

Blendgutachten Solarpark Vietow

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Vietow 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.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B110 südöstlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B110 nordöstlich.....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke östlich.....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Vietow

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Vietow“ für Verkehrsteilnehmer auf der B110 sowie der Bahnstrecke Rostock – Tribsees/Tessin 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 „Vietow“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B110 und Anwohner der angrenzenden 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. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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 in der Gemeinde Sanitz, nordöstlich von Vietow ca. 20 km östlich von Rostock in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Fläche verläuft die Bundesstraße B110 sowie die Bahnstrecke Rostock - Tribsees/Tessin. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Westen der Gemeinde Vietow in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	54.051°N, 12.400°O, 44 m ü. NN
Grenzlänge entlang B110	ca. 650 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 275 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

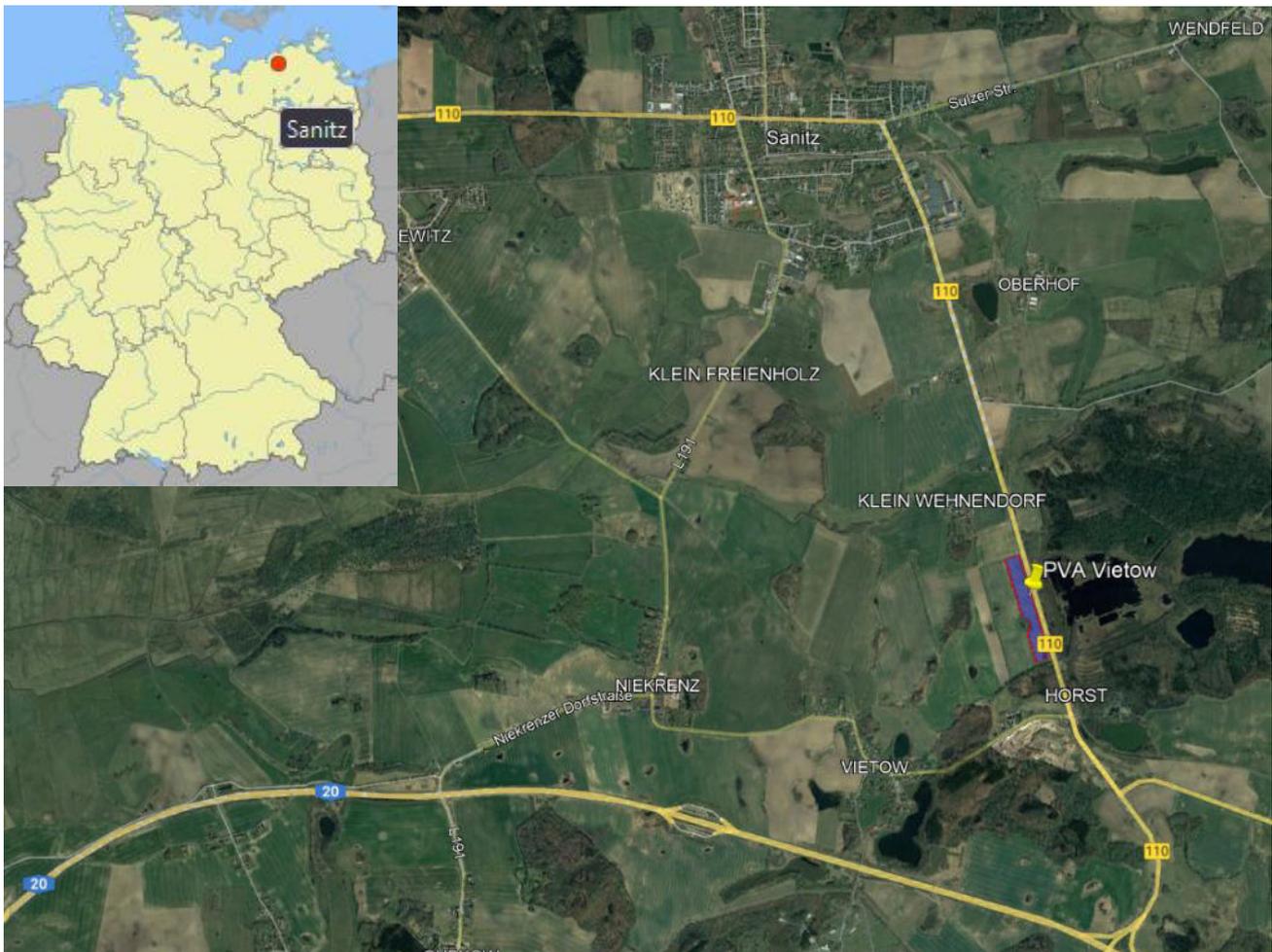


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Übersicht über die PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage.



Bild 2.1.3: Details der PV Anlage (Quelle: Google Earth / 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 den nördlichen Bereich der PV Anlage und nordwestlich gelegenen Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage nicht erreicht werden, der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Nordwestlich der PV Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

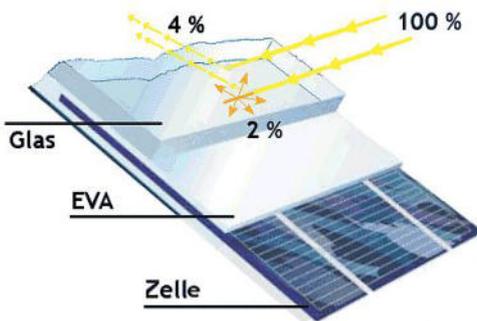


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

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

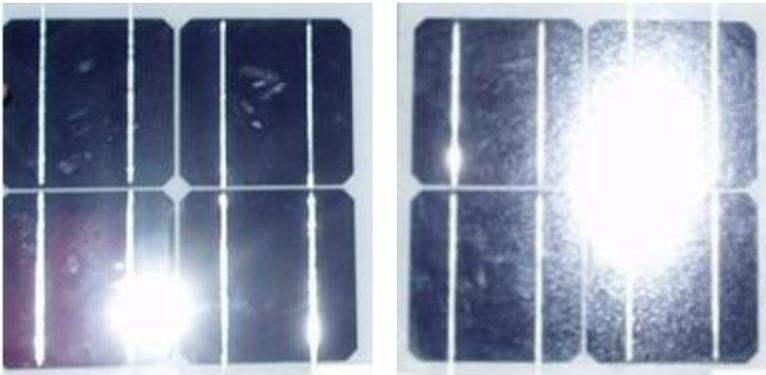


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

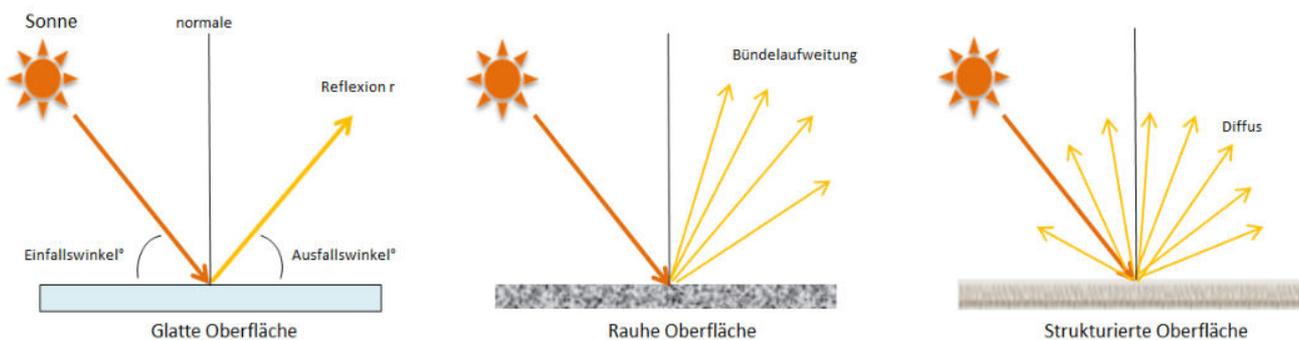


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers (z.B. Trina Solar, LONGi) mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der 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 FAA⁴ 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:

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

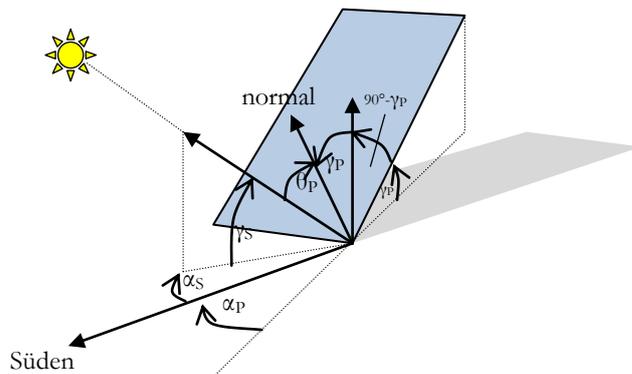


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ 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.

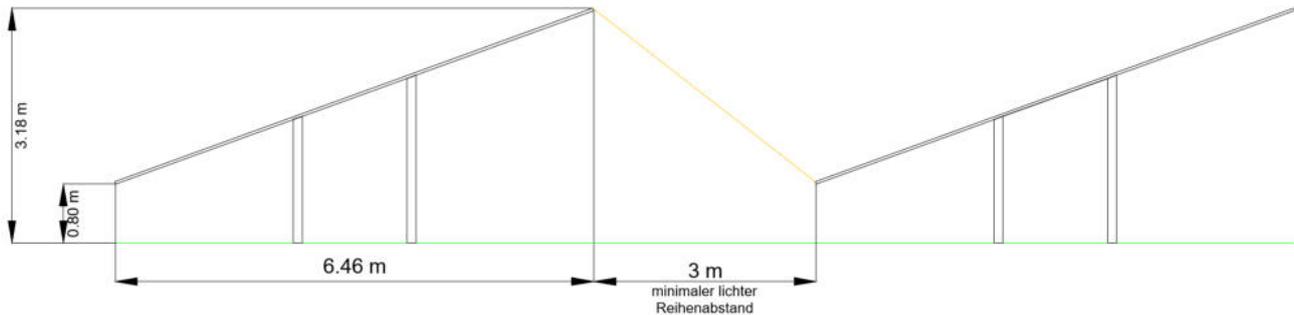


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	167° (Süden = 180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,8 m, max. 3,18 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m über Boden ⁷ , Bahnstrecke 2,5 m
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel ⁸	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

⁷ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁸ 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

Bei der Analyse von potentiellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potentiellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden 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 Vietow wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt auf der Bundesstraße B110, 2 Messpunkte auf der Bahnstrecke Rostock – Tribsees/Tessin sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude.

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 fehlt⁹ 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.

⁹ 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. TMY¹⁰) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹¹ von ca. 62,5 % 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.

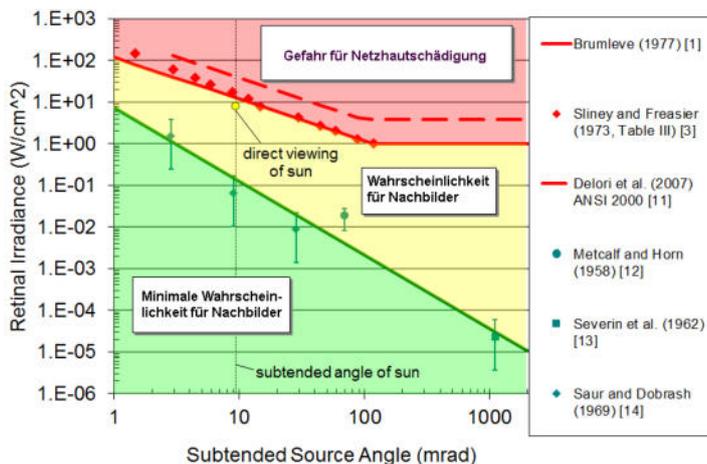


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹⁰ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹¹ 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_2022_17.png

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

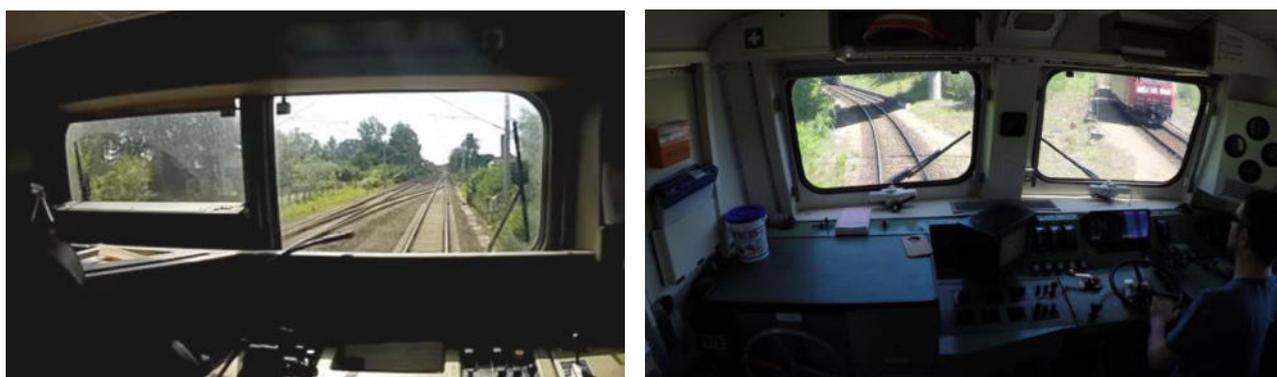


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Vietow wird für bestimmte 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 3.6.1 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, 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 B110 südöstlich	2921 ^W
P2 B110 nordöstlich	2905 ^W
P3 Bahnstrecke östlich	3252 ^W
P4 Gebäude nordwestlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B110 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bundesstraße B110 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Nordwesten zwischen dem 04. April - 07. September zwischen 17:26 - 18:10 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit -50° bis -78° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

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

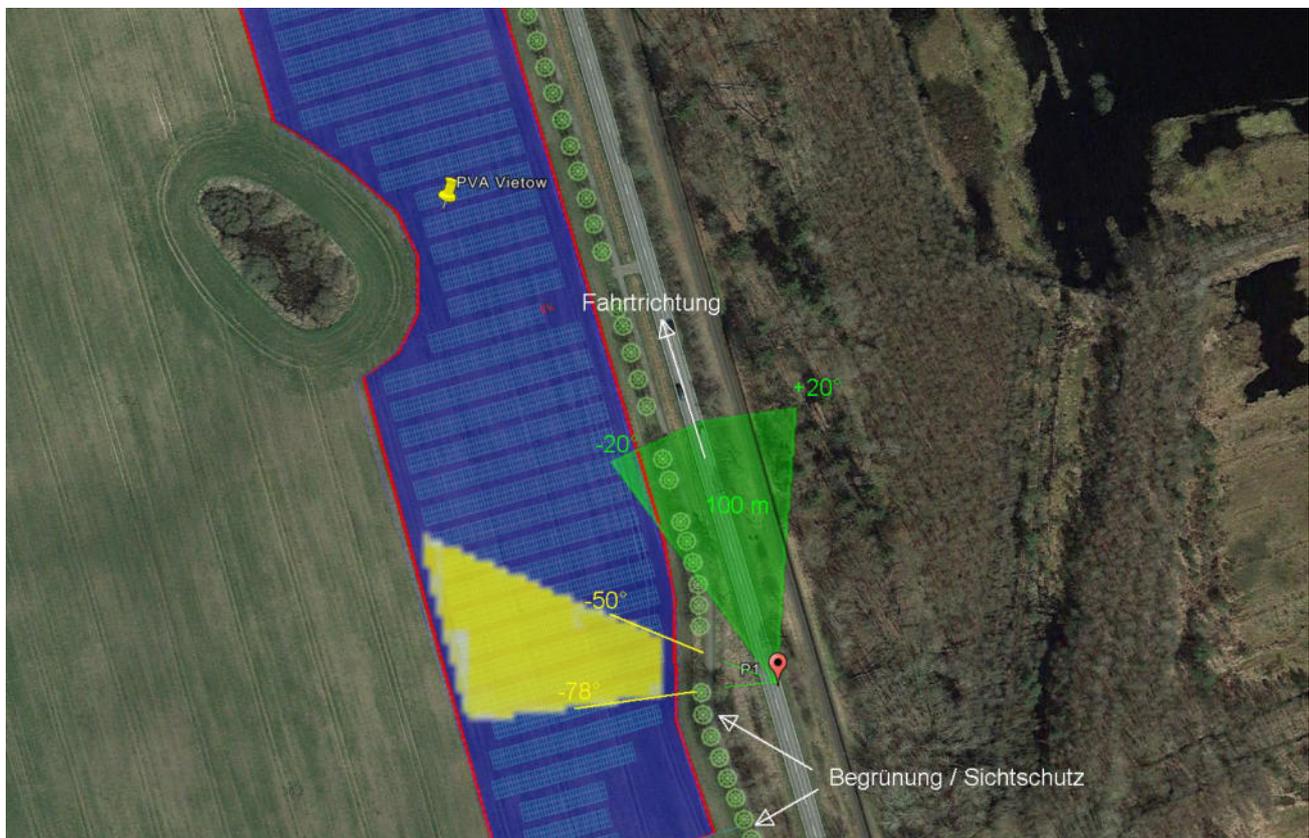


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden (Straßenbegleitgrün), sodass teilweise bzw. überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B110 nordöstlich

Aufgrund der gleichen Richtung der B110 (343° Nordwest) können am Messpunkt P2 in ähnlicher Weise Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können theoretisch bei der Fahrt Richtung Nordwesten zwischen dem 16. April - 26. August zwischen 17:53 - 18:36 Uhr für 5 bis max. 25 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit -50° bis -76° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können potentielle Reflexionen zu keiner Zeit den Rückspiegel¹² erreichen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

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

¹² Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe begrenzt (Toter Winkel).

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke östlich

Am Messpunkt P3 auf der parallel zur B110 verlaufenden Bahnstrecke können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 03. April - 09. September zwischen 17:21 - 18:10 Uhr für 5 bis max. 22 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Da die Bahnstrecke parallel zur B110 verläuft, liegen die Einfallswinkel auch hier mit ca. -50° bis -75° links (westlich) zur Fahrrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund des Einfallswinkels sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

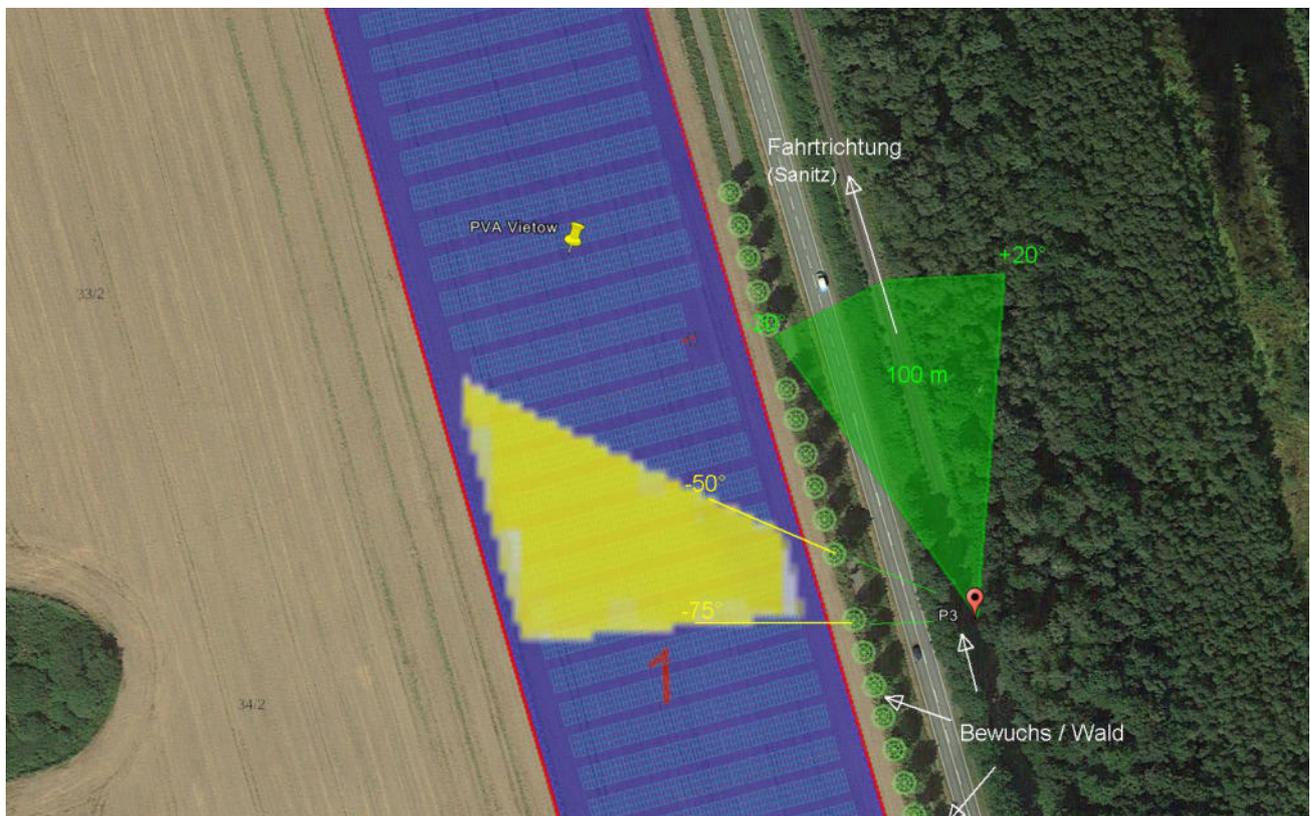


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. In der Realität besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Südosten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Youtube [Video 3Abi34THAaE](https://www.youtube.com/watch?v=3Abi34THAaE) , Minute 9:33)

Das Foto zeigt den Bewuchs entlang der Bahnstrecke und auch entlang der B110 und verdeutlicht, dass die PV Anlage (bei dieser Fahrtrichtung nur die Rückseite) rechts im Bild (westlich) liegt, aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend nicht einsehbar. Potentielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des Bildes.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigen die Simulationsergebnisse am Messpunkt P4 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Vietow“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹³ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf 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 nicht signifikant eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Vietow mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische bzw. hypothetische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der östlich verlaufenden Bundesstraße B110 zeigt die Simulation nur theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Auch auf der weiter östlich und parallel zur B110 verlaufenden Bahnstecke liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der nordwestlich gelegenen Gebäude sind aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. Mitarbeitern durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

Unter Berücksichtigung der genannten Annahmen¹⁴ ist mit hinreichender Sicherheit davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung erzeugen. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

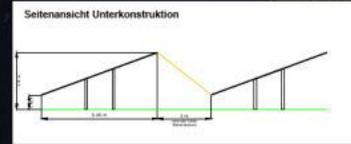
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 06.09.2023

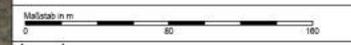

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹³ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

¹⁴ U.a. aufgrund der in §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) gebotenen sicheren und umsichtigen Fahrzeugführung.



Gesamtfläche:	5.59 ha
Anlagenleistung:	6.15 MWp
AC Leistung (max.):	5.28 MVA
Module:	11178 Stk. x JKM550M-72HL4-V (550Wp)
Modulneigung:	20°
Wechselrichter:	15 Stk x SG 350HX (352 kVA/320KW)
Tischkonfiguration:	3Vx27; 3Vx18; 3Vx9
Lichter Reihenabstand:	3.00 m
Verschattung arm:	15.03
Trafostationen:	2 Stk. x 3150 kVA
Wege:	Länge: 0.74 km ; Breite: 4.00 m
Zaun:	1.52 km



Legende

	PV Module
	Bäume
	Zuwegung
	Trafostation
	Zaun
	Flurstücksgrenze

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
www.uka-gruppe.de



Projektbezeichnung: Solar Vietow
 Projektname: BT-203-0-00

Prüfbericht: M/V	Planungsinst: MMR	Gemerkte: Sanitz	Datum:
------------------	-------------------	------------------	--------

Planart: Genehmigungsplanning I

N	Planungsperiode: © GeoBasis-DEAM-V <2023>	Projektleiter:
		Projektleiter:
Erstellt: 21-06-2023	Approbation: UTMETRS89 33U	Revisor:
Überarbeitet: 17-07-2023	Papierformat: A2_Quer	Mitmaß: 1 : 2.000

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

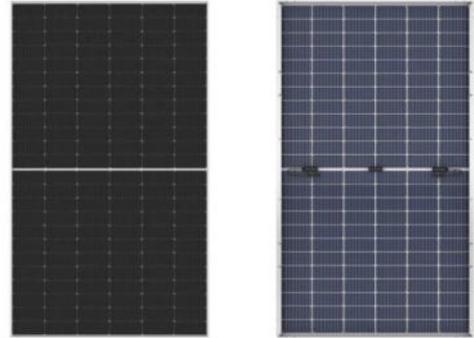
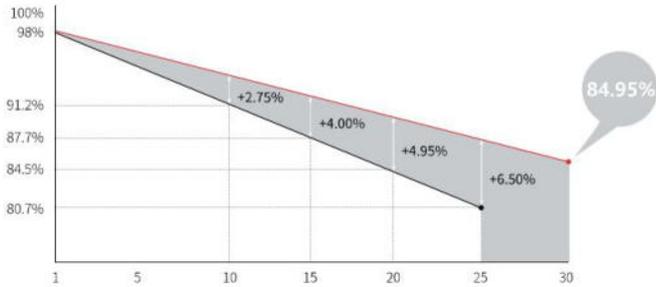
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

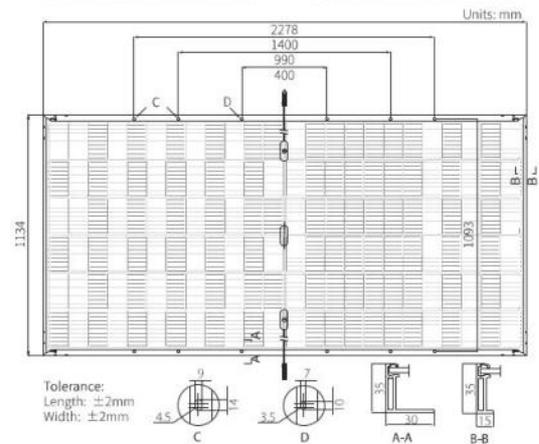
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

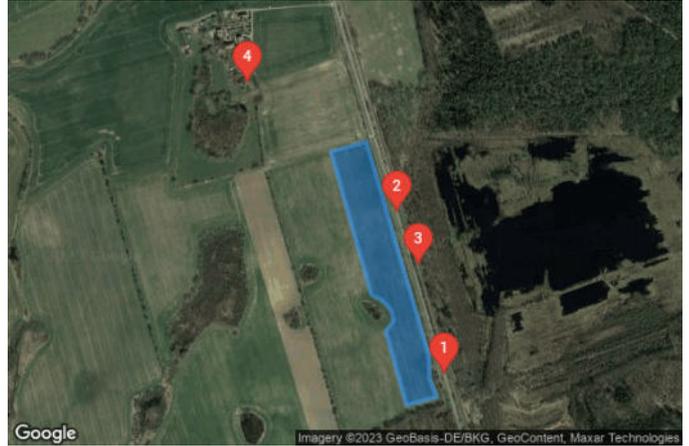
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

Vietow

Vietow

Created Sep 06, 2023
Updated Sep 06, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 99573.17371

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**

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	167.0	2,774	11,345	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 56,772 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 56,772 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 167.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.053098	12.397770	45.60	2.00	47.60
2	54.053325	12.399122	42.11	2.00	44.11
3	54.048487	12.401514	41.76	2.00	43.76
4	54.047996	12.401536	41.13	2.00	43.13
5	54.047574	12.401804	42.07	2.00	44.07
6	54.047385	12.400656	42.38	2.00	44.38
7	54.049042	12.399862	44.30	2.00	46.30
8	54.049287	12.400162	44.23	2.00	46.23
9	54.049520	12.400077	44.27	2.00	46.27
10	54.049760	12.399701	43.97	2.00	45.97
11	54.049873	12.399315	43.63	2.00	45.63

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.048065	12.402115	41.91	2.00	43.91
OP 2	54.051737	12.400302	40.44	2.00	42.44
OP 3	54.050541	12.401128	43.38	2.50	45.88
OP 4	54.054657	12.394576	51.12	2.00	53.12

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	167.0	2,774	11,345	-	

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	111	266	342	322	335	318	171	7	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	334	1183	1390	1356	1402	1323	708	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

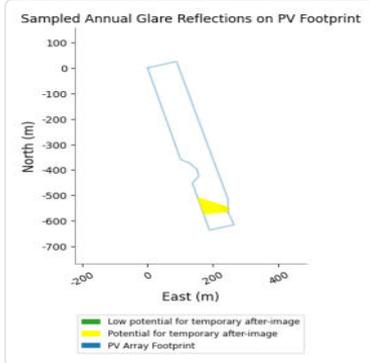
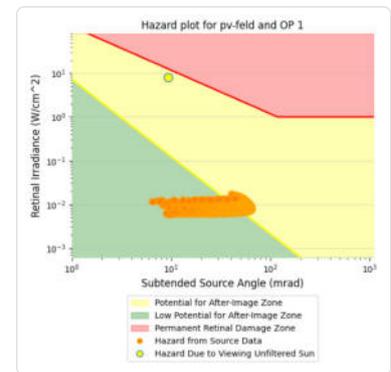
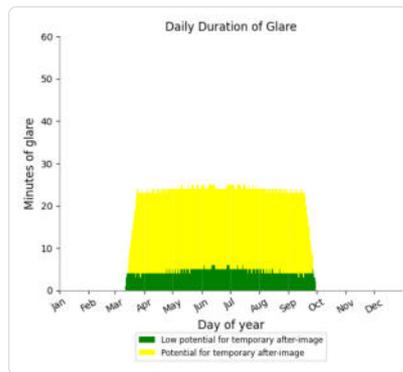
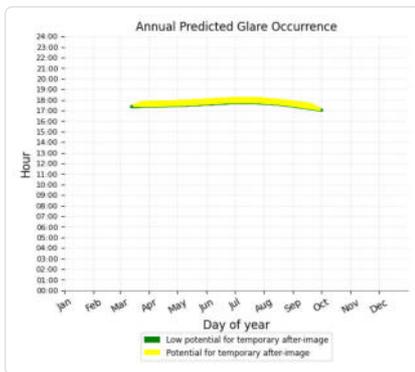
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	902	3659
OP: OP 2	744	3583
OP: OP 3	1128	4103
OP: OP 4	0	0

PV Feld: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

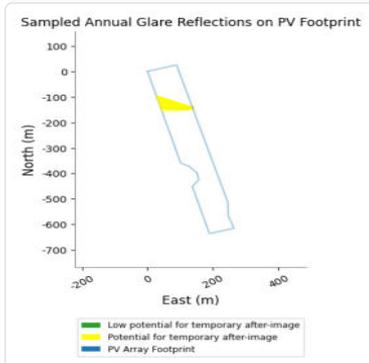
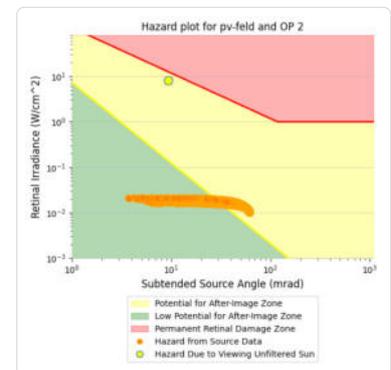
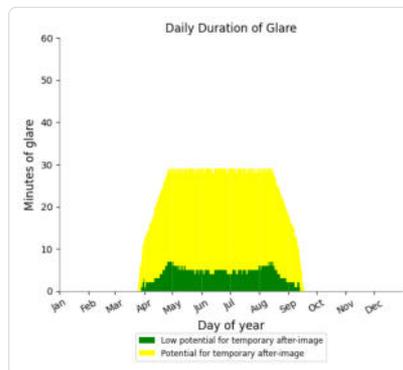
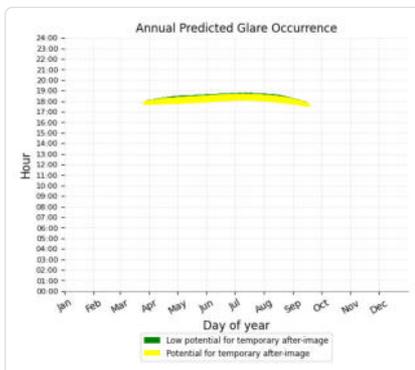
- 902 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,659 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

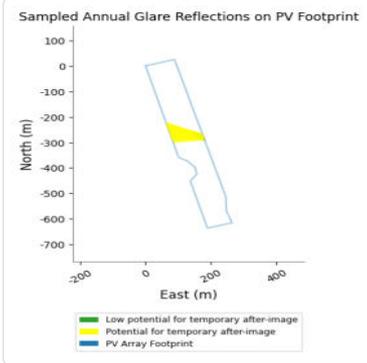
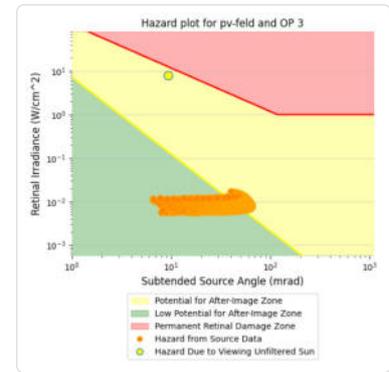
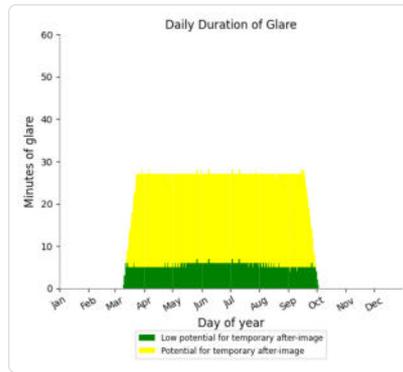
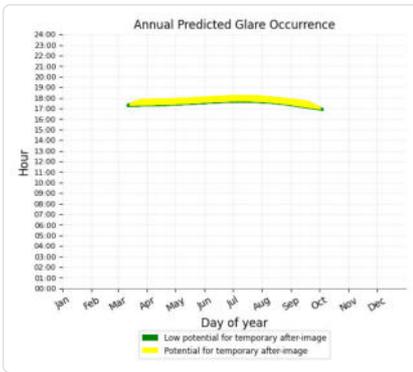
- 744 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,583 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,128 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,103 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 4

No glare found

Assumptions

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

	Corneal 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	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-26 17:50:00	0,010893	617,135	2	0,489853	0,017146	0,036906	5,3	265,5	-0,993	-0,079	0,092	0,998	0,055	-0,024	14. Apr.	1	17:52	17:52	
2023-03-26 17:51:00	0,011106	614,9945	2	0,500587	0,017461	0,03701	5,1	265,7	-0,993	-0,075	0,089	0,998	0,053	-0,028	15. Apr.	3	17:53	17:55	
2023-03-27 17:51:00	0,011069	620,0968	2	0,488773	0,017191	0,038139	5,4	265,9	-0,993	-0,071	0,095	0,999	0,047	-0,026	16. Apr.	5	17:53	17:57	
2023-03-27 17:52:00	0,011251	617,98	2	0,499482	0,017507	0,037963	5,3	266,1	-0,993	-0,067	0,092	0,998	0,046	-0,031	17. Apr.	7	17:53	17:59	
2023-03-27 17:53:00	0,011122	615,8586	2	0,510425	0,017829	0,035219	5,2	266,3	-0,994	-0,064	0,09	0,998	0,044	-0,035	18. Apr.	8	17:53	18:00	
2023-03-27 17:54:00	0,011281	613,7328	2	0,521608	0,018157	0,034839	5	266,5	-0,994	-0,06	0,087	0,998	0,043	-0,039	19. Apr.	10	17:53	18:02	
2023-03-28 17:51:00	0,011146	623,2146	2	0,477259	0,01687	0,040477	5,8	266,2	-0,993	-0,067	0,101	0,999	0,04	-0,025	20. Apr.	10	17:54	18:03	
2023-03-28 17:52:00	0,011189	621,1157	2	0,487714	0,017181	0,039172	5,6	266,4	-0,993	-0,063	0,098	0,999	0,039	-0,029	21. Apr.	12	17:54	18:05	
2023-03-28 17:53:00	0,011347	619,0124	2	0,498398	0,017498	0,038779	5,5	266,6	-0,994	-0,06	0,095	0,999	0,038	-0,033	22. Apr.	14	17:53	18:06	
2023-03-28 17:54:00	0,011241	616,9046	2	0,509315	0,017821	0,036247	5,3	266,8	-0,994	-0,056	0,093	0,999	0,037	-0,037	23. Apr.	15	17:54	18:08	
2023-03-28 17:55:00	0,011337	614,7923	2	0,52047	0,018149	0,035348	5,2	267	-0,995	-0,053	0,09	0,999	0,035	-0,042	24. Apr.	17	17:54	18:10	
2023-03-28 17:56:00	0,011203	612,6757	2	0,531869	0,018482	0,032533	5	267,2	-0,995	-0,049	0,088	0,998	0,034	-0,046	25. Apr.	19	17:54	18:12	
2023-03-29 17:51:00	0,011266	626,2889	2	0,476247	0,016917	0,041191	5,9	266,6	-0,993	-0,059	0,104	0,999	0,032	-0,027	26. Apr.	20	17:55	18:14	
2023-03-29 17:52:00	0,011395	624,2078	2	0,486678	0,01723	0,040562	5,8	266,8	-0,993	-0,056	0,101	0,999	0,031	-0,031	27. Apr.	22	17:55	18:16	
2023-03-29 17:53:00	0,011475	622,1222	2	0,497336	0,017549	0,039542	5,7	267	-0,994	-0,052	0,099	0,999	0,03	-0,036	28. Apr.	21	17:55	18:15	
2023-03-29 17:54:00	0,011355	620,0322	2	0,508227	0,017873	0,03691	5,5	267,2	-0,994	-0,049	0,096	0,999	0,029	-0,04	29. Apr.	22	17:55	18:16	
2023-03-29 17:55:00	0,011389	617,9378	2	0,519355	0,018202	0,035494	5,4	267,4	-0,995	-0,045	0,093	0,999	0,028	-0,044	30. Apr.	22	17:55	18:16	
2023-03-29 17:56:00	0,011222	615,839	2	0,530725	0,018538	0,032409	5,2	267,6	-0,995	-0,042	0,091	0,998	0,026	-0,048	1. Mai.	22	17:56	18:17	
2023-03-29 17:57:00	0,010948	613,7358	1	0,542343	0,018879	0,028319	5,1	267,8	-0,995	-0,038	0,088	0,998	0,025	-0,052	2. Mai.	22	17:56	18:17	
2023-03-30 17:51:00	0,011228	629,3213	2	0,465076	0,0166	0,042576	6,3	266,8	-0,992	-0,055	0,109	0,999	0,025	-0,025	3. Mai.	23	17:56	18:18	
2023-03-30 17:52:00	0,011341	627,2577	2	0,47526	0,016908	0,041828	6,1	267	-0,993	-0,052	0,107	0,999	0,024	-0,03	4. Mai.	22	17:57	18:18	
2023-03-30 17:53:00	0,01147	625,1897	2	0,485666	0,017222	0,041202	6	267,2	-0,993	-0,048	0,104	0,999	0,023	-0,034	5. Mai.	23	17:56	18:18	
2023-03-30 17:54:00	0,011539	623,1173	2	0,496298	0,01754	0,040089	5,8	267,4	-0,994	-0,045	0,102	0,999	0,022	-0,038	6. Mai.	23	17:56	18:18	
2023-03-30 17:55:00	0,011395	621,0405	2	0,507163	0,017864	0,037272	5,7	267,6	-0,994	-0,041	0,099	0,999	0,021	-0,042	7. Mai.	23	17:57	18:19	
2023-03-30 17:56:00	0,011372	618,9593	2	0,518263	0,018194	0,035402	5,5	267,8	-0,995	-0,037	0,097	0,999	0,02	-0,046	8. Mai.	23	17:57	18:19	
2023-03-30 17:57:00	0,011567	616,8738	2	0,529606	0,01853	0,035279	5,4	268	-0,995	-0,034	0,094	0,999	0,019	-0,051	9. Mai.	24	17:57	18:20	
2023-03-30 17:58:00	0,011027	614,7839	2	0,541195	0,018871	0,029044	5,2	268,2	-0,995	-0,03	0,091	0,998	0,017	-0,055	10. Mai.	23	17:58	18:20	
2023-03-30 17:59:00	0,011038	612,6897	1	0,553036	0,019218	0,027383	5,1	268,5	-0,996	-0,027	0,089	0,998	0,016	-0,059	11. Mai.	23	17:58	18:20	
2023-03-31 17:51:00	0,011167	634,1185	2	0,454197	0,016336	0,043526	6,6	267,1	-0,992	-0,051	0,115	1	0,019	-0,024	12. Mai.	24	17:58	18:21	
2023-03-31 17:52:00	0,011338	632,0815	2	0,46414	0,01664	0,043237	6,4	267,3	-0,993	-0,047	0,112	0,999	0,017	-0,028	13. Mai.	23	17:59	18:21	
2023-03-31 17:53:00	0,011441	630,0401	2	0,4743	0,016949	0,042399	6,3	267,5	-0,993	-0,044	0,11	0,999	0,016	-0,032	14. Mai.	23	17:59	18:21	
2023-03-31 17:54:00	0,01157	627,9943	2	0,484681	0,017264	0,041716	6,2	267,7	-0,993	-0,04	0,107	0,999	0,015	-0,036	15. Mai.	24	17:59	18:22	
2023-03-31 17:55:00	0,011599	625,9442	2	0,495288	0,017584	0,040334	6	267,9	-0,994	-0,037	0,105	0,999	0,014	-0,04	16. Mai.	24	17:59	18:22	
2023-03-31 17:56:00	0,011431	623,8898	2	0,506125	0,01791	0,03733	5,9	268,1	-0,994	-0,033	0,102	0,999	0,013	-0,045	17. Mai.	23	18:00	18:22	
2023-03-31 17:57:00	0,011367	621,831	2	0,517199	0,018241	0,035117	5,7	268,3	-0,995	-0,03	0,1	0,999	0,012	-0,049	18. Mai.	24	18:00	18:23	
2023-03-31 17:58:00	0,011671	619,7679	2	0,528512	0,018578	0,035869	5,6	268,5	-0,995	-0,026	0,097	0,999	0,011	-0,053	19. Mai.	24	18:00	18:23	
2023-03-31 17:59:00	0,011646	617,7006	2	0,540072	0,018921	0,033965	5,4	268,7	-0,995	-0,023	0,095	0,998	0,01	-0,057	20. Mai.	24	18:00	18:23	
2023-04-01 18:00:00	0,011139	615,6289	1	0,551882	0,01927	0,02801	5,3	268,9	-0,996	-0,019	0,092	0,998	0,008	-0,061	21. Mai.	24	18:01	18:24	
2023-04-01 18:01:00	0,011096	613,553	1	0,563949	0,019625	0,025864	5,1	269,1	-0,996	-0,016	0,089	0,997	0,007	-0,066	22. Mai.	24	18:01	18:24	
2023-04-01 17:51:00	0,011279	637,0491	2	0,453314	0,016379	0,044168	6,8	267,5	-0,992	-0,043	0,118	1	0,011	-0,026	23. Mai.	24	18:01	18:24	
2023-04-01 17:52:00	0,011444	635,029	2	0,463234	0,016685	0,04382	6,6	267,7	-0,993	-0,04	0,115	0,999	0,01	-0,03	24. Mai.	24	18:01	18:24	
2023-04-01 17:53:00	0,011538	633,0046	2	0,473369	0,016995	0,042909	6,5	267,9	-0,993	-0,036	0,113	0,999	0,008	-0,034	25. Mai.	24	18:02	18:25	
2023-04-01 17:54:00	0,011655	630,9759	2	0,483725	0,017311	0,042166	6,3	268,1	-0,993	-0,033	0,11	0,999	0,007	-0,039	26. Mai.	24	18:03	18:26	
2023-04-01 17:55:00	0,011646	628,9428	2	0,494306	0,017633	0,040447	6,2	268,3	-0,994	-0,029	0,108	0,999	0,006	-0,043	27. Mai.	24	18:03	18:26	
2023-04-01 17:56:00	0,011442	626,9055	2	0,505117	0,01796	0,037158	6	268,5	-0,994	-0,026	0,105	0,999	0,005	-0,047	28. Mai.	24	18:03	18:26	
2023-04-01 17:57:00	0,01175	624,8638	2	0,516163	0,018293	0,037913	5,9	268,7	-0,994	-0,022	0,103	0,999	0,004	-0,051	29. Mai.	24	18:04	18:27	
2023-04-01 17:58:00	0,01178	622,8179	2	0,527448	0,018632	0,036463	5,7	268,9	-0,995	-0,019	0,1	0,998	0,003	-0,055	30. Mai.	24	18:04	18:27	
2023-04-01 17:59:00	0,01172	620,7677	2	0,538978	0,018977	0,034286	5,6	269,1	-0,995	-0,015	0,098	0,998	0,002	-0,06	31. Mai.	24	18:04	18:27	
2023-04-01 18:00:00	0,011241	618,7132	1	0,550758	0,019327	0,028601	5,5	269,3	-0,995	-0,012	0,095	0,998	0,001	-0,064	1. Jun.	24	18:04	18:27	

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
16. April	26. August	25	2905	17:53	18:36	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:

2905 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1953 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

952 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

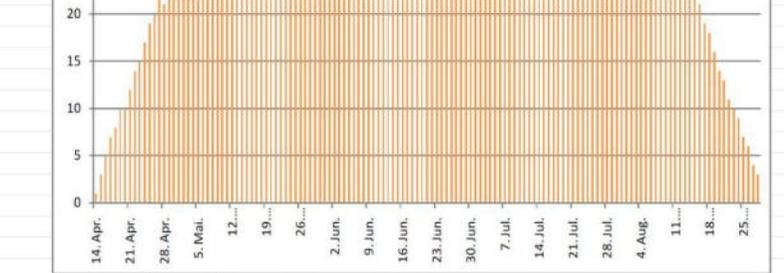
25 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4328 Einträgen /-744):

1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis 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)



Tag	Minuten
14. Apr.	1
21. Apr.	1
28. Apr.	1
5. Mai.	1
12. Mai.	1
19. Mai.	1
26. Mai.	1
2. Jun.	1
9. Jun.	1
16. Jun.	1
23. Jun.	1
30. Jun.	1
7. Jul.	1
14. Jul.	1
21. Jul.	1
28. Jul.	1
4. Aug.	1
11. Aug.	1
18. Aug.	1
25. Aug.	1

	Corneal 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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-10 17:20:00	0,006088	624,169	1	0,338075	0,011968	0,015278	5,1	254,6	-0,96	-0,265	0,088	0,975	0,2	0,095	31. Mrz.	1	17:28	17:28
2023-03-11 17:20:00	0,005761	627,7507	1	0,330046	0,011751	0,011446	5,4	254,8	-0,961	-0,261	0,094	0,976	0,193	0,097	1. Apr.	3	17:27	17:29
2023-03-11 17:21:00	0,006342	625,4243	1	0,337182	0,011961	0,0195	5,3	255	-0,962	-0,257	0,092	0,977	0,192	0,092	2. Apr.	4	17:28	17:31
2023-03-11 17:22:00	0,006834	623,0923	1	0,344474	0,012174	0,025156	5,1	255,2	-0,963	-0,254	0,089	0,978	0,191	0,088	3. Apr.	6	17:28	17:33
2023-03-12 17:19:00	0,00542	633,5598	1	0,322188	0,011578	0,00655	5,7	255	-0,961	-0,257	0,1	0,977	0,187	0,098	4. Apr.	7	17:28	17:34
2023-03-12 17:20:00	0,006064	631,2612	1	0,329116	0,011785	0,016455	5,6	255,2	-0,962	-0,254	0,097	0,978	0,186	0,094	5. Apr.	10	17:28	17:37
2023-03-12 17:21:00	0,006592	628,957	1	0,336286	0,011996	0,023058	5,4	255,4	-0,964	-0,25	0,095	0,979	0,185	0,09	6. Apr.	12	17:28	17:39
2023-03-12 17:22:00	0,007059	626,6473	1	0,34357	0,012211	0,028008	5,3	255,7	-0,965	-0,247	0,092	0,979	0,184	0,086	7. Apr.	13	17:28	17:40
2023-03-12 17:23:00	0,007491	624,3321	1	0,351013	0,01243	0,031992	5,2	255,9	-0,966	-0,243	0,09	0,98	0,182	0,082	8. Apr.	15	17:28	17:42
2023-03-12 17:24:00	0,007898	622,0114	1	0,358621	0,012652	0,035288	5	256,1	-0,967	-0,24	0,087	0,98	0,181	0,077	9. Apr.	16	17:29	17:44
2023-03-13 17:20:00	0,00574	634,7029	1	0,321313	0,011567	0,01271	5,9	255,5	-0,963	-0,25	0,103	0,979	0,179	0,096	10. Apr.	18	17:29	17:46
2023-03-13 17:21:00	0,006312	632,4206	1	0,328276	0,011775	0,020597	5,8	255,7	-0,964	-0,246	0,101	0,98	0,178	0,092	11. Apr.	19	17:29	17:47
2023-03-13 17:22:00	0,006801	630,1328	1	0,335391	0,011987	0,0262	5,6	255,9	-0,965	-0,243	0,098	0,98	0,177	0,088	12. Apr.	21	17:29	17:49
2023-03-13 17:23:00	0,007248	627,8396	1	0,342664	0,012202	0,030608	5,5	256,1	-0,966	-0,239	0,096	0,981	0,176	0,083	13. Apr.	22	17:29	17:50
2023-03-13 17:24:00	0,007666	625,5408	1	0,350097	0,012421	0,034224	5,3	256,3	-0,967	-0,236	0,093	0,981	0,175	0,079	14. Apr.	22	17:29	17:50
2023-03-13 17:25:00	0,00806	623,2367	2	0,357694	0,012644	0,037219	5,2	256,5	-0,968	-0,233	0,091	0,982	0,174	0,075	15. Apr.	22	17:29	17:50
2023-03-13 17:26:00	0,00843	620,9271	2	0,365459	0,012871	0,03969	5,1	256,7	-0,969	-0,229	0,088	0,982	0,173	0,071	16. Apr.	22	17:30	17:51
2023-03-14 17:20:00	0,005401	640,0545	1	0,31364	0,011386	0,007972	6,2	255,7	-0,963	-0,246	0,109	0,98	0,172	0,098	17. Apr.	22	17:30	17:51
2023-03-14 17:21:00	0,006034	637,8052	1	0,320441	0,011592	0,017622	6,1	255,9	-0,964	-0,242	0,106	0,981	0,171	0,094	18. Apr.	22	17:29	17:50
2023-03-14 17:22:00	0,006555	635,5504	1	0,327393	0,011802	0,024114	6	256,1	-0,966	-0,239	0,104	0,981	0,17	0,089	19. Apr.	22	17:30	17:51
2023-03-14 17:23:00	0,007019	633,2902	1	0,334498	0,012015	0,029031	5,8	256,3	-0,967	-0,235	0,101	0,982	0,169	0,085	20. Apr.	22	17:30	17:51
2023-03-14 17:24:00	0,007451	631,0246	1	0,34176	0,012232	0,033002	5,7	256,5	-0,968	-0,232	0,099	0,982	0,168	0,081	21. Apr.	22	17:31	17:52
2023-03-14 17:25:00	0,007859	628,7536	1	0,349182	0,012452	0,036293	5,5	256,7	-0,969	-0,229	0,096	0,983	0,167	0,077	22. Apr.	22	17:30	17:51
2023-03-14 17:26:00	0,008241	626,4772	2	0,356768	0,012677	0,039011	5,4	256,9	-0,97	-0,225	0,094	0,983	0,166	0,073	23. Apr.	21	17:31	17:51
2023-03-14 17:27:00	0,0086	624,1955	2	0,364521	0,012905	0,041248	5,2	257,1	-0,971	-0,222	0,091	0,984	0,165	0,068	24. Apr.	22	17:31	17:52
2023-03-14 17:28:00	0,008934	621,9084	2	0,372446	0,013137	0,043057	5,1	257,3	-0,972	-0,218	0,089	0,984	0,164	0,064	25. Apr.	22	17:31	17:52
2023-03-15 17:21:00	0,005712	641,1092	1	0,312782	0,011374	0,01396	6,4	256,1	-0,965	-0,238	0,112	0,982	0,165	0,095	26. Apr.	21	17:32	17:52
2023-03-15 17:22:00	0,006276	638,8755	1	0,319574	0,01158	0,021685	6,3	256,3	-0,966	-0,235	0,109	0,982	0,164	0,091	27. Apr.	22	17:32	17:53
2023-03-15 17:23:00	0,006761	636,6365	1	0,326515	0,01179	0,02723	6,1	256,5	-0,967	-0,231	0,107	0,983	0,163	0,087	28. Apr.	22	17:31	17:52
2023-03-15 17:24:00	0,007206	634,392	1	0,333609	0,012004	0,031616	6	256,8	-0,968	-0,228	0,105	0,983	0,161	0,083	29. Apr.	21	17:32	17:52
2023-03-15 17:25:00	0,007624	632,1422	1	0,340859	0,012221	0,035222	5,9	257	-0,969	-0,224	0,102	0,984	0,16	0,079	30. Apr.	22	17:32	17:53
2023-03-15 17:26:00	0,008018	629,8871	2	0,34827	0,012442	0,038208	5,7	257,2	-0,97	-0,221	0,1	0,984	0,159	0,074	1. Mai.	21	17:33	17:53
2023-03-15 17:27:00	0,008388	627,6266	2	0,355844	0,012667	0,040675	5,6	257,4	-0,971	-0,218	0,097	0,985	0,158	0,07	2. Mai.	22	17:33	17:54
2023-03-15 17:28:00	0,008734	625,3608	2	0,363585	0,012896	0,042692	5,4	257,6	-0,972	-0,214	0,095	0,985	0,157	0,066	3. Mai.	22	17:33	17:54
2023-03-15 17:29:00	0,009053	623,0898	2	0,371497	0,013129	0,044295	5,3	257,8	-0,973	-0,211	0,092	0,986	0,156	0,062	4. Mai.	21	17:34	17:54
2023-03-15 17:30:00	0,009342	620,8134	2	0,379584	0,013366	0,045484	5,1	258	-0,974	-0,207	0,09	0,986	0,155	0,058	5. Mai.	22	17:33	17:54
2023-03-16 17:20:00	0,005382	646,559	1	0,305298	0,011196	0,009367	6,8	256,4	-0,965	-0,234	0,118	0,983	0,158	0,097	6. Mai.	22	17:33	17:54
2023-03-16 17:21:00	0,006002	644,3515	1	0,311932	0,0114	0,018776	6,6	256,6	-0,966	-0,231	0,115	0,983	0,157	0,093	7. Mai.	21	17:34	17:54
2023-03-16 17:22:00	0,006516	642,1386	1	0,318712	0,011608	0,02516	6,5	256,8	-0,967	-0,227	0,113	0,984	0,156	0,089	8. Mai.	22	17:34	17:55
2023-03-16 17:23:00	0,006978	639,9204	1	0,325642	0,011819	0,03004	6,3	257	-0,968	-0,224	0,11	0,984	0,155	0,085	9. Mai.	22	17:34	17:55
2023-03-16 17:24:00	0,007409	637,6968	1	0,332724	0,012034	0,033996	6,2	257,2	-0,969	-0,22	0,108	0,985	0,154	0,08	10. Mai.	21	17:35	17:55
2023-03-16 17:25:00	0,007816	635,4679	2	0,339963	0,012253	0,037275	6	257,4	-0,97	-0,217	0,105	0,985	0,153	0,076	11. Mai.	21	17:35	17:55
2023-03-16 17:26:00	0,008198	633,2336	2	0,347362	0,012476	0,039985	5,9	257,6	-0,972	-0,214	0,103	0,986	0,152	0,072	12. Mai.	22	17:35	17:56
2023-03-16 17:27:00	0,008557	630,9941	2	0,354924	0,012702	0,042217	5,8	257,8	-0,973	-0,21	0,1	0,986	0,151	0,068	13. Mai.	21	17:36	17:56
2023-03-16 17:28:00	0,008891	628,7493	2	0,362652	0,012933	0,044023	5,6	258	-0,974	-0,207	0,098	0,987	0,149	0,064	14. Mai.	21	17:36	17:56
2023-03-16 17:29:00	0,009196	626,4993	2	0,370551	0,013167	0,045418	5,5	258,2	-0,974	-0,203	0,095	0,987	0,148	0,059	15. Mai.	22	17:36	17:57
2023-03-16 17:30:00	0,009467	624,244	2	0,378625	0,013406	0,046383	5,3	258,4	-0,975	-0,2	0,093	0,988	0,147	0,055	16. Mai.	21	17:37	17:57
2023-03-16 17:31:00	0,009724	621,9835	2	0,386876	0,013648	0,047153	5,2	258,6	-0,976	-0,196	0,09	0,988	0,146	0,051	17. Mai.	21	17:37	17:57
2023-03-16 17:32:00	0,00996	619,7178	2	0,39531	0,013895	0,047686	5	258,8	-0,977	-0,193	0,088	0,988	0,145	0,047	18. Mai.	21	17:37	17:57

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
31. Mrz.	1	17:28	17:28	
1. Apr.	3	17:27	17:29	
2. Apr.	4	17:28	17:31	
3. Apr.	6	17:28	17:33	
4. Apr.	7	17:28	17:34	
5. Apr.	10	17:28	17:37	
6. Apr.	12	17:28	17:39	
7. Apr.	13	17:28	17:40	
8. Apr.	15	17:28	17:42	
9. Apr.	16	17:29	17:44	
10. Apr.	18	17:29	17:46	
11. Apr.	19	17:29	17:47	
12. Apr.	21	17:29	17:49	
13. Apr.	22	17:29	17:50	
14. Apr.	22	17:29	17:50	
15. Apr.	22	17:29	17:50	
16. Apr.	22	17:30	17:51	
17. Apr.	22	17:30	17:51	
18. Apr.	22	17:29	17:50	
19. Apr.	22	17:30	17:51	
20. Apr.	22	17:30	17:51	
21. Apr.	22	17:31	17:52	
22. Apr.	22	17:30	17:51	
23. Apr.	21	17:31	17:51	
24. Apr.	22	17:31	17:52	
25. Apr.	22	17:31	17:52	
26. Apr.	21	17:32	17:52	
27. Apr.	22	17:32	17:53	
28. Apr.	22	17:31	17:52	
29. Apr.	21	17:32	17:52	
30. Apr.	22	17:32	17:53	
1. Mai.	21	17:33	17:53	
2. Mai.	22	17:33		

	Corneal 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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-12 17:24:00	0,006308	622,0114	1	0,358621	0,012652	0,013204	5	256,1	-0,967	-0,24	0,087	0,98	0,181	0,077	2. Apr.	1	17:31	17:31
2023-03-13 17:24:00	0,005902	625,5408	1	0,350097	0,012421	0,008143	5,3	256,3	-0,967	-0,236	0,093	0,981	0,175	0,079	3. Apr.	3	17:31	17:33
2023-03-13 17:25:00	0,006661	623,2367	1	0,357694	0,012644	0,018836	5,2	256,5	-0,968	-0,233	0,091	0,982	0,174	0,075	4. Apr.	5	17:30	17:34
2023-03-13 17:26:00	0,00727	620,9271	1	0,365459	0,012871	0,02577	5,1	256,7	-0,969	-0,229	0,088	0,982	0,173	0,071	5. Apr.	7	17:31	17:37
2023-03-14 17:25:00	0,006332	628,7536	1	0,349182	0,012452	0,015237	5,5	256,7	-0,969	-0,229	0,096	0,983	0,167	0,077	6. Apr.	9	17:31	17:39
2023-03-14 17:26:00	0,006989	626,4772	1	0,356768	0,012677	0,023392	5,4	256,9	-0,97	-0,225	0,094	0,983	0,166	0,073	7. Apr.	10	17:31	17:40
2023-03-14 17:27:00	0,007557	624,1955	1	0,364521	0,012905	0,02925	5,2	257,1	-0,971	-0,222	0,091	0,984	0,165	0,068	8. Apr.	12	17:31	17:42
2023-03-14 17:28:00	0,008071	621,9084	1	0,372446	0,013137	0,033788	5,1	257,3	-0,972	-0,218	0,089	0,984	0,164	0,064	9. Apr.	14	17:31	17:44
2023-03-15 17:25:00	0,005943	632,1422	1	0,340859	0,012221	0,010585	5,9	257	-0,969	-0,224	0,102	0,984	0,16	0,079	10. Apr.	15	17:32	17:46
2023-03-15 17:26:00	0,006668	629,8871	1	0,34827	0,012442	0,020572	5,7	257,2	-0,97	-0,221	0,1	0,984	0,159	0,074	11. Apr.	17	17:31	17:47
2023-03-15 17:27:00	0,007266	627,6266	1	0,355844	0,012667	0,027265	5,6	257,4	-0,971	-0,218	0,097	0,985	0,158	0,07	12. Apr.	18	17:32	17:49
2023-03-15 17:28:00	0,007801	625,3608	1	0,363585	0,012896	0,032343	5,4	257,6	-0,972	-0,214	0,095	0,985	0,157	0,066	13. Apr.	19	17:32	17:50
2023-03-15 17:29:00	0,008289	623,0898	2	0,371497	0,013129	0,036333	5,3	257,8	-0,973	-0,211	0,092	0,986	0,156	0,062	14. Apr.	20	17:31	17:50
2023-03-15 17:30:00	0,008734	620,8134	2	0,379584	0,013366	0,039478	5,1	258	-0,974	-0,207	0,09	0,986	0,155	0,058	15. Apr.	19	17:32	17:50
2023-03-16 17:25:00	0,00635	635,4679	1	0,339963	0,012253	0,017175	6	257,4	-0,97	-0,217	0,105	0,985	0,153	0,076	16. Apr.	20	17:32	17:51
2023-03-16 17:26:00	0,00699	633,2336	1	0,347362	0,012476	0,024968	5,9	257,6	-0,972	-0,214	0,103	0,986	0,152	0,072	17. Apr.	19	17:33	17:51
2023-03-16 17:27:00	0,00755	630,9941	1	0,354924	0,012702	0,030671	5,8	257,8	-0,973	-0,21	0,1	0,986	0,151	0,068	18. Apr.	19	17:32	17:50
2023-03-16 17:28:00	0,008059	628,7493	1	0,362652	0,012933	0,035114	5,6	258	-0,974	-0,207	0,098	0,987	0,149	0,064	19. Apr.	20	17:32	17:51
2023-03-16 17:29:00	0,008524	626,4993	2	0,370551	0,013167	0,038629	5,5	258,2	-0,974	-0,203	0,095	0,987	0,148	0,059	20. Apr.	19	17:33	17:51
2023-03-16 17:30:00	0,008945	624,244	2	0,378625	0,013406	0,041365	5,3	258,4	-0,975	-0,2	0,093	0,988	0,147	0,055	21. Apr.	20	17:33	17:52
2023-03-16 17:31:00	0,009312	621,9835	2	0,386876	0,013648	0,043353	5,2	258,6	-0,976	-0,196	0,09	0,988	0,146	0,051	22. Apr.	20	17:32	17:51
2023-03-16 17:32:00	0,009631	619,7178	2	0,39531	0,013895	0,044752	5	258,8	-0,977	-0,193	0,088	0,988	0,145	0,047	23. Apr.	19	17:33	17:51
2023-03-17 17:25:00	0,005977	638,7328	1	0,331847	0,012022	0,012905	6,4	257,6	-0,971	-0,213	0,111	0,986	0,146	0,078	24. Apr.	20	17:33	17:52
2023-03-17 17:26:00	0,006673	636,5191	1	0,339073	0,012241	0,022264	6,2	257,8	-0,972	-0,21	0,108	0,987	0,145	0,074	25. Apr.	19	17:34	17:52
2023-03-17 17:27:00	0,00726	634,3002	1	0,34646	0,012464	0,02874	6,1	258	-0,973	-0,206	0,106	0,987	0,144	0,07	26. Apr.	19	17:34	17:52
2023-03-17 17:28:00	0,007789	632,0761	1	0,354009	0,012691	0,0337	5,9	258,2	-0,974	-0,203	0,103	0,988	0,143	0,065	27. Apr.	20	17:34	17:53
2023-03-17 17:29:00	0,008273	629,8468	2	0,361725	0,012922	0,037611	5,8	258,4	-0,975	-0,199	0,101	0,988	0,142	0,061	28. Apr.	19	17:34	17:53
2023-03-17 17:30:00	0,008713	627,6122	2	0,369611	0,013157	0,04069	5,7	258,7	-0,976	-0,196	0,099	0,988	0,141	0,057	29. Apr.	20	17:34	17:53
2023-03-17 17:31:00	0,009106	625,3725	2	0,37767	0,013396	0,043024	5,5	258,9	-0,977	-0,192	0,096	0,989	0,14	0,053	30. Apr.	20	17:34	17:53
2023-03-17 17:32:00	0,009446	623,1276	2	0,385908	0,013639	0,046481	5,4	259,1	-0,978	-0,189	0,093	0,989	0,138	0,049	1. Mai.	19	17:35	17:53
2023-03-17 17:33:00	0,009734	620,8775	2	0,394327	0,013886	0,045735	5,2	259,3	-0,978	-0,185	0,091	0,99	0,137	0,044	2. Mai.	20	17:35	17:54
2023-03-17 17:34:00	0,009971	618,6224	2	0,402933	0,014138	0,046274	5,1	259,5	-0,979	-0,182	0,088	0,99	0,136	0,04	3. Mai.	20	17:35	17:54
2023-03-18 17:25:00	0,005568	643,8458	1	0,323919	0,011829	0,007139	6,7	257,9	-0,971	-0,209	0,117	0,987	0,139	0,08	4. Mai.	19	17:36	17:54
2023-03-18 17:26:00	0,006358	641,6632	1	0,330977	0,012046	0,019037	6,6	258,1	-0,972	-0,205	0,114	0,988	0,138	0,076	5. Mai.	20	17:35	17:54
2023-03-18 17:27:00	0,006982	639,4755	1	0,338192	0,012266	0,026511	6,4	258,3	-0,973	-0,202	0,112	0,988	0,137	0,071	6. Mai.	20	17:35	17:54
2023-03-18 17:28:00	0,007534	637,2826	1	0,345565	0,012491	0,032068	6,3	258,5	-0,974	-0,199	0,109	0,988	0,136	0,067	7. Mai.	19	17:36	17:54
2023-03-18 17:29:00	0,008037	635,0844	2	0,353101	0,012719	0,036414	6,1	258,7	-0,975	-0,195	0,107	0,989	0,135	0,063	8. Mai.	20	17:36	17:55
2023-03-18 17:30:00	0,008498	632,8812	2	0,360804	0,012951	0,039855	6	258,9	-0,976	-0,192	0,104	0,989	0,134	0,059	9. Mai.	20	17:36	17:55
2023-03-18 17:31:00	0,008915	630,6728	2	0,368676	0,013188	0,042527	5,8	259,1	-0,977	-0,188	0,102	0,99	0,133	0,055	10. Mai.	19	17:37	17:55
2023-03-18 17:32:00	0,009276	628,4593	2	0,376722	0,013428	0,044447	5,7	259,3	-0,978	-0,185	0,099	0,99	0,132	0,05	11. Mai.	20	17:37	17:56
2023-03-18 17:33:00	0,009593	626,2406	2	0,384945	0,013673	0,045814	5,5	259,5	-0,979	-0,181	0,097	0,99	0,131	0,046	12. Mai.	20	17:37	17:56
2023-03-18 17:34:00	0,009852	624,0169	2	0,39335	0,013922	0,046568	5,4	259,7	-0,98	-0,178	0,094	0,991	0,13	0,042	13. Mai.	19	17:38	17:56
2023-03-18 17:35:00	0,010072	621,7882	2	0,401194	0,014175	0,04692	5,3	259,9	-0,98	-0,174	0,092	0,991	0,129	0,038	14. Mai.	19	17:38	17:56
2023-03-18 17:36:00	0,010262	619,5543	2	0,410179	0,014433	0,046981	5,1	260,1	-0,981	-0,171	0,089	0,991	0,127	0,033	15. Mai.	20	17:38	17:57
2023-03-19 17:25:00	0,006018	646,9692	1	0,323072	0,011855	0,015068	6,9	258,3	-0,972	-0,201	0,12	0,988	0,131	0,077	16. Mai.	19	17:39	17:57
2023-03-19 17:26:00	0,006692	644,8066	1	0,330118	0,012073	0,023915	6,7	258,5	-0,973	-0,198	0,117	0,989	0,13	0,073	17. Mai.	19	17:39	17:57
2023-03-19 17:27:00	0,007271	642,6387	1	0,33732	0,012295	0,030188	6,6	258,7	-0,974	-0,194	0,115	0,989	0,129	0,069	18. Mai.	20	17:39	17:58
2023-03-19 17:28:00	0,007794	640,4657	1	0,34468	0,012521	0,035023	6,5	258,9	-0,975	-0,191	0,112	0,99	0,128	0,065	19. Mai.	20	17:39	17:58
2023-03-19 17:29:00	0,008275	638,2875	2	0,352203	0,012751	0,038852	6,3	259,1	-0,976	-0,188	0,11	0,99	0,127	0,061	20. Mai.	19	17:40	17:58

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
20	2921	17:26	18:10	
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1: 2921 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1859 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 1062 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4562 Einträgen /-902): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis 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)				

