

Blendgutachten Solarpark Thuner Feld

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
im Norden der Stadt Paderborn in Nordrhein-Westfalen**

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	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A33 nordöstlich	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A33 östlich.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang	21 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Thuner Feld

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Thuner Feld“ für Verkehrsteilnehmer auf der A33 sowie für Anwohner der angrenzenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (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. 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 „Thuner Feld“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A33 und Anwohner der angrenzenden 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 potentiellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

Einzelne Aspekte der 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 landwirtschaftlichen Gebiet im Norden der Stadt Paderborn ca. 6,5 km entfernt von der Stadtmitte, in Nordrhein-Westfalen. Östlich der Fläche verläuft die Autobahn A33. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen im Norden der Stadt Paderborn in Nordrhein-Westfalen. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	51.761°N, 8.692°O, 100 m ü. NN
Abstand zu A33	ca. 40 m
Grenzlänge entlang A33	ca. 165 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 40 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Übersicht über die geplante PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage.

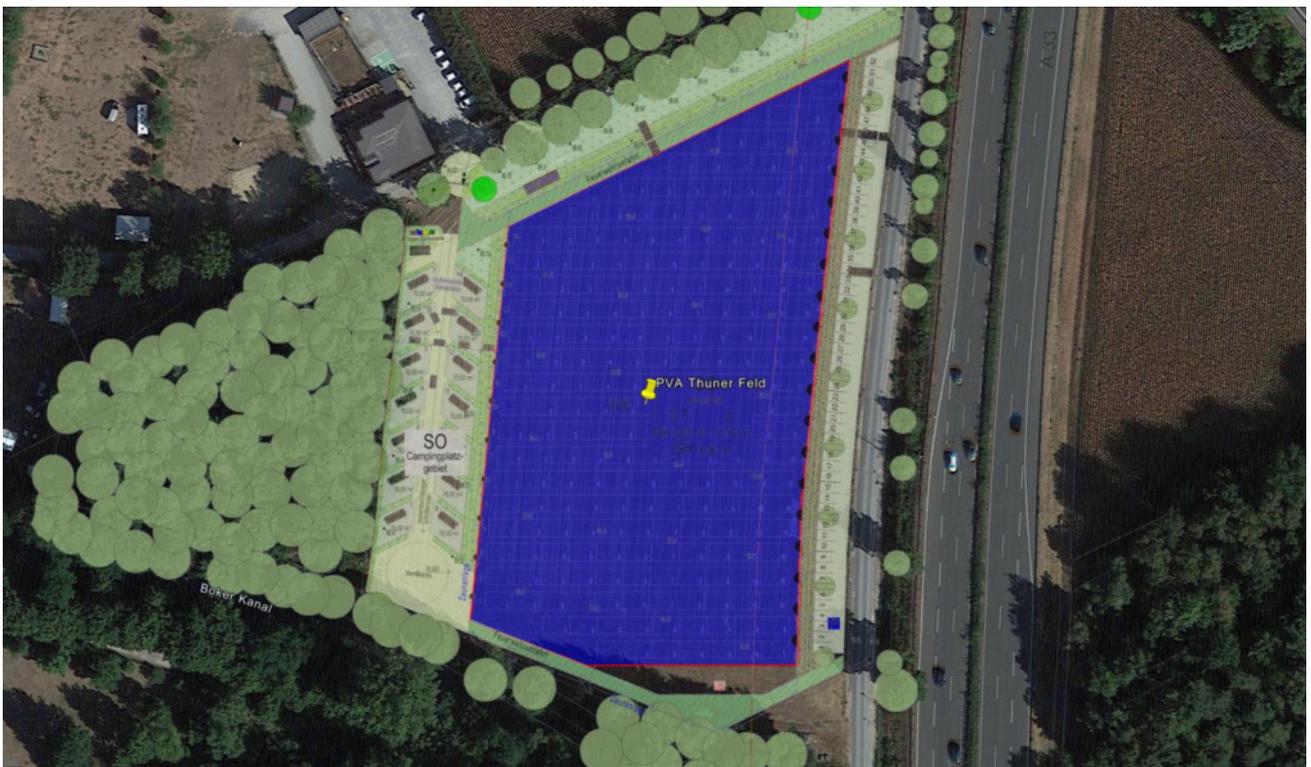


Bild 2.1.3: Details der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Lichtleitlinie (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 Anlage und nordwestlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber in der Realität besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

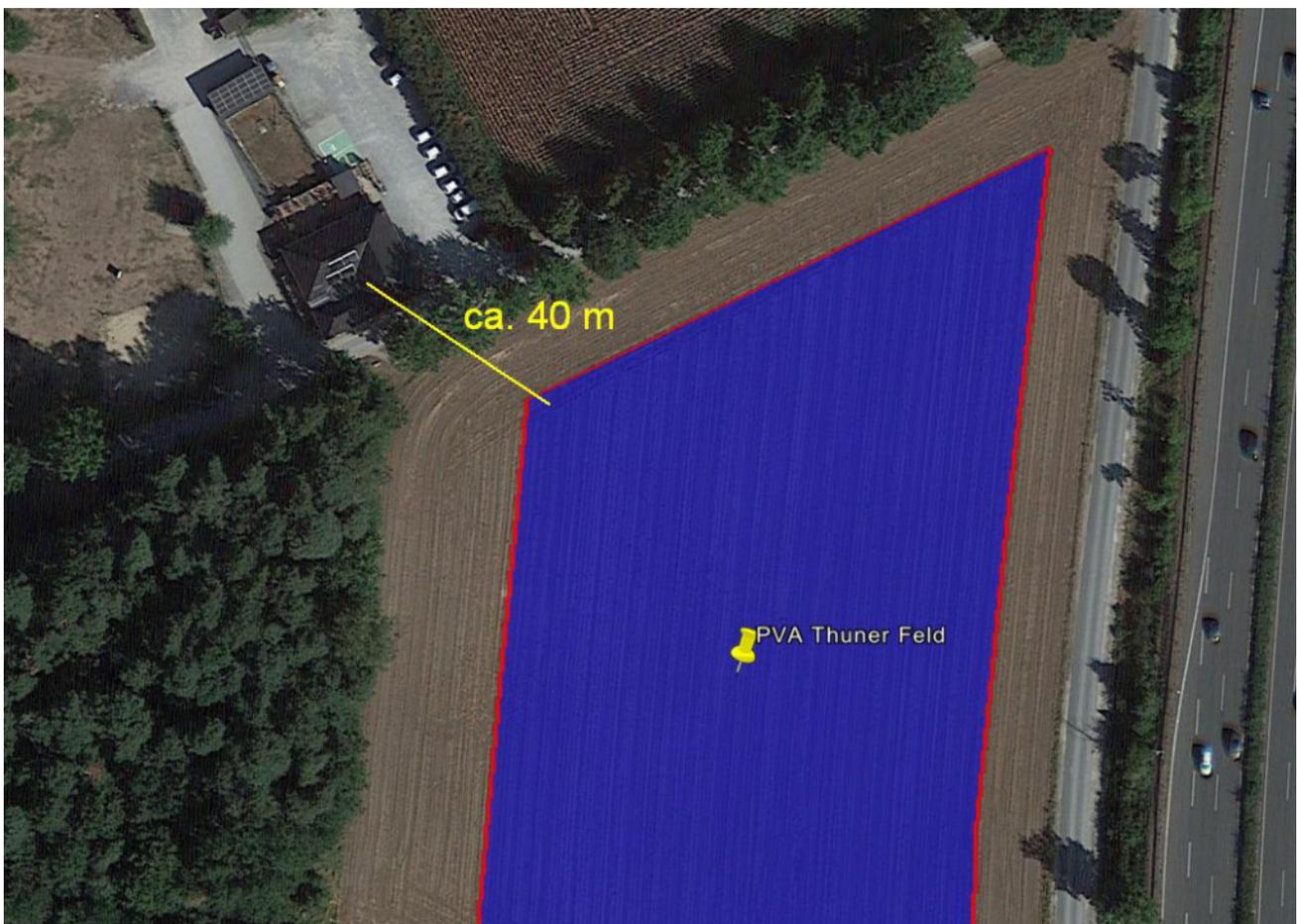


Bild 2.2.1: Östlich der PV Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da 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:

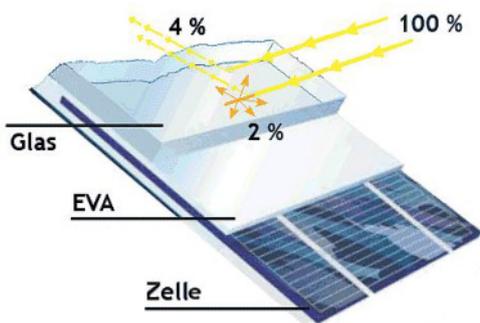


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.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.

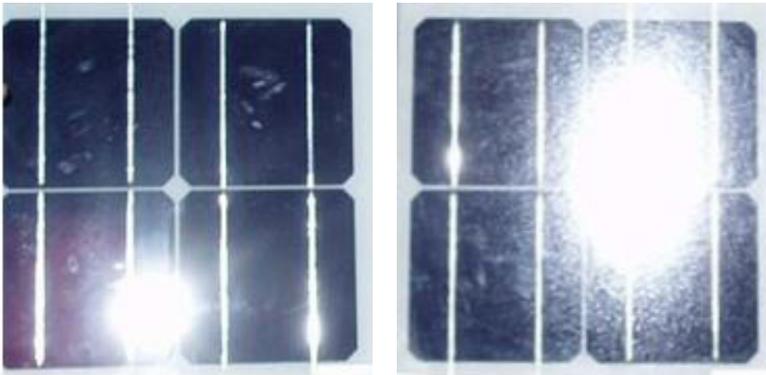


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

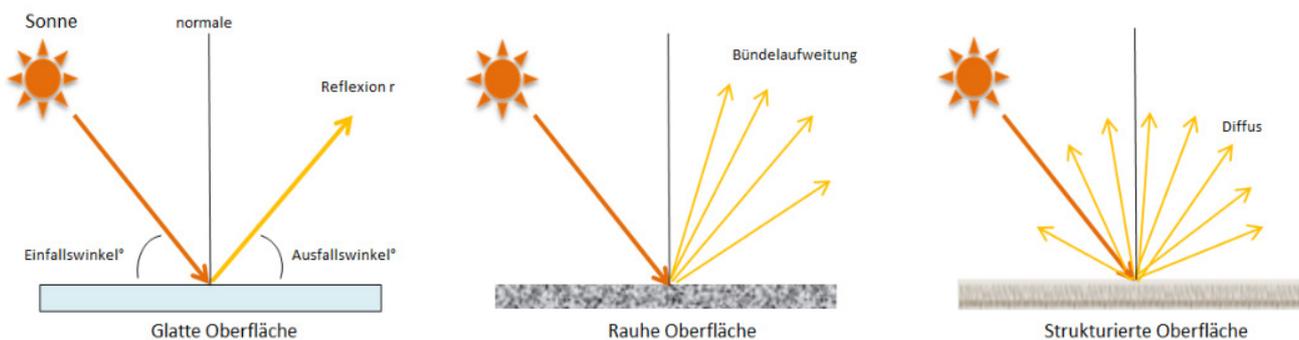


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
2.0mm coated tempered glass	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

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 Lichtleitlinie 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:

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

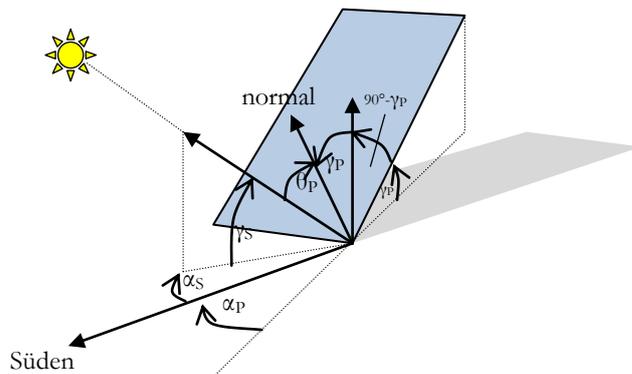


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

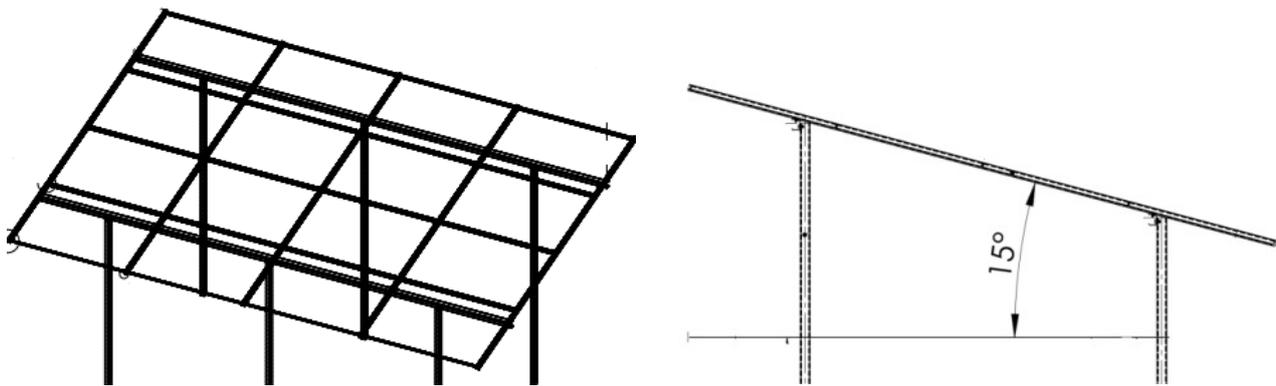


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	183° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,8 m, max. 2,60 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁷ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Thuner Feld wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf der Autobahn A33, sowie 1 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude.

Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

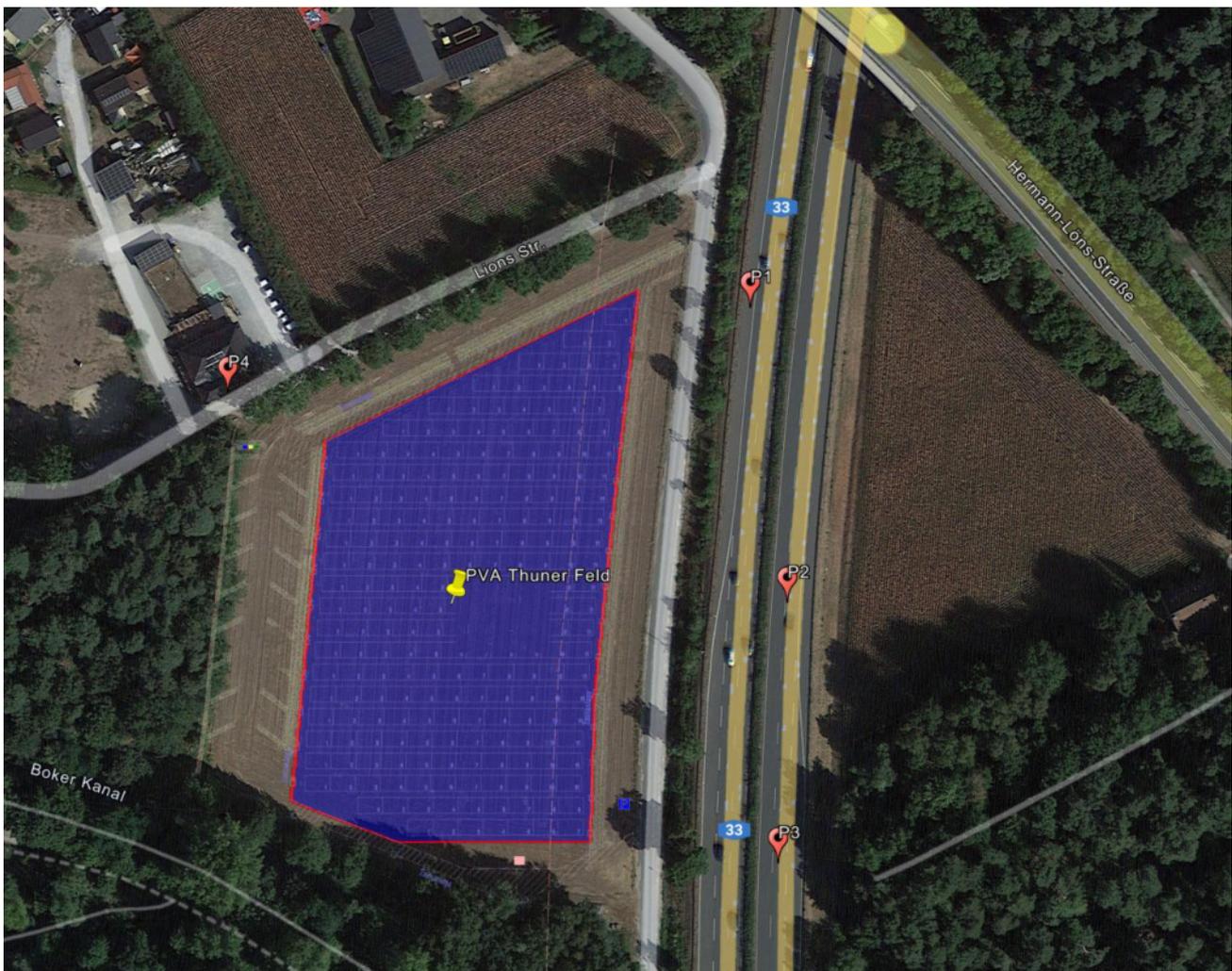


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

⁸ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ 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 Lichtleitlinie 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.

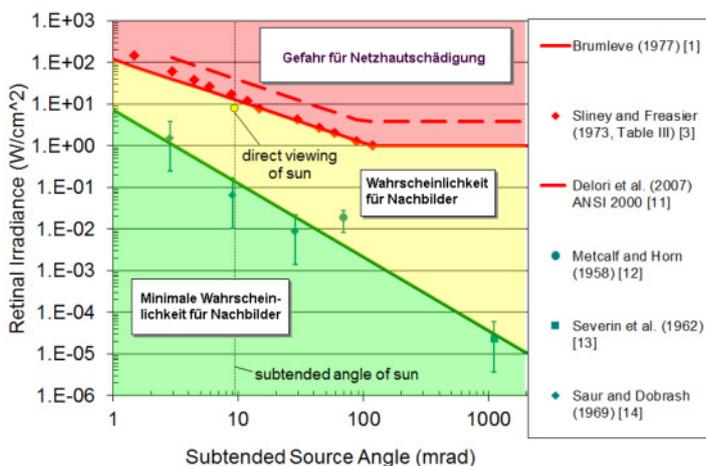


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Thuner Feld wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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.

Die folgende Tabelle 3 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. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 A33 nordöstlich	-
P2 A33 östlich	1902 ^W
P3 A33 südöstlich	968 ^W
P4 Gebäude nordwestlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A33 nordöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Autobahn A33 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A33 östlich

Am Messpunkt P2 auf der A33 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 24. April und dem 19. August zwischen 18:32 - 19:11 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -68° bis -89° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel entsprechend größer. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

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

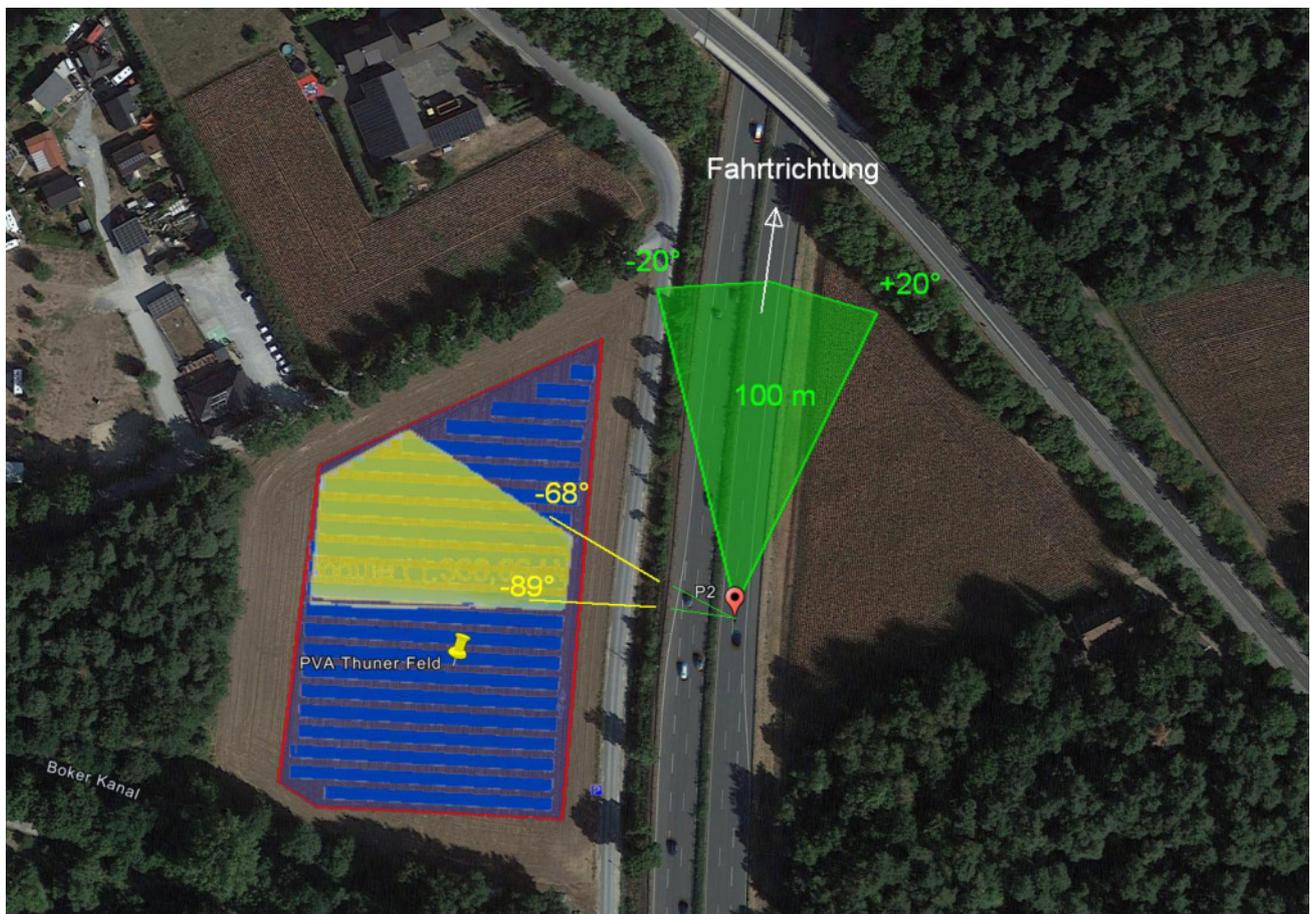


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt, nicht einsehbar hinter Bäumen verborgen.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: [Youtube Video](#) WPbt87rF_3k, Min. 04:06, Ausschnitt)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers, allerdings mit Blick Richtung Süden.

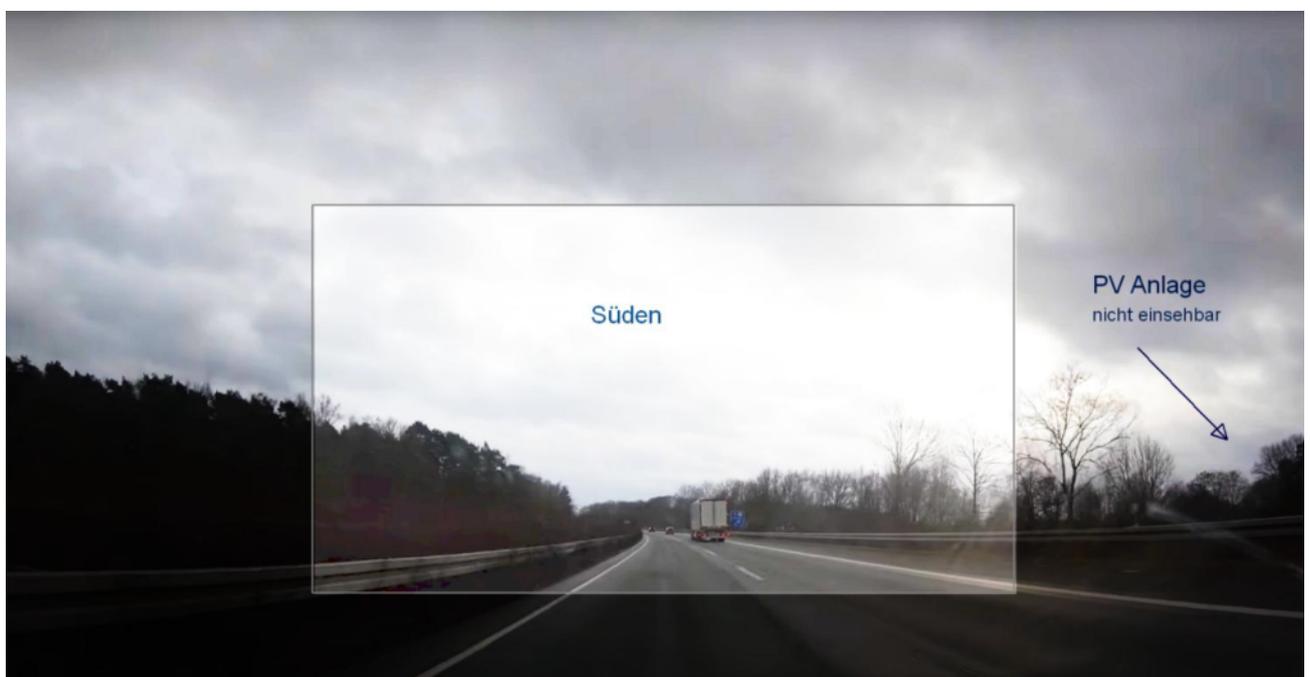


Bild 4.2.3: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich

Auch am Messpunkt P3 auf der A33 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 11. Mai und dem 30. Juli zwischen 18:56 - 19:27 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -70° bis -79° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel entsprechend größer.

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

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

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

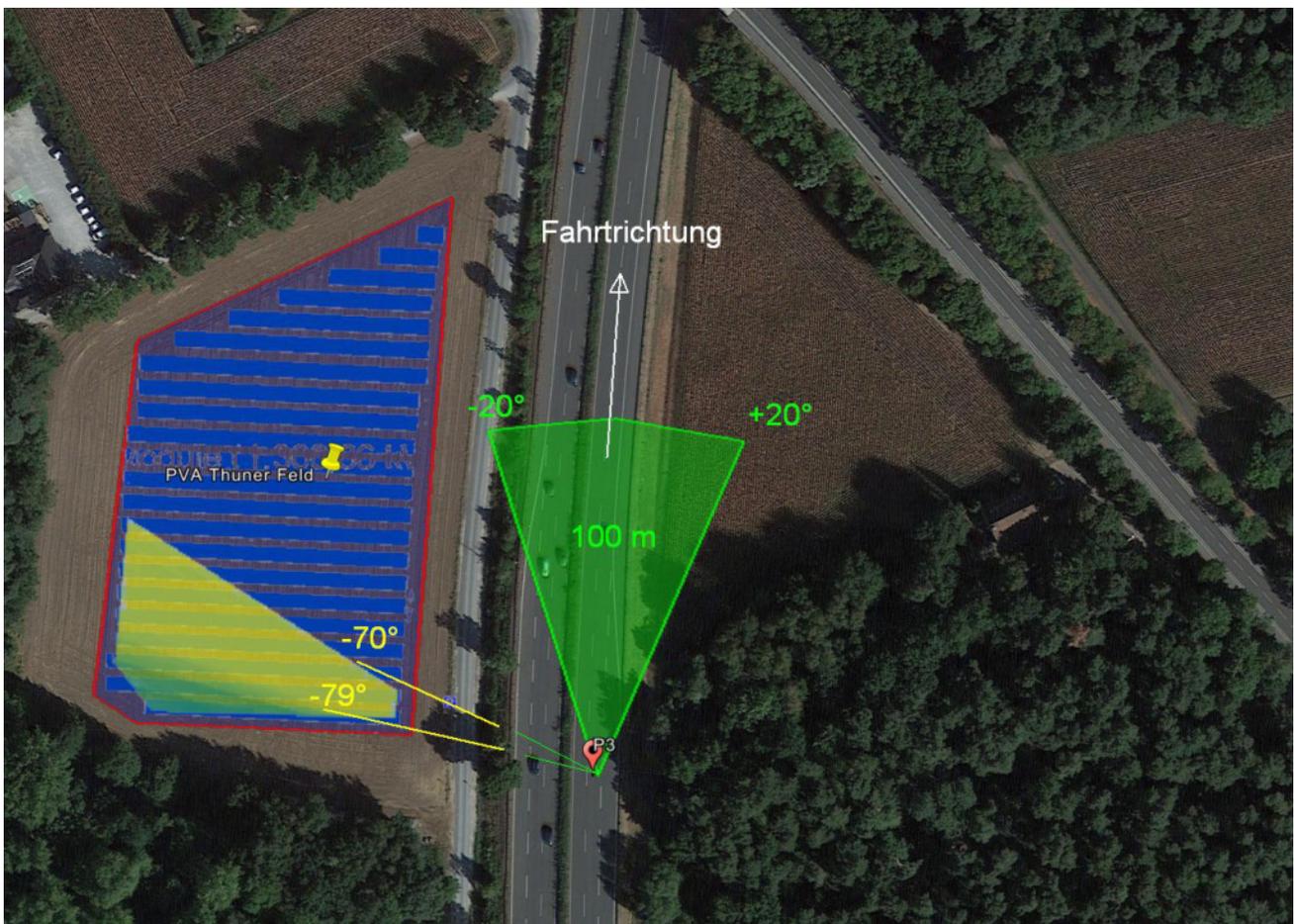


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Wie auch bei Messpunkt P2 verdeutlicht das Foto, dass die PV Anlage außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt und nicht einsehbar hinter Bäumen verborgen.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: [Youtube Video](#) WPbt87rF_3k, Min. 04:04, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude 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. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Thuner Feld“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ 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 Thuner Feld mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der östlich verlaufenden Autobahn A33 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt. Im Bereich der nordwestlich gelegenen Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen 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 22.05.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD

530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

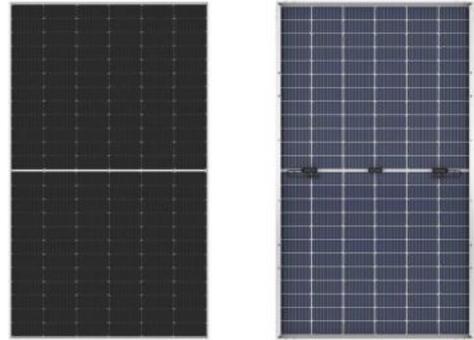
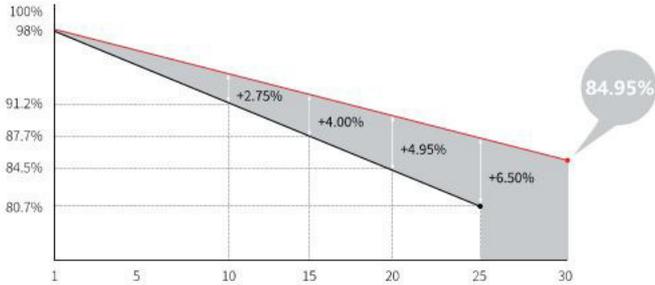
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

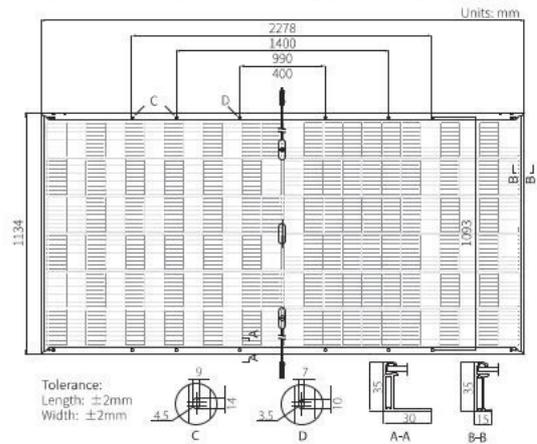
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Thuner Feld**

Site configuration: **Thuner Feld**

Created 22 May, 2023

Updated 22 May, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 500 kW to 1 MW
(1,000 kW / 32,400 m² limit)

Site ID 91137.16049

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	15.0	183.0	2,929	48.8	4,487	74.8	-

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	943	15.7	0	0.0
OP 2	617	10.3	3,117	52.0
OP 3	685	11.4	1,364	22.7
OP 4	684	11.4	6	0.1

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0°
Orientation: 183.0°
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	51.762130	8.692731	100.42	2.00	102.42
2	51.760822	8.692533	100.00	2.00	102.00
3	51.760828	8.691454	100.98	2.00	102.98
4	51.760945	8.691288	100.15	2.00	102.15
5	51.761718	8.691390	100.26	2.00	102.26

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	51.762108	8.693216	102.33	2.00
OP 2	2	51.761397	8.693157	102.48	2.00
OP 3	3	51.760680	8.693135	102.15	2.00
OP 4	4	51.761925	8.691081	100.03	2.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	15.0	183.0	2,929	48.8	4,487	74.8	-

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	943	15.7	0	0.0
OP 2	617	10.3	3,117	52.0
OP 3	685	11.4	1,364	22.7
OP 4	684	11.4	6	0.1

PV: PV Feld potential temporary after-image

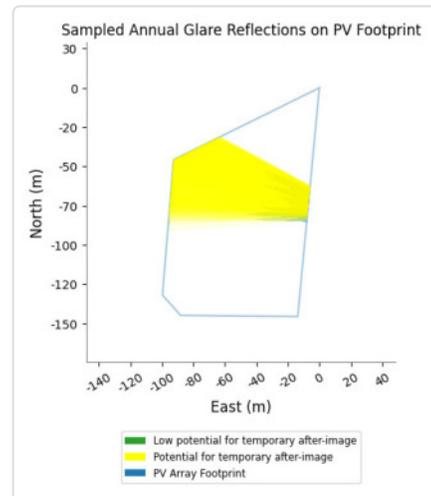
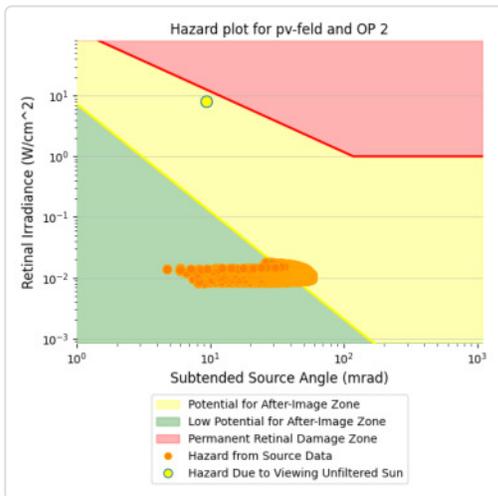
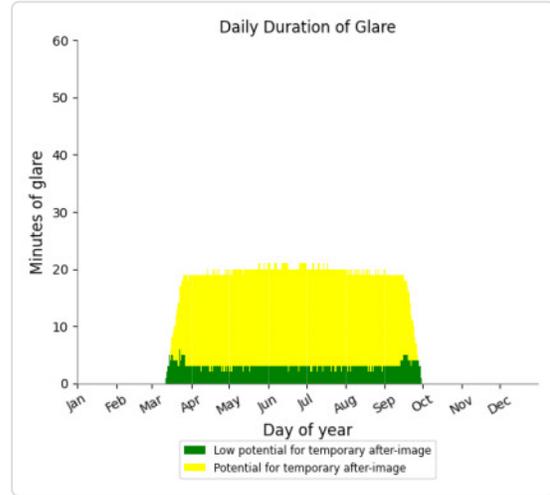
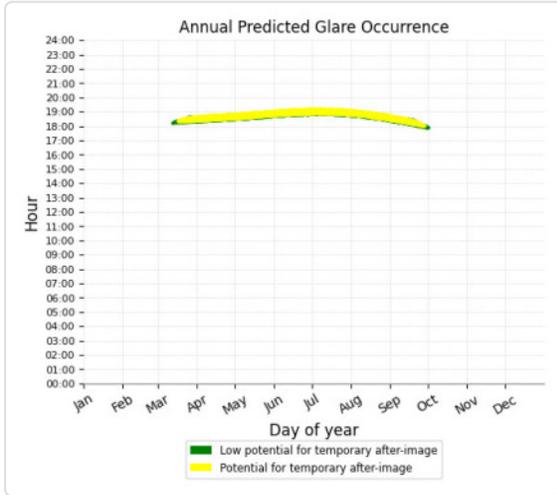
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 2	617	10.3	3,117	52.0
OP 3	685	11.4	1,364	22.7
OP 4	684	11.4	6	0.1
OP 1	943	15.7	0	0.0

PV Feld and OP 2

Yellow glare: 3,117 min.

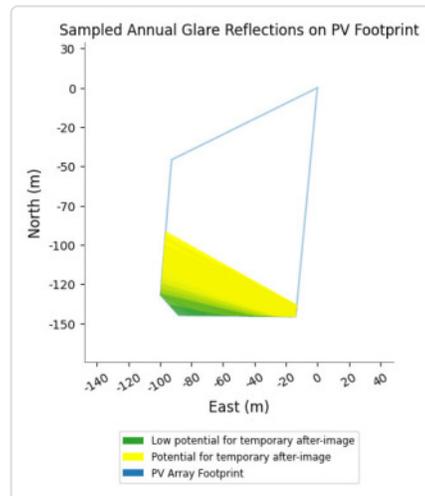
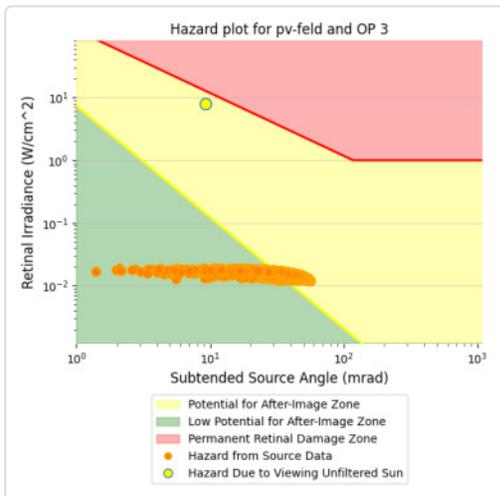
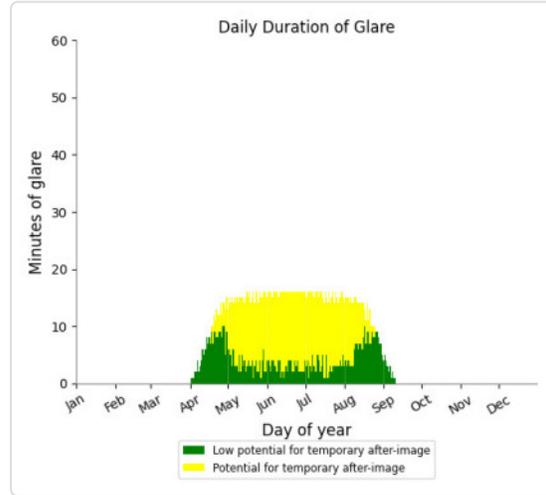
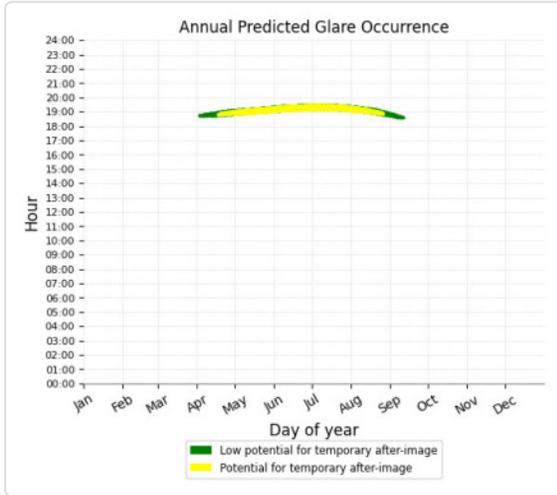
Green glare: 617 min.



PV Feld and OP 3

Yellow glare: 1,364 min.

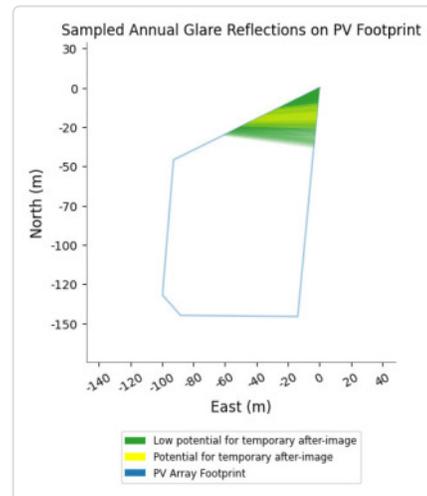
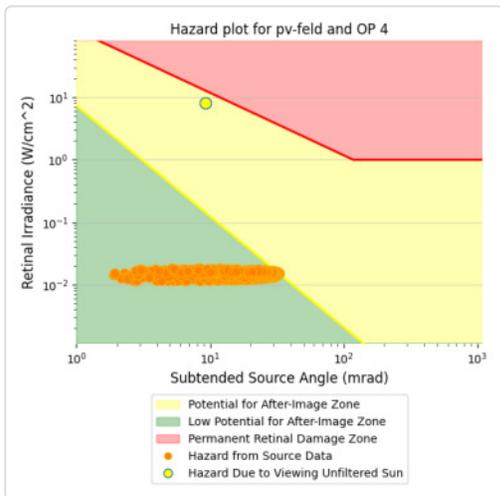
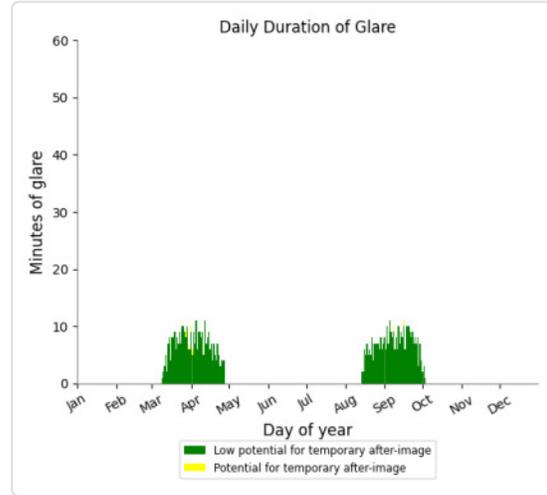
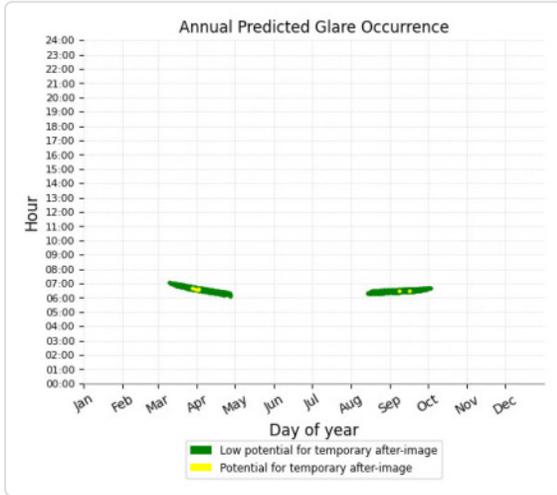
Green glare: 685 min.



PV Feld and OP 4

Yellow glare: 6 min.

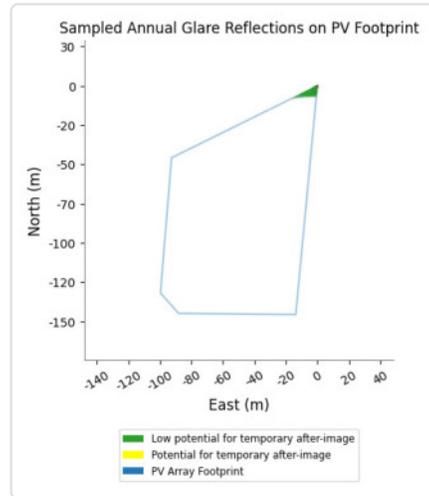
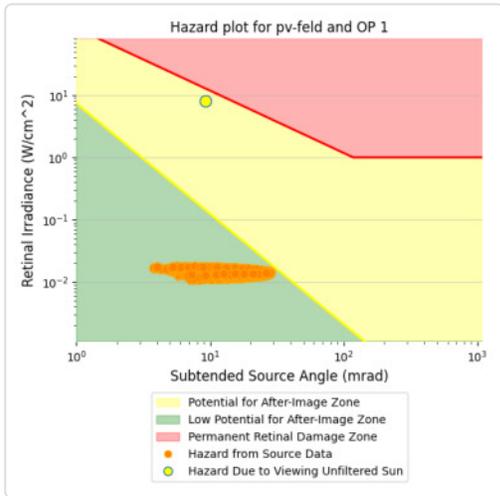
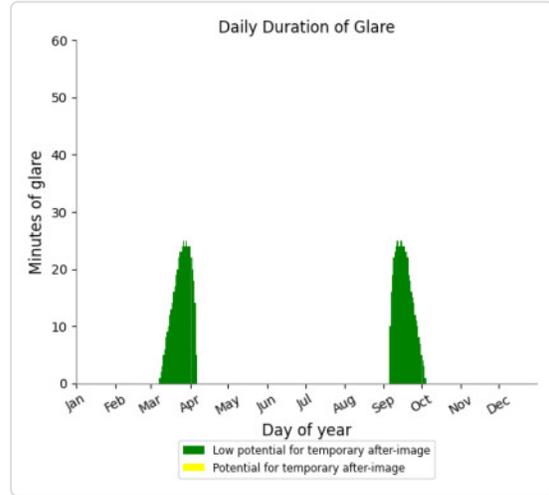
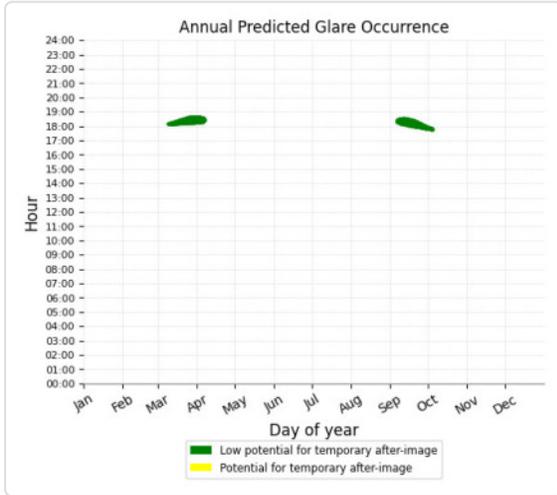
Green glare: 684 min.



PV Feld and OP 1

Yellow glare: none

Green glare: 943 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	Tag	Anzahl Minuten	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-12 18:15:00	0,006626	539,5397	1	0,465199	0,014236	0,005942	0,1	263,4	-0,993	-0,115	0,001	0,992	0,092	0,085	21. Apr.	2	18:31	18:32			
2023-03-13 18:16:00	0,006949	541,3499	1	0,463172	0,014221	0,011096	0,2	263,8	-0,994	-0,107	0,004	0,993	0,084	0,083	22. Apr.	3	18:31	18:33			
2023-03-13 18:17:00	0,007689	538,8819	1	0,47296	0,014456	0,019818	0,1	264	-0,995	-0,104	0,002	0,993	0,082	0,079	23. Apr.	4	18:31	18:34			
2023-03-14 18:17:00	0,007224	543,1217	1	0,46114	0,014205	0,015248	0,4	264,3	-0,995	-0,1	0,007	0,994	0,076	0,082	24. Apr.	5	18:32	18:36			
2023-03-14 18:18:00	0,007903	540,6714	1	0,470895	0,01444	0,022665	0,3	264,5	-0,995	-0,096	0,004	0,994	0,074	0,078	25. Apr.	7	18:32	18:38			
2023-03-14 18:19:00	0,008466	538,2165	1	0,480859	0,014679	0,027785	0,1	264,7	-0,996	-0,093	0,002	0,995	0,073	0,074	26. Apr.	8	18:32	18:39			
2023-03-15 18:16:00	0,006671	549,7084	1	0,449593	0,014018	0,008301	0,7	264,5	-0,995	-0,095	0,013	0,994	0,069	0,085	27. Apr.	9	18:32	18:40			
2023-03-15 18:17:00	0,007501	547,2848	1	0,459108	0,014251	0,018756	0,6	264,7	-0,996	-0,092	0,01	0,994	0,068	0,081	28. Apr.	10	18:33	18:42			
2023-03-15 18:18:00	0,008144	544,8566	1	0,468828	0,014488	0,025286	0,4	264,9	-0,996	-0,089	0,007	0,995	0,066	0,077	29. Apr.	12	18:33	18:44			
2023-03-15 18:19:00	0,008675	542,4238	1	0,478756	0,014729	0,029805	0,3	265,1	-0,996	-0,085	0,004	0,995	0,065	0,072	30. Apr.	12	18:34	18:45			
2023-03-15 18:20:00	0,009069	539,9864	1	0,488897	0,014973	0,032456	0,1	265,3	-0,997	-0,082	0,002	0,996	0,063	0,068	1. Mai.	14	18:34	18:47			
2023-03-16 18:17:00	0,006984	551,3738	1	0,447597	0,013998	0,013278	0,9	265	-0,996	-0,088	0,015	0,995	0,061	0,083	2. Mai.	15	18:35	18:49			
2023-03-16 18:18:00	0,007728	548,9673	1	0,457078	0,014232	0,021879	0,7	265,2	-0,996	-0,084	0,013	0,995	0,06	0,079	3. Mai.	16	18:34	18:49			
2023-03-16 18:19:00	0,008337	546,5563	1	0,466762	0,014469	0,027694	0,6	265,4	-0,997	-0,081	0,01	0,995	0,058	0,075	4. Mai.	17	18:35	18:51			
2023-03-16 18:20:00	0,008834	544,1407	1	0,476654	0,014711	0,03161	0,4	265,6	-0,997	-0,077	0,007	0,996	0,056	0,071	5. Mai.	17	18:35	18:51			
2023-03-16 18:21:00	0,009198	541,7206	2	0,486757	0,014956	0,033889	0,3	265,8	-0,997	-0,074	0,005	0,996	0,055	0,067	6. Mai.	17	18:36	18:52			
2023-03-16 18:22:00	0,009465	539,296	2	0,497077	0,015205	0,035024	0,1	266	-0,998	-0,071	0,002	0,997	0,053	0,063	7. Mai.	17	18:36	18:52			
2023-03-17 18:17:00	0,006328	555,3911	1	0,436359	0,013746	0,004751	1,2	265,2	-0,996	-0,083	0,021	0,995	0,055	0,086	8. Mai.	17	18:37	18:53			
2023-03-17 18:18:00	0,007252	553,0061	1	0,445606	0,013977	0,017308	1	265,4	-0,997	-0,08	0,018	0,995	0,053	0,082	9. Mai.	17	18:37	18:53			
2023-03-17 18:19:00	0,007942	550,6165	1	0,455052	0,014211	0,024723	0,9	265,6	-0,997	-0,077	0,016	0,996	0,052	0,078	10. Mai.	17	18:38	18:54			
2023-03-17 18:20:00	0,008518	548,2224	1	0,4647	0,014449	0,029889	0,7	265,8	-0,997	-0,073	0,013	0,996	0,05	0,074	11. Mai.	17	18:38	18:54			
2023-03-17 18:21:00	0,008966	545,8238	1	0,474554	0,014691	0,033168	0,6	266	-0,998	-0,07	0,01	0,996	0,048	0,07	12. Mai.	17	18:38	18:54			
2023-03-17 18:22:00	0,009308	543,4207	2	0,484619	0,014937	0,035121	0,4	266,2	-0,998	-0,066	0,007	0,997	0,047	0,066	13. Mai.	17	18:39	18:55			
2023-03-17 18:23:00	0,009547	541,0131	2	0,4949	0,015186	0,035935	0,3	266,4	-0,998	-0,063	0,005	0,997	0,045	0,062	14. Mai.	17	18:39	18:55			
2023-03-17 18:24:00	0,00971	538,6011	2	0,505401	0,015439	0,035978	0,1	266,6	-0,998	-0,059	0,002	0,997	0,043	0,058	15. Mai.	17	18:40	18:56			
2023-03-18 18:18:00	0,006678	556,9752	1	0,43441	0,013723	0,010667	1,4	265,7	-0,997	-0,076	0,024	0,995	0,047	0,084	16. Mai.	17	18:40	18:56			
2023-03-18 18:19:00	0,007494	554,6068	1	0,443623	0,013955	0,020779	1,2	265,9	-0,997	-0,072	0,021	0,996	0,045	0,08	17. Mai.	18	18:40	18:57			
2023-03-18 18:20:00	0,008145	552,2339	1	0,453032	0,01419	0,027332	1,1	266,1	-0,997	-0,069	0,018	0,996	0,043	0,076	18. Mai.	17	18:41	18:57			
2023-03-18 18:21:00	0,008684	549,8564	1	0,462643	0,014428	0,031868	0,9	266,3	-0,998	-0,065	0,016	0,997	0,042	0,072	19. Mai.	17	18:41	18:57			
2023-03-18 18:22:00	0,009089	547,4746	2	0,47246	0,014671	0,034576	0,7	266,4	-0,998	-0,062	0,013	0,997	0,04	0,068	20. Mai.	17	18:42	18:58			
2023-03-18 18:23:00	0,009404	545,0882	2	0,482486	0,014917	0,036193	0,6	266,6	-0,998	-0,059	0,01	0,997	0,039	0,064	21. Mai.	17	18:42	18:58			
2023-03-18 18:24:00	0,00962	542,6975	2	0,492728	0,015167	0,036756	0,4	266,8	-0,998	-0,055	0,008	0,998	0,037	0,06	22. Mai.	17	18:42	18:58			
2023-03-18 18:25:00	0,009772	540,3023	2	0,503188	0,01542	0,036672	0,3	267	-0,999	-0,052	0,005	0,998	0,035	0,056	23. Mai.	17	18:43	18:59			
2023-03-18 18:26:00	0,009881	537,9028	2	0,513872	0,015678	0,036167	0,1	267,2	-0,999	-0,048	0,002	0,998	0,034	0,052	24. Mai.	17	18:43	18:59			
2023-03-19 18:18:00	0,007008	560,8771	1	0,432472	0,013758	0,015412	1,5	266,1	-0,997	-0,068	0,027	0,996	0,039	0,083	25. Mai.	18	18:43	19:00			
2023-03-19 18:19:00	0,007753	558,5295	1	0,441648	0,013991	0,023886	1,4	266,3	-0,998	-0,064	0,024	0,996	0,037	0,079	26. Mai.	17	18:44	19:00			
2023-03-19 18:20:00	0,008372	556,1775	1	0,451021	0,014228	0,029712	1,2	266,5	-0,998	-0,061	0,021	0,997	0,035	0,075	27. Mai.	17	18:45	19:01			
2023-03-19 18:21:00	0,008871	553,8209	1	0,460595	0,014468	0,033614	1,1	266,7	-0,998	-0,058	0,018	0,997	0,034	0,071	28. Mai.	17	18:45	19:01			
2023-03-19 18:22:00	0,009251	551,46	2	0,470373	0,014712	0,03596	0,9	266,9	-0,998	-0,054	0,016	0,997	0,032	0,067	29. Mai.	18	18:45	19:02			
2023-03-19 18:23:00	0,009553	549,0946	2	0,480361	0,01496	0,037155	0,8	267,1	-0,999	-0,051	0,013	0,998	0,03	0,063	30. Mai.	17	18:46	19:02			
2023-03-19 18:24:00	0,009727	546,7248	2	0,490562	0,015212	0,037501	0,6	267,3	-0,999	-0,047	0,01	0,998	0,029	0,059	31. Mai.	17	18:46	19:02			
2023-03-19 18:25:00	0,009872	544,3506	2	0,500981	0,015468	0,037332	0,4	267,5	-0,999	-0,044	0,008	0,998	0,027	0,055	1. Jun.	18	18:46	19:03			
2023-03-19 18:26:00	0,009974	541,9721	2	0,511623	0,015727	0,036743	0,3	267,7	-0,999	-0,04	0,005	0,998	0,026	0,051	2. Jun.	18	18:46	19:03			
2023-03-19 18:27:00	0,010041	539,5892	2	0,522493	0,015991	0,035824	0,1	267,9	-0,999	-0,037	0,002	0,999	0,024	0,047	3. Jun.	17	18:47	19:03			
2023-03-20 18:18:00	0,006362	564,7139	1	0,421596	0,013504	0,007245	1,8	266,4	-0,997	-0,064	0,032	0,996	0,032	0,086	4. Jun.	17	18:48	19:04			
2023-03-20 18:19:00	0,007271	562,3869	1	0,430545	0,013733	0,019343	1,7	266,6	-0,998	-0,06	0,029	0,996	0,03	0,082	5. Jun.	17	18:48	19:04			
2023-03-20 18:20:00	0,007966	560,0554	1	0,439686	0,013967	0,026715	1,5	266,8	-0,998	-0,057	0,027	0,997	0,029	0,078	6. Jun.	18	18:48	19:05			
2023-03-20 18:21:00	0,008549	557,7196	1	0,449022	0,014204	0,031867	1,4	266,9	-0,998	-0,053	0,024	0,997	0,027	0,074	7. Jun.	18	18:48	19:05			
2023-03-20 18:22:00	0,008998	555,3792	2	0,458558	0,014445	0,035091	1,2	267,1	-0,999	-0,05	0,021	0,997	0,026	0,069	8. Jun.	17					

	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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2023-04-02 18:43:00	0,008059	558,4415	1	0,558436	0,017688	0,003626	1,5	275,3	-0,995	0,092	0,025	0,995	-0,099	0,002	6. Mai	1	18:54	18:54	11. Mai	30. Juli	15	963	18:56	19:27	
2023-04-03 18:43:00	0,008232	561,9831	1	0,556219	0,017729	0,005669	1,6	275,7	-0,995	0,1	0,028	0,994	-0,107	0,001	7. Mai	2	18:54	18:55	01. August	01. August	5	5	19:06	19:12	
2023-04-04 18:45:00	0,008468	561,2013	1	0,565767	0,018009	0,007025	1,6	276,4	-0,993	0,111	0,028	0,993	-0,117	-0,005	8. Mai	3	18:55	18:57							
2023-04-05 18:44:00	0,008048	566,8191	1	0,540495	0,017376	0,005403	2,1	276,4	-0,993	0,111	0,036	0,993	-0,122	0,002	9. Mai	4	18:55	18:58							
2023-04-05 18:46:00	0,008601	562,565	1	0,563587	0,017983	0,008844	1,8	276,8	-0,992	0,118	0,031	0,992	-0,125	-0,006	10. Mai	3	18:56	18:58							
2023-04-06 18:47:00	0,008739	563,9191	1	0,561458	0,017958	0,010669	1,9	277,2	-0,991	0,126	0,034	0,991	-0,133	-0,008	11. Mai	5	18:56	19:00							
2023-04-06 18:48:00	0,008731	561,7998	1	0,57331	0,018268	0,008753	1,8	277,4	-0,991	0,129	0,031	0,991	-0,134	-0,012	12. Mai	5	18:57	19:03							
2023-04-07 18:44:00	0,00819	573,6526	1	0,525414	0,017095	0,009016	2,5	277,1	-0,991	0,123	0,044	0,991	-0,136	0,003	13. Mai	6	18:57	19:04							
2023-04-07 18:46:00	0,008848	569,466	1	0,547826	0,017694	0,013503	2,2	277,5	-0,991	0,13	0,039	0,99	-0,139	-0,005	14. Mai	5	18:58	19:04							
2023-04-07 18:47:00	0,008191	567,3672	1	0,559382	0,018001	0,003483	2,1	277,7	-0,99	0,133	0,036	0,99	-0,141	-0,009	15. Mai	9	18:58	19:07							
2023-04-07 18:48:00	0,008924	565,2647	1	0,571178	0,018312	0,010817	1,9	277,9	-0,99	0,137	0,034	0,99	-0,142	-0,013	16. Mai	10	18:58	19:08							
2023-04-08 18:47:00	0,008992	570,7779	1	0,545859	0,017671	0,015303	2,4	277,9	-0,99	0,137	0,042	0,989	-0,147	-0,007	17. Mai	8	18:59	19:09							
2023-04-08 18:49:00	0,008624	566,6025	1	0,569102	0,018289	0,002728	2,1	278,3	-0,989	0,144	0,036	0,989	-0,15	-0,015	18. Mai	11	18:59	19:10							
2023-04-09 18:45:00	0,008323	578,2803	1	0,510975	0,016759	0,012795	3	277,8	-0,989	0,135	0,052	0,989	-0,15	0,004	19. Mai	10	19:00	19:12							
2023-04-09 18:48:00	0,008494	572,0832	1	0,543949	0,01765	0,009493	2,5	278,3	-0,988	0,145	0,044	0,988	-0,155	-0,008	20. Mai	11	19:00	19:13							
2023-04-09 18:49:00	0,009168	570,0101	1	0,555398	0,017956	0,01566	2,4	278,5	-0,988	0,148	0,042	0,988	-0,156	-0,012	21. Mai	15	19:00	19:14							
2023-04-10 18:47:00	0,009254	577,4924	1	0,530933	0,01739	0,019854	2,8	278,6	-0,988	0,149	0,05	0,987	-0,161	-0,006	22. Mai	11	19:01	19:14							
2023-04-10 18:49:00	0,00832	573,3826	1	0,553496	0,018	0,005186	2,5	279	-0,987	0,156	0,044	0,986	-0,164	-0,014	23. Mai	12	19:01	19:14							
2023-04-10 18:50:00	0,009242	571,3223	1	0,565127	0,018313	0,014459	2,4	279,2	-0,986	0,159	0,042	0,986	-0,166	-0,018	24. Mai	14	19:02	19:15							
2023-04-10 18:51:00	0,009104	569,2584	1	0,576998	0,01863	0,011102	2,2	279,4	-0,986	0,163	0,039	0,986	-0,167	-0,022	25. Mai	12	19:02	19:15							
2023-04-11 18:45:00	0,008505	584,8616	1	0,497175	0,016492	0,01667	3,4	278,4	-0,987	0,146	0,06	0,987	-0,164	0,005	26. Mai	12	19:02	19:15							
2023-04-11 18:48:00	0,009098	578,7617	1	0,529194	0,017371	0,018249	3	279	-0,986	0,156	0,052	0,986	-0,168	-0,007	27. Mai	14	19:04	19:17							
2023-04-11 18:49:00	0,009442	576,7212	1	0,54031	0,017674	0,020252	2,8	279,2	-0,986	0,16	0,049	0,985	-0,17	-0,011	28. Mai	11	19:04	19:17							
2023-04-11 18:50:00	0,008402	574,677	1	0,551655	0,017981	0,006349	2,7	279,4	-0,985	0,163	0,047	0,985	-0,172	-0,015	29. Mai	10	19:04	19:17							
2023-04-11 18:51:00	0,008479	572,6293	1	0,563233	0,018293	0,005481	2,5	279,6	-0,985	0,167	0,044	0,985	-0,173	-0,019	30. Mai	14	19:05	19:18							
2023-04-11 18:52:00	0,009413	570,5779	1	0,575049	0,01861	0,014692	2,4	279,8	-0,985	0,17	0,041	0,984	-0,175	-0,023	31. Mai	13	19:05	19:18							
2023-04-12 18:46:00	0,007633	586,0899	1	0,007633	0,016476	0,00543	3,6	278,9	-0,986	0,154	0,063	0,985	-0,171	0,003	1. Jun.	11	19:05	19:18							
2023-04-12 18:49:00	0,008122	580,027	1	0,527519	0,017354	0,006528	3,1	279,4	-0,985	0,164	0,055	0,984	-0,176	-0,009	2. Jun.	12	19:05	19:19							
2023-04-12 18:50:00	0,009011	577,9988	1	0,538586	0,017656	0,01561	3	279,6	-0,985	0,167	0,052	0,984	-0,178	-0,013	3. Jun.	13	19:06	19:19							
2023-04-12 18:51:00	0,009589	575,9671	1	0,54988	0,017963	0,020173	2,8	279,8	-0,984	0,171	0,049	0,984	-0,179	-0,017	4. Jun.	14	19:07	19:20							
2023-04-12 18:53:00	0,009445	571,893	1	0,573167	0,018592	0,01514	2,5	280,2	-0,983	0,177	0,044	0,983	-0,182	-0,025	5. Jun.	11	19:07	19:20							
2023-04-13 18:46:00	0,008671	589,3167	1	0,484009	0,016178	0,020578	3,9	279,1	-0,985	0,158	0,068	0,984	-0,177	0,006	6. Jun.	12	19:07	19:20							
2023-04-13 18:49:00	0,009568	583,3013	1	0,515113	0,017042	0,025176	3,4	279,7	-0,984	0,168	0,06	0,983	-0,182	-0,006	7. Jun.	13	19:07	19:21							
2023-04-13 18:50:00	0,008462	581,2889	1	0,52591	0,017339	0,010969	3,3	279,9	-0,984	0,171	0,057	0,983	-0,184	-0,01	8. Jun.	14	19:07	19:21							
2023-04-13 18:51:00	0,008767	579,2731	1	0,536928	0,017641	0,012865	3,1	280,1	-0,983	0,174	0,054	0,983	-0,185	-0,014	9. Jun.	14	19:09	19:22							
2023-04-13 18:52:00	0,009288	577,2536	1	0,548172	0,017948	0,017037	3	280,3	-0,983	0,178	0,052	0,982	-0,187	-0,018	10. Jun.	11	19:09	19:22							
2023-04-13 18:54:00	0,008833	573,2042	1	0,571354	0,018575	0,008226	2,7	280,6	-0,982	0,185	0,046	0,981	-0,19	-0,026	11. Jun.	12	19:09	19:22							
2023-04-14 18:46:00	0,007799	592,5136	1	0,482643	0,01622	0,009396	4	279,5	-0,984	0,165	0,07	0,983	-0,185	-0,004	12. Jun.	15	19:09	19:23							
2023-04-14 18:48:00	0,007773	588,5381	1	0,503083	0,016793	0,005332	3,7	279,9	-0,983	0,172	0,065	0,982	-0,188	-0,004	13. Jun.	14	19:09	19:23							
2023-04-14 18:49:00	0,009254	586,545	1	0,513618	0,017087	0,021618	3,6	280,1	-0,983	0,175	0,062	0,982	-0,19	-0,008	14. Jun.	15	19:10	19:24							
2023-04-14 18:50:00	0,009572	584,5484	1	0,524368	0,017385	0,023251	3,4	280,3	-0,982	0,178	0,06	0,981	-0,191	-0,012	15. Jun.	14	19:10	19:24							
2023-04-14 18:51:00	0,008602	582,5482	1	0,535338	0,017688	0,010601	3,3	280,5	-0,982	0,182	0,057	0,981	-0,193	-0,016	16. Jun.	13	19:10	19:24							
2023-04-14 18:52:00	0,009527	580,5444	1	0,546533	0,017996	0,019337	3,1	280,7	-0,981	0,185	0,054	0,981	-0,194	-0,02	17. Jun.	14	19:10	19:24							
2023-04-14 18:53:00	0,009833	578,5372	1	0,557956	0,018309	0,020787	3	280,9	-0,981	0,188	0,052	0,98	-0,196	-0,024	18. Jun.	12	19:10	19:24							
2023-04-14 18:54:00	0,009532	576,5264	1	0,569612	0,018626	0,015891	2,8	281,1	-0,98	0,192	0,049	0,98	-0,198	-0,028	19. Jun.	12	19:11	19:25							
2023-04-15 18:46:00	0,008877	595,6814	1	0,471471	0,015929	0,024441	4,3	279,7	-0,983	0,169	0,075	0,982	-0,191	0,007	20. Jun.	12	19:11	19:25							
2023-04-15 18:49:00	0,009879	589,7593	1	0,50117	0,016782	0,029759	3,9	280,3	-0,982	0,179	0,067	0,981	-0,195	-0,005	21. Jun.	14	19:11	19:25							
2023-04-15 18:50:00	0,009622	587,7782	1	0,512191	0,017075	0,025528	3,7	280,5	-0,981	0,182	0,065	0,98	-0,197	-0,009	22. Jun.	14	19:11	19:25							
2023-04-15 18:51:00	0,009549	585,7935	1	0,522896	0,017373	0,023085	3,6	280,7	-0,981	0,186	0,062	0,98	-0,199	-0,013	23. Jun.	12	19:11	19:25							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
 968 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 750 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 218 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2050 Einträgen /-685):
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

