

SolPEG Blendgutachten Solarpark Rasthof Fläming

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Linthe in Brandenburg**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
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	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A9 Nord.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Einmündung auf die A9	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Raststätte Fläming (Ost)	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, A9 Süd	20
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, A9 Südwest.....	22
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude Locktow.....	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
5.1	Zusammenfassung	24
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang.....	25 - 45

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Rasthof Fläming

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Rasthof Fläming“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A9 sowie 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. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Rasthof Fläming“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A9 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort 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 Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Bereich des Rasthofes Fläming an der Autobahn A9 ca. 3 km südwestlich bzw. ca. 4,2 km südwestlich der Ortschaft Linthe in Brandenburg. Zwischen den Flächen verläuft auf einer Länge von 180 m bzw. 210 m die A9. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A9 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 3 km und ca. 4,2 km südwestlich der Ortschaft Linthe in Brandenburg. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Teilfläche Nordwest)	52.136°N, 12.753°O, 61 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A9	ca. 180 m, 210 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 2,1 km (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

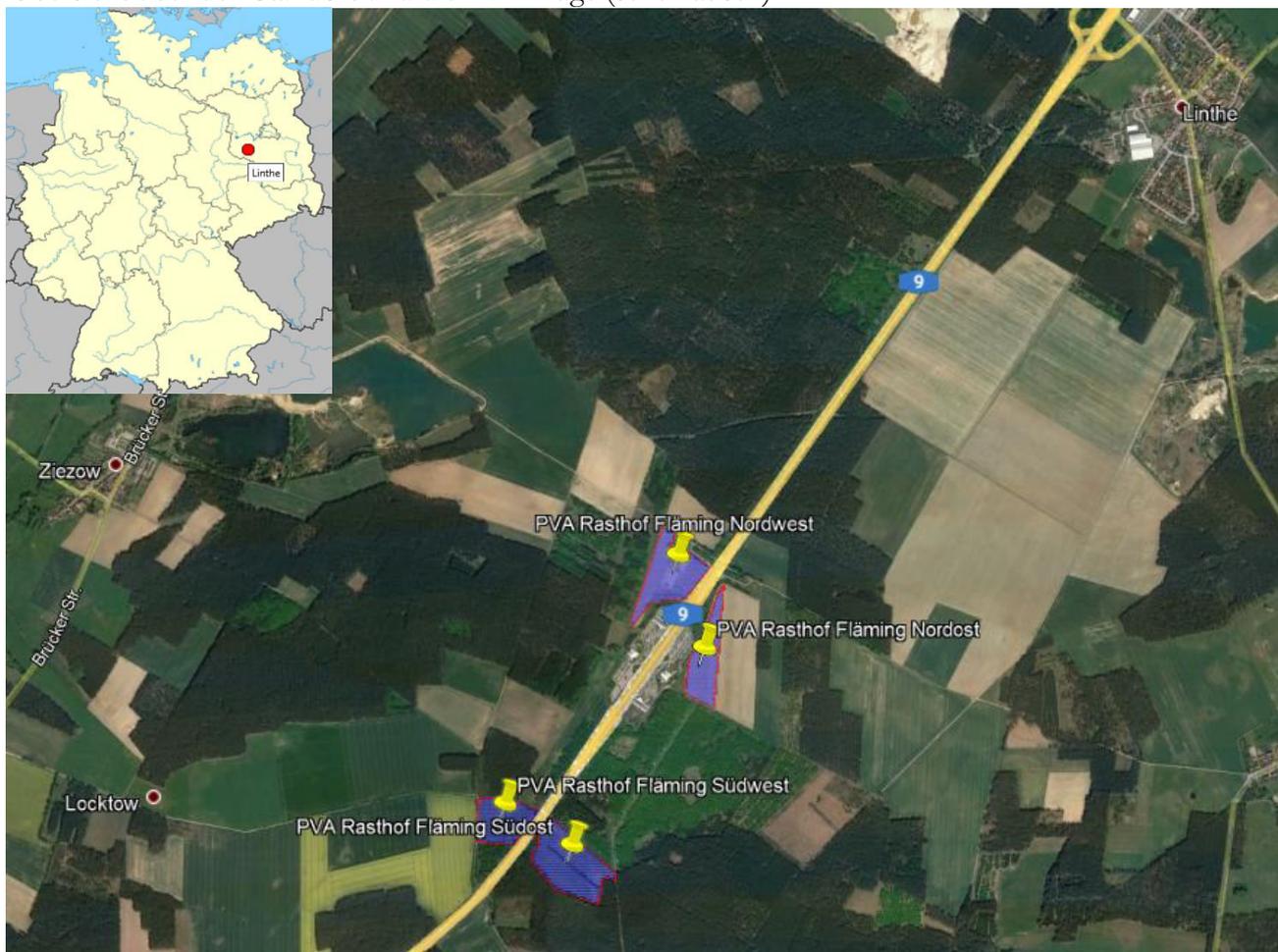


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Teilflächen Nordwest und Nordost und der Rasthof Fläming.



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

Detailansicht der PV Teilflächen Südwest und Südost und Umgebung



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen Süd (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos von der Umgebung der Raststätte Fläming, Blick von Süden Richtung Norden über den Rasthof Fläming und die PV Teilflächen Nordwest und Nordost.



Bild 2.1.4: Blick von Süden über die Raststätte Fläming (Quelle: Google StreetView, bearbeitet)

Blick von Norden Richtung Süden auf den Rasthof Fläming.

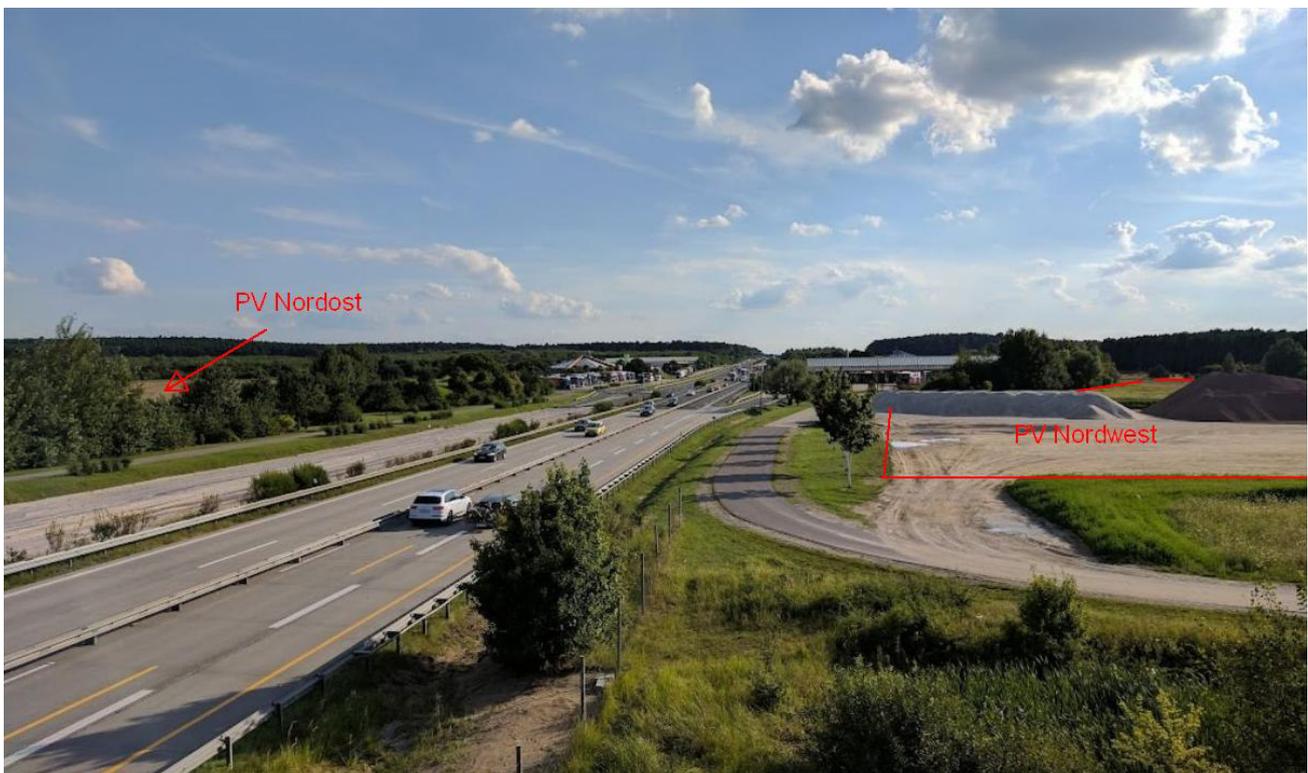


Bild 2.1.5: Blick von Norden Richtung Süden auf die Raststätte Fläming (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Beispielhaft für umliegende Gebäude zeigt die folgende Skizze die PV Anlage und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude der westlich gelegenen Ortschaft Locktow von potentiellen Reflexionen durch die PV Teilfläche Südwest erreicht werden. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen ist allerdings kaum wahrscheinlich da aufgrund der sehr großen Entfernung und aufgrund der Geländestruktur kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

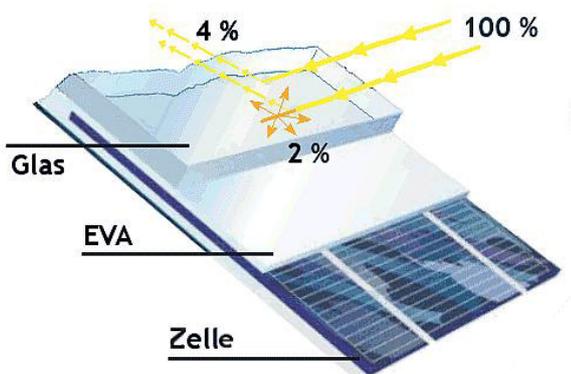


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



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

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

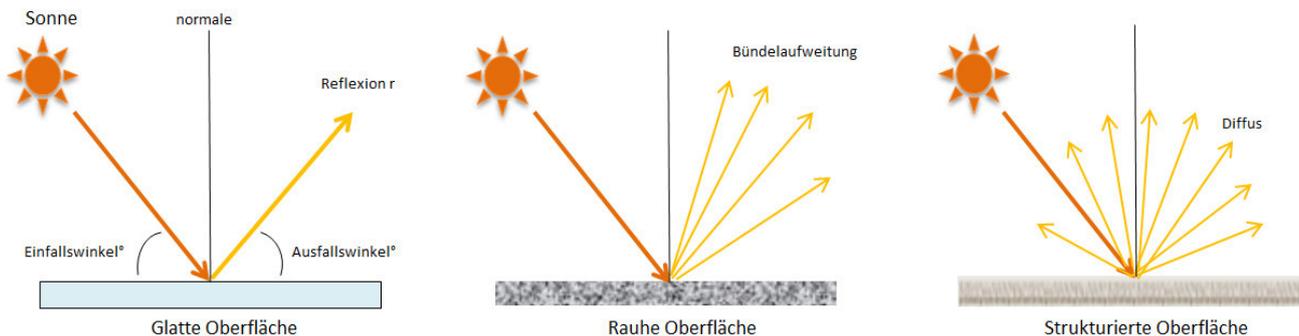


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 Transmission, 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 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

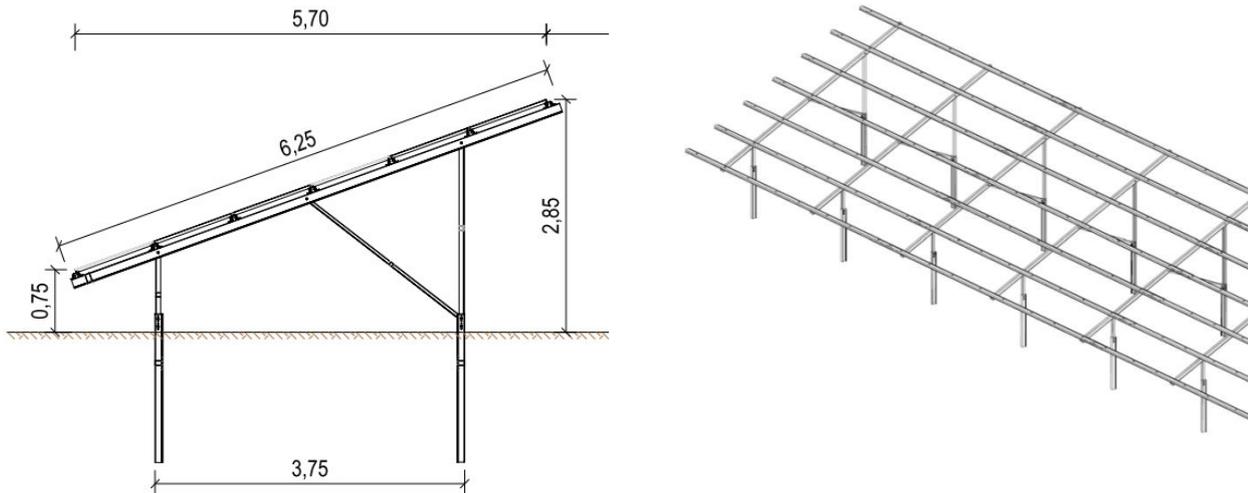


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte Teilflächen Nord	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Teilflächen Süd	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.2)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ²	Fahrtrichtung +/- 20°

² 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.

3.4 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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:

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

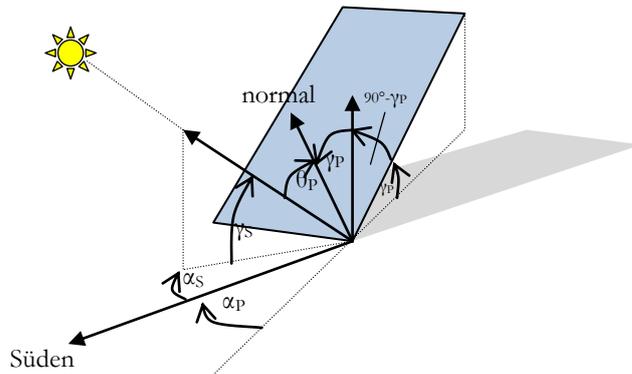


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Lichtleitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten 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 Lichtleitlinie 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>

3.5 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 Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Da die Teilflächen der PV Anlage weit voneinander entfernt liegen, wurden 3 Messpunkte für die Teilflächen Nord und 3 Messpunkte für die Teilflächen Süd festgelegt und separat untersucht. Die folgende Übersicht zeigt die PV Teilflächen und die gewählten Messpunkte:



Bild 3.5.1: PV Felder Nordwest und Nordost und die Messpunkte P1–P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)



Bild 3.5.2: PV Felder Südwest und Südost und die Messpunkte P4,P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁶ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

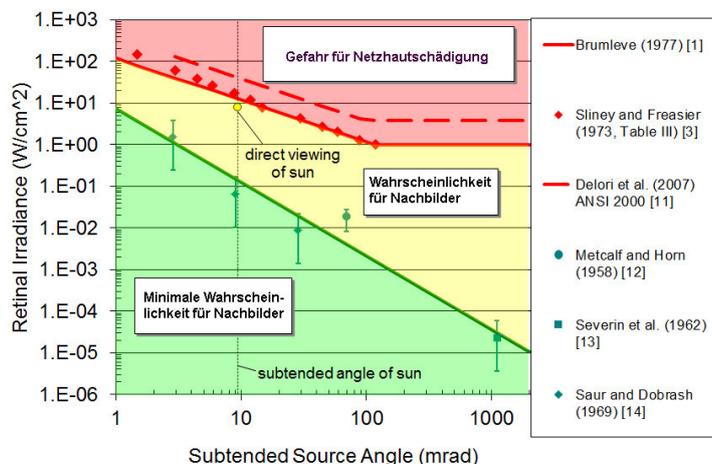


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Rasthof Fläming wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden (sofern möglich), sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

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

Messpunkt	PV Feld Nordwest	PV Feld Nordost
P1 A9 Nord	1838 ^W	-
P2 A9 Mitte	1695 ^{WG}	-
P3 Gebäude Raststätte Fläming		-

Messpunkt	PV Feld Südwest	PV Feld Südost
P4 A9 Süd	21 ^W	-
P5 A9 Südwest	3304 ^{WG}	-
Gebäude Locktow (Kontrolle)	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A9 Nord

Am Messpunkt P1 auf der A9 können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Teilfläche Nordwest auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 22. April und dem 20. August abends zwischen 18:00 - 18:33 Uhr für maximal 17 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit ca. $+55^\circ$ bis $+78^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

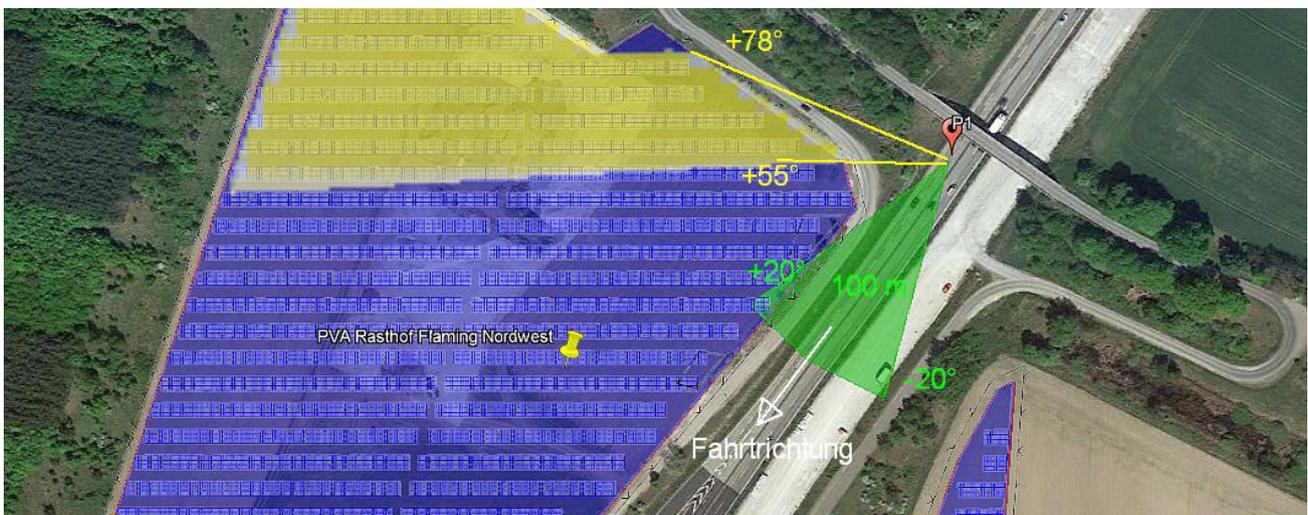


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Südwesten. Die Flächen der PV Anlage liegen außerhalb des relevanten Sichtwinkels (leicht heller dargestellt).

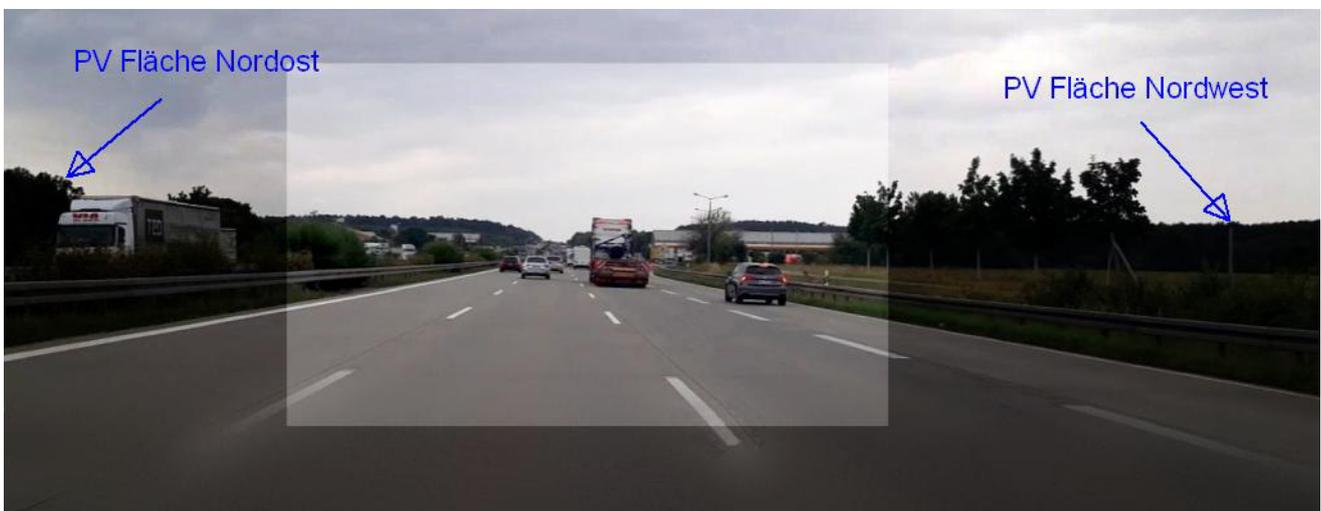


Bild 4.2.2: Messpunkt P1, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Einmündung auf die A9

Am Messpunkt P2 bei der Auffahrt auf die A9 handelt es sich um einen sicherheitsrelevanten Bereich an dem erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Nach Bereinigung der Rohdaten sind in diesem Bereich keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Dies ist überwiegend damit begründet, dass potentielle Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden aus östlicher Richtung auftreten können. In solchen Konstellation steht die Sonne dicht über dem Horizont ($<10^\circ$) und wäre überwiegend selbst die Ursache für Blendwirkungen.

Zu Kontrollzwecken wurden Messpunkt P2 auch anhand der unbereinigten Daten analysiert. Dabei zeigt sich, dass die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit ca. $+27^\circ$ bis $+38^\circ$ rechts (östlich) der Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen und somit zu vernachlässigen sind.

Aufgrund der ermittelten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer durch Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche Nordost) mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten (PV Fläche Nordost).

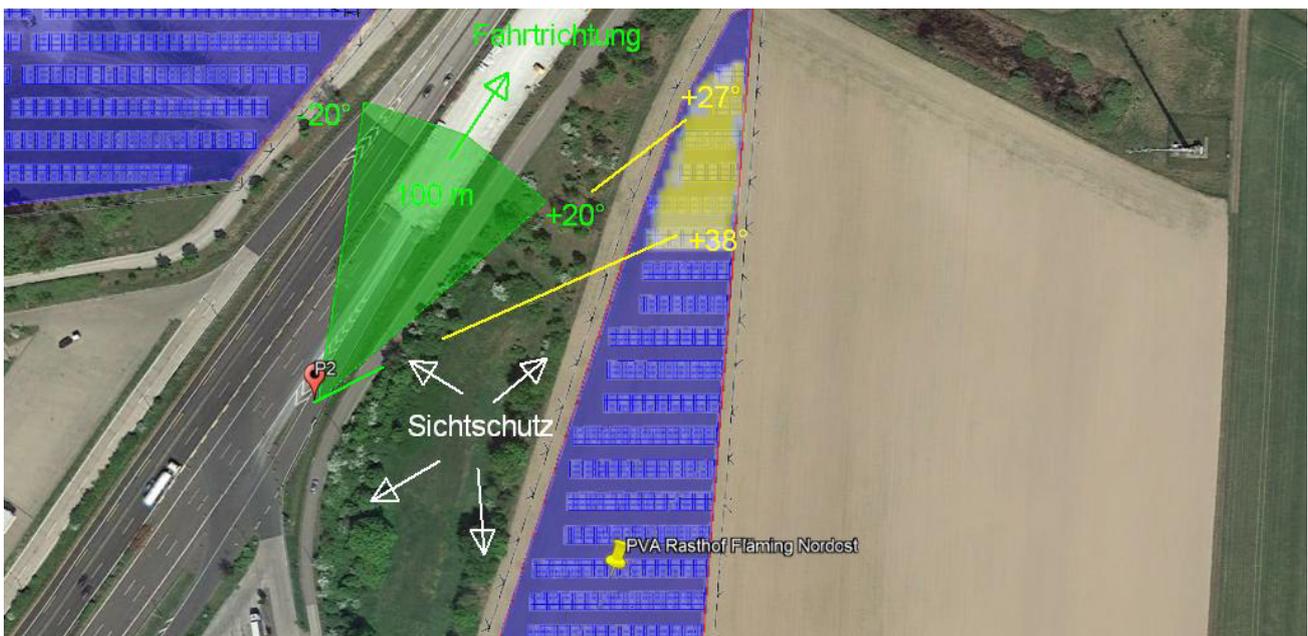


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Darüber hinaus befindet sich zwischen Fahrbahn und PV Anlage ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen wodurch ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert wird. Für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung wurde dieser Umstand allerdings nicht weiter berücksichtigt.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordosten und verdeutlicht, dass die PV Anlage außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt und darüber hinaus hinter Büschen und Bäumen verborgen. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.

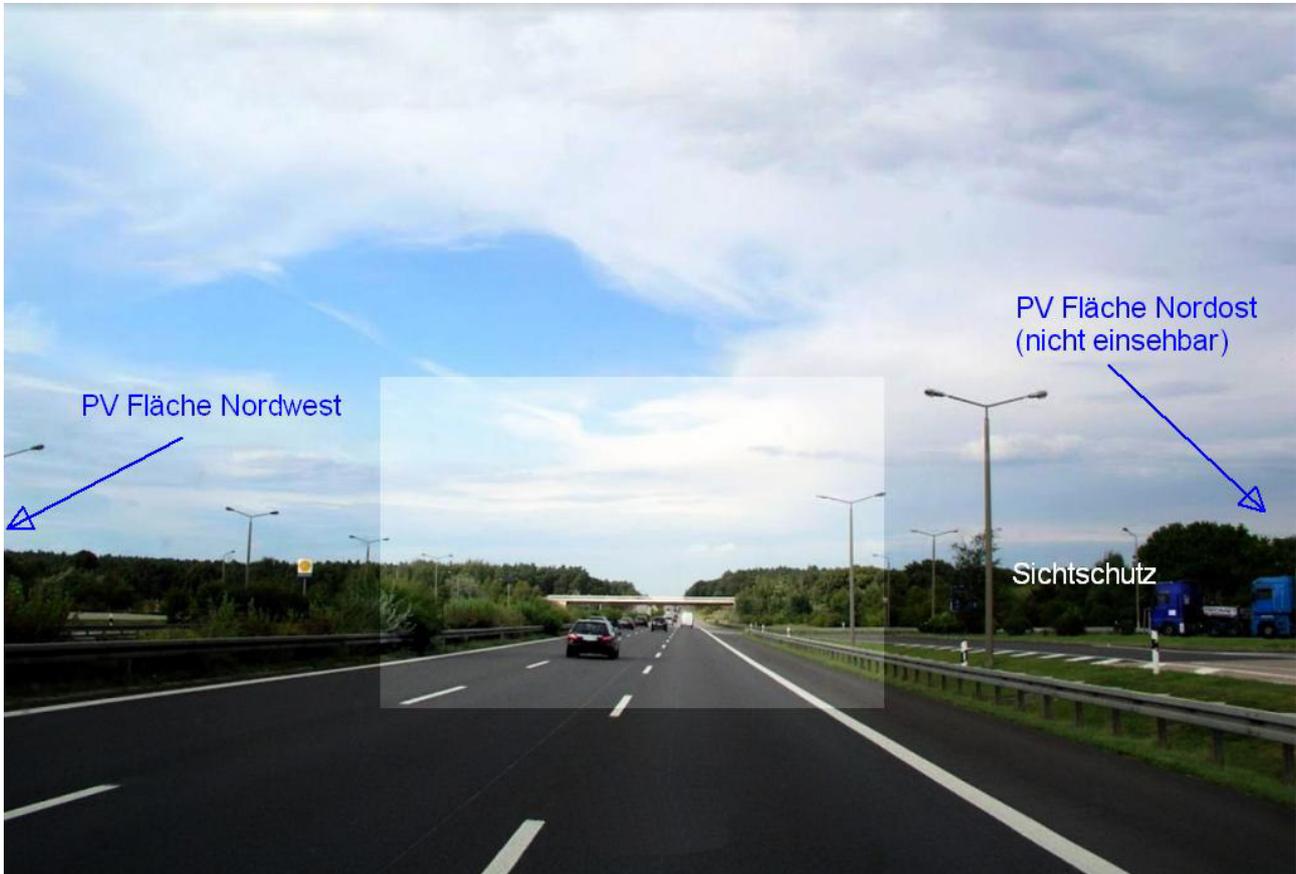


Bild 4.3.2: Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

Rein rechnerisch könnten am Messpunkt P2 auch Reflexionen durch das westlich der A9 gelegene PV Feld West auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings auch hier keine Reflexionen mehr nachweisbar. Wie bei PV Feld Nordost würden potentielle Reflexionen auch hier deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegen und wären auch unter diesem Aspekt zu vernachlässigen.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Raststätte Fläming (Ost)

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude Raststätte Fläming (Ost) sind nach der Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche Nordost) mehr nachweisbar. Eine Beeinträchtigung im Sinne der LAI Lichtleitlinie von Gästen und Mitarbeitern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Das gilt gleichermaßen für den Außen- und auch für Innenbereich der Raststätte.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, A9 Süd

Am Messpunkt P4 auf der A9 können bei der Fahrt Richtung Südwesten rein rechnerisch insgesamt nur an 21 Minuten pro Jahr und maximal 6 Minuten pro Tag⁹ Reflexion durch die PV Teilfläche Südwest auftreten und sind daher zu vernachlässigen.

Die folgende Tabelle zeigt dennoch die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P4

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
04. Mai	05. Mai	5	10	18:18	18:23
07. August	08. August	6	11	18:27	18:33

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

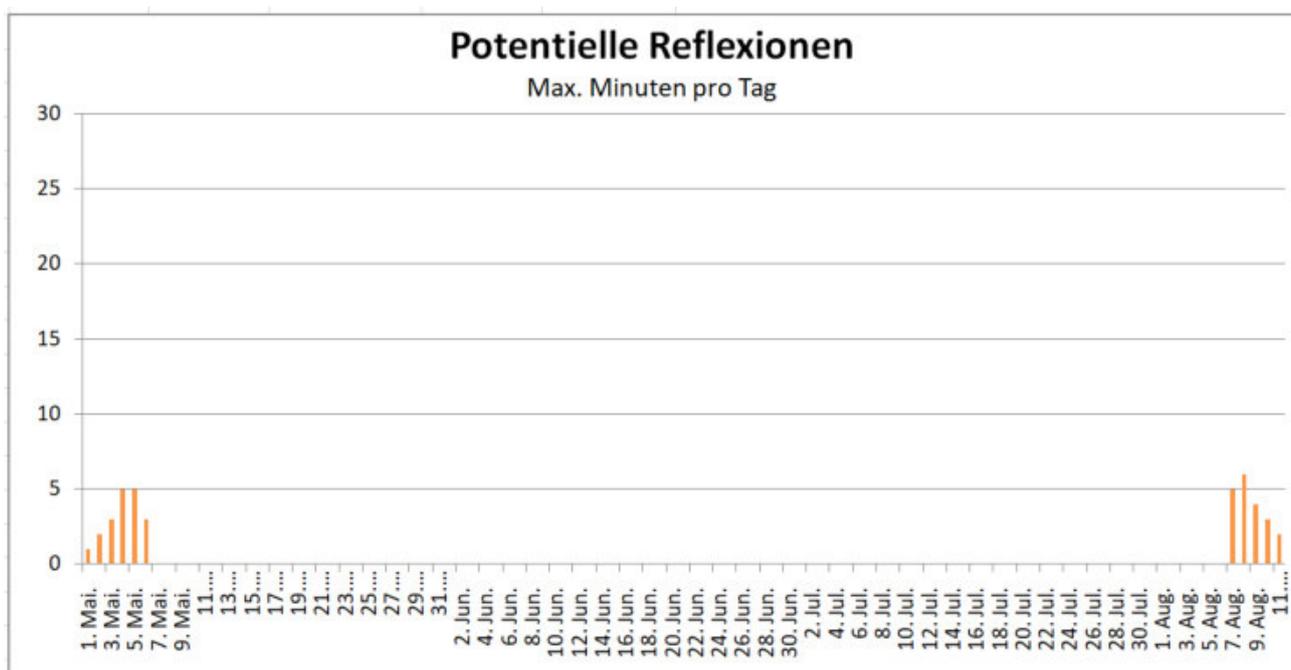


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der zeitlichen Dauer im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist aber der Umstand, dass auch in diesem Bereich die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer durch Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche Südwest) kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

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 sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Ergebnis gezeigten 1031 Minuten wären allerdings auch ohne Bereinigung der Daten deutlich unterhalb der Empfehlungen der Lichtleitlinie.

PV Suedwest - 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.
- 1,031 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

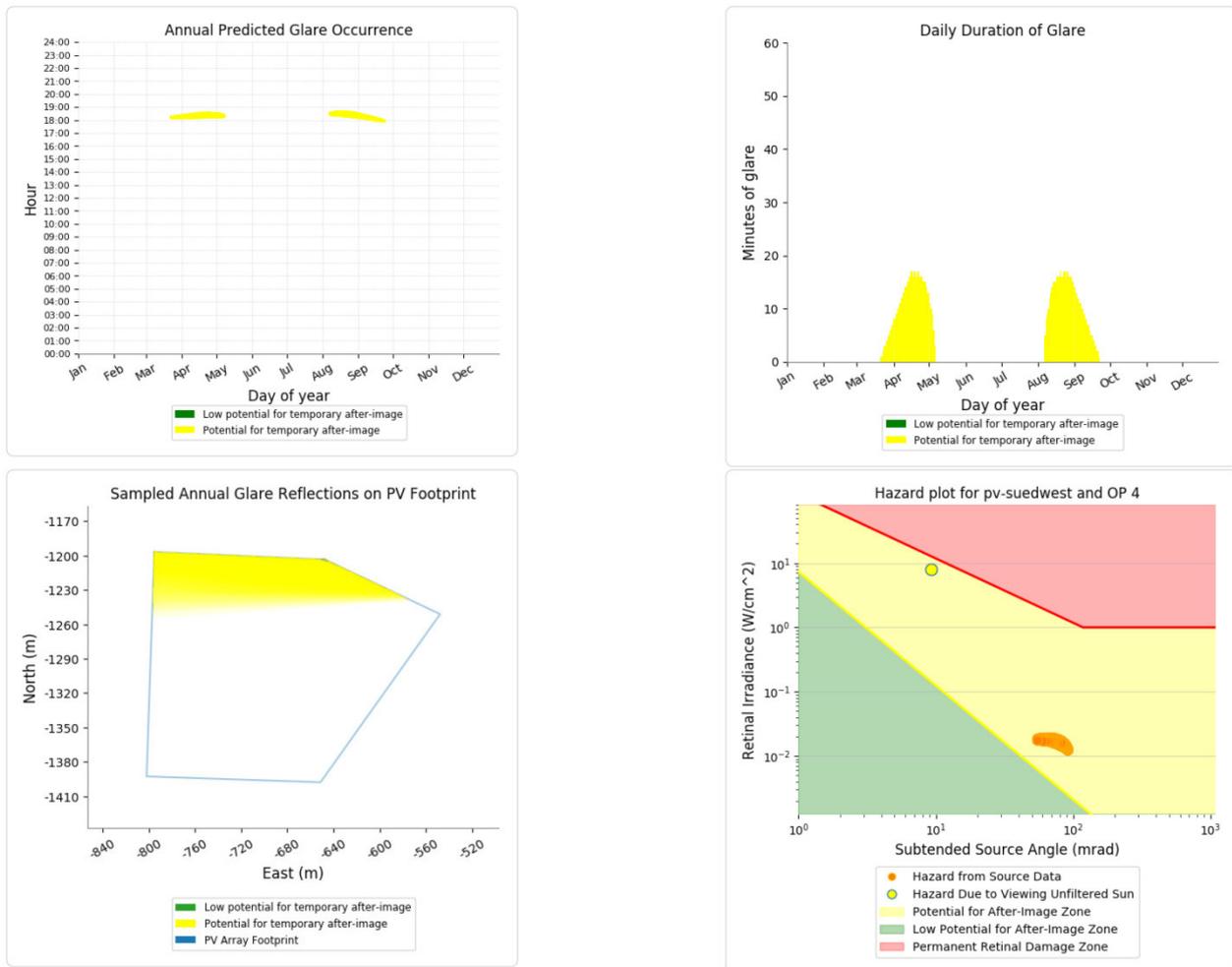


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, A9 Südwest

Am Messpunkt P5 auf der A9 können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Teilflächen Südwest und Südost auftreten, morgens östlich der Fahrtrichtung und abends aus westlicher Richtung. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings sowohl morgens und auch abends teils deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler und die Einfallswinkel entsprechend größer.

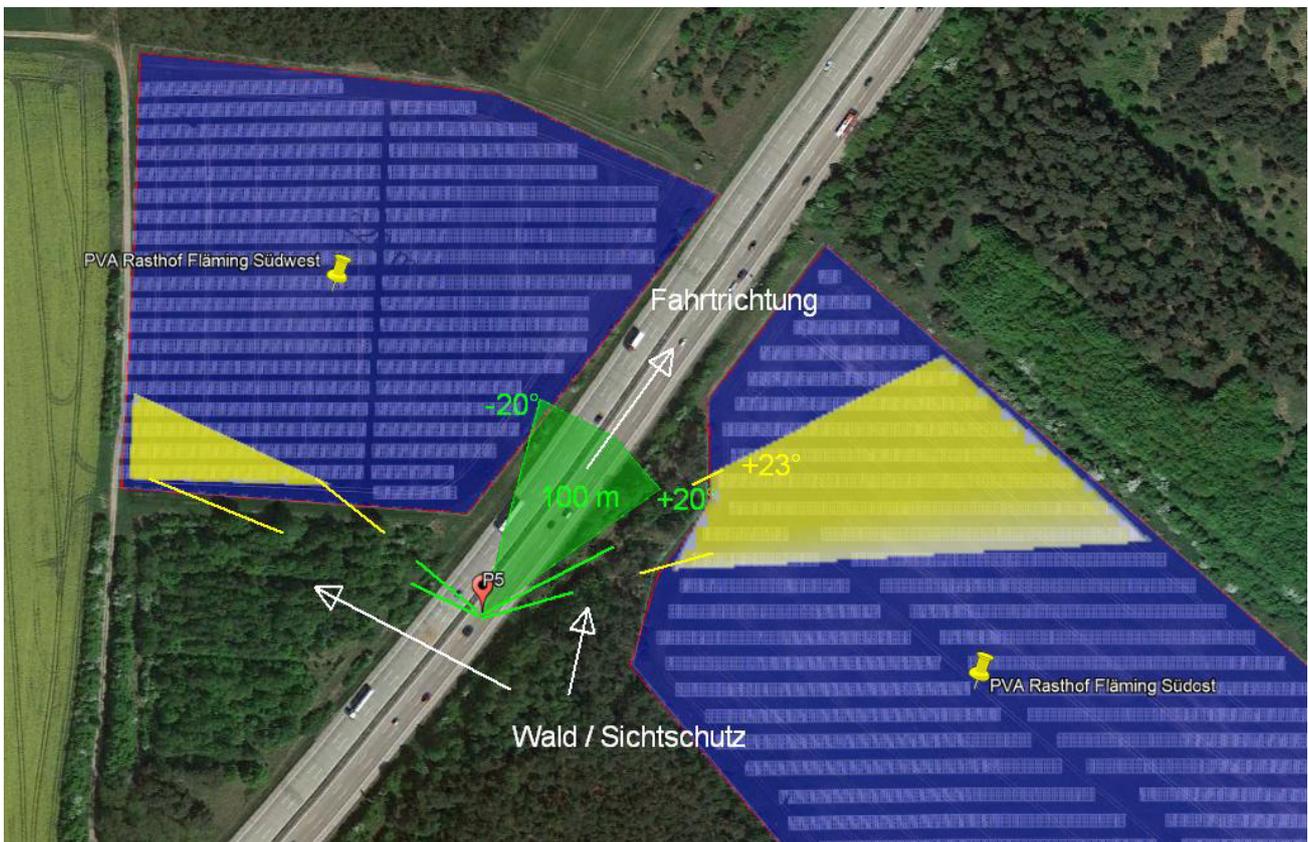


Bild 4.6.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Zwischen der Fahrbahn und den Flächen der PV Anlage befindet sich allerdings ein ausgeprägter Bewuchs durch Büsche und Bäume, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Das folgende Bild zeigt den Bereich am Messpunkt P5 bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Flächen der PV Anlage nicht einsehbar sind.



Bild 4.6.2: Messpunkt P5, Fahrt Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

Im weiteren Verlauf der A9 sind die örtlichen Gegebenheiten kaum verändert und daher gelten die Ausführungen auch für die weitere Fahrt Richtung Nordosten.

4.7 Ergebnisse im Bereich der Gebäude Locktow

Der Bereich der Gebäude der westlich gelegenen Ortschaft Locktow wurde zu Kontrollzwecken untersucht aber aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle sind Beeinträchtigungen durch die PVB Anlage kaum zu erwarten. Die Simulationsergebnisse zeigen erwartungsgemäß keine Reflexionen und daher können Beeinträchtigungen bzw. „erhebliche Belästigungen“ für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von insgesamt 2 x 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der 4 Teilflächen der geplanten PV Anlage Rasthof Fläming zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A9 eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen allerdings überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist im Randbereich der A9 ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen durch die geplante PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Dies gleichermaßen auch gilt auch für Gäste oder Mitarbeiter der Raststätte Fläming sowie für Anwohner der westlich gelegenen Ortschaft Locktow. Eine „erhebliche Belästigung“ im Bereich von schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Rasthof Fläming“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ 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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

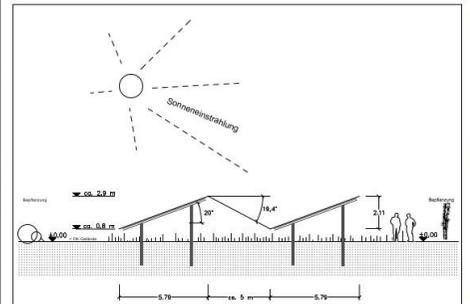
6 Schlussbemerkung

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 20.09.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Alle Maße sind eigenverantwortlich vor Ort zu prüfen

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

GP JOULE EPC GmbH & Co. KG
Adlerstraße 2
73312 Geislingen/Steige
Telefon: +49 7331-3035-0 | Telefax: +49 7331-3035-999
email: anlagenbau@gp-joule.de | web: www.gp-joule.de

Anlagenübersicht:		Unterkonstruktion:	
Gesamtleistung:	10,08 MWp	Hersteller:	---
Trifolienleistung AC:	8,28 MVA	Modulierung:	20° +/-1°
Modulverschattung:	---	Schattenwinkel:	---
		Modulverschattung:	3-reihig hochkant
Module:		Wechselschrichter:	
Hersteller:	Trina oder vgl.	Hersteller:	Huawei oder vgl.
Typ 1:	TSM-DE15M(B) 410Wp	Typ 1:	185 KTL
Anzahl 1:	24.219	Anzahl 1:	60
Typ 2:	---	Typ 2:	---
Anzahl 2:	---	Anzahl 2:	---

LEGENDE

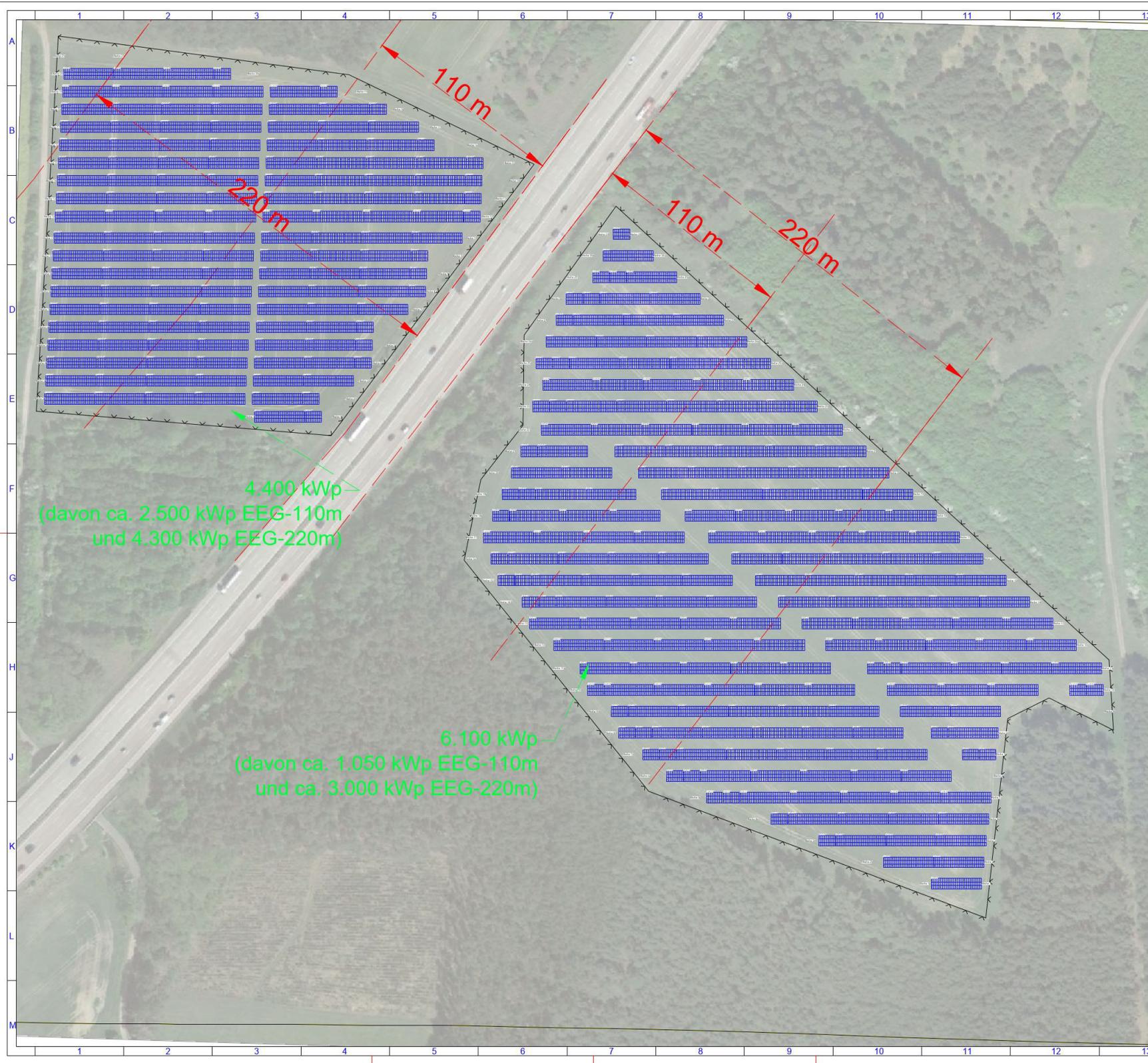
- Baugrenze
- Modulreihen
- Cluster
- Übergabestation
- Trifo-Gebäude
- Kabelgraben DC
- Zaun
- privater Fahrbweg
- Weg unbefestigt
- Grünflächen
- Kabelgraben AC
- Vermessungspunkt
- Modulfeldgrenze
- Mittelspannung

Projekt	Linthe	Projekt Nr.	DEPV_000x
Adresse	---	Umfang	1.223 m & 1.265m
Koordinaten	52.13°N 12.754°E	Fläche	4,1 ha & 6,1 ha
Bauherr	---	Telefon:	---
		E-Mail:	---
Bauleitung	---	Telefon:	---
		E-Mail:	---

7	---	---	---
6	---	---	---
5	---	---	---
4	---	---	---
3	---	---	---
2	---	---	---
1	---	---	---

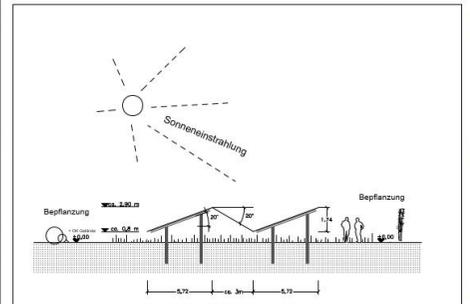
Index	Änderung		Datum	Name
Planinhalt	MLP Linthe Vorentwurf			
Tourenplan	Maßstab	erstellt/geändert	Revision	Datum erstellt/geändert
Datum	Benutzerposition	Yvanik Malik	---	17.09.2020 17.09.2020
Unterzeichn.				

Diese Zeichnung ist urheberrechtlich geschützt und darf ohne unsere schriftliche Zustimmung keinem Dritten inhaltlich imsgesamt noch auszugsweise wiedergegeben werden!



4.400 kWp
(davon ca. 2.500 kWp EEG-110m
und 4.300 kWp EEG-220m)

6.100 kWp
(davon ca. 1.050 kWp EEG-110m
und ca. 3.000 kWp EEG-220m)



Alle Maße sind eigenverantwortlich vor Ort zu prüfen

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

GP JOULE EPC GmbH & Co. KG
Adlerstraße 2
73312 Geislingen/Steige
Telefon: +49 7331-3035-0 | Telefax: +49 7331-3035-399
email: anlagenbau@gp-joule.de | www.gp-joule.de

Anlagenübersicht:		Unterkonstruktion:	
Gesamtleistung:	10.400 kWp	Hersteller:	---
Trifolierung AC:	8,82 MVA	Modulierung:	3-reihig hochkant
Modulverschattung:	---	Schattenwinkel:	unterses Modul halb-verschattet
Module:		Wechselrichter:	
Hersteller:	Trina oder vgl.	Hersteller:	Huawei oder vgl.
Typ 1:	TSM-DE15M(B) 410Wp	Typ 1:	185 KTL
Anzahl 1:	25.209	Anzahl 1:	52
Typ 2:	---	Typ 2:	---
Anzahl 2:	---	Anzahl 2:	---

LEGENDE

- Baugrenze
- Modulreihen
- Cluster
- Übergabestation
- Trifo-Gebäude
- Kabelgraben DC
- Zaun
- privater Fahweg
- Weg unbefestigt
- Grünflächen
- Kabelgraben AC
- 233
- Vermessungspunkt
- Modulfeldgrenze
- Mittelspannung

Projekt	Linthe 2.Fläche	Projekt Nr.	DEPV_000x
Adresse	---	Umfang	1.160 m & 830 m
Koordinaten	52.124°N 12.7472°E	Fläche	6,83 ha & 4,27 ha
Bauherr	---	Telefon:	---
Bauleitung	---	E-Mail:	---
		Telefon:	---
		E-Mail:	---

7	---	---	---
6	---	---	---
5	---	---	---
4	---	---	---
3	---	---	---
2	---	---	---
1	---	---	---

Index	Änderung			Datum	Name
Planinhalt	MLP Linthe 2.Fläche Vorentwurf	Maßstab	erstellt/geändert	Revision	Datum erstellt/geändert
Datum	---	Benutzerposition	Yvanka Maria	---	17.08.2020 17.08.2020

Diese Zeichnung ist urheberrechtlich geschützt und darf ohne unsere schriftliche Zustimmung keinem Dritten inhaltlich insgesamt oder auszugsweise wiedergegeben werden.

THE TALLMAX^M

FRAMED 144 LAYOUT MODULE



144 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

430-450W
POWER OUTPUT RANGE

20.6%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DE17M(II)

POWER RANGE

430-450W

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
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



High power

- Up to 450W front power and 20.6% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

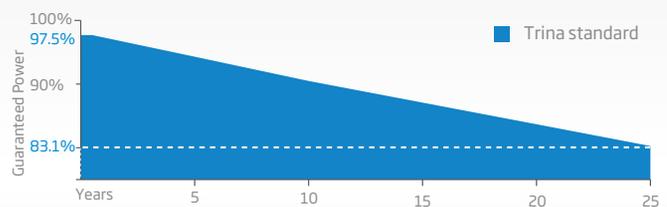


High energy generation

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.36%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

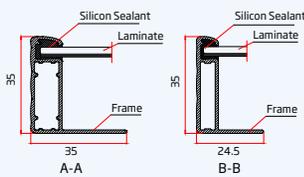
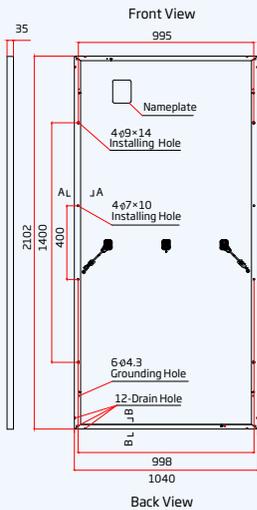
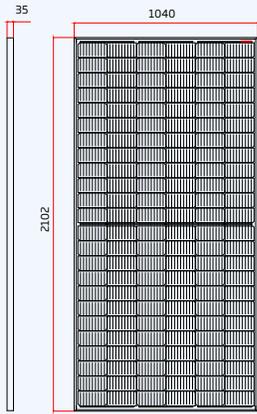
PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty

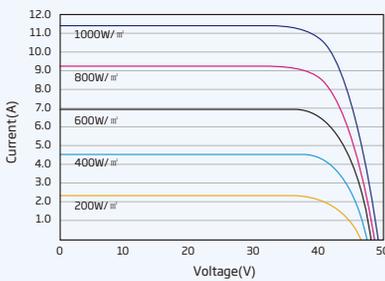


From the 2nd year to the 25th year, the average annual power decline will be no more than 0.6%.

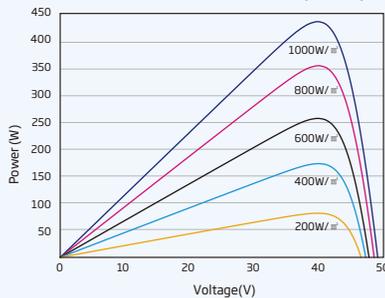
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(440W)



P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.3	40.5	40.7	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.67	10.74	10.82	10.90	10.98
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.22	11.31	11.39	11.46	11.53
Module Efficiency η_m (%)	19.7	19.9	20.1	20.4	20.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	325	329	333	336	340
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.0	38.2	38.4	38.5	38.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.56	8.61	8.68	8.73	8.80
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.0	46.3	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.03	9.11	9.17	9.23	9.28

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

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 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 4.0mm ² (0.006 inches ²), 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*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±3 C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.36%/ C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.26%/ C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/ C

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

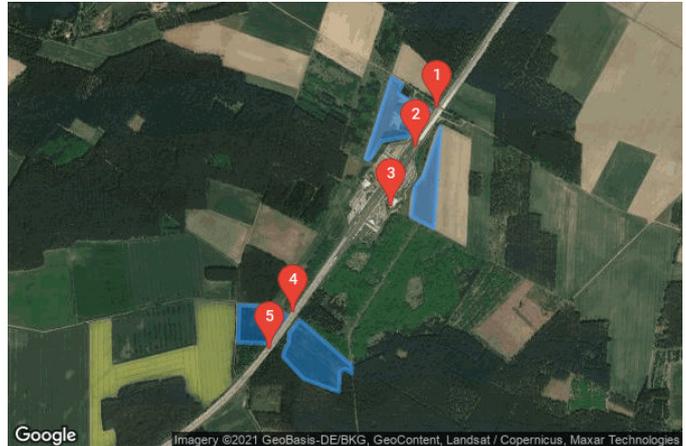
Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

Solarpark

Raststaette Flaeming

Created Sept. 20, 2021
Updated Sept. 20, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 58833.10413

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² 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 Nordost	20.0	180.0	0	5,031	-
PV Nordwest	20.0	180.0	0	6,080	-
PV Suedost	20.0	180.0	0	2,885	-
PV Suedwest	20.0	180.0	0	4,470	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 200,191 m²

Name: PV Nordost
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 36,653 m²
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	52.135652	12.756807	61.43	1.90	63.33
2	52.130898	12.756292	66.18	1.90	68.08
3	52.131424	12.754575	67.03	1.90	68.93
4	52.132886	12.754833	64.99	1.90	66.89
5	52.133321	12.755498	65.00	1.90	66.90

Name: PV Nordwest
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 56,126 m²
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	52.138028	12.753050	57.50	1.90	59.40
2	52.137689	12.753868	58.34	1.90	60.24
3	52.137257	12.753563	58.61	1.90	60.51
4	52.136911	12.754432	59.99	1.90	61.89
5	52.136915	12.754920	61.31	1.90	63.21
6	52.136451	12.756014	61.15	1.90	63.05
7	52.135252	12.754566	60.54	1.90	62.44
8	52.135002	12.752270	58.94	1.90	60.84
9	52.134119	12.751385	63.83	1.90	65.73
10	52.134146	12.751063	64.20	1.90	66.10

Name: PV Suedost
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 68,560 m²
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	52.126566	12.746039	87.75	1.90	89.65
2	52.124412	12.750019	96.05	1.90	97.95
3	52.124057	12.750009	98.35	1.90	100.25
4	52.124261	12.749483	95.83	1.90	97.73
5	52.124109	12.749108	95.71	1.90	97.61
6	52.123181	12.749011	100.51	1.90	102.41
7	52.123780	12.746372	98.60	1.90	100.50
8	52.124827	12.744773	94.06	1.90	95.96
9	52.125203	12.744945	91.19	1.90	93.09
10	52.125493	12.745213	89.82	1.90	91.72
11	52.125934	12.745234	87.92	1.90	89.82

Name: PV Suedwest

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 38,852 m²

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	52.127271	12.741436	83.55	1.90	85.45
2	52.127212	12.743593	88.46	1.90	90.36
3	52.126784	12.745052	85.41	1.90	87.31
4	52.125466	12.743539	85.79	1.90	87.69



5	52.125512	12.741340	80.62	1.90	82.52
---	-----------	-----------	-------	------	-------

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.136537	12.756571	61.00	2.00	63.00
OP 2	52.134712	12.754930	61.98	2.00	63.98
OP 3	52.131933	12.753020	67.79	0.00	67.79
OP 4	52.126920	12.745543	86.04	2.00	88.04
OP 5	52.125148	12.743772	88.16	2.00	90.16

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 Nordost	20.0	180.0	0	5,031	-	
PV Nordwest	20.0	180.0	0	6,080	-	
PV Suedost	20.0	180.0	0	2,885	-	
PV Suedwest	20.0	180.0	0	4,470	-	

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-nordost (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-nordost (yellow)	0	0	24	400	503	504	508	490	127	0	0	0
pv-nordwest (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-nordwest (yellow)	0	0	299	531	511	472	494	533	486	5	0	0
pv-suedost (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-suedost (yellow)	0	0	1	361	642	629	645	544	63	0	0	0
pv-suedwest (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-suedwest (yellow)	0	0	42	628	902	950	913	871	164	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Nordost potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	2541
OP: OP 3	0	2490
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

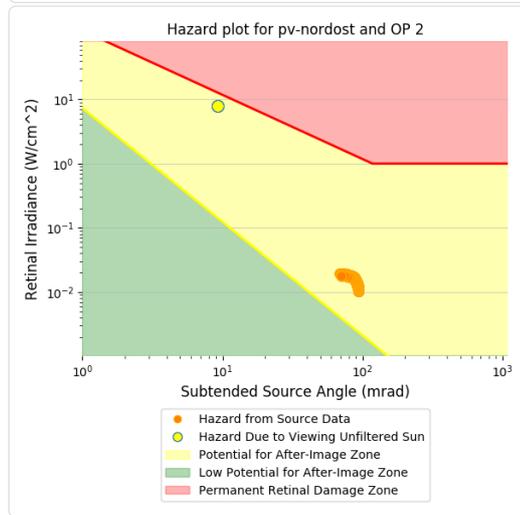
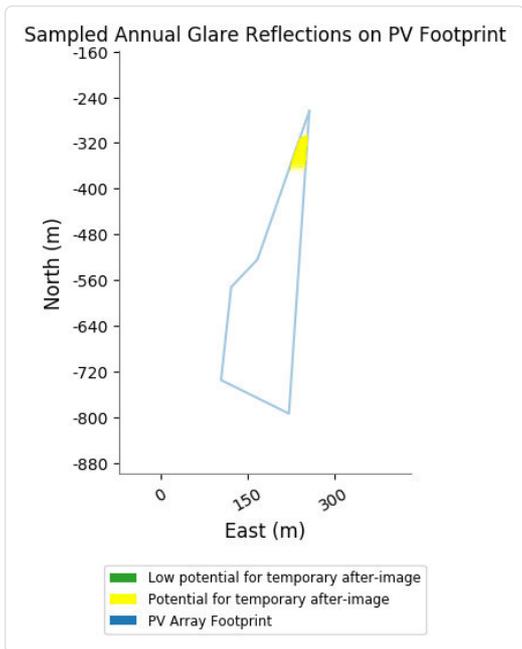
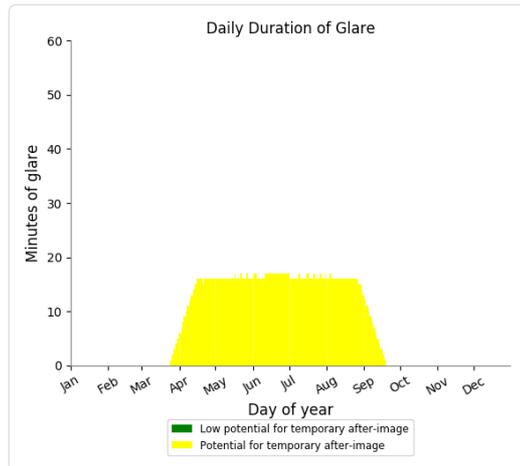
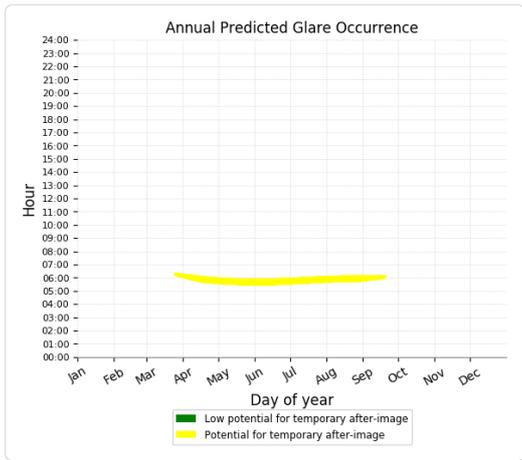
PV Nordost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Nordost - OP Receptor (OP 2)

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

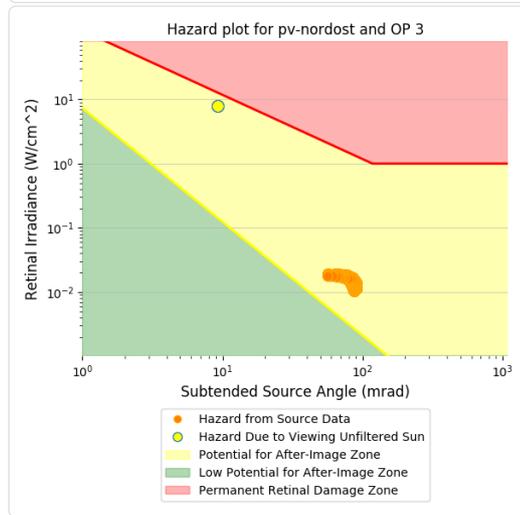
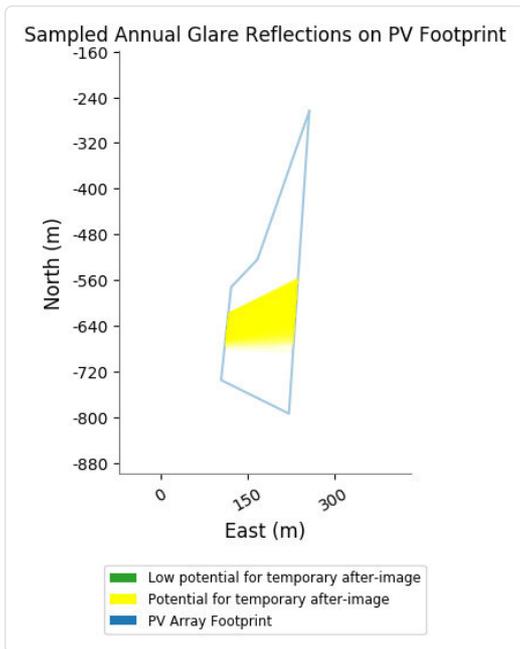
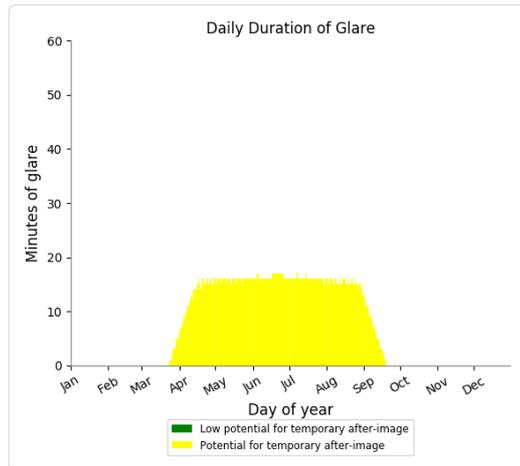
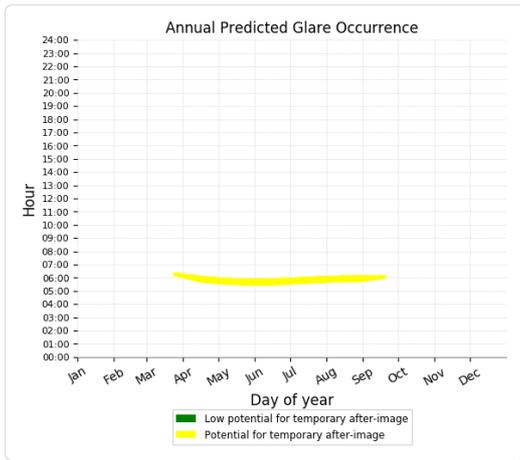
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,541 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Nordost - 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.
- 2,490 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Nordost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Nordost - OP Receptor (OP 5)

No glare found

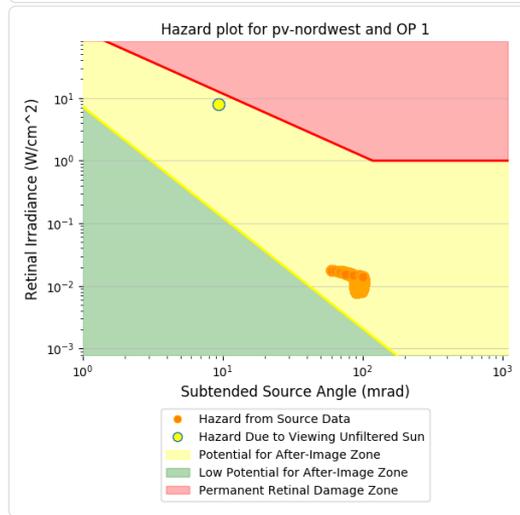
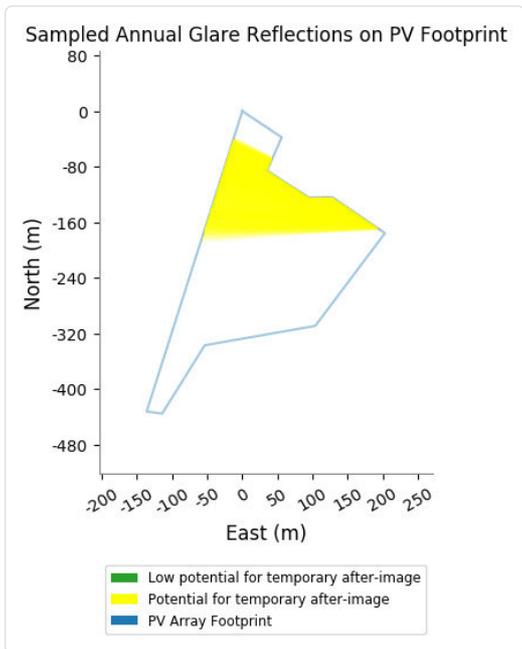
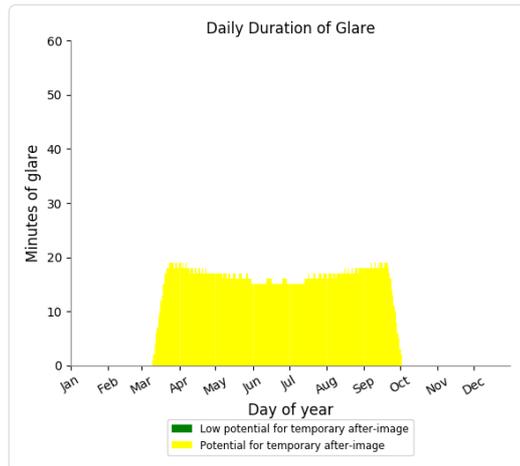
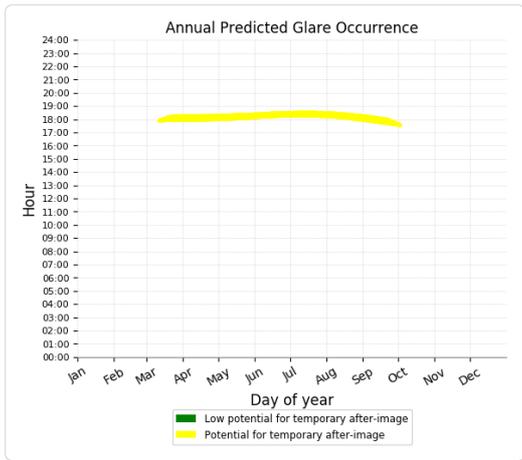
PV Northwest potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3312
OP: OP 2	0	2768
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Northwest - OP Receptor (OP 1)

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

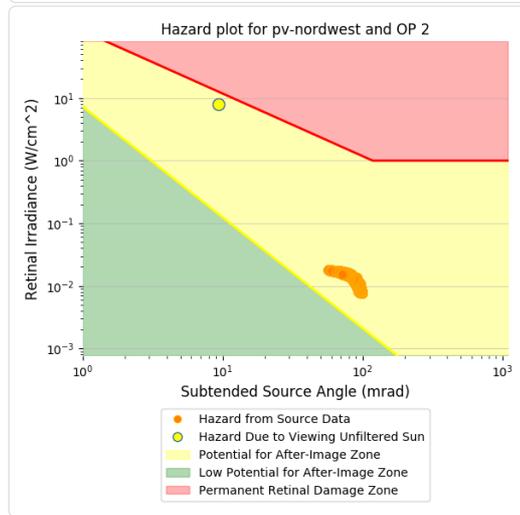
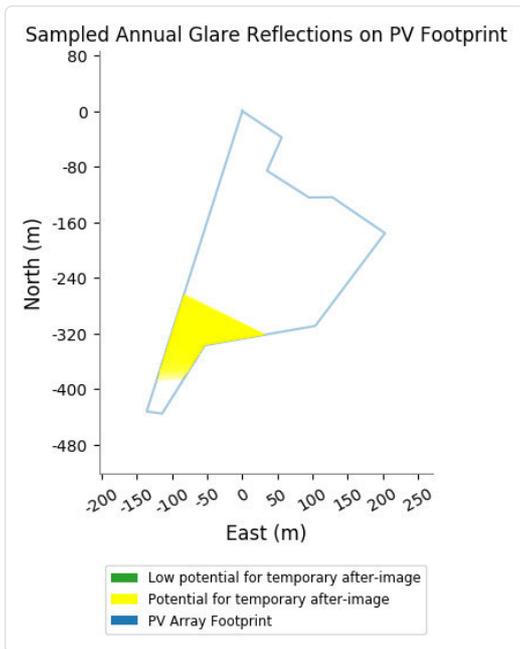
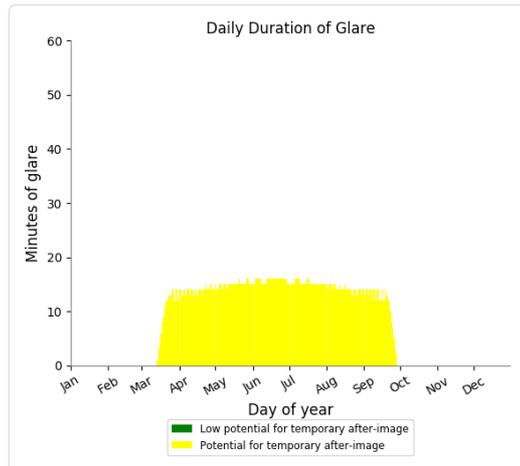
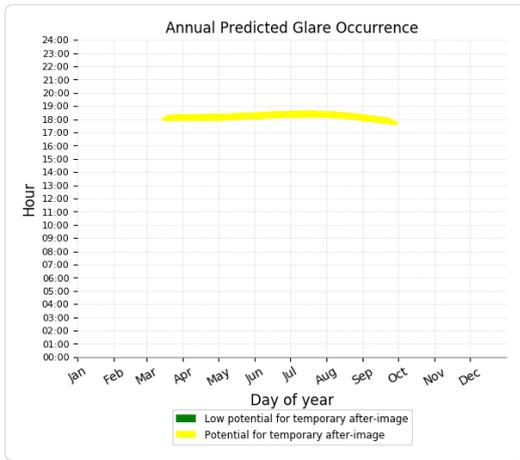
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,312 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Nordwest - 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.
- 2,768 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Nordwest - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Nordwest - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Nordwest - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Suedost potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	2885

PV Suedost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Suedost - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Suedost - OP Receptor (OP 3)

No glare found

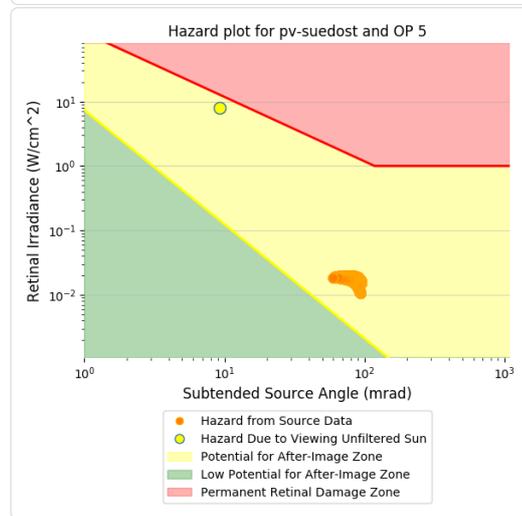
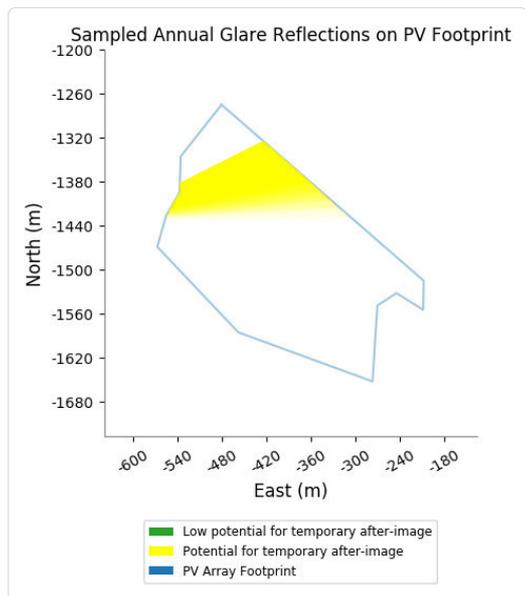
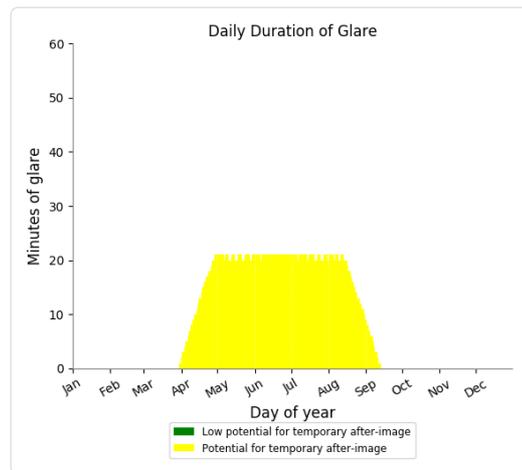
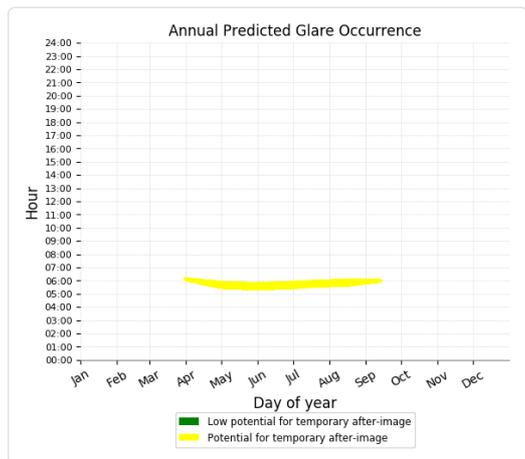
PV Suedost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Suedost - OP Receptor (OP 5)

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.
- 2,885 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Suedwest potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	1031
OP: OP 5	0	3439

PV Suedwest - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Suedwest - OP Receptor (OP 2)

No glare found

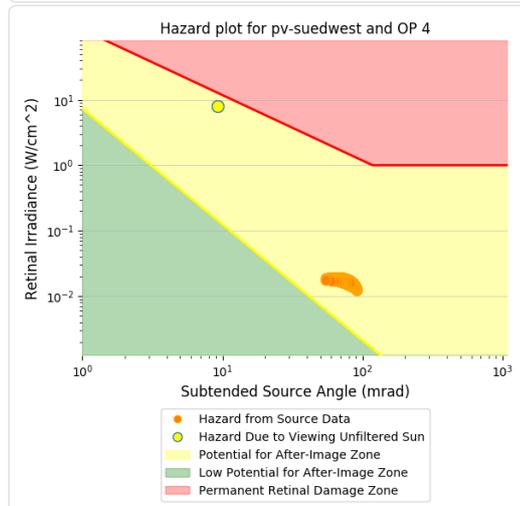
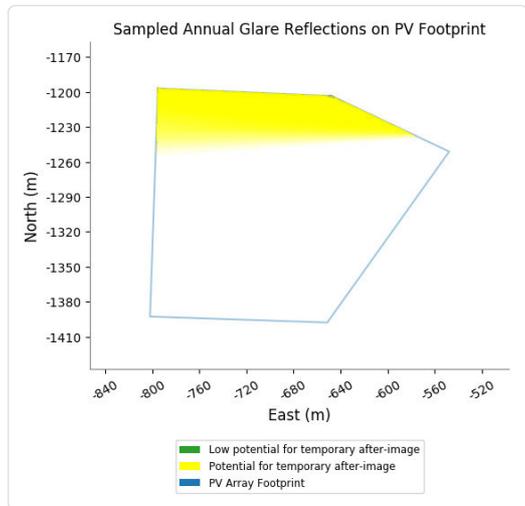
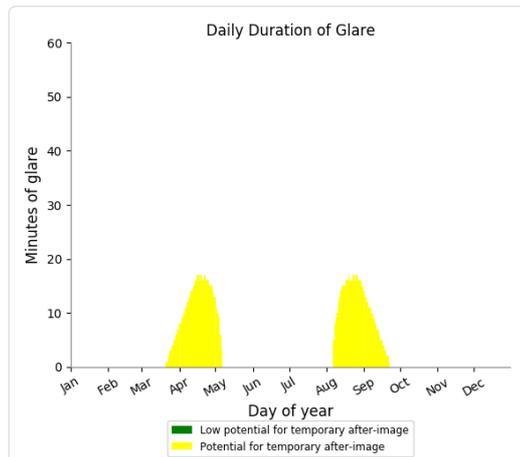
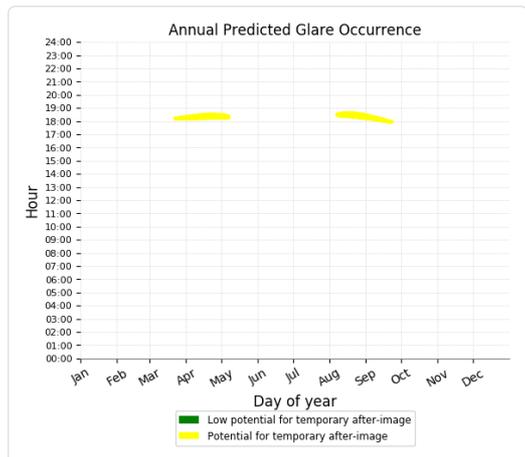
PV Suedwest - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Suedwest - OP Receptor (OP 4)

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

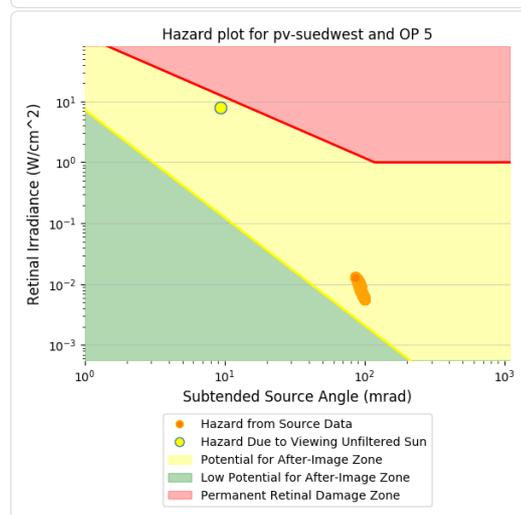
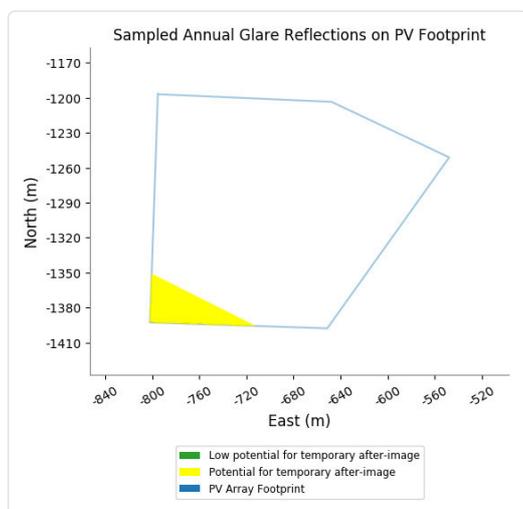
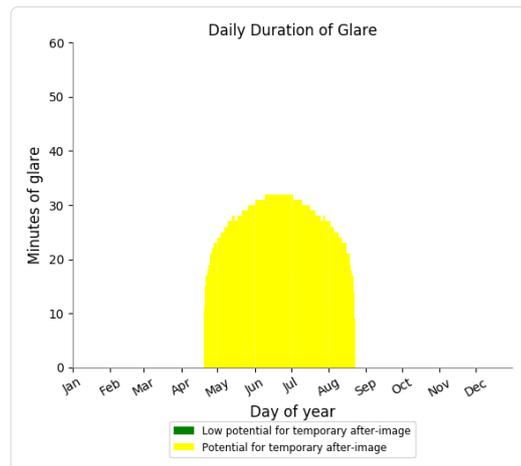
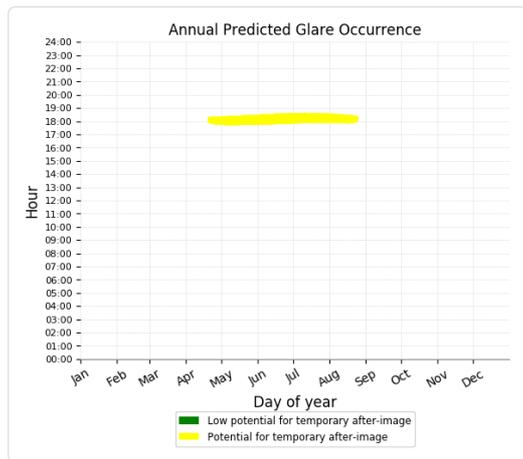
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,031 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Suedwest - OP Receptor (OP 5)

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.
- 3,439 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

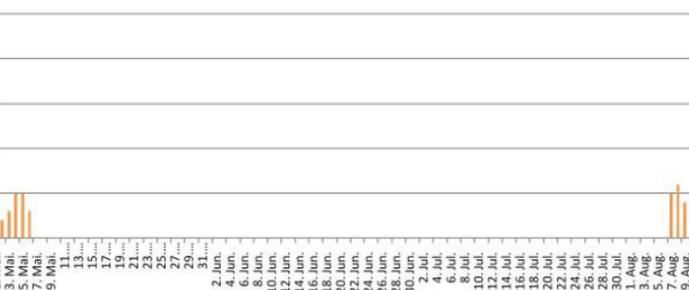
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- 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.

	Corneal 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		S	L	Tag	Anzahl		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum		Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2	
	W/m²	W/m²	W/m²	W/m²			°	°		°	°	°	°	°	°	°	°	°	°	°	°	°	°				°	°				°	°				°
2021-03-14 18:02:00	0,014949	540,0795	2	0,499586	0,015303	0,072518	264,7	0,1	-0,996	-0,093	0,001	0,996	0,07	0,061	22. Apr.	2	18:03	18:04	25.04.2021	18.08.2021	16	1695	18:03	18:33													
2021-03-15 18:02:00	0,015338	544,27	2	0,48847	0,015079	0,07549	264,9	0,4	-0,996	-0,089	0,007	0,996	0,064	0,062	23. Apr.	4	18:03	18:06																			
2021-03-15 18:03:00	0,015001	541,8361	2	0,499424	0,015348	0,07256	265,1	0,2	-0,996	-0,085	0,004	0,996	0,063	0,058	24. Apr.	4	18:04	18:07																			
2021-03-15 18:04:00	0,014964	539,3977	2	0,510626	0,015622	0,071061	265,3	0,1	-0,997	-0,082	0,001	0,997	0,062	0,054	25. Apr.	6	18:03	18:08																			
2021-03-16 18:03:00	0,015068	545,9739	2	0,488297	0,015121	0,073991	265,4	0,5	-0,997	-0,081	0,009	0,997	0,056	0,059	26. Apr.	8	18:03	18:10																			
2021-03-16 18:04:00	0,015065	543,5572	2	0,499254	0,015392	0,072667	265,6	0,4	-0,997	-0,077	0,007	0,997	0,055	0,055	27. Apr.	10	18:03	18:12																			
2021-03-16 18:05:00	0,015032	541,136	2	0,510459	0,015667	0,071183	265,8	0,2	-0,997	-0,074	0,004	0,997	0,054	0,051	28. Apr.	10	18:04	18:13																			
2021-03-16 18:06:00	0,014956	538,7103	2	0,521918	0,015947	0,069468	266	0,1	-0,998	-0,071	0,001	0,998	0,053	0,047	29. Apr.	12	18:04	18:15																			
2021-03-17 18:03:00	0,015116	550,0393	2	0,477403	0,014894	0,07533	265,6	0,9	-0,997	-0,077	0,015	0,997	0,049	0,061	30. Apr.	14	18:04	18:17																			
2021-03-17 18:04:00	0,015128	547,6441	2	0,48812	0,015162	0,074086	265,8	0,7	-0,997	-0,073	0,012	0,997	0,048	0,057	1. Mai.	15	18:03	18:17																			
2021-03-17 18:05:00	0,01513	545,2444	2	0,499079	0,015434	0,072782	266	0,6	-0,998	-0,07	0,01	0,998	0,047	0,052	2. Mai.	14	18:04	18:17																			
2021-03-17 18:06:00	0,015099	542,8402	2	0,510287	0,015711	0,071303	266,2	0,4	-0,998	-0,066	0,007	0,998	0,046	0,048	3. Mai.	14	18:04	18:17																			
2021-03-17 18:07:00	0,01505	540,4316	2	0,521747	0,015993	0,069723	266,4	0,2	-0,998	-0,063	0,004	0,998	0,045	0,044	4. Mai.	15	18:04	18:18																			
2021-03-17 18:08:00	0,014893	538,0185	2	0,533466	0,016279	0,067578	266,6	0,1	-0,998	-0,059	0,002	0,998	0,044	0,039	5. Mai.	15	18:04	18:18																			
2021-03-18 18:02:00	0,01551	556,4042	2	0,46674	0,014729	0,077987	265,9	1,2	-0,997	-0,072	0,021	0,997	0,042	0,062	6. Mai.	14	18:05	18:18																			
2021-03-18 18:03:00	0,015225	554,0347	2	0,477221	0,014996	0,075356	266	1	-0,997	-0,069	0,018	0,997	0,041	0,058	7. Mai.	14	18:05	18:18																			
2021-03-18 18:04:00	0,015256	551,6607	2	0,48794	0,015267	0,074194	266,2	0,9	-0,998	-0,065	0,015	0,998	0,04	0,054	8. Mai.	15	18:05	18:19																			
2021-03-18 18:05:00	0,01526	549,2822	2	0,498901	0,015543	0,072898	266,4	0,7	-0,998	-0,062	0,013	0,998	0,039	0,049	9. Mai.	15	18:05	18:19																			
2021-03-18 18:06:00	0,015231	546,8992	2	0,510109	0,015823	0,071424	266,6	0,6	-0,998	-0,059	0,01	0,998	0,039	0,045	10. Mai.	15	18:05	18:19																			
2021-03-18 18:07:00	0,015157	544,5118	2	0,521571	0,016108	0,069718	266,8	0,4	-0,998	-0,055	0,007	0,998	0,038	0,041	11. Mai.	14	18:06	18:19																			
2021-03-18 18:08:00	0,014981	542,12	2	0,533292	0,016398	0,067473	267	0,3	-0,999	-0,052	0,005	0,999	0,037	0,037	12. Mai.	15	18:06	18:20																			
2021-03-18 18:09:00	0,014842	539,7238	2	0,545277	0,016692	0,065375	267,2	0,1	-0,999	-0,048	0,002	0,999	0,036	0,032	13. Mai.	15	18:06	18:20																			
2021-03-19 18:03:00	0,01523	557,9624	2	0,466558	0,014765	0,076505	266,3	1,3	-0,998	-0,065	0,023	0,998	0,034	0,059	14. Mai.	15	18:06	18:20																			
2021-03-19 18:04:00	0,015283	555,6093	2	0,47704	0,015033	0,075453	266,5	1,2	-0,998	-0,061	0,021	0,998	0,033	0,055	15. Mai.	15	18:06	18:20																			
2021-03-19 18:05:00	0,015317	553,2517	2	0,48776	0,015306	0,074303	266,7	1	-0,998	-0,058	0,018	0,998	0,033	0,051	16. Mai.	15	18:07	18:21																			
2021-03-19 18:06:00	0,015323	550,8897	2	0,498721	0,015583	0,073013	266,9	0,9	-0,998	-0,054	0,015	0,998	0,032	0,047	17. Mai.	15	18:07	18:21																			
2021-03-19 18:07:00	0,015295	548,5232	2	0,50993	0,015865	0,071542	267,1	0,7	-0,999	-0,051	0,013	0,999	0,031	0,042	18. Mai.	15	18:07	18:21																			
2021-03-19 18:08:00	0,015165	546,1524	2	0,521392	0,016151	0,069557	267,3	0,6	-0,999	-0,047	0,01	0,999	0,03	0,038	19. Mai.	15	18:07	18:21																			
2021-03-19 18:09:00	0,015074	543,7771	2	0,533113	0,016442	0,067737	267,5	0,4	-0,999	-0,044	0,007	0,999	0,029	0,034	20. Mai.	15	18:07	18:21																			
2021-03-19 18:10:00	0,014999	541,3975	2	0,545099	0,016738	0,065977	267,7	0,3	-0,999	-0,041	0,005	0,999	0,028	0,03	21. Mai.	16	18:07	18:22																			
2021-03-19 18:11:00	0,014611	539,0136	2	0,557355	0,017039	0,062528	267,9	0,1	-0,999	-0,037	0,002	0,999	0,027	0,025	22. Mai.	15	18:08	18:22																			
2021-03-20 18:03:00	0,015224	561,8248	2	0,456127	0,014535	0,076709	266,5	1,7	-0,998	-0,06	0,029	0,998	0,028	0,061	23. Mai.	15	18:08	18:22																			
2021-03-20 18:04:00	0,015283	559,4923	2	0,466379	0,0148	0,076588	266,7	1,5	-0,998	-0,057	0,026	0,998	0,027	0,057	24. Mai.	15	18:08	18:22																			
2021-03-20 18:05:00	0,015341	557,1553	2	0,476861	0,015069	0,075555	266,9	1,4	-0,998	-0,053	0,024	0,998	0,026	0,052	25. Mai.	15	18:08	18:22																			
2021-03-20 18:06:00	0,015377	554,8139	2	0,487581	0,015343	0,074411	267,1	1,2	-0,999	-0,05	0,021	0,999	0,025	0,048	26. Mai.	15	18:08	18:22																			
2021-03-20 18:07:00	0,015399	552,4681	2	0,498542	0,015622	0,073193	267,3	1	-0,999	-0,047	0,018	0,999	0,024	0,044	27. Mai.	16	18:08	18:23																			
2021-03-20 18:08:00	0,015358	550,1179	2	0,509751	0,015905	0,071657	267,5	0,9	-0,999	-0,043	0,016	0,999	0,023	0,04	28. Mai.	16	18:08	18:23																			
2021-03-20 18:09:00	0,015247	547,7634	2	0,521213	0,016193	0,069765	267,7	0,7	-0,999	-0,04	0,013	0,999	0,022	0,035	29. Mai.	15	18:09	18:23																			
2021-03-20 18:10:00	0,015161	545,4045	2	0,532933	0,016486	0,067974	267,9	0,6	-0,999	-0,036	0,01	0,999	0,021	0,031	30. Mai.	15	18:10	18:24																			
2021-03-20 18:11:00	0,015111	543,0413	2	0,544918	0,016784	0,066339	268,1	0,4	-0,999	-0,033	0,008	0,999	0,02	0,027	31. Mai.	15	18:10	18:24																			
2021-03-20 18:12:00	0,014656	540,6738	2	0,557173	0,017086	0,062553	268,3	0,3	-1	-0,029	0,005	1	0,019	0,023	1. Jun.	15	18:10	18:24																			
2021-03-20 18:13:00	0,014159	538,302	2	0,569705	0,017394	0,058356	268,5	0,1	-1																												

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	u	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
2021-03-21 18:13:00	0,014054	542,4146	2	0,569591	0,017521	0,057154	269	0,3	-1	-0,018	0,005	1	0,011	0,016			1. Mai	1	18:18	18:18	04.05.2021	05.05.2021	5	10	18:18	18:23	
2021-03-22 18:14:00	0,014164	546,3364	2	0,569331	0,017642	0,057228	269,4	0,5	-1	-0,01	0,008	1	0,003	0,013			2. Mai	2	18:18	18:19	07.08.2021	08.08.2021	6	11	18:27	18:33	
2021-03-23 18:14:00	0,014644	550,2029	2	0,556663	0,01737	0,061177	269,7	0,8	-1	-0,006	0,014	1	-0,004	0,014			3. Mai	3	18:18	18:20							
2021-03-23 18:15:00	0,014321	547,8941	2	0,569155	0,017687	0,057924	269,9	0,6	-1	-0,003	0,011	1	-0,005	0,01			4. Mai	5	18:18	18:22							
2021-03-24 18:13:00	0,015037	556,2953	2	0,544218	0,017171	0,064188	269,9	1,1	-1	-0,002	0,019	1	-0,011	0,016			5. Mai	5	18:19	18:23							
2021-03-24 18:14:00	0,01475	554,0102	2	0,556463	0,017485	0,061229	270,1	0,9	-1	0,002	0,016	1	-0,012	0,011			6. Mai	3	18:19	18:21							
2021-03-24 18:15:00	0,014612	551,721	2	0,568984	0,017805	0,059013	270,3	0,8	-1	0,005	0,014	1	-0,013	0,007			7. Aug.	5	18:29	18:33							
2021-03-25 18:14:00	0,015078	557,7604	2	0,544063	0,017212	0,064218	270,3	1,3	-1	0,006	0,022	1	-0,019	0,013			8. Aug.	6	18:27	18:32							
2021-03-25 18:15:00	0,014972	555,4906	2	0,556304	0,017527	0,062228	270,5	1,1	-1	0,01	0,019	1	-0,02	0,009			9. Aug.	4	18:27	18:30							
2021-03-25 18:16:00	0,014366	553,2166	2	0,56882	0,017848	0,057439	270,7	1	-1	0,013	0,017	1	-0,021	0,004			10. Aug.	3	18:27	18:29							
2021-03-26 18:14:00	0,015304	561,4554	2	0,531953	0,01694	0,066607	270,6	1,6	-1	0,01	0,028	1	-0,026	0,014			11. Aug.	2	18:26	18:27							
2021-03-26 18:15:00	0,015335	559,2047	2	0,54392	0,017252	0,065352	270,8	1,4	-1	0,014	0,025	1	-0,027	0,01													
2021-03-26 18:16:00	0,015421	556,9498	2	0,556155	0,017568	0,064371	271	1,3	-1	0,017	0,022	1	-0,028	0,006													
2021-03-26 18:17:00	0,014497	554,6908	2	0,568665	0,017891	0,057985	271,2	1,1	-1	0,021	0,02	1	-0,028	0,002													
2021-03-27 18:15:00	0,01537	562,8653	2	0,531827	0,016978	0,066767	271	1,7	-0,999	0,018	0,03	0,999	-0,033	0,012													
2021-03-27 18:16:00	0,015563	560,6293	2	0,543789	0,017291	0,066319	271,2	1,6	-0,999	0,022	0,028	0,999	-0,034	0,007													
2021-03-27 18:17:00	0,014885	558,3893	2	0,556019	0,01761	0,061392	271,4	1,4	-0,999	0,025	0,025	0,999	-0,035	0,003													
2021-03-27 18:18:00	0,01499	556,1451	2	0,568523	0,017933	0,060493	271,6	1,3	-0,999	0,028	0,022	0,999	-0,036	-0,001													
2021-03-28 18:14:00	0,015553	568,6875	2	0,520023	0,016773	0,068605	271,3	2,1	-0,999	0,022	0,036	0,999	-0,04	0,013													
2021-03-28 18:15:00	0,0157	566,4743	2	0,531717	0,017084	0,067921	271,5	1,9	-0,999	0,026	0,033	0,999	-0,041	0,009													
2021-03-28 18:16:00	0,01635	564,257	2	0,543673	0,0174	0,069615	271,7	1,8	-0,999	0,029	0,031	0,999	-0,042	0,005													
2021-03-28 18:17:00	0,015243	562,0356	2	0,555897	0,017721	0,062775	271,9	1,6	-0,999	0,033	0,028	0,999	-0,043	0													
2021-03-28 18:18:00	0,014978	559,8102	2	0,568394	0,018047	0,059922	272,1	1,4	-0,999	0,036	0,025	0,999	-0,044	-0,004													
2021-03-29 18:14:00	0,015644	572,2283	2	0,508505	0,016504	0,07027	271,5	2,4	-0,999	0,027	0,041	0,999	-0,047	0,015													
2021-03-29 18:15:00	0,015726	570,0335	2	0,519937	0,01681	0,069276	271,7	2,2	-0,999	0,03	0,039	0,999	-0,048	0,01													
2021-03-29 18:16:00	0,016223	567,8346	2	0,531625	0,017122	0,070241	271,9	2,1	-0,999	0,034	0,036	0,999	-0,049	0,006													
2021-03-29 18:17:00	0,015411	565,6317	2	0,543575	0,017439	0,064899	272,1	1,9	-0,999	0,037	0,033	0,999	-0,05	0,002													
2021-03-29 18:18:00	0,015676	563,4247	2	0,555792	0,017761	0,064801	272,3	1,8	-0,999	0,041	0,031	0,999	-0,051	-0,002													
2021-03-29 18:19:00	0,014582	561,2137	2	0,568282	0,018089	0,057563	272,5	1,6	-0,999	0,044	0,028	0,999	-0,052	-0,007													
2021-03-30 18:15:00	0,015746	573,5447	2	0,508445	0,01654	0,070595	272	2,5	-0,998	0,034	0,044	0,998	-0,055	0,012													
2021-03-30 18:16:00	0,016111	571,364	2	0,519871	0,016847	0,070937	272,2	2,4	-0,998	0,038	0,042	0,998	-0,056	0,008													
2021-03-30 18:17:00	0,015557	569,1793	2	0,531553	0,01716	0,066877	272,4	2,2	-0,998	0,041	0,039	0,998	-0,057	0,003													
2021-03-30 18:18:00	0,015717	566,9905	2	0,543497	0,017478	0,066249	272,6	2,1	-0,998	0,045	0,036	0,998	-0,058	-0,001													
2021-03-30 18:19:00	0,015044	564,7978	2	0,555707	0,017802	0,061371	272,8	1,9	-0,998	0,048	0,034	0,998	-0,059	-0,005													
2021-03-30 18:20:00	0,014616	562,601	2	0,568189	0,018131	0,057564	273	1,8	-0,998	0,052	0,031	0,998	-0,059	-0,009													
2021-03-31 18:14:00	0,015778	579,1681	2	0,497236	0,016334	0,071687	272,2	2,9	-0,998	0,039	0,05	0,998	-0,062	0,013													
2021-03-31 18:15:00	0,016037	577,0095	2	0,508407	0,016639	0,071522	272,4	2,7	-0,998	0,042	0,047	0,998	-0,063	0,009													
2021-03-31 18:16:00	0,015713	574,8468	2	0,519828	0,016949	0,06859	272,6	2,5	-0,998	0,046	0,044	0,998	-0,064	0,005													
2021-03-31 18:17:00	0,015832	572,6801	2	0,531504	0,017264	0,067762	272,8	2,4	-0,998	0,049	0,042	0,998	-0,064	0													
2021-03-31 18:18:00	0,015417	570,5093	2	0,54344	0,017585	0,064277	273	2,2	-0,998	0,052	0,039	0,998	-0,065	-0,004													
2021-03-31 18:19:00	0,015133	568,3346	2	0,555643	0,017911	0,061354	273,2	2,1	-0,998	0,056	0,036	0,998	-0,066	-0,008													
2021-03-31 18:20:00	0,014706	566,1559	2	0,568117	0,018243	0,057559	273,4	1,9	-0,998	0,059	0,034	0,998	-0,067	-0,012													
2021-04-01 18:14:00	0,015783	582,5705	2	0,486306	0,016069	0,072929	275,5	3,2	-0,998	0,043	0,055	0,998	-0,068	0,015													
2021-04-01 18:15:00	0,015897	580,4296	2	0,497228	0,016369	0,072085	272,7	3	-0,998	0,046	0,053	0,998	-0,069	0,01													
2021-04-01 18:16:00	0,016593	578,2847	2	0,508394	0,016675	0,073886	272,9	2,9	-0,998	0,05	0,05	0,998	-0,07	0,006													
2021-04-01 18:17:00	0,015993	576,1358	2	0,519809	0,016986	0,069762	273,1	2,7	-0,997	0,053	0,047	0,997	-0,071	0,002													
2021-04-01 18:18:00	0,016098	573,9828	2	0,531478	0,017302	0,068862	273,3	2,6	-0,997	0,057	0,045	0,997	-0,072	-0,002													
2021-04-01 18:19:00	0,015446	571,8259	2	0,543407	0,017624	0,064247	273,5	2,4	-0,997	0,06	0,042	0,997	-0,073	-0,007													
2021-04-01 18:20:00	0,015162	569,6651	2	0,555602	0,017952	0,061323	273,7	2,3	-0,997	0,064	0,039	0,997	-0,074	-0,011													

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:
 21 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 11 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 10 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 6 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1032 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected	Reflected	S	L	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5								
	Irradiance	(W/m²)	Hazard #	Irradiance	Glare Angle	Azimuth	Altitude	Position	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector																					
2021-04-20 18:03:00	0,013279	662,1079	2	0,285668	0,010728	0,089089	275,8	9,8	-0,981	0,099	0,169	0,981	-0,185	0,066			21. Apr.	4	17:59	18:02	22.04.2021	21.08.2021	32	3304	17:52	18:32									
2021-04-20 18:04:00	0,013494	660,3174	2	0,292019	0,010937	0,088879	276	9,6	-0,981	0,103	0,167	0,981	-0,186	0,062			22. Apr.	7	17:58	18:04															
2021-04-20 18:05:00	0,01371	658,5232	2	0,298509	0,011149	0,088652	276,2	9,5	-0,981	0,106	0,164	0,981	-0,187	0,058			23. Apr.	10	17:57	18:06															
2021-04-20 18:06:00	0,013921	656,7253	2	0,30514	0,011366	0,088393	276,4	9,3	-0,981	0,109	0,162	0,981	-0,188	0,053			24. Apr.	12	17:56	18:07															
2021-04-20 18:07:00	0,014134	654,9236	2	0,311916	0,011586	0,088122	276,6	9,1	-0,981	0,113	0,159	0,981	-0,189	0,049			25. Apr.	15	17:54	18:08															
2021-04-20 18:08:00	0,014343	653,1181	2	0,318841	0,011811	0,087824	276,8	9	-0,981	0,116	0,156	0,981	-0,189	0,045			26. Apr.	17	17:54	18:10															
2021-04-20 18:09:00	0,014552	651,309	2	0,325916	0,012004	0,08751	276,9	8,8	-0,981	0,12	0,154	0,981	-0,19	0,041			27. Apr.	20	17:53	18:12															
2021-04-20 18:10:00	0,014758	649,4961	2	0,333145	0,012272	0,087167	277,1	8,7	-0,981	0,123	0,151	0,981	-0,191	0,037			28. Apr.	21	17:53	18:13															
2021-04-20 18:11:00	0,014961	647,6796	2	0,340532	0,01251	0,086805	277,3	8,5	-0,981	0,126	0,148	0,981	-0,192	0,033			29. Apr.	23	17:53	18:15															
2021-04-20 18:12:00	0,015161	645,8593	2	0,34808	0,012751	0,086411	277,5	8,4	-0,981	0,13	0,146	0,981	-0,193	0,028			30. Apr.	23	17:53	18:15															
2021-04-20 18:13:00	0,015356	644,0354	2	0,355792	0,012997	0,085987	277,7	8,2	-0,981	0,133	0,143	0,981	-0,194	0,024			1. Mai.	24	17:53	18:16															
2021-04-21 17:59:00	0,01254	671,7869	2	0,262318	0,009995	0,089975	275,4	10,5	-0,979	0,093	0,182	0,979	-0,188	0,08			2. Mai.	24	17:52	18:15															
2021-04-21 18:00:00	0,012756	670,0256	2	0,268151	0,01019	0,089825	275,6	10,3	-0,979	0,096	0,179	0,979	-0,189	0,076			3. Mai.	24	17:52	18:15															
2021-04-21 18:01:00	0,012971	668,2604	2	0,274112	0,01039	0,089652	275,8	10,2	-0,979	0,1	0,177	0,979	-0,19	0,071			4. Mai.	25	17:52	18:16															
2021-04-21 18:02:00	0,013185	666,4915	2	0,280202	0,010592	0,089457	276	10	-0,979	0,103	0,174	0,979	-0,191	0,067			5. Mai.	25	17:52	18:16															
2021-04-21 18:03:00	0,0134	664,7188	2	0,286426	0,010799	0,089254	276,2	9,9	-0,979	0,106	0,172	0,979	-0,192	0,063			6. Mai.	25	17:52	18:16															
2021-04-21 18:04:00	0,013616	662,9423	2	0,292786	0,011009	0,089036	276,4	9,7	-0,979	0,11	0,169	0,979	-0,193	0,059			7. Mai.	26	17:52	18:17															
2021-04-21 18:05:00	0,013828	661,1621	2	0,299285	0,011223	0,088785	276,6	9,6	-0,98	0,113	0,166	0,98	-0,194	0,055			8. Mai.	26	17:52	18:17															
2021-04-21 18:06:00	0,014042	659,3782	2	0,305925	0,011441	0,088526	276,8	9,4	-0,98	0,116	0,164	0,98	-0,194	0,051			9. Mai.	26	17:52	18:17															
2021-04-21 18:07:00	0,014253	657,5906	2	0,31271	0,011663	0,088242	277	9,3	-0,98	0,12	0,161	0,98	-0,195	0,046			10. Mai.	27	17:52	18:18															
2021-04-21 18:08:00	0,014464	655,7992	2	0,319643	0,011889	0,087942	277,2	9,1	-0,98	0,123	0,158	0,98	-0,196	0,042			11. Mai.	27	17:52	18:18															
2021-04-21 18:09:00	0,014672	654,0042	2	0,326727	0,01212	0,087615	277,4	9	-0,98	0,127	0,156	0,98	-0,197	0,038			12. Mai.	27	17:52	18:18															
2021-04-21 18:10:00	0,014879	652,2055	2	0,333965	0,012354	0,087271	277,6	8,8	-0,98	0,13	0,153	0,98	-0,198	0,034			13. Mai.	27	17:52	18:18															
2021-04-21 18:11:00	0,015082	650,4031	2	0,34136	0,012593	0,086897	277,8	8,7	-0,98	0,133	0,151	0,98	-0,199	0,03			14. Mai.	28	17:52	18:19															
2021-04-21 18:12:00	0,015281	648,597	2	0,348916	0,012836	0,086495	277,9	8,5	-0,979	0,137	0,148	0,979	-0,2	0,025			15. Mai.	28	17:52	18:19															
2021-04-21 18:13:00	0,015475	646,7872	2	0,356636	0,013083	0,086058	278,1	8,4	-0,979	0,14	0,145	0,979	-0,201	0,021			16. Mai.	27	17:53	18:19															
2021-04-22 17:58:00	0,012197	676,0673	2	0,251771	0,009654	0,09043	275,4	10,9	-0,977	0,093	0,189	0,977	-0,193	0,085			17. Mai.	27	17:53	18:19															
2021-04-22 17:59:00	0,012412	674,3235	2	0,257367	0,009843	0,090305	275,6	10,8	-0,978	0,097	0,187	0,978	-0,194	0,081			18. Mai.	28	17:53	18:20															
2021-04-22 18:00:00	0,012627	672,5759	2	0,263085	0,010036	0,090158	275,8	10,6	-0,978	0,1	0,184	0,978	-0,195	0,077			19. Mai.	28	17:53	18:20															
2021-04-22 18:01:00	0,012841	670,8246	2	0,268928	0,010232	0,089994	276	10,5	-0,978	0,103	0,181	0,978	-0,196	0,073			20. Mai.	28	17:53	18:20															
2021-04-22 18:02:00	0,013054	669,0695	2	0,274899	0,010432	0,089804	276,2	10,3	-0,978	0,107	0,179	0,978	-0,197	0,068			21. Mai.	28	17:53	18:20															
2021-04-22 18:03:00	0,013269	667,3106	2	0,280999	0,010635	0,089607	276,4	10,2	-0,978	0,11	0,176	0,978	-0,198	0,064			22. Mai.	29	17:53	18:21															
2021-04-22 18:04:00	0,013484	665,548	2	0,287233	0,010843	0,089397	276,6	10	-0,978	0,113	0,174	0,978	-0,198	0,06			23. Mai.	29	17:53	18:21															
2021-04-22 18:05:00	0,013696	663,7818	2	0,293603	0,011054	0,089155	276,8	9,8	-0,978	0,117	0,171	0,978	-0,199	0,056			24. Mai.	29	17:53	18:21															
2021-04-22 18:06:00	0,01391	662,0118	2	0,300112	0,011269	0,088905	277	9,7	-0,978	0,12	0,168	0,978	-0,2	0,052			25. Mai.	29	17:53	18:21															
2021-04-22 18:07:00	0,014122	660,2381	2	0,306762	0,011487	0,088636	277,2	9,5	-0,978	0,124	0,166	0,978	-0,201	0,048			26. Mai.	29	17:53	18:21															
2021-04-22 18:08:00	0,014333	658,4607	2	0,313556	0,01171	0,088348	277,4	9,4	-0,978	0,127	0,163	0,978	-0,202	0,043			27. Mai.	30	17:53	18:22															
2021-04-22 18:09:00	0,014543	656,6796	2	0,320499	0,011937	0,088035	277,6	9,2	-0,978	0,13	0,161	0,978	-0,203	0,039			28. Mai.	30	17:53	18:22															
2021-04-22 18:10:00	0,014751	654,8949	2	0,327592	0,012168	0,087708	277,8	9,1	-0,978	0,134	0,158	0,978	-0,204	0,035			29. Mai.	30	17:54	18:23															
2021-04-22 18:11:00	0,014956	653,1064	2	0,334839	0,012403	0,087352	278	8,9	-0,978	0,137	0,155	0,978	-0,205	0,031			30. Mai.	30	17:54	18:23															
2021-04-22 18:12:00	0,015158	651,3144	2	0,342243	0,012643	0,086997	278,2	8,8	-0,978	0,14	0,153	0,978	-0,206	0,027			31. Mai.	30	17:54	18:23															
2021-04-22 18:13:00	0,015356	649,5187	2	0,349808	0,012887	0,086558	278,4	8,6	-0,978	0,144	0,15	0,978	-0,207	0,023			1. Jun.	30	17:54	18:23															
2021-04-22 18:14:00	0,015549	647,7194	2	0,357537	0,013135	0,086113	278,6	8,5	-0,978	0,147	0,147	0,978	-0,207	0,018			2. Jun.	31	17:54	18:24															
2021-04-23 17:57:00	0,011831	678,8755	2	0,241707	0,009307	0,090831	275,5	11,3	-0,976	0,094	0,197	0,976	-0,198	0																					