

SolPEG Blendgutachten Solarpark Lendershausen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Lendershausen in Unterfranken (Bayern)**

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

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	6
3.1	Rechtliche Hinweise	6
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	6
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	8
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.5	Standorte für die Analyse	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	11
4	Ergebnisse	14
4.1	Ergebnisübersicht	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, B 303 West.....	14
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, B 303 Mitte.....	15
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, B 303 Ost.....	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Einmündung auf St2275	19
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich.....	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang.....	21 - 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Lendershausen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter ist die SolPEG GmbH durch die Belectric GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Lendershausen“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden 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. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Lendershausen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B303, der St2275 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,2 km südlich der Ortschaft Lendershausen und ca. 10 km nördlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Südlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 303. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1,2 km w südlich der Ortschaft Lendershausen, ca. 10 km nördlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden
Koordinaten (Mitte)	50.125°N, 10.512°O 270 m ü.N.N.
Abstand zur B303	ca. 23 m – 35 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca.170 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

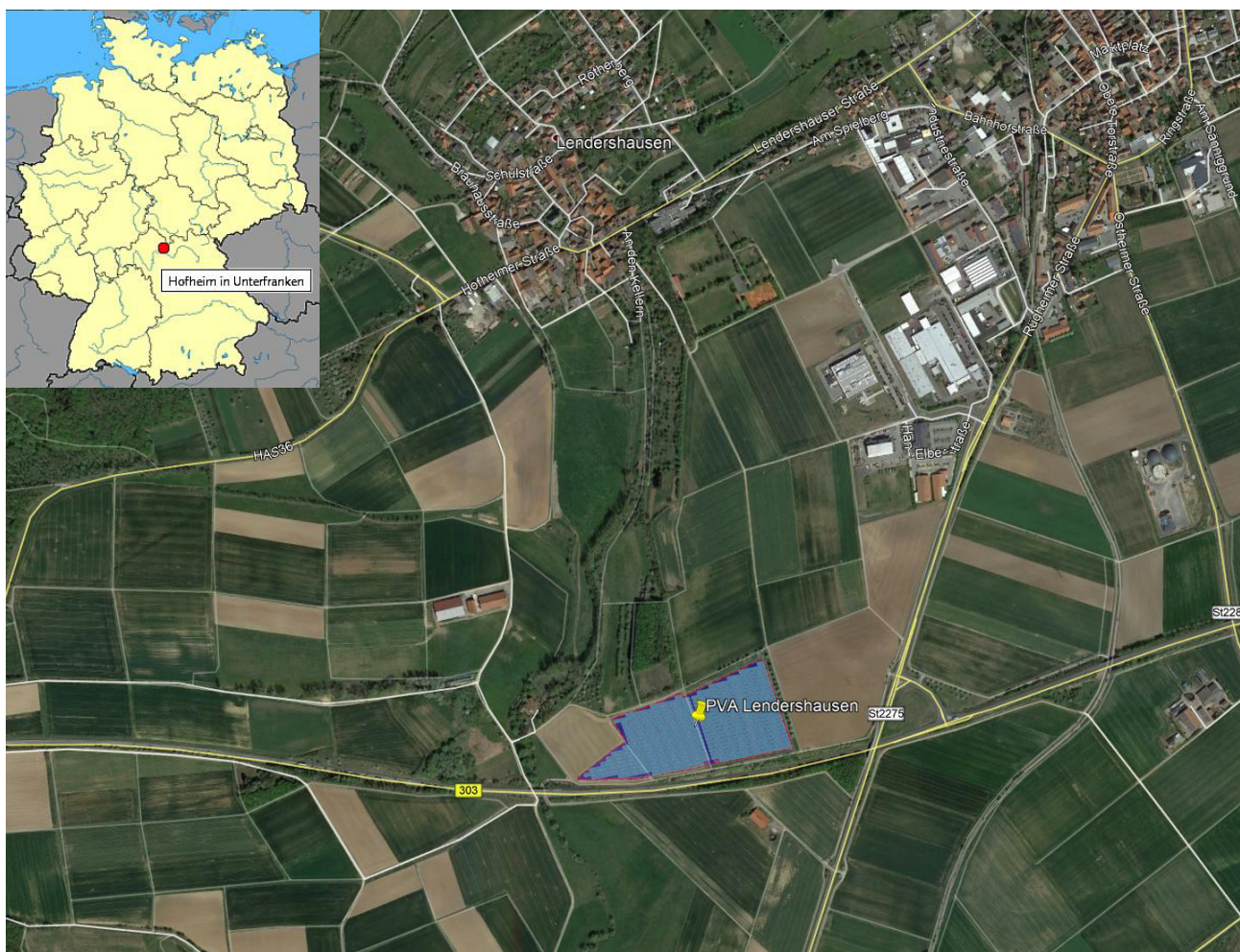


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

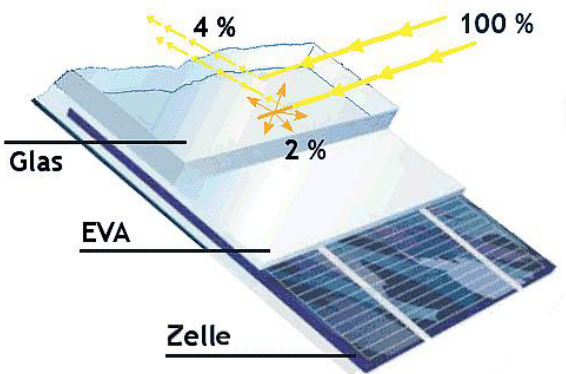


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 diffus reflektiert:



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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

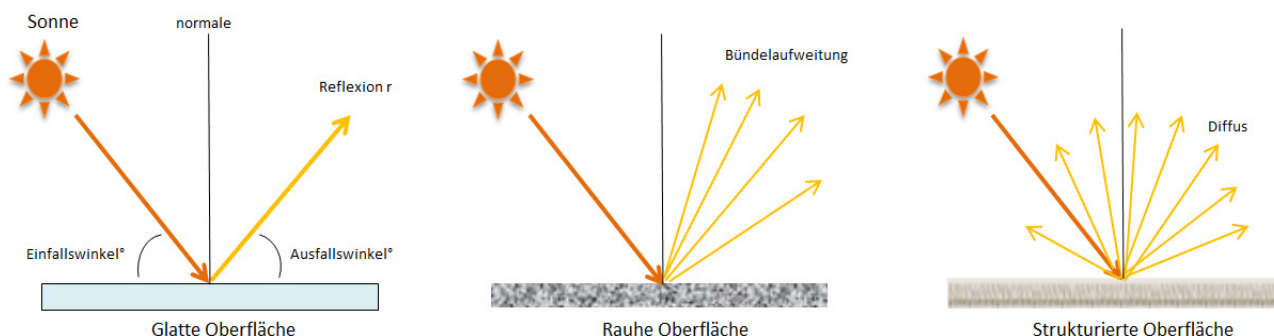


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Canadian Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2266 x 1134 x 35 mm (89.2 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	32.2 kg (71.0 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy

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 FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

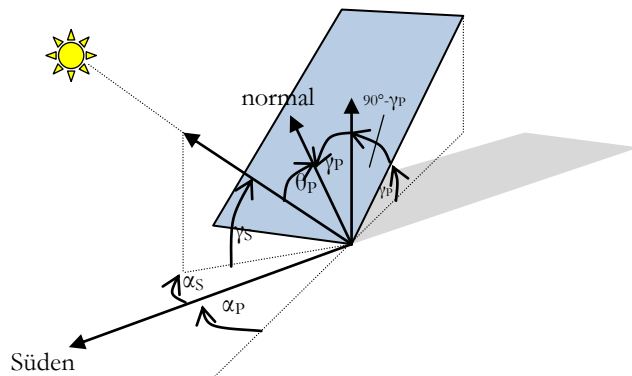


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

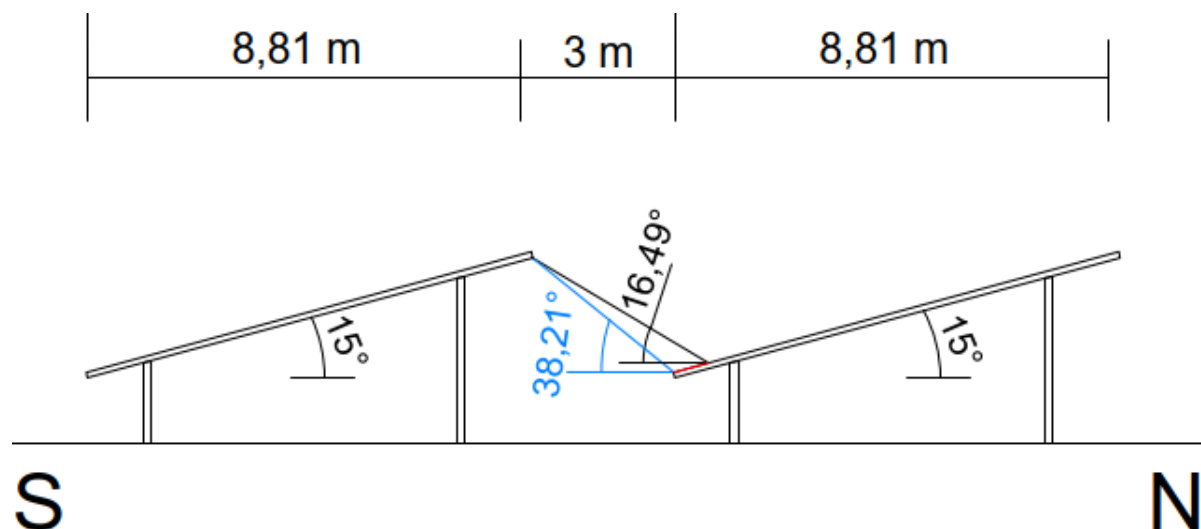


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Candian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander (4P)
Ausrichtung (Azimut)	167° (Süden = 180°)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. ca. 3,15 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°

⁵ 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 wird 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 Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lendershausen wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf der B303, 1 Messpunkt auf der St2275 sowie 1 Messpunkt im Bereich der westlich gelegenen Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden 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 untersuchten Messpunkte:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden 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 belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

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

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

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

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. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 68 % 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.

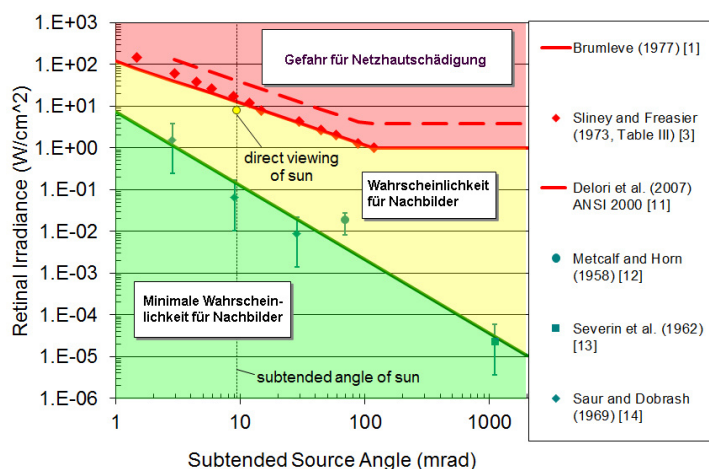


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Lendershausen wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und –dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 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. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	Minuten pro Jahr
P1 Bundesstraße B303 West	-
P2 Bundesstraße B303 Mitte	4188 ^W
P3 Bundesstraße B303 Ost	4823 ^{WG}
P4 Straße St2275, Einmündung	-
P5 Gebäude westlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, B 303 West

Am Messpunkt P1 auf der B 303 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann demnach mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, B 303 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der B 303 können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können theoretisch in der Zeit zwischen dem 12. April und dem 30. August in den Abendstunden zwischen 17:52 – 18:59 Uhr für max. 39 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit $+19^\circ$ bis $+41^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Darüber hinaus besteht in diesem Abschnitt ein natürlicher Sichtschutz durch die Böschung entlang der Fahrbahn. Der Höhenunterschied zwischen Fahrbahn und der PV Anlage beträgt ca. 6 m – 8 m und daher ist in diesem Bereich kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

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

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt beispielhaft die Simulation des Sonnenstandes am Messpunkt P2 am 20. April abends um 18:30 Uhr. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass die tief stehende Sonne selbst die überwiegende Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

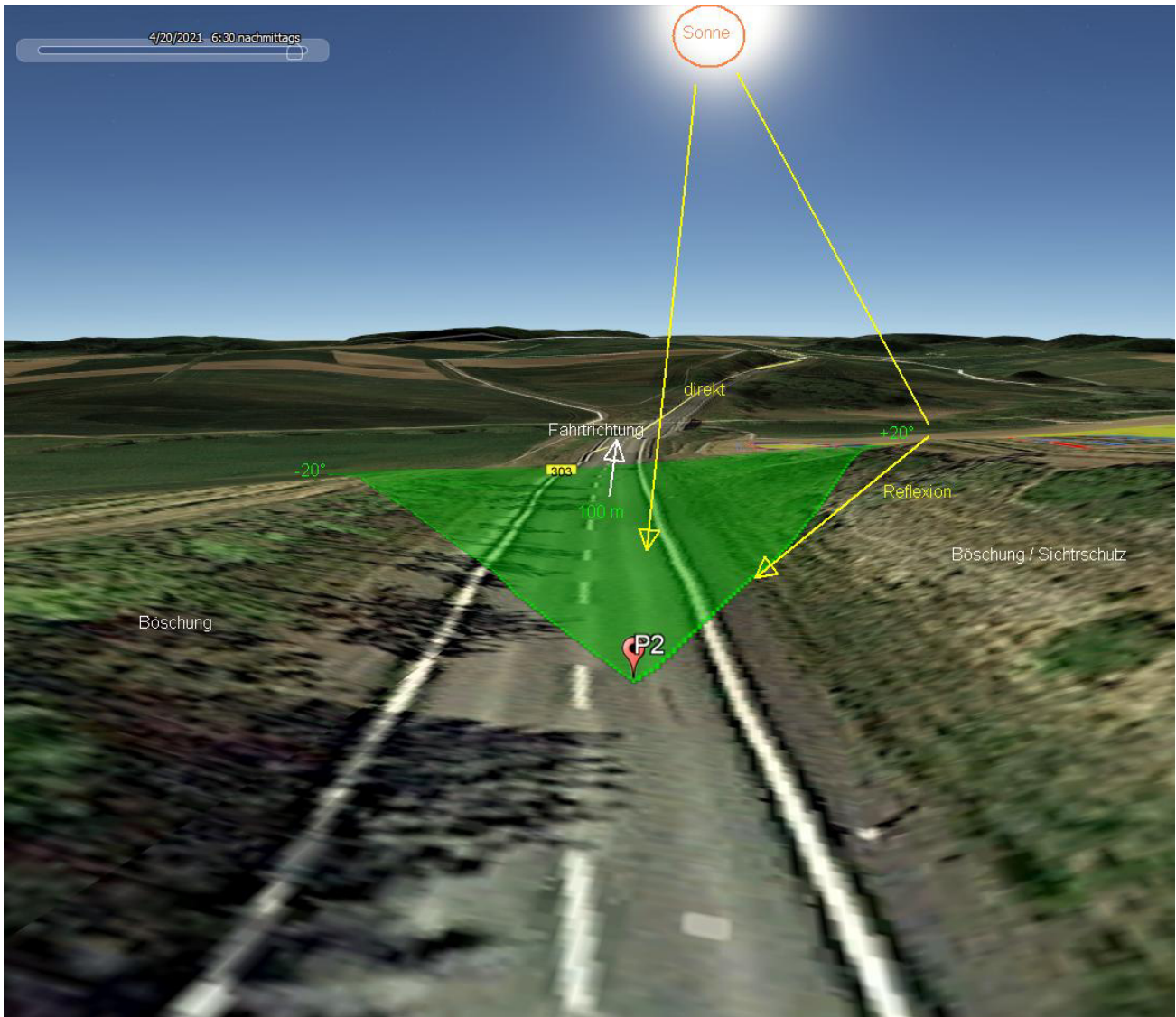


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2, Blick Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die PV Anlage ist aufgrund der Böschung nicht einsehbar und daher können die rechnerisch ermittelten Reflexionen die Fahrzeugführer im Bereich von Messpunkt P2 in der Realität nicht erreichen.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, B 303 Ost

Am Messpunkt P3 auf der Bundesstraße 303 südöstlich der PV Anlage können theoretisch bei der Fahrt Richtung Westen (Humprechtshausen) Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch an insgesamt 4823 Minuten pro Jahr und max. 50 Minuten pro Tag Reflexionen möglich. Diese können nur in bestimmten Jahreszeiten in den Abendstunden zwischen 17:52 Uhr und 19:13 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
12. April	30. August	50	4823	17:52	19:13

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

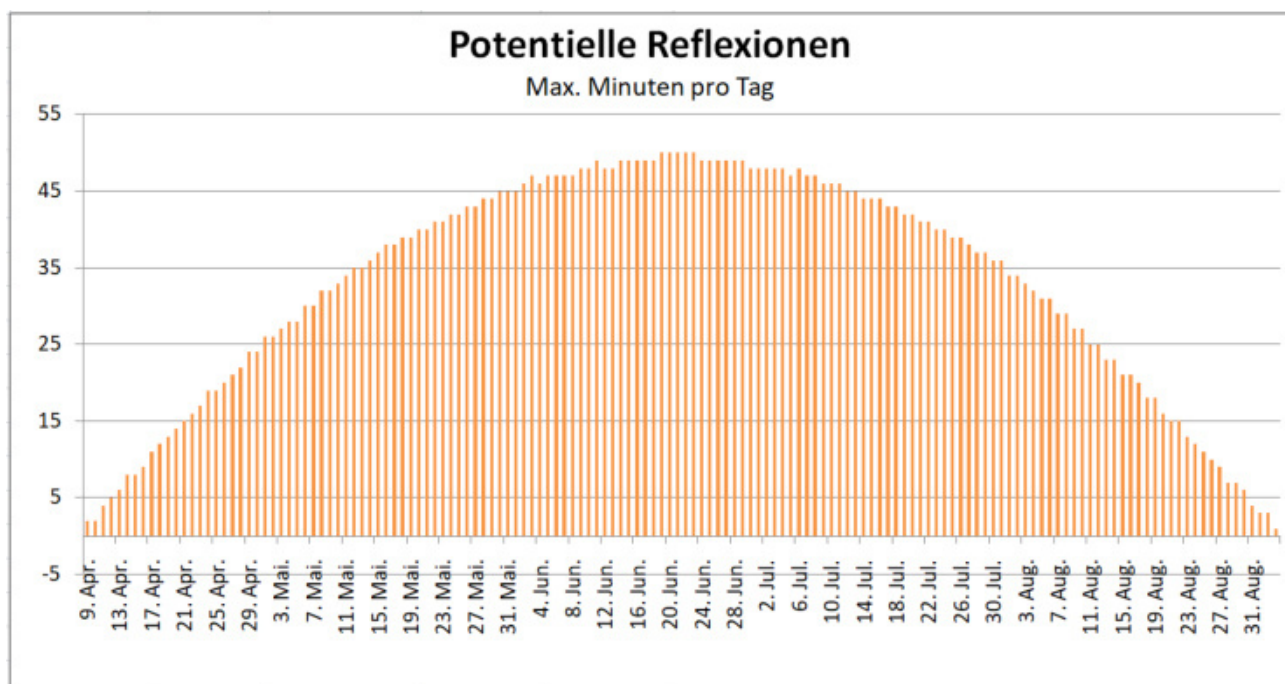


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass in diesem Bereich der B303 eine Böschung entlang der Fahrbahn einen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

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

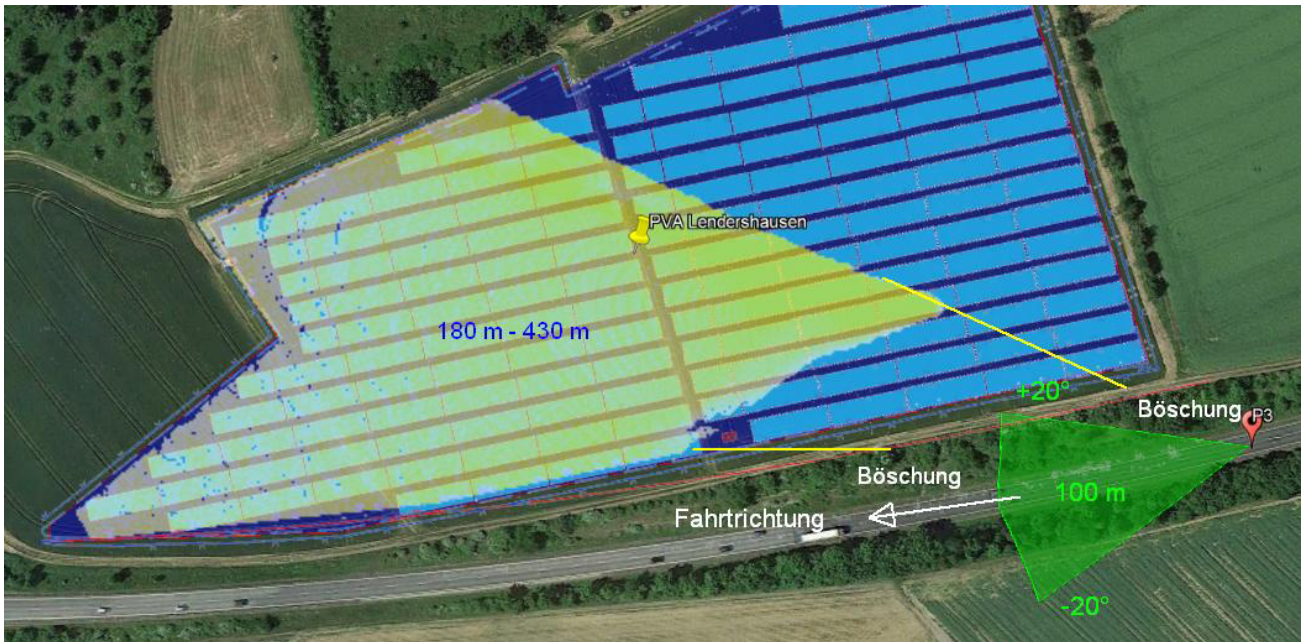


Bild 4.4.2: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass auch in diesem Abschnitt aufgrund der Böschung entlang der Fahrbahn in der Realität kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf.

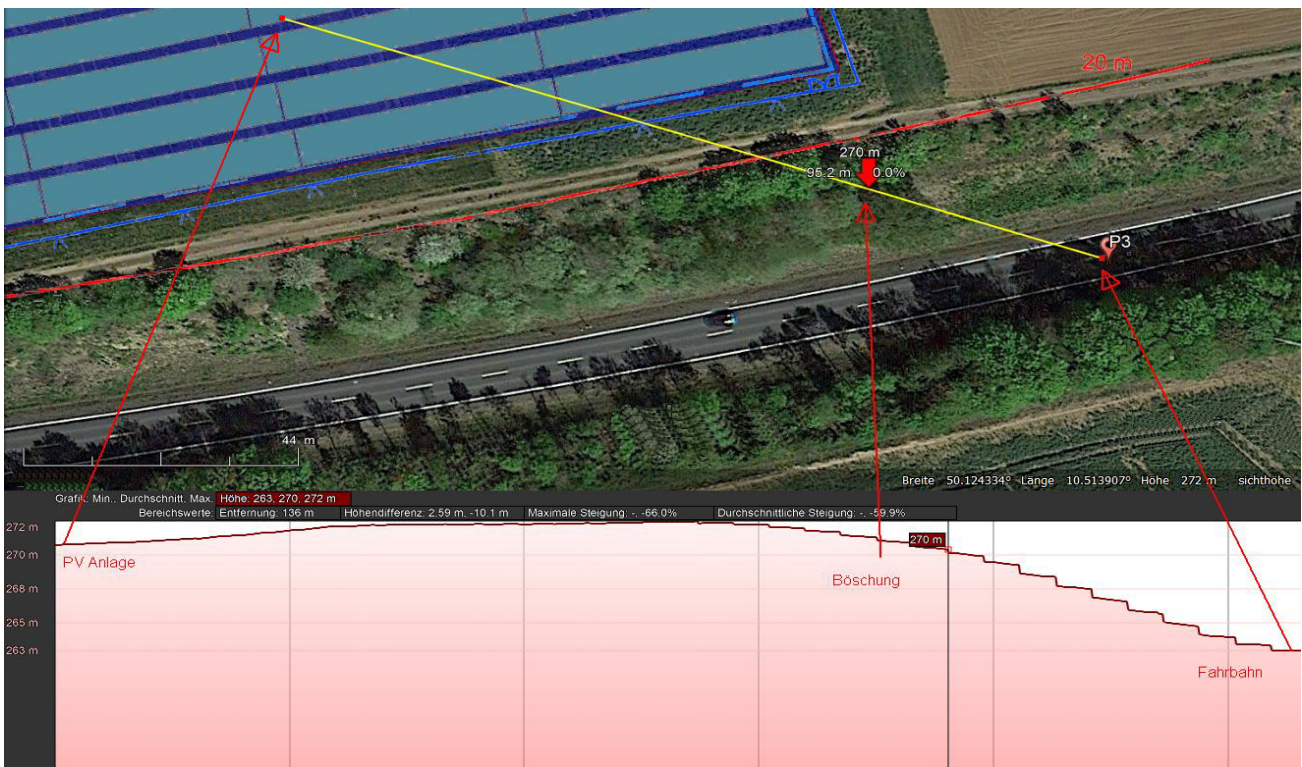


Bild 4.4.3: Geländeverlauf im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Einmündung auf St2275

Messpunkt P4 im Bereich der Einmündung auf die St2275 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da es sich hier um einen sicherheitsrelevanten Standort handelt, an dem erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Der Messpunkt liegt ca. 280 m östlich der PV Anlage und die Simulation des Strahlenverlaufes zeigt keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage. Aufgrund des Höhenunterschiedes von ca. 9 m ist die PV Anlage nicht einsehbar.

Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern kann auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 am 01. Mai abends um 18:30 Uhr, Blick Richtung Westen.

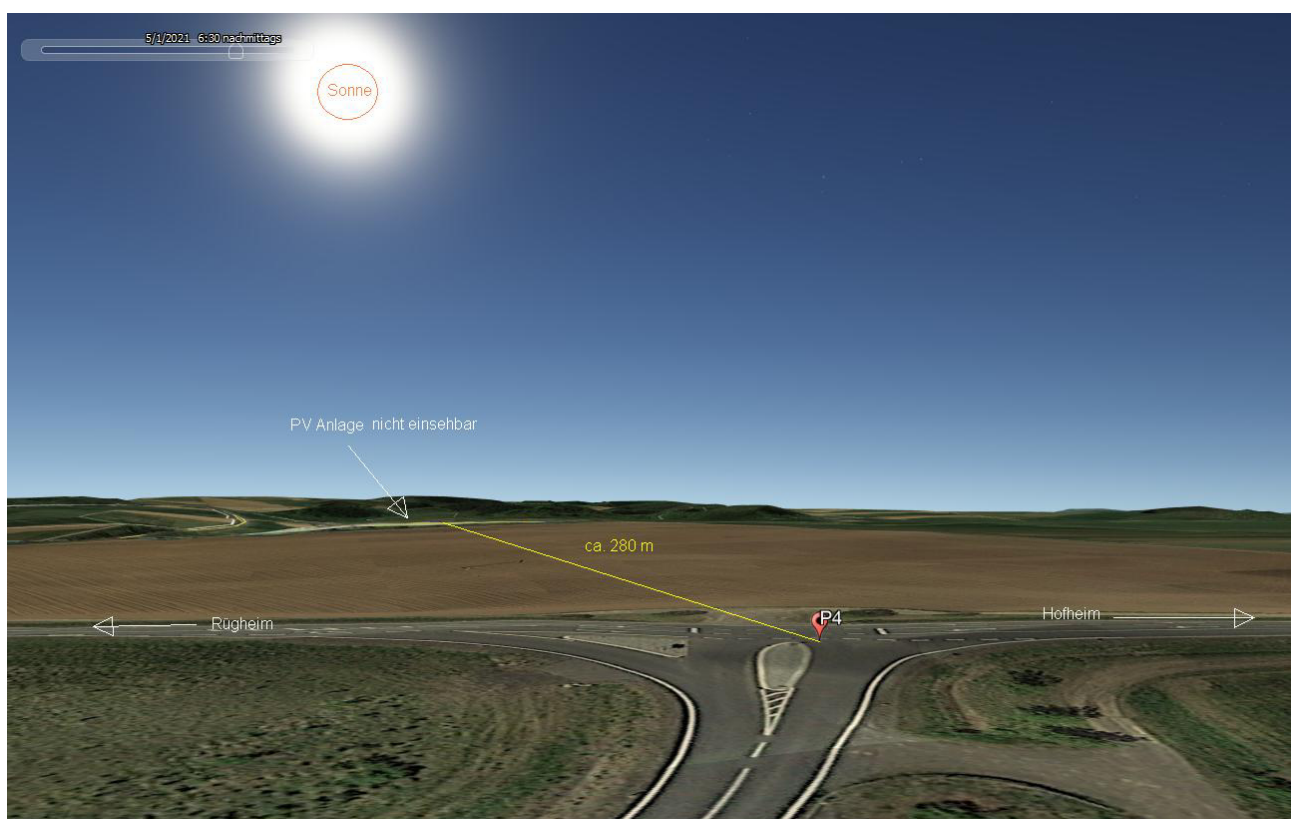


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für Anwohner ist im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Lendershausen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der B303 nur eine geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und wären daher zu vernachlässigen. Entscheidend ist allerdings der Umstand, dass die Böschung entlang der Fahrbahn einen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle verhindert. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die Gebäude westlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufs nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für Anwohner bzw. schutzwürdige Räume im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

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 19.07.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Lendershausen

Solarkraftwerk

Fixed Tilt 15°

Koordinaten 50,1246° N 10,5105° O

Bundesland - Bayern
 Landkreis - Haßberge
 Gemeinde/ Gemarkung - Hofheim i. UFr./ Lendershausen

Legende

- Modultisch (540 Wp)
- Modultisch (545 Wp)
- Zaun
- Tor / Zufahrt
- Umfahrung
- Anlagengrenzung
- Flurstücksgrenze
- 107 Flurstücksnummer
- Höhenlinien
Intervall: 0,25 m
- Trafostation

Flächen/ Längen

Gesamtfläche - 6,13 ha
 umzäunt - 5,78 ha
 bebaubare Fläche - 5,43 ha
 Zaunlänge/ Tor - 1167 m/ 1

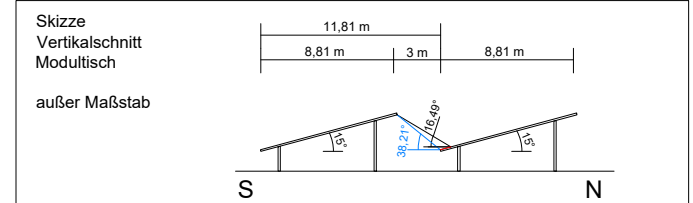
PV Parameter

Anzahl der Modulstrukturen (4 x 26) - 129
 Anzahl der Modulstrukturen (4 x 13) - 18
 Modulanz / Modultyp/ Leistung - 8632 / CS BiHiKu6 6W-540MB-AG / 540 Wp
 Modulanz / Modultyp/ Leistung - 5720 / CS BiHiKu6 6W-545MB-AG / 545 Wp
 Wechselrichter - 25 x SUNGROW SG250HX

Anlagenleistung - 7,778680 MWp-DC

Bauweise und Planungsparameter

Baureihe - Fixed Tilt 15°, 4 Module Portrait
 Modulverschaltung - 26 / Strang
 Anlagendrehung - 12,92° nach SO
 Verschaltung - 1,19 Module
 Sonnenwinkel / Verschattungsw. - 16,49° / 38,21°



Vorplanung Ausführung
 Entwurf Bestand

Rev	Änderungen an der Zeichnung	Name	Datum	geprüft	Datum
V11	Umplanung Candian Solar Module	CH	21.04.22	ÜA	21.04.22
V10	Umplanung Yingli Module	ÜA	14.12.21	FM	14.12.21
V09	Umplanung 4 Module Portrait, 15°	ÜA	21.10.21	FM	21.10.21
V08	Anpassung Modulneigung und Reihenabstand	ÜA	16.06.21	AR	16.06.21
V07	Neue WR und Anpassung der MVS	ÜA	28.05.21	FM	28.05.21

Vorplanung
 Maßstab 1:2000 A3

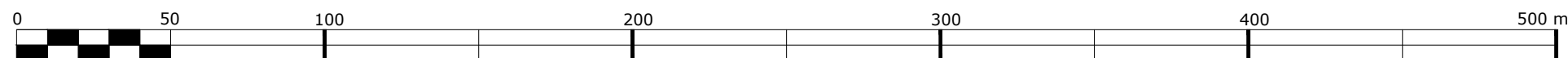


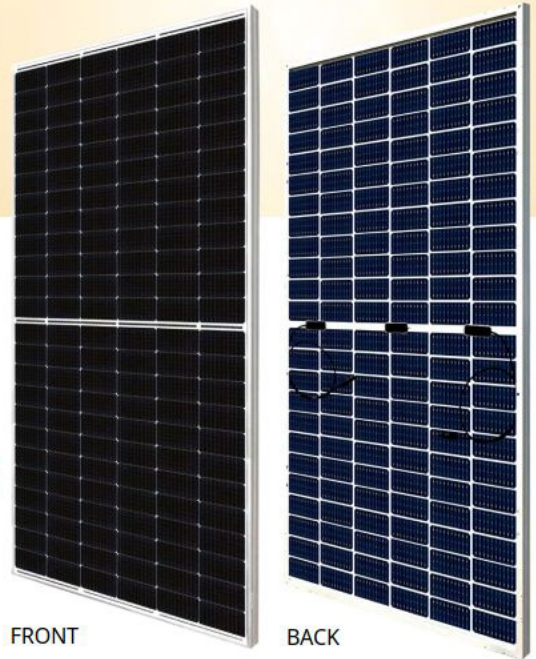
01-01_Lendershausen_V11

.....
 Datum, Unterschrift
 Thomas Dorsch
 BELECTRIC

BELECTRIC GmbH
 Wadenbrunner Str. 10
 97509 Kolitzheim
 Tel. +49 (0)9385 9804-0
 Fax. +49 (0)9385 9804-590

Diese Zeichnung darf nicht vervielfältigt oder dritten Personen oder Konkurrenzfirmen ohne Erlaubnis zugänglich gemacht werden. Die Vervielfältigung, Verbreitung und Verwertung dieses Dokuments sowie die Übermittlung seines Inhalts sind ohne ausdrückliche Genehmigung untersagt. Zuwiderhandlungen verpflichten und können mit bis zu 50% der Projektkosten bestraft werden.





FRONT

BACK

BiHiKu6

520 W ~ 550 W

BIFACIAL MONO PERC

CS6W-520 | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550MB-AG

MORE POWER



Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.4 %



Up to 12.3 % lower LCOE
Up to 5.2 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



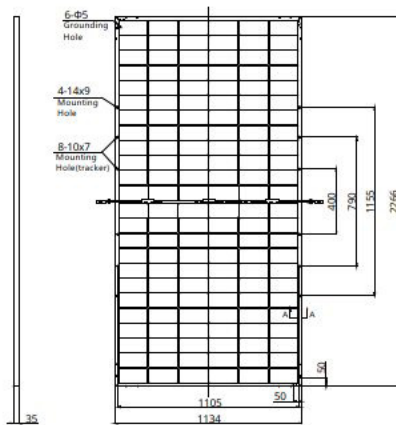
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

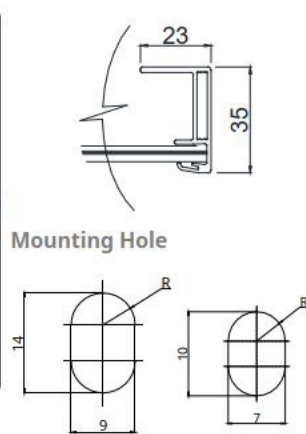
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

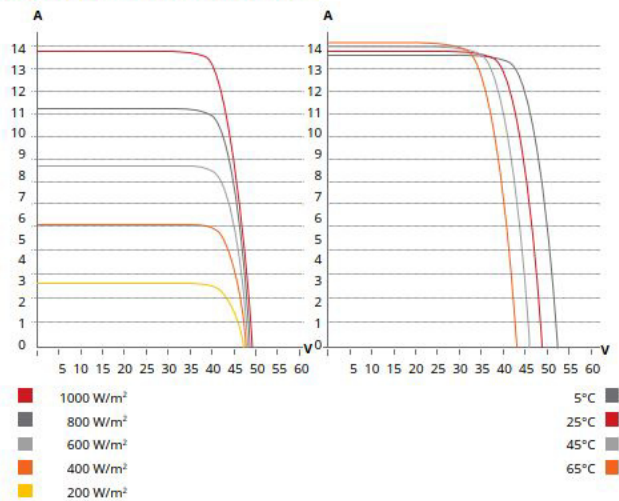
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS6W-530MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS6W-520MB-AG		520 W	40.5 V	12.84 A	48.4 V	13.70 A	20.2%	
	Bifacial Gain**	5%	546 W	40.5 V	13.48 A	48.4 V	14.39 A	21.2%
		10%	572 W	40.5 V	14.12 A	48.4 V	15.07 A	22.3%
		20%	624 W	40.5 V	15.41 A	48.4 V	16.44 A	24.3%
CS6W-525MB-AG		525 W	40.7 V	12.90 A	48.6 V	13.75 A	20.4%	
	Bifacial Gain**	5%	551 W	40.7 V	13.55 A	48.6 V	14.44 A	21.4%
		10%	578 W	40.7 V	14.21 A	48.6 V	15.13 A	22.5%
		20%	630 W	40.7 V	15.48 A	48.6 V	16.50 A	24.5%
CS6W-530MB-AG		530 W	40.9 V	12.96 A	48.8 V	13.80 A	20.6%	
	Bifacial Gain**	5%	557 W	40.9 V	13.62 A	48.8 V	14.49 A	21.7%
		10%	583 W	40.9 V	14.26 A	48.8 V	15.18 A	22.7%
		20%	636 W	40.9 V	15.55 A	48.8 V	16.56 A	24.8%
CS6W-535MB-AG		535 W	41.1 V	13.02 A	49.0 V	13.85 A	20.8%	
	Bifacial Gain**	5%	562 W	41.1 V	13.68 A	49.0 V	14.54 A	21.9%
		10%	589 W	41.1 V	14.34 A	49.0 V	15.24 A	22.9%
		20%	642 W	41.1 V	15.62 A	49.0 V	16.62 A	25.0%
CS6W-540MB-AG		540 W	41.3 V	13.08 A	49.2 V	13.90 A	21.0%	
	Bifacial Gain**	5%	567 W	41.3 V	13.73 A	49.2 V	14.60 A	22.1%
		10%	594 W	41.3 V	14.39 A	49.2 V	15.29 A	23.1%
		20%	648 W	41.3 V	15.70 A	49.2 V	16.68 A	25.2%
CS6W-545MB-AG		545 W	41.5 V	13.14 A	49.4 V	13.95 A	21.2%	
	Bifacial Gain**	5%	572 W	41.5 V	13.80 A	49.4 V	14.65 A	22.3%
		10%	600 W	41.5 V	14.46 A	49.4 V	15.35 A	23.3%
		20%	654 W	41.5 V	15.77 A	49.4 V	16.74 A	25.5%
CS6W-550MB-AG		550 W	41.7 V	13.20 A	49.6 V	14.00 A	21.4%	
	Bifacial Gain**	5%	578 W	41.7 V	13.87 A	49.6 V	14.70 A	22.5%
		10%	605 W	41.7 V	14.52 A	49.6 V	15.40 A	23.5%
		20%	660 W	41.7 V	15.84 A	49.6 V	16.80 A	25.7%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	30 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5\%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS6W-520MB-AG	390 W	38.0 V	10.27 A	45.7 V	11.05 A
CS6W-525MB-AG	394 W	38.2 V	10.32 A	45.9 V	11.09 A
CS6W-530MB-AG	397 W	38.3 V	10.38 A	46.1 V	11.13 A
CS6W-535MB-AG	401 W	38.5 V	10.42 A	46.3 V	11.17 A
CS6W-540MB-AG	405 W	38.7 V	10.47 A	46.5 V	11.21 A
CS6W-545MB-AG	409 W	38.9 V	10.52 A	46.7 V	11.25 A
CS6W-550MB-AG	412 W	39.1 V	10.55 A	46.9 V	11.29 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2266 x 1134 x 35 mm (89.2 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	32.2 kg (71.0 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)

Cable Length (Including Connector) 410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*

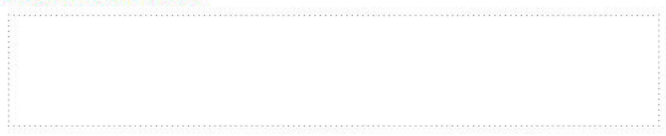
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces or 540 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 \pm 3°C

PARTNER SECTION



FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Lendershausen_15**
 Site configuration: **Lendershausen_15**

Created 21 Jul, 2022
 Updated 21 Jul, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Site ID 72862.12829
 Category 500 kW to 1 MW
 (1,000 kW / 32,400 m² limit)
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Ocular transmission coefficient 0.5
 Pupil diameter 0.002 m
 Eye focal length 0.017 m
 Sun subtended angle 9.3 mrad
 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	180.0	0	0.0	13,716	228.6	-

Total annual 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	0	0.0	2,333	38.9
OP 2	0	0.0	6,278	104.6
OP 3	0	0.0	5,105	85.1
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.123941	10.508539	248.35	2.00	250.35
2	50.124463	10.509869	258.30	2.00	260.30
3	50.124649	10.511253	266.01	2.00	268.01
4	50.125069	10.514204	275.09	2.00	277.09
5	50.124450	10.514558	272.62	2.00	274.62
6	50.123858	10.510427	256.82	2.00	258.82
7	50.123837	10.508560	248.46	2.00	250.46

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	50.123611	10.508047	247.89	0.00
OP 2	2	50.123789	10.511781	258.61	0.00
OP 3	3	50.124188	10.515042	263.36	0.00
OP 4	4	50.125770	10.517590	268.42	0.00
OP 5	5	50.125151	10.507182	250.45	0.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	15.0	180.0	0	0.0	13,716	228.6	-

Total annual 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	0	0.0	2,333	38.9
OP 2	0	0.0	6,278	104.6
OP 3	0	0.0	5,105	85.1
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

PV: PV Feld potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

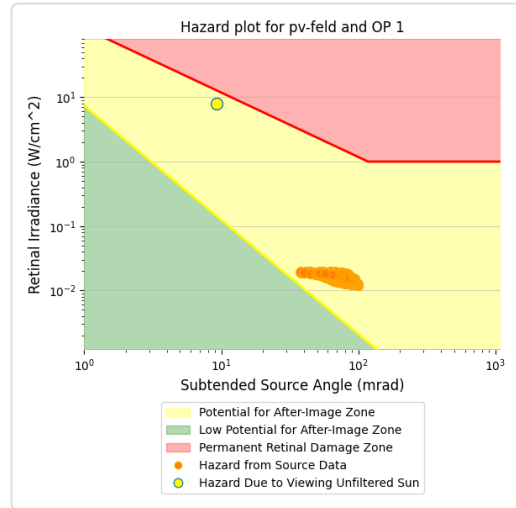
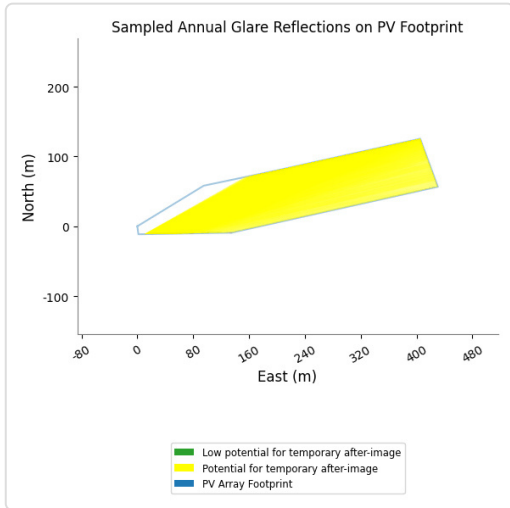
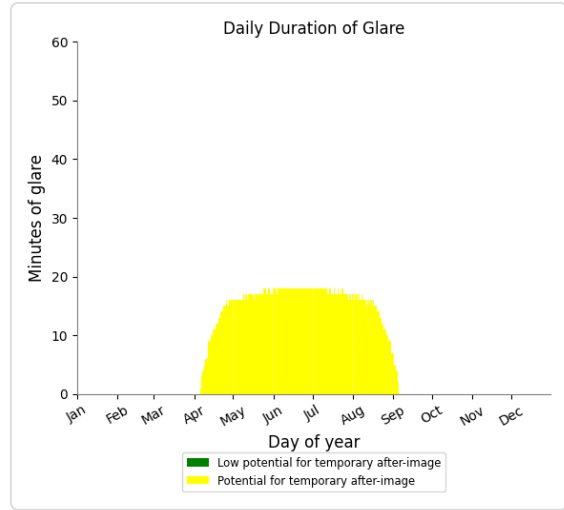
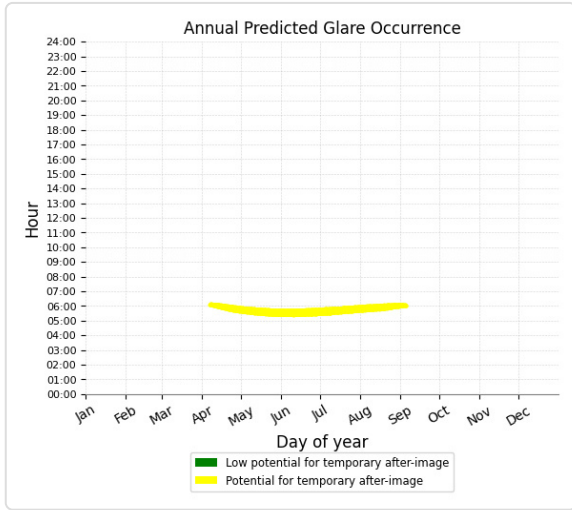
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	2,333	38.9
OP 2	0	0.0	6,278	104.6
OP 3	0	0.0	5,105	85.1
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

PV Feld and OP 1

Receptor type: Observation Point

2,333 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

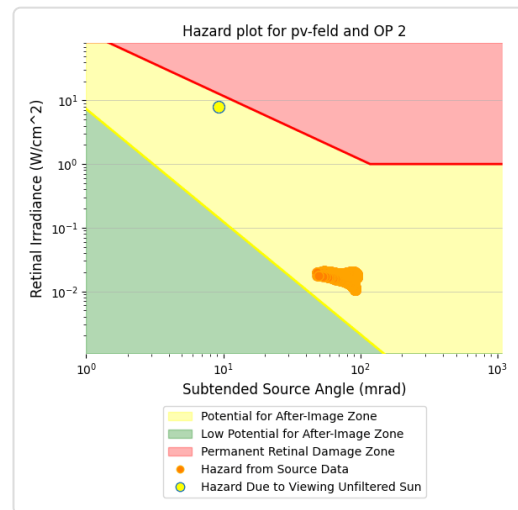
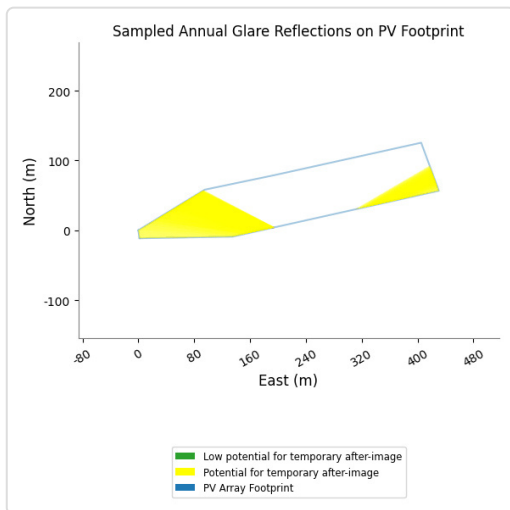
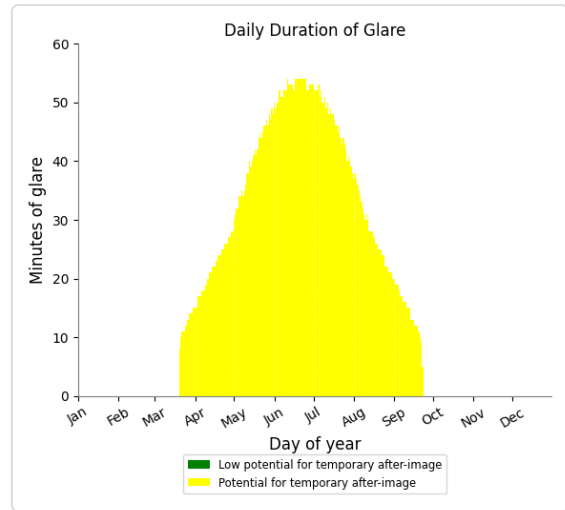
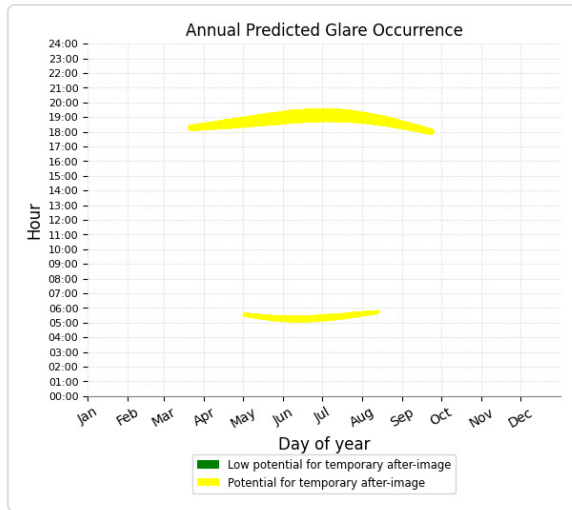


PV Feld and OP 2

Receptor type: Observation Point

6,278 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

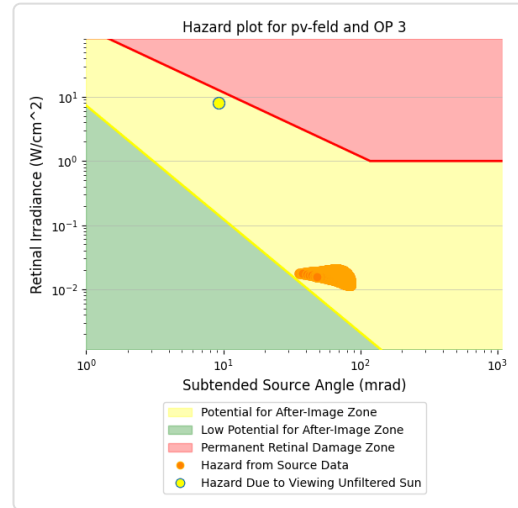
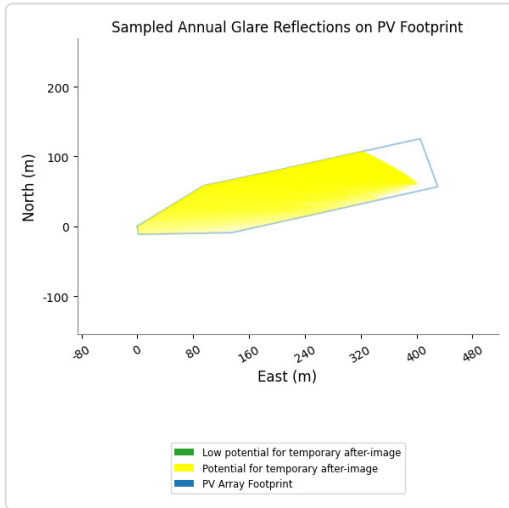
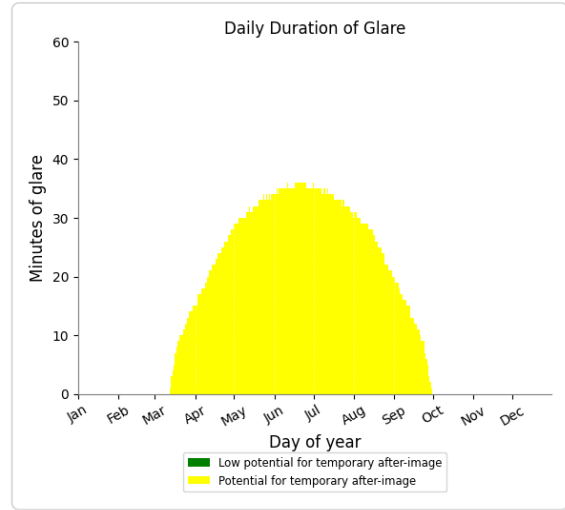
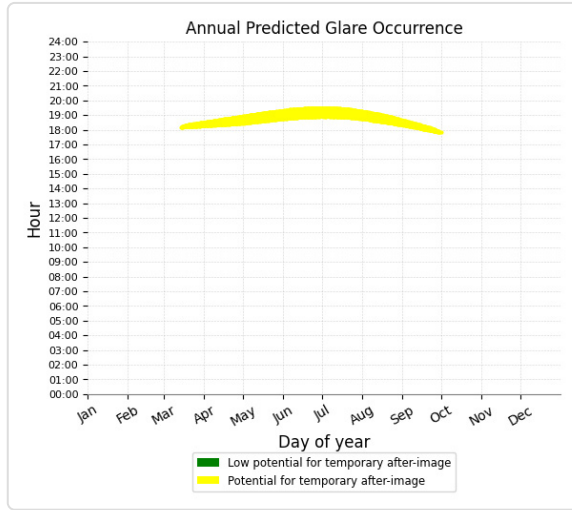


PV Feld and OP 3

Receptor type: Observation Point

5,105 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



PV Feld and OP 4

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV Feld and OP 5

Receptor type: Observation Point

No glare found

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 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

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

	Cornel 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	Seite	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2022-03-10 17:53:00	0,012336	569,8724	2	0,536959	0,017356	0,046949	2	260	-0,984	-0,173	0,036	0,987	0,163	0,005		9. Apr.	2	17:51	17:52	12.04.2022	30.08.2022	50	4823	17:52	19:13	
2022-03-10 17:54:00	0,012196	567,4243	2	0,5485	0,017653	0,044461	1,9	260,2	-0,985	-0,17	0,033	0,987	0,161	0,001		10. Apr.	2	17:52	17:53							
2022-03-10 17:55:00	0,011993	564,9711	2	0,560293	0,017954	0,041146	1,7	260,4	-0,986	-0,167	0,03	0,987	0,16	-0,004		11. Apr.	4	17:52	17:55							
2022-03-10 17:56:00	0,011702	562,5129	2	0,572343	0,01826	0,037699	1,6	260,6	-0,986	-0,163	0,027	0,987	0,158	-0,008		12. Apr.	5	17:53	17:57							
2022-03-11 17:48:00	0,012497	585,9859	2	0,471231	0,015662	0,056725	3,1	259,3	-0,981	-0,185	0,055	0,986	0,164	0,027		13. Apr.	6	17:53	17:58							
2022-03-11 17:49:00	0,012525	583,5859	2	0,48135	0,015933	0,055493	3	259,5	-0,982	-0,182	0,052	0,986	0,163	0,023		14. Apr.	8	17:53	18:00							
2022-03-11 17:50:00	0,012539	581,1808	2	0,491691	0,016208	0,054165	2,8	259,7	-0,983	-0,179	0,049	0,987	0,161	0,019		15. Apr.	8	17:54	18:01							
2022-03-11 17:51:00	0,012532	578,7707	2	0,502256	0,016487	0,052684	2,7	259,9	-0,983	-0,176	0,046	0,987	0,16	0,015		16. Apr.	9	17:54	18:02							
2022-03-11 17:52:00	0,012501	576,3555	2	0,513052	0,016772	0,051031	2,5	260,1	-0,984	-0,172	0,044	0,987	0,158	0,011		17. Apr.	11	17:54	18:04							
2022-03-11 17:53:00	0,012445	573,9352	2	0,524084	0,01706	0,049196	2,3	260,3	-0,985	-0,169	0,041	0,988	0,157	0,007		18. Apr.	12	17:55	18:06							
2022-03-11 17:54:00	0,012374	571,5099	2	0,535355	0,017354	0,047226	2,2	260,5	-0,985	-0,166	0,038	0,988	0,155	0,003		19. Apr.	13	17:55	18:07							
2022-03-11 17:55:00	0,012243	569,0796	2	0,546873	0,017651	0,044806	2	260,6	-0,986	-0,162	0,035	0,988	0,153	-0,001		20. Apr.	14	17:55	18:08							
2022-03-11 17:56:00	0,012053	566,6443	2	0,558641	0,017954	0,041906	1,9	260,8	-0,987	-0,159	0,033	0,988	0,152	-0,005		21. Apr.	15	17:56	18:10							
2022-03-11 17:57:00	0,011786	564,2041	2	0,570666	0,018262	0,038352	1,7	261	-0,987	-0,156	0,03	0,989	0,15	-0,009		22. Apr.	16	17:56	18:11							
2022-03-12 17:46:00	0,012336	594,5982	2	0,440728	0,014863	0,059922	3,8	259,2	-0,98	-0,188	0,066	0,986	0,161	0,038		23. Apr.	17	17:57	18:13							
2022-03-12 17:47:00	0,012383	592,2309	2	0,450193	0,015122	0,05884	3,6	259,4	-0,981	-0,184	0,063	0,987	0,159	0,034		24. Apr.	19	17:57	18:15							
2022-03-12 17:48:00	0,012424	589,8584	2	0,459865	0,015385	0,057701	3,4	259,5	-0,982	-0,181	0,06	0,987	0,158	0,03		25. Apr.	19	17:57	18:15							
2022-03-12 17:49:00	0,012464	587,4809	2	0,469747	0,015652	0,056558	3,3	259,7	-0,982	-0,178	0,057	0,987	0,156	0,026		26. Apr.	20	17:58	18:17							
2022-03-12 17:50:00	0,012502	585,0982	2	0,479845	0,015924	0,055389	3,1	259,9	-0,983	-0,175	0,055	0,988	0,155	0,022		27. Apr.	21	17:58	18:18							
2022-03-12 17:51:00	0,012518	582,7105	2	0,490163	0,0162	0,054064	3	260,1	-0,984	-0,171	0,052	0,988	0,153	0,018		28. Apr.	22	17:59	18:20							
2022-03-12 17:52:00	0,012509	580,3178	2	0,500706	0,016481	0,052565	2,8	260,3	-0,985	-0,168	0,049	0,988	0,152	0,014		29. Apr.	24	17:59	18:22							
2022-03-12 17:53:00	0,012481	577,92	2	0,511478	0,016766	0,05093	2,7	260,5	-0,985	-0,165	0,046	0,989	0,15	0,009		30. Apr.	24	18:00	18:23							
2022-03-12 17:54:00	0,012448	575,5172	2	0,522486	0,017055	0,049238	2,5	260,7	-0,986	-0,161	0,044	0,989	0,149	0,005		1. Mai.	26	17:59	18:24							
2022-03-12 17:55:00	0,01238	573,1095	2	0,533733	0,017349	0,047292	2,3	260,9	-0,987	-0,158	0,041	0,989	0,147	0,001		2. Mai.	26	18:00	18:25							
2022-03-12 17:56:00	0,012264	570,6968	2	0,545226	0,017648	0,04497	2,2	261,1	-0,987	-0,155	0,038	0,989	0,146	-0,003		3. Mai.	27	18:01	18:27							
2022-03-12 17:57:00	0,012096	568,2791	2	0,556968	0,017952	0,042238	2	261,3	-0,988	-0,151	0,035	0,99	0,144	-0,007		4. Mai.	28	18:01	18:28							
2022-03-12 17:58:00	0,011854	565,8565	2	0,568967	0,018261	0,038876	1,9	261,5	-0,988	-0,148	0,032	0,99	0,143	-0,011		5. Mai.	28	18:02	18:29							
2022-03-13 17:45:00	0,012154	600,6932	2	0,421012	0,014344	0,06158	4,2	259,2	-0,98	-0,187	0,074	0,987	0,156	0,045		6. Mai.	30	18:02	18:31							
2022-03-13 17:46:00	0,012218	598,353	2	0,430057	0,014595	0,060618	4,1	259,4	-0,98	-0,183	0,071	0,987	0,154	0,04		7. Mai.	30	18:03	18:32							
2022-03-13 17:47:00	0,012266	596,0077	2	0,4393	0,01485	0,059535	3,9	259,6	-0,981	-0,18	0,068	0,988	0,153	0,036		8. Mai.	32	18:03	18:34							
2022-03-13 17:48:00	0,012307	593,6572	2	0,448744	0,01511	0,058406	3,8	259,8	-0,982	-0,177	0,065	0,988	0,151	0,032		9. Mai.	32	18:04	18:35							
2022-03-13 17:49:00	0,012356	591,3017	2	0,458394	0,015373	0,057317	3,6	260	-0,983	-0,173	0,063	0,988	0,15	0,028		10. Mai.	33	18:04	18:36							
2022-03-13 17:50:00	0,012407	588,9412	2	0,468254	0,015641	0,056234	3,4	260,2	-0,984	-0,17	0,06	0,989	0,148	0,024		11. Mai.	34	18:05	18:38							
2022-03-13 17:51:00	0,012442	586,5756	2	0,478329	0,015914	0,055045	3,3	260,4	-0,984	-0,167	0,057	0,989	0,147	0,02		12. Mai.	35	18:05	18:39							
2022-03-13 17:52:00	0,012457	584,2049	2	0,488623	0,016191	0,053705	3,1	260,6	-0,985	-0,164	0,054	0,989	0,145	0,016		13. Mai.	35	18:06	18:40							
2022-03-13 17:53:00	0,012452	581,8293	2	0,499142	0,016472	0,052228	3	260,8	-0,986	-0,16	0,052	0,99	0,144	0,012		14. Mai.	36	18:06	18:41							
2022-03-13 17:54:00	0,012446	579,4487	2	0,509891	0,016758	0,050729	2,8	261	-0,986	-0,157	0,049	0,99	0,142	0,008		15. Mai.	37	18:07	18:43							
2022-03-13 17:55:00	0,012418	577,0632	2	0,520873	0,017048	0,04907	2,6	261,2	-0,987	-0,154	0,046	0,99	0,141	0,004		16. Mai.	38	18:07	18:44							
2022-03-13 17:56:00	0,01236	574,6727	2	0,532095	0,017343	0,047182	2,5	261,3	-0,988	-0,15	0,043	0,99	0,139	0		17. Mai.	38	18:08	18:45							
2022-03-13 17:57:00	0,012266	572,2773	2	0,543561	0,017643	0,045017	2,3	261,5	-0,988	-0,147	0,041	0,99	0,138	-0,004		18. Mai.	39	18:08	18:46							
2022-03-13 17:58:00	0,012122	569,8771	2	0,555278	0,017948	0,042452	2,2	261,7	-0,989	-0,144	0,038	0,991	0,136	-0,008		19. Mai.	39	18:09	18:47							
2022-03-13 17:59:00	0,011902	567,4719	2	0,567249	0,018257	0,039263	2	261,9	-0,989	-0,14	0,035	0,991	0,135	-0,012		20. Mai.	40	18:09	18:48							
2022-03-14 17:43:00	0,011991	608,9775	2	0,402147	0,01389	0,063059	4,7	259,3	-0,979	-0,185	0,082	0,987	0,151	0,051		21. Mai.	40	18:10	18:49							
2022-03-14 17:44:00	0,012042	606,6692	2	0,410791	0,014135	0,062011	4,5	259,5	-0,98	-0,182	0,079	0,988	0,149	0,047		22. Mai.	41	18:10	18:50							
2022-03-14 17:45:00	0,012105	604,3557	2	0,419622	0,014384	0,061037	4,4	259,7	-0,981	-0,179	0,076	0,988	0,148	0,043		23. Mai.	41	18:11	18:51							
2022-03-14 17:46:00	0,012157	602,0371	2	0,428646	0,014637	0,059986	4,2	259,9	-0,982	-0,176	0,074	0,988	0,146	0,039		24. Mai.	42	18:11	18:52							
2022-03-14 17:47:00	0,012201	599,7134	2	0,437867	0,014894	0,05887	4,1	260,1	-0,982	-0,172	0,071	0,989	0,145	0,035		25. Mai.	42	18:12	18:53							
2022-03-14 17:48:00	0,012251	597,3847	2	0,447289	0,015155	0,057787	3,9	260,2	-0,983	-0,169	0,068	0,989	0,143	0,031		26. Mai.	43	18:12	18:54							
2022-03-14 17:49:00	0,012308	595,0509	2	0,456916	0,015421	0,056748	3,7	260,4	-0,984	-0,166	0,065	0,99	0,142	0,027		27. Mai.	43	18:13	18:55							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
4823 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
3407 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)<

	Corneal Irradiance		Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Anzahl		Ende	Messpunkt OP 2
	Tag	Minuten																Start	Zeitraum		
2022-03-29 17:53:00	0,013592	634,134	2	0,374945	0,013486	0,074826	7,1	265,8	-0,99	-0,072	0,124	0,999	0,031	0,031	0,031	0,031	8. Apr.	1	17:51	17:51	
2022-03-29 17:54:00	0,013777	632,0588	2	0,383059	0,013732	0,074485	7	266	-0,99	-0,069	0,121	0,999	0,03	0,027	0,027	0,027	9. Apr.	2	17:51	17:52	
2022-03-29 17:55:00	0,013938	629,9789	2	0,391349	0,013983	0,074009	6,8	266,2	-0,991	-0,065	0,119	0,999	0,028	0,023	0,023	0,023	10. Apr.	2	17:52	17:53	
2022-03-29 17:56:00	0,014094	627,8946	2	0,399819	0,014239	0,073499	6,6	266,4	-0,991	-0,062	0,116	0,999	0,027	0,019	0,019	0,019	11. Apr.	4	17:52	17:55	
2022-03-29 17:57:00	0,014232	625,8058	2	0,408471	0,014498	0,072881	6,5	266,6	-0,992	-0,059	0,113	1	0,025	0,015	0,015	0,015	12. Apr.	5	17:53	17:57	
2022-03-29 17:58:00	0,014342	623,7124	2	0,41731	0,014763	0,072112	6,3	266,8	-0,992	-0,055	0,111	1	0,024	0,011	0,011	0,011	13. Apr.	6	17:53	17:58	
2022-03-29 17:59:00	0,014417	621,6146	2	0,426341	0,015031	0,071154	6,2	267	-0,993	-0,052	0,107	1	0,022	0,007	0,007	0,007	14. Apr.	8	17:53	18:00	
2022-03-30 17:49:00	0,01306	645,3012	2	0,34317	0,01256	0,077082	7,9	265,5	-0,987	-0,077	0,138	0,999	0,07029	0,046	0,046	0,046	15. Apr.	8	17:54	18:01	
2022-03-30 17:50:00	0,013282	643,2617	2	0,350597	0,012791	0,076986	7,8	265,7	-0,988	-0,074	0,135	0,999	0,028	0,042	0,042	0,042	16. Apr.	9	17:54	18:02	
2022-03-30 17:51:00	0,013495	641,2177	2	0,358185	0,013027	0,076814	7,6	265,9	-0,989	-0,071	0,132	0,999	0,026	0,038	0,038	0,038	17. Apr.	11	17:54	18:04	
2022-03-30 17:52:00	0,013698	639,1691	2	0,365936	0,013266	0,076582	7,4	266,1	-0,989	-0,067	0,129	0,999	0,025	0,034	0,034	0,034	18. Apr.	12	17:55	18:06	
2022-03-30 17:53:00	0,013889	637,116	2	0,373856	0,01351	0,076267	7,3	266,3	-0,99	-0,064	0,127	0,999	0,023	0,03	0,03	0,03	19. Apr.	13	17:55	18:07	
2022-03-30 17:54:00	0,014075	635,0584	2	0,381946	0,013757	0,075915	7,1	266,5	-0,99	-0,061	0,124	0,999	0,022	0,025	0,025	0,025	20. Apr.	14	17:55	18:08	
2022-03-30 17:55:00	0,01424	632,9962	2	0,390211	0,01401	0,075442	7,1	266,7	-0,991	-0,057	0,121	1	0,02	0,021	0,021	0,021	21. Apr.	15	17:56	18:10	
2022-03-30 17:56:00	0,014399	630,9296	2	0,398655	0,014266	0,074928	6,8	266,9	-0,992	-0,054	0,118	1	0,019	0,017	0,017	0,017	22. Apr.	16	17:56	18:11	
2022-03-30 17:57:00	0,014553	628,8584	2	0,407281	0,014527	0,074383	6,6	267,1	-0,992	-0,051	0,116	1	0,017	0,013	0,013	0,013	23. Apr.	17	17:57	18:13	
2022-03-30 17:58:00	0,014682	626,7828	2	0,416093	0,014792	0,073698	6,5	267,3	-0,992	-0,047	0,113	1	0,016	0,009	0,009	0,009	24. Apr.	19	17:57	18:15	
2022-03-30 17:59:00	0,014789	624,7027	2	0,425096	0,015062	0,072901	6,3	267,5	-0,993	-0,044	0,111	1	0,014	0,005	0,005	0,005	25. Apr.	19	17:57	18:15	
2022-03-30 18:00:00	0,014864	622,6182	2	0,434292	0,015336	0,071938	6,2	267,7	-0,993	-0,041	0,107	1	0,013	0,001	0,001	0,001	26. Apr.	20	17:58	18:17	
2022-03-30 18:01:00	0,014881	620,5293	2	0,443687	0,015616	0,070674	6	267,8	-0,994	-0,037	0,104	1	0,011	-0,003	-0,003	0,003	27. Apr.	21	17:58	18:18	
2022-03-30 18:02:00	0,014748	618,4359	2	0,453284	0,0159	0,068628	5,8	268	-0,994	-0,034	0,102	1	0,009	-0,007	-0,007	0,007	28. Apr.	22	17:59	18:20	
2022-03-31 17:48:00	0,012817	650,1916	2	0,327856	0,012091	0,078467	8,4	265,6	-0,986	-0,076	0,146	0,998	0,024	0,052	0,052	0,052	29. Apr.	24	17:59	18:22	
2022-03-31 17:49:00	0,013048	648,174	2	0,334951	0,012314	0,078433	8,2	265,8	-0,987	-0,073	0,143	0,999	0,023	0,048	0,048	0,048	30. Apr.	24	18:00	18:23	
2022-03-31 17:50:00	0,013266	646,1518	2	0,3422	0,012541	0,078311	8,1	266	-0,988	-0,069	0,14	0,999	0,021	0,044	0,044	0,044	1. Mai.	26	17:59	18:24	
2022-03-31 17:51:00	0,013478	644,1251	2	0,349606	0,012772	0,078143	7,9	266,2	-0,988	-0,066	0,137	0,999	0,02	0,04	0,04	0,04	2. Mai.	26	18:00	18:25	
2022-03-31 17:52:00	0,013686	642,0939	2	0,357171	0,013008	0,077929	7,7	266,4	-0,989	-0,063	0,135	0,999	0,018	0,036	0,036	0,036	3. Mai.	27	18:01	18:27	
2022-03-31 17:53:00	0,013885	640,0582	2	0,3649	0,013247	0,077661	7,6	266,6	-0,989	-0,06	0,132	0,999	0,017	0,032	0,032	0,032	4. Mai.	28	18:01	18:28	
2022-03-31 17:54:00	0,014075	638,0179	2	0,372796	0,01349	0,077329	7,4	266,8	-0,99	-0,056	0,129	0,999	0,015	0,028	0,028	0,028	5. Mai.	28	18:02	18:29	
2022-03-31 17:55:00	0,01426	635,9732	2	0,380863	0,013738	0,076959	7,3	266,9	-0,991	-0,053	0,126	1	0,014	0,024	0,024	0,024	6. Mai.	30	18:02	18:31	
2022-03-31 17:56:00	0,014429	633,9239	2	0,389103	0,01399	0,076499	7,1	267,1	-0,991	-0,05	0,124	1	0,012	0,02	0,02	0,02	7. Mai.	30	18:03	18:32	
2022-03-31 17:57:00	0,014592	631,8703	2	0,397521	0,014247	0,075993	6,9	267,3	-0,992	-0,046	0,121	1	0,011	0,016	0,016	0,016	8. Mai.	32	18:03	18:34	
2022-03-31 17:58:00	0,01475	629,8122	2	0,406121	0,014507	0,07546	6,8	267,5	-0,992	-0,043	0,118	1	0,009	0,012	0,012	0,012	9. Mai.	32	18:04	18:35	
2022-03-31 17:59:00	0,014891	627,7496	2	0,414906	0,014773	0,074834	6,6	267,7	-0,993	-0,04	0,115	1	0,008	0,008	0,008	0,008	10. Mai.	33	18:04	18:36	
2022-03-31 18:00:00	0,015017	625,6826	2	0,423881	0,015042	0,074126	6,5	267,9	-0,993	-0,036	0,113	1	0,006	0,003	0,003	0,003	11. Mai.	32	18:05	18:36	
2022-03-31 18:01:00	0,015122	623,6113	2	0,433048	0,015317	0,073306	6,3	268,1	-0,993	-0,033	0,111	1	0,004	-0,001	-0,001	0,001	12. Mai.	33	18:05	18:37	
2022-03-31 18:02:00	0,01519	621,5355	2	0,442414	0,015596	0,0723	6,1	268,3	-0,994	-0,03	0,107	1	0,003	-0,005	-0,005	0,005	13. Mai.	33	18:06	18:38	
2022-03-31 18:03:00	0,01521	619,4554	2	0,45198	0,01588	0,071053	6	268,5	-0,994	-0,026	0,104	1	0,001	-0,009	-0,009	0,009	14. Mai.	33	18:06	18:38	
2022-03-31 18:04:00	0,014991	617,3709	2	0,461753	0,016169	0,068595	5,8	268,7	-0,995	-0,023	0,101	1	0	-0,013	-0,013	0,013	15. Mai.	33	18:07	18:39	
2022-04-01 17:49:00	0,012987	651,0093	2	0,326957	0,012073	0,079508	8,5	266	-0,987	-0,068	0,148	0,999	0,016	0,051	0,051	0,051	16. Mai.	34	18:07	18:40	
2022-04-01 17:50:00	0,013208	649,0042	2	0,334032	0,012296	0,079406	8,4	266,2	-0,987	-0,065	0,146	0,999	0,015	0,047	0,047	0,047	17. Mai.	35	18:07	18:41	
2022-04-01 17:51:00	0,01342	646,9946	2	0,34126	0,012523	0,079237	8,2	266,4	-0,988	-0,062	0,143	0,999	0,013	0,043	0,043	0,043	18. Mai.	34	18:08	18:41	
2022-04-01 17:52:00	0,013627	644,9805	2	0,348645	0,012754	0,079025	8	266,6	-0,988	-0,058	0,14	0,999	0,012	0,038	0,038	0,038	19. Mai.	35	18:08	18:42	
2022-04-01 17:53:00	0,013831	642,9619	2	0,356188	0,012989	0,07878	7,9	266,8	-0,989	-0,055	0,137	0,999	0,01	0,034	0,034	0,034	20. Mai.	34	18:09	18:42	
2022-04-01 17:54:00	0,014028	640,9388	2	0,363895	0,013229	0,078487	7,7	267	-0,99	-0,052	0,134	1	0,009	0,03	0,03	0,03	21. Mai.	35	18:09	18:43	
2022-04-01 17:55:00	0,014218	638,9113	2	0,371768	0,013472	0,078151	7,6	267,2	-0,99	-0,048	0,132	1	0,007	0,026	0,026	0,026	22. Mai.	36	18:09	18:44	
2022-04-01 17:56:00	0,014402	636,8793	2	0,379981	0,01372	0,077766	7,4	267,4	-0,991	-0,045	0,129	1	0,006	0,022	0,022	0,022	23. Mai.	35	18:10	18:44	
2022-04-01 17:57:00	0,014573	634,8429	2	0,388026	0,013972	0,077309	7,2	267,6	-0,991	-0,042	0,126	1</									