

Blendgutachten Solarpark Danstedt

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage
Danstedt in Sachsen-Anhalt**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	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	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Landesstraße L84 südwestlich.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Landesstraße L84 westlich	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Schloss Wernigerode.....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Heikeltalwarte.....	19
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bundesstraße B79	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
5.1	Zusammenfassung	21
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Danstedt

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Danstedt“ für Verkehrsteilnehmer sowie Anwohner der umliegenden Gebäude (sofern vorhanden) zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Danstedt“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer der L84.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich ca. 2 km nördlich der Ortschaft Danstedt und ca. 13 km nördlich von Wernigerode in Sachsen-Anhalt. Westlich der Fläche verläuft die Straße L84. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Brachfläche ca. 2 km nördlich der Ortschaft Danstedt in Sachsen-Anhalt. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	51.930°N, 10.902°O 210 m ü.N.N.
Abstand zu umliegenden Straßen	ca. 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	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 Anlage und Umgebung



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und Umgebung. In der näheren Umgebung befinden sich keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie. Die Gebäude im Bereich der PV Anlage sind nicht bewohnt. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nur auf Anforderung weiter analysiert.

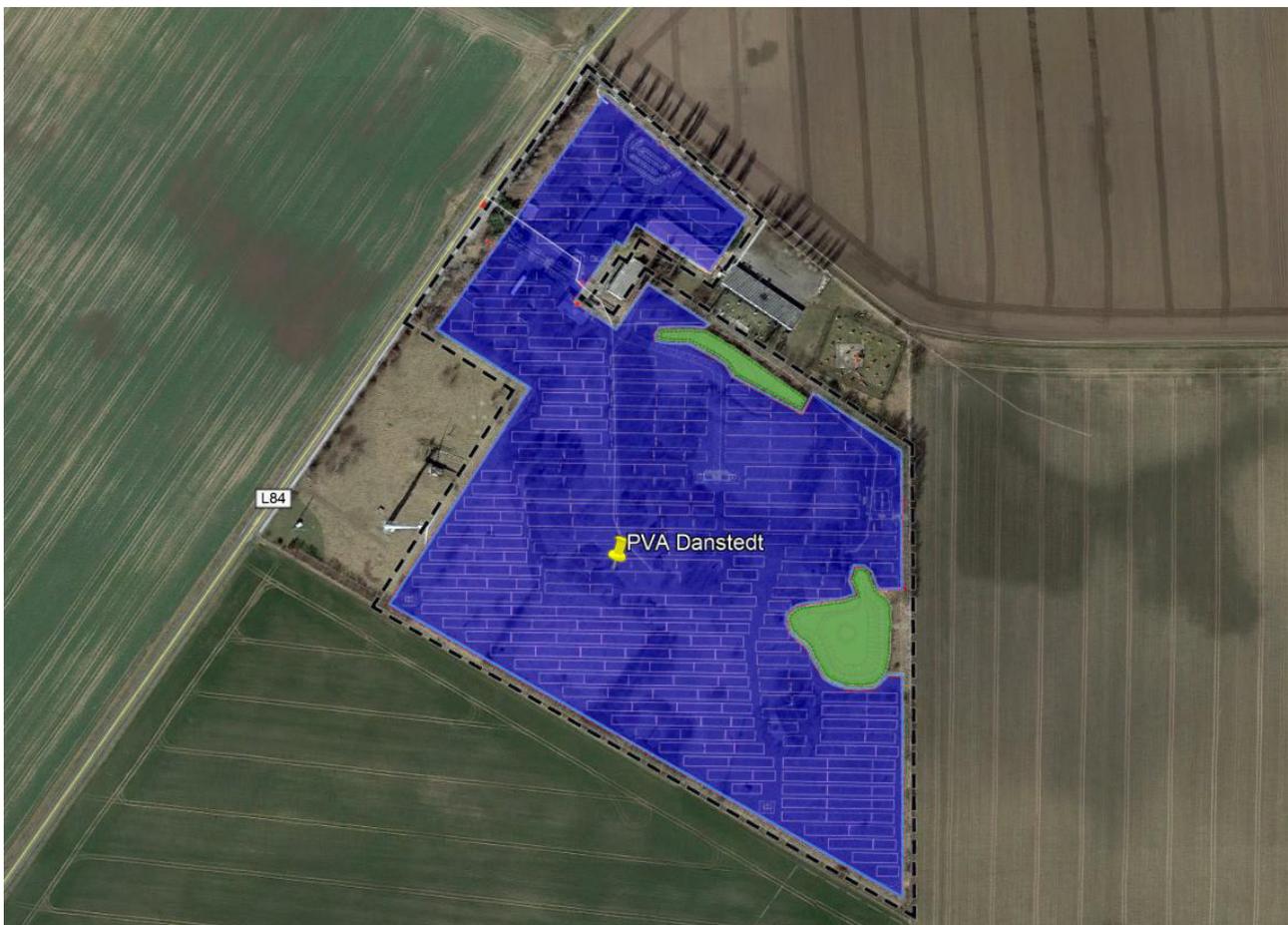


Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

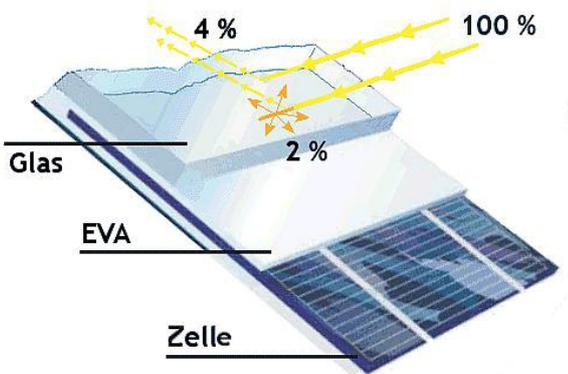


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



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

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

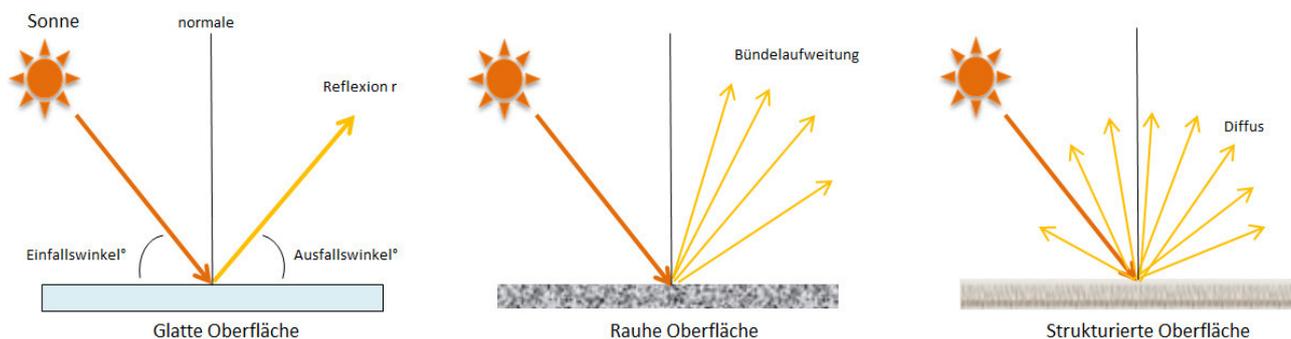


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Canadian 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

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm 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 Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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:

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

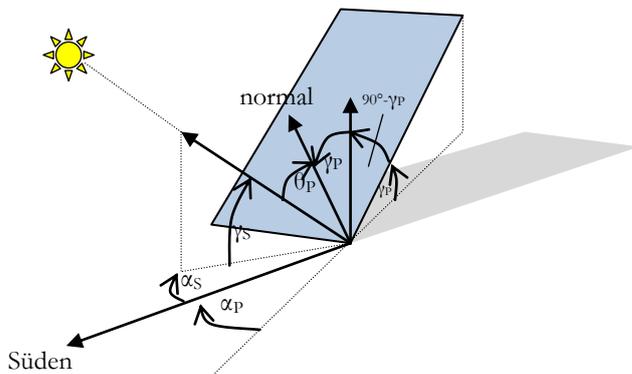


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Licht-Leitlinie 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.

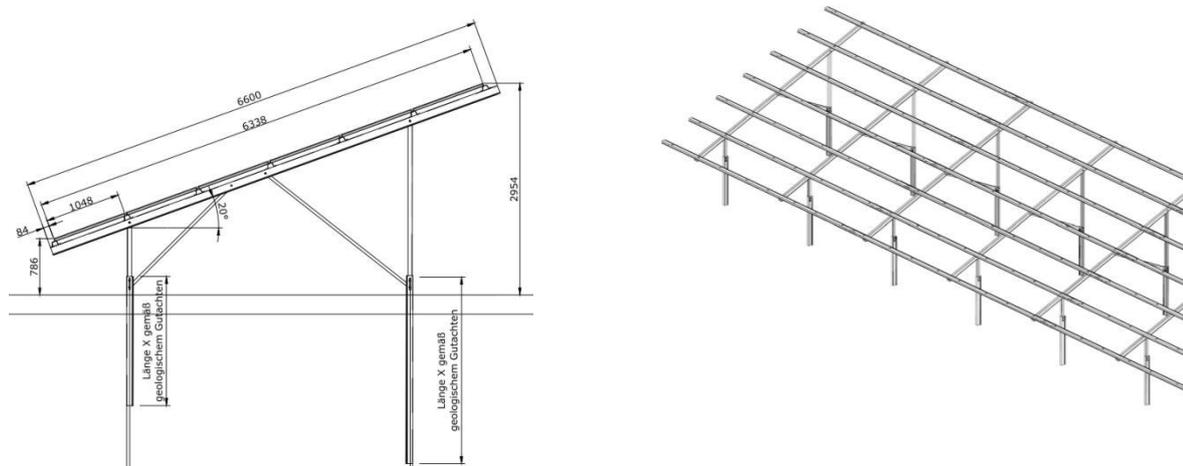


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen / SolPEG)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	Canadian Solar, Monokristallin
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,79 m bis ca. 2,95 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,9 m
Anzahl Messpunkte Straße	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Danstedt wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Straße L84 und zu Kontrollzwecken 2 Messpunkte in der weiteren Umgebung. 1 Messpunkt im Bereich von Schloss Wernigerode, 1 Messpunkt im Bereich der Heikeltalwarte sowie 1 Messpunkt auf der nordöstlich verlaufenden B79.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die Messpunkte P1, P2 im Verlauf der L84 sowie den Messpunkt P5 auf der B79:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die umliegenden Messpunkte P1, P2 und P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁵ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie 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.

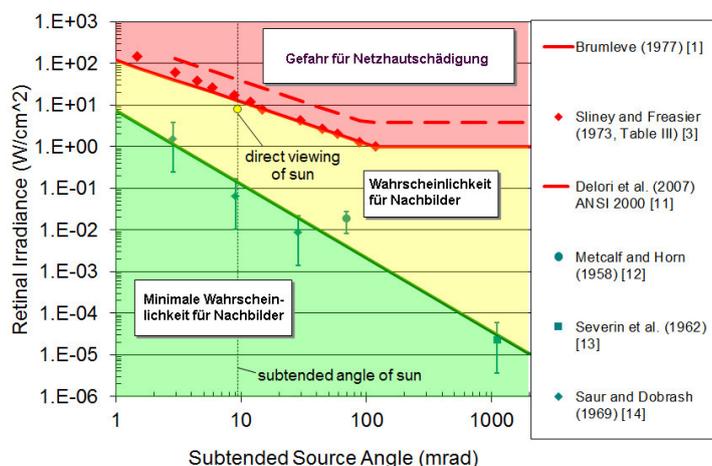


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁶ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁷ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Danstedt wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Straße L84, südwestlich	398 ^W
P2 Straße L84, westlich	1670 ^W
P3 Schloss Wernigerode	0 ^E
P4 Heikeltalwarte	0 ^E
P5 Bundesstraße B79	0 ^E

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Landesstraße L84 südwestlich

Am Messpunkt P1 im Bereich der Landesstraße L84 südwestlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können nur in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 bis 06:20 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch nur an insgesamt 398 Minuten pro Jahr und max. 8 Minuten pro Tag⁸ Reflexionen durch die PV Anlage möglich.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 und verdeutlicht, dass Reflexionen in einem Einfallswinkel von $+25^\circ$ bis $+52^\circ$ liegen und somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$).

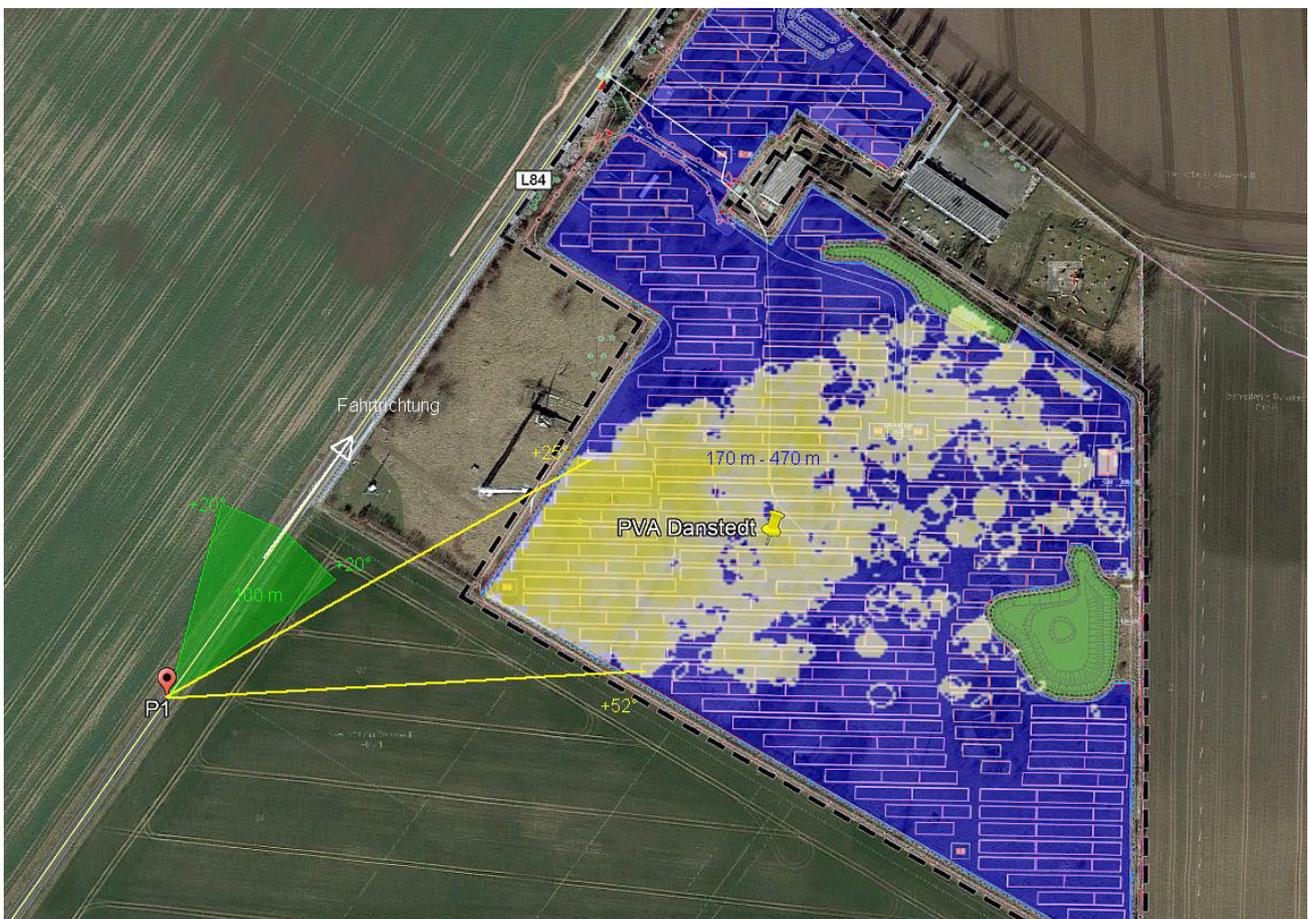


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der hellgrün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch mit $+25^\circ$ bis $+52^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

Auch aufgrund der großen Entfernung von ca. 170 m – 470 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen relativiert zu bewerten aber vornehmlich aufgrund der geringen zeitlichen Dauer im Sinne der Lichtleitlinie sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

⁸ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Landesstraße L84 westlich

Am Messpunkt P2 im Bereich der Landesstraße L84 westlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch an insgesamt 1670 Minuten pro Jahr und max. 20 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Diese können nur in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 bis 06:26 Uhr aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
24. April	18. August	20	1592	06:00	06:26

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

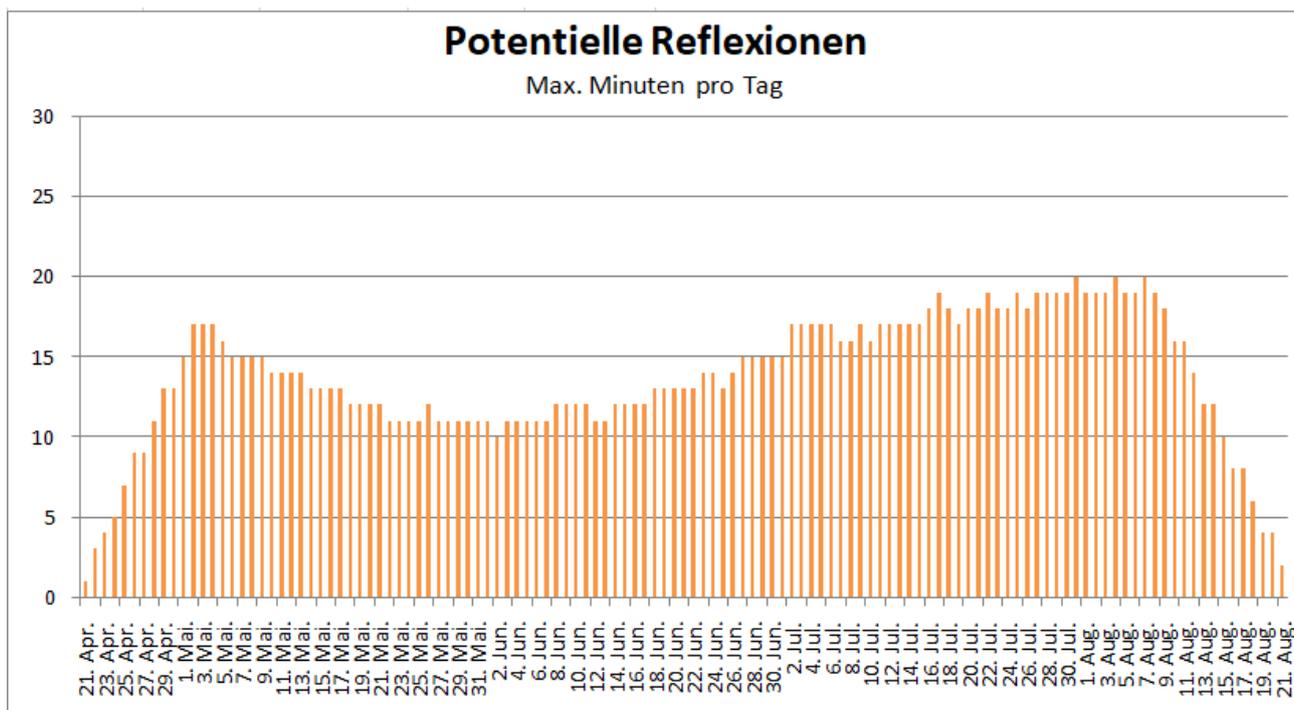


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der zeitlichen Dauer im Sinne der Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die folgenden Ausführungen bestätigen diese Einschätzung unter Bezugnahme auf andere Aspekte.

Bei der Fahrt Richtung Nordosten liegen potentielle Reflexionen in einem Einfallswinkel von ca. 30° bis 73° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung und somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der hellgrün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch mit $+30^\circ$ bis $+73^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am 10. Juli morgens um 06:06 Uhr bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Athenstedt) aus Sicht des Fahrzeugführers.

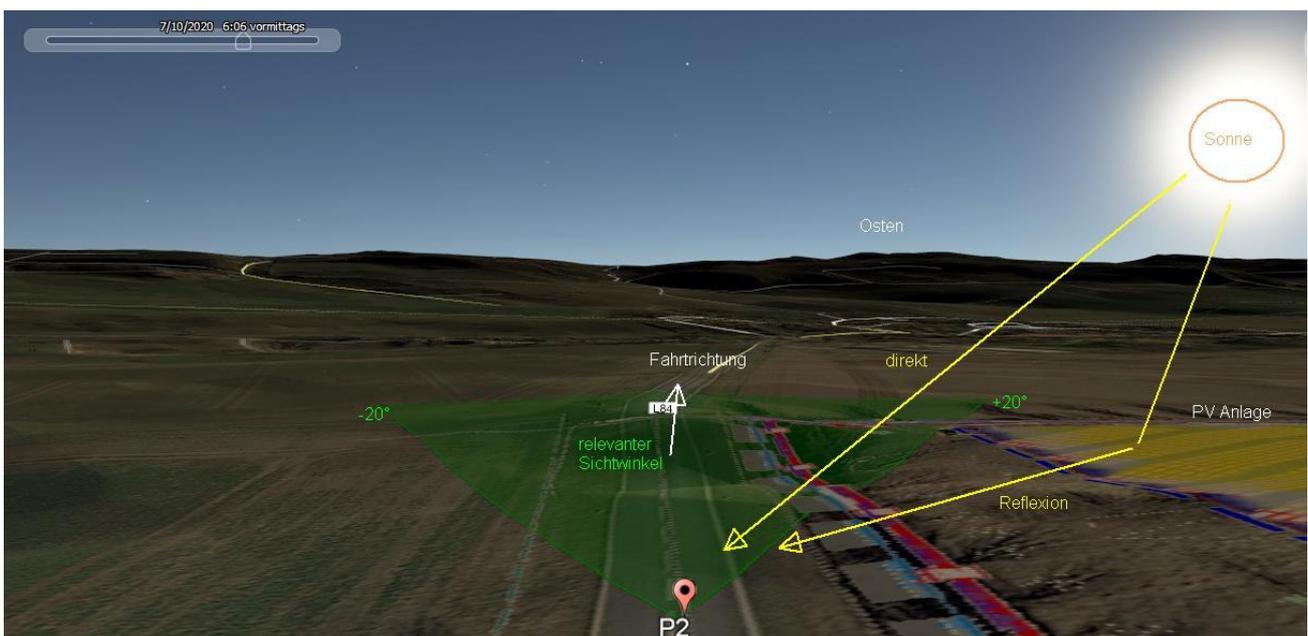


Bild 4.3.3: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Schloss Wernigerode

Aufgrund besonderer Anforderungen wurde der Messpunkt P3 im Bereich von Schloss Wernigerode untersucht. Das Schloss Wernigerode befindet sich ca. 13,2 km südwestlich der PV Anlage und kann aufgrund der Lage bzw. des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Bereits ohne Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar und daher ist eine weitergehende Bearbeitung nicht plausibel.

Das folgende Foto wurde in direkter Nähe von Schloss Wernigerode aufgenommen (Drohne) mit Blick Richtung Nordosten. Die Fläche der PV Anlage ist selbst mit größter Mühe nicht sichtbar und daher kann eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage mit Sicherheit ausgeschlossen werden.



Bild 4.4.1: Foto im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: Google Streetview Local Guide „Thai Micha“, Ausschnitt)

Aufgrund der großen Entfernung von über 13 km zur Immissionsquelle kann es zu keinen Reflexionen durch die PV Anlage kommen, da aufgrund der Bündelaufweitung von diffus reflektierten Lichtstrahlen bei dieser Entfernung die Leuchtdichte nahezu gänzlich verringert ist. Aufgrund der Entfernung ist auch eine visuelle Beeinträchtigung nicht gegeben.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Heikeltalwarte

Aufgrund besonderer Anforderungen wurde der Messpunkt P4 im Bereich Heikeltalwarte untersucht. Der Standort befindet sich ca. 3,1 km nördlich der PV Anlage und kann ebenfalls aufgrund der Lage bzw. des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Bereits ohne Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar und daher ist eine weitergehende Bearbeitung nicht plausibel. Aufgrund der Entfernung ist auch eine visuelle Beeinträchtigung nicht gegeben.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bundesstraße B79

Aufgrund besonderer Anforderungen wurde der Messpunkt P5 im Bereich der Bundesstraße B79 östlich von Athenstedt untersucht. Der Verlauf der Bundesstraße nordwestlich von Athenstedt Richtung Dardeseim wurde nicht weiter untersucht, da dieser Abschnitt in etwa in der gleichen Achse liegt wie Messpunkt P4 (nördlich der PV Anlage) und dieser kann gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden.

Die Simulation für Messpunkt P5 ergibt keine Reflexionen durch die PV Anlage und demnach kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die PV Anlage von der B79 aufgrund der großen Entfernung von ca. 1,4 km und insbesondere aufgrund des großen Höhenunterschieds von ca. 40 m nicht einsehbar ist.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Höhenverlauf zwischen der PV Anlage und der B79.



Bild 4.6.1: Geländeverlauf zwischen PV Anlage und B79 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Danstedt PV Module des Herstellers Canadian Solar mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung. Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt im Verlauf der Landstraße L84 eine geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer wären diese im Sinne der LAI Lichtleitlinie allerdings zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer ist nicht gegeben, da potentielle Reflexionen in einem Einfallswinkel auftreten, der außerhalb des relevanten Blickwinkels der Fahrzeugführer liegt.

Die weiteren Messpunkte im Bereich von Schloss Wernigerode, der Heikeltalwarte und auf der B79 können aufgrund der Entfernung und der Lage bzw. aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage ist nicht gegeben.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Danstedt kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ 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. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Fahrzeugführer auf der L84 werden nicht beeinträchtigt. Die anderen untersuchten Immissionsorte können gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 20.01.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



HiKu5 Mono

MONO PERC MODULE

475 W ~ 500 W

CS3Y-475 | 480 | 485 | 490 | 495 | 500MS

Dimensions: 2252 X 1048 X 35 mm (88.7 X 41.3 X 1.38 in)

Weight: 25.7 kg (56.7 lbs)

Max. System Voltage: 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)

MORE POWER



Module power up to 500 W
Module efficiency up to 21.2 %



Up to 4.0 % lower LCOE
Up to 4.2 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, enhanced wind load up to 2400 Pa*

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

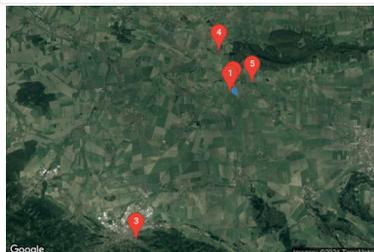
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 43 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Site Configuration: Danstedt_Update



Created **Jan. 21, 2021 7:43 a.m.**
 Updated **Jan. 21, 2021 5:27 p.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Timezone **UTC+1**
 Site Configuration ID: 48363.1215

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

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	4,822	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld**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**Approx. area:** 79,601 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.932922	10.901404	209.36	1.90	211.26
2	51.932227	10.902810	209.21	1.90	211.11
3	51.931877	10.902327	211.98	1.90	213.88
4	51.932181	10.901597	211.16	1.90	213.06
5	51.931870	10.901147	210.44	1.90	212.34
6	51.931612	10.901544	211.43	1.90	213.33
7	51.931897	10.901887	211.58	1.90	213.48
8	51.930957	10.904065	210.58	1.90	212.48
9	51.930147	10.904081	209.12	1.90	211.02
10	51.930150	10.903767	209.31	1.90	211.21
11	51.930276	10.903630	210.38	1.90	212.28
12	51.930107	10.903558	208.65	1.90	210.55
13	51.930091	10.903185	209.04	1.90	210.94
14	51.929687	10.903443	208.14	1.90	210.04
15	51.929677	10.904054	207.91	1.90	209.81
16	51.928404	10.904097	204.02	1.90	205.92
17	51.930008	10.899682	206.96	1.90	208.86
18	51.930296	10.899950	208.53	1.90	210.43
19	51.930746	10.900320	209.56	1.90	211.46
20	51.930721	10.900532	210.00	1.90	211.90
21	51.931033	10.900589	211.01	1.90	212.91
22	51.931348	10.900889	211.88	1.90	213.78
23	51.931718	10.899934	210.82	1.90	212.72

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.929786	10.897381	203.19	2.00	205.19
OP 2	51.932586	10.900506	209.32	2.00	211.32
OP 3	51.830376	10.794269	321.93	2.00	323.93
OP 4	51.957500	10.884840	270.06	2.00	272.06
OP 5	51.936351	10.921667	175.31	2.00	177.31

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and 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	4,822	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

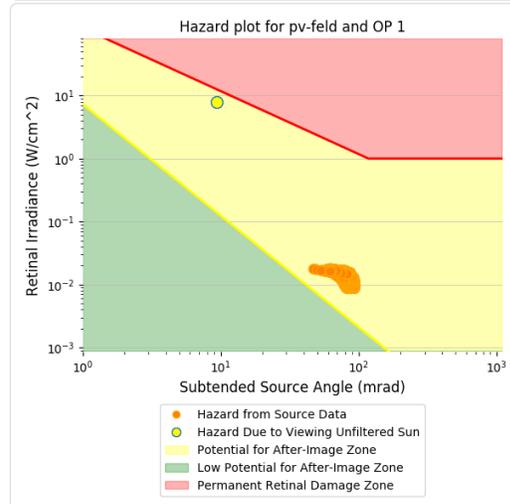
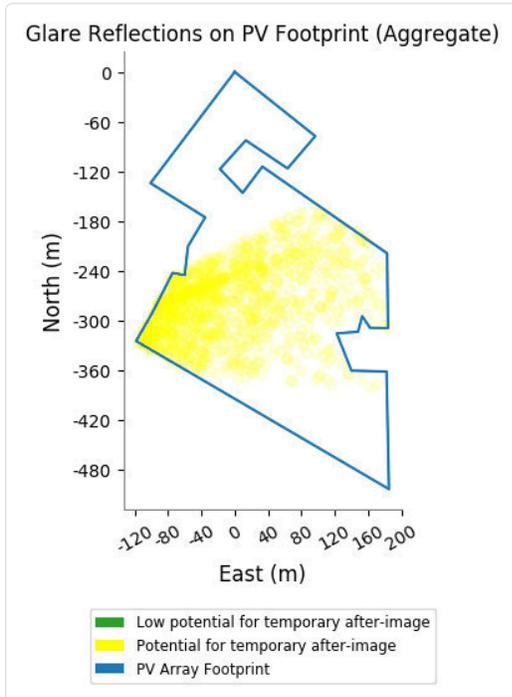
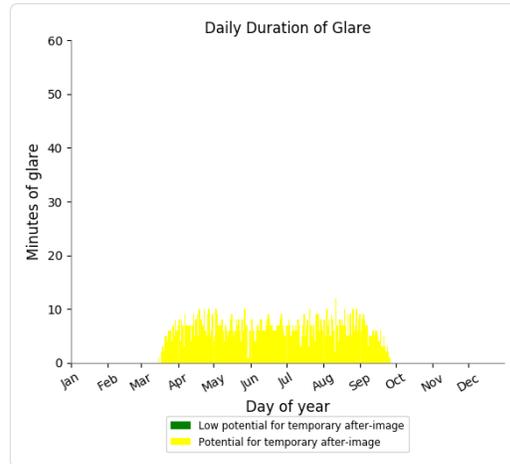
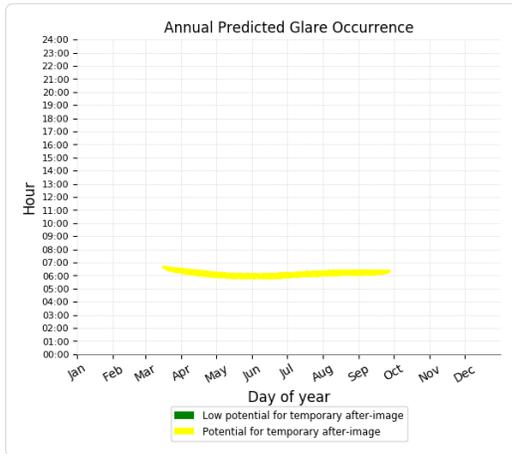


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1255
OP: OP 2	0	3567
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

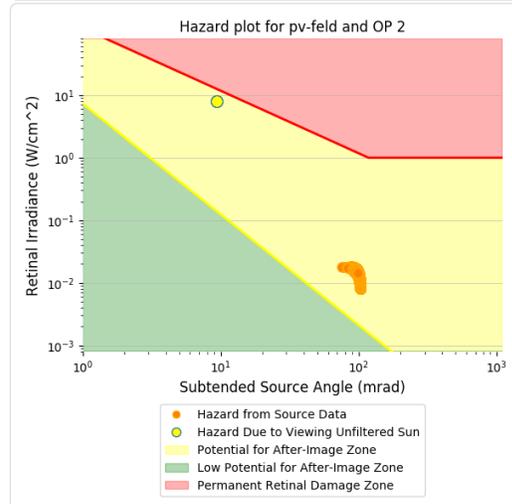
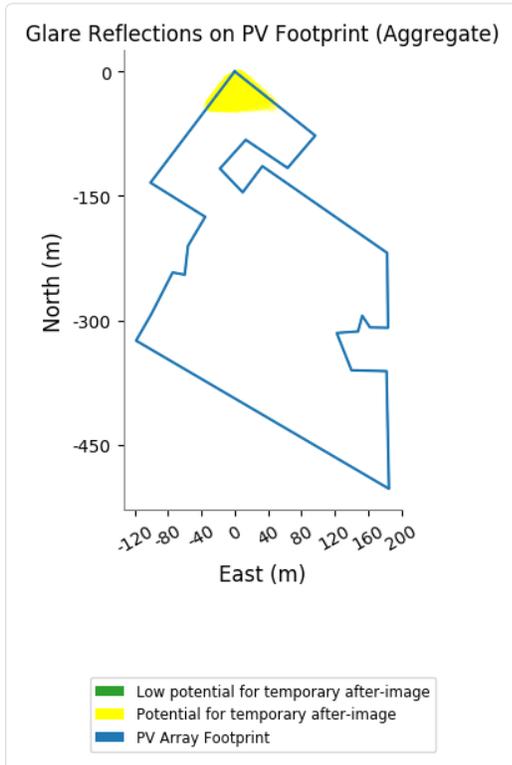
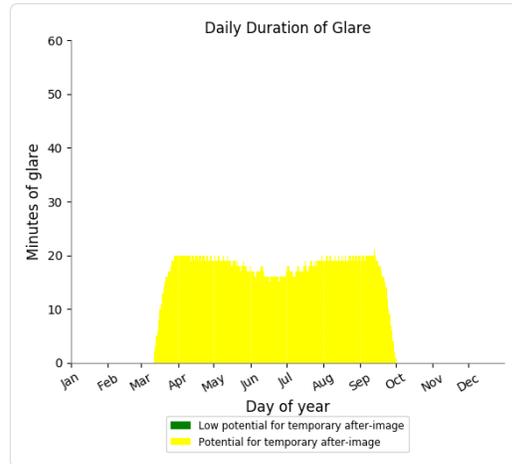
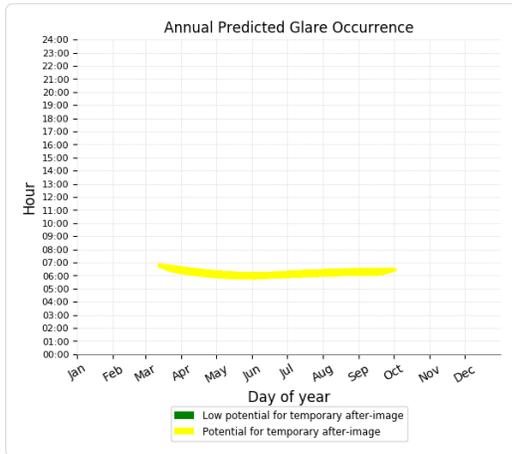
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,255 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.
- 3,567 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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 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.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

	Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtende d Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl			Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 1		
																Minuten	Anfang	Ende									
2021-03-16 06:39:00	0,01519	540,9072	2	0,52118	0,015989	0,07044	94	0,1	0,998	-0,071	0,002	-0,998	0,053	0,047	26. Apr.	3	06:12	06:14	29.04.2021	30.04.2021	6	11	06:06	06:12			
2021-03-18 06:36:00	0,013234	544,6933	2	0,53275	0,016459	0,057353	93	0,3	0,999	-0,052	0,005	-0,999	0,037	0,037	27. Apr.	3	06:10	06:12	03.05.2021	04.05.2021	9	18	06:00	06:11			
2021-03-18 06:38:00	0,013855	549,463	2	0,509536	0,015879	0,063901	93,4	0,6	0,998	-0,059	0,01	-0,998	0,038	0,045	29. Apr.	5	06:06	06:12	06.05.2021	08.05.2021	7	20	06:00	06:09			
2021-03-19 06:33:00	0,015098	543,0022	2	0,544669	0,016775	0,066317	92,3	0,3	0,999	-0,04	0,005	-0,999	0,028	0,03	30. Apr.	6	06:06	06:12	11.05.2021	11.05.2021	6	6	06:00	06:08			
2021-03-19 06:35:00	0,01455	547,7511	2	0,520924	0,016184	0,066235	92,7	0,6	0,999	-0,047	0,01	-0,999	0,03	0,038	1. Mai.	3	06:05	06:10	15.05.2021	16.05.2021	7	12	06:00	06:07			
2021-03-19 06:36:00	0,014545	550,119	2	0,509445	0,015896	0,067592	92,9	0,7	0,999	-0,051	0,013	-0,999	0,031	0,043	2. Mai.	4	06:03	06:10	20.05.2021	21.05.2021	5	10	06:01	06:06			
2021-03-20 06:30:00	0,015228	541,337	2	0,569415	0,017483	0,063762	91,5	0,1	1	-0,026	0,002	-1	0,018	0,018	3. Mai.	9	06:00	06:11	27.05.2021	27.05.2021	6	6	06:01	06:06			
2021-03-20 06:31:00	0,014243	543,7033	2	0,55686	0,017172	0,05987	91,7	0,3	1	-0,029	0,005	-1	0,019	0,023	4. Mai.	9	06:01	06:11	10.06.2021	10.06.2021	5	5	06:01	06:06			
2021-03-21 06:30:00	0,015355	546,7517	2	0,556773	0,017266	0,065391	91,2	0,5	1	-0,022	0,008	-1	0,011	0,02	5. Mai.	4	06:02	06:08	16.06.2021	17.06.2021	5	10	06:01	06:07			
2021-03-21 06:32:00	0,013608	551,4338	2	0,532488	0,016654	0,058659	91,6	0,8	1	-0,028	0,013	-1	0,013	0,028	6. Mai.	6	06:00	06:08	25.06.2021	28.06.2021	7	23	06:00	06:10			
2021-03-21 06:33:00	0,013121	553,7684	2	0,520746	0,016356	0,057165	91,8	0,9	0,999	-0,032	0,016	-0,999	0,014	0,033	7. Mai.	7	06:01	06:09	01.07.2021	12.07.2021	8	74	06:00	06:13			
2021-03-21 06:34:00	0,016505	556,0986	2	0,509264	0,016063	0,076227	92	1,1	0,999	-0,035	0,019	-0,999	0,015	0,037	8. Mai.	7	06:00	06:08	14.07.2021	19.07.2021	9	41	06:01	06:15			
2021-03-21 06:36:00	0,015865	560,746	2	0,487056	0,015491	0,075992	92,4	1,4	0,999	-0,042	0,024	-0,999	0,017	0,046	9. Mai.	3	06:00	06:07	21.07.2021	24.07.2021	10	29	06:02	06:16			
2021-03-22 06:27:00	0,012741	547,4174	2	0,569243	0,017674	0,04817	90,6	0,5	1	-0,01	0,008	-1	0,003	0,013	10. Mai.	3	06:03	06:05	26.07.2021	10.08.2021	10	119	06:03	06:20			
2021-03-22 06:28:00	0,014825	549,7399	2	0,556688	0,017358	0,062212	90,8	0,6	1	-0,014	0,011	-1	0,004	0,017	11. Mai.	6	06:00	06:08	12.08.2021	13.08.2021	8	14	06:12	06:20			
2021-03-22 06:31:00	0,013635	556,6819	2	0,520661	0,016439	0,059868	91,4	1,1	1	-0,024	0,019	-1	0,006	0,03	12. Mai.	4	06:03	06:07									
2021-03-22 06:33:00	0,016245	561,2884	2	0,497951	0,015852	0,076033	91,8	1,4	0,999	-0,031	0,024	-0,999	0,008	0,038	13. Mai.	4	06:01	06:06									
2021-03-22 06:34:00	0,015017	563,5852	2	0,48697	0,015566	0,071589	92	1,5	0,999	-0,034	0,027	-0,999	0,009	0,043	14. Mai.	4	06:00	06:04									
2021-03-23 06:29:00	0,015725	557,3077	2	0,532323	0,016826	0,069197	90,7	1,1	1	-0,013	0,019	-1	0,002	0,023	15. Mai.	5	06:03	06:07									
2021-03-23 06:30:00	0,013813	559,5993	2	0,520582	0,016523	0,060503	90,9	1,2	1	-0,016	0,022	-1	-0,001	0,027	16. Mai.	7	06:00	06:07									
2021-03-23 06:31:00	0,016196	561,8865	2	0,5091	0,016225	0,074122	91,1	1,4	1	-0,02	0,024	-1	-0,001	0,031	17. Mai.	4	06:01	06:05									
2021-03-23 06:32:00	0,016038	564,1695	2	0,497872	0,015931	0,074739	91,3	1,6	0,999	-0,023	0,027	-0,999	0,0	0,036	18. Mai.	2	06:03	06:05									
2021-03-24 06:25:00	0,01265	553,3633	2	0,569081	0,017861	0,04664	89,7	0,8	1	0,005	0,014	-1	-0,013	0,007	19. Mai.	2	06:02	06:03									
2021-03-24 06:27:00	0,01484	557,9315	2	0,544254	0,017223	0,062913	90,1	1,1	1	-0,002	0,019	-1	-0,011	0,016	20. Mai.	5	06:01	06:06									
2021-03-24 06:30:00	0,015873	564,7522	2	0,50903	0,016305	0,072266	90,7	1,6	1	-0,012	0,027	-1	-0,008	0,029	21. Mai.	5	06:02	06:06									
2021-03-24 06:31:00	0,016527	567,0173	2	0,497803	0,016009	0,076562	90,9	1,7	0,999	-0,015	0,03	-0,999	-0,007	0,033	22. Mai.	4	06:00	06:04									
2021-03-24 06:32:00	0,015081	569,2781	2	0,486823	0,015719	0,071182	91,1	1,9	0,999	-0,019	0,033	-0,999	-0,007	0,037	23. Mai.	3	06:01	06:04									
2021-03-24 06:34:00	0,014277	573,7867	2	0,465586	0,015152	0,069821	91,5	2,2	0,999	-0,026	0,038	-0,999	-0,005	0,046	24. Mai.	2	06:00	06:01									
2021-03-25 06:25:00	0,016129	558,5523	2	0,556461	0,017629	0,067582	89,5	1,1	1	0,01	0,019	-1	-0,02	0,009	25. Mai.	4	06:01	06:05									
2021-03-25 06:26:00	0,014965	560,8166	2	0,544188	0,01731	0,063174	89,6	1,3	1	0,006	0,022	-1	-0,019	0,013	26. Mai.	4	06:00	06:06									
2021-03-25 06:27:00	0,01627	563,0766	2	0,532186	0,016996	0,07101	89,8	1,4	1	0,003	0,025	-1	-0,018	0,017	27. Mai.	6	06:01	06:06									
2021-03-25 06:28:00	0,015419	565,3324	2	0,520449	0,016688	0,068331	90	1,6	1	-0,001	0,027	-1	-0,017	0,021	28. Mai.	4	06:00	06:04									
2021-03-25 06:30:00	0,016359	569,8314	2	0,497744	0,016087	0,075474	90,4	1,9	0,999	-0,008	0,033	-0,999	-0,015	0,03	29. Mai.	4	06:00	06:04									
2021-03-25 06:31:00	0,016633	572,0745	2	0,486766	0,015794	0,077997	90,6	2	0,999	-0,011	0,035	-0,999	-0,014	0,034	30. Mai.	1	06:01	06:01									
2021-03-26 06:22:00	0,015433	556,9144	2	0,568947	0,017971	0,062644	88,8	1,1	1	0,021	0,019	-1	-0,028	0,002	31. Mai.	3	06:01	06:04									
2021-03-26 06:24:00	0,017384	561,4202	2	0,544133	0,017327	0,074493	89,2	1,4	1	0,014	0,025	-1	-0,027	0,01	1. Jun.	3	06:00	06:05									
2021-03-26 06:26:00	0,017431	565,9093	2	0,520399	0,016703	0,077343	89,6	1,7	1	0,007	0,03	-1	-0,025	0,019	2. Jun.	4	06:00	06:05									
2021-03-26 06:27:00	0,016289	568,1476	2	0,508922	0,0164	0,073752	89,8	1,9	0,999	0,004	0,033	-0,999	-0,024	0,023	3. Jun.	4	06:02	06:06									
2021-03-26 06:28:00	0,015117	570,3817	2	0,497698	0,016101	0,06955	90	2	0,999	0	0,036	-0,999	-0,023	0,027	4. Jun.	3	06:00	06:05									
2021-03-26 06:30:00	0,015474	574,8373	2	0,475987	0,015519	0,074038	90,4	2,3	0,999	-0,007	0,041	-0,999	-0,021	0,036	5. Jun.	3	06:00	06:04									
2021-03-27 06:25:00	0,01782	568,7071	2	0,520363	0,016785	0,078573	89,2	1,9	0,999	0,015	0,033	-0,999	-0,033	0,016	6. Jun.	3	06:01	06:04									
2021-03-27 06:26:00	0,015206	570,9281	2	0,508889	0,016479	0,068235	89,3	2	0,999	0,011	0,036	-0,999	-0,032	0,02	7. Jun.	2	06:01	06:03									
2021-03-27 06:30:00	0,015618	579,7703	2	0,465463	0,015306	0,075723	90,1	2,7	0,999	-0,002	0,047	-0,999	-0,028	0,037	8. Jun.	2	06:00	06:02									
2021-03-27 06:32:00	0,014854	584,166	2	0,445157	0,014749	0,074766	90,5	3	0,999	-0,009	0,052	-0,999	-0,026	0,046	9. Jun.	4	06:00	06:05									
2021-03-28 06:21:00	0,014713	564,8334	2	0,556325	0,017823	0,05949	88,1	1,6	0,999	0,033	0,028	-0,999	-0,043	0	10. Jun.	5	06:01	06:06									
2021-03-28 06:23:00	0,01782	569,2618	2	0,532072	0,017179	0,07691	88,5	1,9	0,999	0,026	0,033	-0,999	-0,041	0,009	11. Jun.	4	06:01	06:06									
2021-03-28 06:24:00	0,016574	571,4698	2	0,520343	0,016866	0,072963	88,7	2,1	0,999	0,023	0,036	-0,999	-0,04	0,013	12. Jun.	4	06:00	06:06									
2021-03-28 06:25:00	0,013853	573,6737	2	0,508872	0,016558	0,060572	88,9	2,2	0,999	0,019	0,039																

	Reflexion													Tag				Zeitraum		Zeitraum		Minuten		Minuten im		Erste		Messpunkt 2	
	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtende d/Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Zeit	Letzte Zeit	Zeit				
2021-03-12 06:48:00	0,020872	540,6543	2	0,477137	0,014631	0,098118	96,6	0,1	0,993	-0,115	0,001	-0,993	0,087	0,075	21. Apr.	1	06:22	06:22	24.04.2021	18.08.2021	20	1670	06:00	06:26					
2021-03-12 06:49:00	0,020776	543,1335	2	0,466676	0,014376	0,098913	96,8	0,2	0,993	-0,118	0,004	-0,993	0,088	0,079	22. Apr.	3	06:19	06:21											
2021-03-13 06:46:00	0,020842	541,3136	2	0,487773	0,014976	0,096593	96	0,1	0,995	-0,104	0,001	-0,995	0,079	0,068	23. Apr.	4	06:18	06:21											
2021-03-13 06:47:00	0,020891	543,777	2	0,477067	0,014714	0,097828	96,2	0,2	0,994	-0,107	0,004	-0,994	0,08	0,072	24. Apr.	5	06:16	06:20											
2021-03-13 06:48:00	0,020827	546,2358	2	0,466597	0,014456	0,098725	96,4	0,4	0,994	-0,111	0,007	-0,994	0,081	0,076	25. Apr.	7	06:14	06:20											
2021-03-14 06:44:00	0,020337	541,9798	2	0,498656	0,015329	0,093583	95,3	0,1	0,996	-0,093	0,001	-0,996	0,07	0,061	26. Apr.	9	06:12	06:20											
2021-03-14 06:45:00	0,020744	544,4276	2	0,487699	0,01506	0,09595	95,5	0,2	0,995	-0,096	0,004	-0,995	0,071	0,065	27. Apr.	9	06:10	06:18											
2021-03-14 06:46:00	0,020876	546,8708	2	0,476986	0,014795	0,097446	95,7	0,4	0,995	-0,1	0,007	-0,995	0,072	0,069	28. Apr.	11	06:08	06:18											
2021-03-14 06:47:00	0,020858	549,3093	2	0,46651	0,014534	0,098484	95,9	0,5	0,995	-0,103	0,009	-0,995	0,073	0,074	29. Apr.	13	06:06	06:18											
2021-03-14 06:48:00	0,020751	551,7432	2	0,456266	0,014278	0,099255	96,1	0,7	0,994	-0,107	0,012	-0,994	0,074	0,078	30. Apr.	13	06:05	06:17											
2021-03-15 06:42:00	0,021748	542,6519	2	0,50979	0,01569	0,096338	94,7	0,1	0,997	-0,082	0,002	-0,997	0,062	0,054	1. Mai.	15	06:03	06:17											
2021-03-15 06:43:00	0,021732	545,0843	2	0,498579	0,015414	0,097394	94,9	0,2	0,996	-0,085	0,004	-0,996	0,063	0,058	2. Mai.	17	06:01	06:17											
2021-03-15 06:44:00	0,020556	547,5121	2	0,487617	0,015142	0,095037	95,1	0,4	0,996	-0,089	0,007	-0,996	0,063	0,062	3. Mai.	17	06:00	06:16											
2021-03-15 06:45:00	0,020815	549,9353	2	0,476898	0,014875	0,09693	95,3	0,6	0,996	-0,092	0,01	-0,996	0,064	0,067	4. Mai.	17	06:00	06:16											
2021-03-15 06:46:00	0,020862	552,3539	2	0,466416	0,014612	0,09817	95,5	0,7	0,995	-0,095	0,012	-0,995	0,065	0,071	5. Mai.	16	06:00	06:15											
2021-03-15 06:47:00	0,020791	554,7678	2	0,456167	0,014353	0,099052	95,7	0,9	0,995	-0,099	0,015	-0,995	0,066	0,075	6. Mai.	15	06:00	06:14											
2021-03-16 06:39:00	0,021509	540,9072	2	0,52118	0,015989	0,094462	94	0,1	0,998	-0,071	0,002	-0,998	0,053	0,047	7. Mai.	15	06:00	06:14											
2021-03-16 06:40:00	0,021671	543,3289	2	0,509711	0,015708	0,096049	94,2	0,3	0,997	-0,074	0,004	-0,997	0,054	0,051	8. Mai.	15	06:00	06:14											
2021-03-16 06:41:00	0,021689	545,746	2	0,498495	0,01543	0,097208	94,4	0,4	0,997	-0,077	0,007	-0,997	0,055	0,055	9. Mai.	15	06:00	06:14											
2021-03-16 06:42:00	0,020143	548,1585	2	0,487528	0,015158	0,093688	94,6	0,6	0,997	-0,081	0,01	-0,997	0,056	0,059	10. Mai.	14	06:00	06:13											
2021-03-16 06:43:00	0,020595	550,5666	2	0,476804	0,014889	0,096212	94,8	0,7	0,996	-0,084	0,012	-0,996	0,057	0,064	11. Mai.	14	06:00	06:13											
2021-03-16 06:44:00	0,02074	552,97	2	0,466317	0,014625	0,097752	95	0,9	0,996	-0,088	0,015	-0,996	0,057	0,068	12. Mai.	14	06:00	06:13											
2021-03-16 06:45:00	0,02072	555,3689	2	0,456063	0,014366	0,098792	95,2	1	0,996	-0,091	0,018	-0,996	0,058	0,072	13. Mai.	14	06:00	06:13											
2021-03-16 06:46:00	0,020607	557,7631	2	0,446037	0,014111	0,099551	95,4	1,2	0,995	-0,095	0,02	-0,995	0,059	0,077	14. Mai.	13	06:00	06:12											
2021-03-17 06:37:00	0,020852	541,6032	2	0,532833	0,016368	0,090973	93,4	0,1	0,998	-0,059	0,002	-0,998	0,044	0,04	15. Mai.	13	06:00	06:12											
2021-03-17 06:38:00	0,021415	544,0096	2	0,521099	0,016079	0,093832	93,6	0,3	0,998	-0,063	0,005	-0,998	0,045	0,044	16. Mai.	13	06:00	06:12											
2021-03-17 06:39:00	0,021661	546,4116	2	0,509625	0,015794	0,095678	93,8	0,4	0,998	-0,066	0,007	-0,998	0,046	0,048	17. Mai.	13	06:00	06:12											
2021-03-17 06:40:00	0,021725	548,8092	2	0,498405	0,015514	0,096975	94	0,6	0,998	-0,07	0,01	-0,998	0,047	0,052	18. Mai.	12	06:00	06:11											
2021-03-17 06:41:00	0,021677	551,2022	2	0,487434	0,015239	0,097944	94,2	0,7	0,997	-0,073	0,013	-0,997	0,048	0,057	19. Mai.	12	06:00	06:11											
2021-03-17 06:42:00	0,020364	553,5907	2	0,476706	0,014968	0,095175	94,4	0,9	0,997	-0,077	0,015	-0,997	0,049	0,061	20. Mai.	12	06:00	06:11											
2021-03-17 06:43:00	0,020655	555,9746	2	0,466216	0,014702	0,097178	94,6	1	0,997	-0,08	0,018	-0,997	0,05	0,065	21. Mai.	12	06:00	06:11											
2021-03-17 06:44:00	0,02071	558,354	2	0,455958	0,01444	0,09845	94,8	1,2	0,996	-0,083	0,021	-0,996	0,051	0,069	22. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-17 06:45:00	0,020637	560,7288	2	0,445927	0,014182	0,099333	95	1,3	0,996	-0,087	0,023	-0,996	0,052	0,074	23. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-17 06:46:00	0,02049	563,0989	2	0,436119	0,013929	0,099991	95,2	1,5	0,996	-0,09	0,026	-0,996	0,052	0,078	24. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:35:00	0,021868	542,3018	2	0,544753	0,016756	0,092532	92,8	0,1	0,999	-0,048	0,002	-0,999	0,036	0,033	25. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:36:00	0,022152	544,6933	2	0,53275	0,016459	0,094493	93	0,3	0,999	-0,052	0,005	-0,999	0,037	0,037	26. Mai.	12	06:00	06:11											
2021-03-18 06:37:00	0,021243	547,0804	2	0,521013	0,016167	0,092967	93,2	0,4	0,998	-0,055	0,007	-0,998	0,037	0,041	27. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:38:00	0,021609	549,463	2	0,509536	0,015879	0,095187	93,4	0,6	0,998	-0,059	0,01	-0,998	0,038	0,045	28. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:39:00	0,021736	551,8411	2	0,498313	0,015597	0,096676	93,6	0,7	0,998	-0,062	0,013	-0,998	0,039	0,05	29. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:40:00	0,021723	554,2148	2	0,487338	0,015319	0,097752	93,8	0,9	0,998	-0,065	0,015	-0,998	0,04	0,054	30. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:41:00	0,019969	556,584	2	0,476607	0,015046	0,093608	93,9	1	0,997	-0,069	0,018	-0,997	0,041	0,058	31. Mai.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:42:00	0,020491	558,9487	2	0,466113	0,014777	0,096368	94,1	1,2	0,997	-0,072	0,021	-0,997	0,042	0,062	1. Jun.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:43:00	0,020658	561,3088	2	0,455852	0,014513	0,097987	94,3	1,3	0,997	-0,076	0,024	-0,997	0,043	0,067	2. Jun.	10	06:00	06:09											
2021-03-18 06:44:00	0,020644	563,6644	2	0,445818	0,014253	0,099049	94,5	1,5	0,997	-0,079	0,026	-0,997	0,044	0,071	3. Jun.	11	06:00	06:10											
2021-03-18 06:45:00	0,020528	566,0154	2	0,436007	0,013997	0,099808	94,7	1,7	0,996	-0,083	0,029	-0,996	0,045	0,075	4. Jun.	11	06:00	06:10											
2021-03-19 06:32:00	0,020824	540,6211	2	0,556945	0,017078	0,088097	92,1	0,1	0,999	-0,037	0,002	-0,999	0,027	0,026	5. Jun.	11	06:00	06:10											
2021-03-19 06:33:00	0,021613	543,0022	2	0,544669	0,016775	0,091704	92,3	0,3	0,999	-0,04	0,005	-0,999	0,028	0,03	6. Jun.	11	06:00	06:10											
2021-03-19 06:34:00	0,022006	545,3788	2	0,532664	0,016477	0,094005	92,5	0,4	0,999	-0,044	0,008	-0,999	0,029	0,034	7. Jun.	11	06:00	06:10											

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 2:

1670 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1194 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

476 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3568 Einträgen /-19):

- 1: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
- 2: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
- 3: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)