

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Mitterteich

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Mitterteich in der Oberpfalz (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.....	6
3	Ermittlung der potentiellen 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 südwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke westlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nordwestlich	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße nordwestlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang.....	24 - 37

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Mitterteich

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Mitterteich“ für die Bahnstrecke Hof-Regensburg und - sofern vorhanden - für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Mitterteich“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Hof-Regensburg.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 3,5 km westlich der Ortschaft Mitterteich, ca. 10 km südöstlich von Marktredwitz in der Oberpfalz (Bayern). Westlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 540 m die Bahnstrecke Hof-Regensburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 3,5 km westlich der Ortschaft Mitterteich in der Oberpfalz (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Südosten
Koordinaten (Mitte)	49.940°N, 12.190°O 526 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 540 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (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 Fläche sowie Gebäude sowie umliegende Ortschaften Mitterteich, Triebendorf und Schönfeld. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können Gebäude in Oberteich/Mitterteich evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund des Geländeverlaufes und aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle wären diese zu vernachlässigen. Eine nähere Untersuchung der Standorte in Bezug auf potentielle Blendwirkungen ist nicht erforderlich. Die Ortschaften Triebendorf und Schönfeld liegen sehr weit südlich der PV Anlage und können daher nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine nähere Untersuchung der Standorte ist nicht erforderlich.

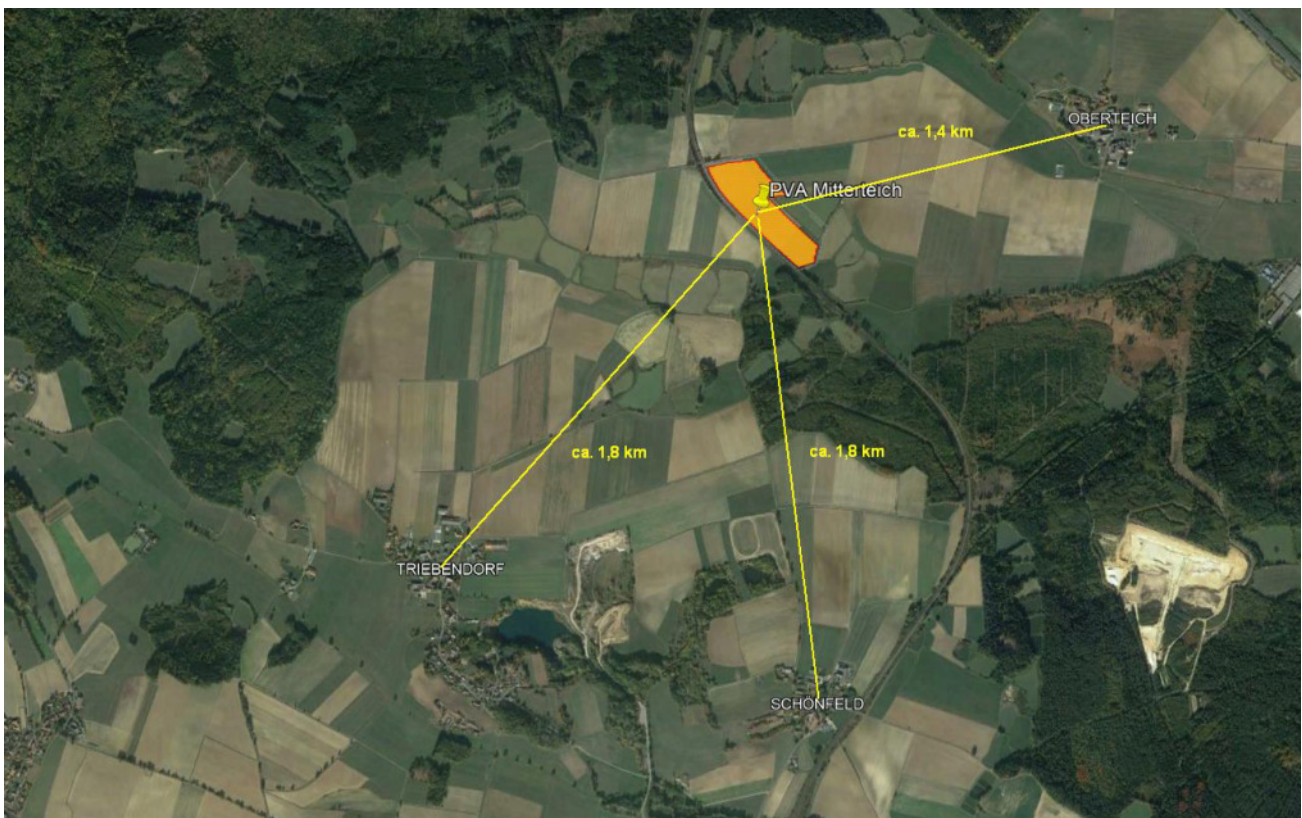


Bild 2.2.1: Gebäude nördlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Braunschweig² 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 möglichst
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

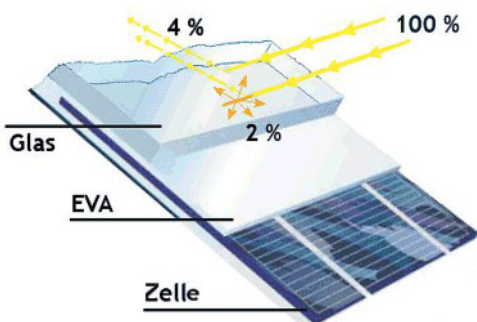


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-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.

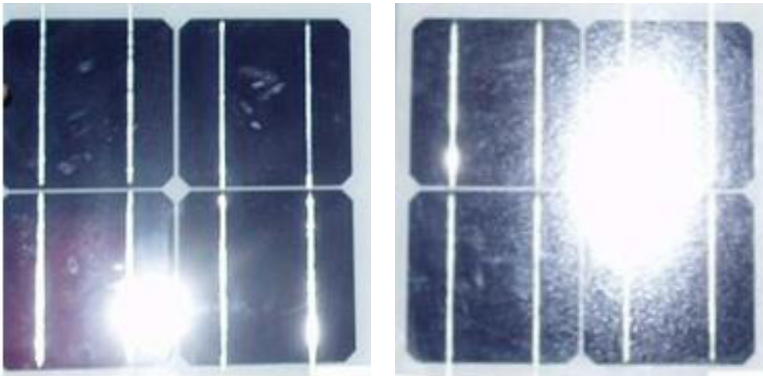


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

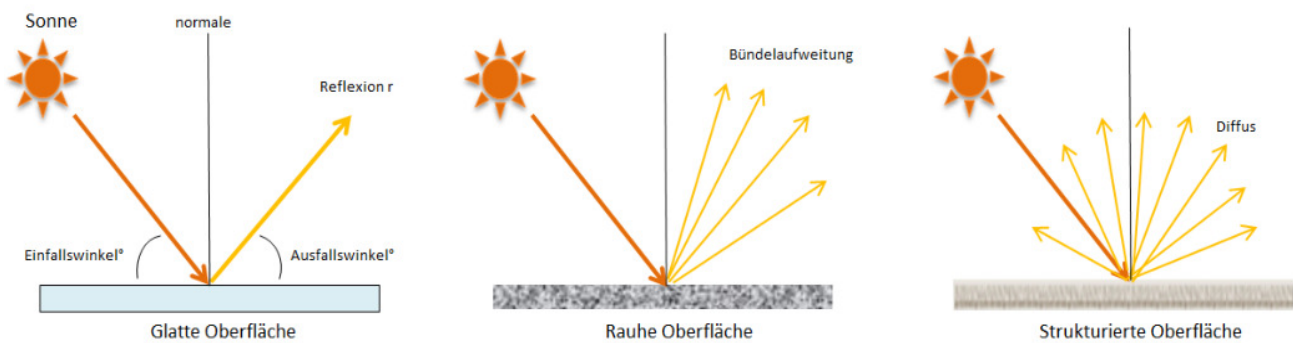


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell 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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

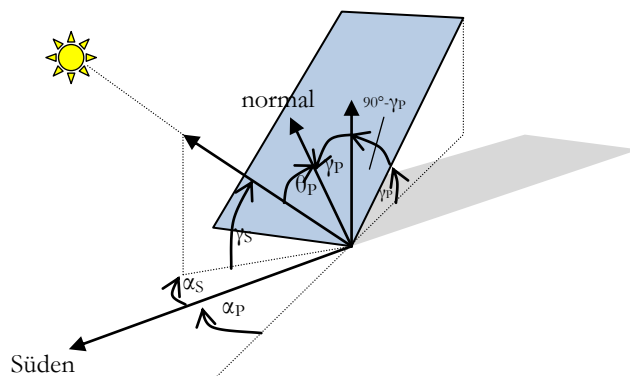


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

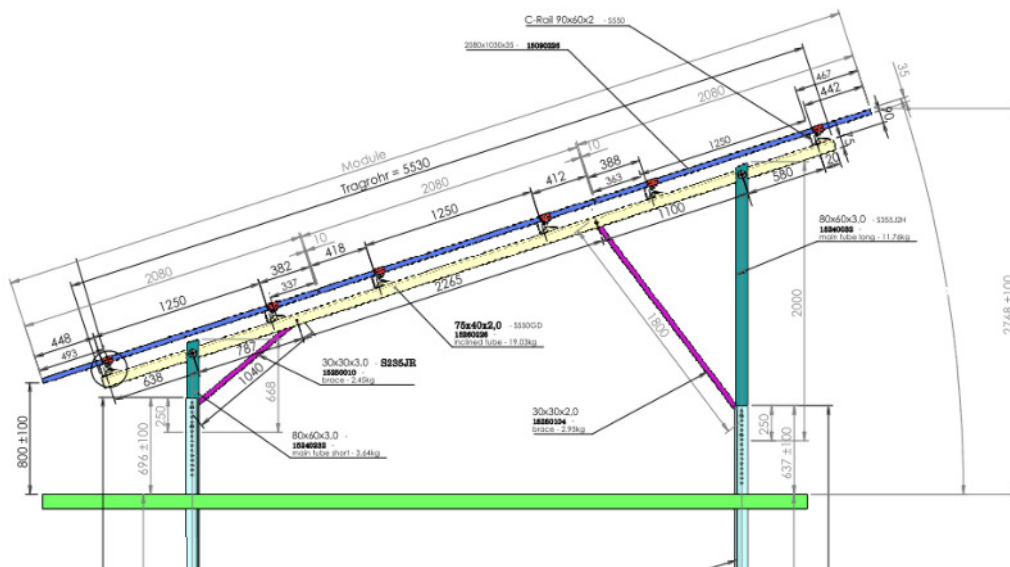


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Risen (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,70 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	n.v.
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelt)

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mitterteich wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt auf einer anliegenden Straße. Andere Standorte wurden nicht weiter 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 P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P4 (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 weiterführender Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

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

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ 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.

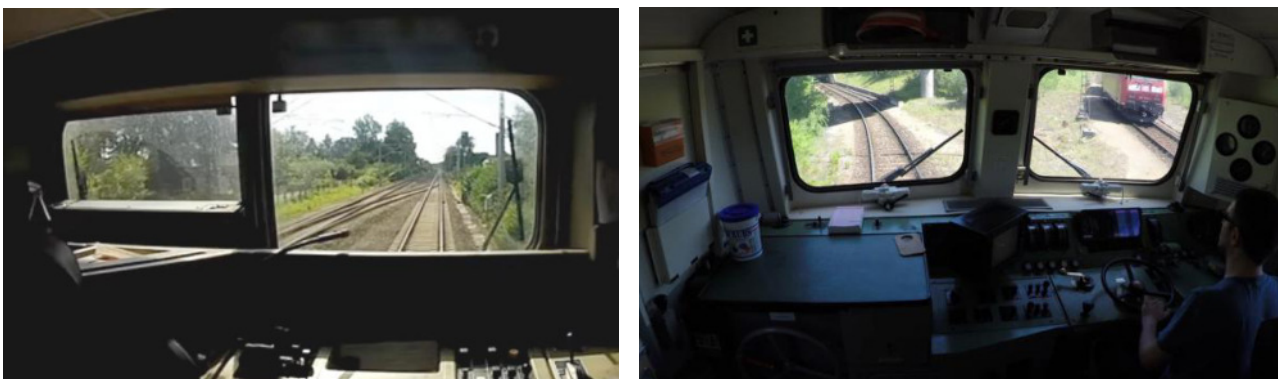


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 soll die Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

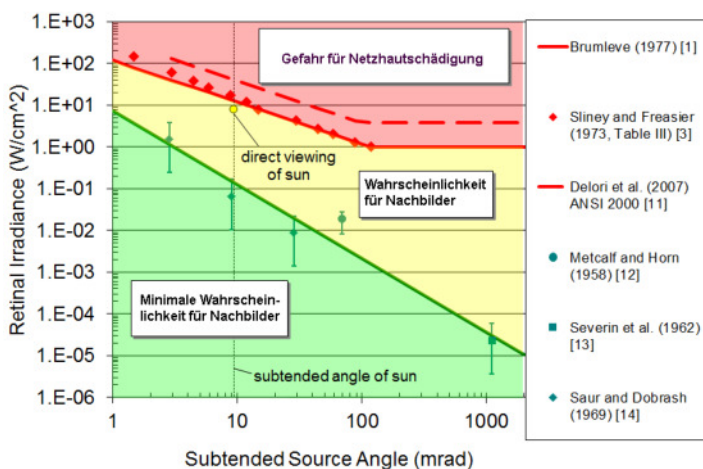


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mitterteich wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke südwestlich	4733 ^W
P2 Bahnstrecke westlich	2060 ^W
P3 Bahnstrecke nordwestlich	1881 ^W
P4 Straße nordwestlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 07. April und dem 04. September zwischen 05:59 - 06:50 Uhr für 5 bis max. 36 Minuten aus östlicher Richtung. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca. -55° bis -76° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.



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

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich. Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Skizze verdeutlicht, dass Reflexionen nur außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels auftreten können und daher zu vernachlässigen sind.

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P1 bei Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt (siehe auch Bild 3.6.2). Die Fläche der PV Anlage befindet sich links im Bild.

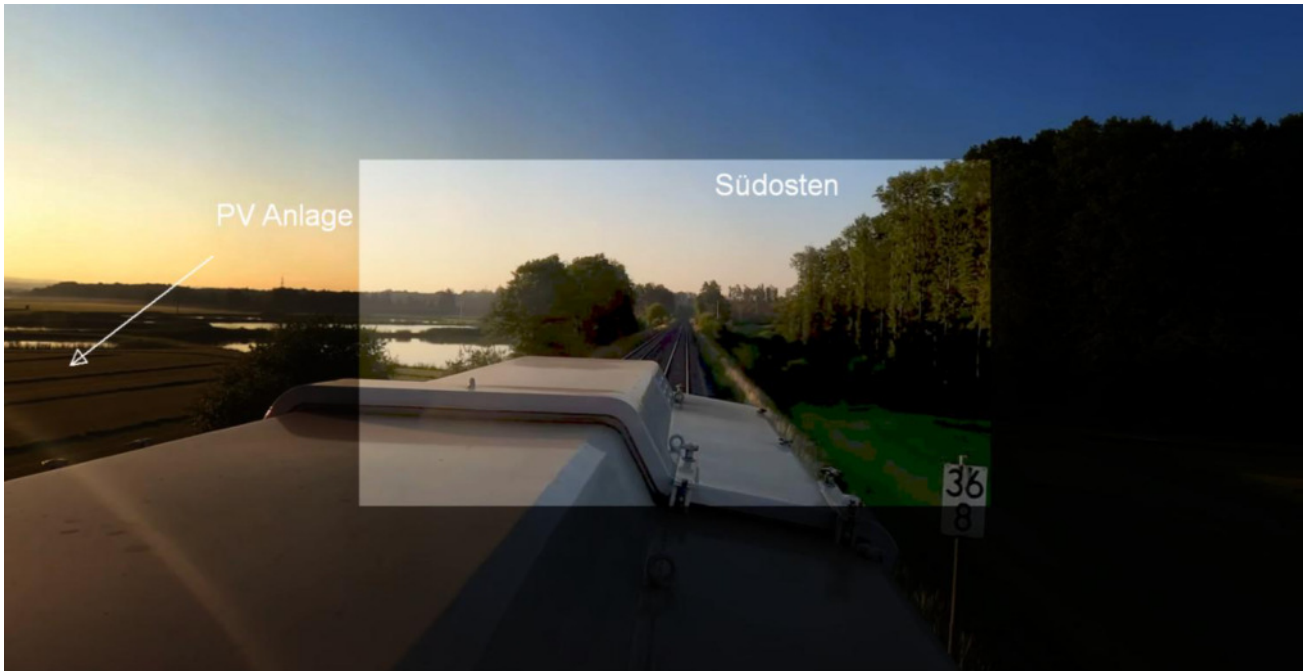


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video WTwL5qygh-c von jojo82, Minute 10:17, Ausschnitt)

Zum Vergleich die Situation als Pseudo 3D. Links im Bild ist die Fläche der PV Anlage erkennbar (blau) und außerhalb des relevanten Sichtwinkels potentielle Reflexionen (gelb).

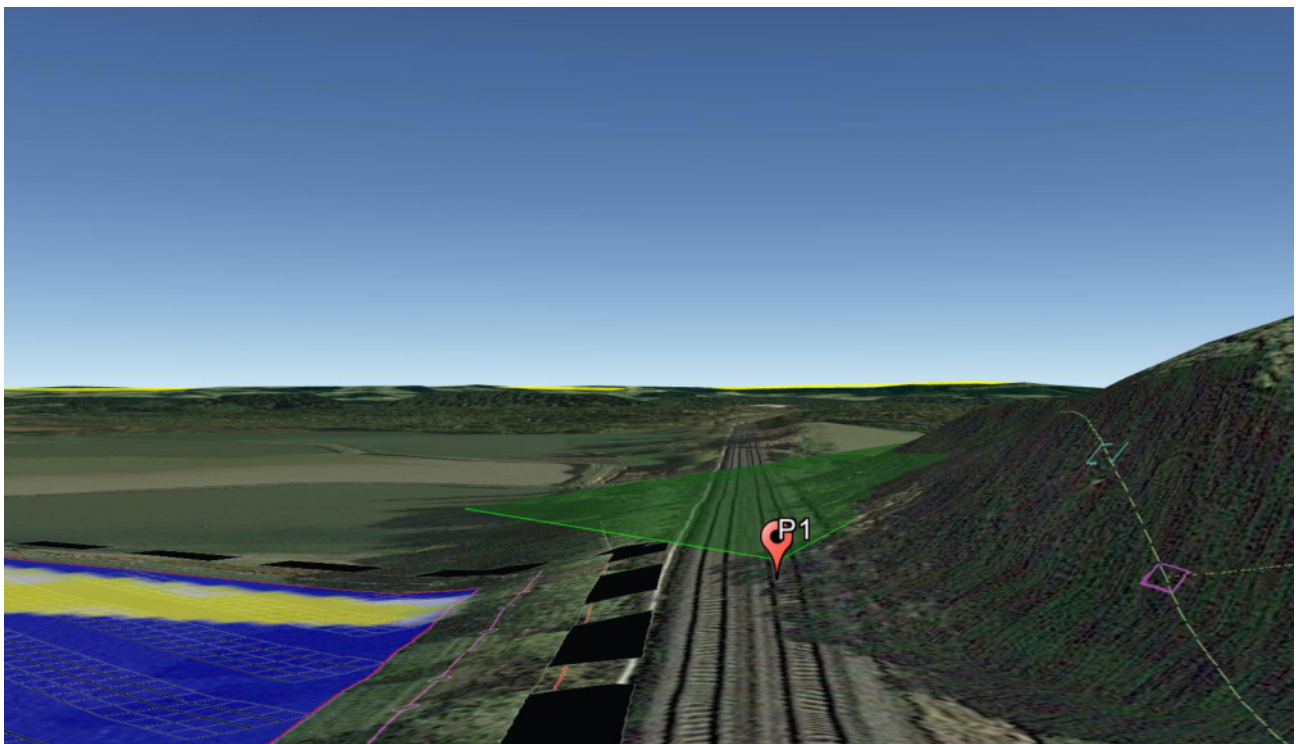


Bild 4.1.3: Situation am Messpunkt P1, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke westlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. April und dem 23. August zwischen 05:59 - 06:29 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca. -42° bis -71° links (östlich) zur Fahrtrichtung auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

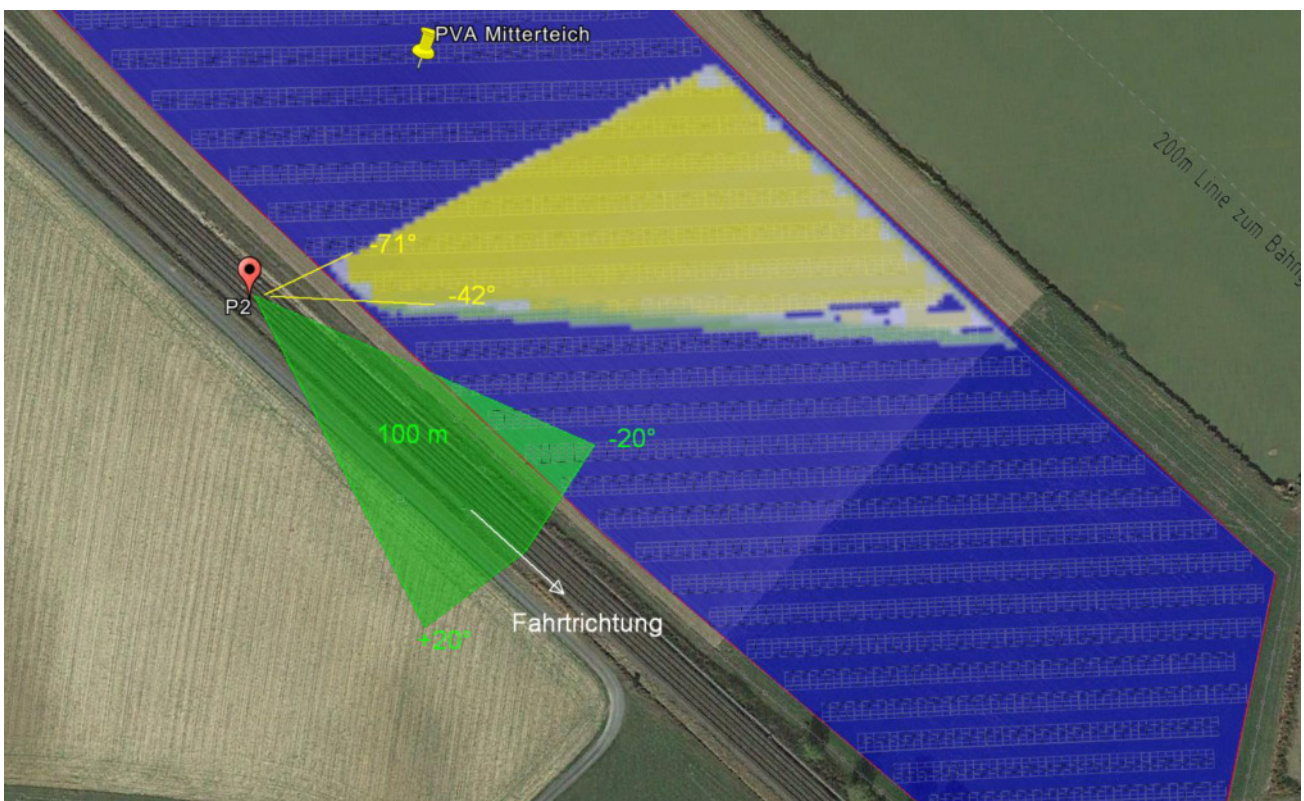


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung ± 20 , ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage befindet sich links im Bild.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video WTwL5qygh-c von jojo82, Minute 10:12, Ausschnitt)

Zum Vergleich ein ähnliches Foto im Bereich von Messpunkt P2.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video mYgnSKl5o_M von jojo82, Minute 12:11, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nordwestlich

In ähnlicher Weise wie am Messpunkt P2 können auch am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 03. Mai und dem 10. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:11 Uhr für 5 bis max. 26 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch hier mit ca. -65° bis -84° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

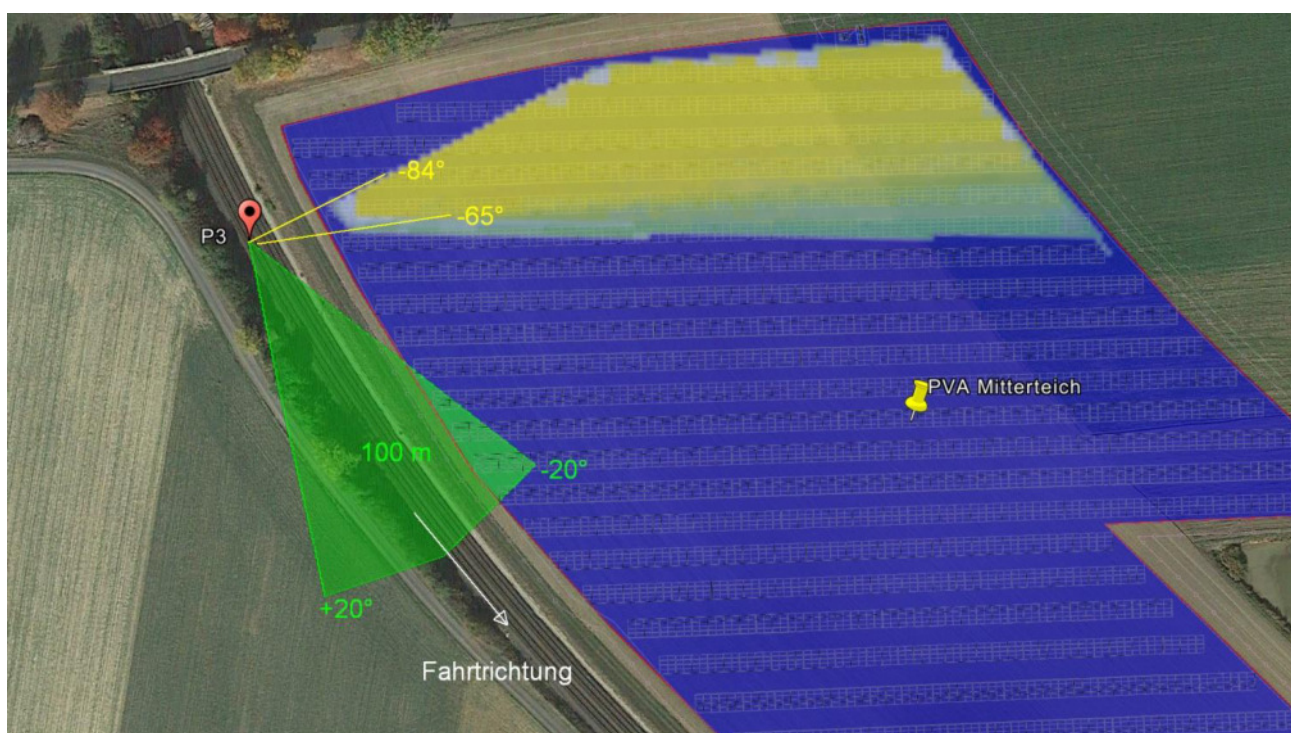


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Theoretisch sind die Reflexionen auch bei der Fahrt Richtung Nordwesten wahrnehmbar aber die Einfallswinkel liegen dann rechts zur Fahrtrichtung, nochmals weiter außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P3 bei Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage befindet sich links im Bild.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video mYgnSK15o_M von jojo82, Minute 12:02, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße nordwestlich

Messpunkt P4 im Bereich der Straße nordwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine relevanten Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

Die Überprüfung der unbereinigten Rohdaten zeigt nur an insgesamt 18 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind Reflexionen zu vernachlässigen.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Bahnstrecke Hof-Regensburg nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden da die Einfallswinkel überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der Straße nordwestlich der PV Anlage sind keine Reflexionen nachweisbar. Die östlich gelegenen Ortschaften Oberteich und Mitterteich können aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und darüber hinaus sind in der näheren und weiteren Umgebung keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

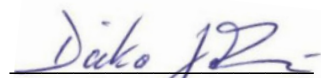
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 04.05.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

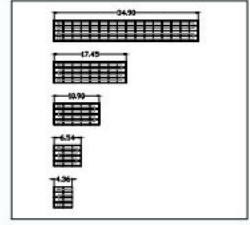
TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR	GELÄNDE DATEN:
Modul Typ: 804H25.6-6M60 Slim Titan Modul Abmessungen (mm): 2172 x 1308 USD Modul Leistung: 600 Wp Modul Anzahl: 12.828	Geländebereich: 96.398 m ² Zaunbreite: 13.260 m Koordinaten: 49.942°N, 12.191°E Höhe: 571 - 511 m über Meer
ANLAGEBESTANDTEILE	Genehmigung: Pachtkarte FlNr.: 793
Anzahl der Strings mit 32 Module: 360 Anzahl der Strings mit 20 Module: 15 Gesamtertrag der Strings: 608	WECHSELRICHTER
	Modulart: G800WE G1R 2004HT Wechselrichter Leistung: 250 kW Mechanischer Anstieg: 28 Strings pro Inverter: 15
	Koordinatensystem: UTM33 EPSG: 31463 GRZ: 0,37 (Bsp. auf Geländebereich)
	Zusätzliche Infos:

LEGENDE

- Grundstücksgrenze
- - - Geltungsbereich
- Zaun L = 1412m
- Baugrenze
- Breiten Bepflanzungsstreifen mit vorgelegtem Grünweg

PV Tisch Design:

- 4x16 landscape
Anzahl: 181
Module pro Tisch: 64
2 Strings à 32 Module
- 4x8 landscape
Anzahl: 15
Module pro Tisch: 32
1 String à 32 Module
- 4x5 landscape
Anzahl: 30
Module pro Tisch: 20
1 String à 20 Module
- 4x3 landscape
Anzahl: 17
Module pro Tisch: 20
1 String à 20 Module
- 4x2 landscape
Anzahl: 11
Module pro Tisch: 20
1 String à 20 Module



Sonnenwinkel: 16,63°
Reihenzwischenabstand theor.: 5,45m - 8,59m
Reihenzwischenabstand prakt.: 3,35m - 6,07m
Verschattung in Tischbereich: 1,00m

Tischneigung: 20°
Tisch Azimut: 0°
Sonnenwinkel: 16,63°

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

Index	Changings	from	Date

	Titel des Dokuments Erlaufplanung - Übersicht	
	Projekt Pachtkarte 793	
	Plan 1:750	Datum 14.03.2023
		VSK


Energy Heroes GmbH
 Otto-Bronst-Straße 1
 84447 Pfaffing
 Mobil: 0172 1477287
 web: www.energy-heroes.de
 michael.dresler@energy-heroes.de





**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.

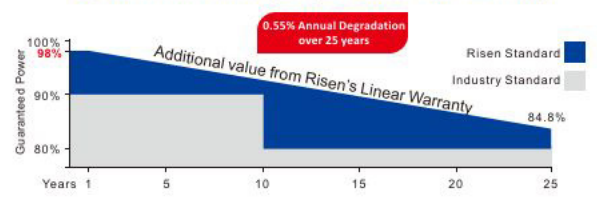
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen 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@risenenenergy.com Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

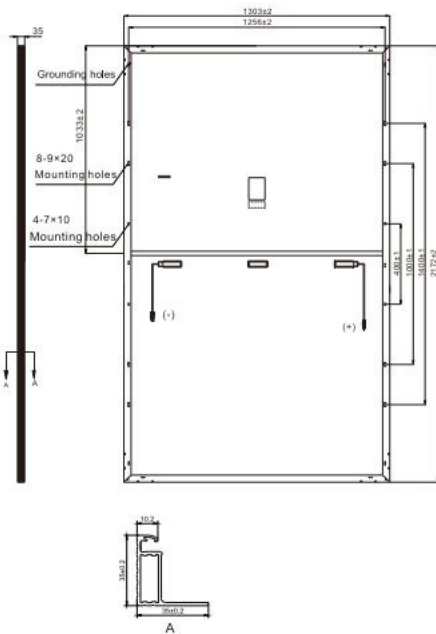


* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

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

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Mitterteich**

Site configuration: **Mitterteich**

Created 04 May, 2023

Updated 04 May, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 1 MW to 5 MW

Site ID 89906.15858

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 V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV Feld	20.0	180.0	5,927	98.8	12,444	207.4	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	3,896	64.9	5,626	93.8
OP 2	722	12.0	3,250	54.2
OP 3	796	13.3	3,550	59.2
OP 4	513	8.6	18	0.3

Component Data

PV Arrays

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



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	49.941588	12.187310	531.11	2.00	533.11
2	49.941760	12.188136	530.55	2.00	532.55
3	49.941871	12.189928	528.17	2.00	530.17
4	49.940649	12.191730	521.87	2.00	523.87
5	49.940614	12.190464	521.71	2.00	523.71
6	49.938867	12.193264	520.71	2.00	522.71
7	49.938356	12.193103	520.96	2.00	522.96
8	49.938197	12.192170	522.03	2.00	524.03
9	49.940283	12.188726	527.55	2.00	529.55
10	49.940994	12.187868	530.07	2.00	532.07

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.938206	12.191852	524.64	2.50
OP 2	2	49.939712	12.189277	527.25	2.50
OP 3	3	49.941369	12.187249	529.41	2.50
OP 4	4	49.941252	12.182230	534.57	0.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	20.0	180.0	5,927	98.8	12,444	207.4	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	3,896	64.9	5,626	93.8
OP 2	722	12.0	3,250	54.2
OP 3	796	13.3	3,550	59.2
OP 4	513	8.6	18	0.3

PV: PV Feld potential temporary after-image

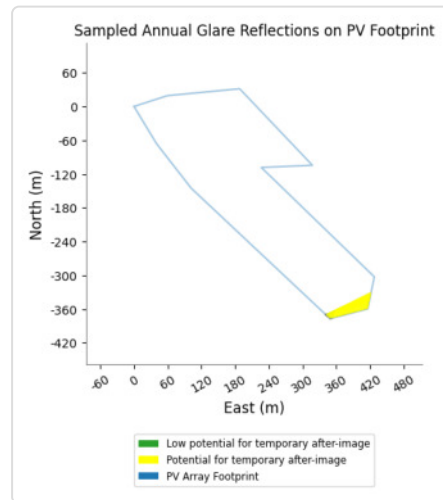
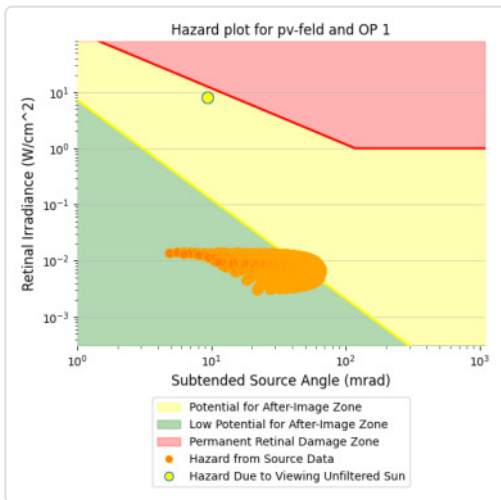
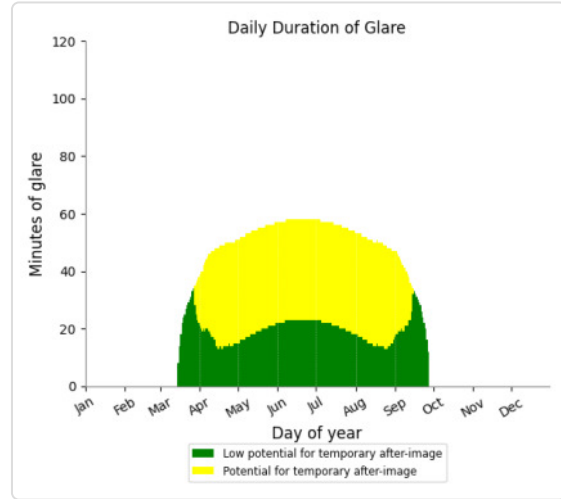
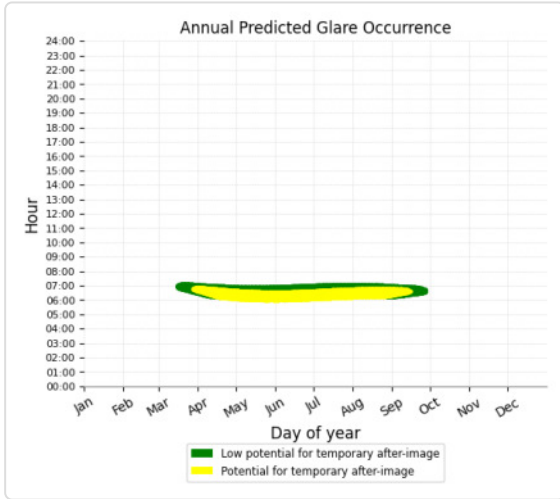
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	3,896	64.9	5,626	93.8
OP 2	722	12.0	3,250	54.2
OP 3	796	13.3	3,550	59.2
OP 4	513	8.6	18	0.3

PV Feld and OP 1

Yellow glare: 5,626 min.

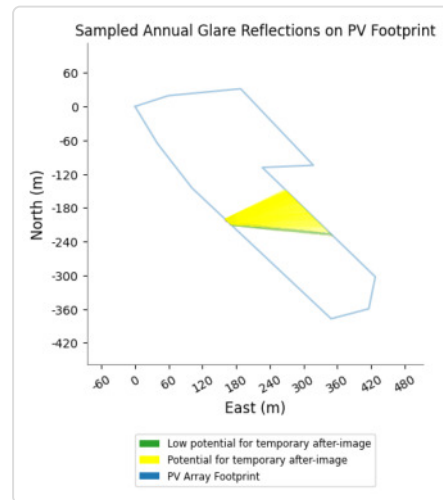
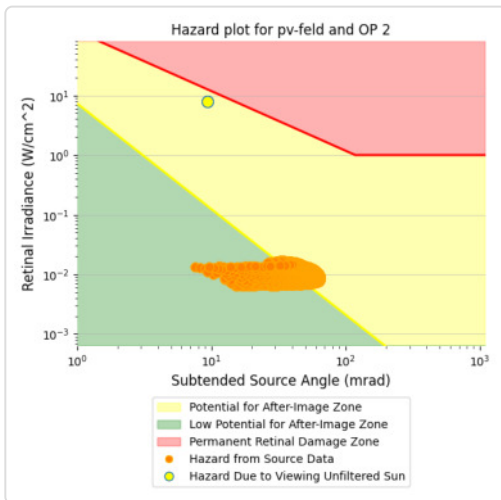
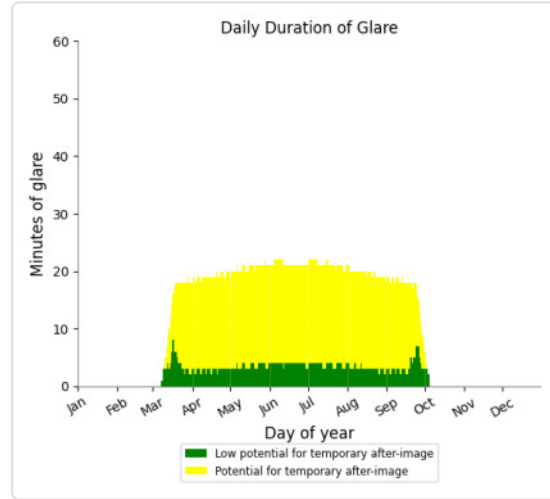
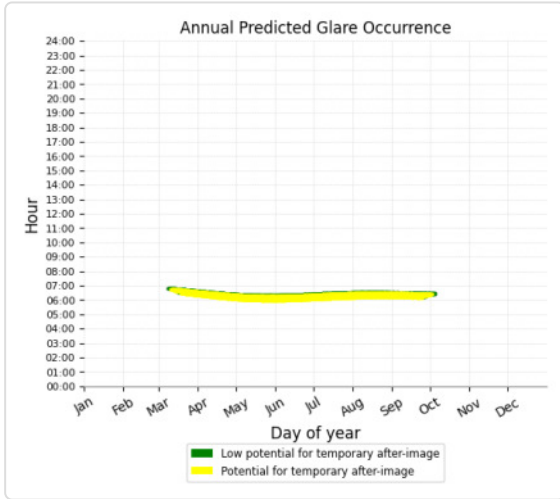
Green glare: 3,896 min.



PV Feld and OP 2

Yellow glare: 3,250 min.

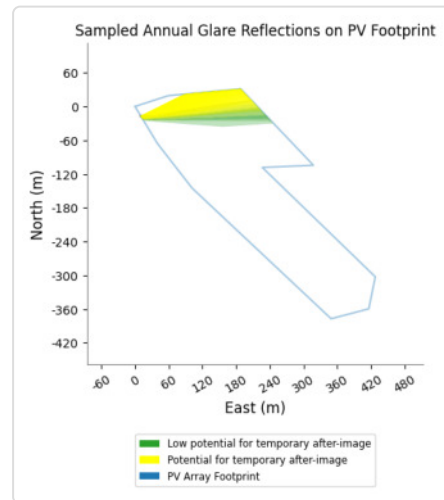
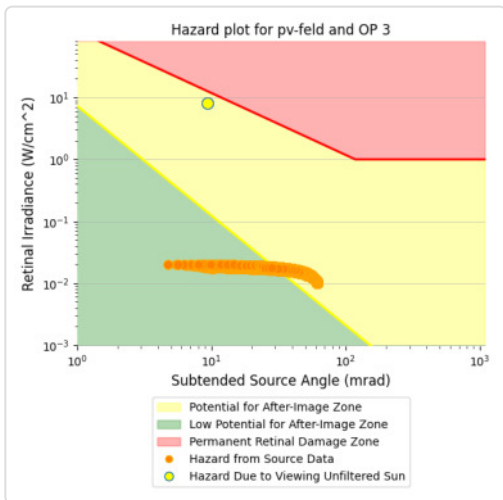
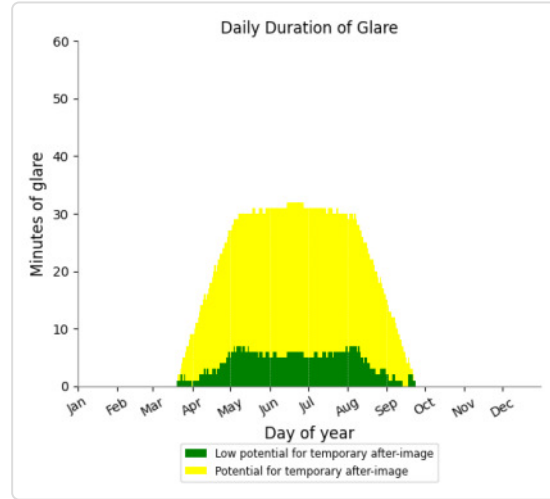
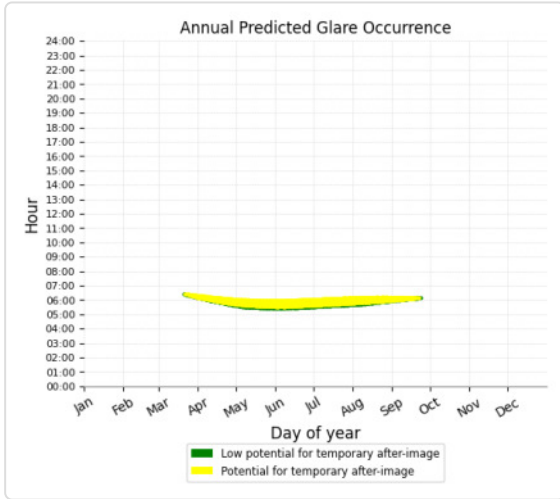
Green glare: 722 min.



PV Feld and OP 3

Yellow glare: 3,550 min.

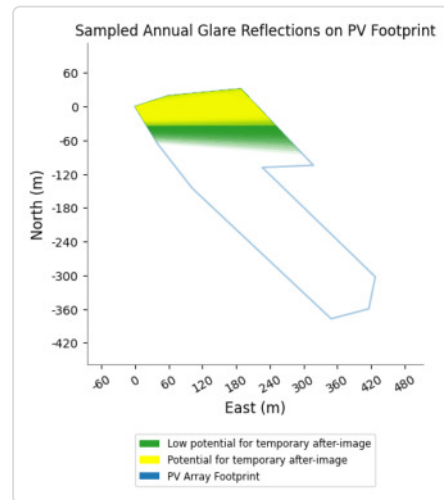
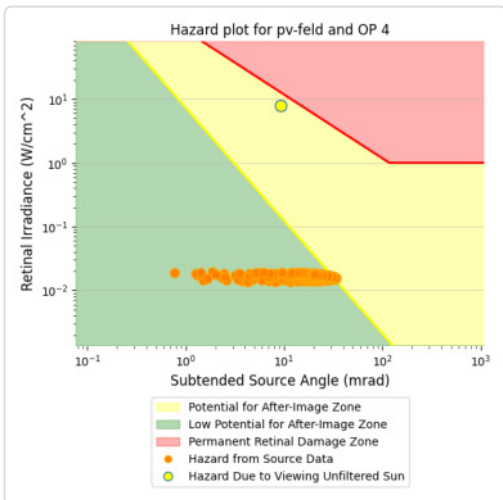
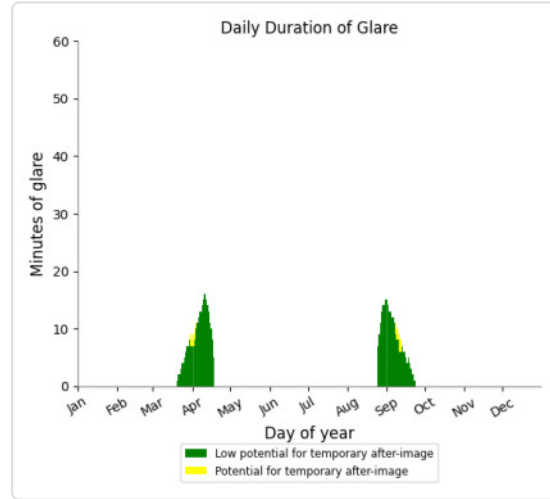
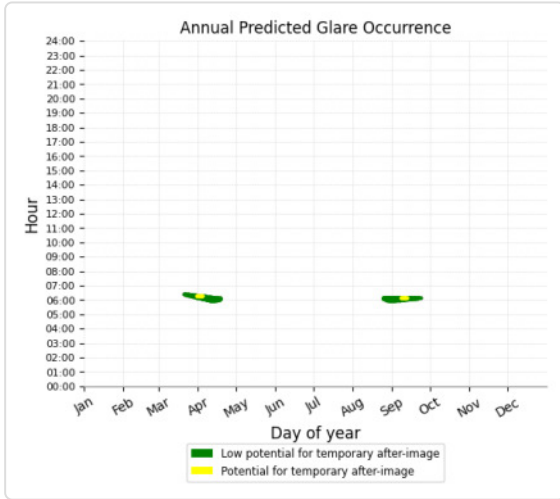
Green glare: 796 min.



PV Feld and OP 4

Yellow glare: 18 min.

Green glare: 513 min.



Assumptions

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

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

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

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

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

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

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

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

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

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

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

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

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

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

	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	S	l	Anzahl Minuten	Tag
2023-03-15 06:53:00	0,005446	583,5806	1	0,341313	0,011297	0,009673	3	97,9	0,989	-0,138	0,052	-0,989	0,072	0,128			5. Apr.	2
2023-03-15 06:54:00	0,005376	585,9251	1	0,333679	0,011089	0,010267	3,1	98,1	0,988	-0,141	0,055	-0,988	0,073	0,133			6. Apr.	3
2023-03-15 06:55:00	0,005293	588,2648	1	0,326217	0,010884	0,010586	3,3	98,3	0,988	-0,145	0,057	-0,988	0,074	0,137			7. Apr.	5
2023-03-15 06:56:00	0,005250	590,5995	1	0,318925	0,010683	0,010687	3,4	98,5	0,987	-0,148	0,06	-0,987	0,075	0,141			8. Apr.	7
2023-03-15 06:57:00	0,005104	592,9293	1	0,311797	0,010486	0,010684	3,6	98,7	0,986	-0,151	0,063	-0,986	0,075	0,145			9. Apr.	9
2023-03-15 06:58:00	0,005008	595,2542	1	0,30483	0,010292	0,010672	3,8	98,9	0,986	-0,155	0,066	-0,986	0,076	0,15			10. Apr.	10
2023-03-15 06:59:00	0,004915	597,574	1	0,298021	0,010101	0,010651	3,9	99,0	0,985	-0,158	0,068	-0,985	0,077	0,154			11. Apr.	11
2023-03-15 07:00:00	0,00482	599,8889	1	0,291366	0,009914	0,010564	4,1	99,3	0,984	-0,161	0,071	-0,984	0,078	0,158			12. Apr.	13
2023-03-16 06:50:00	0,005711	581,667	1	0,357589	0,011797	0,010118	2,8	97,1	0,991	-0,124	0,049	-0,991	0,063	0,117			13. Apr.	15
2023-03-16 06:51:00	0,005674	584,0021	1	0,34958	0,011579	0,0101399	3	97,3	0,991	-0,127	0,052	-0,991	0,064	0,121			14. Apr.	17
2023-03-16 06:52:00	0,005623	586,3323	1	0,341752	0,011365	0,012397	3,1	97,5	0,99	-0,13	0,054	-0,99	0,065	0,125			15. Apr.	18
2023-03-16 06:53:00	0,005556	588,6576	1	0,334101	0,011155	0,013104	3,3	97,7	0,989	-0,134	0,057	-0,989	0,066	0,13			16. Apr.	19
2023-03-16 06:54:00	0,005478	590,9781	1	0,326623	0,010948	0,013561	3,4	97,9	0,989	-0,137	0,06	-0,989	0,066	0,134			17. Apr.	21
2023-03-16 06:55:00	0,00539	593,2938	1	0,319315	0,010745	0,013829	3,6	98,1	0,988	-0,14	0,063	-0,988	0,067	0,138			18. Apr.	22
2023-03-16 06:56:00	0,005295	595,6045	1	0,312171	0,010546	0,013939	3,8	98,3	0,987	-0,143	0,066	-0,987	0,068	0,142			19. Apr.	24
2023-03-16 06:57:00	0,005199	597,9103	1	0,30519	0,01035	0,013983	3,9	98,5	0,987	-0,147	0,068	-0,987	0,069	0,147			20. Apr.	25
2023-03-16 06:58:00	0,005104	600,2112	1	0,298366	0,010157	0,014017	4,1	98,7	0,986	-0,15	0,071	-0,986	0,069	0,151			21. Apr.	27
2023-03-16 06:59:00	0,005008	602,5071	1	0,291696	0,009968	0,013996	4,2	98,8	0,985	-0,153	0,074	-0,985	0,07	0,155			22. Apr.	28
2023-03-16 07:00:00	0,004907	604,798	1	0,285177	0,009782	0,013833	4,4	99,0	0,985	-0,157	0,077	-0,985	0,071	0,159			23. Apr.	30
2023-03-16 07:01:00	0,004799	607,084	1	0,278806	0,0096	0,013483	4,6	99,2	0,984	-0,16	0,079	-0,984	0,072	0,164			24. Apr.	30
2023-03-16 07:02:00	0,004683	609,3649	1	0,272579	0,009421	0,012885	4,7	99,4	0,983	-0,163	0,082	-0,983	0,072	0,168			25. Apr.	32
2023-03-16 07:03:00	0,004558	611,6408	1	0,266492	0,009245	0,01203	4,9	99,6	0,982	-0,167	0,085	-0,982	0,073	0,172			26. Apr.	34
2023-03-17 06:48:00	0,005876	582,1093	1	0,36628	0,012093	0,010512	2,8	96,5	0,992	-0,113	0,049	-0,992	0,055	0,11			27. Apr.	35
2023-03-17 06:49:00	0,005873	584,4301	1	0,358069	0,011869	0,012407	2,9	96,7	0,99	-0,116	0,051	-0,992	0,056	0,114			28. Apr.	35
2023-03-17 06:50:00	0,005843	586,7461	1	0,350042	0,011649	0,013823	3,1	96,9	0,991	-0,119	0,054	-0,991	0,056	0,118			29. Apr.	36
2023-03-17 06:51:00	0,005796	589,0574	1	0,342198	0,011433	0,014932	3,3	97,7	0,991	-0,122	0,057	-0,991	0,057	0,122			30. Apr.	36
2023-03-17 06:52:00	0,005734	591,3638	1	0,334531	0,011221	0,015747	3,4	97,2	0,99	-0,126	0,06	-0,99	0,058	0,127			1. Mai	36
2023-03-17 06:53:00	0,005659	593,6654	1	0,327037	0,011012	0,016322	3,6	97,4	0,99	-0,129	0,063	-0,99	0,059	0,131			2. Mai	36
2023-03-17 06:54:00	0,005575	595,9621	1	0,319173	0,010807	0,016714	3,7	97,6	0,989	-0,132	0,065	-0,989	0,059	0,135			3. Mai	36
2023-03-17 06:55:00	0,005485	598,254	1	0,312554	0,010606	0,016964	3,9	97,8	0,988	-0,136	0,068	-0,988	0,06	0,139			4. Mai	36
2023-03-17 06:56:00	0,005389	600,541	1	0,305557	0,010408	0,017094	4,1	98	0,988	-0,139	0,071	-0,988	0,061	0,144			5. Mai	36
2023-03-17 06:57:00	0,005293	602,8231	1	0,298719	0,010213	0,017177	4,2	98,2	0,987	-0,142	0,074	-0,987	0,062	0,148			6. Mai	36
2023-03-17 06:58:00	0,005196	605,1003	1	0,292035	0,010023	0,01721	4,4	98,4	0,986	-0,146	0,076	-0,986	0,062	0,152			7. Mai	36
2023-03-17 06:59:00	0,005095	607,3725	1	0,285502	0,009835	0,017133	4,5	98,6	0,986	-0,149	0,079	-0,986	0,063	0,156			8. Mai	36
2023-03-17 07:00:00	0,004989	609,6398	1	0,279117	0,009651	0,016916	4,7	98,8	0,985	-0,152	0,082	-0,985	0,064	0,161			9. Mai	36
2023-03-17 07:01:00	0,004877	611,9021	1	0,272877	0,00947	0,016523	4,9	99,0	0,984	-0,155	0,085	-0,984	0,065	0,165			10. Mai	36
2023-03-17 07:02:00	0,004756	614,1594	1	0,266777	0,009293	0,015888	5	99,2	0,983	-0,159	0,088	-0,983	0,065	0,169			11. Mai	35
2023-03-17 07:03:00	0,004627	616,4117	1	0,260816	0,009119	0,015021	5,2	99,4	0,983	-0,162	0,09	-0,983	0,066	0,173			12. Mai	36
2023-03-17 07:04:00	0,004494	618,659	1	0,254989	0,008947	0,013956	5,3	99,6	0,982	-0,165	0,093	-0,982	0,067	0,178			13. Mai	36
2023-03-17 07:05:00	0,004355	620,9012	1	0,249295	0,008779	0,012669	5,5	99,8	0,981	-0,169	0,096	-0,981	0,068	0,182			14. Mai	36
2023-03-18 06:46:00	0,005944	582,557	1	0,375204	0,012397	0,009093	2,8	95,8	0,994	-0,101	0,048	-0,994	0,047	0,102			15. Mai	35
2023-03-18 06:47:00	0,006019	584,8637	1	0,366784	0,012167	0,012381	2,9	96	0,993	-0,105	0,051	-0,993	0,047	0,107			16. Mai	35
2023-03-18 06:48:00	0,006028	587,1657	1	0,358555	0,011941	0,014492	3,1	96,2	0,993	-0,108	0,054	-0,993	0,048	0,111			17. Mai	36
2023-03-18 06:49:00	0,006007	589,4629	1	0,350512	0,011719	0,016066	3,3	96,4	0,992	-0,111	0,057	-0,992	0,049	0,115			18. Mai	36
2023-03-18 06:50:00	0,005966	591,7554	1	0,342651	0,0115	0,017289	3,4	96,6	0,992	-0,115	0,06	-0,992	0,05	0,119			19. Mai	36
2023-03-18 06:51:00	0,005908	594,0431	1	0,334968	0,011286	0,018208	3,6	96,8	0,991	-0,118	0,062	-0,991	0,05	0,124			20. Mai	35
2023-03-18 06:52:00	0,005837	596,326	1	0,327459	0,011075	0,01889	3,7	97	0,99	-0,121	0,065	-0,99	0,051	0,128			21. Mai	35
2023-03-18 06:53:00	0,005757	598,6041	1	0,320119	0,010869	0,019391	3,9	97,2	0,99	-0,125	0,068	-0,99	0,052	0,132			22. Mai	35
2023-03-18 06:54:00	0,005669	600,8774	1	0,312945	0,010665	0,01975	4,1	97,4	0,989	-0,128	0,071	-0,989	0,052	0,136			23. Mai	36

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
07. April	04. September	36	4733	05:59 06:50

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

4733 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

3090 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

1643 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

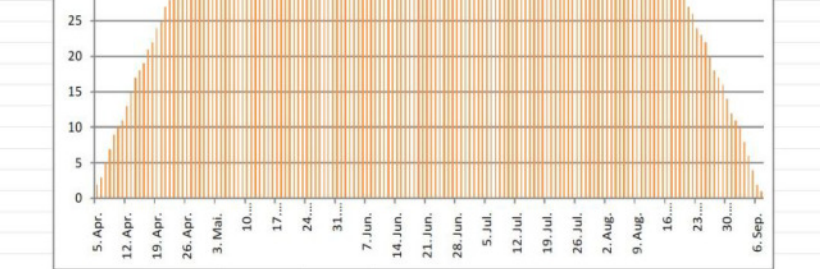
36 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 9523 Einträgen /-3896):

1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	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	S	l	Anzahl Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3				
2023-03-20 06:25:00	0,01032	544,0323	1	0,566646	0,017485	0,03001	0,2	91,5	1	-0,026	0,003	-1	0,018	0,019			30. Apr.	2	06:02	06:03	03. Mai	10. August	26	1881	05:40	06:11	
2023-03-21 06:24:00	0,010191	547,0696	1	0,567547	0,01761	0,028118	0,3	91	1	-0,018	0,006	-1	0,01	0,016			1. Mai.	3	06:01	06:03							
2023-03-21 06:25:00	0,01055	549,4057	2	0,554772	0,017287	0,03317	0,5	91,2	1	-0,021	0,009	-1	0,011	0,02			2. Mai.	4	05:59	06:02							
2023-03-22 06:22:00	0,010092	547,7512	1	0,568449	0,01766	0,026895	0,5	90,9	1	-0,01	0,008	-1	0,002	0,013			3. Mai.	5	05:57	06:01							
2023-03-22 06:23:00	0,010374	550,0731	2	0,555653	0,017336	0,03132	0,6	90,8	1	-0,013	0,011	-1	0,003	0,017			4. Mai.	7	05:55	06:01							
2023-03-23 06:21:00	0,009943	548,4535	1	0,569356	0,017711	0,025168	0,6	90,1	1	-0,002	0,011	-1	-0,005	0,01			5. Mai.	8	05:54	06:01							
2023-03-23 06:22:00	0,010242	550,7677	1	0,556539	0,017385	0,029826	0,8	90,3	1	-0,005	0,014	-1	-0,005	0,014			6. Mai.	9	05:52	06:00							
2023-03-23 06:23:00	0,010538	553,0776	2	0,544011	0,017065	0,034269	1	90,5	1	-0,009	0,017	-1	-0,004	0,018			7. Mai.	10	05:51	06:00							
2023-03-24 06:20:00	0,010486	551,4326	1	0,570269	0,017836	0,029634	0,8	89,7	1	0,006	0,014	-1	-0,013	0,007			8. Mai.	11	05:50	06:00							
2023-03-24 06:21:00	0,010123	553,7286	1	0,557432	0,017507	0,028039	0,9	89,9	1	0,002	0,016	-1	-0,012	0,011			9. Mai.	13	05:48	06:00							
2023-03-24 06:22:00	0,010368	556,0204	2	0,544884	0,017184	0,032101	1,1	90,1	1	-0,001	0,019	-1	-0,012	0,015			10. Mai.	14	05:47	06:00							
2023-03-24 06:23:00	0,01064	558,308	2	0,532618	0,016866	0,03626	1,3	90,2	1	-0,004	0,022	-1	-0,011	0,02			11. Mai.	14	05:46	05:59							
2023-03-25 06:18:00	0,010481	552,094	1	0,571119	0,017886	0,029317	0,9	89,8	1	0,014	0,016	-1	-0,021	0,004			12. Mai.	16	05:44	05:59							
2023-03-25 06:19:00	0,01067	554,3763	2	0,558334	0,017556	0,032783	1,1	89,4	1	0,01	0,019	-1	-0,02	0,008			13. Mai.	17	05:43	05:59							
2023-03-25 06:20:00	0,010264	556,6544	2	0,545766	0,017231	0,030879	1,2	89,6	1	0,007	0,022	-1	-0,019	0,012			14. Mai.	18	05:42	05:59							
2023-03-25 06:21:00	0,010496	558,9283	2	0,533482	0,016912	0,034738	1,4	89,8	1	0,004	0,025	-1	-0,019	0,017			15. Mai.	18	05:41	05:58							
2023-03-25 06:22:00	0,01072	561,198	2	0,521473	0,016599	0,038408	1,6	90	1	0	0,027	-1	-0,018	0,021			16. Mai.	19	05:40	05:58							
2023-03-26 06:17:00	0,010515	555,0199	1	0,572121	0,01801	0,028962	1,1	88,8	1	0,021	0,019	-1	-0,028	0,001			17. Mai.	19	05:40	05:58							
2023-03-26 06:18:00	0,010713	557,2844	2	0,559246	0,017677	0,032517	1,2	89	1	0,018	0,022	-1	-0,028	0,005			18. Mai.	19	05:40	05:58							
2023-03-26 06:19:00	0,010176	559,5448	1	0,546666	0,017349	0,029407	1,4	89,2	1	0,015	0,024	-1	-0,027	0,009			19. Mai.	19	05:40	05:58							
2023-03-26 06:20:00	0,010341	561,801	2	0,534357	0,017027	0,032719	1,6	89,3	1	0,011	0,027	-1	-0,026	0,013			20. Mai.	19	05:40	05:58							
2023-03-26 06:21:00	0,010715	564,0531	2	0,52233	0,01671	0,037758	1,7	89,5	1	0,008	0,03	-1	-0,025	0,018			21. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:16:00	0,010534	557,9096	1	0,573064	0,018134	0,028478	1,2	88,3	0,999	0,029	0,021	-0,999	-0,036	-0,003			22. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:17:00	0,010754	560,1566	2	0,560171	0,017797	0,032239	1,4	88,5	0,999	0,026	0,024	-0,999	-0,035	0,002			23. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:18:00	0,010888	562,3995	2	0,547567	0,017466	0,035149	1,5	88,7	0,999	0,023	0,027	-0,999	-0,035	0,006			24. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:19:00	0,010293	564,6382	2	0,535246	0,017141	0,031643	1,7	88,9	0,999	0,019	0,03	-0,999	-0,034	0,01			25. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:20:00	0,010519	566,8728	2	0,523202	0,016822	0,035443	1,9	89,1	0,999	0,016	0,033	-0,999	-0,033	0,015			26. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-27 06:21:00	0,010822	569,1033	2	0,511428	0,016508	0,039774	2	89,3	0,999	0,013	0,035	-0,999	-0,032	0,019			27. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:14:00	0,010522	558,5292	1	0,574022	0,018184	0,028105	1,4	87,9	0,999	0,037	0,024	-0,999	-0,044	-0,006			28. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:15:00	0,010746	560,7629	2	0,561111	0,017846	0,031905	1,5	88,1	0,999	0,034	0,027	-0,999	-0,043	-0,001			29. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:16:00	0,010889	562,9926	2	0,54849	0,017514	0,034906	1,7	88,3	0,999	0,03	0,029	-0,999	-0,042	0,003			30. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:17:00	0,010975	565,2182	2	0,536152	0,017188	0,03737	1,9	88,4	0,999	0,027	0,032	-0,999	-0,042	0,007			31. Mai.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:18:00	0,010419	567,4398	2	0,524009	0,016867	0,034299	2	88,6	0,999	0,024	0,035	-0,999	-0,041	0,012			1. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:19:00	0,01066	569,6571	2	0,512299	0,016552	0,038157	2,2	88,8	0,999	0,02	0,038	-0,999	-0,04	0,016			2. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-28 06:20:00	0,010872	571,8704	2	0,500772	0,016243	0,041645	2,3	89	0,999	0,017	0,041	-0,999	-0,039	0,02			3. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:13:00	0,010538	561,363	1	0,574996	0,018308	0,027602	1,5	87,4	0,999	0,045	0,026	-0,999	-0,051	-0,009			4. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:14:00	0,010722	563,5797	2	0,562068	0,017967	0,031059	1,7	87,6	0,999	0,042	0,029	-0,999	-0,051	-0,004			5. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:15:00	0,010929	565,7923	2	0,54943	0,017632	0,034625	1,8	87,8	0,999	0,038	0,032	-0,999	-0,05	0			6. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:16:00	0,011023	568,0009	2	0,537075	0,017302	0,037158	2	88	0,999	0,035	0,035	-0,999	-0,049	0,004			7. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:17:00	0,010377	570,2053	2	0,524996	0,016979	0,033303	2,2	88,2	0,999	0,032	0,038	-0,999	-0,048	0,008			8. Jun.	18	05:40	05:57							
2023-03-29 06:18:00	0,010578	572,4057	2	0,513188	0,016661	0,036849	2,3	88,4	0,999	0,028	0,04	-0,999	-0,048	0,013			9. Jun.	19	05:40	05:58							
2023-03-29 06:19:00	0,010861	574,602	2	0,501644	0,016349	0,040966	2,5	88,6	0,999	0,025	0,043	-0,999	-0,047	0,017			10. Jun.	19	05:40	05:58							
2023-03-30 06:12:00	0,010549	564,1599	1	0,575988	0,018431	0,027075	1,7	87	0,998	0,053	0,029	-0,998	-0,059	-0,012			11. Jun.	19	05:40	05:58							
2023-03-30 06:13:00	0,010796	566,3597	2	0,563044	0,018087	0,031082	1,8	87,2	0,998	0,049	0,032	-0,998	-0,058	-0,007			12. Jun.	19	05:40	05:58							
2023-03-30 06:14:00	0,010957	568,5554	2	0,550389	0,017749	0,034245</																					

	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	S	l	Anzahl Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten pro Tag	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-08 06:50:00	0,006663	541,012	1	0,443103	0,013597	0,011401	0	98,8	0,988	-0,152	0,001	-0,988	0,116	0,098			17. Apr.	1	2060	06:25	06:25		
2023-03-09 06:48:00	0,008042	541,6107	1	0,453947	0,013945	0,02778	0	98,1	0,99	-0,141	0	-0,99	0,108	0,091			18. Apr.	2		06:24	06:25		
2023-03-09 06:49:00	0,007313	544,1176	1	0,443819	0,013697	0,020189	0,2	98,3	0,989	-0,145	0,003	-0,989	0,109	0,095			19. Apr.	4		06:22	06:25		
2023-03-09 06:50:00	0,006356	546,6197	1	0,43392	0,013453	0,007533	0,3	98,5	0,989	-0,148	0,006	-0,989	0,11	0,1			20. Apr.	6		06:20	06:25		
2023-03-10 06:46:00	0,008893	542,2207	2	0,465069	0,014303	0,03491	0	97,5	0,991	-0,13	0	-0,991	0,1	0,084			21. Apr.	8		06:18	06:25		
2023-03-10 06:47:00	0,008484	544,7116	1	0,454679	0,014047	0,032192	0,2	97,7	0,991	-0,134	0,003	-0,991	0,101	0,088			22. Apr.	8		06:16	06:23		
2023-03-10 06:48:00	0,007859	547,1977	1	0,444524	0,013796	0,026594	0,3	97,9	0,991	-0,137	0,006	-0,991	0,101	0,092			23. Apr.	10		06:14	06:23		
2023-03-10 06:49:00	0,007081	549,679	1	0,434599	0,013549	0,018037	0,5	98,1	0,99	-0,14	0,008	-0,99	0,102	0,097			24. Apr.	11		06:13	06:23		
2023-03-11 06:44:00	0,008985	540,3614	2	0,465817	0,014277	0,036041	0,1	97	0,992	-0,123	0,003	-0,992	0,092	0,081			25. Apr.	13		06:11	06:23		
2023-03-11 06:45:00	0,008744	542,8485	2	0,455401	0,014021	0,035189	0,3	97,2	0,992	-0,126	0,005	-0,992	0,093	0,085			26. Apr.	14		06:09	06:22		
2023-03-11 06:46:00	0,008258	545,3308	1	0,44522	0,013771	0,031513	0,5	97,4	0,992	-0,129	0,008	-0,992	0,094	0,089			27. Apr.	15		06:07	06:21		
2023-03-11 06:47:00	0,007592	547,8084	1	0,435269	0,013524	0,025164	0,6	97,6	0,991	-0,133	0,011	-0,991	0,095	0,094			28. Apr.	17		06:05	06:21		
2023-03-11 06:48:00	0,006768	550,2811	1	0,425543	0,013282	0,015457	0,8	97,8	0,991	-0,136	0,014	-0,991	0,095	0,098			29. Apr.	17		06:05	06:21		
2023-03-12 06:42:00	0,009588	541,0086	2	0,47724	0,014644	0,039657	0,1	96,4	0,994	-0,112	0,002	-0,994	0,084	0,074			30. Apr.	17		06:05	06:21		
2023-03-12 06:43:00	0,0093	543,4798	2	0,466556	0,014382	0,038532	0,3	96,6	0,993	-0,115	0,005	-0,993	0,085	0,078			1. Mai.	16		06:05	06:20		
2023-03-12 06:44:00	0,008879	545,9463	2	0,456114	0,014124	0,035938	0,5	96,8	0,993	-0,118	0,008	-0,993	0,086	0,082			2. Mai.	17		06:04	06:20		
2023-03-12 06:45:00	0,008641	548,4081	2	0,445907	0,01387	0,035102	0,6	96,7	0,993	-0,122	0,011	-0,993	0,086	0,086			3. Mai.	17		06:03	06:19		
2023-03-12 06:46:00	0,00809	550,8652	1	0,435932	0,01362	0,030609	0,8	97,2	0,992	-0,125	0,013	-0,992	0,087	0,091			4. Mai.	17		06:03	06:19		
2023-03-12 06:47:00	0,00738	553,3175	1	0,426182	0,013375	0,023472	0,9	97,4	0,992	-0,128	0,016	-0,992	0,088	0,095			5. Mai.	17		06:03	06:19		
2023-03-12 06:48:00	0,006492	555,765	1	0,416652	0,013134	0,012311	1,1	97,6	0,991	-0,132	0,019	-0,991	0,088	0,099			6. Mai.	17		06:02	06:18		
2023-03-13 06:40:00	0,009622	541,6637	2	0,488955	0,015022	0,03766	0,1	95,8	0,995	-0,101	0,002	-0,995	0,076	0,066			7. Mai.	17		06:02	06:18		
2023-03-13 06:41:00	0,009771	544,1193	2	0,477997	0,014752	0,040703	0,3	96	0,995	-0,104	0,005	-0,995	0,076	0,071			8. Mai.	17		06:02	06:18		
2023-03-13 06:42:00	0,00954	546,5702	2	0,467287	0,014486	0,040179	0,4	96,2	0,994	-0,107	0,008	-0,994	0,077	0,075			9. Mai.	17		06:02	06:18		
2023-03-13 06:43:00	0,009209	549,0164	2	0,45682	0,014225	0,038627	0,6	96,3	0,994	-0,111	0,01	-0,994	0,078	0,079			10. Mai.	17		06:02	06:18		
2023-03-13 06:44:00	0,008876	551,4579	2	0,446589	0,013968	0,036924	0,8	96,5	0,993	-0,114	0,013	-0,993	0,079	0,083			11. Mai.	17		06:01	06:17		
2023-03-13 06:45:00	0,008511	553,8948	1	0,436589	0,013716	0,034723	0,9	96,7	0,993	-0,117	0,016	-0,993	0,079	0,088			12. Mai.	17		06:01	06:17		
2023-03-13 06:46:00	0,007906	556,3269	1	0,426816	0,013468	0,029487	1,1	96,9	0,993	-0,12	0,019	-0,993	0,08	0,092			13. Mai.	17		06:01	06:17		
2023-03-13 06:47:00	0,007153	558,7542	1	0,417263	0,013224	0,021493	1,2	97,1	0,992	-0,124	0,022	-0,992	0,081	0,096			14. Mai.	17		06:01	06:17		
2023-03-13 06:48:00	0,006175	561,1768	1	0,407927	0,012984	0,008241	1,4	97,3	0,992	-0,127	0,024	-0,992	0,082	0,1			15. Mai.	17		06:01	06:17		
2023-03-14 06:38:00	0,010188	542,3258	2	0,500968	0,01541	0,040535	0,1	95,1	0,996	-0,089	0,004	-0,996	0,067	0,059			16. Mai.	18		06:00	06:17		
2023-03-14 06:39:00	0,009886	544,7658	2	0,489731	0,015132	0,039465	0,3	95,3	0,996	-0,093	0,005	-0,996	0,068	0,063			17. Mai.	17		06:00	06:16		
2023-03-14 06:40:00	0,009527	547,2013	2	0,478747	0,014859	0,037754	0,4	95,5	0,995	-0,096	0,007	-0,995	0,069	0,067			18. Mai.	17		06:00	06:16		
2023-03-14 06:41:00	0,009719	549,6321	2	0,468012	0,014559	0,041216	0,6	95,7	0,995	-0,099	0,01	-0,995	0,07	0,072			19. Mai.	17		06:00	06:16		
2023-03-14 06:42:00	0,009474	552,0583	2	0,45752	0,014326	0,040559	0,7	95,9	0,995	-0,103	0,013	-0,995	0,07	0,076			20. Mai.	17		06:00	06:16		
2023-03-14 06:43:00	0,009092	554,4798	2	0,447266	0,014066	0,038486	0,9	96,1	0,994	-0,106	0,016	-0,994	0,071	0,08			21. Mai.	18		05:59	06:16		
2023-03-14 06:44:00	0,008815	556,8966	2	0,437243	0,013811	0,037335	1,1	96,3	0,994	-0,109	0,019	-0,994	0,072	0,085			22. Mai.	18		05:59	06:16		
2023-03-14 06:45:00	0,008358	559,3087	1	0,427446	0,01356	0,034097	1,2	96,5	0,993	-0,113	0,021	-0,993	0,073	0,089			23. Mai.	17		05:59	06:15		
2023-03-14 06:46:00	0,007707	561,7161	1	0,417872	0,013313	0,028144	1,4	96,7	0,993	-0,116	0,024	-0,993	0,073	0,093			24. Mai.	17		05:59	06:15		
2023-03-14 06:47:00	0,006909	564,1188	1	0,408514	0,013071	0,019176	1,5	96,9	0,992	-0,119	0,027	-0,992	0,074	0,097			25. Mai.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:35:00	0,008972	540,5645	1	0,513286	0,015737	0,026664	0,1	94,5	0,997	-0,078	0,002	-0,997	0,059	0,052			26. Mai.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:36:00	0,010244	542,9937	2	0,501763	0,015453	0,040775	0,3	94,7	0,997	-0,082	0,004	-0,997	0,06	0,056			27. Mai.	17		06:00	06:16		
2023-03-15 06:37:00	0,010162	545,4184	2	0,4905	0,015174	0,041697	0,4	94,9	0,996	-0,085	0,007	-0,996	0,06	0,06			28. Mai.	18		05:59	06:16		
2023-03-15 06:38:00	0,009809	547,8386	2	0,479492	0,014899	0,040153	0,6	95,1	0,996	-0,088	0,01	-0,996	0,061	0,064			29. Mai.	18		05:59	06:16		
2023-03-15 06:39:00	0,009862	550,2542	2	0,468733	0,014629	0,042288	0,7	95,3	0,996	-0,092	0,013	-0,996	0,062	0,069			30. Mai.	18		05:59	06:16		
2023-03-15 06:40:00	0,009644	552,6652	2	0,458218	0,014363	0,041925	0,9	95,4	0,995	-0,095	0,016	-0,995	0,063	0,073			31. Mai.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:41:00	0,00935	555,0715	2	0,44794	0,014102	0,04079	1,1	95,6	0,995	-0,098	0,018	-0,995	0,063	0,077			1. Jun.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:42:00	0,008911	557,4733	2	0,437894	0,013846	0,038091	1,2	95,8	0,995	-0,102	0,021	-0,995	0,064	0,082			2. Jun.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:43:00	0,008677	559,8703	2	0,428076	0,013593	0,037341	1,4	96	0,994	-0,105	0,024	-0,994	0,065	0,086			3. Jun.	17		05:59	06:15		
2023-03-15 06:44:00	0,008152	562,2627	1	0,41848	0,013346	0,033253	1,5	96,2	0,994	-0,108	0,027	-0,994	0,066	0,09			4. Jun.	17		06:00	06:16		

