

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Tholey

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Tholey im Saarland**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

☎ +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1 L303 südwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2 L303 westlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang (Auszug)	22 - 30

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage "Tholey"

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 „Tholey“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage Tholey eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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 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 Lichtleitlinie 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet südlich von Tholey im Saarland, ca. 9 km westlich von St. Wendel. Westlich der Fläche verläuft die L303 von Tholey nach Dirmingen. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südlich von Tholey in der Oberpfalz. Die Fläche ist leicht abfallend nach Osten.
Koordinaten (Mitte)	49.472°N, 7.039°O, 170 m ü.N.N
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 10 m -13 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 110 m (kleinste Entfernung)

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

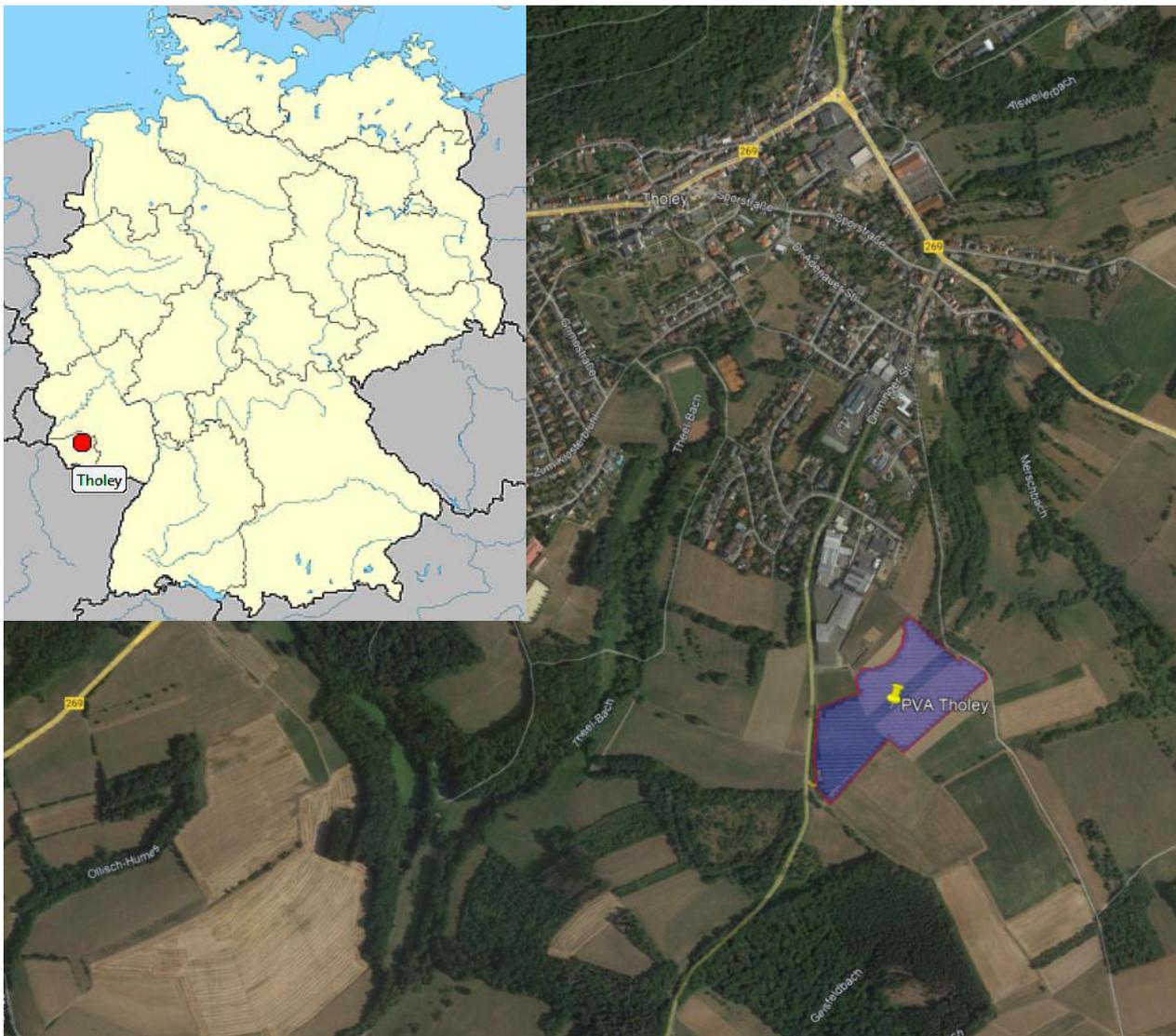


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die Fläche der PV-Anlage und die Umgebung.



Bild 2.1.2: Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung (Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage.



Bild 2.1.3: Detail der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Südwesten nach Nordosten.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick von Westen nach Osten. Die Fläche der PV-Anlage liegt überwiegend hinter der Anhöhe/Hügel.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Anlage (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Das folgende Bild zeigt das Gebäude westlich bzw. nordwestlich der PV-Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann das Gebäude kaum von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

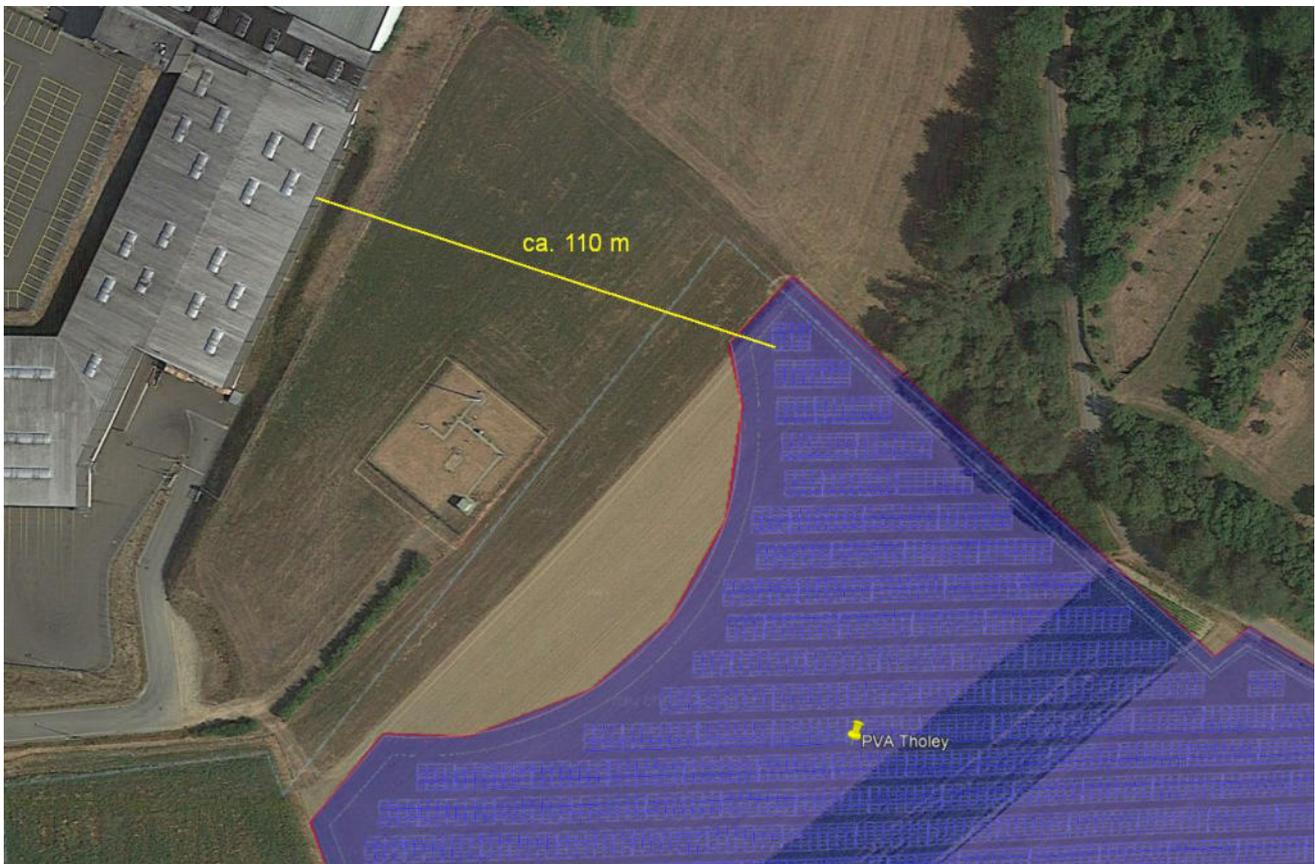


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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:

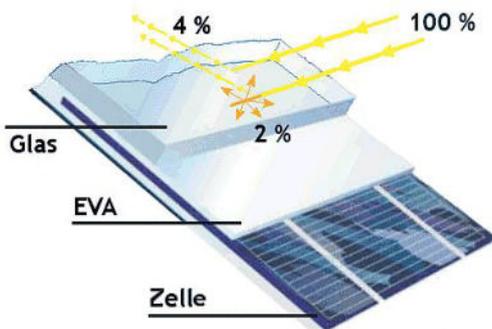


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV-Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche gestreut/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 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

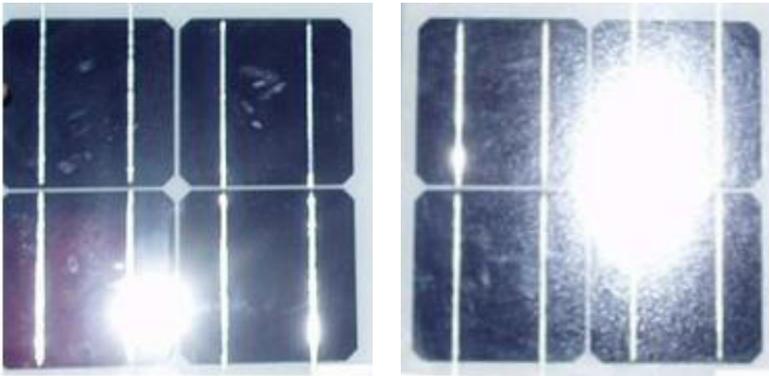


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

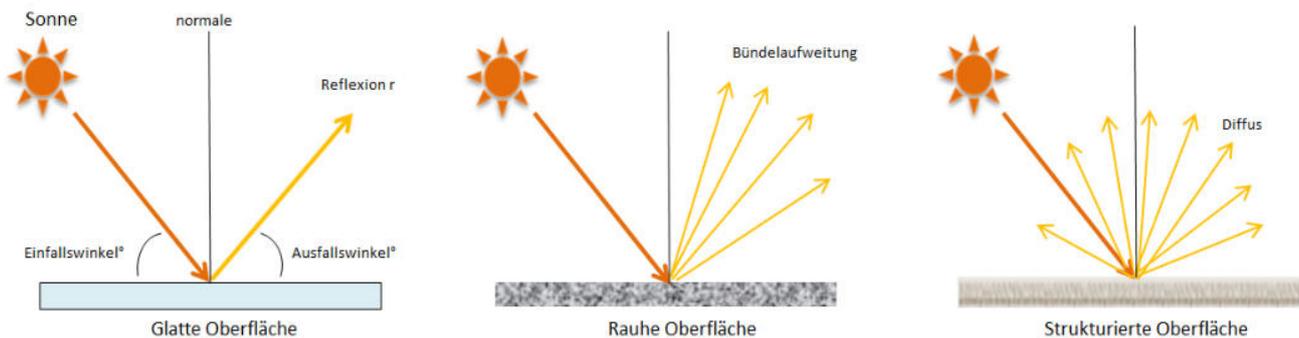


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2x72)
Dimensions	2278x1134x30mm (89.69x44.65x1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, <u>Anti-Reflection Coating</u>
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated

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

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

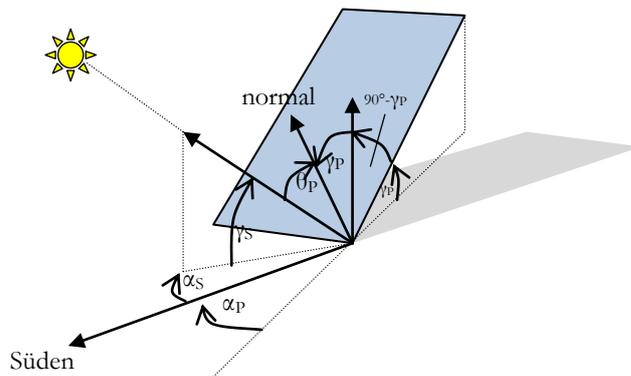


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie5 wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

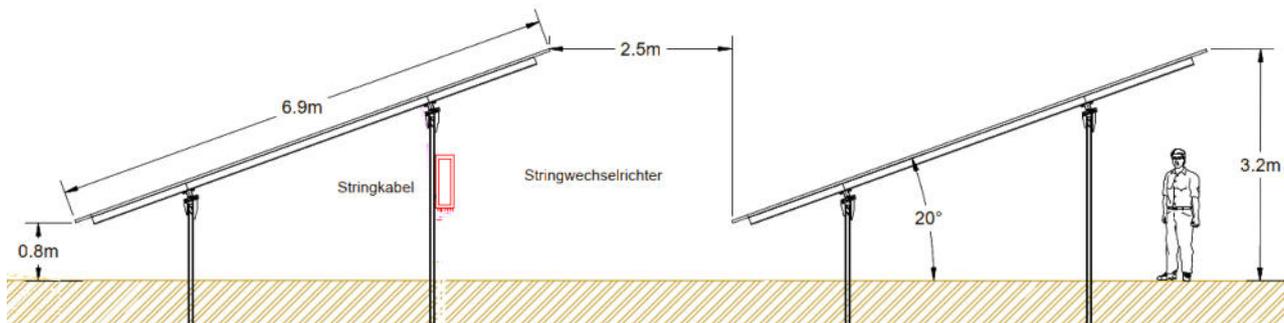


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	JA Solar oder Jinko Solar oder vergleichbar
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische fest aufgeständert, 20° Neigung
Ausrichtung (Azimut)	180° (= Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - ca. 3,2 m
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁸)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	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 Beeinträchtigung⁹ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁹ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potenziellen 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 potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden insgesamt 3 Messpunkte im Bereich der PV-Anlage festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der L303 sowie 1 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die separaten PV-Felder und die gewählten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹⁰ 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 Schärffpunktes (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 ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². 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.

¹⁰ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² 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. TMY¹³) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ 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.

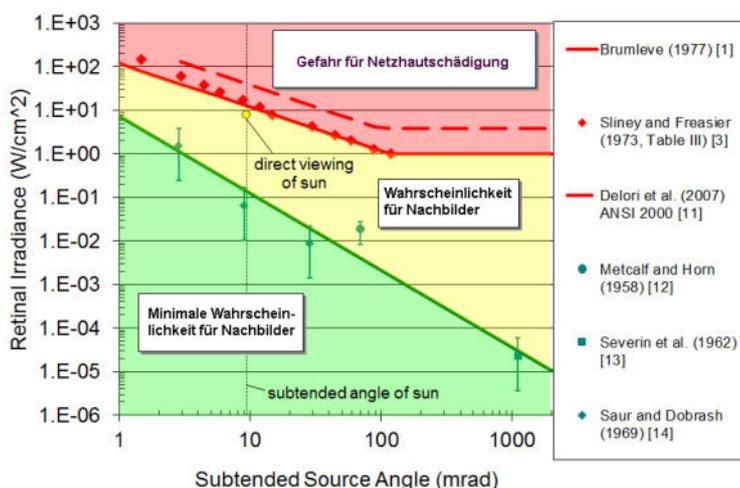


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁴ 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 potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Tholey wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahr- 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 der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Zu Kontrollzwecken wurde intern eine Variante mit 2,5 m Höhe simuliert und im Ergebnis zeigen sich keine nennenswert anderen Ergebnisse.

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

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

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

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

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

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁵ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L303, südwestlich	49.470646	7.036629	369,56	371,56	nicht relevant ^W
P2 L303, westlich	49.472727	7.036775	374,47	376,47	nicht relevant ^{SW}
P3 Gebäude nordwestlich	49.474218	7.037979	386,93	388,93	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur, ^D = geringe Dauer

¹⁵ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1 L303 südwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 20^\circ$ bzw. $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein Gefährdungspotenzial vorhanden ist. Am Messpunkt P1 auf der L303 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 14. März - 26. September zwischen 07:41 - 08:50 Uhr, für 5 bis max. 19 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+60^\circ$ bis $+85^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Für den Verkehr in der Gegenrichtung nach Süden (RiFa) kann eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.. Potentielle Reflexionen können zu keinem Zeitpunkt den Seiten- oder Rückspiegel¹⁶ in einem relevanten Winkel erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt gleichermaßen für den weiteren Verlauf der L303.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

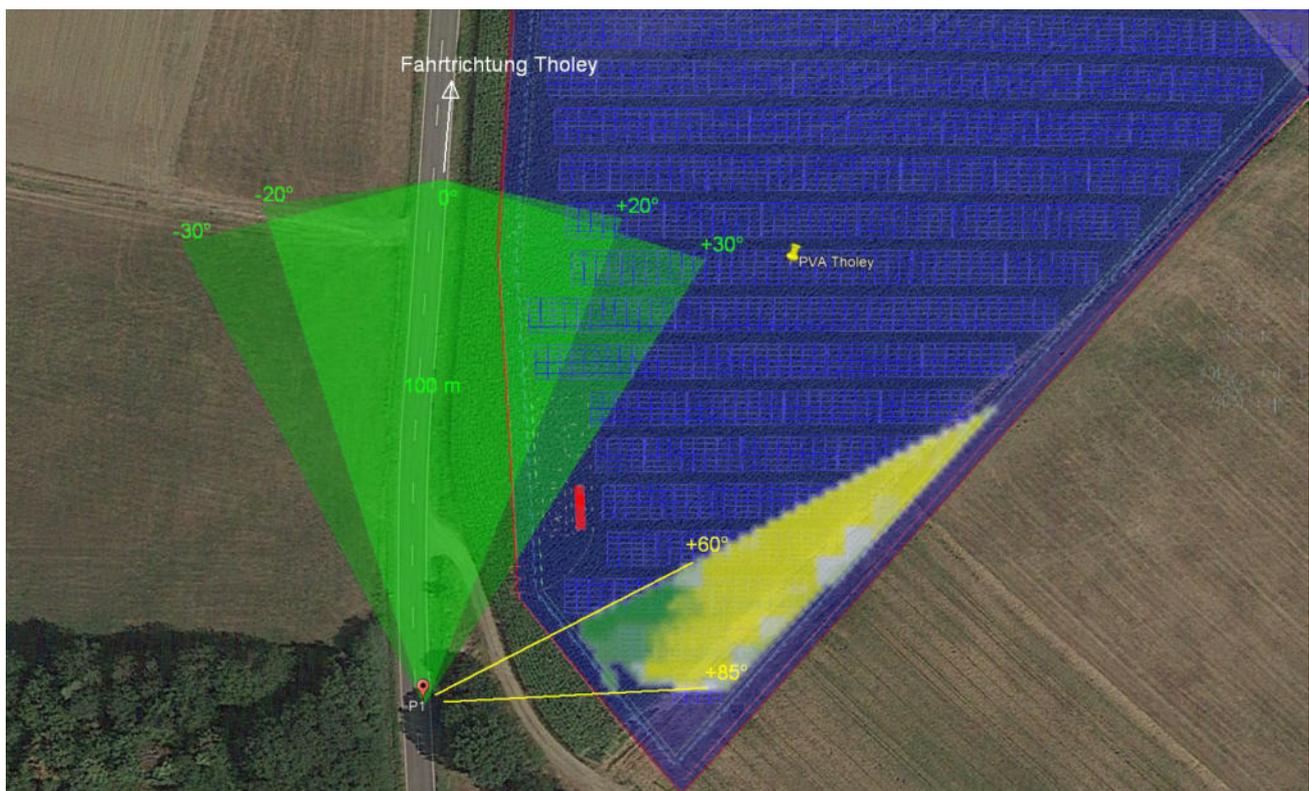


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

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

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁷ (ca. 2,5 m – 3 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche rechts im Bild teilweise sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2 L303 westlich

Am Messpunkt P2 auf der L303, ca. 230 m nördlich von Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 15. April - 26. August zwischen 07:10 - 07:43 Uhr, für 5 bis max. 22 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+66^\circ$ bis $+85^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt der L303 deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass aufgrund einer Anhöhe kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Aufgrund d Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt den Höhenverlauf zwischen Messpunkt P2 und der PV-Fläche.

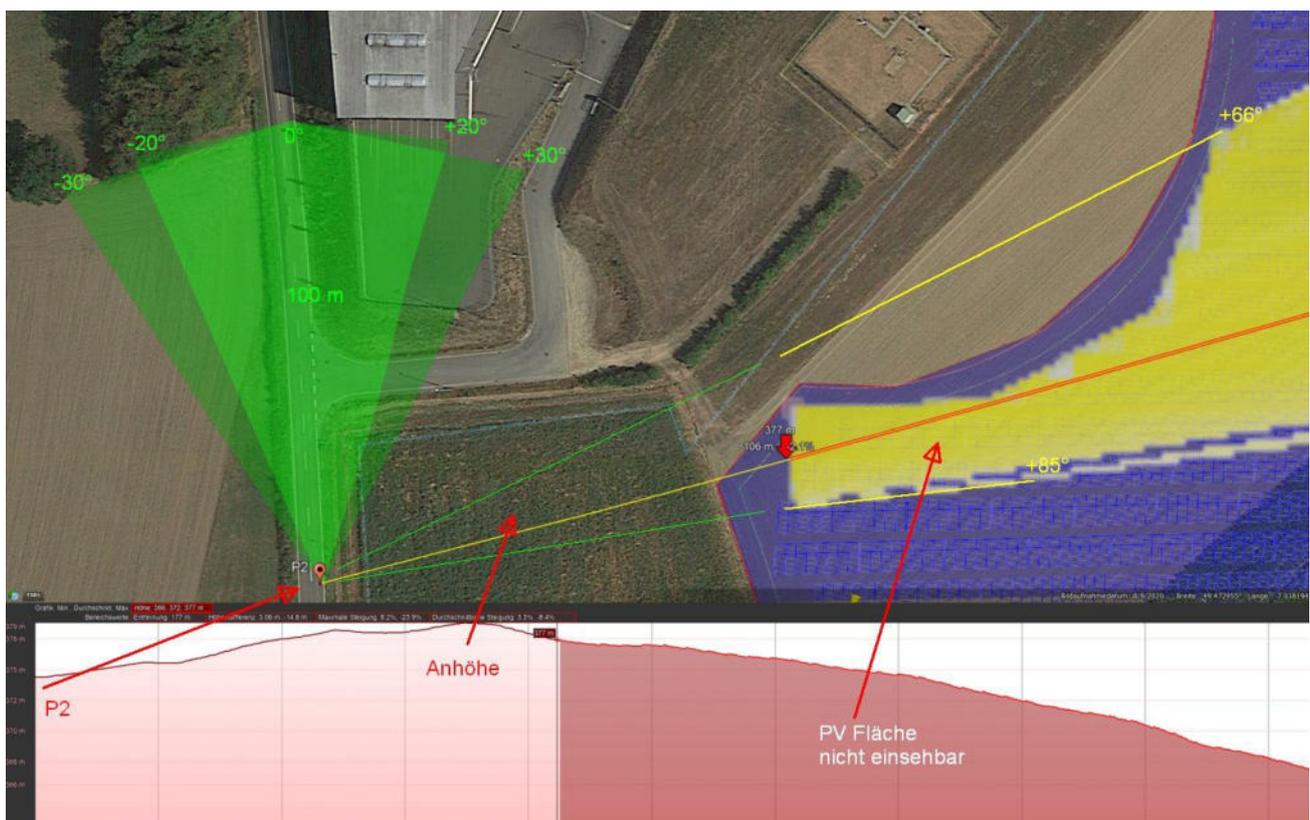


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der Anhöhe ist die Fläche der PV-Anlage nicht einsehbar.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche aufgrund der Anhöhe/Hügel nicht einsehbar ist. Potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter rechts, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV-Anlage wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz an dem Standort kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Lt. eines Urteils des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁸ ist die sog. LAI Lichtleitlinie ohnehin nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen.

¹⁸ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Tholey kann als „unbedeutend“ klassifiziert¹⁹ 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. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als nicht relevant eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen.

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 3 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Im Verlauf der L303 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors, sodass eine Beeinträchtigung oder eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund einer Anhöhe überwiegend nicht einsehbar ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt für PKW und gleichermaßen auch für LKW mit erhöhter Sitzposition.

Im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV-Anlage sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

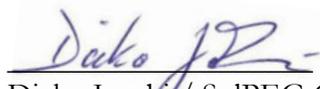
Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 09.10.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



SO
SOLAR
GRZ - GF
1.500,0 qm²

HÖHE 1
0,8 m
HÖHE 2
2,8 m

Legende	
	PV Modulisch
	Trabestation
	Batterie Speicher
	Zufahrt zur PV Anlage, schwerbefähigt
	Erschließung innerhalb der PV Anlage
	Verbleibende Schuttfäche, Schwerbefähigt
	Zaun
	Tor, 2 Flügel, 8m
	Monitoring Station
	20' Container

PV Feld	
Installierte Modulleistung	9.504 kWp
PV Anschlussleistung	8.500 kVA
Anzahl installierter PV Module	15.880
Engpassfreie Fläche	6,4 ha
Mit PV Modulen belegte Fläche	3,9 ha
Versegelte Fläche, Erschließung innerhalb der PV Anlage	1.015 m ²
Versegelte Fläche, Zufahrt zur PVA, 5,0 m breit Schotter verbleibt	102 m ²
Versegelte Fläche durch Rammfundamente der PV Unterkonstruktion	47 m ²
Versegelte Fläche durch feste Aufbauten (Trabstation, Container, etc.)	213 m ²
Versegelte Fläche Lösswasserbereitstellung	n. def.

Netzanschluss		
Spannungsebene Netzanschluss		20 kV
Netzanschlusspunkt	nach rechts definiert	
Länge Trasse von der PVA zum Netzanschlusspunkt		n. def.

Projekt		Einkaufsplanung	
PVA Thaly (Döringer Str.)			
Ort	Thaly	Datum	17.11.22
Zust.	Erstellung	SP	15.2.24
Zust.	Erstellung Rev. 2	SCALE	1:500
		FORMAT	A3
		DATE	18.2.24
		Zust.	



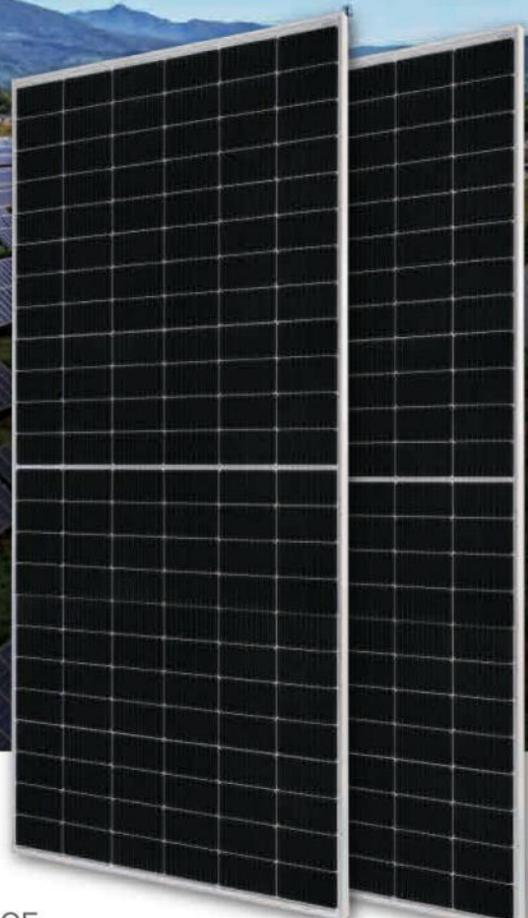
DEEP BLUE 3.0

Mono

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

Introduction

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



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

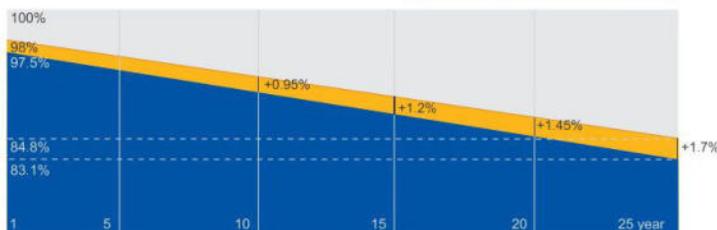


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0,55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

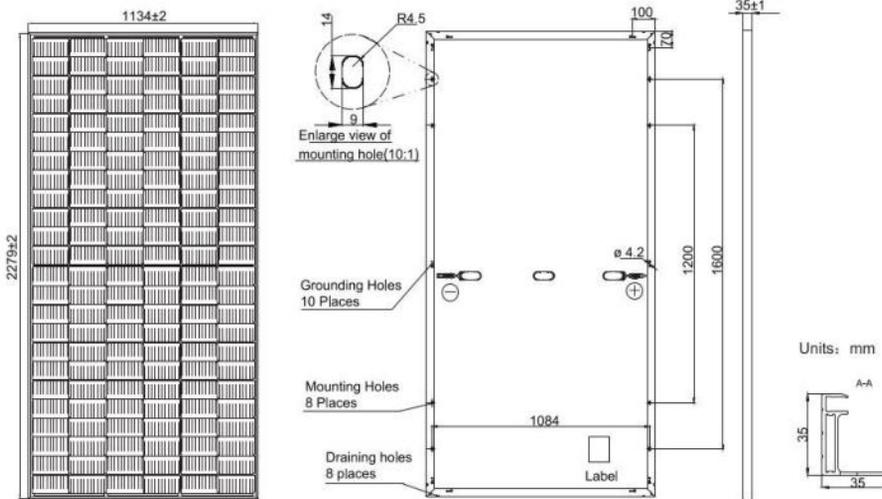
Comprehensive Certificates

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



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



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

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

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

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

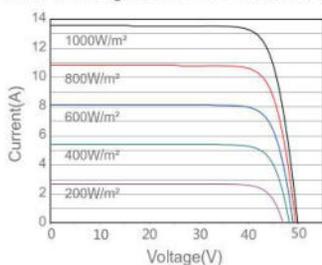
OPERATING CONDITIONS

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

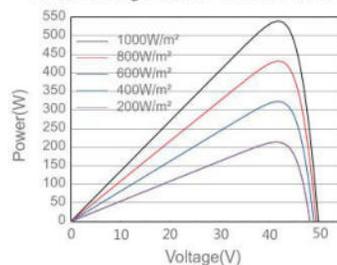
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

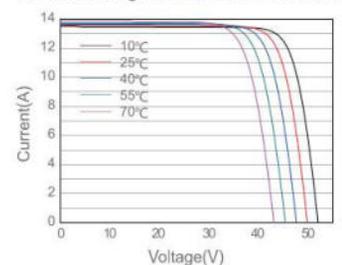
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Tholey

Tholey

Created Oct 09, 2024
Updated Oct 09, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 130947.22334

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 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	20.0	180.0	14,569	4,746	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 61,867 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 61,867 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.472298	7.036914	375.93	2.00	377.93
2	49.472605	7.038121	375.91	2.00	377.91
3	49.473055	7.038131	378.59	2.00	380.59
4	49.473069	7.038737	376.21	2.00	378.21
5	49.473253	7.039269	374.99	2.00	376.99
6	49.473546	7.039440	377.43	2.00	379.43
7	49.473985	7.039494	381.69	2.00	383.69
8	49.473985	7.039735	380.69	2.00	382.69
9	49.473358	7.040610	365.25	2.00	367.25
10	49.473375	7.040867	364.02	2.00	366.02
11	49.473016	7.041817	352.53	2.00	354.53
12	49.472981	7.041956	351.64	2.00	353.64
13	49.472828	7.041978	349.33	2.00	351.33
14	49.471496	7.039456	355.28	2.00	357.28
15	49.471726	7.039065	361.66	2.00	363.66
16	49.470587	7.037257	368.97	2.00	370.97
17	49.470573	7.036973	369.79	2.00	371.79
18	49.470872	7.036769	369.65	2.00	371.65
19	49.471395	7.036726	370.83	2.00	372.83

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.470646	7.036629	369.56	2.00	371.56
OP 2	49.472727	7.036775	374.47	2.00	376.47
OP 3	49.474218	7.037979	386.93	2.00	388.93

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	14,569	4,746	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	51	1145	1930	2484	2558	2541	2154	1443	263	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	153	556	1033	953	1028	792	231	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

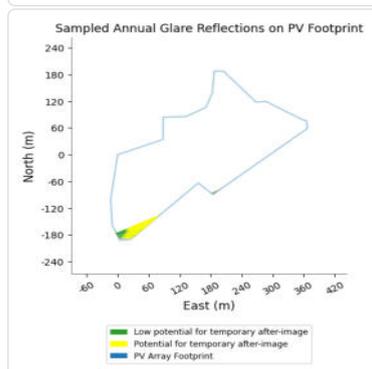
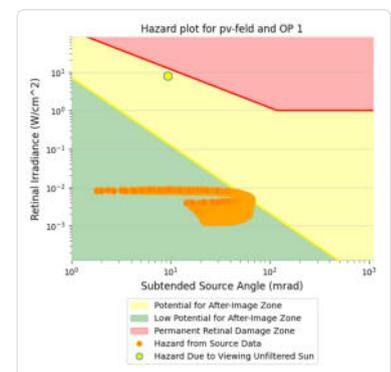
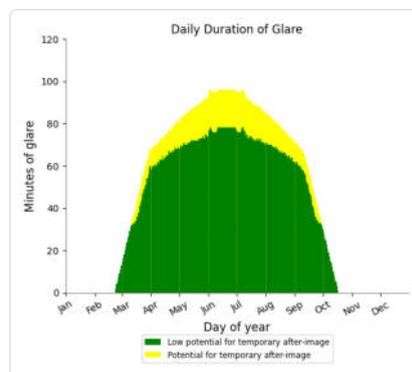
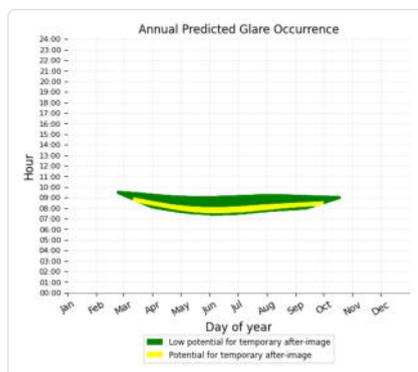
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	13745	2612
OP: OP 2	824	2134
OP: OP 3	0	0

PV Feld: OP 1

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

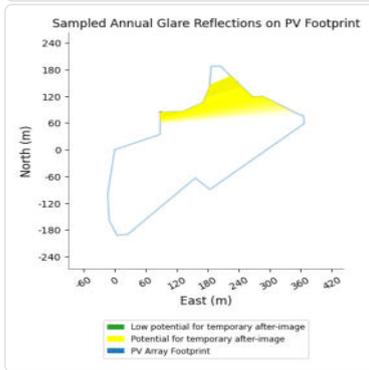
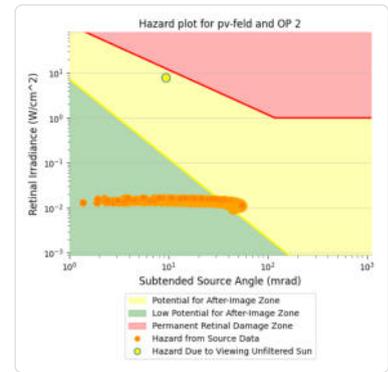
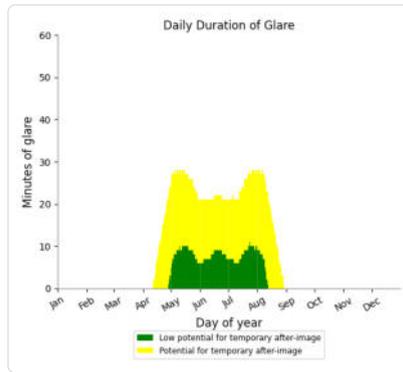
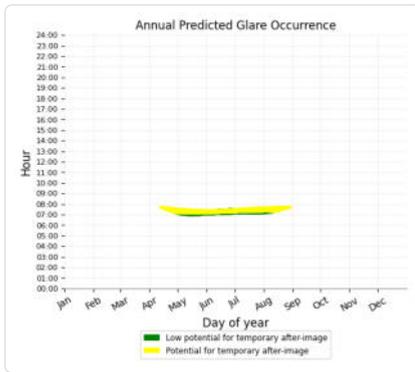
- 13,745 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,612 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

- 824 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,134 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



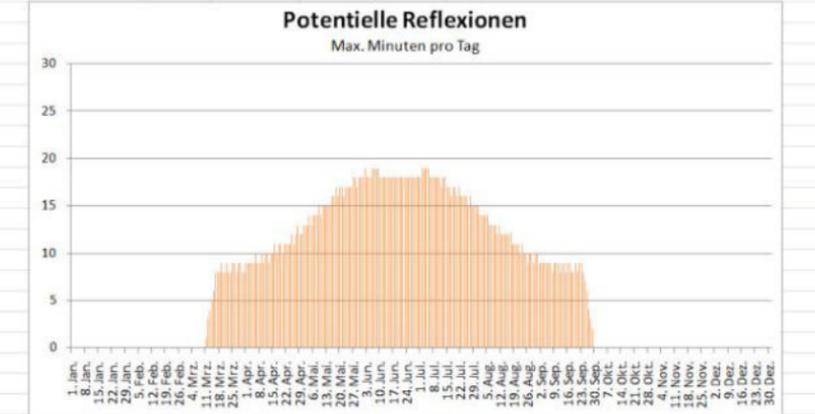
PV Feld: OP 3

No glare found

Assumptions

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

Datum	Corneal Irradiance (W/m²)	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum			Messpunkt		
																					Erste Zeit	Letzte Zeit	OP 1_0			
2024-02-23 09:30:00	0,00222	676,907	1	0,10647	0,00409	0,02183	8,1	116,8	0,884	-0,446	0,141	-0,884	0,251	0,395	11. Mrz.	1	08:53	08:53	14. März	26. September	19	2595	07:41	08:50	Messpunkt OP 1_0	
2024-02-23 09:31:00	0,00206	679,286	1	0,10425	0,00402	0,01609	8,3	117	0,882	-0,449	0,144	-0,882	0,252	0,399	12. Mrz.	3	08:51	08:53								
2024-02-24 09:28:00	0,00245	676,362	1	0,10866	0,00417	0,0296	8,1	116,2	0,888	-0,437	0,141	-0,888	0,244	0,389	13. Mrz.	4	08:48	08:51								
2024-02-24 09:29:00	0,00231	678,726	1	0,10638	0,0041	0,02576	8,3	116,4	0,887	-0,44	0,144	-0,887	0,244	0,393	14. Mrz.	5	08:46	08:50								
2024-02-24 09:30:00	0,00217	681,084	1	0,10415	0,00402	0,02107	8,4	116,6	0,885	-0,442	0,146	-0,885	0,245	0,397	15. Mrz.	6	08:44	08:49								
2024-02-24 09:31:00	0,00201	683,435	1	0,10198	0,00395	0,01506	8,6	116,8	0,883	-0,445	0,149	-0,883	0,245	0,4	16. Mrz.	8	08:41	08:48								
2024-02-25 09:26:00	0,00265	675,849	1	0,11091	0,00425	0,03529	8,1	115,6	0,893	-0,427	0,141	-0,893	0,236	0,383	17. Mrz.	8	08:40	08:47								
2024-02-25 09:27:00	0,00253	678,2	1	0,10857	0,00418	0,03244	8,3	115,8	0,891	-0,43	0,144	-0,891	0,237	0,387	18. Mrz.	8	08:39	08:46								
2024-02-25 09:28:00	0,00224	680,545	1	0,10629	0,0041	0,02911	8,4	116	0,889	-0,433	0,147	-0,889	0,237	0,391	19. Mrz.	9	08:38	08:46								
2024-02-25 09:29:00	0,00226	682,882	1	0,10406	0,00403	0,02515	8,6	116,2	0,888	-0,436	0,149	-0,888	0,238	0,394	20. Mrz.	8	08:37	08:44								
2024-02-25 09:30:00	0,00212	685,212	1	0,10188	0,00396	0,02028	8,7	116,4	0,886	-0,439	0,152	-0,886	0,239	0,398	21. Mrz.	8	08:36	08:43								
2024-02-26 09:24:00	0,00284	675,368	1	0,11322	0,00434	0,03971	8,1	114,9	0,898	-0,417	0,142	-0,898	0,229	0,377	22. Mrz.	9	08:35	08:43								
2024-02-26 09:25:00	0,00272	677,706	1	0,11083	0,00426	0,03748	8,3	115,1	0,896	-0,42	0,144	-0,896	0,229	0,38	23. Mrz.	8	08:34	08:41								
2024-02-26 09:26:00	0,0026	680,037	1	0,10849	0,00418	0,03495	8,4	115,3	0,894	-0,423	0,147	-0,894	0,23	0,384	24. Mrz.	8	08:33	08:40								
2024-02-26 09:27:00	0,00248	682,361	1	0,1062	0,00411	0,03202	8,6	115,5	0,892	-0,426	0,149	-0,892	0,231	0,388	25. Mrz.	9	08:32	08:40								
2024-02-26 09:28:00	0,00235	684,678	1	0,10396	0,00404	0,0286	8,7	115,7	0,89	-0,429	0,152	-0,89	0,231	0,392	26. Mrz.	9	08:30	08:38								
2024-02-26 09:29:00	0,00221	686,989	1	0,10178	0,00397	0,02451	8,9	115,9	0,889	-0,432	0,154	-0,889	0,232	0,396	27. Mrz.	8	08:30	08:37								
2024-02-26 09:30:00	0,00206	689,292	1	0,09964	0,0039	0,01945	9	116,1	0,887	-0,435	0,157	-0,887	0,233	0,4	28. Mrz.	9	08:29	08:37								
2024-02-27 09:22:00	0,00302	674,918	1	0,1156	0,00443	0,04327	8,1	114,3	0,902	-0,407	0,142	-0,902	0,221	0,37	29. Mrz.	9	08:27	08:35								
2024-02-27 09:23:00	0,0029	677,243	1	0,11315	0,00435	0,04147	8,3	114,5	0,9	-0,41	0,144	-0,9	0,222	0,374	30. Mrz.	8	08:27	08:34								
2024-02-27 09:24:00	0,00279	679,56	1	0,11075	0,00427	0,03946	8,4	114,7	0,899	-0,413	0,147	-0,899	0,222	0,378	31. Mrz.	8	08:26	08:33								
2024-02-27 09:25:00	0,00267	681,871	1	0,1084	0,00419	0,03718	8,6	114,9	0,897	-0,416	0,149	-0,897	0,223	0,382	1. Apr.	9	08:24	08:32								
2024-02-27 09:26:00	0,00255	684,175	1	0,10611	0,00412	0,03459	8,7	115,1	0,895	-0,419	0,152	-0,895	0,224	0,386	2. Apr.	9	08:23	08:31								
2024-02-27 09:27:00	0,00243	686,472	1	0,10387	0,00404	0,03159	8,9	115,3	0,893	-0,422	0,154	-0,893	0,224	0,39	3. Apr.	9	08:23	08:31								
2024-02-27 09:28:00	0,0023	688,763	1	0,10168	0,00397	0,02807	9	115,5	0,891	-0,425	0,157	-0,891	0,225	0,393	4. Apr.	9	08:21	08:29								
2024-02-27 09:29:00	0,00216	691,046	1	0,09953	0,0039	0,02385	9,2	115,7	0,89	-0,428	0,159	-0,89	0,226	0,397	5. Apr.	9	08:20	08:28								
2024-02-27 09:30:00	0,00201	693,323	1	0,09744	0,00383	0,01857	9,3	115,9	0,888	-0,431	0,162	-0,888	0,226	0,401	6. Apr.	10	08:19	08:28								
2024-02-28 09:19:00	0,00316	670,237	1	0,11804	0,00449	0,04618	8,1	113,7	0,907	-0,398	0,142	-0,907	0,214	0,364	7. Apr.	9	08:19	08:27								
2024-02-28 09:20:00	0,00305	672,567	1	0,11553	0,00441	0,04472	8,3	113,9	0,905	-0,401	0,144	-0,905	0,214	0,368	8. Apr.	9	08:17	08:25								
2024-02-28 09:21:00	0,00294	674,891	1	0,11307	0,00433	0,04309	8,4	114,1	0,903	-0,404	0,147	-0,903	0,215	0,372	9. Apr.	10	08:16	08:25								
2024-02-28 09:22:00	0,00283	677,208	1	0,11067	0,00425	0,04126	8,6	114,3	0,901	-0,407	0,149	-0,901	0,216	0,376	10. Apr.	9	08:16	08:24								
2024-02-28 09:23:00	0,00272	679,519	1	0,10832	0,00417	0,0392	8,7	114,5	0,9	-0,41	0,152	-0,9	0,216	0,38	11. Apr.	10	08:14	08:23								
2024-02-28 09:24:00	0,0026	681,823	1	0,10602	0,0041	0,03687	8,9	114,7	0,898	-0,413	0,154	-0,898	0,217	0,383	12. Apr.	10	08:13	08:22								
2024-02-28 09:25:00	0,00249	684,12	1	0,10378	0,00403	0,03422	9	114,9	0,896	-0,416	0,157	-0,896	0,217	0,387	13. Apr.	9	08:13	08:21								
2024-02-28 09:26:00	0,00236	686,41	1	0,10158	0,00395	0,03115	9,2	115,1	0,894	-0,418	0,159	-0,894	0,218	0,391	14. Apr.	10	08:12	08:21								
2024-02-28 09:27:00	0,00223	688,693	1	0,09943	0,00388	0,02752	9,3	115,3	0,892	-0,421	0,162	-0,892	0,219	0,395	15. Apr.	10	08:10	08:19								
2024-02-28 09:28:00	0,0021	690,97	1	0,09733	0,00381	0,02315	9,5	115,5	0,89	-0,424	0,165	-0,89	0,219	0,399	16. Apr.	11	08:09	08:19								
2024-02-28 09:29:00	0,00195	693,24	1	0,09527	0,00375	0,01764	9,6	115,7	0,889	-0,427	0,167	-0,889	0,22	0,403	17. Apr.	10	08:09	08:18								
2024-02-29 09:17:00	0,00332	669,869	1	0,12056	0,00458	0,04861	8,1	113,1	0,911	-0,388	0,142	-0,911	0,206	0,358	18. Apr.	11	08:08	08:18								
2024-02-29 09:18:00	0,00321	672,186	1	0,11798	0,0045	0,0474	8,3	113,3	0,909	-0,391	0,144	-0,909	0,207	0,362	19. Apr.	11	08:06	08:16								
2024-02-29 09:19:00	0,00311	674,496	1	0,11546	0,00442	0,04605	8,4	113,5	0,907	-0,394	0,147	-0,907	0,207	0,365	20. Apr.	10	08:06	08:15								
2024-02-29 09:20:00	0,003	676,8	1	0,113	0,00434	0,04457	8,6	113,7	0,906	-0,397	0,149	-0,906	0,208	0,369	21. Apr.	11	08:05	08:15								
2024-02-29 09:21:00	0,00289	679,097	1	0,11059	0,00426	0,0429	8,7	113,9	0,904	-0,4	0,152	-0,904	0,209	0,373	22. Apr.	11	08:04	08:14								
2024-02-29 09:22:00	0,00278	681,388	1	0,10824	0,00418	0,04104	8,9	114,1	0,902	-0,403	0,154	-0,902	0,209	0,377	23. Apr.	11	08:04	08:14								
2024-02-29 09:23:00	0,00267	683,672	1	0,10593	0,00411	0,03893	9	114,3	0,9	-0,406	0,157	-0,9	0,21	0,381	24. Apr.	11	08:02	08:12								
2024-02-29 09:24:00	0,00255	685,949	1	0,10368	0,00403	0,03656	9,2	114,5	0,899	-0,409	0,16	-0,899	0,21	0,385	25. Apr.	12	08:01	08:12								
2024-02-29 09:25:00	0,00243	688,219	1	0,10148	0,00396	0,03384	9,3	114,7	0,897	-0,412	0,162	-0,897	0,211	0,389	26. Apr.	11	08:01	08:11								
2024-02-29 09:26:00	0,00231	690,483	1	0,09933	0,00389	0,03068	9,5	114,9	0,895	-0,415	0,165	-0,895	0,212	0,393	27. Apr.	12	08:00	08:11								



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	
2024-04-12 07:42:00	0,00899	641,47	2	0,31731	0,01154	0,0547	8	86	0,988	0,068	0,14	-0,988	-0,142	0,063	
2024-04-12 07:43:00	0,00875	643,381	2	0,31017	0,01132	0,05411	8,2	86,2	0,988	0,065	0,143	-0,988	-0,142	0,067	
2024-04-13 07:41:00	0,00905	641,75	2	0,31848	0,01159	0,05493	8,2	85,6	0,987	0,076	0,142	-0,987	-0,149	0,06	
2024-04-13 07:42:00	0,00885	643,656	2	0,31133	0,01137	0,05472	8,3	85,8	0,987	0,073	0,145	-0,987	-0,149	0,064	
2024-04-14 07:39:00	0,0093	641,778	2	0,32704	0,0119	0,05498	8,1	85	0,986	0,087	0,141	-0,986	-0,157	0,052	
2024-04-14 07:40:00	0,00913	643,674	2	0,3197	0,01167	0,05507	8,3	85,2	0,986	0,083	0,144	-0,986	-0,156	0,057	
2024-04-14 07:41:00	0,00894	645,566	2	0,31253	0,01144	0,05501	8,4	85,4	0,986	0,08	0,147	-0,986	-0,156	0,061	
2024-04-14 07:42:00	0,00873	647,455	2	0,30552	0,01122	0,05467	8,6	85,5	0,986	0,077	0,15	-0,986	-0,155	0,065	
2024-04-15 07:36:00	0,0095	639,903	2	0,33585	0,01219	0,05476	8,1	84,4	0,985	0,097	0,14	-0,985	-0,165	0,045	
2024-04-15 07:37:00	0,00934	641,793	2	0,32833	0,01195	0,05502	8,2	84,5	0,985	0,094	0,143	-0,985	-0,164	0,049	
2024-04-15 07:38:00	0,00918	643,68	2	0,32097	0,01172	0,05519	8,4	84,7	0,985	0,091	0,146	-0,985	-0,163	0,053	
2024-04-15 07:39:00	0,009	645,563	2	0,31378	0,01149	0,05522	8,6	84,9	0,985	0,088	0,149	-0,985	-0,163	0,058	
2024-04-15 07:40:00	0,00881	647,442	2	0,30674	0,01126	0,05505	8,7	85,1	0,985	0,084	0,152	-0,985	-0,162	0,062	
2024-04-15 07:41:00	0,00857	649,318	2	0,29986	0,01104	0,05439	8,9	85,3	0,985	0,081	0,154	-0,985	-0,161	0,066	
2024-04-16 07:34:00	0,0097	639,915	2	0,34492	0,01252	0,0543	8	83,7	0,984	0,108	0,14	-0,984	-0,172	0,037	
2024-04-16 07:35:00	0,00956	641,797	2	0,3372	0,01227	0,05473	8,2	83,9	0,984	0,105	0,142	-0,984	-0,172	0,042	
2024-04-16 07:36:00	0,00941	643,674	2	0,32966	0,01204	0,05504	8,3	84,1	0,984	0,101	0,145	-0,984	-0,171	0,046	
2024-04-16 07:37:00	0,00925	645,548	2	0,32228	0,0118	0,05526	8,5	84,3	0,984	0,098	0,148	-0,984	-0,17	0,05	
2024-04-16 07:38:00	0,00908	647,418	2	0,31507	0,01157	0,05536	8,7	84,5	0,984	0,095	0,151	-0,984	-0,17	0,054	
2024-04-16 07:39:00	0,0089	649,284	2	0,30801	0,01134	0,05532	8,8	84,7	0,984	0,092	0,153	-0,984	-0,169	0,059	
2024-04-16 07:40:00	0,00869	651,146	2	0,30111	0,01112	0,05502	9	84,9	0,984	0,088	0,156	-0,984	-0,168	0,063	
2024-04-17 07:33:00	0,00975	641,787	2	0,34634	0,01261	0,05417	8,1	83,3	0,983	0,115	0,141	-0,983	-0,179	0,034	
2024-04-17 07:34:00	0,00962	643,656	2	0,33861	0,01236	0,05465	8,3	83,5	0,983	0,112	0,144	-0,983	-0,179	0,038	
2024-04-17 07:35:00	0,00947	645,521	2	0,33104	0,01212	0,05503	8,5	83,7	0,983	0,109	0,147	-0,983	-0,178	0,043	
2024-04-17 07:36:00	0,00932	647,382	2	0,32364	0,01188	0,05529	8,6	83,9	0,983	0,105	0,15	-0,983	-0,177	0,047	
2024-04-17 07:37:00	0,00916	649,239	2	0,3164	0,01165	0,05546	8,8	84,1	0,983	0,102	0,153	-0,983	-0,176	0,051	
2024-04-17 07:38:00	0,00898	651,092	2	0,30932	0,01142	0,0555	8,9	84,2	0,983	0,099	0,155	-0,983	-0,176	0,055	
2024-04-17 07:39:00	0,00879	652,941	2	0,3024	0,0112	0,05537	9,1	84,4	0,983	0,096	0,158	-0,983	-0,175	0,06	
2024-04-17 07:40:00	0,00857	654,786	2	0,29563	0,01098	0,05493	9,3	84,6	0,983	0,092	0,161	-0,983	-0,174	0,064	
2024-04-18 07:31:00	0,0099	640,133	2	0,35575	0,01292	0,05336	8,1	82,7	0,982	0,126	0,141	-0,982	-0,187	0,027	
2024-04-18 07:32:00	0,00978	642	2	0,34782	0,01267	0,05401	8,2	82,9	0,982	0,123	0,143	-0,982	-0,186	0,031	
2024-04-18 07:33:00	0,00965	643,864	2	0,34006	0,01242	0,05454	8,4	83,1	0,982	0,119	0,146	-0,982	-0,185	0,035	
2024-04-18 07:34:00	0,00951	645,724	2	0,33247	0,01218	0,05497	8,6	83,3	0,982	0,116	0,149	-0,982	-0,185	0,039	
2024-04-18 07:35:00	0,00936	647,579	2	0,32504	0,01194	0,05529	8,7	83,4	0,982	0,113	0,152	-0,982	-0,184	0,044	
2024-04-18 07:36:00	0,0092	649,432	2	0,31778	0,01171	0,05552	8,9	83,6	0,982	0,11	0,154	-0,982	-0,183	0,048	
2024-04-18 07:37:00	0,00904	651,28	2	0,31068	0,01148	0,05563	9	83,8	0,982	0,106	0,157	-0,982	-0,182	0,052	
2024-04-18 07:38:00	0,00886	653,124	2	0,30374	0,01125	0,05556	9,2	84	0,982	0,103	0,16	-0,982	-0,182	0,056	
2024-04-18 07:39:00	0,00866	654,965	2	0,29695	0,01103	0,05536	9,4	84,2	0,982	0,1	0,163	-0,982	-0,181	0,061	
2024-04-18 07:40:00	0,00843	656,801	2	0,29031	0,01081	0,0548	9,5	84,4	0,981	0,096	0,166	-0,981	-0,18	0,065	
2024-04-19 07:28:00	0,01001	638,243	2	0,36545	0,01323	0,05229	8	82,1	0,981	0,136	0,14	-0,981	-0,194	0,019	
2024-04-19 07:29:00	0,00991	640,105	2	0,35731	0,01297	0,0531	8,2	82,3	0,981	0,133	0,142	-0,981	-0,193	0,024	
2024-04-19 07:30:00	0,0098	641,964	2	0,34935	0,01272	0,05379	8,3	82,5	0,981	0,13	0,145	-0,981	-0,193	0,028	
2024-04-19 07:31:00	0,00967	643,818	2	0,34156	0,01247	0,05438	8,5	82,7	0,981	0,127	0,148	-0,981	-0,192	0,032	
2024-04-19 07:32:00	0,00954	645,669	2	0,33395	0,01223	0,05486	8,7	82,8	0,981	0,123	0,151	-0,981	-0,191	0,036	
2024-04-19 07:33:00	0,0094	647,516	2	0,3265	0,01199	0,05524	8,8	83	0,981	0,12	0,154	-0,981	-0,191	0,04	
2024-04-19 07:34:00	0,00924	649,359	2	0,31922	0,01176	0,05552	9	83,2	0,981	0,117	0,156	-0,981	-0,19	0,045	
2024-04-19 07:35:00	0,00908	651,199	2	0,31209	0,01153	0,0557	9,2	83,4	0,981	0,113	0,159	-0,981	-0,189	0,049	
2024-04-19 07:36:00	0,00891	653,034	2	0,30513	0,0113	0,05576	9,3	83,6	0,981	0,11	0,162	-0,981	-0,189	0,053	

Tag	Minuten	Anfang	Ende
12. Apr.	2	07:42	07:43
13. Apr.	2	07:41	07:42
14. Apr.	4	07:39	07:42
15. Apr.	6	07:36	07:41
16. Apr.	7	07:34	07:40
17. Apr.	8	07:33	07:40
18. Apr.	10	07:31	07:40
19. Apr.	11	07:28	07:38
20. Apr.	12	07:27	07:38
21. Apr.	13	07:25	07:37
22. Apr.	15	07:23	07:37
23. Apr.	16	07:22	07:37
24. Apr.	17	07:19	07:35
25. Apr.	18	07:18	07:35
26. Apr.	20	07:16	07:35
27. Apr.	21	07:14	07:34
28. Apr.	21	07:14	07:34
29. Apr.	22	07:12	07:33
30. Apr.	21	07:12	07:32
1. Mai.	21	07:12	07:32
2. Mai.	21	07:12	07:32
3. Mai.	20	07:12	07:31
4. Mai.	20	07:12	07:31
5. Mai.	20	07:12	07:31
6. Mai.	19	07:12	07:30
7. Mai.	19	07:12	07:30
8. Mai.	19	07:12	07:30
9. Mai.	18	07:12	07:29
10. Mai.	18	07:11	07:28
11. Mai.	19	07:10	07:28
12. Mai.	18	07:10	07:27
13. Mai.	18	07:10	07:27
14. Mai.	18	07:10	07:27
15. Mai.	18	07:10	07:27
16. Mai.	17	07:10	07:26
17. Mai.	17	07:10	07:26
18. Mai.	17	07:11	07:27
19. Mai.	17	07:11	07:27
20. Mai.	17	07:10	07:26
21. Mai.	17	07:10	07:26
22. Mai.	17	07:10	07:26
23. Mai.	17	07:10	07:26
24. Mai.	17	07:10	07:26
25. Mai.	16	07:10	07:25
26. Mai.	16	07:10	07:25
27. Mai.	16	07:10	07:25
28. Mai.	16	07:10	07:25
29. Mai.	16	07:10	07:25

