# SolPEG Blendgutachten Solarpark Mollenstorf

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in Mollenstorf in Mecklenburg-Vorpommern

#### 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	Au	ttrag	3
	1.1	Beauftragung	3
	1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Sys	tembeschreibung	4
	2.1	Standort Übersicht	4
	2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Em	nittlung der potentiellen Blendwirkung	8
	3.1	Rechtliche Hinweise	8
	3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
	3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
	3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
	3.5	Standorte für die Analyse	12
	3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Erg	gebnisse	16
	4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Gebäude nördlich	17
	4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude westlich	19
	4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich	21
	4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße westlich	21
5	Zu	sammenfassung der Ergebnisse	23
6	Sch	nlussbemerkung	23
7	An	hang	24-36





## SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Mollenstorf

## 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Mollenstorf" 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" (seit 2014). 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. Lichtleitlinie<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 Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die 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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: <a href="http://www.solpeg.de/LAI">http://www.solpeg.de/LAI</a> Lichtleitlinie 2012.pdf

## 2 Systembeschreibung

## 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche der geplanten Solaranlage befindet sich in der Ortschaft Mollenstorf, ca. 4 km westlich von Penzlin in Mecklenburg-Vorpommern. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Grünfläche in der Ortschaft Mollenstorf, ca. 4 km west-				
	lich von Penzlin in Mecklenburg-Vorpommern. Die				
	Fläche ist eben.				
Koordinaten (Mitte)	53.5025°N, 13.0235°O 63 m ü.N.N.				
Entfernung zu umliegenden Straßen	ca. 50 m				
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 6 m - 65 m				

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 geplanten 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)

\( \) +49 40 79 69 59 36 \( \) +49 40 79 69 59 38 \( \) info@solpeg.com \( \) www.solpeg.com

Fotos der PV Fläche und Umgebung. Blick von Südwesten nach Nordosten.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Blick von Osten nach Westen.



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

\( \bigcup +49 40 79 69 59 36 \)
\( \bigcup +49 40 79 69 59 38 \)
\( \bigcup \text{info@solpeg.com} \)
\( \bigcup \text{www.solpeg.com} \)

### 2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Das folgende Bild zeigt die PV Anlage und umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude (Immissionsorte) von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, teilweise ist allerdings kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung sind aufgrund der Lage und Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden daher nicht weiter analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude in der näheren Umgebung der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)



## 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

## 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

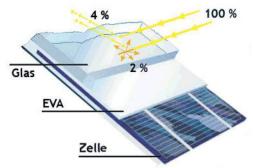


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> <a href="https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html">https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html</a>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

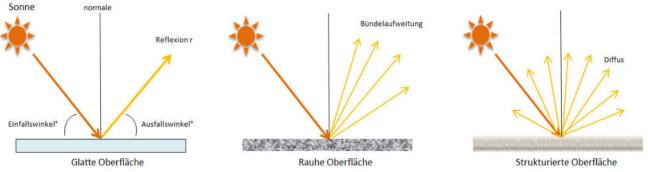


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina 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

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 ×1040×35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmussion, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm ( 1.38 inches) 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, Lambertsches 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>3</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Untersuchung 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:

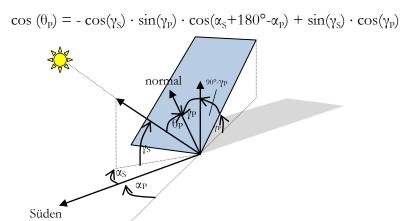


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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>4</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>5</sup>, New Mexico überprüft.

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

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>&</sup>lt;sup>5</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. Es handelt sich bei dem geplanten Modullayout um eine Anlage mit Ost-West Ausrichtung und 15° Modulneigung. Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.

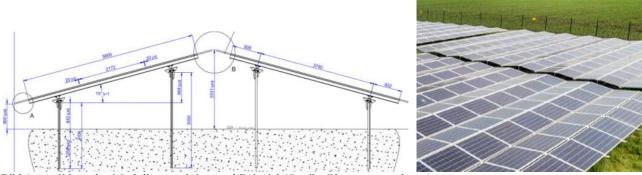


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion und Beispiel (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

Tabelle 2. Bereelmungsparameter	
PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Fest aufgeständert
Modulinstallation	je 6 Module quer übereinander, Ost-West Installation
Ausrichtung (Azimut)	75° (Ost), 255° (West)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,50 m (ca. Werte)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,5 m
Anzahl Messpunkte Straße	nicht relevant
Anzahl Messpunkte Gebäude	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (mittlere Höhe)

\$\bigc\\$ +49 40 79 69 59 36\$
\$\bigc\\$ +49 40 79 69 59 38\$
\$\bigc\\$ info\@solpeg.com\$
\$\bigc\\$ www.solpeg.com\$

### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) 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 meist nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mollenstorf wurden insgesamt 4 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude festgelegt. Weitere Gebäude wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und Entfernung keine relevanten Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

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



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die 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 belästigende 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.

 $<sup>^{\</sup>rm 6}$  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. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> 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 Tagesadaption 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 Labortories (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.

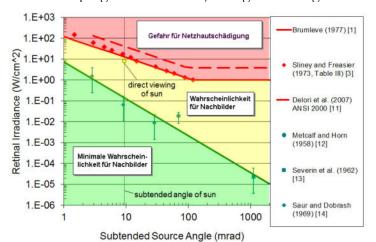


Bild 3.6.1 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Handbuch: <a href="https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf">https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf</a>

<sup>8</sup> 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

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mollenstorf wird für 8 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) 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 Richtlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie "Gelb" vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Teilweise sind nach der Bereinigung an einzelnen Immissionsorten keine Reflexionen mehr nachweisbar (n.n.).

Die hier analysierte PV Anlage hat zwei Ausrichtungen (Ost und West) und geringe Modulneigung von 15°. In so einem Fall hat die Bereinigung der Rohdaten nur eine vergleichsweise geringe Auswirkung auf die Ergebnisse.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	Ost Neigung	West Neigung
P1 Gebäude nördlich	12563	17709
P2 Gebäude westlich	1434	-
P3 Gebäude südwestlich	-	-
P4 Straße westlich	671 <sup>DW</sup>	-

W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

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

S Aufgrund von Sichtschutz durch Hindernisse oder Geländestruktur zu vernachlässigen

<sup>&</sup>lt;sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen



(\$\\$\ +49 40 79 69 59 36 (\$\\$\\$\ +49 40 79 69 59 38 (\$\@\\$\) info@solpeg.com (\$\@\\$\ www.solpeg.com

### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Gebäude nördlich

Am Messpunkt P1 im Bereich des nördlich gelegenen Wirtschaftsgebäudes (Stall) können rein rechnerisch an 17709 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können im Winterhalbjahr zwischen dem 17. August und dem 26. April in der Zeit zwischen 10:36 - 15:59 Uhr für 7 bis max. 125 Minuten am Tag auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag<sup>9</sup> im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

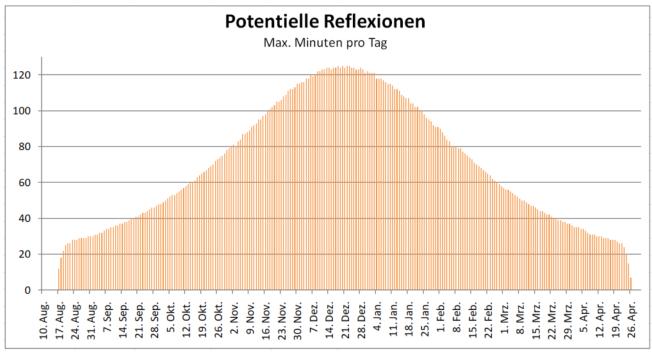


Bild 4.1.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Rein rechnerisch liegt die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Tag und auch pro Jahr über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Stallungen sind allerdings offiziell nicht als schutzwürdige Zonen eingestuft und daher sind die ermittelten Ergebnisse hier nicht anwendbar. Ein weiteres Manko der LAI Lichtleitlinie ist der Umstand, dass es in keine Hinweise für die Schutzbedürftigkeit von Nutztieren gibt.

-

16.09.2022

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

© +49 40 79 69 59 36 a +49 40 79 69 59 38 o info@solpeg.com www.solpeg.com

Die folgende Skizze zeigt potentielle Reflexionen (gelb markiert) im Bereich von Messpunkt P1 unabhängig davon wer oder was sich dort aufhält. Die Skizze verdeutlicht, dass Reflexionen im Jahresverlauf den Messpunkt P1 überwiegend in einem seitlichen Einfallswinkel erreichen.

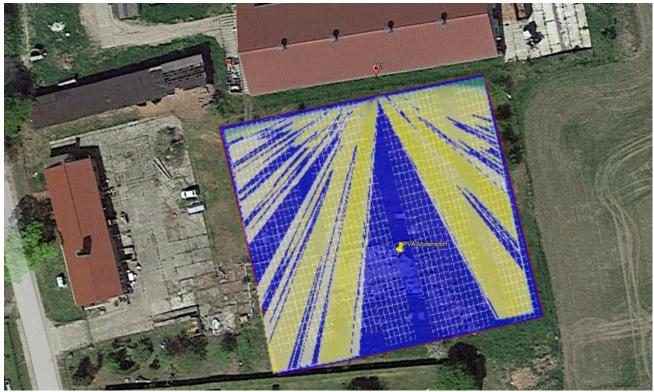


Bild 4.1.2: Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Entscheidend ist allerdings der Umstand, dass nur im oberen Bereich des Gebäudes Fenster bzw. Öffnungen vorhanden sind. Das folgende Foto zeigt das Gebäude.

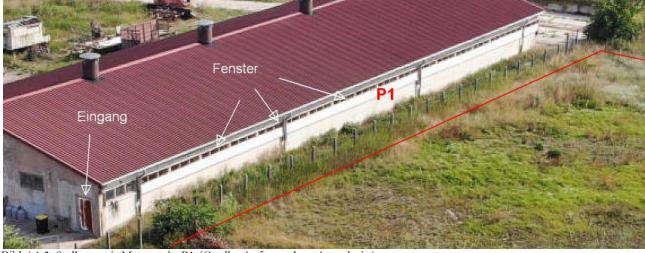


Bild 4.1.3: Stallung mit Messpunkt P1 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Anhand des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können demnach Reflexionen im Inneren des Gebäudes nur den oberen Bereich / Decke erreichen. Nutztiere und insbesondere Tiere in Bodenhaltung können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude westlich

Am Messpunkt P2 im Bereich des westlich gelegenen Gebäudes können theoretisch an insgesamt 1423 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 16. März und dem 25. September morgens zwischen 07:28 - 09:07 Uhr für 5 bis max. 13 Minuten pro Tag auftreten.

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

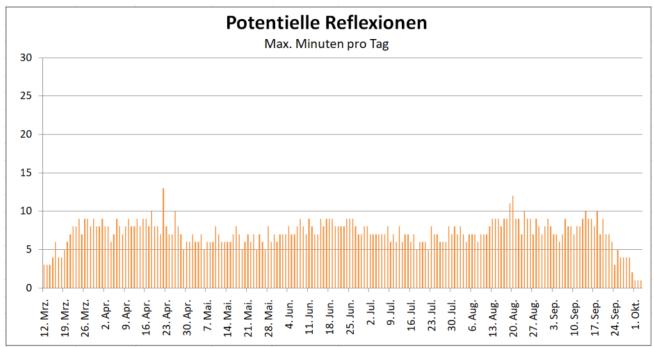


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Sowohl die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Tag als auch pro Jahr liegt teils unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

© +49 40 79 69 59 36 a +49 40 79 69 59 38 o info@solpeg.com www.solpeg.com

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten. In dem gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen auftreten.

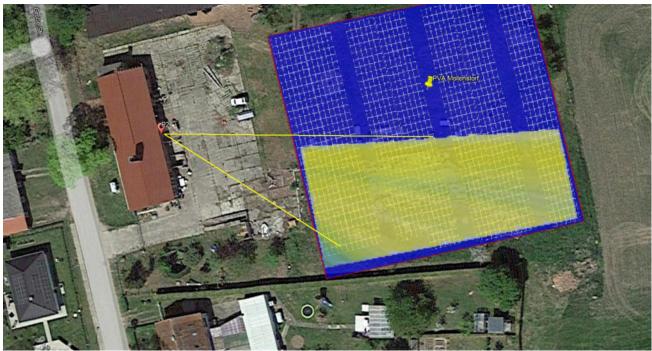


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Bei dem untersuchten Gebäude handelt es sich teilweise um Wohn- und vermutlich auch um Lagerräume mit wenigen Fenstern in Richtung der PV Anlage. Das folgende Foto zeigt die östliche Fassade des Gebäudes.



Bild 4.2.3: Gebäude mit Messpunkt P2 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Aufgrund der zeitlichen Dauer von potentiellen Reflexionen kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine "erhebliche Beeinträchtigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich

Messpunkt P3 im Bereich des südwestlich gelegenen Gebäudes an der Adresse "Große Straße 20" kann aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Straße westlich

Am Messpunkt P4 auf der Straße westlich der PV Anlage können nur in einem sehr geringen Umfang von insgesamt 671 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit 71° bis 80° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m). Daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

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

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

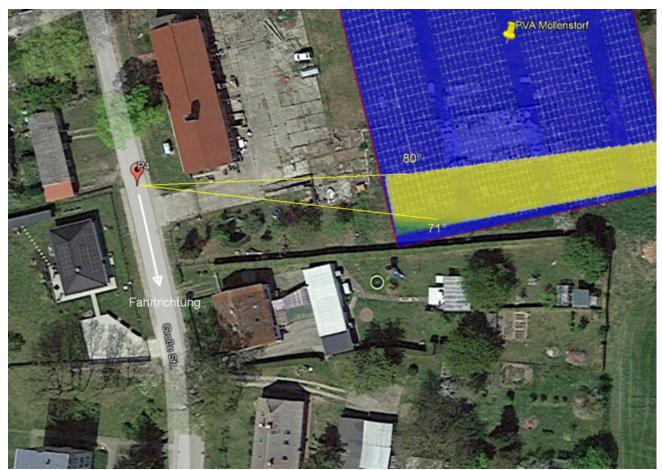


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im grün/gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 674 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

SolPEG GmbH

20537 Hamburg

Germany

Normannenweg 17-21

## PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,128 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 674 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

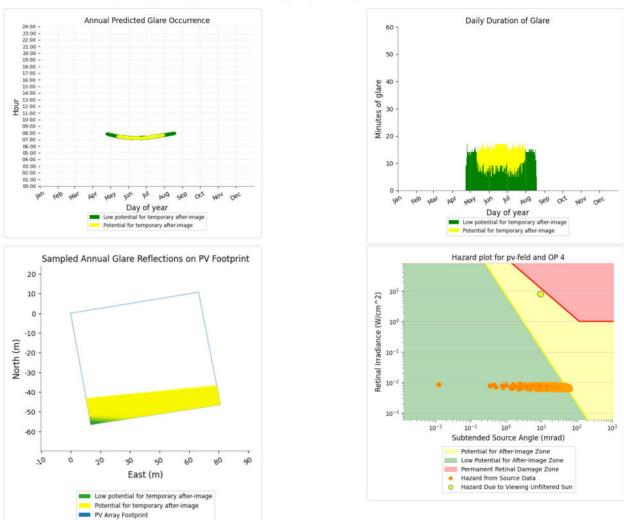


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.





## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Mollenstorf 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.

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

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt an den untersuchten Immissionsorten nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung bzw. eine "erhebliche Belästigung" von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Im Bereich des südwestlich gelegenen Wohngebäudes an der Adresse "Große Straße 20" sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können Nutztiere in dem nördlich gelegenen Stall nicht von Reflexionen erreicht werden.

Auf der westlich verlaufenden Straße können an insgesamt nur 651 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. 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.

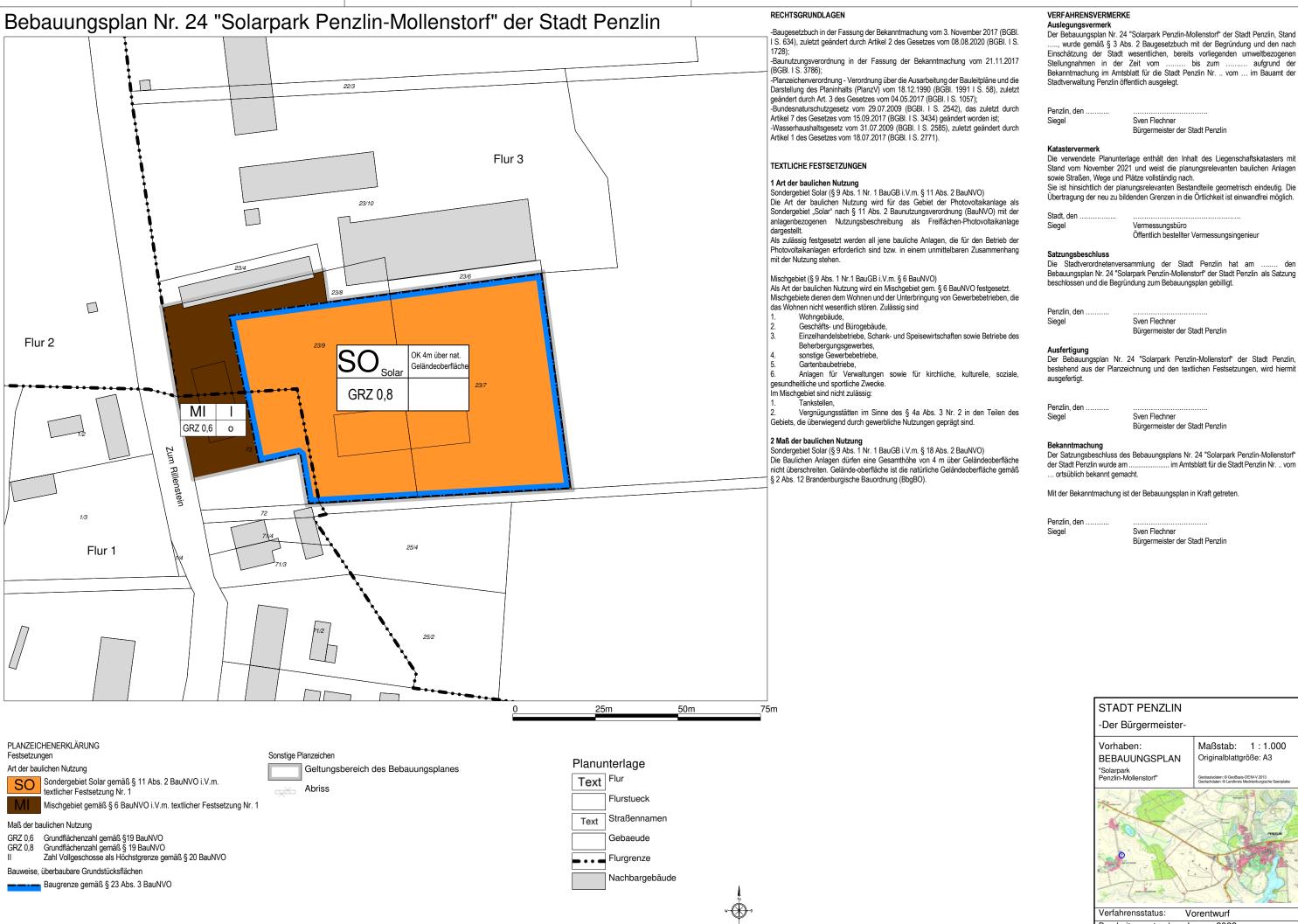
## 6 Schlussbemerkung

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 16.09.2022

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

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



Der Bebauungsplan Nr. 24 "Solarpark Penzlin-Mollenstorf" der Stadt Penzlin, Stand , wurde gemäß § 3 Abs. 2 Baugesetzbuch mit der Begründung und den nach Einschätzung der Stadt wesentlichen, bereits vorliegenden umweltbezogenen Stellungnahmen in der Zeit vom ...... bis zum ..... Bekanntmachung im Amtsblatt für die Stadt Penzlin Nr. .. vom ... im Bauamt der Stadtverwaltung Penzlin öffentlich ausgelegt.

Penzlin, den	
Siegel	Sven Flechner
•	Bürgermeister der Stadt Penzli

Stand vom November 2021 und weist die planungsrelevanten baulichen Anlagen sowie Straßen, Wege und Plätze vollständig nach.

Sie ist hinsichtlich der planungsrelevanten Bestandteile geometrisch eindeutig. Die Übertragung der neu zu bildenden Grenzen in die Örtlichkeit ist einwandfrei möglich.

Stadt, den	
Siegel	Vermessungsbüro
_	Öffentlich bestellter Vermessungsingenieur

Die Stadtverordnetenversammlung der Stadt Penzlin hat am Bebauungsplan Nr. 24 "Solarpark Penzlin-Mollenstorf" der Stadt Penzlin als Satzung beschlossen und die Begründung zum Bebauungsplan gebilligt.

Penzlin, den	
Siegel	Sven Flechner
	Bürgermeister der Stadt Penzlin

Der Bebauungsplan Nr. 24 "Solarpark Penzlin-Mollenstorf" der Stadt Penzlin, bestehend aus der Planzeichnung und den textlichen Festsetzungen, wird hiermit

Penzlin, den	Sven Flechner
Siegel	Sven Flechner Bürgermeister der Stadt Penzlin

Der Satzungsbeschluss des Bebauungsplans Nr. 24 "Solarpark Penzlin-Mollenstorf" im Amtsblatt für die Stadt Penzlin Nr. .. vom

Mit der Bekanntmachung ist der Bebauungsplan in Kraft getreten.

Penzlin, den Siegel	Sven Flechner Bürgermeister der Stadt Penzlir
	Dargermeister der Otaat i enzin

STADT PENZLIN

BEBAUUNGSPLAN

Maßstab: 1:1.000 Originalblattgröße: A3



Vorentwurf Bearbeitungsstand: Januar 2022

Bruckbauer & Hennen GmbH

THE



**BACKSHEET** MONOCRYSTALLINE MODULE

500W+

**MAXIMUM POWER OUTPUT** 

21.1%

**MAXIMUM EFFICIENCY** 

0~+5W

**POSITIVE POWER TOLERANCE** 

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

## Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety
Management System















PRODUCTS
TSM-DE18M(II)

POWER RANGE

480-505W



## High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



### High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



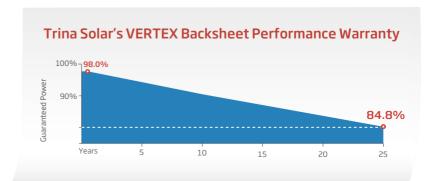
## **High reliability**

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



## High energy yield

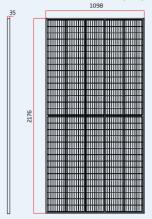
- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature

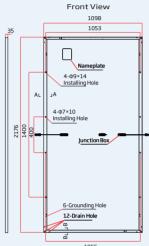


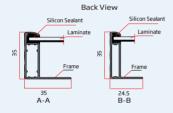


## **BACKSHEET** MONOCRYSTALLINE MODULE

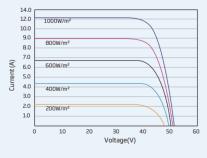
#### **DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



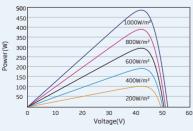




#### I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)



#### P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



#### **ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0~+5					
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current-Impp (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage-Voc (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current-Isc (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

#### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current-Isc (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

 $NMOT: Irradiance\ at\ 800W/m^2,\ Ambient\ Temperature\ 20^{\circ}C,\ Wind\ Speed\ 1m/s.$ 

#### **MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 ×1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

<sup>\*</sup>Please refer to regional datasheet for specified connector.

#### **TEMPERATURE RATINGS**

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	- 0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/℃

#### MAXIMUMRATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

#### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

#### **PACKAGING CONFIGUREATION**

Modules per box: 30 pieces

Modules per 40' container: 600 pieces

tion



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. Version number: TSM\_EN\_2020\_A www.trinasolar.com

<sup>\*</sup>Measuring tolerance: ±3%.



ForgeSolar

## Mollenstorf

## Mollenstorf\_West

Created Sept. 16, 2022 Updated Sept. 16, 2022 Time-step 1 minute Timezone offset UTC1 Site ID 75974.13438

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



## Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 peak) Ocular transmission coefficient: 0.5 Pupil diameter: 0.002 m Eye focal length: 0.017 m Sun subtended angle: 9.3 mrad Analysis Methodology: **Version 2**Enhanced subtended angle calculation: **On** 

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	255.0	12,351	15,506	-

## **Component Data**

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 3,817 m^2

Name: PV Feld Footprint area: 3,817 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 15.0 deg Orientation: 255.0 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	53.502786	13.022905	62.64	1.50	64.14
2	53.502882	13.023884	61.93	1.50	63.43
3	53.502370	13.024050	61.54	1.50	63.04
4	53.502279	13.023061	63.13	1.50	64.63

## **Discrete Observation Receptors**

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.502884	13.023458	62.44	2.00	64.44
OP 2	53.502530	13.022573	62.82	2.00	64.82
OP 3	53.502214	13.022149	62.49	2.00	64.49
OP 4	53.502351	13.022262	62.86	2.00	64.86

https://forgesolar.com/projects/13438/configs/75974/

## **Summary of PV Glare Analysis**

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	255.0	12,351	15,506	-	

## Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	576	571	691	731	1132	969	1103	912	665	654	567	560
pv-feld (yellow)	2126	1446	838	535	367	501	467	430	744	1261	1948	2275

## **PV & Receptor Analysis Results**

Results for each PV array and receptor

## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	8511	13353
OP: OP 2	2712	1479
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1128	674

3 von 6

## **Summary of PV Glare Analysis**

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	75.0	9,127	17,709	-	

## Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	1131	937	959	782	312	0	2	821	847	1027	1054	1255
pv-feld (yellow)	3329	2044	1416	737	0	0	0	389	1154	1935	2922	3783

## **PV & Receptor Analysis Results**

Results for each PV array and receptor

## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	9127	17709
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

3 von 5

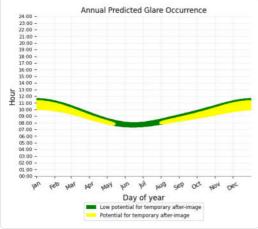
## PV Feld - OP Receptor (OP 1)

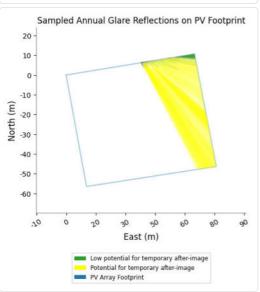
Mollenstorf\_West Site Config | ForgeSolar

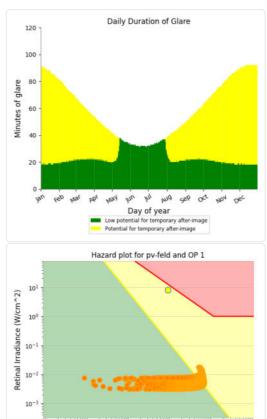
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

• 8,511 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

• 13,353 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







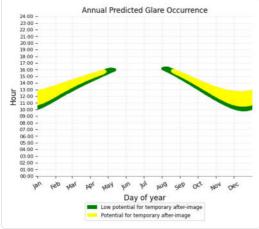
Subtended Source Angle (mrad)

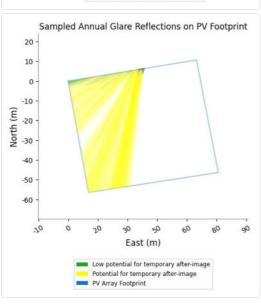
Potential for After-Image Zone
Low Potential for After-Image Zone
Permanent Retinal Damage Zone
Hazard from Source Data
Hazard Due to Viewing Unfiltered Sun

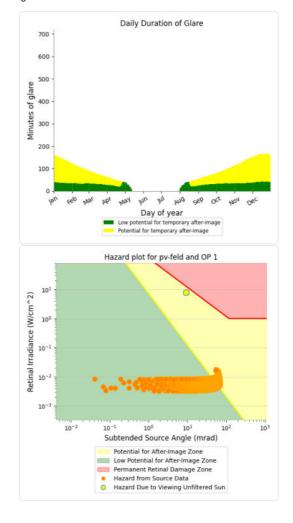
## PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

- 9,127 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
  17,709 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV Feld - OP Receptor (OP 2)

No glare found

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

No glare found

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

No glare found

## **Assumptions**

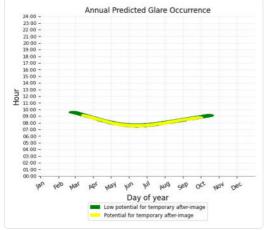
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- · Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not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

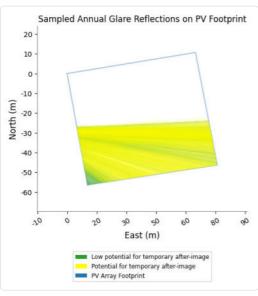
## PV Feld - OP Receptor (OP 2)

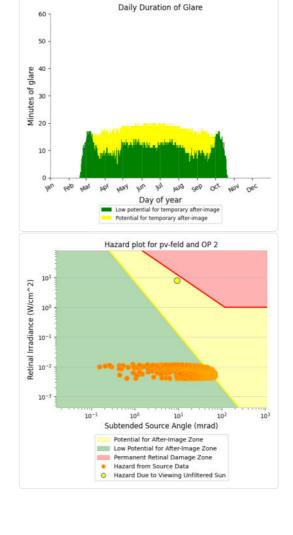
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

   2,712 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

   1,479 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







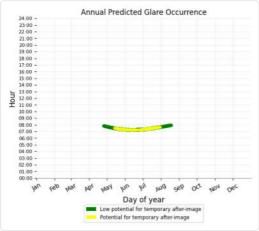
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

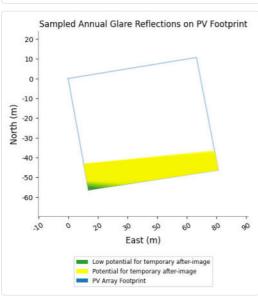
No glare found

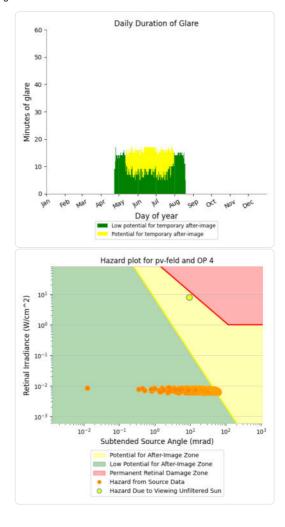
### PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,128 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 674 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 automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time.
   Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more
  rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the Help page for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected F	Reflected Sig	(4	Anzahl	90000	404000	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minute	n im			and voca	-: 1400-1321-240
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	659	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitrau	m	Erste Zeit	t Letzte Ze	elt Me	esspunkt OP 2
2022-03-12 09:09:00	0,006608	847,1102	2	0,194863	0,009363	0,046341	20,2	128,4	0,735	-0,583	0,345	-0,829	0,558	0,019	12. Mrz.	3	09:09	09:13	16.03.2022	16.03.2022		6	6	09:05	5 09:	:11	
2022-03-12 09:10:00	0,006418	848,6787	2	0,191605	0,009223	0,045092	20,3	128,7	0,733	-0,586	0,346	-0,828	0,56	0,022	13. Mrz.	3	09:08	09:12	19.03.2022	23.09.2022		13	1423	07:28	3 09:	:07	
2022-03-12 09:13:00	0,006149	853,3397	2	0,182175	0,008817	0,045286	20,6	129,4	0,724	-0,594	0,352	-0,823	0,567	0,032	14. Mrz.	3	09:07	09:12	25.09.2022	25.09.2022		5	5	08:46	5 08:	:52	
2022-03-13 09:08:00	0,006591	847,7172	2	0,191939	0,009229	0,047366	20,4	128	0,739	-0,577	0,348	-0,834	0,551	0,02	15. Mrz.	4	09:06	09:11									
2022-03-13 09:09:00	0,006468	849,2737	2	0,188722	0,009091	0,047036	20,5	128,2	0,736	-0,58	0,35	-0,832	0,554	0,023	16. Mrz.	6	09:05	09:11				Potenti	ielle Rel	flexionen	am Messpe	unkt OP 2:	lt
2022-03-13 09:12:00	0,006135	853,899	2	0,17941	0,008689	0,046367	20,9	128,9	0,727	-0,587	0,356	-0,828	0,56	0,033	17. Mrz.	4	09:03	09:09					1434	Minuten p	oro Jahr (Su	umme gesi	amt)
2022-03-14 09:07:00	0,006453	848,3254	2	0,185883	0,008944	0,048251	20,7	127,8	0,739	-0,573	0,354	-0,837	0,547	0,024	18. Mrz.	4	09:02	09:08					888	Minuten p	oro Jahr mit	it Sichtschu	utz durch Blattwerk (Juni-September)
2022-03-14 09:10:00	0,006105	852,9372	2	0,176688	0,008548	0,047376	21,1	128,5	0,73	-0,581	0,36	-0,832	0,553	0,034	19. Mrz.	5	09:01	09:07					546 (	Minuten p	oro Jahr oh	ne Sichtsc	chutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
consideration of the contract		855,9754	2	0,170828	0,008294	0,046416	21,3	129	0,724	-0,586	0,364	-0,829	0,558	0,041	20. Mrz.	6	08:59	09:06					13	Minuten p	oro Tag (Ma	lax)	
2022-03-15 09:06:00	0,006429	848,9343	2	0,18309	0,008816	0,049164	21	127,4	0,742	-0,567	0,358	-0,841	0,54	0,025	21. Mrz.	7	08:57	09:05									
	0,006199			0,176982			21,2	127,8	0,736	-0,572	0,362	-0,838	0,544	0,032	22. Mrz.	8	08:55	09:04									ung (Datensatz mit 1480 Einträgen /-2712):
	THE RESIDENCE OF SHIP	855,0221		0,171091	CONTRACTOR OF THE	0,04785	21,4	128,3	0,73	-0,577	0,366	-0,835	0,549	0,038	23. Mrz.	8	08:54	09:03					- 3	1.: Zeitrau	ım zwische	en 06:00 - 2	22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
	0,005834	856,526		0,168224			21,6	128,5	0,727	-0,579	0,368	-0,833	0,551	0,042	24. Mrz.	9	08:51	09:01									t ist min. 10" (Standard: min. 10")
		849,5431		0,180343	0,00869		21,2	126,9	0,745	-0,56	0,362	-0,846	0,533	0,026	25. Mrz.	7	08:49	08:59					- 1	3.: Dauer	der Reflexio	ion ist min.	. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
	0,006026			0,1773			21,3	127,1	0,742	-0,563	0,364	-0,844	0,535	0,029	26. Mrz.	9	08:48	08:58									
PROPERTY OF THE PROPERTY OF TH		852,5782		0,174312	1000 CO 1000 CO	0,04953	21,4	127,4	0,74	-0,565	0,366	-0,843	0,537	0,033	27. Mrz.	9	08:44	08:56									
and the second second second second second second		855,5847		0,168495			21,7	127,9	0,734	-0,57	0,369	-0,84	0,542	0,039	28. Mrz.	8	08:43	08:55									
	0,005806			0,165665	455000000000	0,048178	21,8	128,1	0,731	-0,573	0,371	-0,838	0,544	0,043	29. Mrz.	9	08:42	08:54						Pote	ntielle	Reflex	donen
	0,005675			0,162884			21,9	128,3	0,728	-0,575	0,373	-0,836	0,546	0,046	30. Mrz.	8	08:40	08:52							Max. Minu		
THE RESERVE OF THE PARTY OF THE	0,006338			0,177643			21,4	126,5	0,748	-0,553	0,366	-0,85	0,526	0,027	31. Mrz.	8	08:39	08:51		30 -					THUS.	accii pi o i	
2022-03-17 09:05:00		852,4883		0,171689		0,047531	21,7	126,9	0,743	-0,558	0,369	-0,847	0,531	0,034	1. Apr.	9	08:37	08:50									
2022-03-17 09:07:00	0,005895	855,47		0,165945		0,04951	21,9	127,4	0,737	-0,564	0,373	-0,844	0,535	0,04	2. Apr.	8	08:35	08:48		25							
2022-03-17 09:09:00		858,4235		0,160406	0,00781	0,048292	22,2	127,9	0,731	-0,569	0,377	-0,841	0,539	0,047	3. Apr.	8	08:34	08:46									
2022-03-18 09:02:00		850,0891		0,174991		0,048983	21,7	126	0,752	-0,547	0,369	-0,854	0,519	0,028	4. Apr.	6	08:38	08:45		20							
A STATE OF THE PARTY OF THE PAR	0,006223	851,586		0,172025		0,051435	21,8	126,3	0,749	-0,549	0,371	-0,853	0,521	0,031	5. Apr.	7	08:31	08:44		20							
		856,0353		0,163441	A CONTRACTOR OF THE PARTY OF TH	Alexander Control	22,2	127	0,74	-0,557	0,377	-0,848	0,528	0,041	6. Apr.	9	08:29	08:42		1977							
		858,9668		0,157972		0,049006	22,4	127,4	0,734	-0,562	0,381	-0,845 -0,859	0,532	0,048	7. Apr.	8	08:33	08:41	_	15							
	0,005913	850,6978		0,172387	LONG TO SHARE	0,046961	21,9	125,6 125,8	0,755	-0,54 -0,542	0,375	-0,857	0,512 0,514	0,029	8. Apr. 9. Apr.	,	08:32	08:40		90.0							4
	0.005948			0,163758		0.0000000000000000000000000000000000000	22,3	126,3	0,732	-0,548	0,379	-0,854	0,514	0,032	10. Apr.	0	08:28	08:36		10	1811 1	110			111	100	manufact to the first
	0,005946			0,160984		0,050826	22,4	126,5	0,748	-0,548	0,379	-0,853	0,519	0,039	11. Apr.	9	08:27	08:35		20 100			111	LILIL	Landoff &		militarii fa tika milli liiki ka kali liiki
		859,5091			0,007585	0.049668	22,6	127	0,743	-0,556	0,385	-0,849	0,525	0,042	12. Apr.	0	08:24	08:33		5							
	0.006373			0,172775			22,0	124,9	0,76	-0.53	0,385	-0,864	0,523	0,026	13. Apr.	9	08:23	08:32		100							
	0,005826			0,169831	0,0082	0.046917	22,1	125,1	0,757	-0,533	0,377	-0,863	0,505	0.03	14. Apr.	8	08:22	08:31		0			4				
	0,006024			0,16694		2000 A 2000	22,3	125,4	0,755	-0,536	0,379	-0,861	0,507	0,033	15. Apr.	9	08:20	08:30		2 0	256	B B B	pr.	7 7 7	5 5 5	5 5 3	9.M 16.Jd 23.Jd 80.Jd 6.Aug 13. 20. 27. 27. 3.Sep 10.Sep 11.Sep 24.Sep 11.Oct
	0,005911			0,161312			22,5	125,8	0,749	-0,541	0,383	-0.858	0,512	0,04	16. Apr.	9	08:18	08:27		100000	e e	4 4 4	0. A		4 1	8 5	16 2 23 2 23 2 24 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2
2022-03-20 09:04:00	0,00579			0,158573			22,6	126,1	0.746	-0,544	0,385	-0,857	0,514	0,043	17. Apr.	8	08:17	08:26				- ~	m				8 e A
	0.005523			0,153242			22,9	126,6	0,74	-0,549	0,389	-0.854	0.518	0,05	18. Apr.	10	08:15	08:25									
		848,9603		0,170231		0,052472	22,2	124,5	0,763	-0,524	0,379	-0,868	0,495	0,027	19. Apr.	8	08:14	08:24									
		850,4373		0,167325	100000000000000000000000000000000000000	0,053802	22,4	124,7	0,76	-0,526	0,381	-0,867	0,498	0,03	20. Apr.	8	08:12	08:22									
		851,9075	2			0,052158	22,5	124,9	0,758	-0,529	0,383	-0,865	0,5	0,034	21. Apr.	7	08:11	08:21									
	0.005863	854,828		0.158914			22,7	125,4	0,752	-0,534	0,386	-0,862	0.505	0,041	22. Apr.	13	08:06	08:20									
2022-03-21 09:02:00		856,2782			0.007587	0.0523	22.9	125,6	0.749	-0,537	0,388	-0.861	0.507	0,044	23. Apr.	8	08:08	08:19									
	0,005471			0,150946		0.050854	23,1	126,1	0,743	-0,542	0,392	-0,858	0,511	0,051	24. Apr.	7	08:07	08:17									
least thirty construction or passing further tracking the	0,005326			0,148385		A758 SECTION	23,2	126,3	0,74	-0,545	0,394	-0,856	0,514	0,054	25. Apr.	7	08:05	08:15									
		848,9305	2	0,170659		0,054735	22,4	123,8	0,769	-0,514	0,38	-0,874	0,486	0,025	26. Apr.	10	08:03	08:14									
	0,006183		2	0,164868			22,6	124,2	0,763	-0,519	0,384	-0,871	0,491	0,031	27. Apr.	8	08:03	08:12									
		853,3052		0,162049	Sec. 2000000000000000000000000000000000000	0,052986	22,7	124,5	0,76	-0,522	0,386	-0,869	0,493	0,035	28. Apr.	7	08:02	08:11									
2022-03-22 08:59:00	0,005681	854,7503		0,159281		0.049923	22,8	124,7	0,758	-0,525	0,388	-0,868	0,495	0,038	29. Apr.	5 Copy	08:01	08:10	written noct								
2022 00 22 00100100	01003007		-	OJAC PEGE	open FEE	494.3363	Laye	46.00	-1130	-7010	2,000	3,000	-5400	4,000	11 (7 april	- 6	COIGT	43:10	ATT.								

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected F	Reflected Sig	(4	Anzahl	90000	40-073	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im		social securities				
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #		Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit Letzte Zeit	Messpunkt OP 4				
2022-05-12 07:31:00	0,005367	831,8449	2	0,15426	0,007278	0,050126	27,1	96,2	0,885	-0,096	0,456	-0,998	0,066	-0,02	12. Mai.	. 3	07:31	07:33	13.05.2022	31.07.2022	1	1 671	1 07:09 07:46					
2022-05-12 07:32:00	0,005305	833,0391	2	0,151606	0,007163	0,050481	27,3	96,4	0,883	-0,099	0,459	-0,998	0,068	-0,017	13. Mai.	5	07:26	07:32										
2022-05-12 07:33:00	0,005235	834,2295	2	0,148997	0,00705	0,050705	27,4	96,6	0,882	-0,102	0,461	-0,997	0,071	-0,013	14. Mai.	6	07:25	07:32				Potentielle R	teflexionen am Messpunkt	OP 4:				
2022-05-13 07:26:00	0,00552	827,289	2	0,162158	0,007609	0,048724	26,8	95,2	0,889	-0,081	0,45	-0,998	0,051	-0,029	15. Mai.	. 8	07:24	07:35				671	671 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)					
2022-05-13 07:29:00	0,005412	830,8884	2	0,153956	0,007255	0,051103	27,2	95,8	0,885	-0,09	0,457	-0,998	0,06	-0,02	16. Mai.	. 7	07:23	07:34				520	D Minuten pro Jahr mit Sic	htschutz durch Blattwerk (Juni-September)				
2022-05-13 07:30:00	0,005352		2	0,151312	0,007141	0,051498	27,3	96	0,883	-0,093	0,459	-0,998	0,062	-0,017	17. Mai.	. 6	07:23	07:33				151	Minuten pro Jahr ohne Sicht Minuten pro Tag (Max)	ntschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)				
		833,2689		0,148711			27,5	96,2	0,882	-0,096	0,462	-0,998	0,065	-0,014	18. Mai.	7	07:21	07:34				11						
2022-05-13 07:32:00		834,4534		0,146153			27,6	96,4	0,88	-0,099	0,464	-0,998	0,068	-0,011	19. Mai.	. 9	07:20	07:33										
	0,005557	826,817		0,161889		0,049481	26,8	94,8	0,889	-0,075	0,451	-0,999	0,045	-0,029	20. Mai.	. 8	07:19	07:32						einigung (Datensatz mit 675 Einträgen /-1128):				
	0,005457			0,153712			27,2	95,4	0,885	-0,084	0,458	-0,998	0,054	-0,02	21. Mai.		07:18	07:31						i:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)				
	0,005399			0,151076		0,05242	27,4	95,6	0,884	-0,087	0,46	-0,998	0,056	-0,017	22. Mai.	. 8	07:19	07:31					2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10" (Standard: min. 10")					
	0,005332			0,148483			27,5	95,8	0,882	-0,09	0,462	-0,998	0,059	-0,014	23. Mai.	7	07:17	07:30					3.: Dauer der Reflexion is	st min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)				
	0,005252			0,145932		Contract Contract	27,7	96	0,881	-0,093	0,465	-0,998	0,062	-0,011	24. Mai.	. 9	07:16	07:29										
	0,005181			0,143424		0,05296	27,8	96,3	0,879	-0,096	0,467	-0,998	0,064	-0,008	25. Mai.	9	07:15	07:28										
	0,005595			0,161683		0,050149	26,8	94,4	0,89	-0,069	0,452	-0,999	0,039	-0,03	26. Mai.	9	07:15	07:28			4	-	II					
Proceedings of the Company of the Co		828,2489 830.631	2	0,15892	0,007466	(1750 COS CO)	27 27,3	94,6 95	0,888	-0,072 -0,078	0,454	-0,999 -0,999	0,042	-0,027 -0,02	27. Mai. 28. Mai.	11	07:14 07:13	07:27					Potentielle Re	flexionen				
	0,005439	NOTICE OF STREET		0,150899			27,4	95,2	0,884	-0,078	0,458	-0,999	0,048	-0,02	29. Mai.	- 11	07:13	07:29					Max. Minuten	pro Tag				
	0.005383			0,150899		0,05358	27,6	95,2	0.882	-0,081	0,463	-0,998	0.053	-0,017	30. Mai.		07:13	07:29		30								
2022-05-15 07:30:00	0,00524			0,145769			27,7	95,7	0,881	-0,087	0,465	-0,998	0,056	-0,014	31. Mai.	7	07:13	07:21										
	0.005235			0,143767			27,9	95,9	0,879	-0.09	0,468	-0,998	0,059	-0.008	1. Jun.		07:12			25								
A STATE OF THE PARTY OF THE PAR	0.004899	With the state of		0,133665		110	28,5	96,7	0,873	-0,103	0,477	-0,998	0,069	0,004	2. Jun.	7	07:11	07:20										
	0,005603			0,161542	0,00758	0,050324	26,9	94	0,89	-0,063	0,452	-0,999	0,034	-0,03	3. Jun.	9	07:11	07:24		20								
	0.005618			0.158785			27	94.2	0.888	-0,066	0,454	-0,999	0.036	-0.027	4, Jun.	8	07:10	07:23		100								
	0.005549			0,153407			27,3	94.7	0.885	-0,072	0,459	-0.999	0.042	-0.021	5. Jun.	9	07:10	07:23		15								
A STATE OF THE PARTY OF THE PAR	0.005495	832.015		0,150783			27,5	94,9	0,884	-0.075	0,461	-0.999	0.045	-0,018	6. Jun.	8	07:11	07:20		100								
2022-05-16 07:28:00	0,005424	833,1909		0,148202			27,6	95,1	0,883	-0,078	0,464	-0,999	0,047	-0,015	7. Jun.	7	07:10	07:23		10		1		Live and the second				
2022-05-16 07:30:00	0,005287	835,5316	2	0,143167	0,006785	0,054765	27,9	95,5	0,88	-0,085	0,468	-0,999	0,053	-0,008	8. Jun.	9	07:10	07:23		200	· Life	mahi r	rac ratifically	allah madillahda 6				
2022-05-16 07:34:00	0,004956	840,1675	2	0,133585	0,006366	0,054691	28,5	96,3	0,873	-0,097	0,477	-0,998	0,063	0,004	9. Jun.	8	07:09	07:19			halli	diliilida						
2022-05-17 07:23:00	0,005649	827,9619	2	0,158714	0,007453	0,052447	27,1	93,9	0,888	-0,06	0,455	-0,999	0,031	-0,027	10. Jun.	9	07:09	07:22		2								
2022-05-17 07:25:00	0,005587	830,3307	2	0,153346	0,007222	0,054167	27,4	94,3	0,886	-0,066	0,46	-0,999	0,036	-0,021	11. Jun.	9	07:10	07:23										
2022-05-17 07:26:00	0,005535	831,5094	2	0,150727	0,007109	0,054696	27,5	94,5	0,884	-0,07	0,462	-0,999	0,039	-0,018	12. Jun.	10	07:09	07:19		0 +								
2022-05-17 07:27:00	0,005424	832,6845	2	0,148151	0,006997	0,054334	27,7	94,7	0,883	-0,073	0,464	-0,999	0,041	-0,015	13. Jun.	8	07:09	07:19		12	13	% mg	M M	5 5 2 2 2 2				
	0,005332			0,143125		0,055551	28	95,1	0,88	-0,079	0,469	-0,999	0,047	-0,009	14. Jun.	10	07:09	07:22				7	ei 5	23 24 7 30 23				
	0,005007			0,133558		0,055602	28,5	96	0,874	-0,091	0,478	-0,998	0,058	0,004	15. Jun.	8	07:09	07:22					9905	32				
	0,005634			0,164245			26,8	93,1	0,891	-0,048	0,451	-0,999	0,019	-0,034	16. Jun.		07:11	07:23										
		829,3355		0,158707			27,1	93,5	0,889	-0,055	0,455	-0,999	0,025	-0,028	17. Jun.	10	07:10	07:23										
	0,005622			0,153347			27,4	93,9	0,886	-0,061	0,46	-0,999	0,03	-0,022	18. Jun.	10	07:09	07:19										
		832,8553		0,150732		0,055304	27,5	94,1	0,884	-0,064	0,462	-0,999	0,033	-0,019	19. Jun.	9	07:09	07:19										
2022-05-18 07:27:00		834,0212	2		0,007009		27,7	94,3	0,883	-0,067	0,465	-0,999	0,036	-0,015	20. Jun.		07:10	07:20										
		836,3417	2			0,056267	28	94,7	88,0	-0,073	0,469	-0,999	0,041	-0,009	21. Jun.	8	07:10	07:20										
	0,004976			0,131294			28,7	95,8	0,873	-0,088	0,481	-0,998	0,055	0,006	22. Jun.	8	07:10	07:20										
	0,005644			0,164295		0,049586	26,8	92,7	0,891	-0,043	0,451	-0,999	0,014	-0,034	23. Jun.		07:10	07:20										
2022-05-19 07:22:00		828,8128		0,158764		0,053376	27,1	93,1	0,889	-0,049	0,456	-0,999	0,019	-0,028	24. Jun.		07:10	07:20										
2022-05-19 07:24:00 2022-05-19 07:25:00	0,005549		2		0,007232		27,4	93,6	0,886	-0,055 -0,058	0,46	-0,999	0,025	-0,022 -0,019	25. Jun.	10	07:11											
	0,00562	832,3301		0,150798			27,6	93,8	0,885	-0,058	0,463	-0,999 -0,999	0,027	-0,019	26. Jun. 27. Jun.	8	07:13 07:12	07:25										
		833,4952 834,6565		0,148229		0,056315	27,7	94 94,2	0,883	-0,061	0,465	-0,999	0,033	-0,016	27. Jun. 28. Jun.	10	07:12	07:25										
				0,145701				94,2	0,882	-0,064	0,467	-0,999	0,033	DJ I Dieko Jac	50 FEG	GmbH   Cop	07:12		out written nocti	e prohibited								
2022-05-19 07:28:00	0,005429	833,8142	2	0,143214	0,006789	0,056905	28	94,4	0,88	-0,067	0,47	-0,999	0,036	-0,01	29. Jun.	9	0/:12	07:25	101									