

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Deubach

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
bei Deubach in Baden-Württemberg**

**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
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, K2801 westlich .....	14
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, K2800 östlich .....	15
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude Hof Sailtheim .....	16
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Hof Sailtheim / Imkerei Stephan .....	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	19
6	Schlussbemerkung .....	19
7	Anhang .....	20 - 30

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Deubach

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Deubach“ 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-Leitlinie<sup>1</sup>, 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 „Deubach“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer der umliegenden Straßen 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.

---

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,5 km nördlich von Deubach in Baden-Württemberg. Westlich der hier betrachteten Fläche verläuft die K2801. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich der Ortschaft Deubach, ca. 1,8 km östlich von Deubach in Baden-Württemberg. Die PV Felder sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.566°N, 9.770°O 367 m ü.N.N.</a>
Entfernung zur K2801	ca. 580 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 60 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

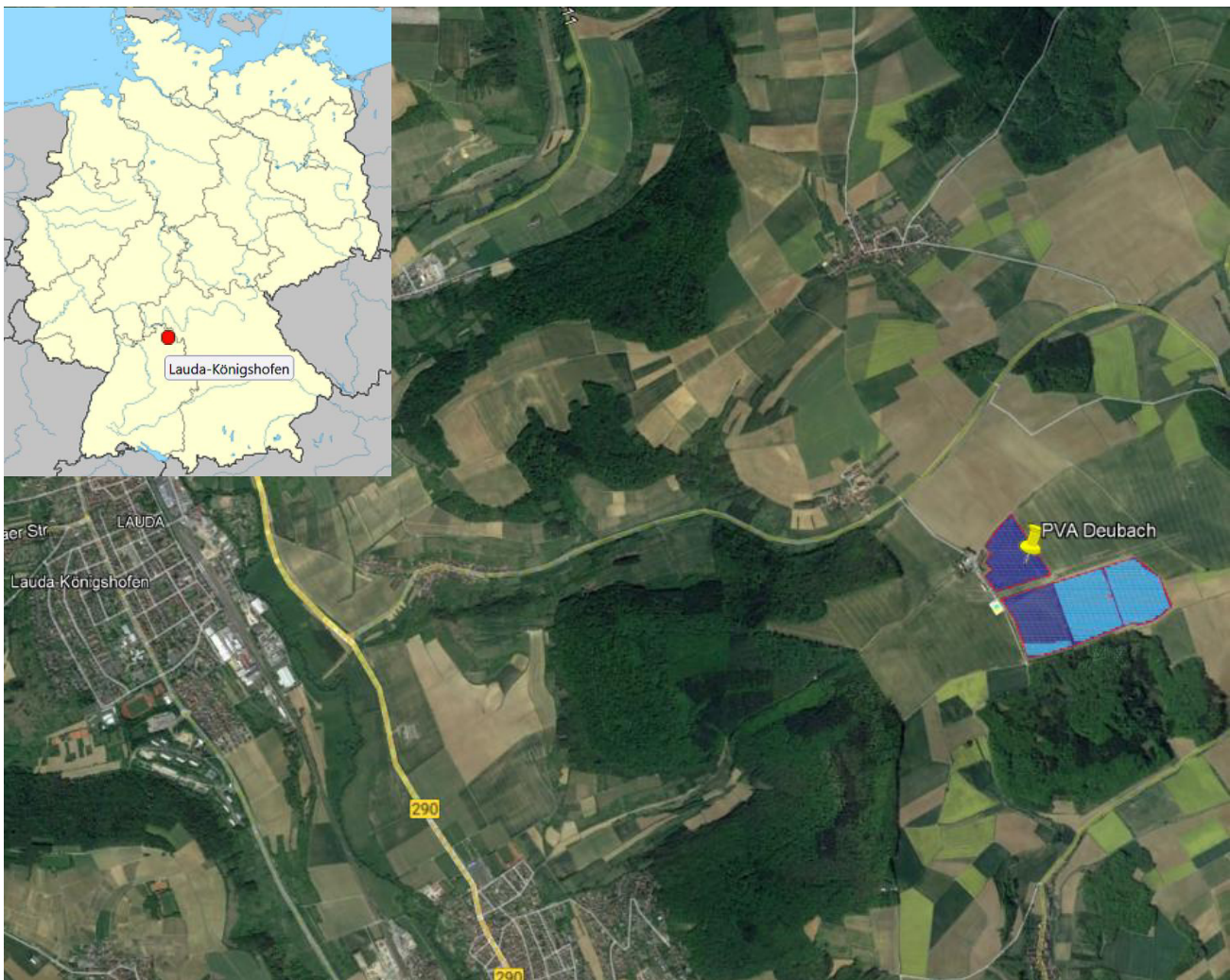


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### Detailansicht der PV Flächen und Umgebung



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

### Detailansicht der PV Anlage und umliegende Gebäude



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (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:

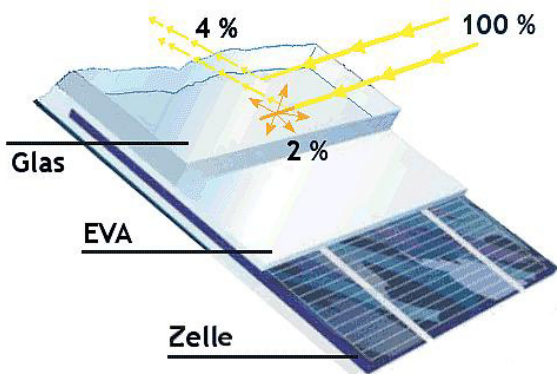


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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/m<sup>2</sup>) 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

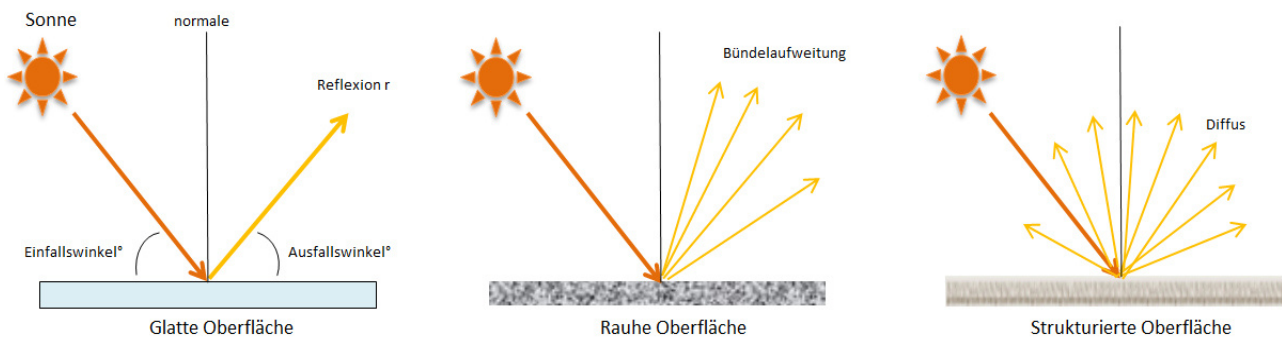


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 FAA<sup>2</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

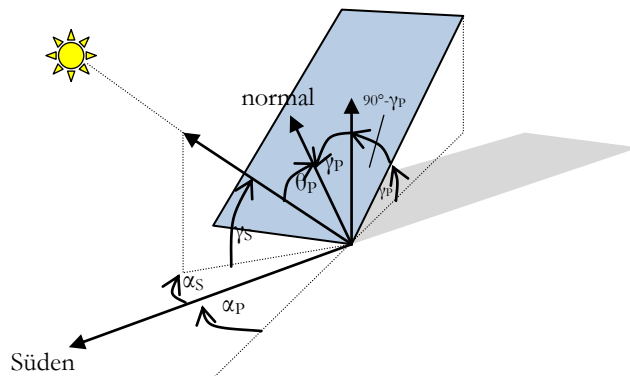


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

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

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

<sup>4</sup> 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.

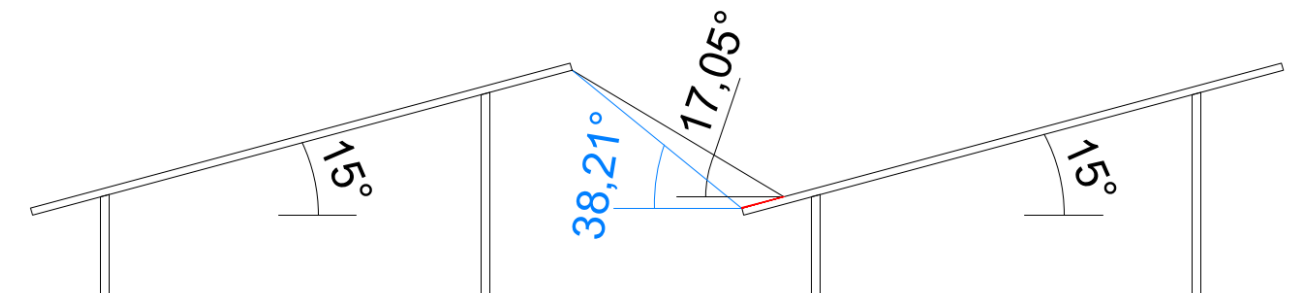


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Canadian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander (4P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. ca. 3,00 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</sup> 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 Deubach wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf den Straßen K2801 und K2800 sowie 2 Messpunkte im Bereich der Gebäude von Hof Sailtheim. 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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>6</sup> 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.

<sup>6</sup> 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. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 78 % 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/m<sup>2</sup> 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/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

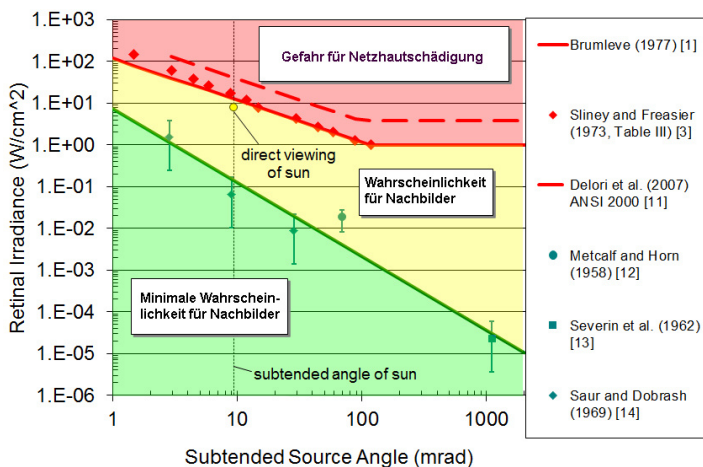


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>8</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](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](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 Deubach wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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	PV Feld
P1 Straße K2801 westlich / Kreuzung	-
P2 Straße K2800 östlich / Einmündung	-
P3 Gebäude Hof Sailtheim	-
P4 Gebäude Hof Sailtheim / Imkerei Stephan	3303 <sup>G</sup>

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>G</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, K2801 westlich

Messpunkt P1 auf der K2801 im Bereich der Kreuzung Hof Sailtheim 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 Ergebnisse für den Messpunkt P1 und dementsprechenden können Beeinträchtigungen von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage auf der K2801 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, K2800 östlich

Am Messpunkt P2 auf der K2800 östlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Bei der Überprüfung der unbereinigten Rohdaten wird deutlich, dass nur an insgesamt 350 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie „Grün“ auftreten können. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer und aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus steht in den betreffenden Zeiten (abends zwischen 17:57 – 18.33 Uhr) die Sonne dicht über dem Horizont ( $0,1^\circ$  bis  $3,6^\circ$ ) und in solchen Konstellationen ist überwiegend die Sonne selbst Ursache für mögliche Blendwirkungen - sofern diese sichtbar ist. Auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 1500 m zur PV Anlage wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Entscheidend für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass aufgrund des Geländeverlaufes überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rein rechnerisch ermittelten – ohnehin geringen – Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen der PV Anlage und der K2800 im Bereich der Einmündung.

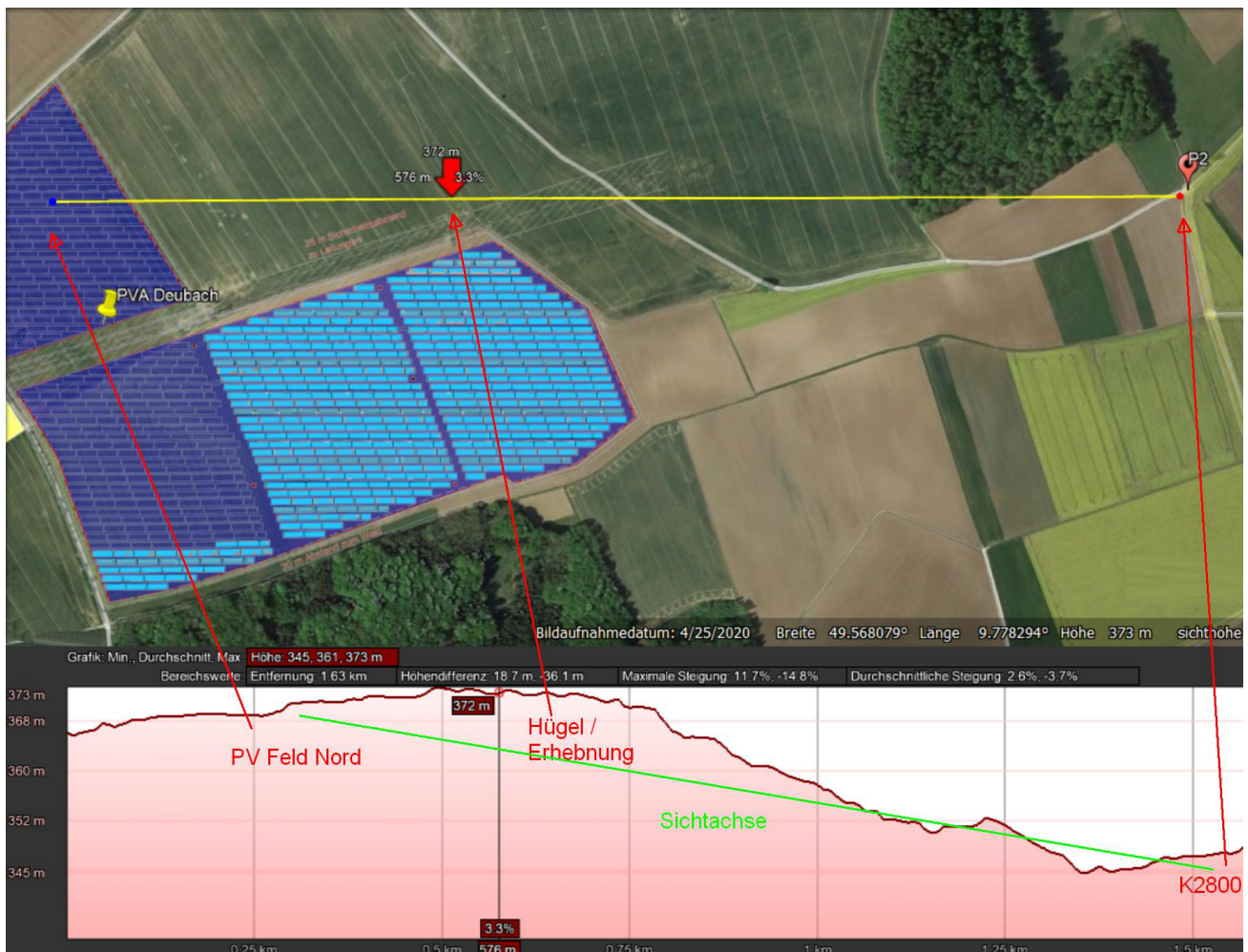


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass der theoretisch berechnete Strahlenverlauf in der Realität nicht möglich ist. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern auf der K2800 durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude Hof Sailtheim

Wie am Messpunkt P2 ist sind auch am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude von Hof Sailtheim nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass potentiellen Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden zwischen 05:15 – 05:51 Uhr auftreten können wenn die Sonne dicht über dem Horizont (ca.  $4,7^\circ$  bis  $9,9^\circ$ ) steht. In solchen Konstellationen ist überwiegend die Sonne selbst Ursache für mögliche Blendwirkungen - sofern diese sichtbar ist.

Aufgrund der ausgewerteten Daten kann eine Beeinträchtigung für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie im Bereich von Messpunkt P3 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeugt die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Situation Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können theoretisch in der gelb/weiß markierten Fläche auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche nicht mehr vorhanden.



Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben (hier nur Gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Ergebnis gezeigten 1172 Minuten wären allerdings auch ohne Bereinigung der Daten deutlich unterhalb der Empfehlungen der Lichtleitlinie.

### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,172 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

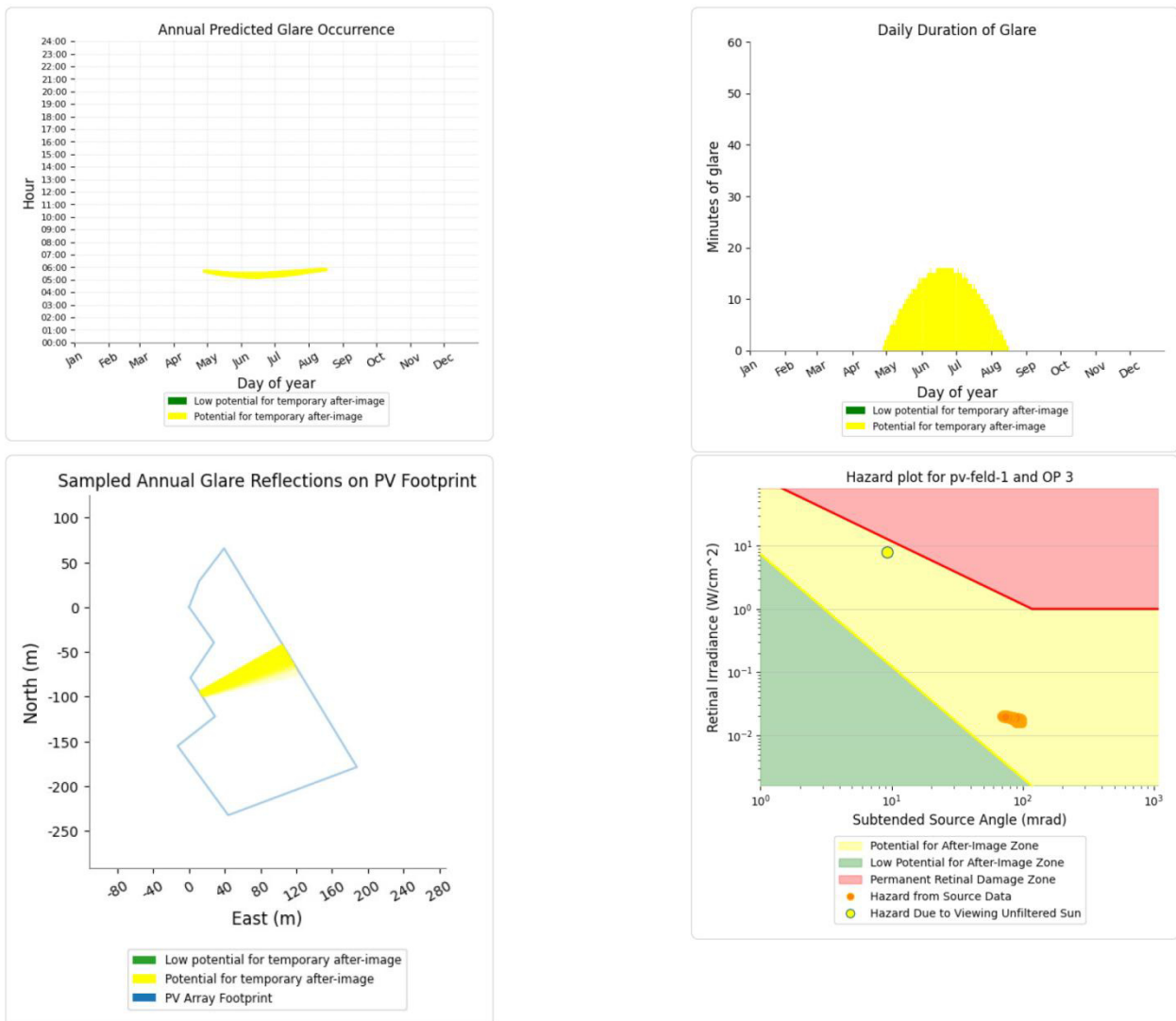


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Hof Sailtheim / Imkerei Stephan

Am Messpunkt P4 im Bereich der Betriebsgebäude Imkerei Stephan können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 – 06:49 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Gesamtsumme pro Jahr liegt mit 3303 Minuten pro Jahr über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die max. Summe pro Tag<sup>9</sup> liegt allerdings unterhalb den Empfehlungen.

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

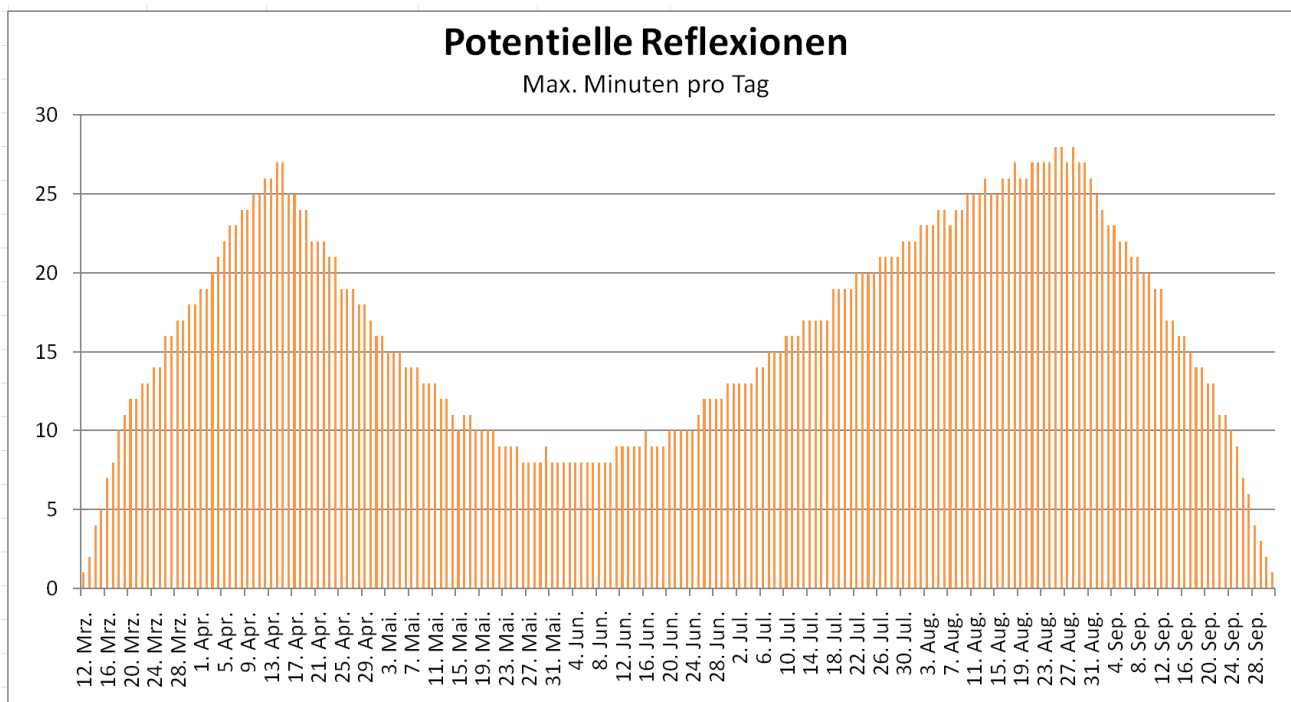


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Wie bereits in Abschnitt 3.6 beschrieben, handelt es sich bei den Ergebnissen um den sog. „worst case“, ohne die Realität der lokalen Wetterbedingungen, Wolken etc. zu berücksichtigen.

Details zur Nutzung des Gebäudes und Details der westlichen Fassade sind nicht bekannt. Unklar ist ob Fenster vorhanden sind, die Größe und in welcher Position usw. Daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse u. U. in der Realität nicht relevant und/oder müssen entsprechend reduziert werden.

Aufgrund der Auswertung der vorliegenden Informationen und Daten kann eine „erhebliche Belästigung“ von Mitarbeitern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie am Messpunkt P4 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

<sup>9</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Deubach kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</sup> 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 Deubach 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 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Fläche zeigt für die Straßen K2801 und K2800 keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage. Überwiegend ist aufgrund des Geländeverlaufes kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Im Bereich der Wohngebäude von Hof Sailtheim kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen ausgeschlossen werden. Im Bereich des weiter südlich gelegenen Betriebsgebäudes der Imkerei Stephan können theoretisch in den frühen Morgenstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Es ist allerdings 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 08.06.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

# Deubach

## Solarkraftwerk

Fixed Tilt 15°

Koordinaten 49,5638° N 9,7746° O

Bundesland - Baden-Württemberg  
 Landkreis - Main-Tauber-Kreis  
 Gemeinde - Lauda-Königshofen  
 Gemarkung - Deubach

### Legende

- Modultisch (540 Wp)
- Modultisch (545 Wp)
- Zaun
- Tor / Zufahrt
- Anlagenumfahrung
- Sicherheitsabstand von Leitungen
- Umspannwerk
- Trafostation
- Grünfläche
- Flurstücksgrenze
- 252 Flurstücksnummer
- Anlagenumgrenzung
- verschattete Fläche
- Gittermast

### Flächen/ Längen

Gesamtfläche - ca. 38,04 ha  
 umzäunt - ca. 36,72 ha  
 innerhalb der Baumfuhung - ca. 34,97 ha  
 Zaunlänge / Tore - ca. 3540 m / 2

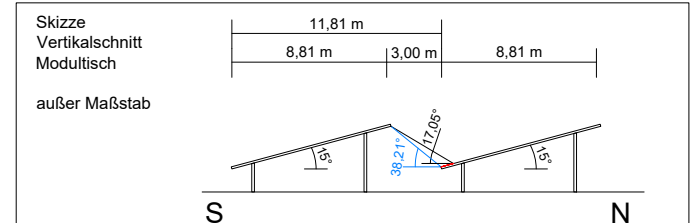
### PV Parameter

Anzahl der Modulstrukturen (4 x 26) - 836  
 Anzahl der Modulstrukturen (4 x 13) - 63  
 Modulanz./ Modultyp/ Leistung - 40560 / CS BiHiKu6 6W-540MB-AG / 540 Wp  
 Modulanz./ Modultyp/ Leistung - 49660 / CS BiHiKu6 6W-545MB-AG / 545 Wp  
 Wechselrichter - 157 x Sungrow SG250HX

Anlagenleistung - 48,967100 MWp-DC

### Bauweise und Planungsparameter

Baureihe - Fixed Tilt 15°, 4 Module Portrait  
 Modulverschaltung - 26 / Strang  
 Anlagendrehung - keine  
 Verschattung - 1,11 Module  
 Sonnenwinkel / Verschattungsw. - 17,05° / 38,21°



Vorplanung     Ausführung     Bestand

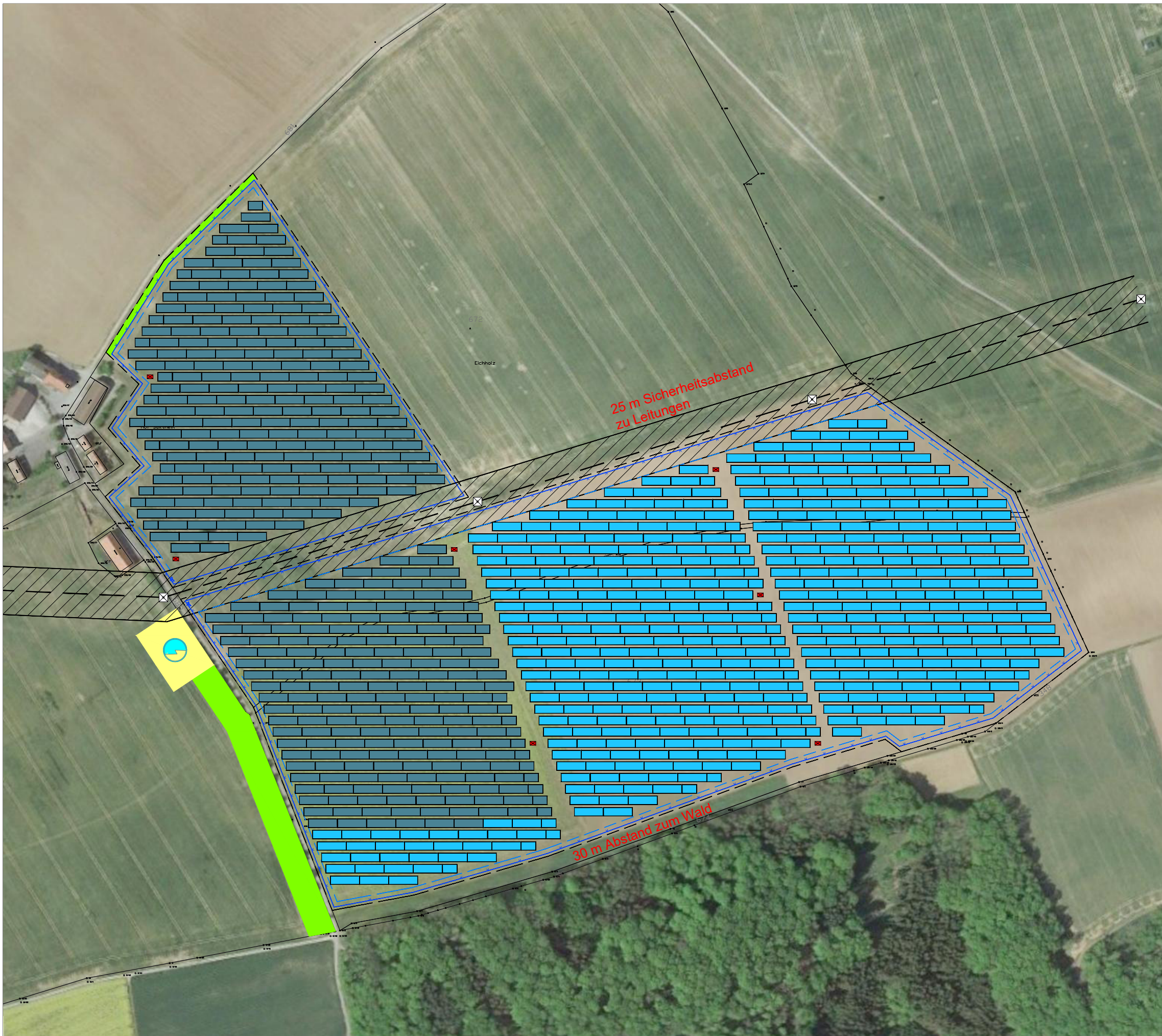
Rev	Änderungen an der Zeichnung	Name	Datum	geprüft	Datum
V07	Umplanung Module Canadian Solar	IG	13.04.22	FM	13.04.22
V06	Umplanung Sicherheitsabstand von Leitung	KB	09.03.22	FM	09.03.22
V05	Umplanung Baum	KB	09.03.22	FM	09.03.22
V04	Umplanung Module Yingli	DR	03.02.22	FM	04.02.22
V03	Umplanung 15°, 4P	AR	05.11.21	FM	05.11.21

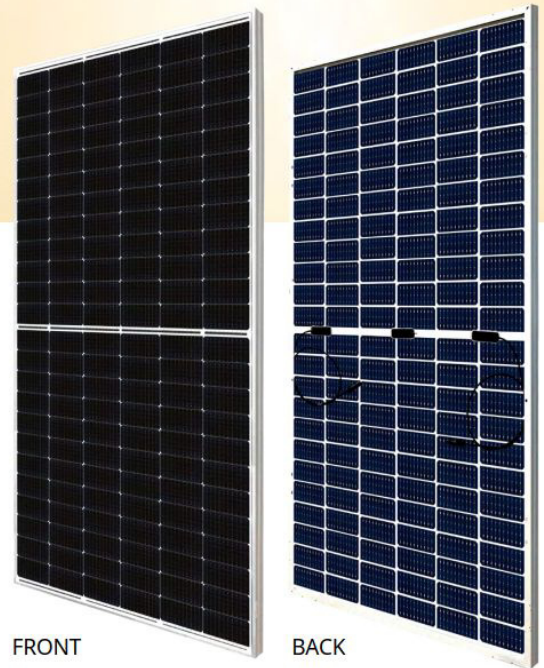
Vorplanung  
 Maßstab 1:4000    A3    **BELECTRIC**

01-07\_Deubach\_V07

**BELECTRIC GmbH**  
 Wadenbrunner Str. 10  
 97509 Kollitzheim  
 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\*

1<sup>st</sup> 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



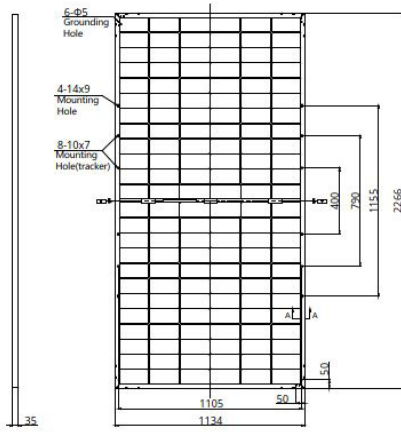
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates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

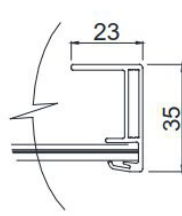
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

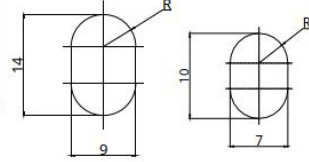
### Rear View



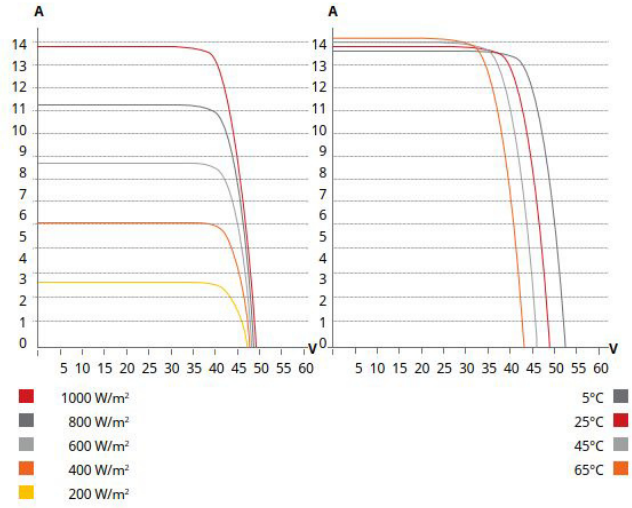
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS6W-530MB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Module Efficiency
<b>CS6W-520MB-AG</b>	520 W	40.5 V	12.84 A	48.4 V	13.70 A	20.2%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	546 W	40.5 V	13.48 A	48.4 V	21.2%
	10%	572 W	40.5 V	14.12 A	48.4 V	22.3%
	20%	624 W	40.5 V	15.41 A	48.4 V	24.3%
<b>CS6W-525MB-AG</b>	525 W	40.7 V	12.90 A	48.6 V	13.75 A	20.4%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	551 W	40.7 V	13.55 A	48.6 V	21.4%
	10%	578 W	40.7 V	14.21 A	48.6 V	22.5%
	20%	630 W	40.7 V	15.48 A	48.6 V	24.5%
<b>CS6W-530MB-AG</b>	530 W	40.9 V	12.96 A	48.8 V	13.80 A	20.6%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	557 W	40.9 V	13.62 A	48.8 V	21.7%
	10%	583 W	40.9 V	14.26 A	48.8 V	22.7%
	20%	636 W	40.9 V	15.55 A	48.8 V	24.8%
<b>CS6W-535MB-AG</b>	535 W	41.1 V	13.02 A	49.0 V	13.85 A	20.8%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	562 W	41.1 V	13.68 A	49.0 V	21.9%
	10%	589 W	41.1 V	14.34 A	49.0 V	22.9%
	20%	642 W	41.1 V	15.62 A	49.0 V	25.0%
<b>CS6W-540MB-AG</b>	540 W	41.3 V	13.08 A	49.2 V	13.90 A	21.0%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	567 W	41.3 V	13.73 A	49.2 V	22.1%
	10%	594 W	41.3 V	14.39 A	49.2 V	23.1%
	20%	648 W	41.3 V	15.70 A	49.2 V	25.2%
<b>CS6W-545MB-AG</b>	545 W	41.5 V	13.14 A	49.4 V	13.95 A	21.2%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	572 W	41.5 V	13.80 A	49.4 V	22.3%
	10%	600 W	41.5 V	14.46 A	49.4 V	23.3%
	20%	654 W	41.5 V	15.77 A	49.4 V	25.5%
<b>CS6W-550MB-AG</b>	550 W	41.7 V	13.20 A	49.6 V	14.00 A	21.4%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	578 W	41.7 V	13.87 A	49.6 V	22.5%
	10%	605 W	41.7 V	14.52 A	49.6 V	23.5%
	20%	660 W	41.7 V	15.84 A	49.6 V	25.7%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, 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<sub>max, rear</sub> / P<sub>max, front</sub>, both P<sub>max, rear</sub> and P<sub>max, front</sub> are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 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 (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )
<b>CS6W-520MB-AG</b>	390 W	38.0 V	10.27 A	45.7 V	11.05 A
<b>CS6W-525MB-AG</b>	394 W	38.2 V	10.32 A	45.9 V	11.09 A
<b>CS6W-530MB-AG</b>	397 W	38.3 V	10.38 A	46.1 V	11.13 A
<b>CS6W-535MB-AG</b>	401 W	38.5 V	10.42 A	46.3 V	11.17 A
<b>CS6W-540MB-AG</b>	405 W	38.7 V	10.47 A	46.5 V	11.21 A
<b>CS6W-545MB-AG</b>	409 W	38.9 V	10.52 A	46.7 V	11.25 A
<b>CS6W-550MB-AG</b>	412 W	39.1 V	10.55 A	46.9 V	11.29 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, 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 <sup>2</sup> (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 (P <sub>max</sub> )	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



# Deubach

## Deubach

**Created** June 8, 2022  
**Updated** June 8, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 70300.12429

**Project type** Basic  
**Project status:** active  
**Category** 500 kW to 1 MW  
**(1,000 kW / 32,400 m<sup>2</sup> limit)**



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: **0.5**  
 Pupil diameter: **0.002 m**  
 Eye focal length: **0.017 m**  
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	15.0	180.0	350	6,937	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 29,409 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1

**Footprint area:** 29,409 m<sup>2</sup>

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0 deg

**Orientation:** 180.0 deg

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Vary reflectivity with sun position?** Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes

**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.566805	9.767081	359.72	1.90	361.62
2	49.567066	9.767237	360.65	1.90	362.55
3	49.567397	9.767623	361.15	1.90	363.05
4	49.565198	9.769677	368.97	1.90	370.87
5	49.564714	9.767687	364.47	1.90	366.37
6	49.565410	9.766904	359.24	1.90	361.14
7	49.565706	9.767483	361.07	1.90	362.97
8	49.566096	9.767103	358.46	1.90	360.36
9	49.566450	9.767467	360.59	1.90	362.49

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.569119	9.760914	325.51	2.00	327.51
OP 2	49.566949	9.791620	347.44	2.00	349.44
OP 3	49.565820	9.766862	358.18	2.00	360.18
OP 4	49.564842	9.767291	362.30	2.00	364.30



## Summary of PV Glare Analysis

*PV configuration and total predicted glare*

<b>PV Name</b>	<b>Tilt</b>	<b>Orientation</b>	<b>"Green" Glare</b>	<b>"Yellow" Glare</b>	<b>Energy Produced</b>	<b>Data File</b>
	<b>deg</b>	<b>deg</b>	<b>min</b>	<b>min</b>	<b>kWh</b>	
PV Feld 1	15.0	180.0	350	6,937	-	

### Distinct glare per month

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

<b>PV</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Apr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>
pv-feld-1 (green)	0	0	159	18	0	0	0	0	173	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	228	827	1342	1551	1477	1054	457	1	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

*Results for each PV array and receptor*

### PV Feld 1 potential temporary after-image

<b>Component</b>	<b>Green glare (min)</b>	<b>Yellow glare (min)</b>
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	350	0
OP: OP 3	0	1172
OP: OP 4	0	5765

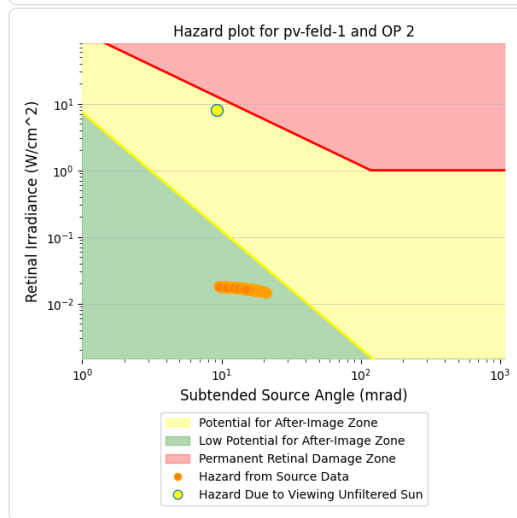
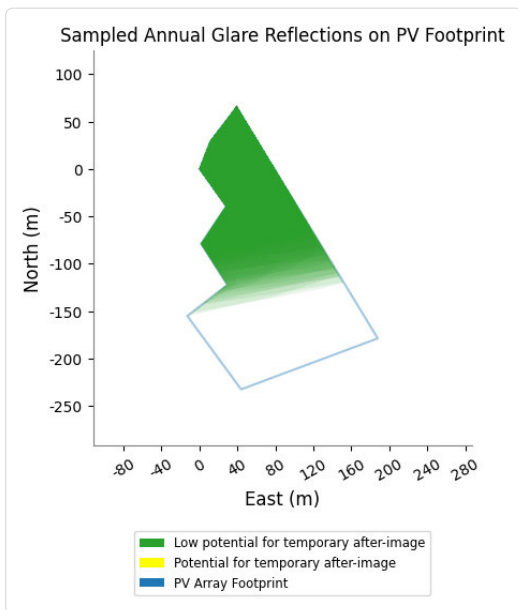
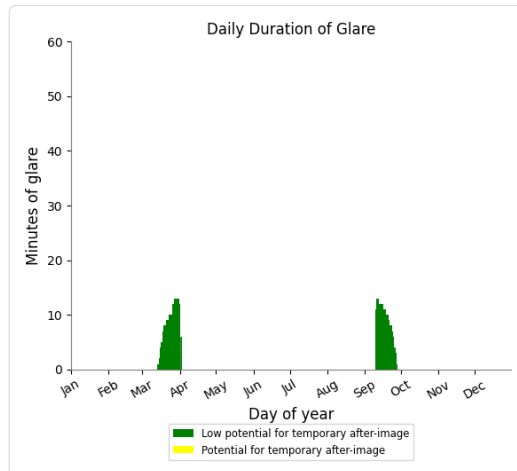
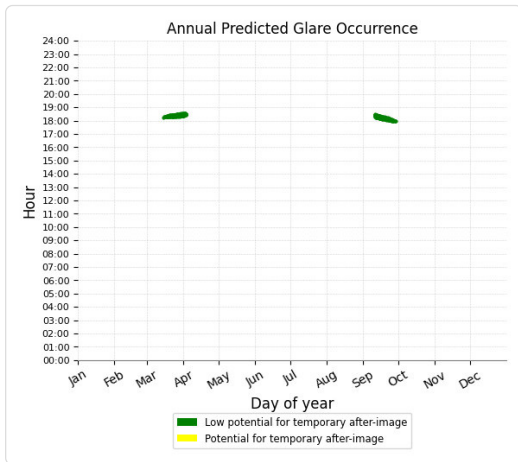
### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

*No glare found*

### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

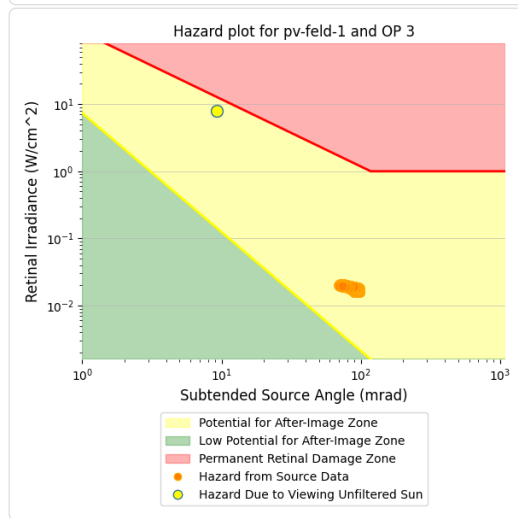
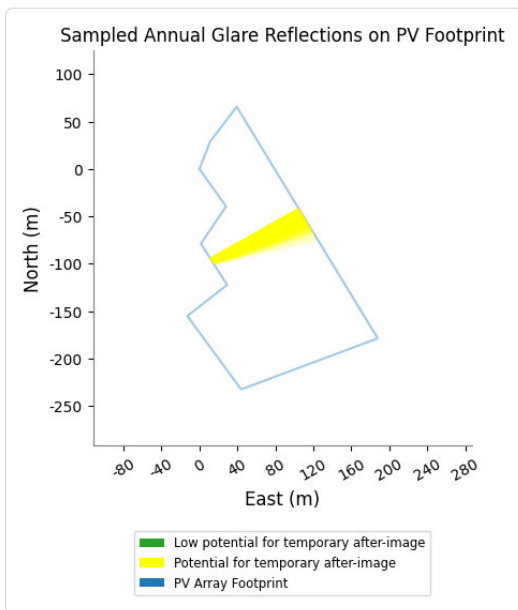
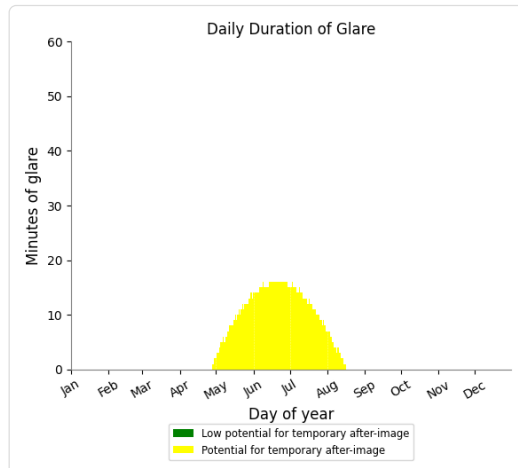
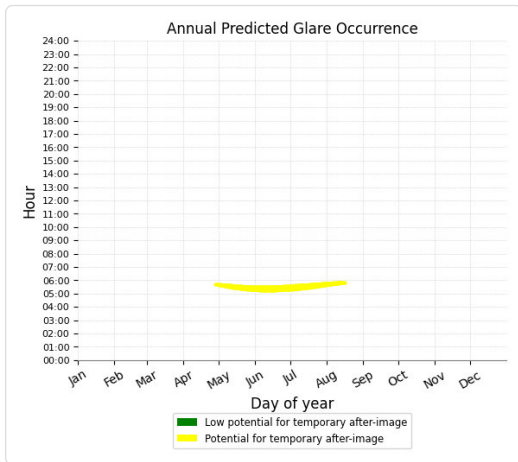
- 350 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

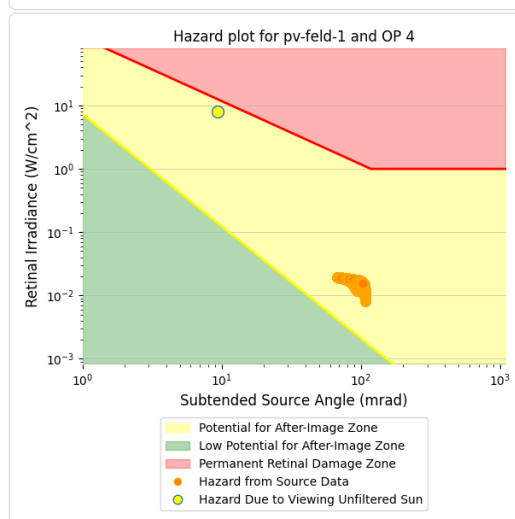
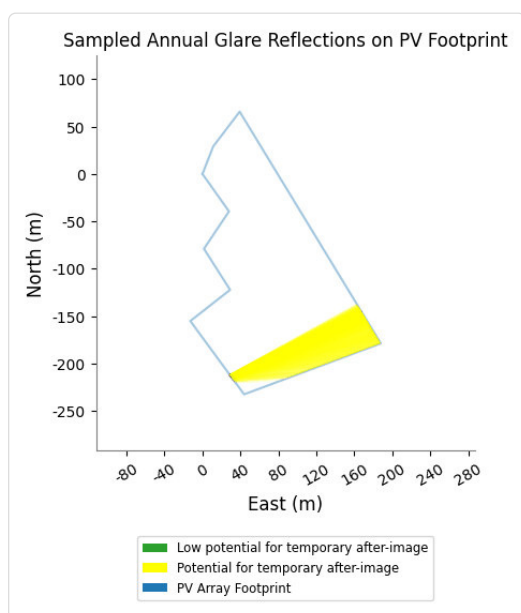
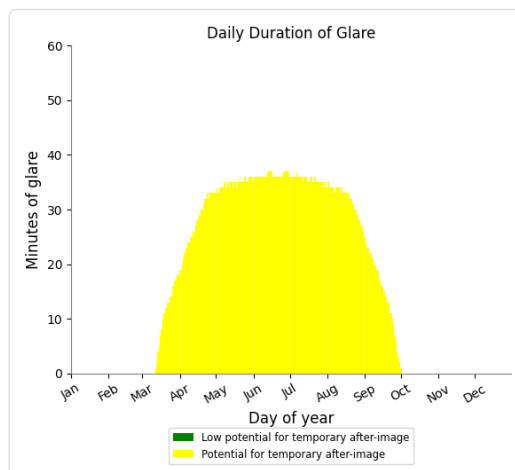
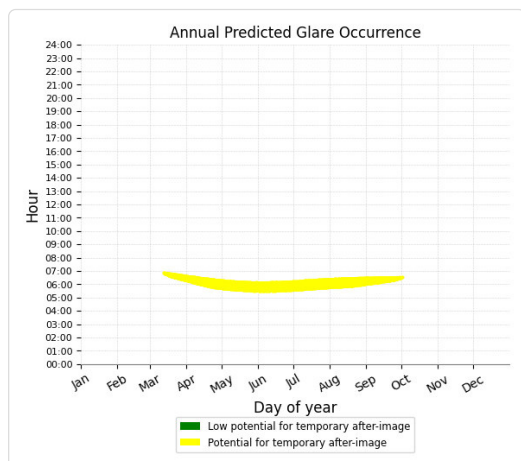
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,172 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,765 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

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



	Cornel Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4			
														Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende						
2022-03-12 06:51:00	0,024546	541,7932	2	0,513324	0,015774	0,103341	0	96,2	0,994	-0,108	0	-0,994	0,094	12. Mrz.	1	06:51	06:51	15.03.2022	27.09.2022	28	3303	06:00	06:49
2022-03-13 06:50:00	0,024513	542,4477	2	0,512111	0,015756	0,103331	0,2	95,8	0,995	-0,101	0,003	-0,995	0,086	13. Mrz.	2	06:50	06:51						
2022-03-13 06:51:00	0,024233	544,9018	2	0,501202	0,01549	0,103889	0,3	96	0,995	-0,104	0,006	-0,995	0,087	14. Mrz.	4	06:47	06:50						
2022-03-14 06:47:00	0,024609	540,6617	2	0,522018	0,016008	0,102626	0,1	95,1	0,996	-0,089	0,002	-0,996	0,076	15. Mrz.	5	06:45	06:49						
2022-03-14 06:48:00	0,024478	543,1048	2	0,510886	0,015737	0,103316	0,3	95,3	0,996	-0,093	0,005	-0,996	0,078	16. Mrz.	7	06:43	06:49						
2022-03-14 06:49:00	0,024295	545,5434	2	0,499995	0,015471	0,103878	0,5	95,5	0,995	-0,096	0,008	-0,995	0,079	17. Mrz.	8	06:40	06:49						
2022-03-14 06:50:00	0,024078	547,9774	2	0,489338	0,015209	0,104351	0,6	95,7	0,995	-0,099	0,011	-0,995	0,081	18. Mrz.	10	06:38	06:47						
2022-03-15 06:45:00	0,024733	541,3401	2	0,532121	0,016338	0,101711	0,1	94,5	0,997	-0,078	0,002	-0,997	0,067	19. Mrz.	11	06:36	06:46						
2022-03-15 06:46:00	0,024677	543,7679	2	0,520764	0,016061	0,102593	0,3	94,7	0,997	-0,082	0,005	-0,997	0,068	20. Mrz.	12	06:35	06:46						
2022-03-15 06:47:00	0,024548	546,1912	2	0,509652	0,015788	0,103294	0,4	94,9	0,996	-0,085	0,008	-0,996	0,07	21. Mrz.	12	06:33	06:44						
2022-03-15 06:48:00	0,024366	548,6099	2	0,498779	0,01552	0,103864	0,6	95,1	0,996	-0,088	0,011	-0,996	0,071	22. Mrz.	13	06:32	06:44						
2022-03-15 06:49:00	0,024147	551,024	2	0,48814	0,015256	0,104339	0,8	95,3	0,996	-0,092	0,013	-0,996	0,073	23. Mrz.	13	06:31	06:43						
2022-03-16 06:43:00	0,024731	542,0233	2	0,542424	0,016675	0,100482	0,1	93,9	0,998	-0,067	0,002	-0,998	0,057	24. Mrz.	14	06:29	06:42						
2022-03-16 06:44:00	0,02479	544,4359	2	0,530838	0,016392	0,101652	0,3	94	0,998	-0,07	0,005	-0,998	0,059	25. Mrz.	14	06:28	06:41						
2022-03-16 06:45:00	0,02474	546,844	2	0,519502	0,016113	0,102552	0,4	94,2	0,997	-0,074	0,007	-0,997	0,06	26. Mrz.	16	06:26	06:41						
2022-03-16 06:46:00	0,024614	549,2476	2	0,50841	0,015838	0,103265	0,6	94,4	0,997	-0,077	0,01	-0,997	0,062	27. Mrz.	16	06:24	06:39						
2022-03-16 06:47:00	0,024433	551,6467	2	0,497557	0,015568	0,103844	0,8	94,6	0,997	-0,08	0,013	-0,997	0,063	28. Mrz.	17	06:23	06:39						
2022-03-16 06:48:00	0,024214	554,0412	2	0,486937	0,015302	0,104324	0,9	94,8	0,996	-0,084	0,016	-0,996	0,065	29. Mrz.	17	06:22	06:38						
2022-03-16 06:49:00	0,023967	556,4311	2	0,476546	0,01504	0,104734	1,1	95	0,996	-0,087	0,019	-0,996	0,066	30. Mrz.	18	06:20	06:37						
2022-03-17 06:40:00	0,024427	540,3083	2	0,55293	0,016945	0,09876	0,1	93,2	0,998	-0,056	0,001	-0,998	0,048	31. Mrz.	18	06:19	06:36						
2022-03-17 06:41:00	0,024661	542,7103	2	0,541113	0,016656	0,100382	0,2	93,4	0,998	-0,059	0,004	-0,998	0,049	1. Apr.	19	06:18	06:36						
2022-03-17 06:42:00	0,02473	545,1079	2	0,52955	0,016372	0,10158	0,4	93,6	0,998	-0,063	0,007	-0,998	0,051	2. Apr.	19	06:16	06:34						
2022-03-17 06:43:00	0,024688	547,501	2	0,518235	0,016093	0,102501	0,6	93,8	0,998	-0,066	0,01	-0,998	0,052	3. Apr.	20	06:15	06:34						
2022-03-17 06:44:00	0,024567	549,8896	2	0,507164	0,015818	0,103229	0,7	94	0,998	-0,069	0,013	-0,998	0,054	4. Apr.	21	06:14	06:34						
2022-03-17 06:45:00	0,02439	552,2738	2	0,496331	0,015547	0,10382	0,9	94,2	0,997	-0,073	0,016	-0,997	0,055	5. Apr.	22	06:12	06:33						
2022-03-17 06:46:00	0,024173	554,6534	2	0,485732	0,015281	0,104307	1,1	94,4	0,997	-0,076	0,018	-0,997	0,056	6. Apr.	23	06:10	06:32						
2022-03-17 06:47:00	0,023927	557,0285	2	0,47536	0,015018	0,10472	1,2	94,5	0,997	-0,079	0,021	-0,997	0,058	7. Apr.	23	06:09	06:31						
2022-03-18 06:38:00	0,023924	541,013	2	0,563643	0,017296	0,096213	0,1	92,6	0,999	-0,045	0,001	-0,999	0,038	8. Apr.	24	06:08	06:31						
2022-03-18 06:39:00	0,024439	543,4001	2	0,55159	0,017	0,09859	0,2	92,8	0,999	-0,048	0,004	-0,999	0,04	9. Apr.	24	06:06	06:29						
2022-03-18 06:40:00	0,024691	545,7828	2	0,539797	0,01671	0,10026	0,4	92,9	0,999	-0,051	0,007	-0,999	0,041	10. Apr.	25	06:05	06:29						
2022-03-18 06:41:00	0,024772	548,161	2	0,528257	0,016424	0,101493	0,6	93,1	0,998	-0,055	0,01	-0,998	0,043	11. Apr.	25	06:04	06:28						
2022-03-18 06:42:00	0,024773	550,5349	2	0,516965	0,016142	0,102438	0,7	93,3	0,998	-0,058	0,012	-0,998	0,044	12. Apr.	26	06:02	06:27						
2022-03-18 06:43:00	0,024622	552,9043	2	0,505916	0,015865	0,103184	0,9	93,5	0,998	-0,061	0,015	-0,998	0,046	13. Apr.	26	06:01	06:26						
2022-03-18 06:44:00	0,024449	555,2692	2	0,495104	0,015593	0,103788	1	93,7	0,998	-0,065	0,018	-0,998	0,047	14. Apr.	27	06:00	06:26						
2022-03-18 06:45:00	0,024234	557,6297	2	0,484525	0,015324	0,104285	1,2	93,9	0,997	-0,068	0,021	-0,997	0,048	15. Apr.	27	06:00	06:26						
2022-03-18 06:46:00	0,023988	559,9856	2	0,474174	0,01506	0,104703	1,4	94,1	0,997	-0,071	0,024	-0,997	0,05	16. Apr.	25	06:00	06:24						
2022-03-18 06:47:00	0,023721	562,3371	2	0,464045	0,014801	0,105064	1,5	94,3	0,997	-0,075	0,027	-0,997	0,051	17. Apr.	25	06:00	06:24						
2022-03-19 06:36:00	0,022906	541,7194	2	0,574566	0,017654	0,092158	0,1	91,9	0,999	-0,034	0,001	-0,999	0,029	18. Apr.	24	06:00	06:23						
2022-03-19 06:37:00	0,023891	544,0917	2	0,562275	0,017352	0,095923	0,2	92,1	0,999	-0,037	0,004	-0,999	0,03	19. Apr.	24	06:00	06:23						
2022-03-19 06:38:00	0,024435	546,4596	2	0,550248	0,017054	0,098386	0,4	92,3	0,999	-0,04	0,007	-0,999	0,032	20. Apr.	22	06:00	06:21						
2022-03-19 06:39:00	0,024708	548,8232	2	0,538479	0,016762	0,100114	0,5	92,5	0,999	-0,044	0,009	-0,999	0,033	21. Apr.	22	06:00	06:21						
2022-03-19 06:40:00	0,024804	551,1825	2	0,526963	0,016474	0,101389	0,7	92,7	0,999	-0,047	0,012	-0,999	0,035	22. Apr.	22	06:00	06:21						
2022-03-19 06:41:00	0,02478	553,5373	2	0,515694	0,016191	0,102363	0,9	92,9	0,999	-0,05	0,015	-0,999	0,036	23. Apr.	21	06:00	06:20						
2022-03-19 06:42:00	0,024671	555,8877	2	0,504668	0,015912	0,103131	1	93,1	0,998	-0,054	0,018	-0,998	0,037	24. Apr.	21	06:00	06:20						
2022-03-19 06:43:00	0,024502	558,2336	2	0,493878	0,015637	0,103749	1,2	93,3	0,998	-0,057	0,021	-0,998	0,039	25. Apr.	19	06:00	06:18						
2022-03-19 06:44:00	0,02429	560,5751	2	0,483321	0,015367	0,104258	1,3	93,4	0,998	-0,06	0,024	-0,998	0,04	26. Apr.	19	06:00	06:18						
2022-03-19 06:45:00	0,024045	562,9122	2	0,472799	0,015101	0,104684	1,5	93,6	0,998	-0,063	0,026	-0,998	0,042	27. Apr.	19	06:00	06:18						
2022-03-19 06:46:00	0,023777	565,2447	2	0,462882	0,01484	0,105047	1,7	93,8	0,997	-0													