

Blendgutachten Solarpark Valluhn-Gallin

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Valluhn 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 am Messpunkt P1, Autobahn A24 südöstlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A24 südwestlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Ausfahrt Lüttow	22
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Lagerhallen EDEKA	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang	25 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Valluhn-Gallin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Valluhn-Gallin“ für Verkehrsteilnehmer auf der A24 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. 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 „Valluhn-Gallin“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer u.a. auf der A24 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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. Darüber hinaus wurden weitere Informationen anhand einer Standortbegehung erhoben.

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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Valluhn in Mecklenburg-Vorpommern. Südlich der Fläche verläuft die Autobahn A24. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südlich von Valluhn in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.515°N, 10.835°O 29 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Autobahn	ca. 500 m
Abstand zu umliegenden Straßen	ca. 35 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 160 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

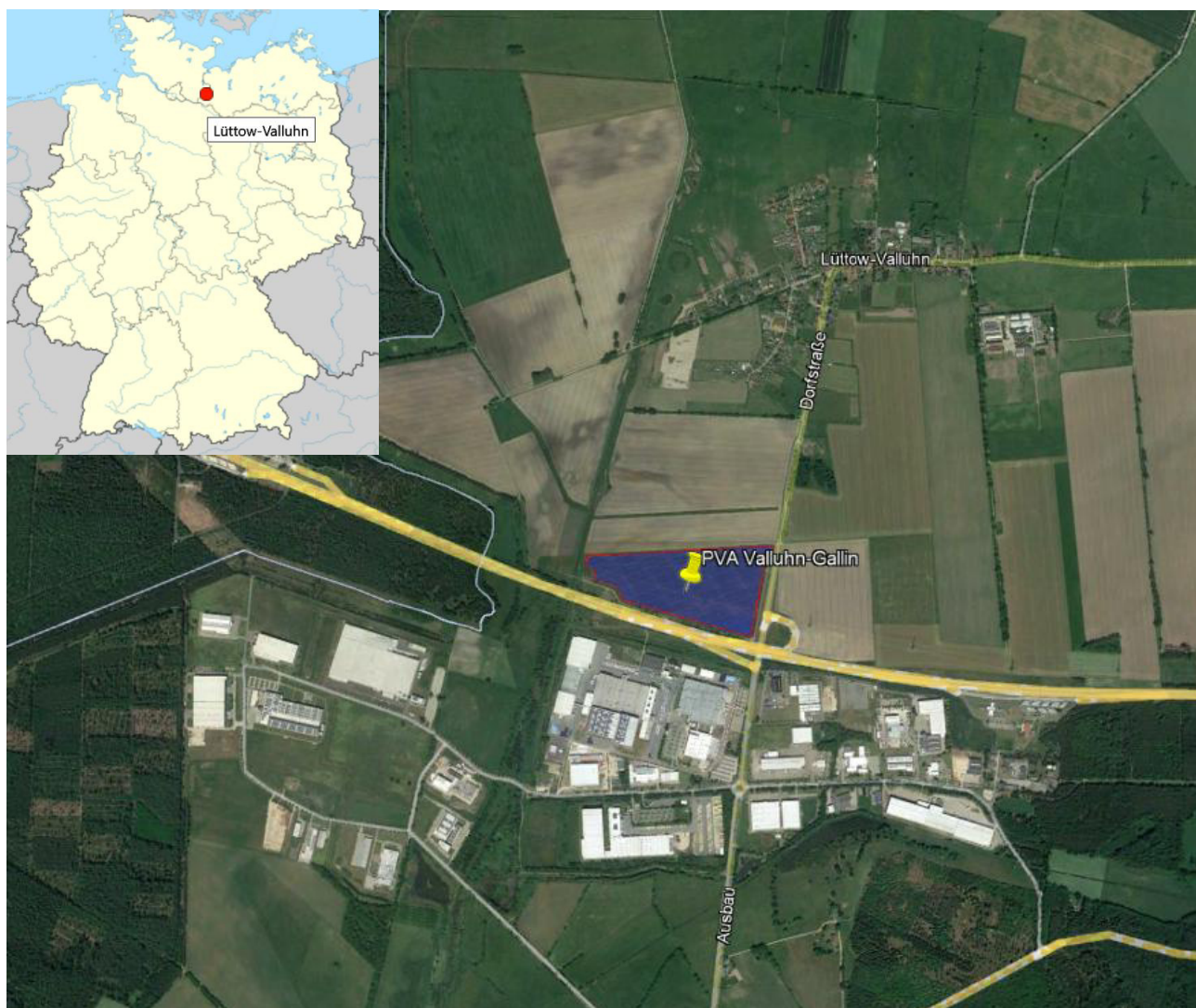


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Fläche und Umgebung.

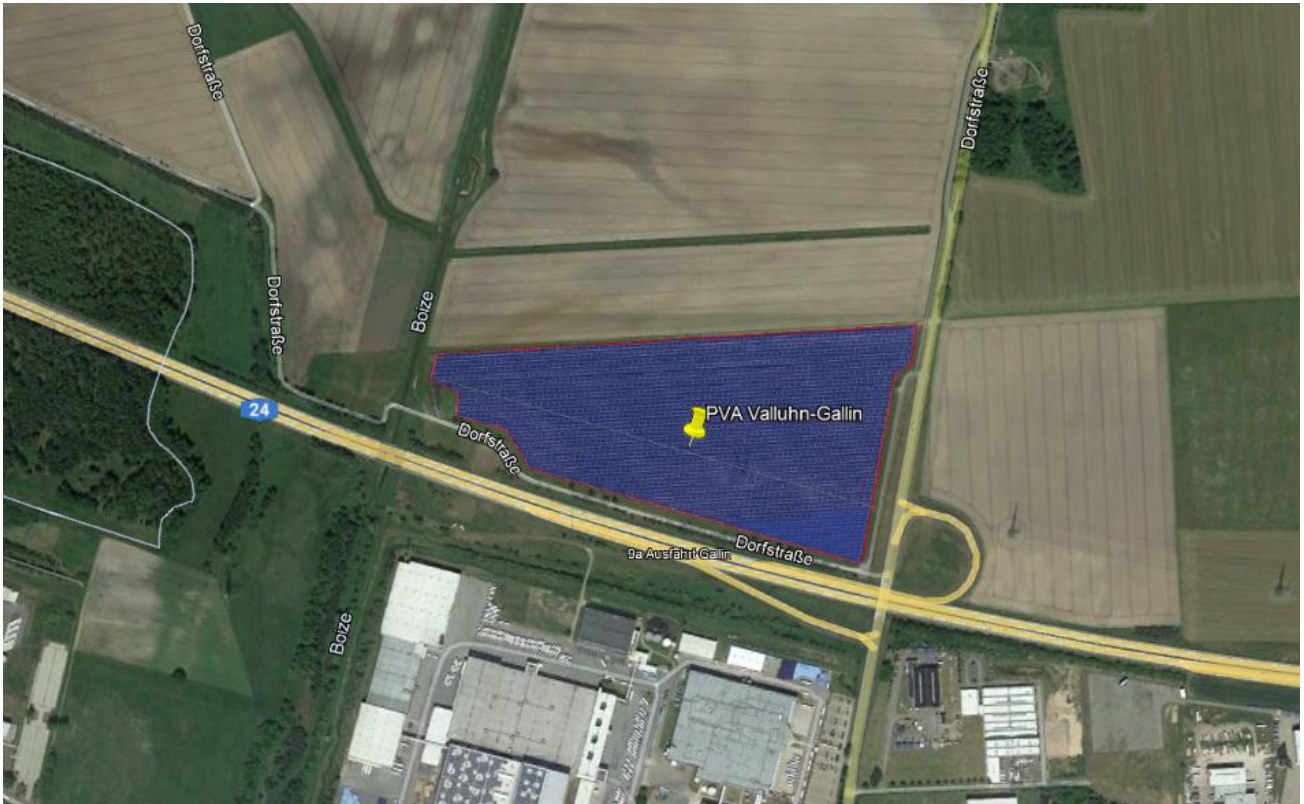


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht



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

Aktuelle Fotos von der PV Fläche. Blick von Nordosten Richtung Südwesten.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung)

Blick von Nordwesten Richtung Südosten



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

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.

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und die südlich gelegenen Lagerhallen der EDEKA GmbH. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, der Standort wird dennoch analysiert. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Gebäude östlich der PV Anlage (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:

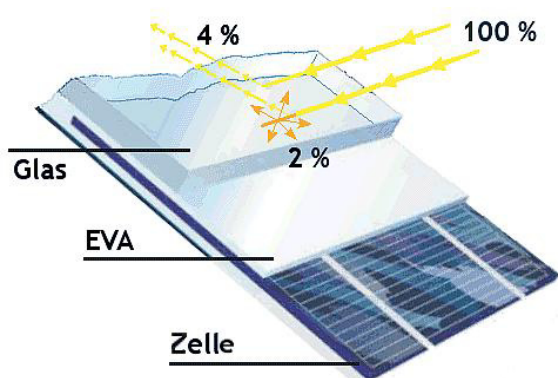


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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 3.5.1 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

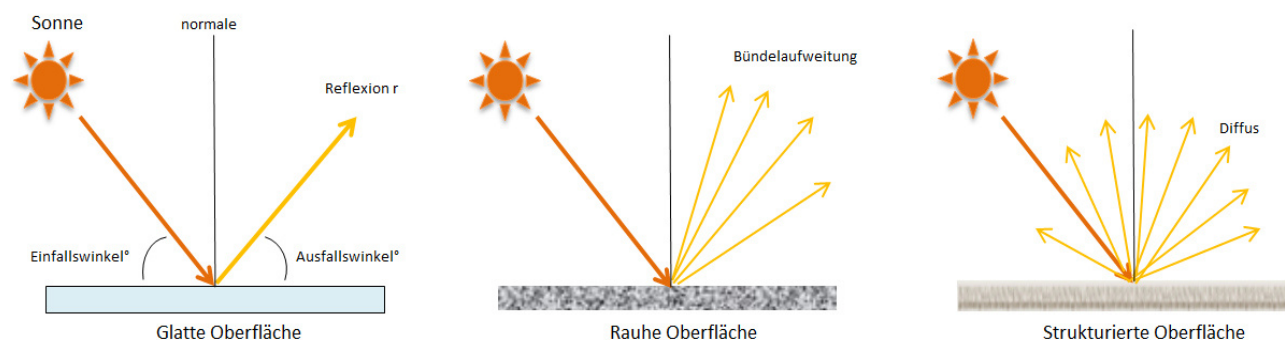


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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 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 FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

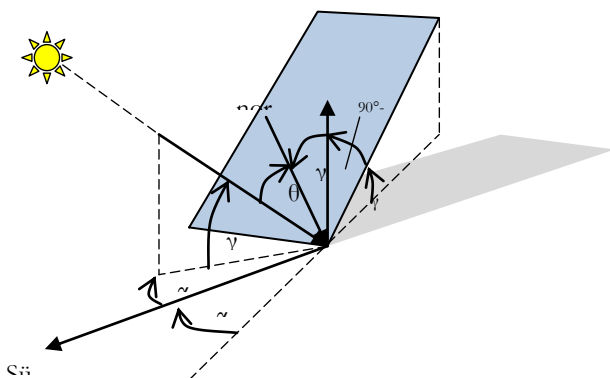


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei 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.

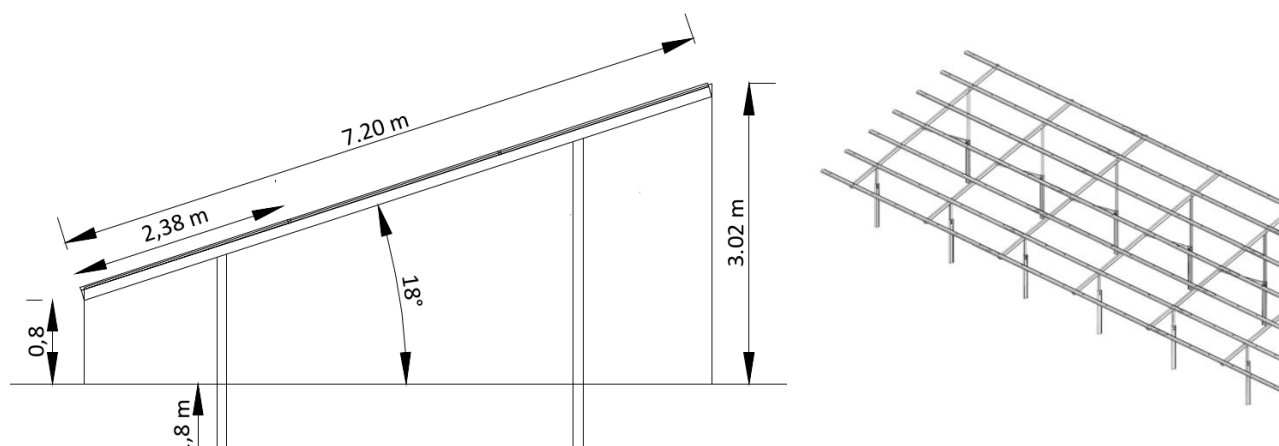


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 3,02 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (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 nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Valluhn-Gallin wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A24, 1 Messpunkt auf umliegenden Straßen sowie 1 Messpunkt im Bereich der EDEKA Lagerhallen.

Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die 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 belastigenden 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 belastigende 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 Leuchtdichte 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 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ 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 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.

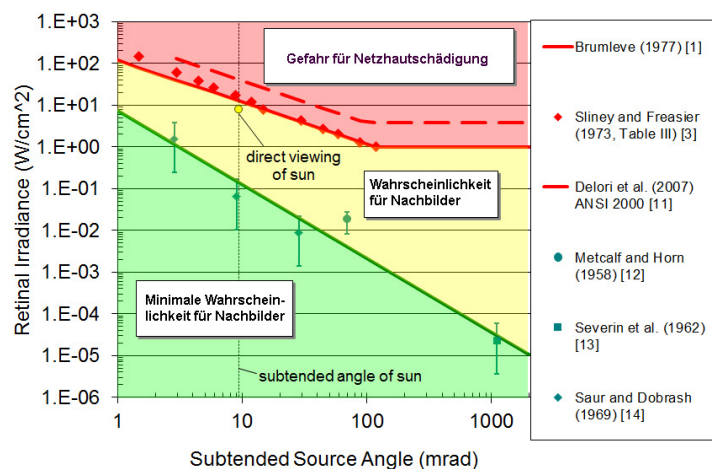


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Valluhn-Gallin wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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

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

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Autobahn A24 Südost	161 ^{WG}
P2 Autobahn A24 Südwest	2046 ^{WG}
P3 Ausfahrt A24 / Dorfstraße	6002 ^G
P4 Lagerhallen EDEKA	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 18° Modulneigung und mit einer Variante mit 10° Modulneigung und Ost-West Ausrichtung durchgeführt. Es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte aber insgesamt sind die Abweichungen vernachlässigbar und daher kann die geplante PV Anlage auch mit Ost-West Ausrichtung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Autobahn A24 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der A24 können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch an nur 161 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 27. Mai und dem 22. Juli in den Abendstunden zwischen 18:21 - 18:44 Uhr für max. 9 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer aber auch aufgrund der großen Entfernung von ca. 230 m - 570 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern bzw. des fließenden Verkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

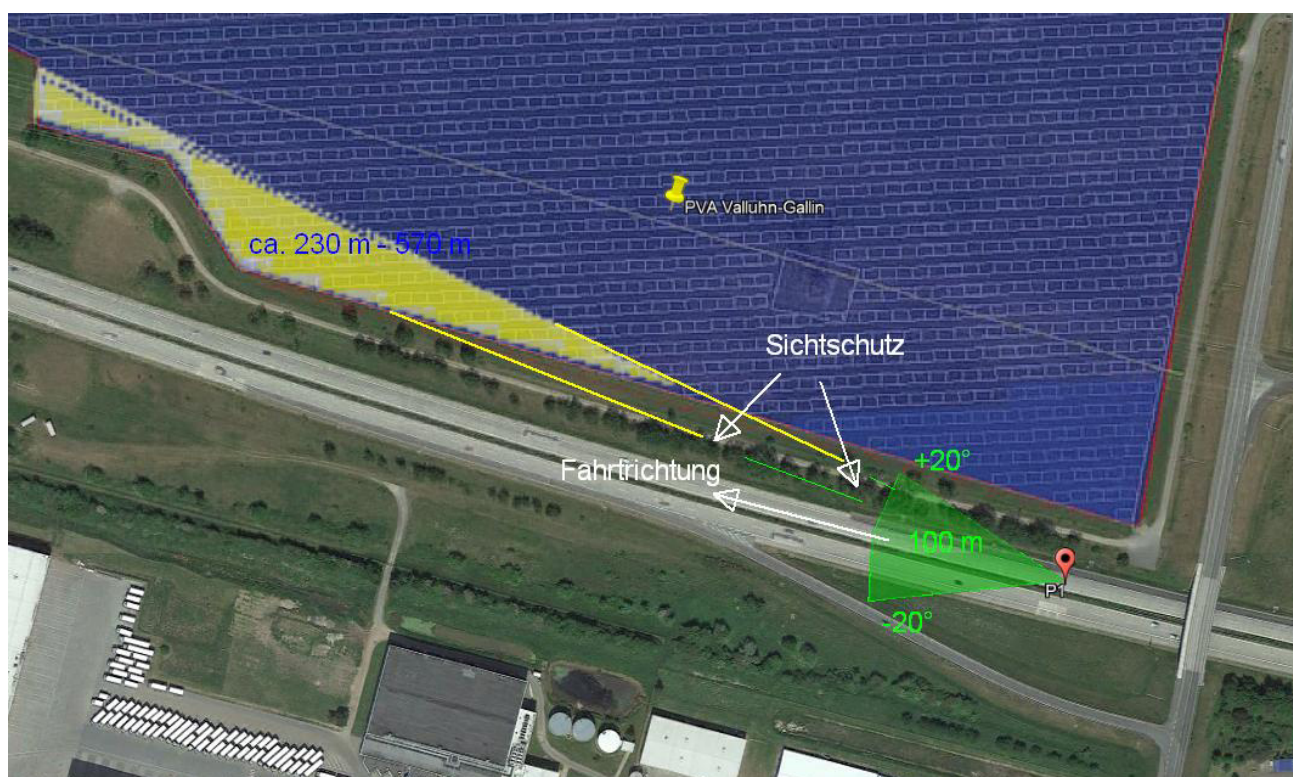


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich in ca. 230 m - 570 m Entfernung könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 in der Realität aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.

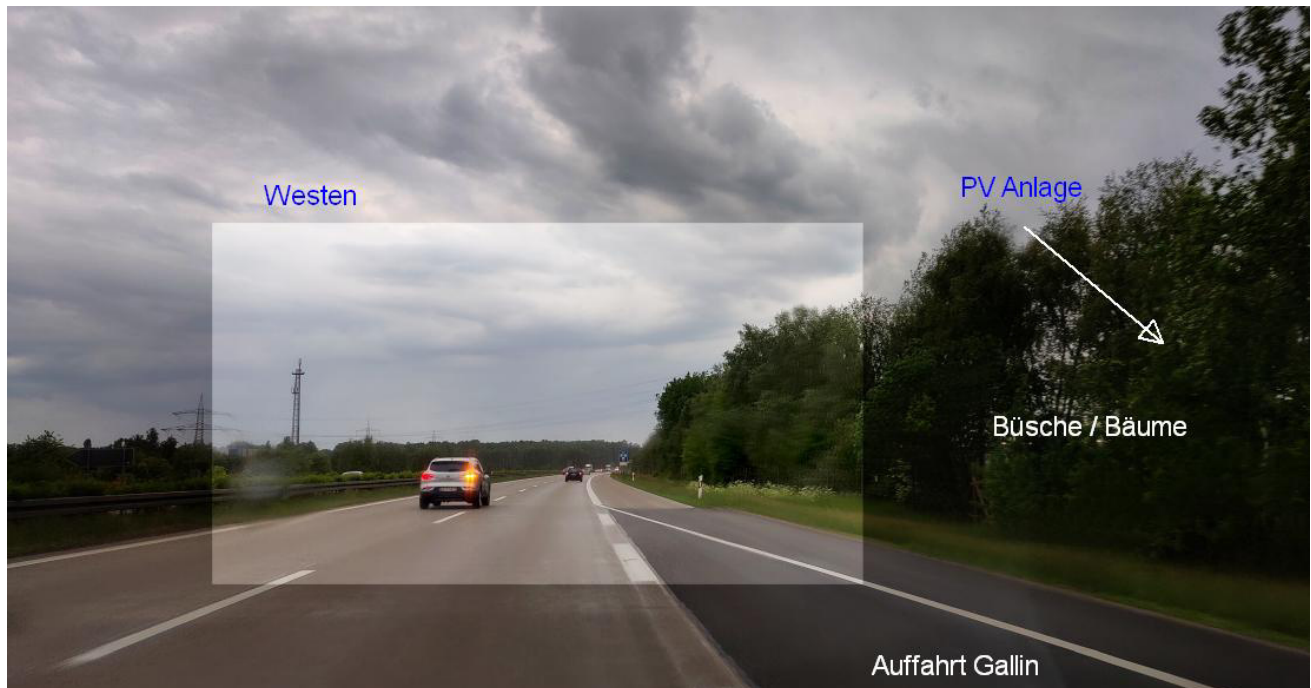


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG)

Das Foto verdeutlicht, dass in diesem Bereich aufgrund von Bewuchs aus Büschen und Bäumen kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Selbst bei einer Totalrodung wären potentielle Immissionen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Die ohnehin geringfügigen, rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A24 südwestlich

Am Messpunkt P2 auf der A24 können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. An insgesamt 2046 Minuten pro Jahr und an max. 15 Minuten pro Tag⁹ sind Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P1

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
18. März	19. März	7	12	06:34	06:40
21. März	24. September	15	2034	06:00	06:38

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

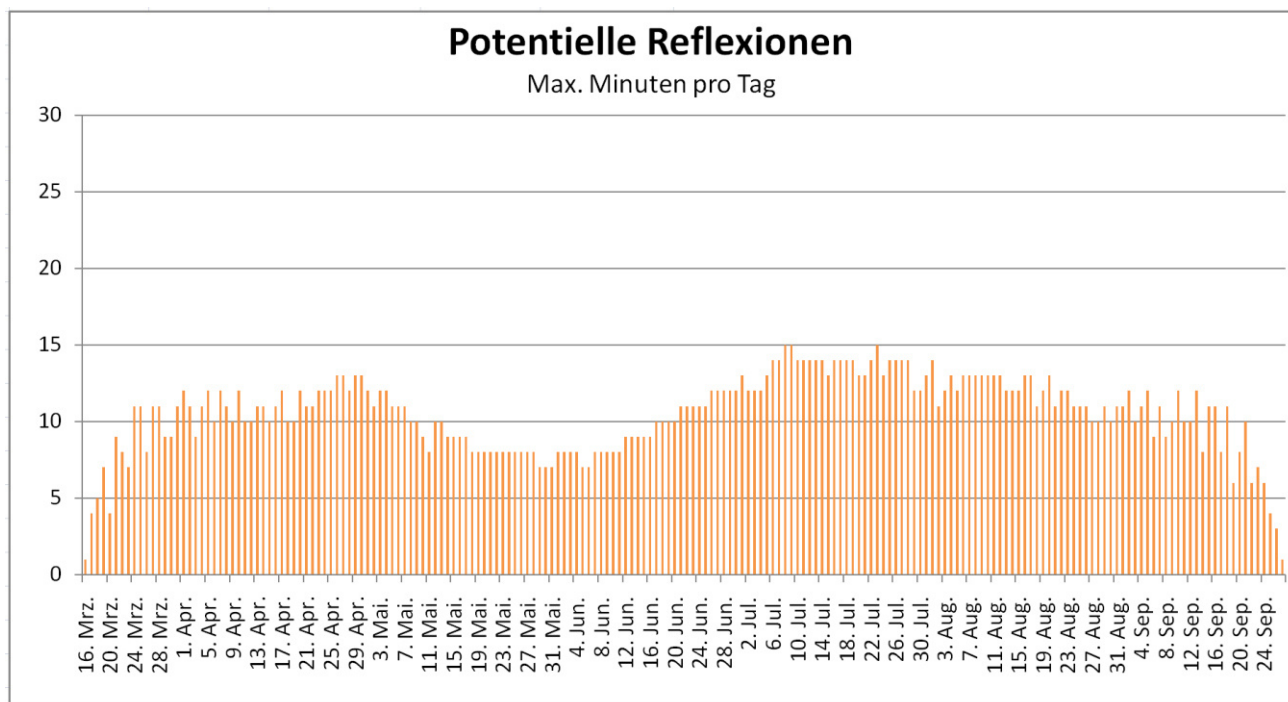


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

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

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

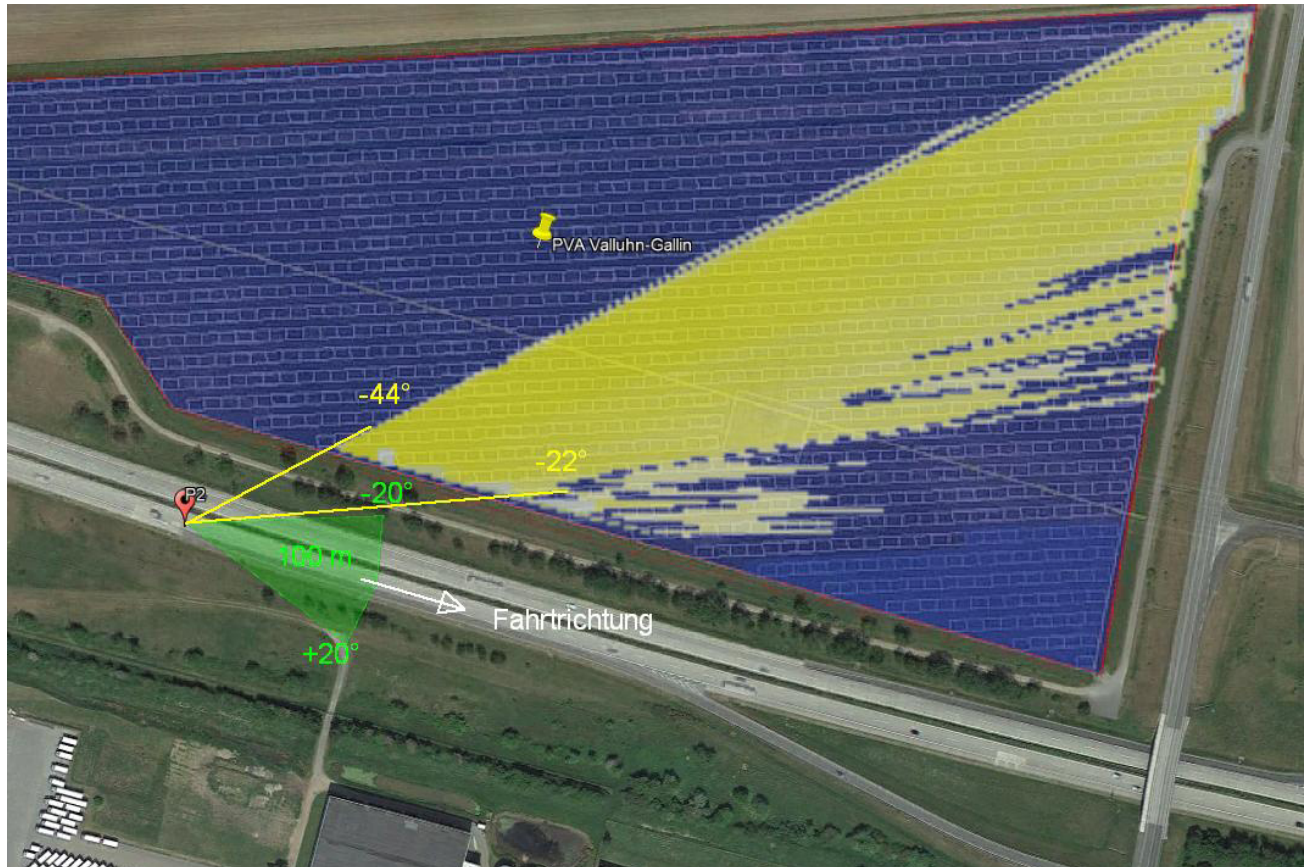


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P2 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P2 beispielhaft am 10. Mai um 06:30 Uhr und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtwinkels auftreten.

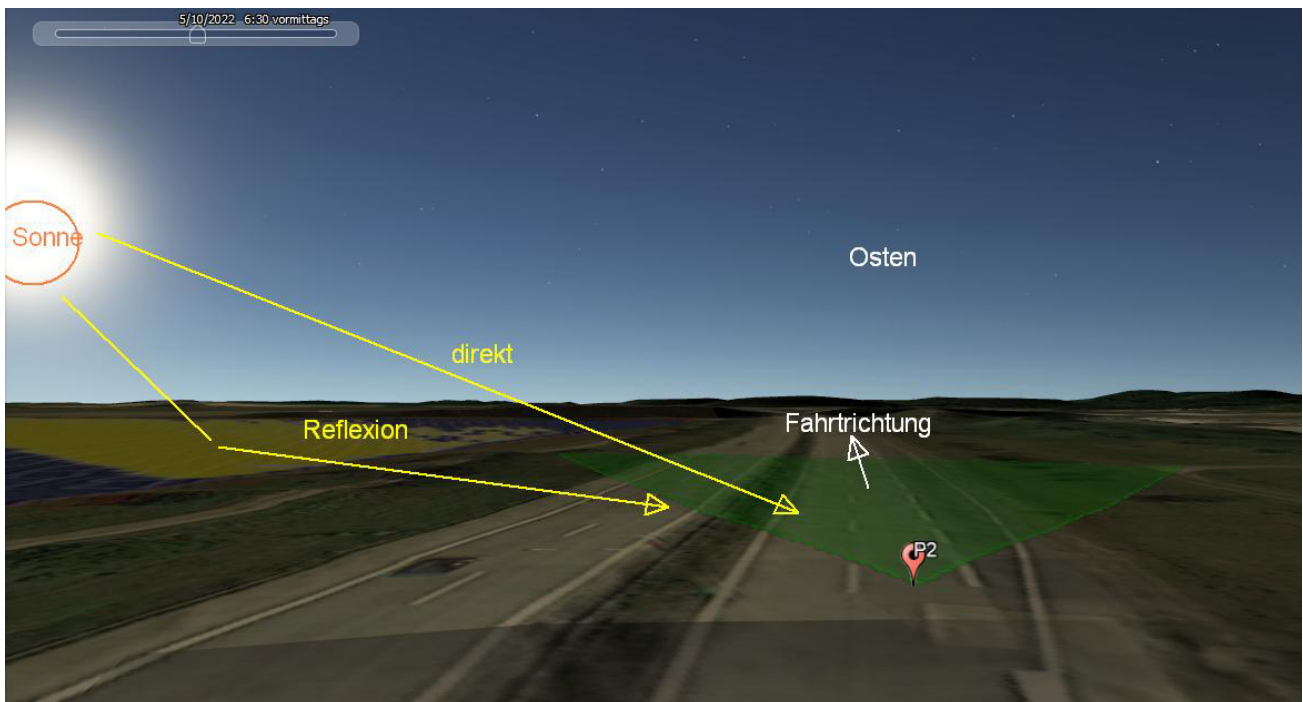


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Osten in der Realität aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG)

Das Foto verdeutlicht zudem, dass aufgrund von Bewuchs aus Büschen und Bäumen im Randbereich kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Dieser Aspekt ist allerdings weniger relevant.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Ausfahrt Lüttow

Messpunkt P3 auf der Ausfahrt Lüttow bzw. an der Einmündung auf die Dorfstraße wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Rein rechnerisch können am Messpunkt P3 Reflexionen durch die PV Anlage auftreten da die Simulation den Strahlenverlauf zwischen zwei Punkten im leeren Raum berechnet. In der Realität besteht allerdings aufgrund des Höhenunterschieds zwischen Fahrbahn und PV Anlage kein direkter Sichtkontakt und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen der A24 und der PV Anlage und verdeutlicht, dass der theoretisch berechnete Strahlengang in der Realität nicht anwendbar ist.

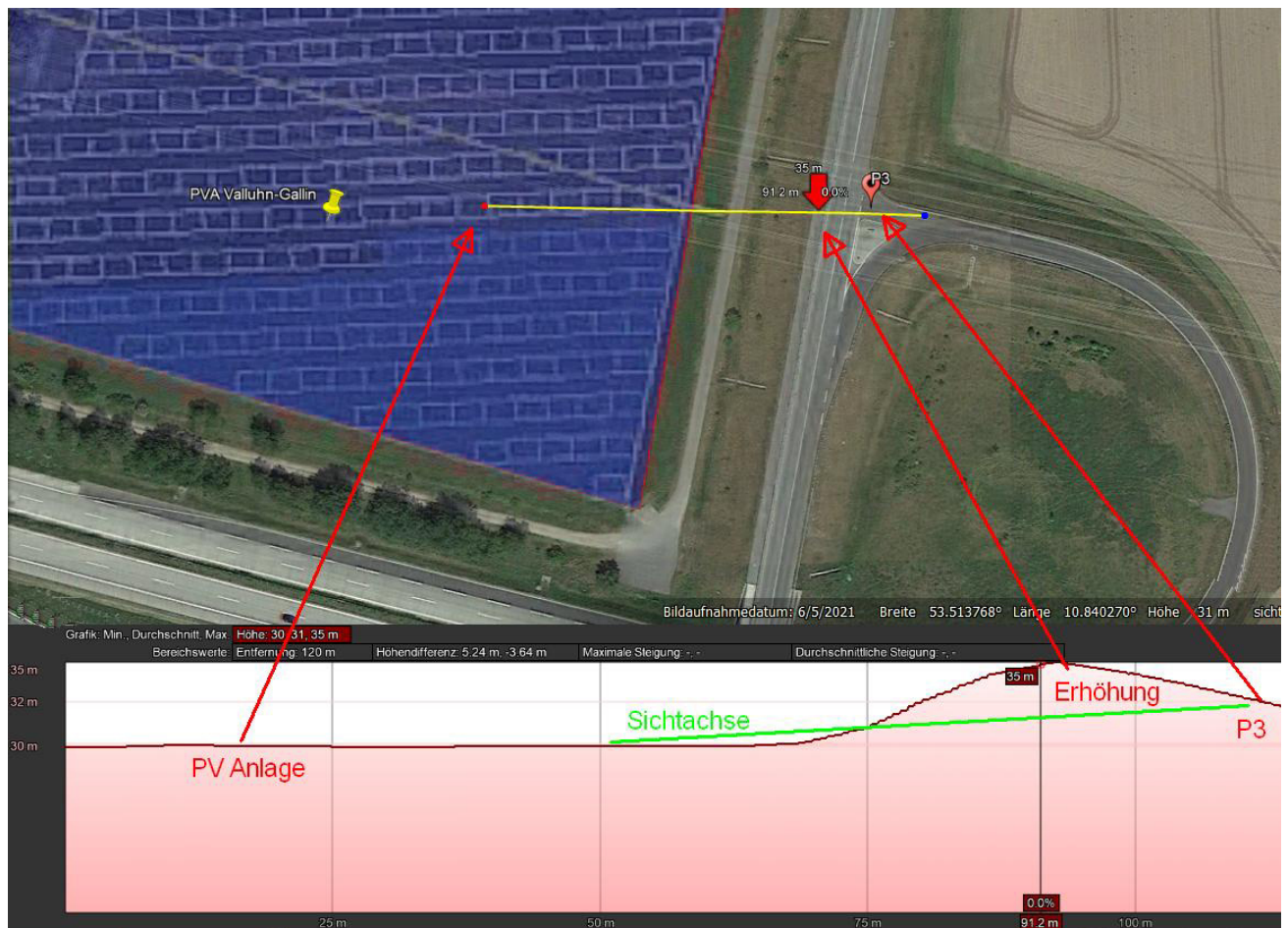


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen der PV Anlage und der A24 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 bei der Fahr Richtung Norden. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage links (westlich), außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt. Für Fahrzeuge, die von der A24 kommend auf die Dorfstraße einbiegen ist die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Lagerhallen EDEKA

Am Messpunkt P4 im Bereich der EDEKA Lagerhallen und Parkplätze südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Wie bereits erwähnt wurde die PV Anlage mit unterschiedlichen Varianten simuliert und auch die Variante mit anderem Neigungswinkel und auch mit einer Ost-West Ausrichtung zeigt für den Messpunkt P4 keine Ergebnisse,

Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern im Bereich von Messpunkt P4 im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Valluhn-Gallin 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 durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung von 15° - 20° oder auch mit einer Ost-West Ausrichtung mit 10° Neigungswinkel errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A24 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Im Bereich der Ausfahrt/Einmündung auf die Dorfstraße besteht aufgrund des Geländeverlaufes kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Die südlich der PV Anlage gelegenen Lagerhallen der EDEKA GmbH können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeiter im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

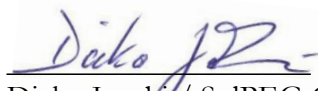
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 27.05.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Vertex S

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE09.08
POWER RANGE: 390-405 W

405 W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0/+5 W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.1 %

MAXIMUM EFFICIENCY



Small in size, big on power

- Generates up to 405 W, 21.1 % module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping, lower series resistance, improved current collection and enhanced reliability
- Excellent low light performance (IAM) with cell process and module material optimization



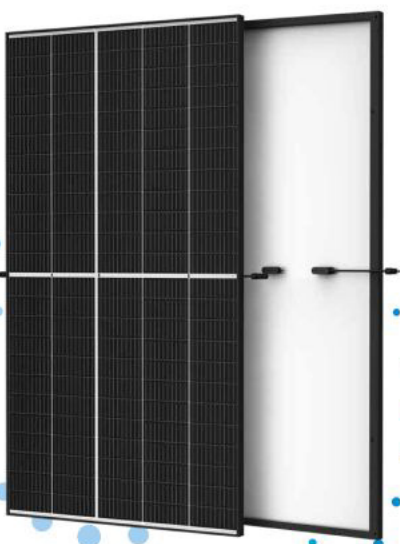
Universal solution for residential and C&I rooftops

- Designed for compatibility with existing mainstream inverters, optimizers and mounting systems
- Perfect size and low weight for easy handling. Optimized transportation cost
- Reduces installation cost with higher power bin and efficiency
- Flexible installation solutions for system deployment



High Reliability

- 6,000 Pa snow load (test load)
- 4,000 Pa wind load (test load)



Extended Vertex S Warranty

2 %
1st year max. degradation

0.55 %
Max. annual degradation from year 2 to 25

15 Years
Product Workmanship Warranty



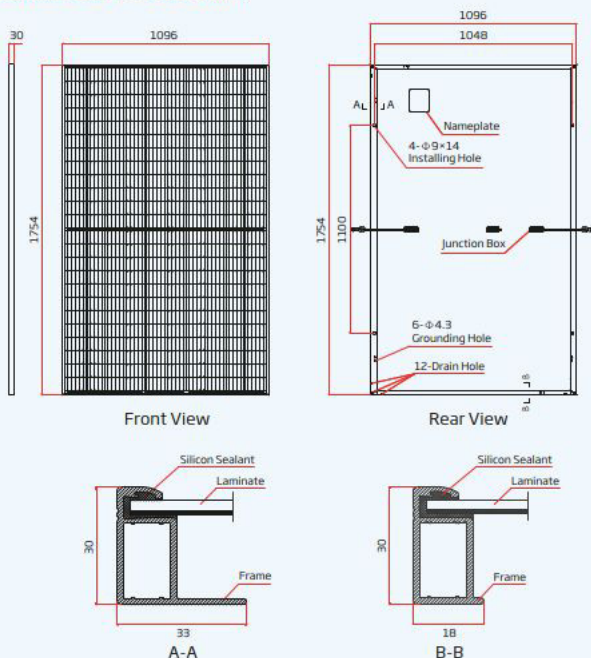
Comprehensive Product and System Certificates



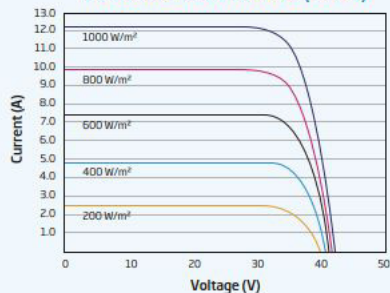
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

TrinaSolar

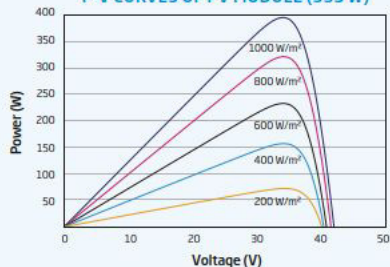
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (395 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Peak Power Watts- P_{MAX} (W)*	390	395	400	405
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	11.54	11.62	11.70	11.77
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.8	41.0	41.2	41.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.14	12.21	12.28	12.34
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.8	21.1

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754 × 1096 × 30 mm
Weight	21.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Landscape: 1100/1100 mm Portrait: 280/280 mm*
Connector	TS4/MC4 EV02*

*Special order only

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	295	298	302	306
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	31.8	32.0	32.2	32.5
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	9.26	9.32	9.38	9.41
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.4	38.6	38.8	38.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.78	9.84	9.90	9.95

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

TEMPERATURE RATINGS

NoCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2 K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/K
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/K

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

15 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year Degradation
0.55% Annual Power Degradation

(Please refer to the applicable limited warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box	36 pieces
Modules per 40' container	936 pieces

Valluhn Gallin

Valluhn

Created May 27, 2022
Updated May 27, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 69763.12353

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 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 Feld	20.0	180.0	0	8,683	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 136,803 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 136,803 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.515413	10.830026	29.09	2.00	31.09
2	53.515770	10.830004	29.03	2.00	31.03
3	53.515879	10.829447	28.90	2.00	30.90
4	53.516166	10.829640	28.25	2.00	30.25
5	53.516478	10.839757	30.74	2.00	32.74
6	53.516038	10.839671	30.45	2.00	32.45
7	53.515955	10.839435	30.22	2.00	32.22
8	53.513582	10.838684	30.03	2.00	32.03
9	53.514737	10.831614	29.00	2.00	31.00
10	53.515241	10.831088	29.45	2.00	31.45

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.513311	10.837976	30.58	2.00	32.58
OP 2	53.514230	10.831764	29.82	2.00	31.82
OP 3	53.514319	10.839564	33.55	2.00	35.55
OP 4	53.512352	10.836688	31.57	2.00	33.57

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	20.0	180.0	0	8,683	-	

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)	0	0	645	1225	1367	1397	1398	1301	1026	39	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

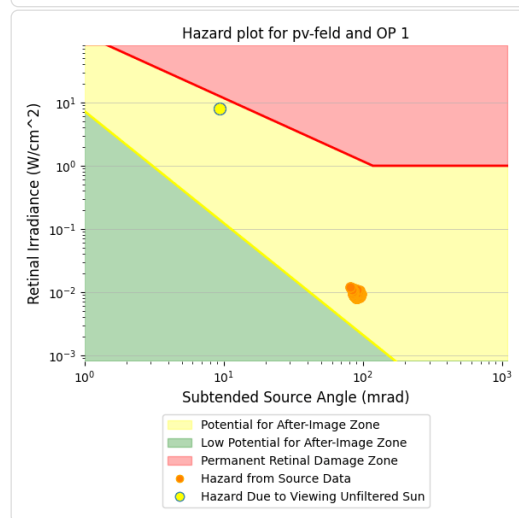
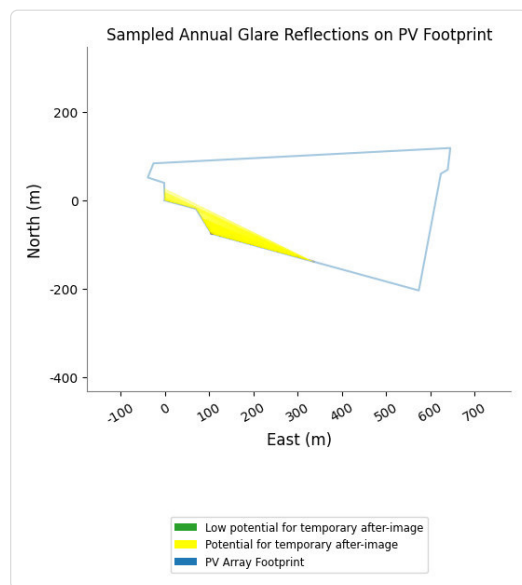
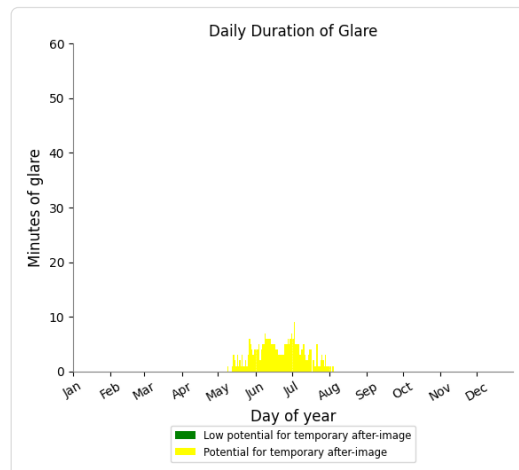
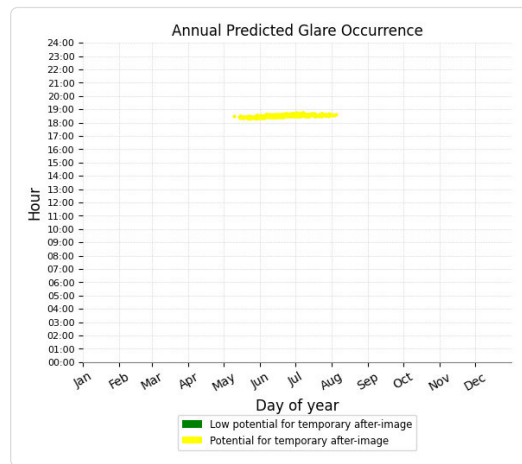
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	290
OP: OP 2	0	2380
OP: OP 3	0	6013
OP: OP 4	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

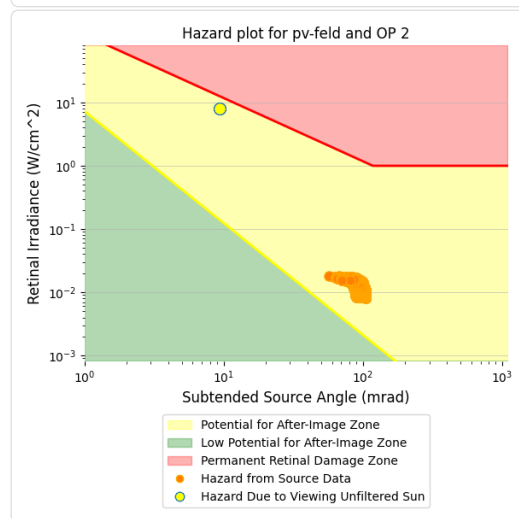
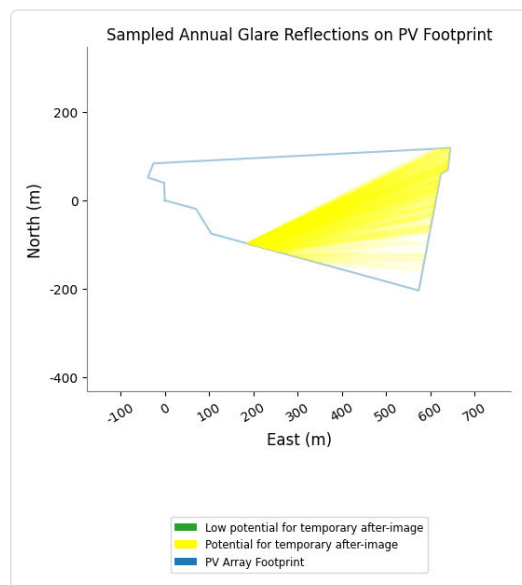
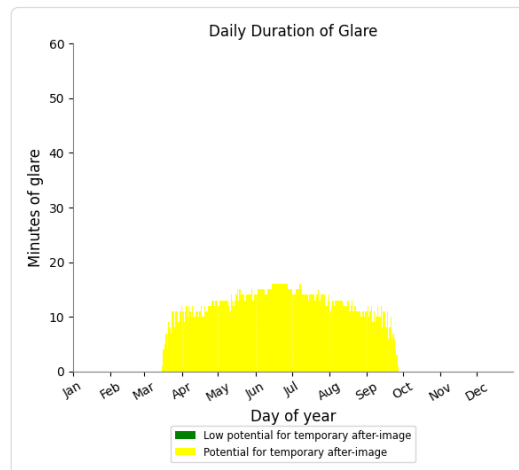
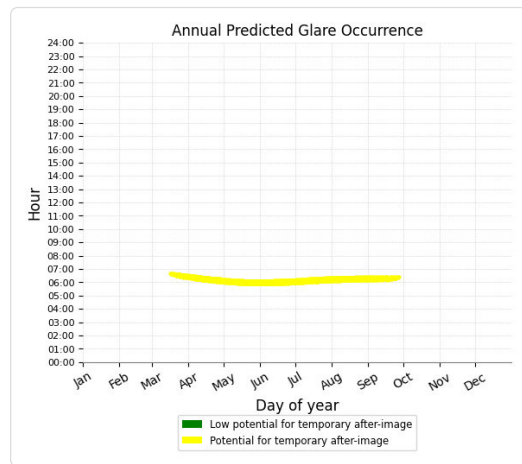
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 290 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

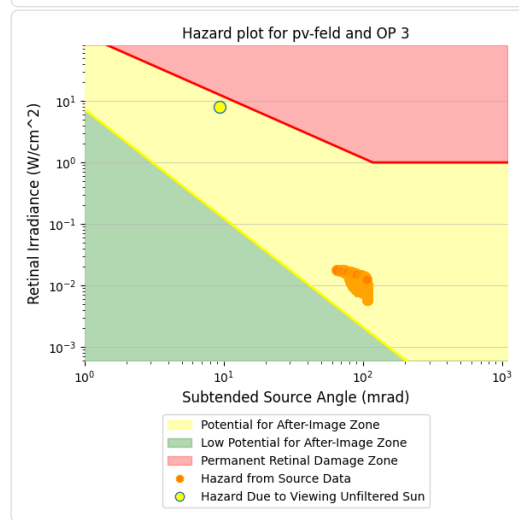
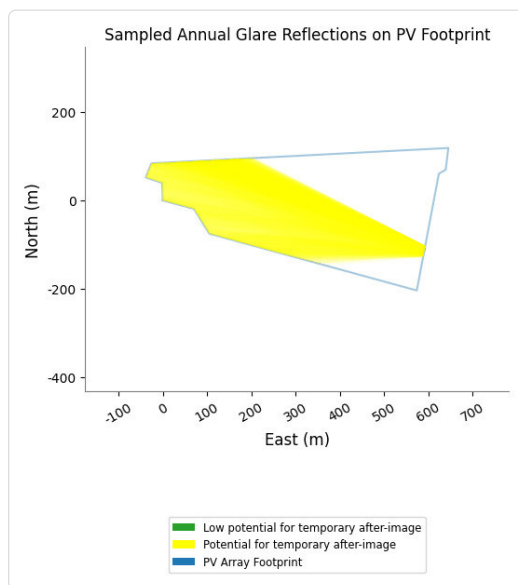
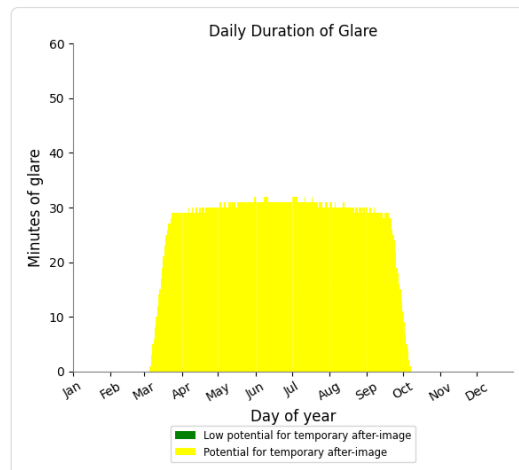
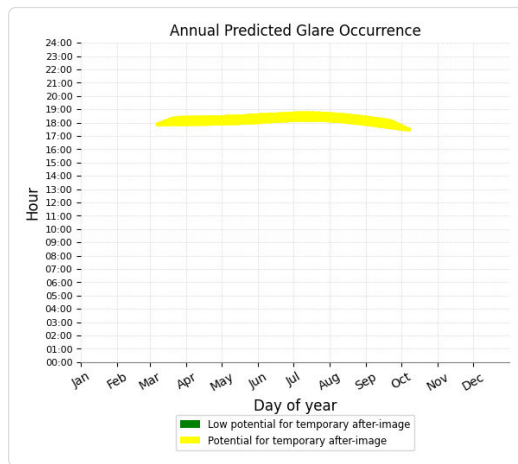
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,380 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.
- 6,013 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

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

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Size (m²)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1	
2022-05-09 18:28:00	0,013347	684,2568		2	0,310338	0,012044	0,081591	11,6	283,4	-0,953	0,227	0,201	0,953	-0,303	0,009	9. Mai.	1	18:28	18:28	27.05.2022	28.05.2022		6	11	18:21	18:32	
2022-05-13 18:25:00	0,012515	697,561		2	0,274364	0,010855	0,084324	12,9	283,4	-0,948	0,227	0,223	0,948	-0,317	0,025	13. Mai.	1	18:25	18:25	04.06.2022	04.06.2022		5	5	18:23	18:31	
2022-05-14 18:23:00	0,011926	701,8255		2	0,259389	0,010325	0,084447	13,4	283,2	-0,947	0,222	0,231	0,947	-0,319	0,034	14. Mai.	3	18:23	18:29	07.06.2022	17.06.2022		7	61	18:25	18:39	
2022-05-14 18:25:00	0,012347	698,7683		2	0,270485	0,01072	0,084256	13,1	283,6	-0,947	0,229	0,226	0,947	-0,321	0,026	15. Mai.	2	18:25	18:29	25.06.2022	07.07.2022		9	74	18:28	18:44	
2022-05-14 18:29:00	0,013162	692,6155		2	0,294069	0,011552	0,083512	12,5	284,4	-0,946	0,242	0,216	0,946	-0,325	0,01	16. Mai.	1	18:20	18:20	11.07.2022	11.07.2022		5	5	18:30	18:38	
2022-05-15 18:25:00	0,012395	701,1936		2	0,266747	0,010609	0,085229	13,3	283,8	-0,945	0,231	0,23	0,945	-0,325	0,027	17. Mai.	3	18:21	18:26	22.07.2022	22.07.2022		5	5	18:30	18:41	
2022-05-15 18:29:00	0,013774	695,0874		2	0,289978	0,011432	0,087298	12,7	284,5	-0,944	0,245	0,22	0,944	-0,329	0,011	18. Mai.	1	18:26	18:26								
2022-05-16 18:20:00	0,011131	711,1087		2	0,237013	0,009559	0,084996	14,2	282,9	-0,945	0,217	0,245	0,945	-0,324	0,048	19. Mai.	2	18:24	18:26								
2022-05-17 18:21:00	0,011273	710,8072		2	0,238865	0,00963	0,085359	14,2	283,3	-0,943	0,223	0,246	0,943	-0,328	0,045	20. Mai.	1	18:20	18:20								
2022-05-17 18:24:00	0,011911	706,3222		2	0,254319	0,010188	0,085267	13,8	283,9	-0,943	0,233	0,238	0,943	-0,331	0,033	21. Mai.	3	18:20	18:30								
2022-05-17 18:26:00	0,012318	703,3163		2	0,265154	0,010577	0,085008	13,5	284,2	-0,942	0,239	0,233	0,942	-0,333	0,025	22. Mai.	1	18:19	18:19								
2022-05-18 18:26:00	0,012248	705,7253		2	0,261744	0,010477	0,085269	13,7	284,4	-0,941	0,241	0,236	0,941	-0,337	0,026	23. Mai.	1	18:28	18:28								
2022-05-19 18:24:00	0,011875	709,9254		2	0,247926	0,009983	0,086441	14,1	284,1	-0,94	0,237	0,244	0,94	-0,339	0,035	24. Mai.	2	18:23	18:26								
2022-05-19 18:26:00	0,012844	706,9537		2	0,258465	0,010364	0,089171	13,9	284,5	-0,94	0,243	0,239	0,94	-0,34	0,027	25. Mai.	1	18:22	18:22								
2022-05-20 18:20:00	0,010839	718,1577		2	0,225327	0,009178	0,085956	14,9	283,5	-0,94	0,226	0,257	0,94	-0,338	0,052	26. Mai.	3	18:22	18:27								
2022-05-21 18:20:00	0,010765	719,3579		2	0,222685	0,009086	0,086159	15,1	283,6	-0,938	0,228	0,26	0,938	-0,341	0,053	27. Mai.	6	18:21	18:29								
2022-05-21 18:24:00	0,011716	713,5199		2	0,242022	0,009795	0,086816	14,5	284,4	-0,938	0,241	0,25	0,938	-0,345	0,037	28. Mai.	5	18:21	18:32								
2022-05-21 18:30:00	0,012969	704,6694		2	0,274093	0,010955	0,086117	13,6	285,6	-0,936	0,261	0,235	0,936	-0,351	0,013	29. Mai.	4	18:23	18:32								
2022-05-22 18:19:00	0,010414	723,1106		2	0,215611	0,008843	0,085761	15,4	283,6	-0,937	0,226	0,265	0,937	-0,344	0,057	30. Mai.	3	18:23	18:27								
2022-05-23 18:28:00	0,012522	711,2832		2	0,251761	0,010157	0,088824	14,4	285,2	-0,935	0,255	0,248	0,935	-0,354	0,026	31. Mai.	4	18:23	18:28								
2022-05-24 18:23:00	0,011216	720,8805		2	0,224529	0,00918	0,088224	15,2	284,4	-0,935	0,24	0,263	0,935	-0,353	0,047	1. Jun.	4	18:23	18:33								
2022-05-24 18:26:00	0,011682	716,5619		2	0,238937	0,009711	0,087195	14,8	285	-0,934	0,25	0,256	0,934	-0,356	0,035	2. Jun.	4	18:23	18:31								
2022-05-25 18:22:00	0,010823	723,5336		2	0,217635	0,008931	0,087684	15,5	284,3	-0,934	0,238	0,268	0,934	-0,355	0,052	3. Jun.	4	18:23	18:31								
2022-05-26 18:22:00	0,010686	724,7579		2	0,215456	0,008857	0,087392	15,7	284,4	-0,932	0,24	0,27	0,932	-0,358	0,052	4. Jun.	5	18:23	18:31								
2022-05-26 18:26:00	0,011436	719,0508		2	0,234057	0,009546	0,086921	15,1	285,2	-0,932	0,253	0,26	0,932	-0,361	0,037	5. Jun.	2	18:31	18:37								
2022-05-26 18:27:00	0,011756	717,6164		2	0,238944	0,009725	0,087516	14,9	285,4	-0,931	0,257	0,258	0,931	-0,362	0,033	6. Jun.	4	18:25	18:37								
2022-05-27 18:21:00	0,010351	728,4648		2	0,208999	0,008635	0,086957	15,9	284,4	-0,931	0,239	0,275	0,931	-0,359	0,057	7. Jun.	5	18:26	18:38								
2022-05-27 18:22:00	0,01122	727,0565		2	0,213376	0,008799	0,091032	15,8	284,6	-0,931	0,242	0,272	0,931	-0,36	0,053	8. Jun.	5	18:26	18:35								
2022-05-27 18:23:00	0,01085	725,6452		2	0,21784	0,008966	0,087592	15,7	284,7	-0,931	0,245	0,27	0,931	-0,361	0,049	9. Jun.	7	18:26	18:36								
2022-05-27 18:26:00	0,012093	721,3928		2	0,23178	0,009484	0,091036	15,2	285,3	-0,931	0,255	0,263	0,931	-0,364	0,037	10. Jun.	6	18:25	18:35								
2022-05-27 18:27:00	0,011396	719,9693		2	0,236614	0,009662	0,085865	15,1	285,5	-0,93	0,258	0,26	0,93	-0,365	0,033	11. Jun.	6	18:25	18:35								
2022-05-27 18:29:00	0,011992	717,1131		2	0,246575	0,010029	0,086791	14,8	285,9	-0,93	0,265	0,255	0,93	-0,367	0,026	12. Jun.	6	18:26	18:39								
2022-05-28 18:21:00	0,010286	729,685		2	0,207059	0,008569	0,087049	16,1	284,5	-0,93	0,24	0,277	0,93	-0,362	0,058	13. Jun.	6	18:26	18:39								
2022-05-28 18:23:00	0,011348	726,8765		2	0,21581	0,008897	0,09105	15,8	284,9	-0,93	0,247	0,272	0,93	-0,364	0,05	14. Jun.	5	18:26	18:39								
2022-05-28 18:26:00	0,011004	722,6408		2	0,229607	0,009411	0,08528	15,4	285,4	-0,93	0,256	0,265	0,93	-0,367	0,038	15. Jun.	5	18:26	18:37								
2022-05-28 18:29:00	0,011881	718,3779		2	0,24425	0,009952	0,086685	14,9	286	-0,929	0,266	0,258	0,929	-0,37	0,026	16. Jun.	5	18:26	18:37								
2022-05-28 18:32:00	0,012364	714,0878		2	0,259789	0,010522	0,085617	14,5	286,6	-0,928	0,276	0,25	0,928	-0,372	0,014	17. Jun.	5	18:27	18:38								
2022-05-29 18:24:00	0,010574	728,1112		2	0,213876	0,008832	0,086688	15,9	285	-0,929	0,248	0,274	0,929	-0,366	0,051	18. Jun.	4	18:27	18:38								
2022-05-29 18:24:00	0,011528	726,708		2	0,21834	0,008999	0,091328	15,8	285,1	-0,929	0,251	0,272	0,929	-0,367	0,047	19. Jun.	4	18:27	18:39								
2022-05-29 18:29:00	0,012632	719,6461		2	0,242036	0,009879	0,091213	15,1	286,1	-0,928	0,268	0,26	0,928	-0,372	0,027	20. Jun.	3	18:27	18:39								
2022-05-29 18:32:00	0,013347	715,3728		2	0,25742	0,010445	0,091171	14,6	286,7	-0,927	0,278	0,253	0,927	-0,375	0,015	21. Jun.	3	18:28	18:40								
2022-05-30 18:23:00	0,010624	729,3491		2	0,212037	0,008771	0,087651	16	285,1	-0,928	0,25	0,276	0,928	-0,369	0,051	22. Jun.	3	18:28	18:40								
2022-05-30 18:24:00	0,010678	727,9514		2	0,216459	0,008937	0,08674	15,9	285,2	-0,928	0,253	0,274	0,928	-0,37	0,047	23. Jun.	3	18:28	18:40								
2022-05-30 18:27:00	0,011421	723,74		2	0,230262	0,009452	0,087489	15,5	285,8	-0,927	0,263	0,267	0,927	-0,373	0,035	24. Jun.	3	18:28	18:39								
2022-05-31 18:23:00	0,011175	730,5896		2	0,210291	0,008714	0,091403	16,2	285,2	-0,927	0,251	0,278	0,927	-0,371	0,052	25. Jun.	5	18:28	18:39								
2022-05-31 18:24:00	0,010508	729,1974		2	0,214673	0,008879	0,086097	16	285,3	-0,927	0,254	0,276	0,927	-0,372	0,048	26. Jun.	5	18:29	18:40								
2022-05-31 18:27:00	0,011519	725,0028		2	0,228351	0,00939	0,088497	15,6	285,9	-0,926	0,264	0,269	0,926	-0,375	0,036	27. Jun.	5	18:29	18:40								
2022-05-31 18:28:00	0,011473	723,5985		2	0,230394	0,009566	0,086992	15,4	286,1	-0,926	0,267	0,266	0,926	-0,376	0,032	28. Jun.	6	18:29	18:42								
2022-06-01 18:23:00	0,0102	731,8324		2	0,204377	0,008483	0,087159	16,4	285,1	-0,926	0,249	0,2															

	Corneal Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sie [mrad]	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2022-03-16 06:42:00	0,015669	545,07	2	0,504406	0,015594	0,074603	0,3	94,5	0,997	-0,078	0,005	-0,997	0,056	0,054	16. Mrz.	1	06:42	06:42	18.03.2022	19.03.2022	7	12	06:34	06:40	
2022-03-17 06:37:00	0,015123	540,9153	2	0,537775	0,016499	0,06826	0	93,4	0,998	-0,059	0	-0,998	0,045	0,038	17. Mrz.	4	06:37	06:40	21.03.2022	24.09.2022	15	2034	06:00	06:38	
2022-03-17 06:38:00	0,018002	543,323	2	0,526141	0,016214	0,081724	0,2	93,6	0,998	-0,063	0,003	-0,998	0,046	0,043	18. Mrz.	5	06:35	06:40							
2022-03-17 06:39:00	0,015039	545,7263	2	0,51476	0,015933	0,06995	0,3	93,8	0,998	-0,066	0,005	-0,998	0,047	0,047	19. Mrz.	7	06:34	06:40							
2022-03-17 06:40:00	0,016194	548,1251	2	0,503627	0,015657	0,076703	0,5	94	0,998	-0,07	0,008	-0,998	0,048	0,051	20. Mrz.	4	06:34	06:38							
2022-03-18 06:35:00	0,014883	541,6182	2	0,548836	0,01686	0,06453	0	92,8	0,999	-0,048	0,001	-0,999	0,037	0,032	21. Mrz.	9	06:29	06:38							
2022-03-18 06:36:00	0,016257	544,0109	2	0,536956	0,016568	0,072851	0,2	93	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,038	0,036	22. Mrz.	8	06:29	06:37							
2022-03-18 06:37:00	0,01548	546,3993	2	0,525335	0,016281	0,070503	0,3	93,2	0,998	-0,055	0,006	-0,998	0,039	0,04	23. Mrz.	7	06:27	06:36							
2022-03-18 06:38:00	0,015156	548,7832	2	0,513967	0,015998	0,070234	0,5	93,4	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,04	0,044	24. Mrz.	11	06:26	06:36							
2022-03-18 06:40:00	0,015275	553,5376	2	0,491967	0,015446	0,073434	0,8	93,8	0,998	-0,066	0,014	-0,998	0,042	0,053	25. Mrz.	11	06:24	06:35							
2022-03-19 06:34:00	0,016733	544,7007	2	0,548	0,01693	0,073386	0,2	92,3	0,999	-0,041	0,004	-0,999	0,029	0,029	26. Mrz.	8	06:23	06:34							
2022-03-19 06:35:00	0,016296	547,0742	2	0,536135	0,016636	0,072728	0,4	92,5	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,03	0,033	27. Mrz.	11	06:22	06:34							
2022-03-19 06:36:00	0,016633	549,4434	2	0,524527	0,016346	0,075519	0,5	92,7	0,999	-0,048	0,009	-0,999	0,031	0,037	28. Mrz.	11	06:22	06:33							
2022-03-19 06:37:00	0,017493	551,8081	2	0,513172	0,016061	0,080381	0,7	92,9	0,999	-0,051	0,012	-0,999	0,032	0,042	29. Mrz.	9	06:21	06:33							
2022-03-19 06:38:00	0,015509	554,1684	2	0,502063	0,015781	0,072971	0,8	93,1	0,998	-0,055	0,014	-0,998	0,033	0,046	30. Mrz.	9	06:20	06:31							
2022-03-19 06:39:00	0,015336	556,5243	2	0,491197	0,015505	0,073444	1	93,3	0,998	-0,058	0,017	-0,998	0,034	0,05	31. Mrz.	11	06:20	06:31							
2022-03-19 06:40:00	0,017404	558,8757	2	0,480567	0,015233	0,083703	1,1	93,5	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,035	0,054	1. Apr.	12	06:19	06:31							
2022-03-20 06:34:00	0,01533	550,1048	2	0,523718	0,01634	0,069493	0,7	92,3	0,999	-0,04	0,012	-0,999	0,023	0,035	2. Apr.	11	06:18	06:29							
2022-03-20 06:35:00	0,0157	552,455	2	0,512377	0,016055	0,072602	0,8	92,5	0,999	-0,043	0,015	-0,999	0,024	0,039	3. Apr.	9	06:17	06:29							
2022-03-20 06:37:00	0,016559	557,1422	2	0,490429	0,015498	0,079026	1,1	92,9	0,999	-0,05	0,02	-0,999	0,026	0,048	4. Apr.	11	06:17	06:29							
2022-03-20 06:38:00	0,015524	559,4792	2	0,479811	0,015226	0,075663	1,3	93,1	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,027	0,052	5. Apr.	12	06:15	06:27							
2022-03-21 06:29:00	0,014829	543,7332	2	0,57079	0,017603	0,06112	0,3	91	1	-0,018	0,005	-1	0,011	0,015	6. Apr.	10	06:14	06:27							
2022-03-21 06:30:00	0,015434	546,0819	2	0,558423	0,017296	0,065655	0,4	91,2	1	-0,022	0,007	-1	0,012	0,02	7. Apr.	12	06:14	06:27							
2022-03-21 06:31:00	0,015605	548,4263	2	0,546325	0,016994	0,067862	0,6	91,4	1	-0,025	0,01	-1	0,013	0,024	8. Apr.	11	06:13	06:25							
2022-03-21 06:32:00	0,015664	550,7665	2	0,53449	0,016697	0,069492	0,7	91,6	1	-0,029	0,012	-1	0,014	0,028	9. Apr.	10	06:12	06:25							
2022-03-21 06:33:00	0,015701	553,1023	2	0,522912	0,016404	0,071003	0,9	91,8	0,999	-0,032	0,015	-0,999	0,015	0,032	10. Apr.	12	06:12	06:25							
2022-03-21 06:34:00	0,015775	555,4338	2	0,511585	0,016117	0,072669	1	92	0,999	-0,036	0,018	-0,999	0,016	0,037	11. Apr.	10	06:12	06:24							
2022-03-21 06:35:00	0,015819	557,7609	2	0,500505	0,015834	0,07418	1,2	92,3	0,999	-0,039	0,02	-0,999	0,017	0,041	12. Apr.	10	06:10	06:23							
2022-03-21 06:36:00	0,016529	560,0836	2	0,489665	0,015555	0,078635	1,3	92,5	0,999	-0,043	0,023	-0,999	0,018	0,045	13. Apr.	11	06:10	06:22							
2022-03-21 06:38:00	0,015904	564,7159	2	0,468687	0,015012	0,078422	1,6	92,9	0,998	-0,05	0,028	-0,998	0,02	0,053	14. Apr.	11	06:09	06:22							
2022-03-22 06:29:00	0,018391	551,3967	2	0,557572	0,017438	0,0781	0,6	90,8	1	-0,014	0,01	-1	0,004	0,017	15. Apr.	10	06:08	06:21							
2022-03-22 06:30:00	0,01607	553,7119	2	0,545491	0,017131	0,069483	0,7	91	1	-0,018	0,013	-1	0,005	0,021	16. Apr.	11	06:08	06:20							
2022-03-22 06:32:00	0,018768	558,3295	2	0,52211	0,016534	0,083254	1	91,4	1	-0,025	0,018	-1	0,007	0,03	17. Apr.	12	06:07	06:20							
2022-03-22 06:33:00	0,015729	560,6318	2	0,510799	0,016242	0,071873	1,2	91,6	0,999	-0,028	0,021	-0,999	0,008	0,034	18. Apr.	10	06:08	06:20							
2022-03-22 06:34:00	0,016443	562,9298	2	0,499733	0,015956	0,076441	1,3	91,8	0,999	-0,032	0,023	-0,999	0,009	0,038	19. Apr.	10	06:06	06:18							
2022-03-22 06:35:00	0,018079	565,2235	2	0,488907	0,015674	0,084356	1,5	92	0,999	-0,035	0,026	-0,999	0,01	0,042	20. Apr.	12	06:05	06:18							
2022-03-22 06:36:00	0,015597	567,5128	2	0,478317	0,015396	0,075198	1,6	92,2	0,999	-0,039	0,029	-0,999	0,011	0,047	21. Apr.	11	06:06	06:18							
2022-03-22 06:37:00	0,015958	569,7978	2	0,467957	0,015123	0,078137	1,8	92,4	0,999	-0,042	0,031	-0,999	0,012	0,051	22. Apr.	11	06:05	06:17							
2022-03-23 06:27:00	0,018355	552,0545	2	0,556726	0,017432	0,077987	0,8	90,4	1	-0,006	0,013	-1	-0,004	0,014	23. Apr.	12	06:04	06:17							
2022-03-23 06:31:00	0,015873	561,2339	2	0,510019	0,016235	0,072584	1,4	91,2	1	-0,02	0,024	-1	0	0,031	24. Apr.	12	06:03	06:16							
2022-03-23 06:32:00	0,015798	563,5181	2	0,498969	0,015948	0,073554	1,5	91,4	0,999	-0,024	0,026	-0,999	0,001	0,036	25. Apr.	12	06:03	06:16							
2022-03-23 06:33:00	0,016468	565,798	2	0,488158	0,015665	0,077867	1,7	91,6	0,999	-0,027	0,029	-0,999	0,002	0,04	26. Apr.	13	06:02	06:15							
2022-03-23																									

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3	
2022-03-06 17:54:00	0,020334	539,2786		2	0,412095	0,012605	0,105442	0	259,2	-0,982	-0,188	0,001	0,982	0,143	0,121	6. Mrz.	1	17:54	17:54	08.03.2022	04.10.2022	32	6002	17:32	18:44	
2022-03-07 17:54:00	0,020105	543,8502		2	0,402694	0,012422	0,105634	0,3	259,4	-0,983	-0,184	0,006	0,983	0,137	0,123	7. Mrz.	3	17:54	17:56							
2022-03-07 17:55:00	0,020356	541,2813		2	0,411482	0,012633	0,105376	0,2	259,6	-0,984	-0,18	0,004	0,984	0,136	0,119	8. Mrz.	5	17:54	17:58					Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:		
2022-03-07 17:56:00	0,020595	538,7074		2	0,420466	0,012847	0,105079	0,1	259,8	-0,984	-0,177	0,001	0,984	0,135	0,114	9. Mrz.	6	17:54	17:59					6002 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)		
2022-03-08 17:54:00	0,019867	548,3295		2	0,393472	0,012237	0,10581	0,7	259,6	-0,984	-0,18	0,012	0,984	0,13	0,124	10. Mrz.	8	17:54	18:01					3615 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)		
2022-03-08 17:55:00	0,020124	545,7852		2	0,402067	0,012446	0,105574	0,5	259,8	-0,984	-0,176	0,009	0,984	0,129	0,12	11. Mrz.	10	17:55	18:04					2387 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)		
2022-03-08 17:56:00	0,020372	543,2358		2	0,410854	0,012659	0,105303	0,4	260	-0,985	-0,173	0,007	0,985	0,128	0,116	12. Mrz.	12	17:55	18:06					32 Minuten pro Tag (Max)		
2022-03-08 17:57:00	0,020607	540,6813		2	0,419836	0,012875	0,104988	0,2	260,2	-0,986	-0,169	0,004	0,986	0,127	0,112	13. Mrz.	14	17:54	18:07							
2022-03-08 17:58:00	0,020825	538,1219		2	0,429018	0,013094	0,104617	0,1	260,5	-0,986	-0,166	0,001	0,986	0,126	0,108	14. Mrz.	15	17:55	18:09					Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 6014 Einträgen):		
2022-03-09 17:54:00	0,019975	552,7196		2	0,392834	0,012315	0,105756	0,8	260,1	-0,985	-0,172	0,015	0,985	0,123	0,122	15. Mrz.	17	17:55	18:11					1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)		
2022-03-09 17:55:00	0,020231	550,1994		2	0,401427	0,012527	0,105507	0,7	260,3	-0,986	-0,169	0,012	0,986	0,122	0,118	16. Mrz.	19	17:55	18:13					2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)		
2022-03-09 17:56:00	0,020477	547,6741		2	0,410211	0,012742	0,10522	0,5	260,5	-0,986	-0,165	0,009	0,986	0,121	0,114	17. Mrz.	21	17:55	18:15					3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)		
2022-03-09 17:57:00	0,020709	545,1438		2	0,41919	0,012961	0,104885	0,4	260,7	-0,987	-0,162	0,007	0,987	0,12	0,109	18. Mrz.	23	17:55	18:17							
2022-03-09 17:58:00	0,020921	542,6086		2	0,42837	0,013183	0,104489	0,3	260,9	-0,987	-0,158	0,004	0,987	0,119	0,105	19. Mrz.	25	17:55	18:19							
2022-03-09 17:59:00	0,021106	540,0684		2	0,437754	0,013409	0,104013	0,1	261,1	-0,988	-0,155	0,002	0,988	0,118	0,101	20. Mrz.	26	17:55	18:20							
2022-03-10 17:54:00	0,019724	557,0232		2	0,383783	0,012125	0,105923	1,2	260,3	-0,986	-0,168	0,02	0,986	0,116	0,124	21. Mrz.	27	17:55	18:21							
2022-03-10 17:55:00	0,019986	554,5268		2	0,392186	0,012335	0,105694	1	260,5	-0,986	-0,165	0,018	0,986	0,115	0,119	22. Mrz.	27	17:56	18:22							
2022-03-10 17:56:00	0,020239	552,0253		2	0,400775	0,012548	0,105432	0,9	260,7	-0,987	-0,161	0,015	0,987	0,114	0,115	23. Mrz.	28	17:55	18:22							
2022-03-10 17:57:00	0,020481	549,5188		2	0,409556	0,012765	0,105128	0,7	260,9	-0,987	-0,158	0,012	0,987	0,113	0,111	24. Mrz.	29	17:55	18:23							
2022-03-10 17:58:00	0,020706	547,0074		2	0,418532	0,012985	0,104769	0,6	261,1	-0,988	-0,154	0,01	0,988	0,112	0,107	25. Mrz.	29	17:56	18:24							
2022-03-10 17:59:00	0,020908	544,491		2	0,427709	0,013209	0,104342	0,4	261,3	-0,989	-0,151	0,007	0,989	0,111	0,103	26. Mrz.	29	17:55	18:23							
2022-03-10 18:00:00	0,02108	541,9697		2	0,437089	0,013436	0,103825	0,3	261,5	-0,989	-0,147	0,005	0,989	0,11	0,098	27. Mrz.	29	17:55	18:23							
2022-03-10 18:01:00	0,02121	539,4436		2	0,446679	0,013667	0,103185	0,1	261,7	-0,99	-0,144	0,002	0,99	0,109	0,094	28. Mrz.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 17:55:00	0,019818	561,1813		2	0,383131	0,012195	0,105867	1,3	260,7	-0,987	-0,161	0,023	0,987	0,108	0,121	29. Mrz.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 17:56:00	0,02008	558,7155		2	0,391529	0,012407	0,105626	1,2	260,9	-0,987	-0,157	0,021	0,987	0,107	0,117	30. Mrz.	29	17:55	18:23							
2022-03-11 17:57:00	0,020331	556,2447		2	0,400114	0,012623	0,105348	1	261,1	-0,988	-0,154	0,018	0,988	0,106	0,113	31. Mrz.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 17:58:00	0,020569	553,769		2	0,408891	0,012843	0,105023	0,9	261,3	-0,989	-0,15	0,016	0,989	0,105	0,109	1. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 17:59:00	0,020787	551,2883		2	0,417863	0,013066	0,104638	0,7	261,6	-0,989	-0,147	0,013	0,989	0,104	0,104	2. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 18:00:00	0,02098	548,8028		2	0,427035	0,013292	0,104175	0,6	261,8	-0,99	-0,143	0,01	0,99	0,103	0,1	3. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 18:01:00	0,021138	546,3124		2	0,436412	0,013523	0,103608	0,4	262	-0,99	-0,14	0,008	0,99	0,102	0,096	4. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 18:02:00	0,021246	543,8172		2	0,445997	0,013756	0,102898	0,3	262,2	-0,991	-0,137	0,005	0,991	0,101	0,092	5. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 18:03:00	0,021284	541,3172		2	0,455796	0,013994	0,101989	0,2	262,4	-0,991	-0,133	0,003	0,991	0,1	0,088	6. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-11 18:04:00	0,02122	538,8123		2	0,465814	0,014235	0,100788	0	262,6	-0,992	-0,13	0	0,992	0,099	0,083	7. Apr.	30	17:56	18:25							
2022-03-12 17:55:00	0,019556	565,3085		2	0,374261	0,012	0,106026	1,6	261	-0,987	-0,157	0,029	0,987	0,102	0,123	8. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-12 17:56:00	0,019822	562,8656		2	0,382472	0,01221	0,105804	1,5	261,2	-0,988	-0,153	0,026	0,988	0,101	0,119	9. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-12 17:57:00	0,02008	560,4177		2	0,390865	0,012424	0,10555	1,4	261,4	-0,988	-0,15	0,024	0,988	0,1	0,114	10. Apr.	30	17:56	18:25							
2022-03-12 17:58:00	0,020326	557,965		2	0,399446	0,012641	0,105254	1,2	261,6	-0,989	-0,146	0,021	0,989	0,099	0,11	11. Apr.	29	17:57	18:25							
2022-03-12 17:59:00	0,020517	555,5073		2	0,408218	0,012862	0,104905	1,1	261,8	-0,99	-0,143	0,019	0,99	0,098	0,106	12. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-12 18:00:00	0,020766	553,0448		2	0,417185	0,013086	0,104489	0,9	262	-0,99	-0,139	0,016	0,99	0,097	0,102	13. Apr.	30	17:56	18:25							
2022-03-12 18:01:00	0,020946	550,5774		2	0,426352	0,013314	0,103983	0,8	262,2	-0,991	-0,136	0,013	0,991	0,096	0,098	14. Apr.	29	17:57	18:25							
2022-03-12 18:02:00	0,021083	548,1052		2	0,435724	0,013546	0,103356	0,6	262,4	-0,991	-0,132	0,011	0,991	0,095	0,093	15. Apr.	29	17:56	18:24							
2022-03-12 18:03:00	0,021162	545,6283		2	0,445304	0,013781	0,1025																			