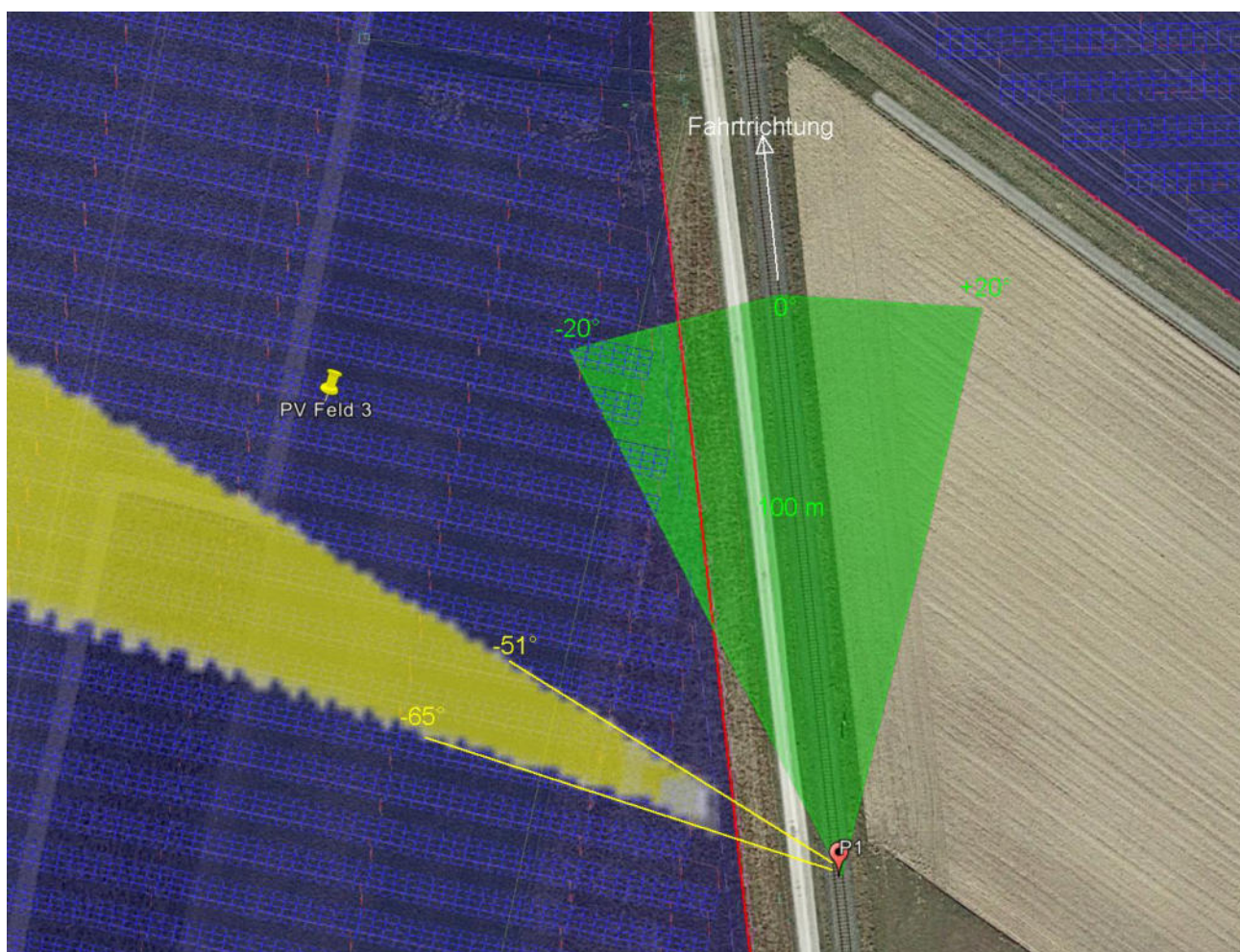


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer 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.

Die folgende Visualisierung zeigt beispielhaft den Blick aus dem Führerstand aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.1.2: Visualisierung Führerstand (Quelle: SolPEG Visualisierung)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke mittig

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. April - 15. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:38 - 07:08 Uhr, für 5 bis max. 17 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+65^\circ$ bis 82° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Reflexionen können auch zwischen dem 27. Mai - 15. Juli, zwischen 19:55 - 20:15 Uhr, für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 3 auftreten. Auch hier - wie am Messpunkt P1 - liegen die Einfallswinkel mit ca. -51° bis -65° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

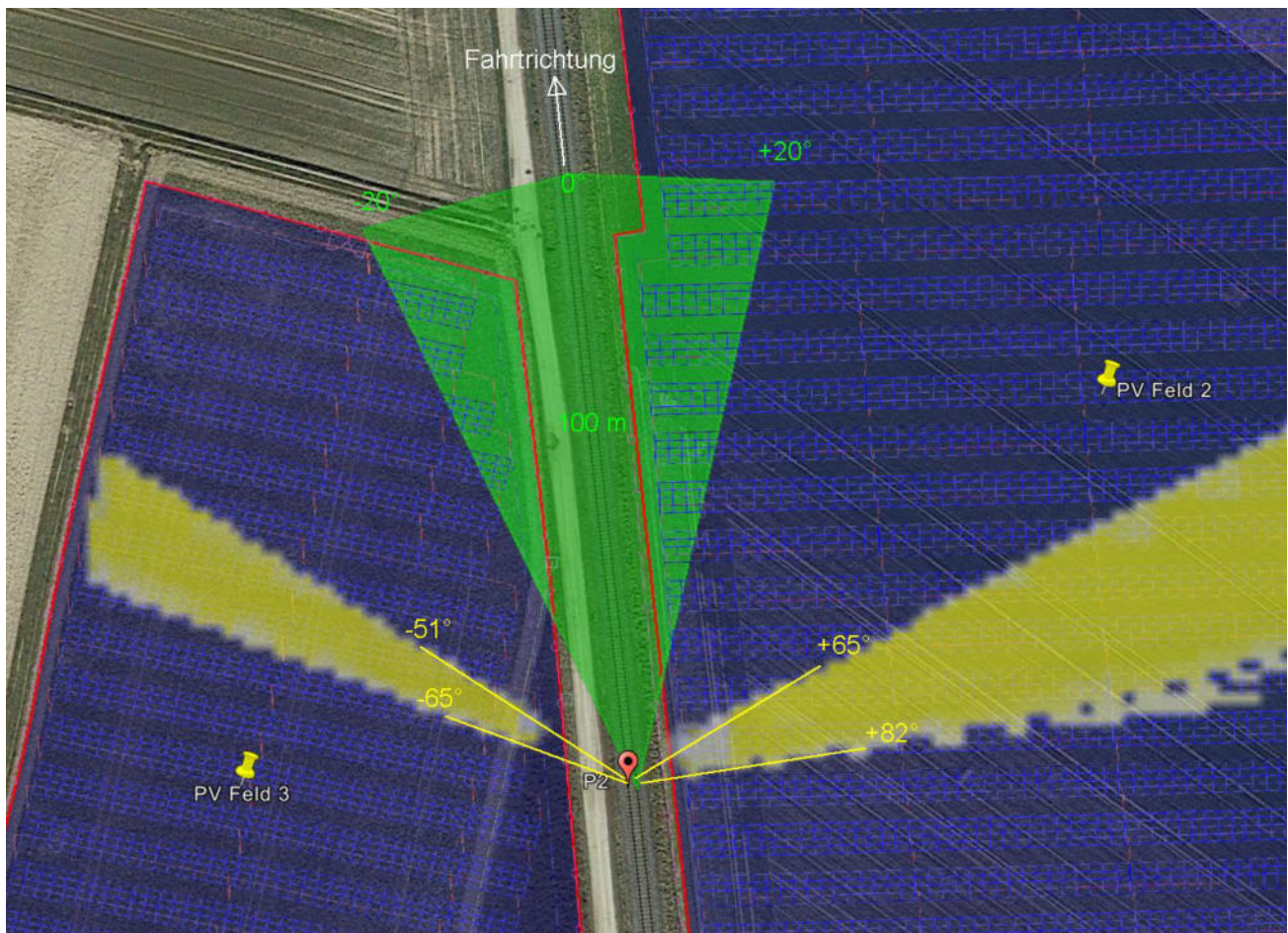


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/Weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der großen Einfallswinkel sind diese nicht relevant.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nördlich

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 14. April - 28. August, zwischen 06:55 - 07:24 Uhr, für 5 bis max. 16 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 und 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Nordosten mit ca. $+44^\circ$ bis $+67^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann auch in diesem Abschnitt ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

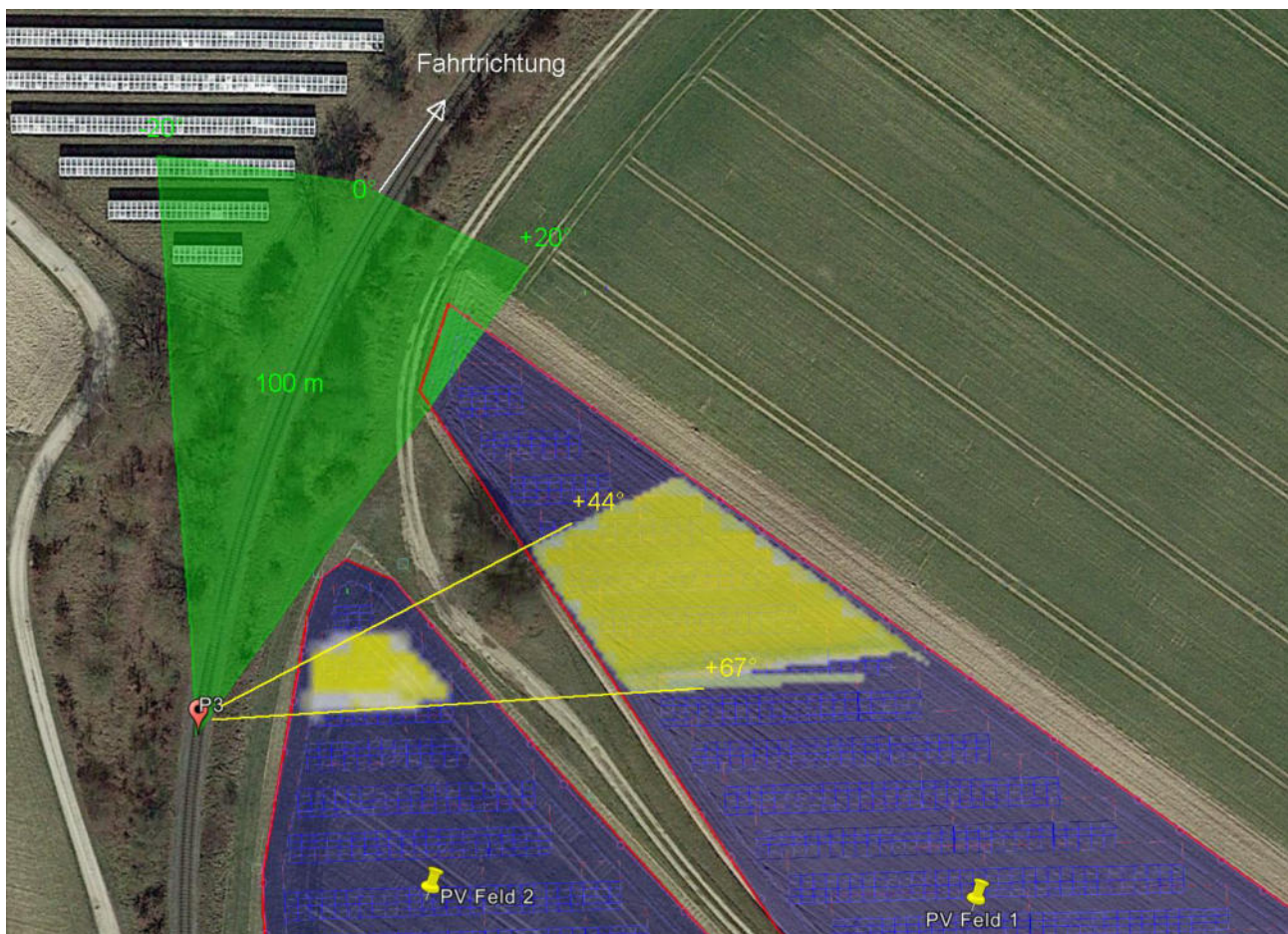


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer 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.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich (1)

Am Messpunkt P4 im Bereich des südöstlich gelegenen Gebäudes an der Adresse Rosenweg 5A können rein rechnerisch an insgesamt 1959 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 16. April - 23. August, zwischen 19:03 - 19:32 Uhr, für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 und 2 auftreten.

Das folgende Diagramm zeigt die rechnerisch ermittelte Anzahl von Minuten in denen am Messpunkt P4 Reflexionen auftreten können im Jahresverlauf.

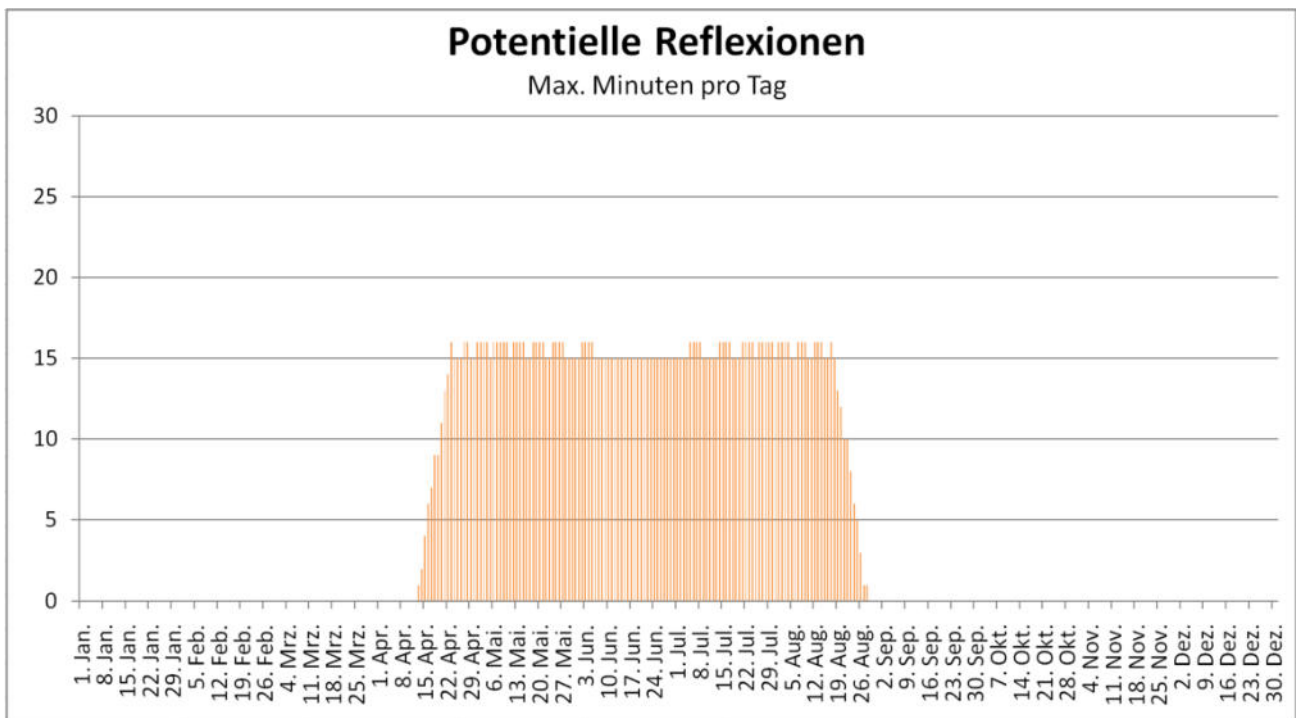


Bild 4.4.1: Anzahl von Minuten pro Jahr mit Reflexionen am Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Formell betrachtet liegt die Gesamtsumme von Minuten mit Reflexionen pro Jahr leicht über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die Summe pro Tag liegt allerdings mit durchschnittlich 15 Minuten (Median) und pro Tag unter den Empfehlungen.

Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 110 m sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der Geländegrenze eine Begrünung/Hecke geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Aufgrund der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁵ ist die sog. LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

¹⁵ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Ergebnisse sind übertragbar auf die Gebäude des Kindergartens St. Martin an der Adresse Schafhöfener Weg 8, dieser ist allerdings in der Zeit, in der potenzielle Reflexionen auftreten könnten (19:03 - 19:32 Uhr), bereits geschlossen.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich (2)

Am Messpunkt P5 im Bereich des südöstlich gelegenen Gebäudes an der Adresse Mitterhart 14 können rein rechnerisch an insgesamt 1752 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 17. April - 23. August, zwischen 19:05 - 19:32 Uhr, für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten.

Die Gesamtsumme von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind keine besonderen Maßnahmen erforderlich.

Auch an diesem Standort beträgt die Entfernung zur Immissionsquelle über 110 m und auch unter diesem Aspekt sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Aufgrund der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen 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.

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Perkam“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁶ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Wolken, Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als nicht signifikant eingestuft werden.

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

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

Im Verlauf der Bahnstrecke Neufahrn–Radldorf (DB Strecken-Nr. 5630) sind rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen möglich aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der PV-Anlage sind keine relevanten Straßen vorhanden und dementsprechend ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen.

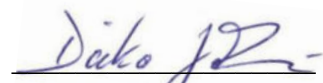
Im Bereich der südöstlich gelegenen Gebäude (Ortsteil Pilling) können in gewissem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber aufgrund der zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 100 m kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

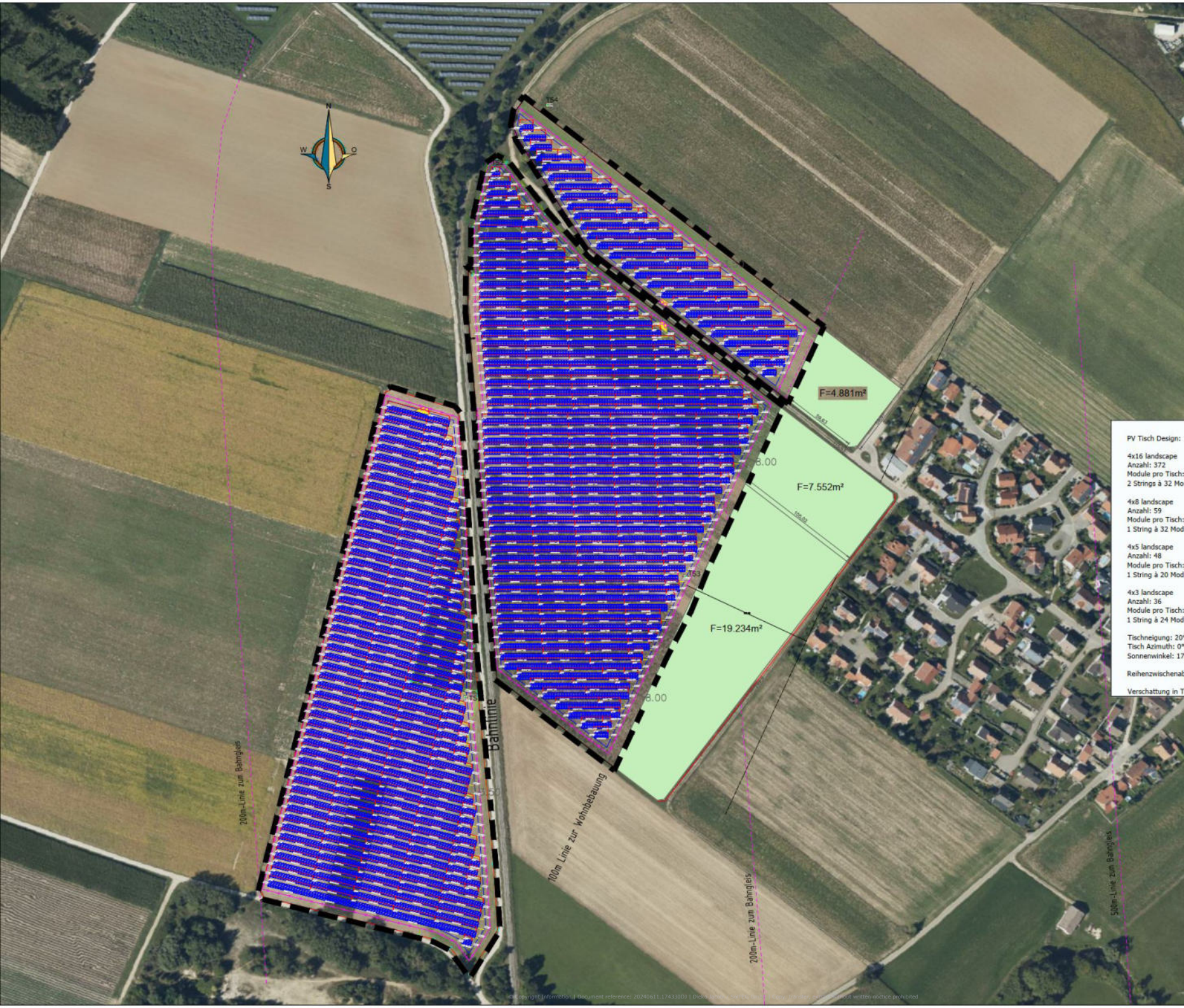
6 Schlussbemerkung

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 10.06.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁶ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

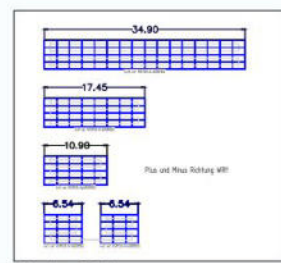


TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR: Modul Typ: RDM120-6-BMDG Flom Tian Modul Abmessungen (mm): 2172 x 13028 x120 Modul Leistung: 600 Wp Modul Anzahl: 27.088	TRANSFORMATOR: Anzahl: 2 Transformator Leistung: 6.300 kVA Transformator ratio: 7 Anzahl: 2 Transformator Leistung: 2.000 kVA Transformator ratio: 7
SCHLEIFENLÄNGE 16.101kW Anzahl der Strings mit 32 Module: 803 Anzahl der Strings mit 24 Module: 48 Anzahl der Strings mit 20 Module: 18 Gesamtanzahl der Strings: 869	
WECHSELRICHTER WVF Typ: Huawei SUN2000-330KTL-H1 Wechselrichter Leistung: 330 kW Wechselrichter Anzahl: 48 Strings pro inverter: 17 + 18 Schleifung: 16.101kW	
GELÄNDE DATEN: Geltungsbereich: 147.535 m² Zweifläche: 135.750 m² Koordinaten: 48.670°N, 12.437°O Möhe: 341 - 343 m über Meer Gerüstung: Peltam Fl-Nr.: 587, 585, 586, 582, 583, 790, 791, 786, 794 Koordinatensystem: UTM32 (EPSG: 31432) GRZ: 0,50 (bez. auf Geltungsbereich)	



PV Tisch Design:

- 4x16 landscape
Anzahl: 372
Module pro Tisch: 64
2 Strings à 32 Module
 - 4x8 landscape
Anzahl: 59
Module pro Tisch: 32
1 String à 32 Module
 - 4x5 landscape
Anzahl: 48
Module pro Tisch: 20
1 String à 20 Module
 - 4x3 landscape
Anzahl: 36
Module pro Tisch: 12
1 String à 24 Module (kombiniert mit anderem Tisch)
- Tischneigung: 20°
Tisch Azimuth: 0°
Sonnenswinkel: 17,71°
- Reihenzwischenabstand prakt.: 3,00m - 5,16m
- Verschattung in Tischenebene: bis zu 1,60m, durchschnittlich 1,25m



Geistiges Eigentum der Solea AG - streng vertraulich.
Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet.

Index	Changings	from	Date
04	Anpassung BBPlan	J/ETD	10.05.24
03	Restfläche zur Siedlung eingezeichnet	J/ETD	15.02.24
02	Flächen herausgelöst / Trafoe eingezeichnet	JE	19.01.24
01	Wohnbebauung eingelegt / Abstand erhöht	JE	30.05.23

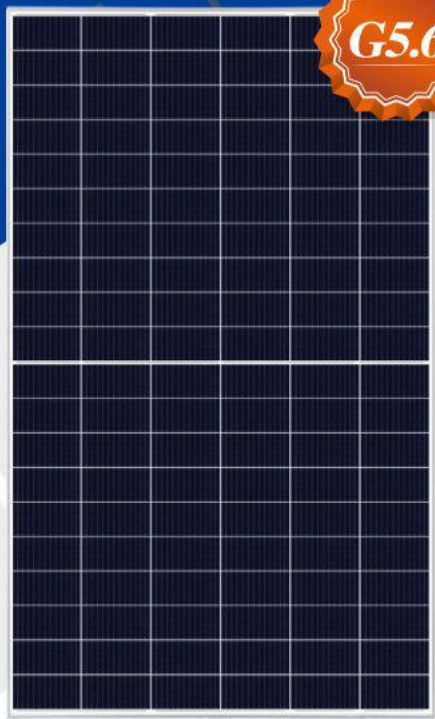
Project:	Title of drawing: Einteilungsplanung - Übersicht		
Client:	Projekt: Peltam 794		
Scale:	Scale:	Date:	
	1:1000	23.05.2023	
Author:	Author:	Checked:	
	M1	JE	

bos.ten projekt

bos.ten AG
Dr.-Leo-Ritter-Strasse 4
80049 Regensburg
Tel.: info@bos-ten.net
www.bos-ten.net



**HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**



RSM120-8-580M-605M

120 CELL Mono PERC Module	580-605Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.4% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.

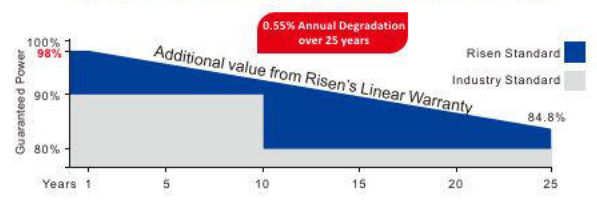
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

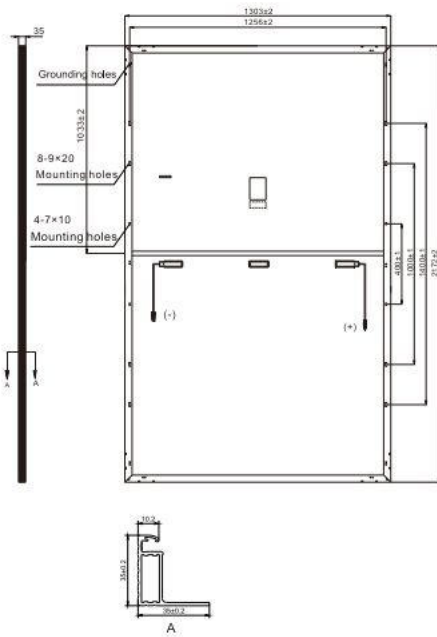
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.80	41.00	41.20	41.40	41.60	41.80
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.94	34.12	34.32	34.50	34.70	34.88
Maximum Power Current-Impp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6	458.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.94	38.13	38.32	38.50	38.69	38.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02	15.06
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.50	31.66	31.85	32.02	32.20	32.37
Maximum Power Current-Impp (A)	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12	14.16

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)+350mm, Negative(-)-230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

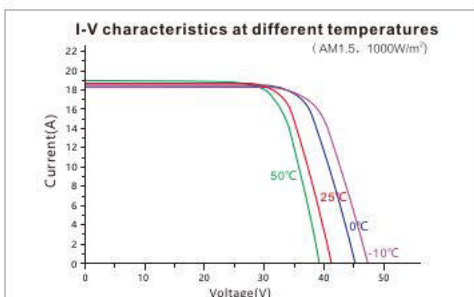
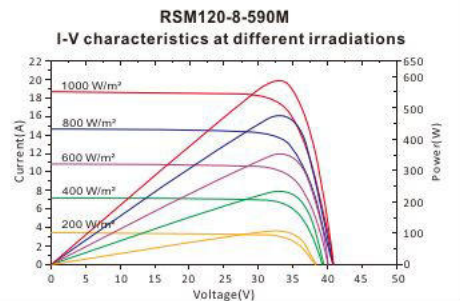
	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2310
Box gross weight[kg]	1017

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.

No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:



Perkam

Perkam

Created Jun 11, 2024
Updated Jun 11, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 121397.20844

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 1	20.0	180.0	1,563	4,200	-
PV Feld 2	20.0	180.0	2,763	7,201	-
PV Feld 3	20.0	192.0	772	3,310	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 130,408 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 13,862 m²
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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.873525	12.435889	342.84	2.00	344.84
2	48.872034	12.438979	341.34	2.00	343.34
3	48.871615	12.438647	340.74	2.00	342.74
4	48.872656	12.436452	342.51	2.00	344.51
5	48.873518	12.435567	343.20	2.00	345.20

Name: PV Feld 2
Footprint area: 64,162 m²
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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.873125	12.435365	343.42	2.00	345.42
2	48.873107	12.435552	342.98	2.00	344.98
3	48.872585	12.436319	342.48	2.00	344.48
4	48.871507	12.438567	340.32	2.00	342.32
5	48.868994	12.436944	341.24	2.00	343.24
6	48.868989	12.436724	341.18	2.00	343.18
7	48.869453	12.435735	342.05	2.00	344.05
8	48.871369	12.435359	341.47	2.00	343.47
9	48.871363	12.435437	341.42	2.00	343.42
10	48.872175	12.435260	342.69	2.00	344.69
11	48.872600	12.435233	343.07	2.00	345.07

Name: PV Feld 3
Footprint area: 52,384 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 192.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.871470	12.434229	342.61	2.00	344.61
2	48.871332	12.434988	342.31	2.00	344.31
3	48.869346	12.435286	342.04	2.00	344.04
4	48.867639	12.435597	340.20	2.00	342.20
5	48.867363	12.435428	339.92	2.00	341.92
6	48.867376	12.435273	339.93	2.00	341.93
7	48.867483	12.435197	339.94	2.00	341.94
8	48.867789	12.433014	340.61	2.00	342.61

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.868110	12.435719	340.55	2.50	343.05
OP 2	48.870622	12.435300	341.31	2.50	343.81
OP 3	48.872981	12.435010	343.65	2.50	346.15
OP 4	48.871755	12.440249	342.29	2.00	344.29
OP 5	48.870244	12.439513	341.25	2.00	343.25

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1	20.0	180.0	1,563	4,200	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	2,763	7,201	-	
PV Feld 3	20.0	192.0	772	3,310	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	5	181	245	534	349	189	60	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	697	872	808	858	856	109	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	9	175	239	307	255	207	46	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	4	989	1410	1315	1401	1291	133	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	47	162	185	195	78	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	104	836	1012	974	279	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	485	0
OP: OP 3	630	1887
OP: OP 4	448	2313
OP: OP 5	0	0

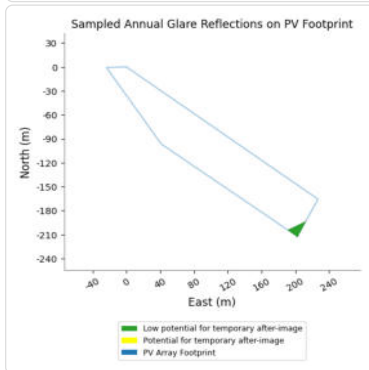
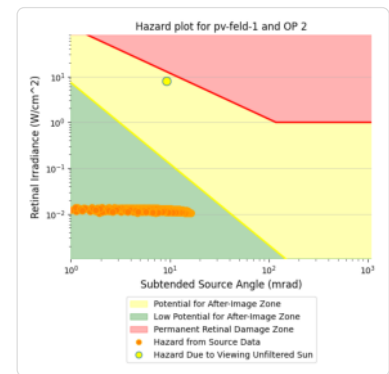
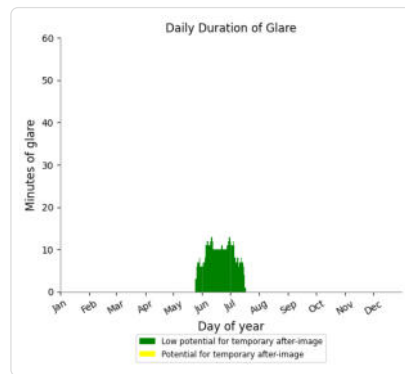
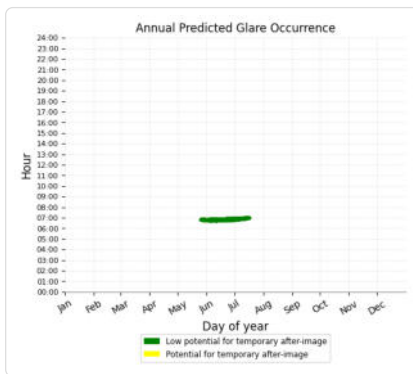
PV Feld 1: OP 1

No glare found

PV Feld 1: OP 2

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

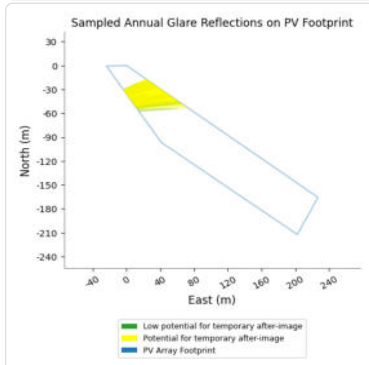
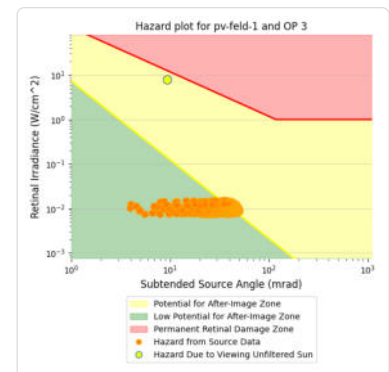
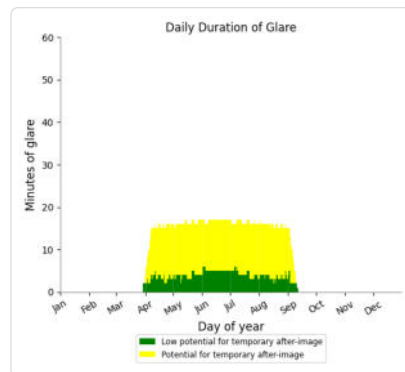
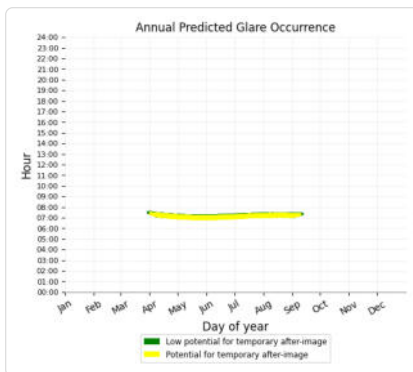
- 485 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

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

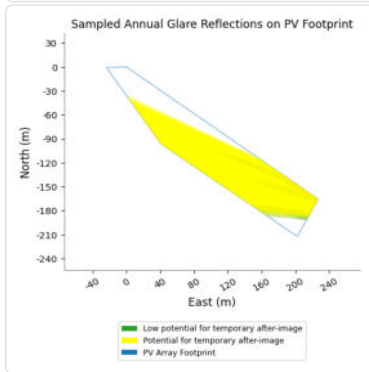
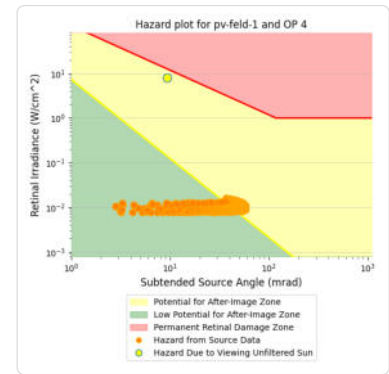
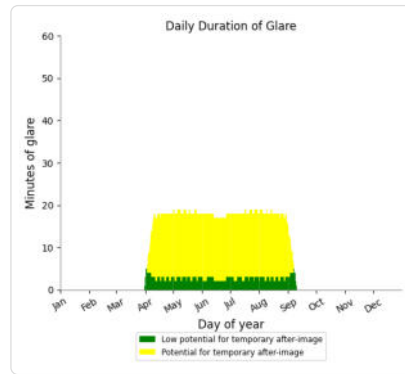
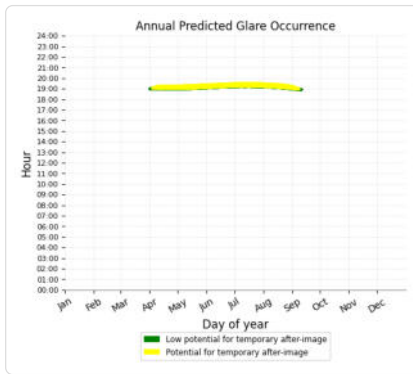
- 630 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,887 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 4

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

- 448 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,313 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 5

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	334	2143
OP: OP 3	621	2312
OP: OP 4	1522	658
OP: OP 5	286	2088

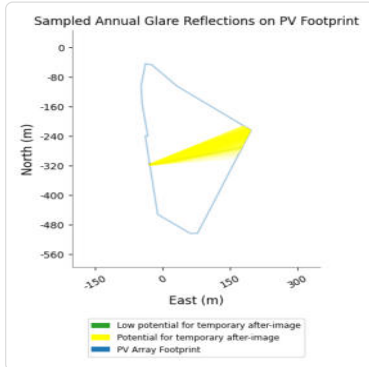
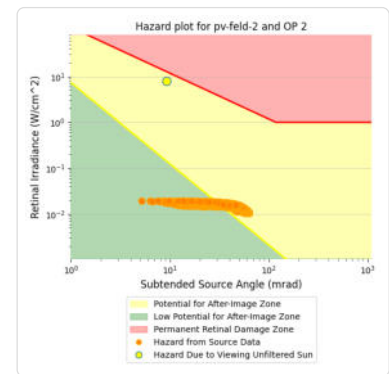
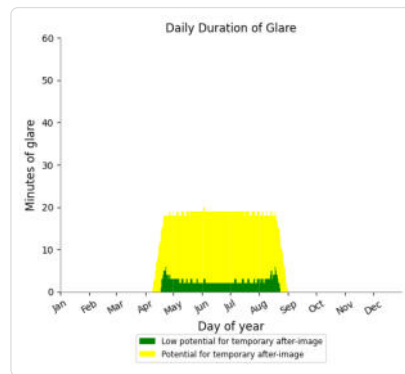
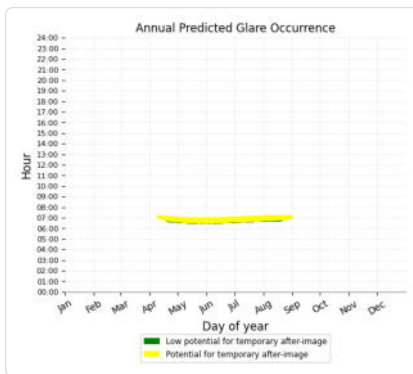
PV Feld 2: OP 1

No glare found

PV Feld 2: OP 2

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

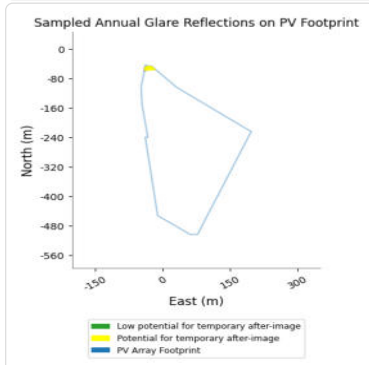
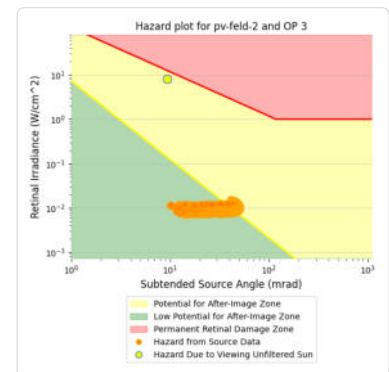
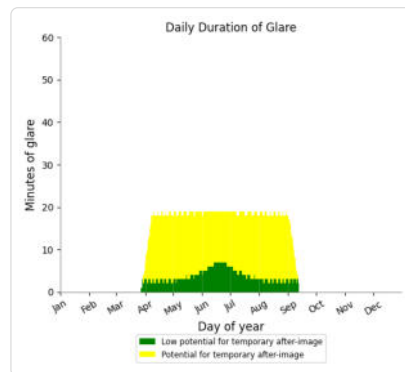
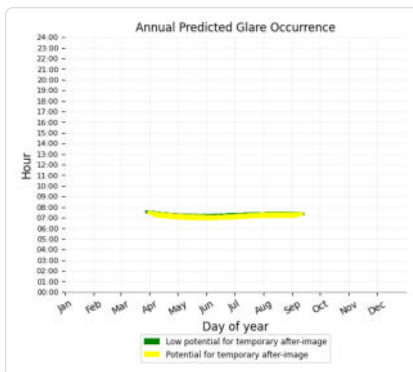
- 334 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,143 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 3

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

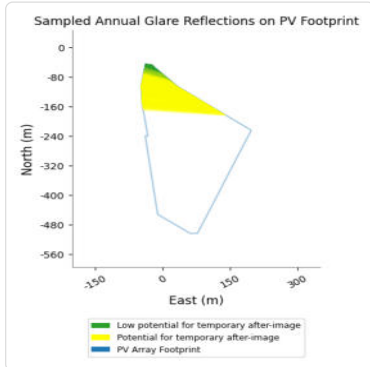
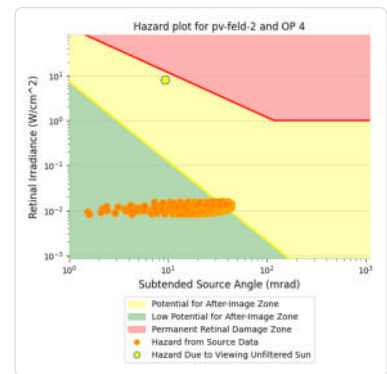
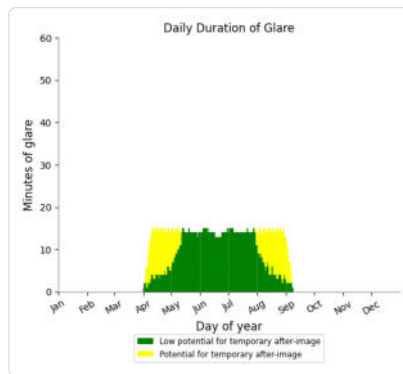
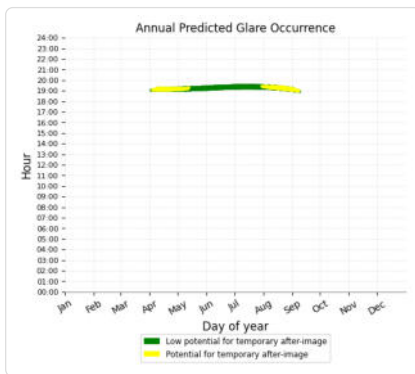
- 621 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,312 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

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

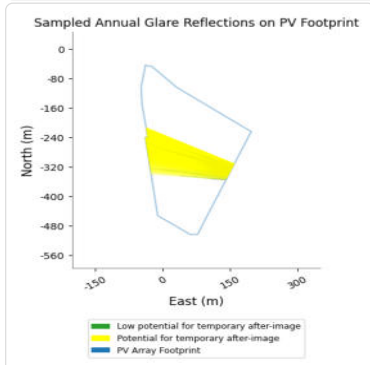
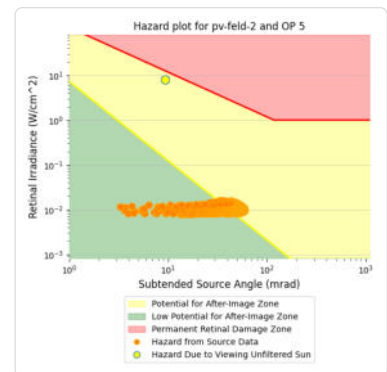
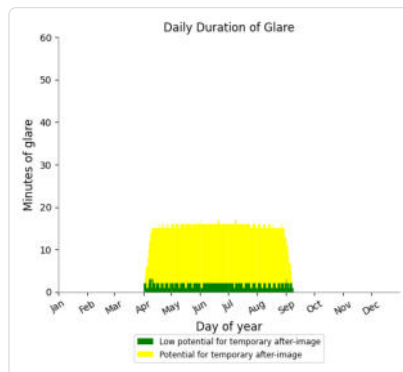
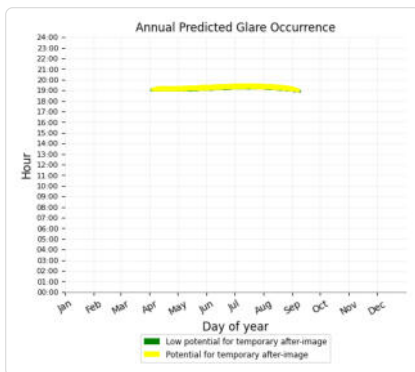
- 1,522 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 658 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 5

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

- 286 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,088 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 potential temporary after-image

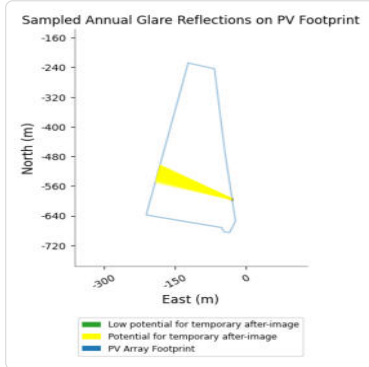
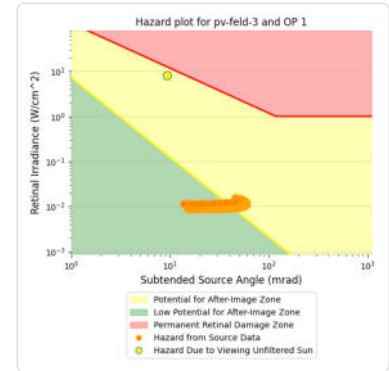
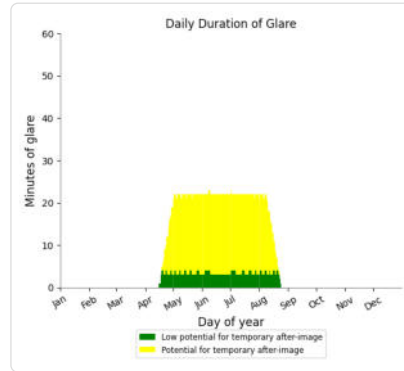
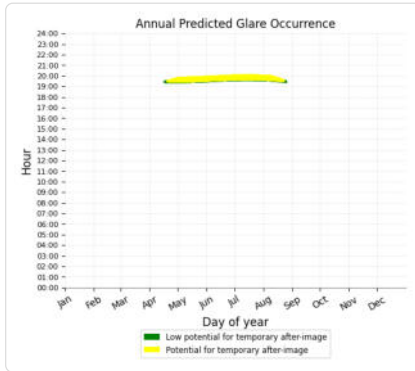
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
-----------	-------------------	--------------------

OP: OP 1	428	2097
OP: OP 2	239	1213
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	105	0

PV Feld 3: OP 1

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

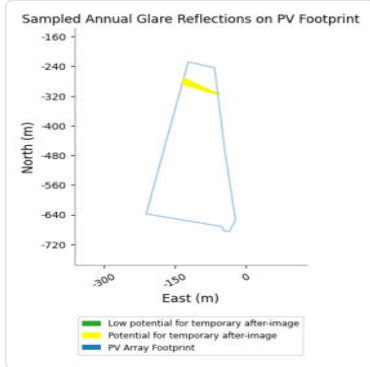
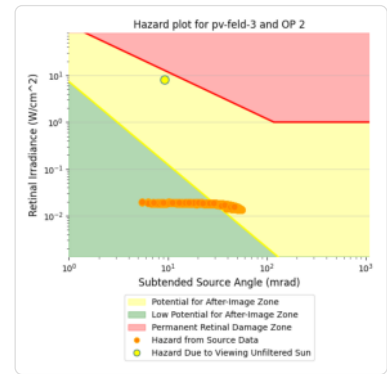
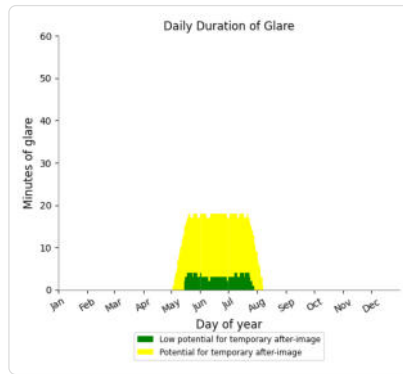
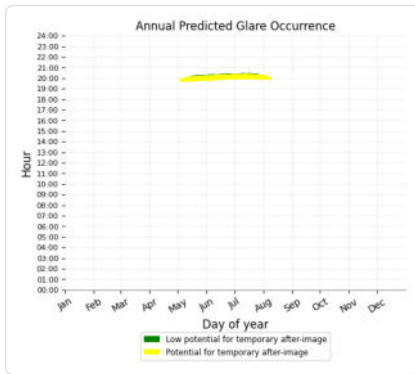
- 428 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,097 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3: OP 2

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

- 239 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,213 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3: OP 3

No glare found

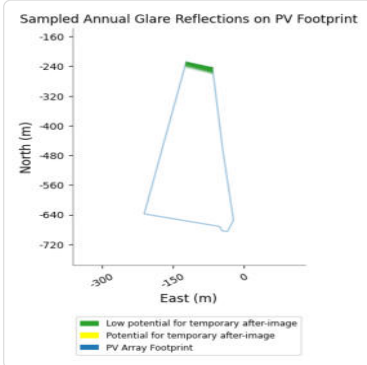
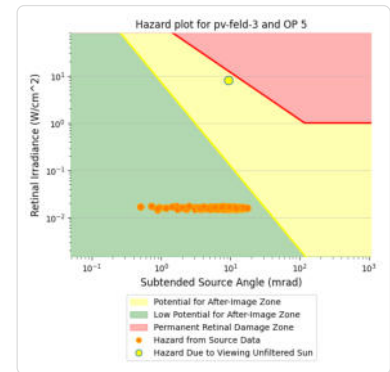
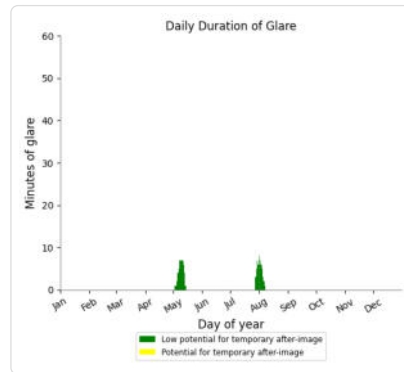
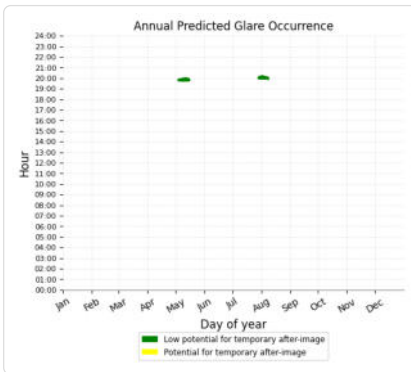
PV Feld 3: OP 4

No glare found

PV Feld 3: OP 5

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

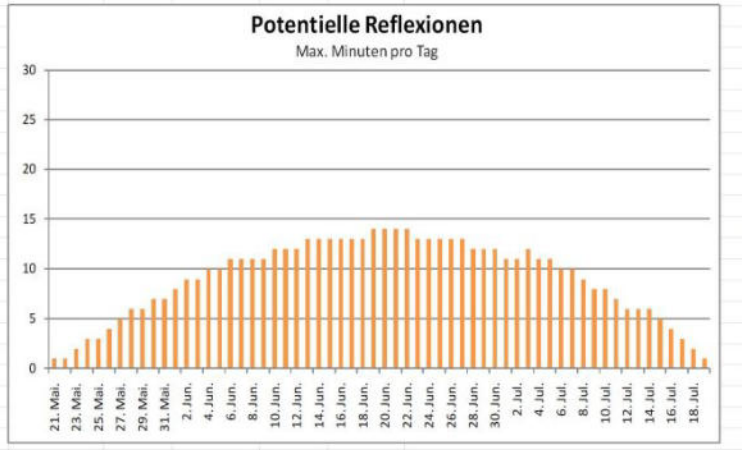
- 105 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2	
2024-05-03 19:50:00	0,01123	600,4781	2	0,466905	0,015902	0,046386	5	288,4	-0,945	0,314	0,087	0,939	-0,344	-0,005	21. Mai	1	19:53	19:53	27. Mai	15. Juli		14	523	19:55	20:15	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 523 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 492 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 31 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 14 Minuten pro Tag (Max)	
2024-05-04 19:50:00	0,011211	603,6807	2	0,459779	0,015743	0,047114	5,2	288,6	-0,944	0,318	0,091	0,937	-0,349	-0,004	22. Mai	1	19:54	19:54									
2024-05-04 19:51:00	0,011145	601,8548	2	0,469973	0,016043	0,044948	5,1	288,8	-0,943	0,321	0,088	0,937	-0,349	-0,008	23. Mai	2	19:54	19:55									
2024-05-05 19:50:00	0,010643	605,194	2	0,452877	0,015545	0,043658	5,5	288,8	-0,942	0,321	0,095	0,935	-0,353	-0,003	24. Mai	3	19:54	19:56									
2024-05-05 19:51:00	0,011246	603,3749	2	0,462904	0,015842	0,046839	5,3	289	-0,942	0,324	0,092	0,935	-0,354	-0,007	25. Mai	3	19:54	19:56									
2024-05-05 19:52:00	0,011315	601,5526	2	0,473147	0,016143	0,045725	5,1	289,1	-0,941	0,327	0,09	0,935	-0,355	-0,011	26. Mai	4	19:55	19:58									
2024-05-06 19:51:00	0,011229	606,5695	2	0,45606	0,01569	0,047546	5,5	289,2	-0,94	0,327	0,096	0,933	-0,359	-0,006	27. Mai	5	19:55	19:59									
2024-05-06 19:52:00	0,011206	604,7611	2	0,466137	0,015989	0,045723	5,4	289,3	-0,939	0,33	0,093	0,933	-0,359	-0,01	28. Mai	6	19:55	20:00									
2024-05-06 19:53:00	0,011152	602,9495	2	0,47643	0,016293	0,043635	5,2	289,5	-0,939	0,333	0,091	0,933	-0,36	-0,014	29. Mai	6	19:56	20:01									
2024-05-06 19:54:00	0,010777	601,1348	2	0,486943	0,016602	0,038876	5	289,7	-0,938	0,336	0,088	0,933	-0,361	-0,018	30. Mai	7	19:56	20:02									
2024-05-07 19:51:00	0,011178	608,0975	2	0,449434	0,015501	0,048199	5,7	289,3	-0,939	0,329	0,1	0,932	-0,363	-0,005	31. Mai	7	19:56	20:02									
2024-05-07 19:52:00	0,011229	606,2958	2	0,459351	0,015796	0,046961	5,6	289,5	-0,938	0,333	0,097	0,931	-0,364	-0,009	1. Jun.	8	19:56	20:03									
2024-05-07 19:53:00	0,011207	604,491	2	0,46948	0,016096	0,045143	5,4	289,7	-0,937	0,336	0,094	0,931	-0,364	-0,013	2. Jun.	9	19:56	20:04									
2024-05-07 19:54:00	0,010851	602,683	2	0,479825	0,016402	0,040597	5,3	289,9	-0,936	0,339	0,092	0,931	-0,365	-0,018	3. Jun.	9	19:57	20:05									
2024-05-07 19:55:00	0,010248	600,872	2	0,490391	0,016713	0,033613	5,1	290,1	-0,936	0,342	0,089	0,93	-0,366	-0,022	4. Jun.	10	19:57	20:06									
2024-05-08 19:51:00	0,011155	611,2704	2	0,443024	0,01536	0,048812	5,9	289,5	-0,937	0,332	0,103	0,93	-0,368	-0,004	5. Jun.	10	19:57	20:06									
2024-05-08 19:52:00	0,011244	609,4824	2	0,452786	0,015652	0,047874	5,8	289,7	-0,937	0,335	0,101	0,93	-0,368	-0,008	6. Jun.	11	19:57	20:07									
2024-05-08 19:53:00	0,011282	607,6912	2	0,462756	0,01595	0,046528	5,6	289,9	-0,936	0,338	0,098	0,929	-0,369	-0,013	7. Jun.	11	19:57	20:07									
2024-05-08 19:54:00	0,010931	605,8969	2	0,472939	0,016253	0,042078	5,5	290,1	-0,935	0,341	0,095	0,929	-0,37	-0,017	8. Jun.	11	19:59	20:09									
2024-05-08 19:55:00	0,010388	604,0996	2	0,483338	0,016561	0,03573	5,3	290,2	-0,934	0,345	0,093	0,929	-0,37	-0,021	9. Jun.	11	19:59	20:09									
2024-05-08 19:56:00	0,011408	602,2992	2	0,493959	0,016874	0,042539	5,2	290,4	-0,933	0,348	0,09	0,928	-0,371	-0,025	10. Jun.	12	19:59	20:10									
2024-05-08 19:57:00	0,011162	600,4957	2	0,504805	0,017193	0,03889	5	290,6	-0,932	0,351	0,087	0,928	-0,371	-0,029	11. Jun.	12	19:59	20:10									
2024-05-09 19:51:00	0,0111	612,806	2	0,436823	0,015183	0,049387	6,1	289,7	-0,936	0,335	0,107	0,928	-0,372	-0,004	12. Jun.	12	19:59	20:10									
2024-05-09 19:52:00	0,0112	611,0247	2	0,446435	0,015472	0,048531	6	289,9	-0,935	0,338	0,104	0,928	-0,373	-0,008	13. Jun.	13	20:00	20:12									
2024-05-09 19:53:00	0,011276	609,2402	2	0,456252	0,015766	0,047491	5,8	290,1	-0,934	0,341	0,102	0,928	-0,373	-0,012	14. Jun.	13	20:00	20:12									
2024-05-09 19:54:00	0,010948	607,4527	2	0,466277	0,016065	0,043249	5,7	290,2	-0,934	0,344	0,099	0,927	-0,374	-0,016	15. Jun.	13	20:00	20:12									
2024-05-09 19:55:00	0,010486	605,6621	2	0,476516	0,016369	0,037668	5,5	290,4	-0,933	0,347	0,096	0,927	-0,374	-0,02	16. Jun.	13	20:00	20:12									
2024-05-09 19:56:00	0,01055	603,8683	2	0,486972	0,016679	0,036501	5,4	290,6	-0,932	0,35	0,094	0,927	-0,375	-0,024	17. Jun.	13	20:00	20:12									
2024-05-09 19:57:00	0,011251	602,0716	2	0,49765	0,016994	0,04066	5,2	290,8	-0,931	0,353	0,091	0,926	-0,376	-0,028	18. Jun.	13	20:01	20:13									
2024-05-09 19:58:00	0,010937	600,2718	2	0,508554	0,017314	0,036376	5,1	291	-0,93	0,356	0,088	0,926	-0,376	-0,032	19. Jun.	14	20:01	20:14									
2024-05-10 19:51:00	0,010741	615,9574	2	0,430827	0,015051	0,047299	6,3	289,9	-0,935	0,338	0,111	0,927	-0,376	-0,003	20. Jun.	14	20:01	20:14									
2024-05-10 19:52:00	0,010946	614,1895	2	0,440295	0,015338	0,047302	6,2	290	-0,934	0,341	0,108	0,926	-0,377	-0,007	21. Jun.	14	20:01	20:14									
2024-05-10 19:53:00	0,010939	612,4186	2	0,449963	0,015637	0,045604	6	290,2	-0,933	0,344	0,105	0,926	-0,377	-0,011	22. Jun.	14	20:02	20:15									
2024-05-10 19:54:00	0,010963	610,6445	2	0,459837	0,015926	0,044137	5,9	290,4	-0,932	0,347	0,102	0,926	-0,378	-0,015	23. Jun.	13	20:02	20:14									
2024-05-10 19:55:00	0,010641	608,8674	2	0,46992	0,016228	0,039791	5,7	290,6	-0,931	0,35	0,1	0,925	-0,379	-0,019	24. Jun.	13	20:02	20:14									
2024-05-10 19:56:00	0,010705	607,0872	2	0,480217	0,016535	0,03863	5,6	290,8	-0,931	0,353	0,097	0,925	-0,379	-0,023	25. Jun.	13	20:02	20:14									
2024-05-10 19:57:00	0,011384	605,304	2	0,490732	0,016848	0,042489	5,4	291	-0,93	0,356	0,094	0,925	-0,38	-0,027	26. Jun.	13	20:02	20:14									
2024-05-10 19:58:00	0,010948	603,5178	2	0,501469	0,017165	0,037266	5,3	291,1	-0,929	0,359	0,092	0,924	-0,381	-0,031	27. Jun.	13	20:03	20:15									
2024-05-10 19:59:00	0,011354	601,7285	2	0,512433	0,017489	0,038885	5,1	291,3	-0,928	0,362	0,089	0,924	-0,381	-0,035	28. Jun.	12	20:03	20:14									
2024-05-11 19:52:00	0,010988	615,739	2	0,434336	0,015169	0,048584	6,4	290,2	-0,933	0,343	0,111	0,925	-0,381	-0,006	29. Jun.	12	20:03	20:14									
2024-05-11 19:53:00	0,011009	613,9747	2	0,443886	0,015458	0,047122	6,2	290,4	-0,932	0,347	0,109	0,924	-0,382	-0,01	30. Jun.	12	20:03	20:14									
2024-05-11 19:54:00	0,01111	612,2073	2	0,453613	0,015751	0,046279	6,1	290,6	-0,931	0,35	0,106	0,924	-0,382	-0,014	1. Jul.	11	20:03	20:13									
2024-05-11 19:55:00	0,010795	610,4369	2	0,463546	0,016049	0,042081	5,9	290,8	-0,93	0,353	0,103	0,924	-0,383	-0,018	2. Jul.	11	20:04	20:14									
2024-05-11 19:56:00	0,010773	608,6634	2	0,473689	0,016353	0,040211	5,8	290,9	-0,929	0,356	0,101	0,923	-0,384	-0,022	3. Jul.	12	20:03	20:14									
2024-05-11 19:57:00	0,011404	606,8869	2	0,484046	0,016662	0,043631	5,6	291,1	-0,928	0,359	0,098	0,923	-0,384	-0,026	4. Jul.	11	20:03	20:13									
2024-05-11 19:58:00	0,011071	605,1073	2	0,494622	0,016976	0,039296	5,5	291,3	-0,927	0,362	0,095	0,922	-0,385	-0,031	5. Jul.	11	20:03	20:13									
2024-05-11 19:59:00	0,011365	603,3247	2	0,505421	0,017295	0,039985	5,3	291,5	-0,926	0,365	0,093	0,922	-0,385	-0,035	6. Jul.	10	20:03	20:12									
2024-05-11 20:00:00	0,011302	601,5391	2	0,516448	0,01762	0,037784	5,2	291,7	-0,926	0,368	0,09	0,922	-0,386	-0,039	7. Jul.	10	20:04	20:13									
2024-05-11 20:01:00	0,011203	599,7505	2	0,527706	0,017951	0,035257	5	291,9	-0,925	0,371	0,087	0,921	-0,387	-0,043	8. Jul.	9	20:04	20:12									



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Minuten	Tag
2024-04-02 19:05:00	0,007051	606,7522	1	0,379069	0,013045	0,021421	5,3	271,3	-0,996	0,022	0,092	0,996	-0,076	0,056	14. Apr.	1
2024-04-02 19:06:00	0,008252	604,6692	1	0,387879	0,013303	0,034695	5,1	271,5	-0,996	0,026	0,089	0,996	-0,077	0,052	15. Apr.	3
2024-04-03 19:04:00	0,006626	610,0802	1	0,371614	0,012859	0,016596	5,6	271,6	-0,995	0,027	0,097	0,995	-0,083	0,057	16. Apr.	4
2024-04-03 19:05:00	0,007976	608,0093	1	0,380248	0,013113	0,032855	5,4	271,7	-0,995	0,03	0,094	0,995	-0,084	0,053	17. Apr.	5
2024-04-03 19:06:00	0,008863	605,9343	2	0,389081	0,013372	0,038696	5,2	271,9	-0,995	0,033	0,091	0,995	-0,084	0,048	18. Apr.	7
2024-04-03 19:07:00	0,008846	603,8552	2	0,398119	0,013635	0,038818	5,1	272,1	-0,995	0,037	0,088	0,995	-0,085	0,044	19. Apr.	8
2024-04-04 19:04:00	0,006156	613,2015	1	0,36434	0,012672	0,010487	5,9	271,8	-0,994	0,031	0,102	0,994	-0,09	0,058	20. Apr.	9
2024-04-04 19:05:00	0,007649	611,1477	1	0,372802	0,012922	0,030275	5,7	272	-0,994	0,035	0,099	0,994	-0,09	0,054	21. Apr.	11
2024-04-04 19:06:00	0,008495	609,0897	2	0,381459	0,013178	0,038245	5,5	272,2	-0,995	0,038	0,096	0,995	-0,091	0,049	22. Apr.	12
2024-04-04 19:07:00	0,008939	607,0277	2	0,390316	0,013438	0,041084	5,4	272,4	-0,995	0,041	0,093	0,995	-0,092	0,045	23. Apr.	14
2024-04-04 19:08:00	0,009246	604,9615	2	0,399377	0,013704	0,042363	5,2	272,6	-0,995	0,045	0,091	0,995	-0,092	0,041	24. Apr.	14
2024-04-04 19:09:00	0,009525	602,8913	2	0,408646	0,013974	0,043266	5	272,8	-0,995	0,048	0,088	0,995	-0,093	0,036	25. Apr.	13
2024-04-05 19:05:00	0,007291	614,2499	1	0,365539	0,012735	0,027081	6	272,3	-0,994	0,039	0,104	0,994	-0,097	0,055	26. Apr.	13
2024-04-05 19:06:00	0,008308	612,2088	2	0,374023	0,012987	0,037543	5,8	272,4	-0,994	0,042	0,101	0,994	-0,098	0,05	27. Apr.	14
2024-04-05 19:07:00	0,008798	610,1636	2	0,382704	0,013244	0,040968	5,7	272,6	-0,994	0,046	0,099	0,994	-0,098	0,046	28. Apr.	14
2024-04-05 19:08:00	0,009031	608,1144	2	0,391584	0,013506	0,041552	5,5	272,8	-0,994	0,049	0,096	0,994	-0,099	0,042	29. Apr.	14
2024-04-05 19:09:00	0,009426	606,0611	2	0,400669	0,013773	0,04363	5,3	273	-0,994	0,052	0,093	0,994	-0,1	0,038	30. Apr.	13
2024-04-05 19:10:00	0,009623	604,0037	2	0,409962	0,014044	0,043732	5,2	273,2	-0,994	0,056	0,09	0,994	-0,1	0,033	1. Mai.	14
2024-04-06 19:04:00	0,006931	619,3378	1	0,358456	0,012592	0,023224	6,3	272,5	-0,993	0,044	0,109	0,993	-0,104	0,056	2. Mai.	14
2024-04-06 19:05:00	0,008116	617,3174	2	0,366772	0,012842	0,036423	6,1	272,7	-0,993	0,047	0,106	0,993	-0,104	0,051	3. Mai.	14
2024-04-06 19:06:00	0,008658	615,293	2	0,37528	0,013097	0,040759	5,9	272,9	-0,993	0,05	0,104	0,993	-0,105	0,047	4. Mai.	14
2024-04-06 19:07:00	0,008956	613,2645	2	0,383983	0,013356	0,041804	5,8	273,1	-0,993	0,053	0,101	0,993	-0,106	0,043	5. Mai.	13
2024-04-06 19:08:00	0,009355	611,2319	2	0,392887	0,013621	0,043941	5,6	273,3	-0,994	0,057	0,098	0,994	-0,106	0,039	6. Mai.	14
2024-04-06 19:09:00	0,009596	609,1953	2	0,401996	0,01389	0,044457	5,5	273,5	-0,994	0,06	0,095	0,994	-0,107	0,034	7. Mai.	14
2024-04-06 19:10:00	0,009805	607,1547	2	0,411314	0,014164	0,044631	5,3	273,6	-0,994	0,063	0,092	0,994	-0,108	0,03	8. Mai.	14
2024-04-06 19:11:00	0,009985	605,11	2	0,420847	0,014444	0,044515	5,1	273,8	-0,994	0,067	0,089	0,994	-0,108	0,026	9. Mai.	14
2024-04-07 19:04:00	0,006515	622,3553	1	0,35155	0,012409	0,01849	6,6	272,8	-0,992	0,048	0,114	0,992	-0,11	0,057	10. Mai.	14
2024-04-07 19:05:00	0,007844	620,3514	1	0,359702	0,012656	0,034613	6,4	273	-0,992	0,051	0,112	0,992	-0,111	0,052	11. Mai.	14
2024-04-07 19:06:00	0,008523	618,3434	2	0,368041	0,012908	0,040423	6,2	273,2	-0,993	0,055	0,109	0,993	-0,112	0,048	12. Mai.	14
2024-04-07 19:07:00	0,008731	616,3314	2	0,376573	0,013164	0,040821	6,1	273,3	-0,993	0,058	0,106	0,993	-0,112	0,044	13. Mai.	14
2024-04-07 19:08:00	0,009248	614,3154	2	0,3853	0,013425	0,044203	5,9	273,5	-0,993	0,061	0,103	0,993	-0,113	0,04	14. Mai.	14
2024-04-07 19:09:00	0,009498	612,2953	2	0,394228	0,013691	0,04483	5,7	273,7	-0,993	0,064	0,1	0,993	-0,114	0,035	15. Mai.	14
2024-04-07 19:10:00	0,009718	610,2712	2	0,403361	0,013962	0,045114	5,6	273,9	-0,993	0,068	0,097	0,993	-0,114	0,031	16. Mai.	14
2024-04-07 19:11:00	0,009907	608,2432	2	0,412703	0,014238	0,045091	5,4	274,1	-0,993	0,071	0,094	0,993	-0,115	0,027	17. Mai.	15
2024-04-07 19:12:00	0,010069	606,2111	2	0,42226	0,014519	0,0448	5,3	274,3	-0,993	0,074	0,092	0,993	-0,116	0,022	18. Mai.	14
2024-04-07 19:13:00	0,009645	604,1751	2	0,432037	0,014805	0,039206	5,1	274,5	-0,993	0,077	0,089	0,993	-0,116	0,018	19. Mai.	14
2024-04-08 19:04:00	0,006064	625,3408	1	0,344818	0,01223	0,012619	6,9	273	-0,991	0,053	0,119	0,991	-0,117	0,058	20. Mai.	14
2024-04-08 19:05:00	0,007527	623,3531	1	0,35281	0,012474	0,032108	6,7	273,2	-0,992	0,056	0,117	0,992	-0,118	0,053	21. Mai.	14
2024-04-08 19:06:00	0,008354	621,3614	2	0,360985	0,012722	0,039926	6,5	273,4	-0,992	0,059	0,114	0,992	-0,118	0,049	22. Mai.	14
2024-04-08 19:07:00	0,008802	619,3657	2	0,369348	0,012975	0,042844	6,4	273,6	-0,992	0,062	0,111	0,992	-0,119	0,045	23. Mai.	14
2024-04-08 19:08:00	0,009126	617,366	2	0,377903	0,013233	0,04431	6,2	273,8	-0,992	0,066	0,108	0,992	-0,12	0,041	24. Mai.	15
2024-04-08 19:09:00	0,009397	615,3623	2	0,386655	0,013495	0,045154	6	274	-0,992	0,069	0,105	0,992	-0,12	0,036	25. Mai.	14
2024-04-08 19:10:00	0,009602	613,3546	2	0,395607	0,013763	0,045329	5,9	274,2	-0,992	0,072	0,102	0,992	-0,121	0,032	26. Mai.	14
2024-04-08 19:11:00	0,009825	611,3429	2	0,404764	0,014035	0,045621	5,7	274,3	-0,992	0,075	0,099	0,992	-0,122	0,028	27. Mai.	14
2024-04-08 19:12:00	0,009996	609,3273	2	0,414132	0,014312	0,045413	5,5	274,5	-0,992	0,079	0,097	0,992	-0,122	0,023	28. Mai.	14
2024-04-08 19:13:00	0,009431	607,3077	2	0,423714	0,014595	0,038459	5,4	274,7	-0,992	0,082	0,094	0,992	-0,123	0,019	29. Mai.	14
2024-04-08 19:14:00	0,009035	605,2842	1	0,433515	0,014883	0,032672	5,2	274,9	-0,992	0,085	0,091	0,992	-0,124	0,015	30. Mai.	14
2024-04-08 19:15:00	0,010413	603,2568	2	0,443541	0,015176	0,03485	5,1	275,1	-0,992	0,088	0,088	0,992	-0,124	0,011	31. Mai.	14
2024-04-09 19:03:00	0,005529	628,5097	1	0,338258	0,012058	0,004328	7,1	273,3	-0,991	0,057	0,124	0,991	-0,124	0,059	1. Jun.	15

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
15	1752	19:05	19:32	
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 5: 1752 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1156 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 596 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 15 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2375 Einträgen /-605): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)				

