

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Friedrichsruhe

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Friedrichsruhe 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	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der 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	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse an Messpunkt P1, Bahnstrecke südlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte	19
4.4	Ergebnisse an Messpunkt P3, Gebäude westlich	20
4.5	Ergebnisse an Messpunkt P4, Gebäude westlich / Dorfstraße	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Friedrichsruhe"

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Friedrichsruhe“ für die Bahnstrecke Schwerin–Parchim sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Friedrichsruhe“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Schwerin–Parchim 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 ist notwendig da die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten zu vermitteln.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich ca. 1,5 km südlich der Ortschaft Friedrichsruhe in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet, ca. 10 km nordwestlich von Parchim in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Anlage verläuft auf einer Länge von ca. 990 m die eingleisige Bahnstrecke Schwerin–Parchim². Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche ca. 1,5 km südlich von Friedrichsruhe, ca. 10 km nordwestlich von Parchim. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	54.038°N, 11.748°O, 51 m ü.N.N
Entfernung zur Bahnlinie	ca. 20 m
Grenzlänge entlang der Bahnlinie	ca. 990 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 220 m – 370 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 290 m - 330 m (relevanter Blickwinkel)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Bahnlinie Berlin–Stralsund (Quelle: Google Earth/SolPEG)

²DB Streckennummer 6933, DB Kursbuchstrecke 125

Das folgende Bild die geplante PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: PVA und Umgebung (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Details der PV Anlage.



Bild 2.1.3: Details mit Bahnlinie (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aktuelle Fotos der PV Fläche. Blick von Süden Richtung Norden.



Bild 2.1.4: Fläche der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

Blick von Osten Richtung Westen.



Bild 2.1.5: Fläche der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

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 Gebäude im Westen der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle wären diese allerdings zu vernachlässigen. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfalls winkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

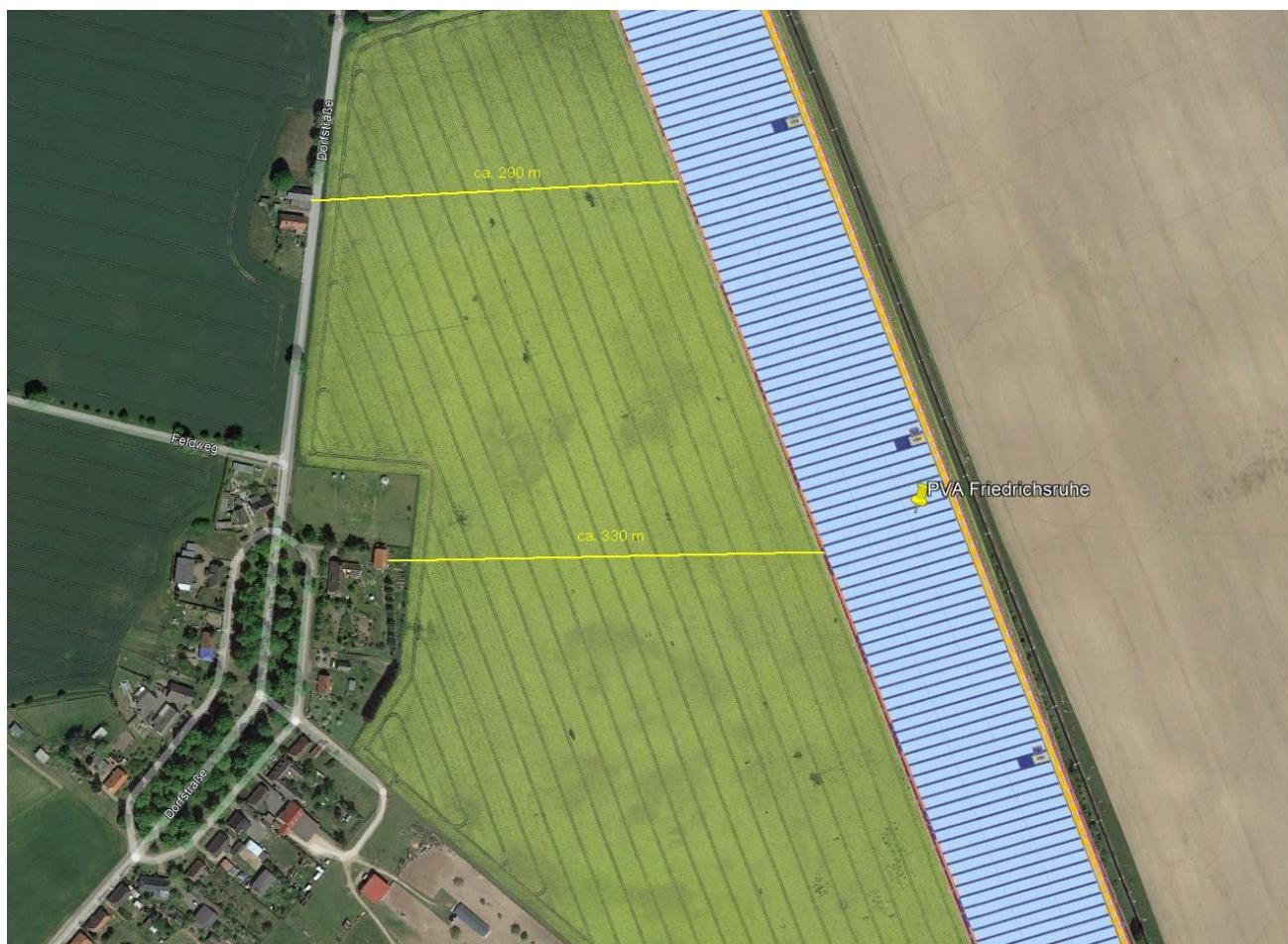


Bild 2.2.1: Gebäude im Westen der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Weitere 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:

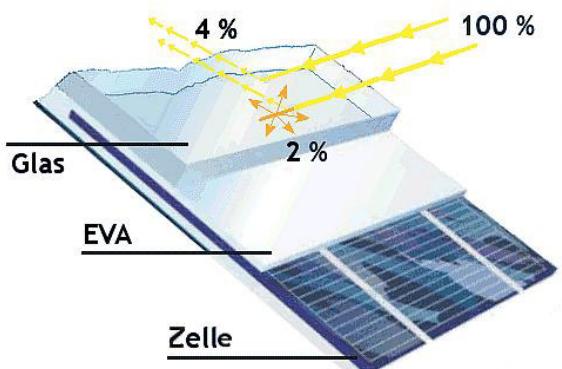


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



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

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

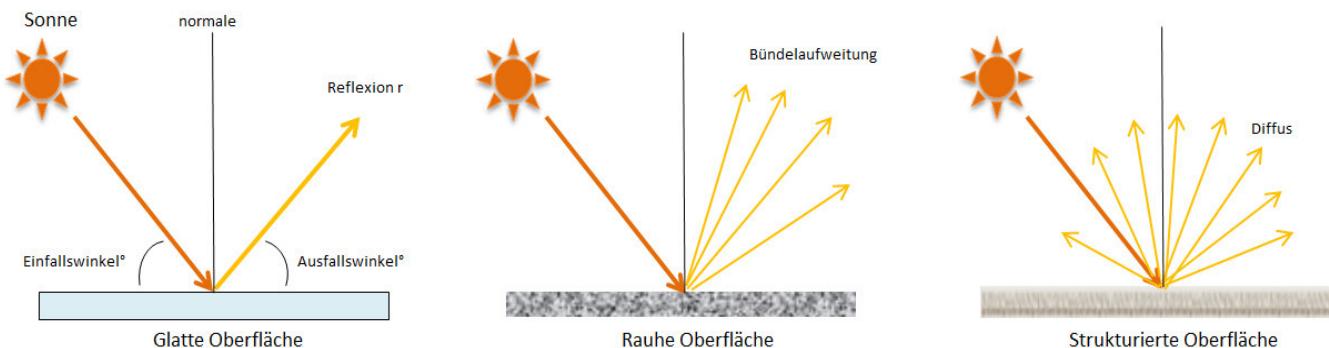


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers LONGi 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 Parameters

Cell Orientation	120 (6×20)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , 1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	19.5kg
Dimension	1755×1038×35mm

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 FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

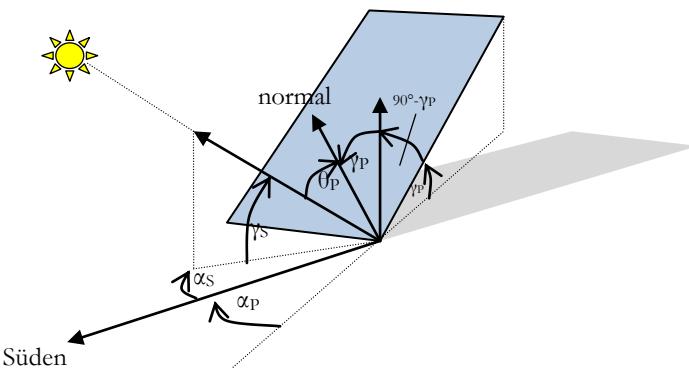


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionschicht) 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 Immissionsquelle 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-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeföhrten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:

<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

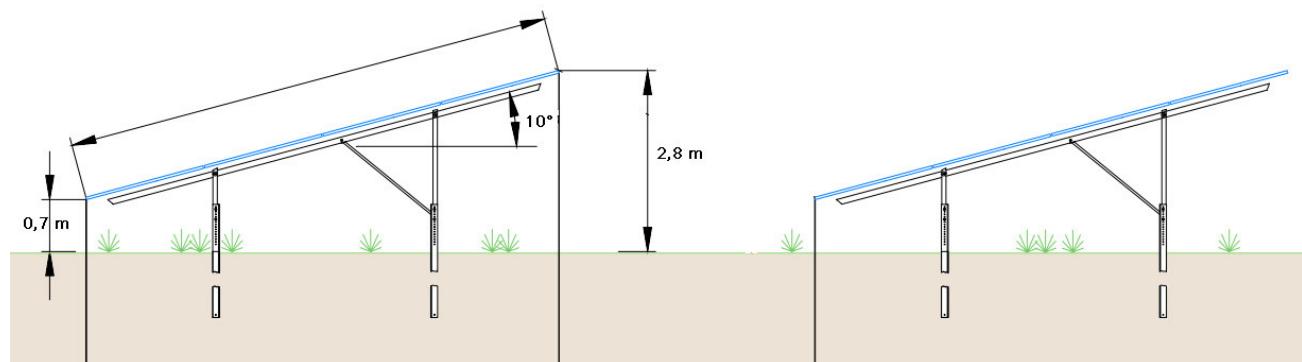


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi Solar (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	162° (Süden = 180°)
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,70 m, max. 2,80 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Zugführer	2,5 m über Boden inkl. Bahndamm, ansonsten 2 m
Azimut Blickrichtung Zugführer ⁶	Fahrtrichtung +/- 20°

⁶ 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 in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potentiellen Blendwirkung wurden exemplarisch 2 Messpunkte entlang der Bahnlinie gewählt, sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden, davon 1 Messpunkt kombiniert auf der Dorfstraße. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P4):



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1- P4) für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsduer 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 fehlt⁷ 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 Leudichte 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 Fahrrichtung +/- 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 Photovoltaik-parks **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.

⁷ 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. TMY8) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ 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/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 Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

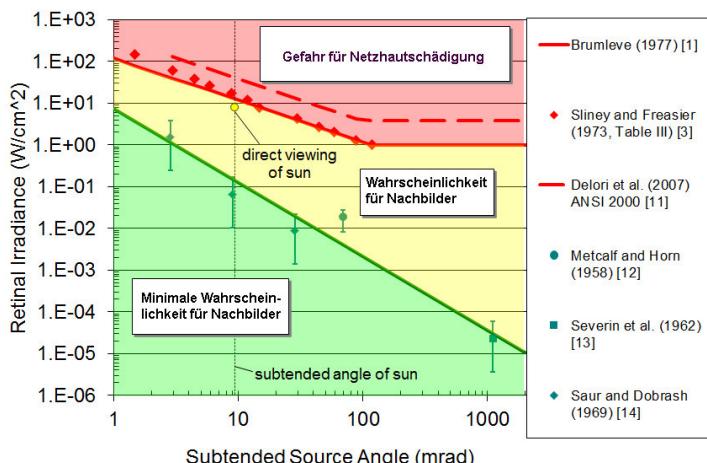


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

9 DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Friedrichsruhe 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 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.

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.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke Süd	3165 ^w
P2 Bahnstrecke Mitte	7731 ^w
P3 Gebäude westlich	-
P4 Gebäude westlich / Dorfstraße	-

^w Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur/Hindernissen oder Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse an Messpunkt P1, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P1 auf der wenig befahrenen, eingleisigen Bahnstrecke Schwerin–Parchim können nach Bereinigung der Rohdaten zwischen dem 08. April und 04. September in der Zeit zwischen 17:37 Uhr - 18:54 Uhr für max. 25 Minuten pro Tag Reflexionen auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit -30° bis -89° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Darüber hinaus besteht in diesem Abschnitt aufgrund einer Böschung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.

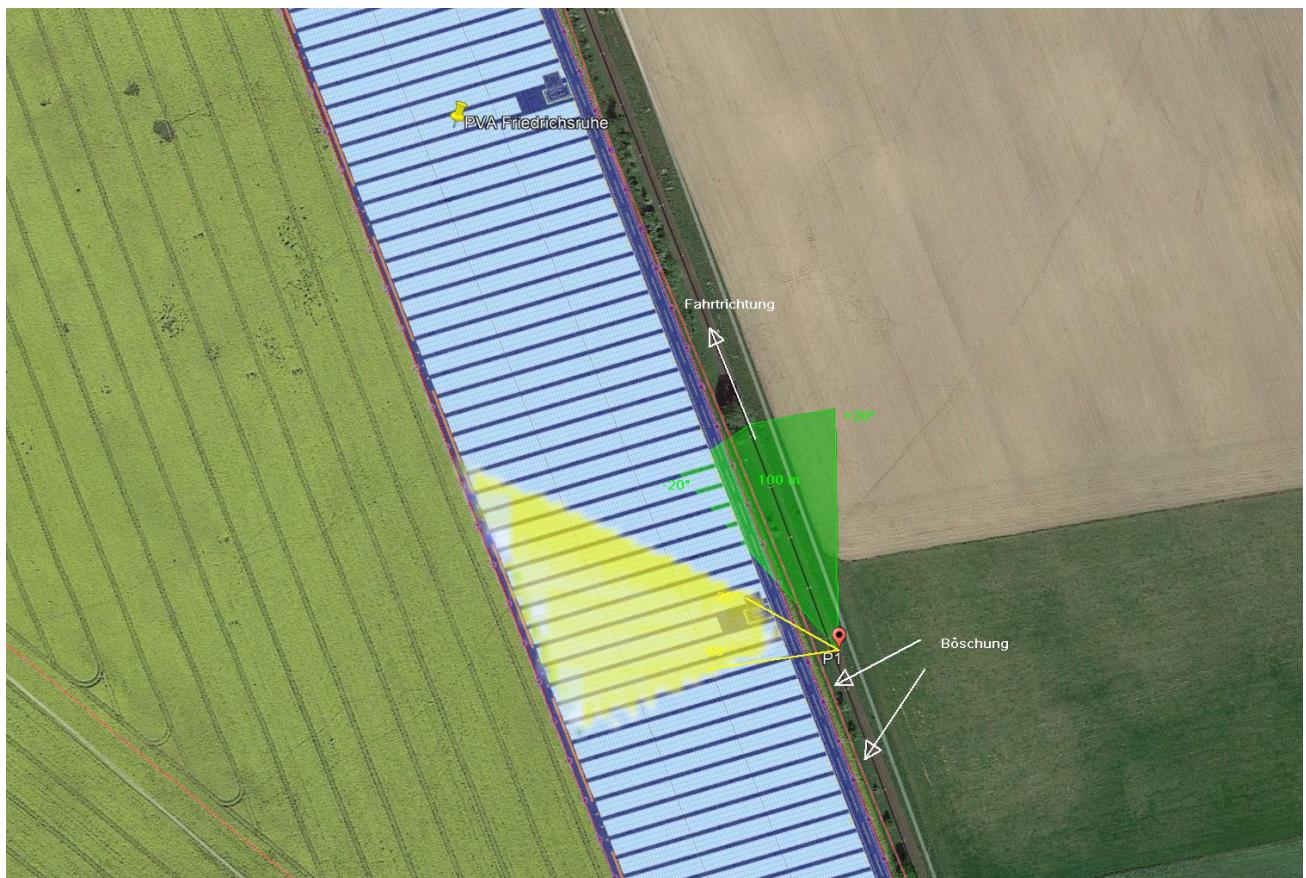


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung. Potentielle Reflexionen können rein rechnerisch in der gelb/weiß markierten Fläche¹⁰ auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und sind diese jedoch zu vernachlässigen.

10 Fläche der nicht bereinigten Simulationsergebnisse

Das folgende Foto zeigt den Bereich in der Realität und verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar oberhalb der Bahnstrecke liegt.



Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P1, Blick Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG)

Blick auf die Böschung



Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Aufgrund des Verlaufes der Bahnstrecke können auch am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordwesten in bestimmten Jahreszeiten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Wie am Messpunkt P1 liegen auch hier Einfallsinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 dargestellt.



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

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Potentielle Reflexionen können in der gelb/weiß markierten Fläche auftreten. Aufgrund des Einfalls winkels und sind diese jedoch zu vernachlässigen. Das folgende Foto zeigt in etwa den Streckenabschnitt am Messpunkt P2 in der Realität. Der für Zugführer relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage liegt links im Bild, Reflexionen wären jedoch weiter links, außerhalb des Bildes.

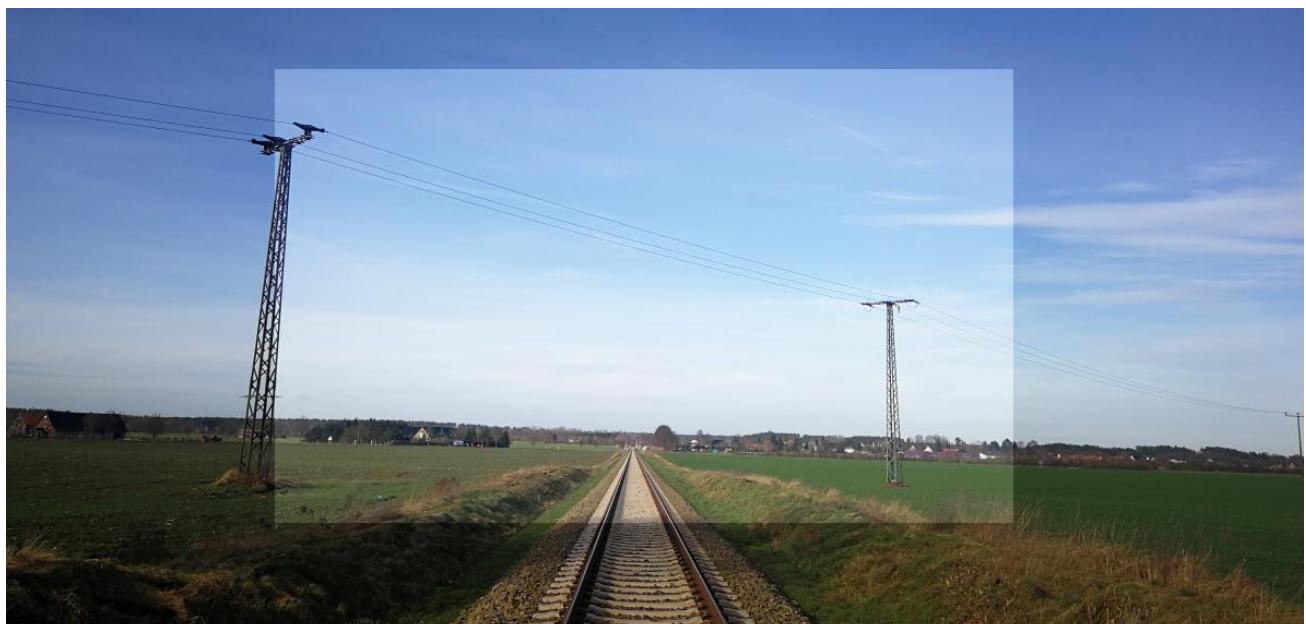


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2, Blick Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse an Messpunkt P3, Gebäude westlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass in den betreffenden Zeiten morgens zwischen 04:35 – 05:49 Uhr die Sonne dicht über dem Horizont steht ($0,1^\circ$ - $7,6^\circ$) und daher die Sonne selbst überwiegend Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze (Pseudo 3D) beispielhaft die Situation am Messpunkt P3 am 16. April um 05:40 Uhr, Blick Richtung Osten. Der Verlauf der Lichtstrahlen ist durch gelbe Pfeile symbolisiert.

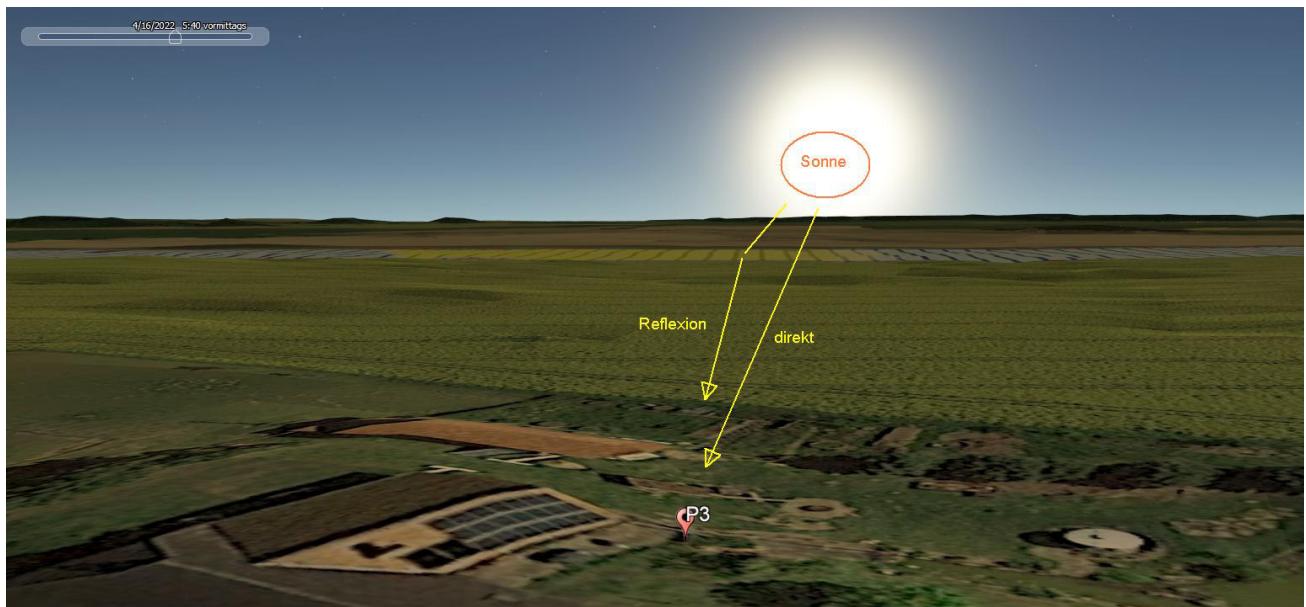


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

In den Gebäuden an der Dorfstraße sind überwiegend keine Fenster im Obergeschoß mit Blick auf die PV Anlage vorhanden.



Bild 4.4.2: Situation am Messpunkt P3, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse an Messpunkt P4, Gebäude westlich / Dorfstraße

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage an der Dorfstraße sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist wie auch am Messpunkt P3 überwiegend damit begründet, dass in den betreffenden Zeiten morgens zwischen 04:35 – 05:51 Uhr die Sonne dicht über dem Horizont steht ($0,1^\circ$ - $7,7^\circ$) und daher die Sonne selbst überwiegend Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt.

Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. ca. 280 m – 370 m wären Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen und der daraus resultierenden geringeren Leuchtdichte wäre die PV Anlage - wenn überhaupt - lediglich als helle Fläche wahrnehmbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Auch für Fahrzeugführer auf der Dorfstraße sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen, da die Einfallswinkel deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegen.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4



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

Das folgende Bild zeigt den Blick von der Fläche der PV Anlage in Richtung Westen.



Bild 4.5.2: Blick Richtung Westen auf Messpunkt P4 (Quelle: SolPEG)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. 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 können die theoretischen Maximalwerte nicht ohne Einschränkungen verwendet werden.

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang. Die minutengenauen Rohdaten der Berechnungsergebnisse sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

PV Feld - 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.
- 2,581 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

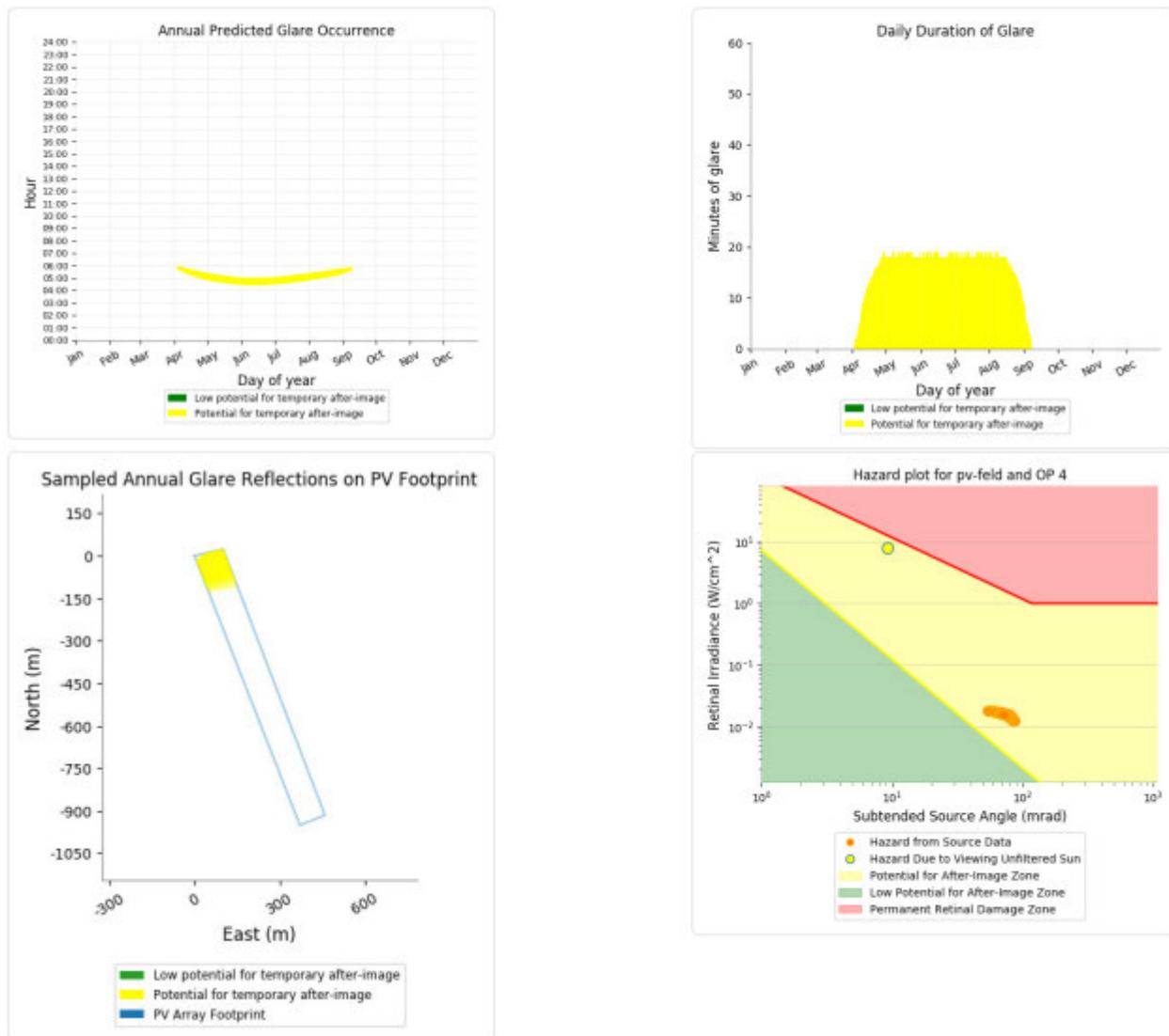


Bild 4.5.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Friedrichsruhe“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Friedrichsruhe 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 zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Schwerin–Parchim werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage sind die westlich gelegenen Gebäude nicht von potentiellen Reflexionen betroffen und die Simulationsergebnisse zeigen keine Ergebnisse oder diese liegen unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie für schutzwürdige Zonen. Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist.

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.

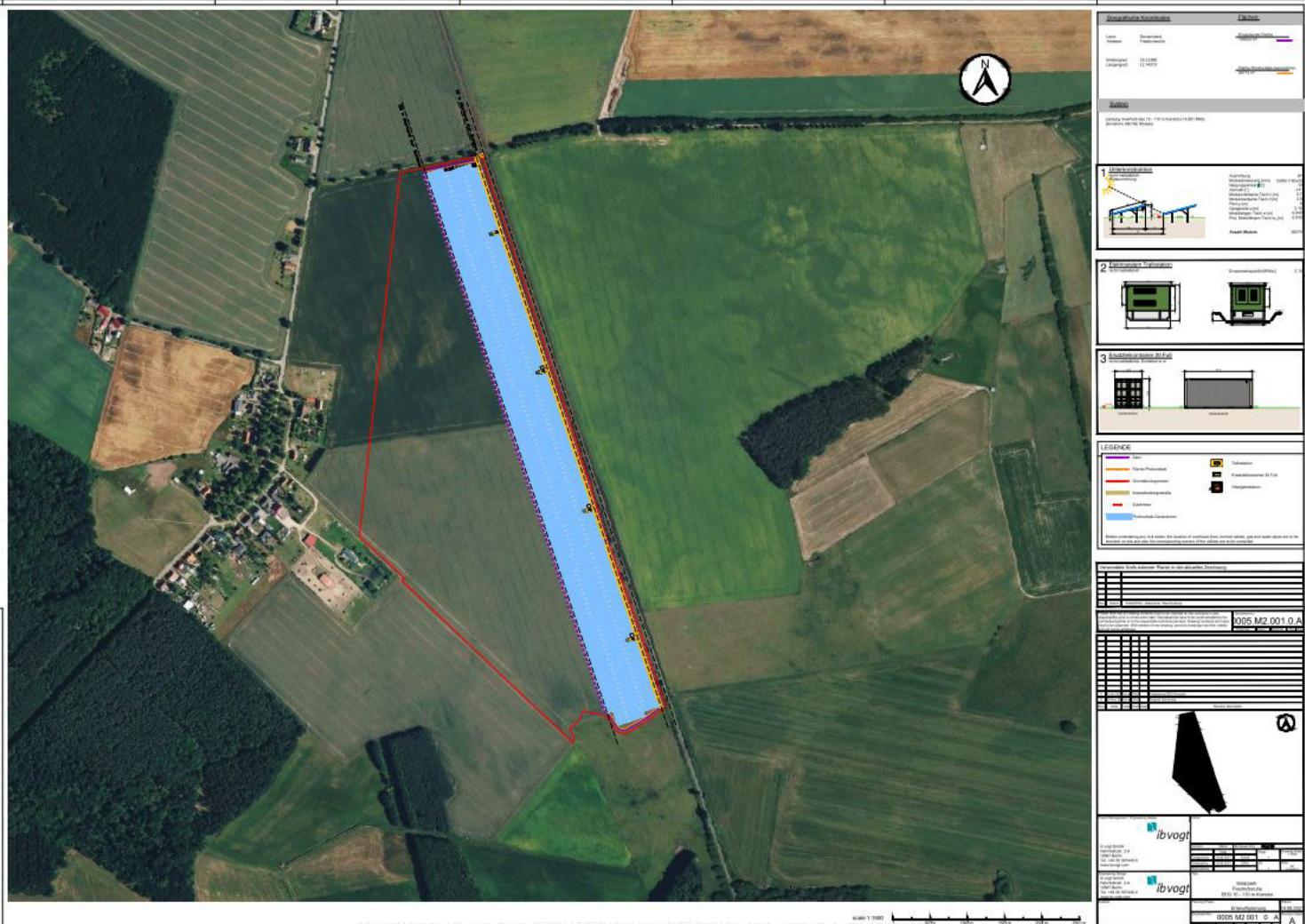
6 Schlussbemerkung

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 15.02.2022

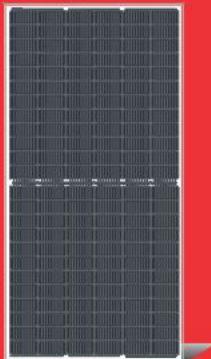

Dieko Jacobi

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



LR4-72HBD

425~455M



**High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology**

*Both 6BB & 9BB are available

10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC61215, IEC61730, UL61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

T562941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSA5 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 20.9%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation <0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

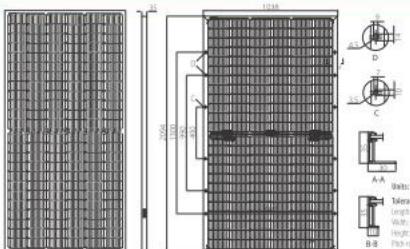
LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Operating Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40°C ~+85°C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0~+5W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Frame: Anodized aluminum alloy frame	Maximum Series Fuse Rating: 25A
Weight: 27.5kg	Nominal Operating Cell Temperature: +45±2°C
Dimensions: 2094x1038x35mm	Safety Class: Class II
Packaging: 30pcs per pallet	Fire Rating: UL type 3
150pcs per 20GP	Bifaciality: Glazing 70%
660pcs per 40'HC	

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HBD-425M	LR4-72HBD-430M	LR4-72HBD-435M	LR4-72HBD-440M	LR4-72HBD-445M	LR4-72HBD-450M	LR4-72HBD-455M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC
Maximum Power (Pmax/W)	425	316.0	430	319.7	435	323.5	440
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.4	48.9	45.6	49.1	45.7	49.2
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.08	11.30	9.14	11.36	9.20	11.45
Voltage at Maximum Power (Vmpp/V)	40.4	37.5	40.6	37.7	40.8	37.9	41.0
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73
Module Efficiency(%)	19.6	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmpp/V	Imp /A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

Temperature Ratings (STC)

Mechanical Loading

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Front Side Maximum Static Loading

5400Pa

Rear Side Maximum Static Loading

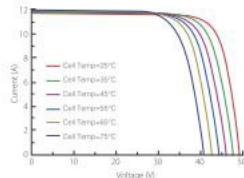
2400Pa

Hailstone Test

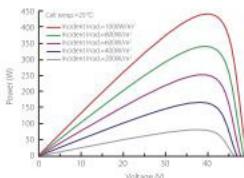
25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

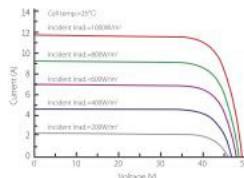
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.



ForgeSolar

Solarpark Friedrichsruhe

Created Feb. 15, 2022

Updated Feb. 15, 2022

Time-step 1 minute

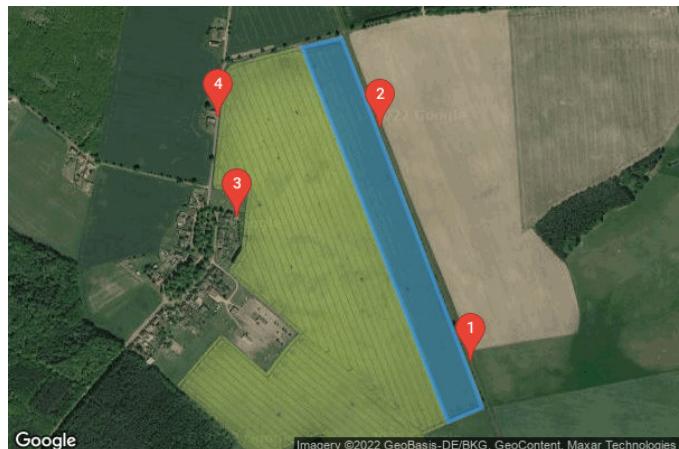
Timezone offset UTC1

Site ID 64909.11193

Project type Advanced

Project status: active

Category 1 MW to 5 MW



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 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	10.0	162.0	0	26,696	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 100,110 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 100,110 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 162.0 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	53.513948	11.744361	50.71	1.80	52.51
2	53.514158	11.745884	50.93	1.80	52.73
3	53.505727	11.751286	50.21	1.80	52.01
4	53.505403	11.749961	49.41	1.80	51.21



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.506773	11.750860	50.20	2.50	52.70
OP 2	53.512119	11.747384	51.95	2.50	54.45
OP 3	53.510079	11.741862	50.68	2.00	52.68
OP 4	53.512345	11.741124	51.70	2.00	53.70

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	10.0	162.0	0	26,696	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	750	1291	1594	1804	2072	2008	2075	2026	1552	1567	904	493

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

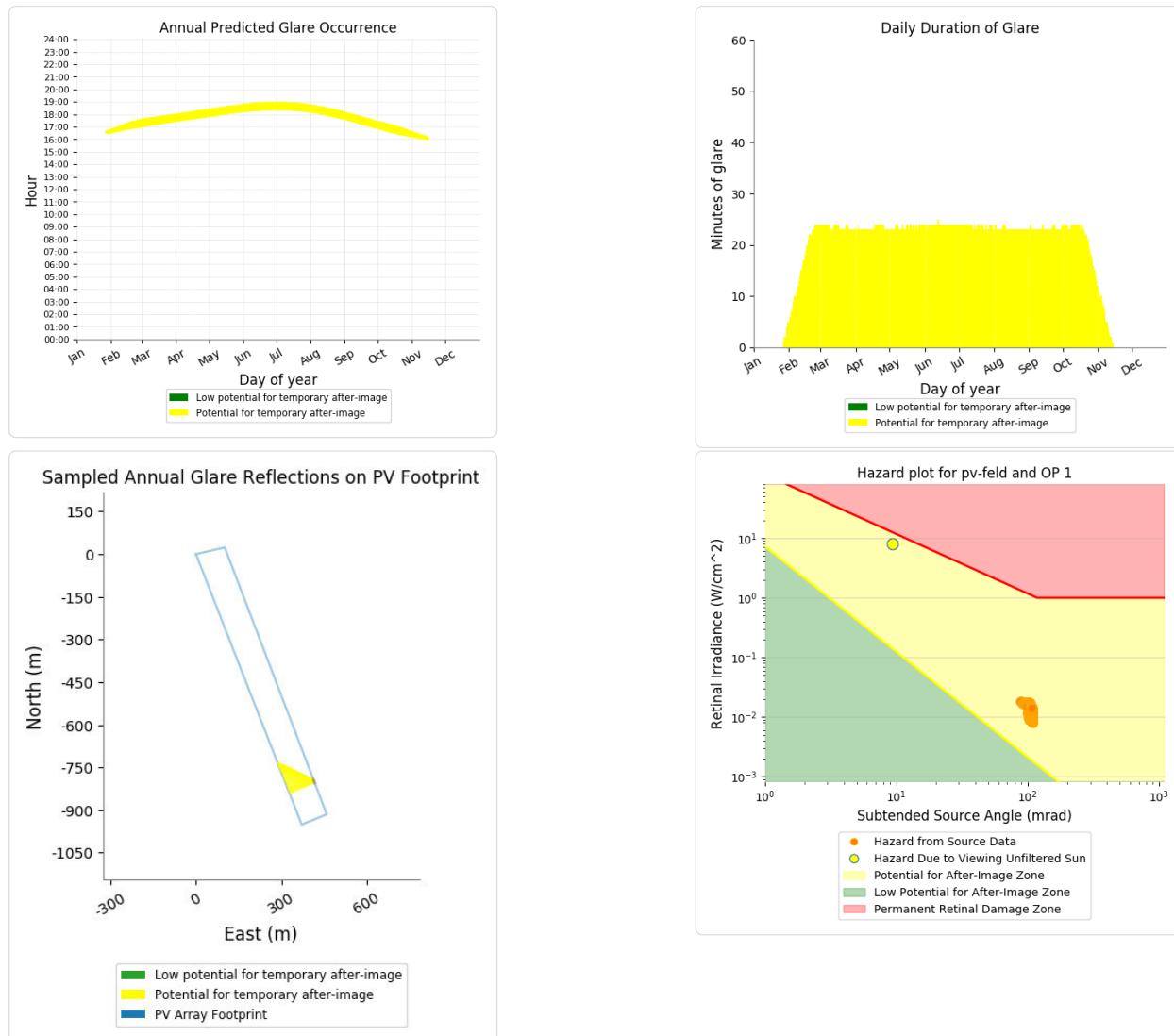
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	6272
OP: OP 2	0	15409
OP: OP 3	0	2434
OP: OP 4	0	2581

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

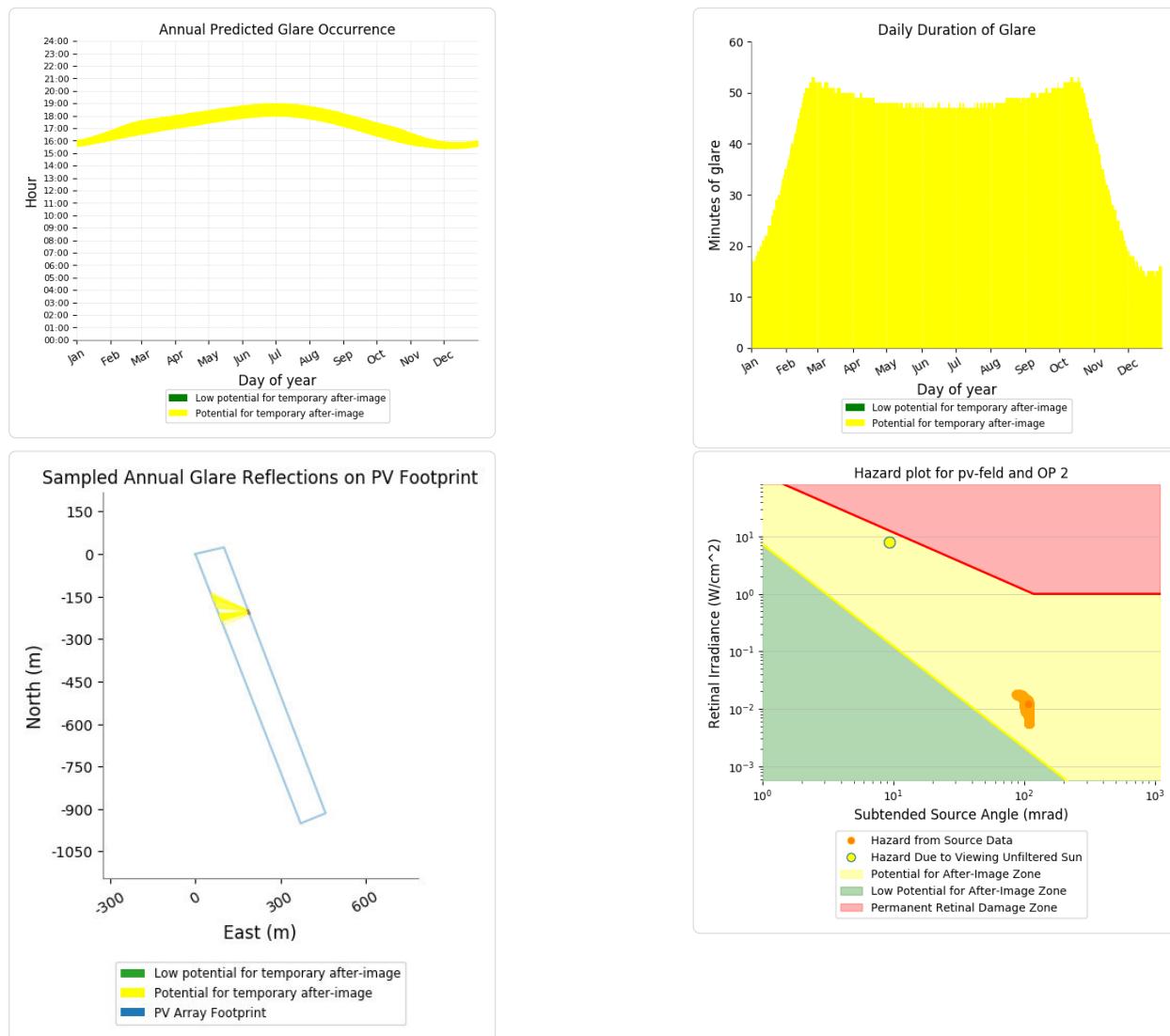
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,272 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

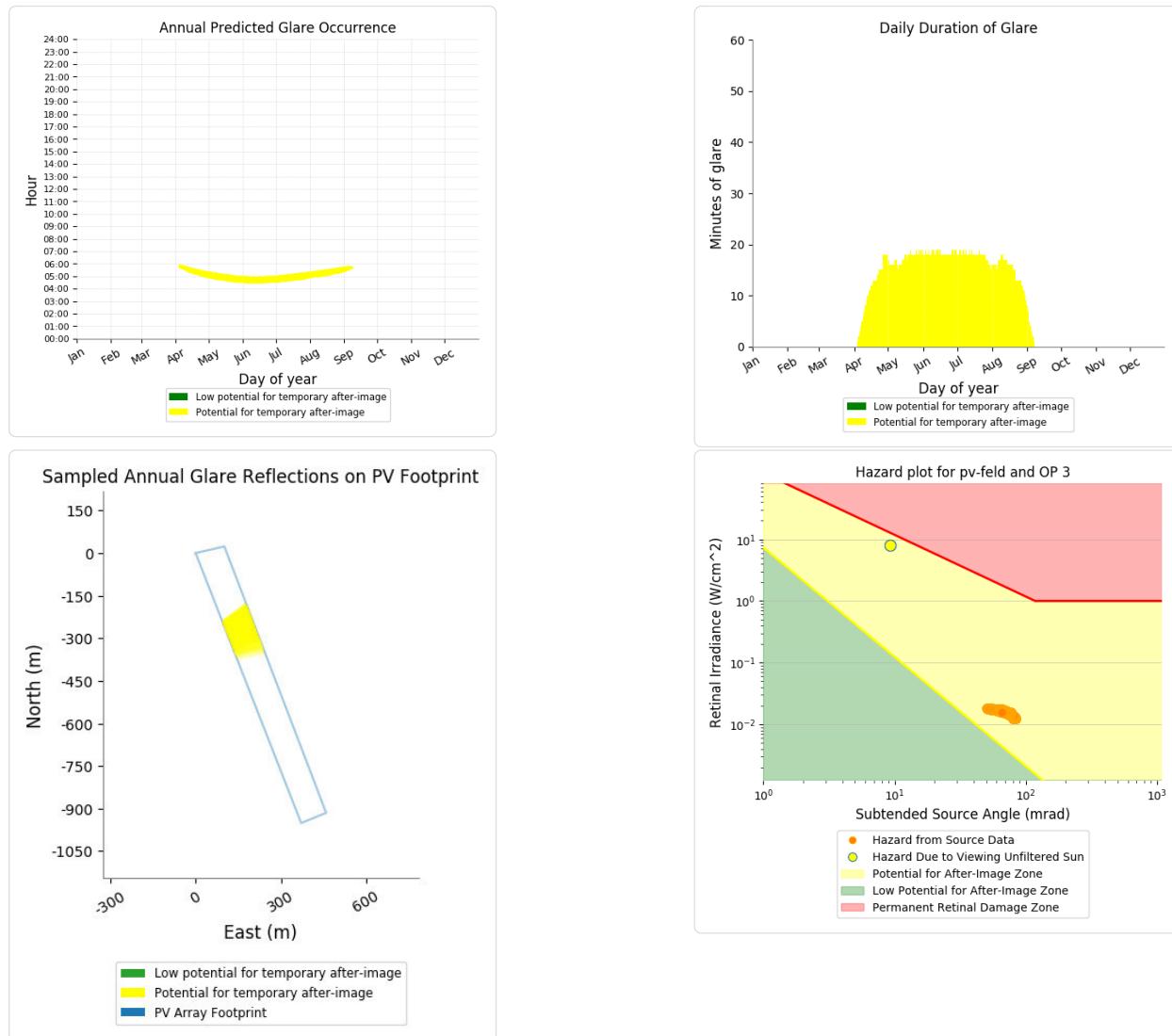
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 15,409 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

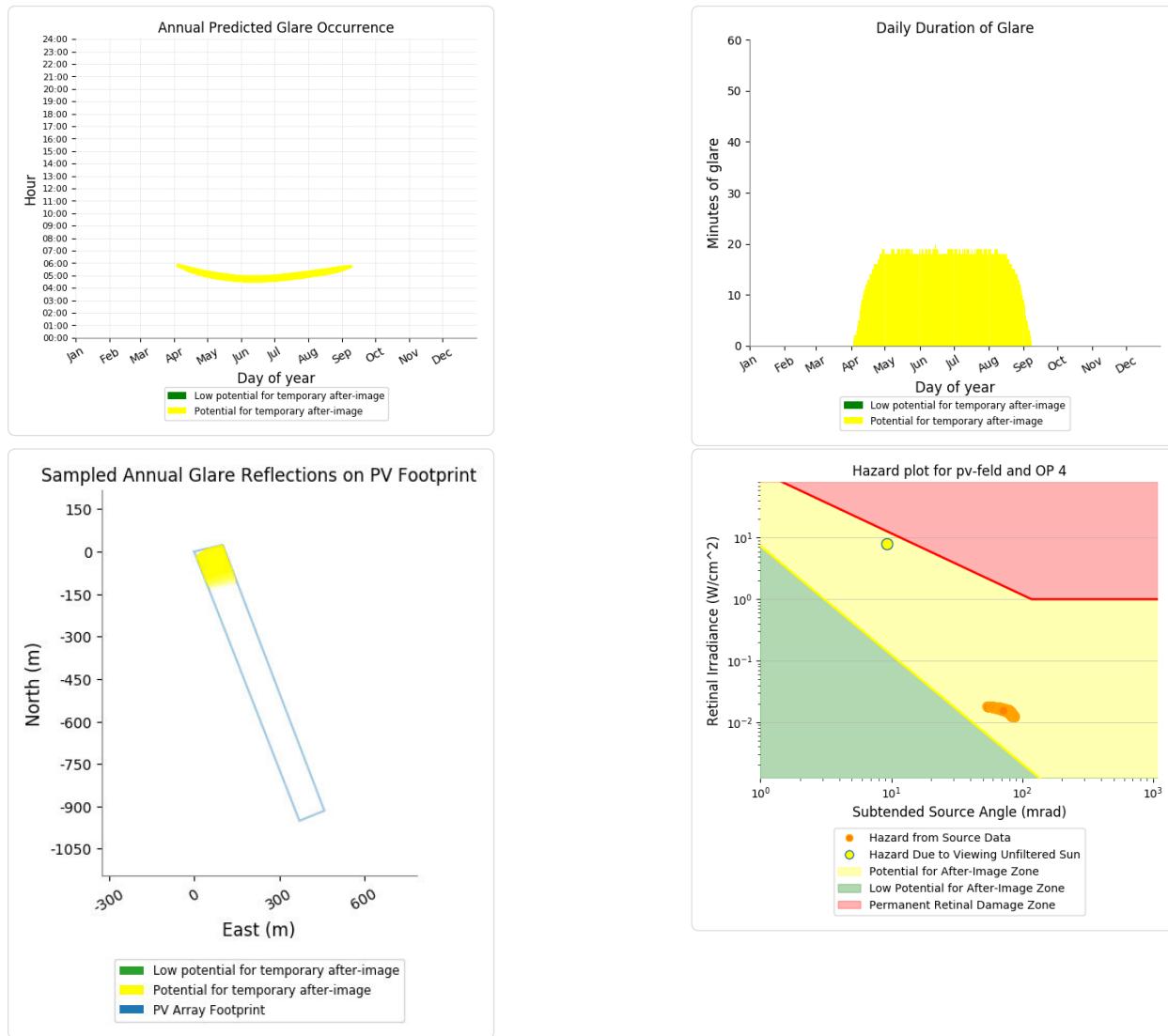
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,434 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - 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.
- 2,581 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.

	Coronal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Site ID	Latitude	Longitude	Altitude	Anzahl	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2022-01-27 16:36:00	0,023794	537,6375	2	0,462612	0,014107	0,107987	237,1	0,1	-0,84	-0,543	0,001	0,845	0,528	0,089	3. Apr.	1	17:36	17:36	08.04.2022	04.09.2022	25	3165	17:37	18:54	
2022-01-28 16:37:00	0,023908	541,7445	2	0,461365	0,014176	0,10798	237,4	0,1	-0,843	-0,538	0,002	0,848	0,523	0,088	4. Apr.	1	17:38	17:38							
2022-01-28 16:38:00	0,024064	538,4048	2	0,469065	0,014324	0,107761	237,6	0	-0,845	-0,535	0	0,849	0,521	0,085	5. Apr.	2	17:39	17:40							
2022-01-29 16:38:00	0,023864	542,4394	2	0,459961	0,014151	0,107975	237,8	0,2	-0,846	-0,533	0,004	0,851	0,518	0,088	6. Apr.	3	17:39	17:41							
2022-01-29 16:39:00	0,02402	539,1147	2	0,467663	0,0143	0,107751	238	0,1	-0,848	-0,53	0,002	0,853	0,516	0,084	7. Apr.	4	17:40	17:43							
2022-01-30 16:38:00	0,023776	549,646	2	0,450842	0,014055	0,108152	237,9	0,4	-0,847	-0,531	0,008	0,853	0,515	0,09	8. Apr.	5	17:41	17:45							
2022-01-30 16:39:00	0,023954	546,3657	2	0,458404	0,014205	0,107972	238,1	0,3	-0,849	-0,528	0,005	0,854	0,513	0,087	9. Apr.	6	17:41	17:46							
2022-01-30 16:40:00	0,024112	543,077	2	0,466106	0,014357	0,107743	238,3	0,2	-0,851	-0,525	0,003	0,856	0,511	0,084	10. Apr.	7	17:42	17:48							
2022-01-30 16:41:00	0,024239	539,7799	2	0,473951	0,01451	0,107439	238,5	0,1	-0,853	-0,522	0,001	0,857	0,509	0,081	11. Apr.	8	17:43	17:50							
2022-01-31 16:40:00	0,023711	550,1788	2	0,449142	0,014016	0,108155	238,3	0,5	-0,85	-0,526	0,009	0,856	0,51	0,09	12. Apr.	9	17:44	17:52							
2022-01-31 16:41:00	0,02389	546,9254	2	0,456701	0,014167	0,107972	238,5	0,4	-0,852	-0,523	0,007	0,857	0,507	0,087	13. Apr.	10	17:44	17:53							
2022-01-31 16:42:00	0,024048	543,6637	2	0,4644	0,01432	0,107738	238,7	0,3	-0,854	-0,52	0,005	0,859	0,505	0,084	14. Apr.	11	17:45	17:55							
2022-01-31 16:43:00	0,024173	540,3939	2	0,472241	0,014474	0,107426	238,9	0,2	-0,856	-0,517	0,003	0,86	0,503	0,08	15. Apr.	12	17:46	17:57							
2022-01-31 16:44:00	0,024247	537,1158	2	0,480228	0,01463	0,106992	239,1	0	-0,858	-0,514	0	0,862	0,501	0,077	16. Apr.	13	17:46	17:58							
2022-02-01 16:41:00	0,023638	550,7027	2	0,447302	0,013971	0,10816	238,6	0,6	-0,853	-0,521	0,011	0,859	0,504	0,09	17. Apr.	14	17:47	18:00							
2022-02-01 16:42:00	0,023817	547,4633	2	0,454854	0,014124	0,107974	238,8	0,5	-0,855	-0,518	0,009	0,86	0,502	0,086	18. Apr.	15	17:48	18:02							
2022-02-01 16:43:00	0,023975	544,2156	2	0,462547	0,014277	0,107736	239	0,4	-0,857	-0,515	0,007	0,862	0,5	0,083	19. Apr.	16	17:49	18:04							
2022-02-01 16:44:00	0,024099	540,9598	2	0,470383	0,014432	0,107416	239,2	0,3	-0,859	-0,512	0,004	0,864	0,498	0,08	20. Apr.	17	17:50	18:06							
2022-02-01 16:45:00	0,024169	537,6959	2	0,478365	0,014589	0,106968	239,4	0,1	-0,861	-0,509	0,002	0,865	0,496	0,077	21. Apr.	18	17:50	18:07							
2022-02-02 16:42:00	0,023692	554,3451	2	0,445326	0,014002	0,108166	238,9	0,7	-0,857	-0,516	0,013	0,862	0,499	0,089	22. Apr.	19	17:51	18:09							
2022-02-02 16:43:00	0,023875	551,1399	2	0,45287	0,014157	0,107978	239,1	0,6	-0,858	-0,513	0,011	0,864	0,497	0,086	23. Apr.	20	17:52	18:11							
2022-02-02 16:44:00	0,024035	547,9266	2	0,460555	0,014313	0,107736	239,3	0,5	-0,86	-0,51	0,008	0,865	0,495	0,083	24. Apr.	21	17:53	18:13							
2022-02-02 16:45:00	0,024161	544,7051	2	0,468383	0,014471	0,10741	239,5	0,4	-0,862	-0,507	0,006	0,867	0,492	0,08	25. Apr.	21	17:53	18:13							
2022-02-02 16:46:00	0,024229	541,4756	2	0,476356	0,01463	0,106949	239,7	0,2	-0,864	-0,504	0,004	0,868	0,49	0,076	26. Apr.	22	17:54	18:15							
2022-02-02 16:47:00	0,024194	538,2381	2	0,484477	0,01479	0,106244	239,9	0,1	-0,866	-0,501	0,002	0,87	0,488	0,073	27. Apr.	23	17:55	18:17							
2022-02-03 16:43:00	0,023734	557,8813	2	0,443221	0,014024	0,106175	239,3	0,8	-0,86	-0,511	0,015	0,865	0,493	0,089	28. Apr.	23	17:56	18:18							
2022-02-03 16:44:00	0,02392	554,7096	2	0,450754	0,014182	0,107985	239,5	0,7	-0,861	-0,508	0,012	0,867	0,491	0,086	29. Apr.	23	17:57	18:19							
2022-02-03 16:45:00	0,024083	551,5299	2	0,458428	0,01434	0,10774	239,7	0,6	-0,863	-0,505	0,01	0,868	0,489	0,082	30. Apr.	23	17:58	18:20							
2022-02-03 16:46:00	0,024241	548,342	2	0,466244	0,014501	0,107408	239,9	0,5	-0,865	-0,502	0,008	0,87	0,487	0,079	1. Mai.	23	17:59	18:21							
2022-02-03 16:47:00	0,024277	545,1462	2	0,474207	0,014662	0,106936	240,1	0,3	-0,867	-0,499	0,006	0,871	0,485	0,076	2. Mai.	23	17:59	18:21							
2022-02-03 16:48:00	0,024235	541,9425	2	0,482318	0,014825	0,106204	240,3	0,2	-0,869	-0,495	0,003	0,873	0,483	0,073	3. Mai.	23	18:00	18:22							
2022-02-03 16:49:00	0,023967	538,7309	2	0,49058	0,01499	0,104926	240,5	0,1	-0,87	-0,492	0,001	0,874	0,481	0,069	4. Mai.	23	18:01	18:23							
2022-02-04 16:44:00	0,023764	561,3139	2	0,44099	0,01404	0,108185	239,6	0,9	-0,863	-0,505	0,017	0,869	0,488	0,089	5. Mai.	23	18:02	18:24							
2022-02-04 16:45:00	0,023953	558,1775	2	0,44851	0,014199	0,107994	239,8	0,8	-0,865	-0,502	0,014	0,87	0,486	0,085	6. Mai.	24	18:02	18:25							
2022-02-04 16:46:00	0,024119	555,0281	2	0,456171	0,01436	0,107746	240	0,7	-0,866	-0,499	0,012	0,871	0,483	0,082	7. Mai.	24	18:03	18:26							
2022-02-04 16:47:00	0,024248	551,8733	2	0,463974	0,014523	0,10741	240,2	0,6	-0,868	-0,496	0,01	0,873	0,481	0,079	8. Mai.	24	18:04	18:27							
2022-02-04 16:48:00	0,024315	548,7105	2	0,471923	0,014687	0,106927	240,4	0,4	-0,87	-0,493	0,008	0,874	0,479	0,076	9. Mai.	23	18:05	18:27							
2022-02-04 16:49:00	0,024267	545,5398	2	0,48002	0,014853	0,106172	240,7	0,3	-0,872	-0,49	0,005	0,876	0,477	0,072	10. Mai.	23	18:06	18:28							
2022-02-04 16:50:00	0,023976	542,3614	2	0,488269	0,01502	0,104883	240,9	0,2	-0,873	-0,487	0,003	0,877	0,475	0,069	11. Mai.	23	18:07	18:29							
2022-02-04 16:51:00	0,023034	539,1751	2	0,496672	0,015189	0,101817	241,1	0	-0,875	-0,484	0,001	0,879	0,473	0,066	12. Mai.	24	18:07	18:30							
2022-02-05 16:45:00	0,023783	564,6455	2	0,43864	0,014048	0,108196	240	1,1	-0,866	-0,5	0,019	0,872	0,482	0,089	13. Mai.	24	18:08	18:31							
2022-02-05 16:46:00	0,023975	561,5387	2	0,446145	0,014209	0,108005	240,2	0,9	-0,868	-0,497	0,016	0,873	0,48	0,085	14. Mai.	23	18:09	18:31							
2022-02-05 16:47:00	0,024144	558,424	2	0,453789	0,014373	0,107756	240,4	0,8	-0,869	-0,494	0,014	0,875	0,478	0,082	15. Mai.	23	18:10	18:32							
2022-02-05 16:48:00	0,024275	555,3015	2	0,461577	0,014538	0,107415	240,6	0,7	-0,871	-0,491	0,012	0,876	0,476	0,079	16. Mai.	24	18:10	18:33							
2022-02-05 16:49:00	0,024342	552,1711	2	0,46951	0,014704	0,106924	240,8	0,5	-0,873	-0,488	0,01	0,878	0,474	0,075	17. Mai.	24	18:11	18:34							
2022-02-05 16:50:00	0,024288	549,0328	2	0,477591	0,014872	0,106148	241	0,4	-0,875	-0,485	0,007	0,879	0,471	0,072	18. Mai.	23	18:12	18:34							
2022-02-05 16:51:00	0,023976	545,8869	2	0,485824	0,015042	0,104747	241,2	0,3	-0,876	-0,482	0,005	0,88	0,469	0,069	19. Mai.	24	18:12	18:35							
2022-02-05 16:52:00	0,022948	542,7332	2	0,494211	0,015213	0,101498	241,4	0,2	-0,878	-0,479	0,003	0,882	0,467	0,065	20. Mai.	24	18:13	18:36							
2022-02-05 16:53:00	0,02213	539,5718	2	0,502795	0,015386	0,098624	241,6	0	-0,88	-0,475	0	0,883	0,465	0,062	21. Mai.	23	18:14	18:36							

Coronal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Site ID	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2		
															14.03.2022	28.09.2022	49	7731	16:34	18:53					
2022-01-01 15:40:00	0,018622	596,3578	2	0,319931	0,010821	0,109113	225,7	1,7	-0,715	-0,698	0,03	0,727	0,663	0,18	10. Mrz.	1	16:49	16:49							
2022-01-01 15:41:00	0,018767	592,6862	2	0,324578	0,010911	0,109085	225,9	1,6	-0,718	-0,696	0,028	0,729	0,661	0,177	11. Mrz.	1	16:50	16:50							
2022-01-01 15:42:00	0,018912	589,0022	2	0,329306	0,011001	0,109055	226,1	1,5	-0,72	-0,693	0,026	0,731	0,659	0,174	12. Mrz.	3	16:51	16:53							
2022-01-01 15:43:00	0,019057	585,306	2	0,334115	0,011092	0,109024	226,3	1,4	-0,723	-0,691	0,025	0,733	0,658	0,171	13. Mrz.	4	16:52	16:55							
2022-01-01 15:44:00	0,019202	581,5976	2	0,339008	0,011183	0,10899	226,5	1,3	-0,725	-0,688	0,023	0,736	0,656	0,168	14. Mrz.	5	16:52	16:56							
2022-01-01 15:45:00	0,019347	577,877	2	0,343986	0,011275	0,108955	226,7	1,2	-0,728	-0,686	0,021	0,738	0,654	0,166	15. Mrz.	7	16:53	16:59							
2022-01-01 15:46:00	0,019492	574,1444	2	0,349051	0,011367	0,108917	226,9	1,1	-0,73	-0,683	0,019	0,74	0,652	0,163	16. Mrz.	8	16:54	17:01							
2022-01-01 15:47:00	0,019637	570,3998	2	0,354204	0,011459	0,108876	227,1	1	-0,733	-0,68	0,017	0,742	0,651	0,16	17. Mrz.	8	16:56	17:03							
2022-01-01 15:48:00	0,019781	566,6434	2	0,359447	0,011552	0,108833	227,3	0,9	-0,735	-0,678	0,015	0,744	0,649	0,157	18. Mrz.	10	16:56	17:05							
2022-01-01 15:49:00	0,019924	562,8751	2	0,364781	0,011646	0,108786	227,5	0,8	-0,737	-0,675	0,013	0,747	0,647	0,154	19. Mrz.	11	16:57	17:07							
2022-01-01 15:50:00	0,020067	559,0951	2	0,370208	0,01174	0,108735	227,7	0,6	-0,74	-0,673	0,011	0,749	0,645	0,151	20. Mrz.	12	16:58	17:09							
2022-01-01 15:51:00	0,020208	555,3034	2	0,375731	0,011834	0,10868	227,9	0,5	-0,742	-0,67	0,009	0,751	0,644	0,148	21. Mrz.	14	16:58	17:11							
2022-01-01 15:52:00	0,020348	551,5001	2	0,38135	0,011929	0,108621	228,1	0,4	-0,745	-0,667	0,007	0,753	0,642	0,145	22. Mrz.	14	17:00	17:13							
2022-01-01 15:53:00	0,020487	547,6854	2	0,387067	0,012024	0,108556	228,3	0,3	-0,747	-0,665	0,005	0,755	0,64	0,142	23. Mrz.	15	17:01	17:15							
2022-01-01 15:54:00	0,020624	543,8592	2	0,392885	0,012119	0,108486	228,5	0,2	-0,749	-0,662	0,004	0,757	0,638	0,14	24. Mrz.	16	17:01	17:16							
2022-01-01 15:55:00	0,020758	540,0217	2	0,398805	0,012215	0,108409	228,7	0,1	-0,752	-0,66	0,002	0,759	0,636	0,137	25. Mrz.	18	17:02	17:19							
2022-01-02 15:41:00	0,018542	597,74	2	0,317748	0,010773	0,109125	225,7	1,8	-0,716	-0,698	0,031	0,727	0,662	0,181	26. Mrz.	19	17:03	17:21							
2022-01-02 15:42:00	0,018687	594,0898	2	0,322367	0,010862	0,109097	225,9	1,7	-0,718	-0,695	0,03	0,73	0,66	0,178	27. Mrz.	20	17:03	17:22							
2022-01-02 15:43:00	0,018833	590,4273	2	0,327065	0,010953	0,109068	226,1	1,6	-0,721	-0,693	0,028	0,732	0,659	0,175	28. Mrz.	20	17:05	17:24							
2022-01-02 15:44:00	0,018979	586,7526	2	0,331846	0,011044	0,109037	226,3	1,5	-0,723	-0,69	0,026	0,734	0,657	0,172	29. Mrz.	22	17:06	17:27							
2022-01-02 15:45:00	0,019125	583,0658	2	0,336709	0,011135	0,109005	226,5	1,4	-0,726	-0,688	0,024	0,736	0,655	0,169	30. Mrz.	23	17:07	17:29							
2022-01-02 15:46:00	0,019271	579,367	2	0,341657	0,011227	0,10897	226,8	1,3	-0,728	-0,685	0,022	0,738	0,653	0,167	31. Mrz.	24	17:07	17:30							
2022-01-02 15:47:00	0,019417	575,6562	2	0,346691	0,011312	0,108933	227	1,2	-0,731	-0,682	0,02	0,741	0,652	0,164	1. Apr.	25	17:08	17:32							
2022-01-02 15:48:00	0,019562	571,9334	2	0,351812	0,011412	0,108893	227,2	1	-0,733	-0,68	0,018	0,743	0,65	0,161	2. Apr.	26	17:09	17:34							
2022-01-02 15:49:00	0,019708	568,1989	2	0,357023	0,011506	0,108851	227,4	0,9	-0,736	-0,677	0,016	0,745	0,648	0,158	3. Apr.	27	17:10	17:36							
2022-01-02 15:50:00	0,019852	564,4526	2	0,362325	0,011616	0,108805	227,6	0,8	-0,738	-0,675	0,014	0,747	0,646	0,155	4. Apr.	28	17:11	17:38							
2022-01-02 15:51:00	0,019996	560,6947	2	0,36772	0,011694	0,108756	227,8	0,7	-0,74	-0,672	0,012	0,749	0,645	0,152	5. Apr.	29	17:12	17:40							
2022-01-02 15:52:00	0,020139	556,9252	2	0,373209	0,011789	0,108702	228	0,6	-0,743	-0,67	0,011	0,751	0,643	0,149	6. Apr.	30	17:12	17:41							
2022-01-02 15:53:00	0,020281	553,1442	2	0,378794	0,011884	0,108645	228,2	0,5	-0,745	-0,667	0,009	0,754	0,641	0,146	7. Apr.	31	17:13	17:43							
2022-01-02 15:54:00	0,020421	549,3517	2	0,384477	0,01198	0,108582	228,4	0,4	-0,747	-0,664	0,007	0,756	0,639	0,143	8. Apr.	32	17:14	17:45							
2022-01-02 15:55:00	0,02056	545,5479	2	0,39026	0,012076	0,108514	228,6	0,3	-0,75	-0,662	0,005	0,758	0,637	0,14	9. Apr.	33	17:14	17:46							
2022-01-02 15:56:00	0,020696	541,7328	2	0,396145	0,012172	0,108439	228,8	0,2	-0,752	-0,659	0,003	0,76	0,635	0,138	10. Apr.	33	17:16	17:48							
2022-01-02 15:57:00	0,02083	537,9066	2	0,402132	0,012269	0,108357	229	0	-0,754	-0,656	0,001	0,762	0,634	0,135	11. Apr.	34	17:17	17:50							
2022-01-03 15:42:00	0,018791	599,0925	2	0,319897	0,010873	0,109111	226	1,8	-0,719	-0,695	0,031	0,73	0,659	0,179	12. Apr.	35	17:18	17:52							
2022-01-03 15:43:00	0,018858	595,4634	2	0,324655	0,010965	0,109082	226,2	1,7	-0,721	-0,692	0,029	0,732	0,658	0,176	13. Apr.	36	17:18	17:53							
2022-01-03 15:44:00	0,019007	591,8221	2	0,329404	0,011057	0,109052	226,4	1,6	-0,724	-0,69	0,027	0,735	0,656	0,173	14. Apr.	37	17:19	17:55							
2022-01-03 15:45:00	0,019156	588,1687	2	0,334235	0,011155	0,10902	226,6	1,4	-0,726	-0,687	0,025	0,737	0,654	0,17	15. Apr.	38	17:20	17:57							
2022-01-03 15:46:00	0,019305	584,5033	2	0,339195	0,011243	0,108986	226,8	1,3	-0,729	-0,684	0,023	0,739	0,652	0,168	16. Apr.	39	17:20	17:58							
2022-01-03 15:47:00	0,019454	580,8258	2	0,344151	0,011337	0,10895	227	1,2	-0,731	-0,682	0,021	0,741	0,651	0,165	17. Apr.	40	17:21	18:00							
2022-01-03 15:48:00	0,019602	577,1365	2	0,349239	0,011432	0,108911	227,2	1,1	-0,734	-0,679	0,02	0,743	0,649	0,162	18. Apr.	41	17:22	18:02							
2022-01-03 15:49:00	0,019751	573,4354	2	0,354416	0,011527	0,10887	227,4	1	-0,736	-0,677	0,018	0,746	0,647	0,159	19. Apr.	42	17:23	18:04							
2022-01-03 15:50:00	0,019899	569,7225	2	0,359683	0,011623	0,108826	227,6	0,9	-0,738	-0,674	0,016	0,748	0,645	0,156	20. Apr.	43	17:24	18:06							
2022-01-03 15:51:00	0,020046	565,998	2	0,365043	0,011719	0,108778	227,8	0,8	-0,741	-0,672	0,014	0,75	0,644	0,153	21. Apr.	43	17:25	18:07							
2022-01-03 15:52:00	0,020193	562,2618	2	0,370496	0,011815	0,108726	228	0,7	-0,743	-0,669	0,012	0,752	0,642	0,15	22. Apr.	44	17:26	18:09							
2022-01-03 15:53:00	0,020338	558,5142	2	0,376044	0,011912	0,10867	228,2	0,6	-0,746	-0,666	0,01	0,754	0,64	0,147	23. Apr.	45	17:27	18:11							
2022-01-03 15:54:00	0,020482	554,7551	2	0,381691	0,01201	0,108609	228,4	0,5	-0,748	-0,664	0,008	0,756	0,638	0,144	24. Apr.	46	17:28	18:13							
2022-01-03 15:55:00	0,020625	550,9847	2	0,387436	0,012108	0,108543	228,6	0,																	

