

SolPEG Blendgutachten Solarpark Handewitt-Weding

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Handewitt-Weding in Schleswig-Holstein**

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
1.1	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	8
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	9
3.1	Rechtliche Hinweise	9
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	9
3.3	Berechnung der Blendwirkung	11
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	12
3.5	Standorte für die Analyse	13
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	14
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B200, südlich	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B200, südöstlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich.....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nördlich	26
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	27
6	Schlussbemerkung	27
7	Anhang (Auszug)	28 - 44

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Handewitt-Weding"

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Handewitt-Weding“ für Verkehrsteilnehmer auf der B200 und für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.1 Hintergrund und Auftragsumfang

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. 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 Handewitt-Weding eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen (u.a. B200) sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Darüber hinaus wurden Details des Standortes im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet südöstlich von Handewitt-Weding in Schleswig-Holstein, ca. 6 km südwestlich von Flensburg. Südöstlich der Flächen verläuft die B200. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich von Handewitt-Weding in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	54.738°N, 9.400°O, 35 m ü.N.N
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 30 m - 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 45 m (kleinste Entfernung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

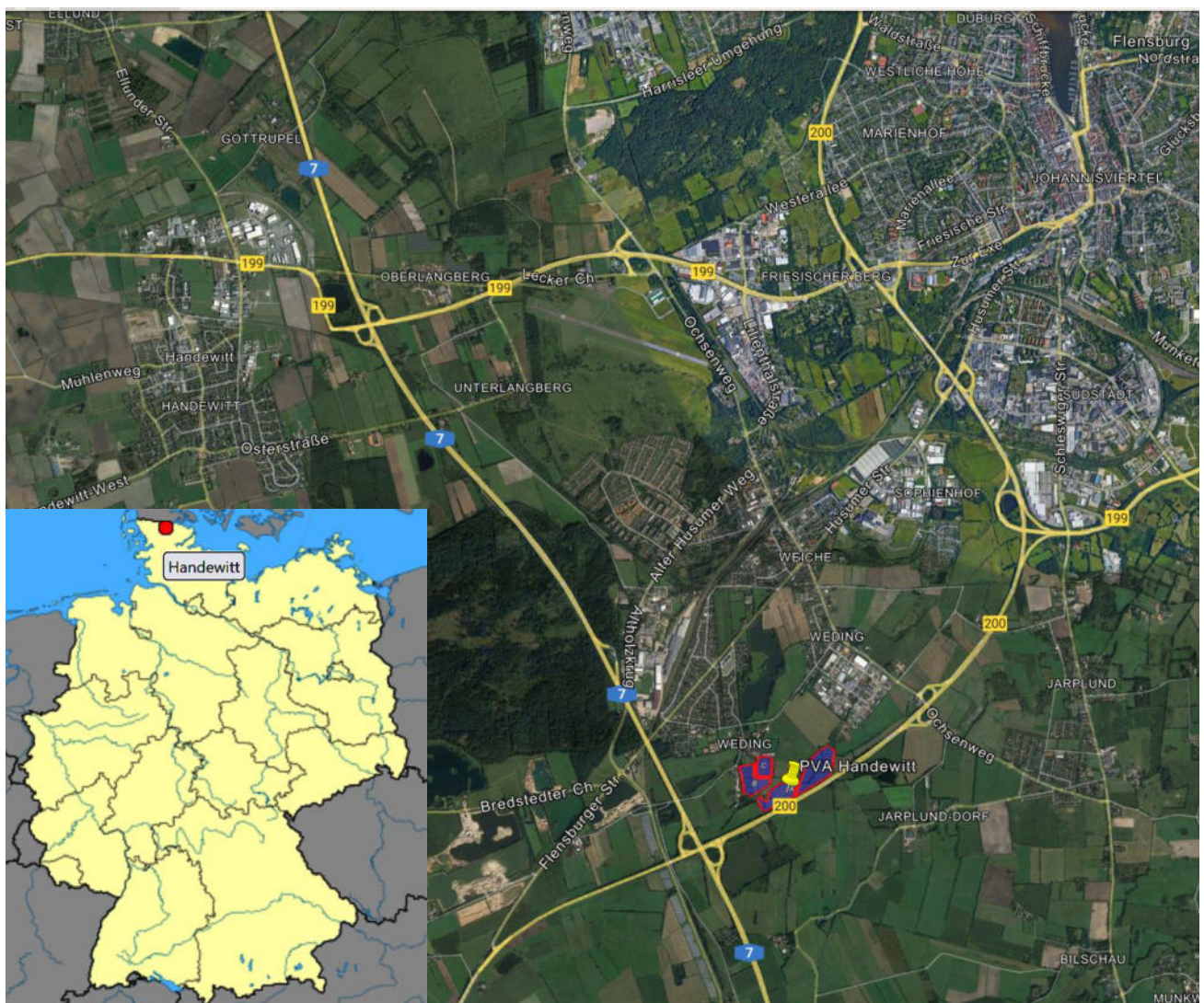


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV Anlage und die Umgebung.



Bild 2.1.2: Übersicht über die PV Anlage und Umgebung (Google Earth/SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den südlichen Bereich der geplanten PV Anlage.



Bild 2.1.3: Detail des südlichen Bereiches der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV Flächen. Blick von Osten nach Westen über das PV Feld A.



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

Blick von Westen nach Osten über das PV Feld A. Rechts, nicht einsehbar auf einer Böschung verläuft die Bundesstraße B200.



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

Blick von Osten nach Westen über das PV Feld B1.



Bild 2.1.6: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

Blick von Westen nach Osten über das PV Feld C.



Bild 2.1.7: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Das folgende Bild zeigt Gebäude im Bereich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potenziellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen überwiegend zu vernachlässigen bzw. relativiert zu bewerten. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



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

3 Ermittlung der potenziellen 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:

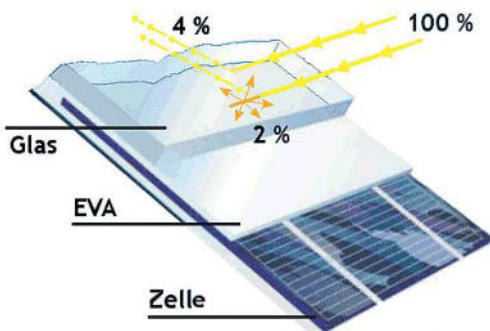


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 gestreut/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.niedersachsen.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 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

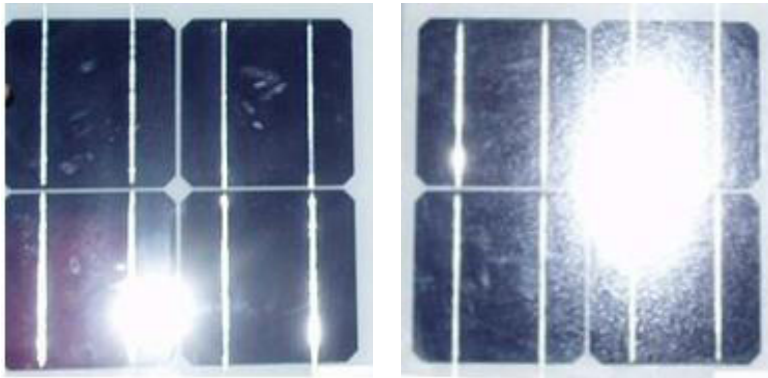


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

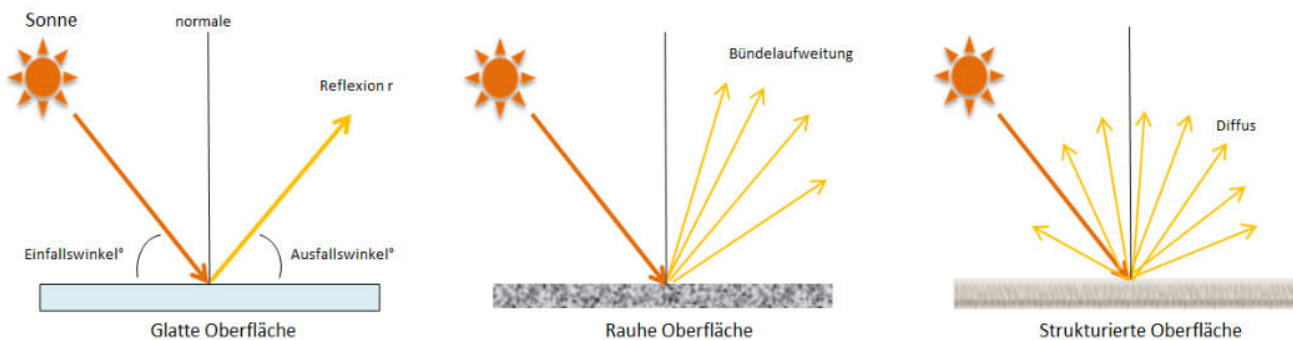


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

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 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:

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

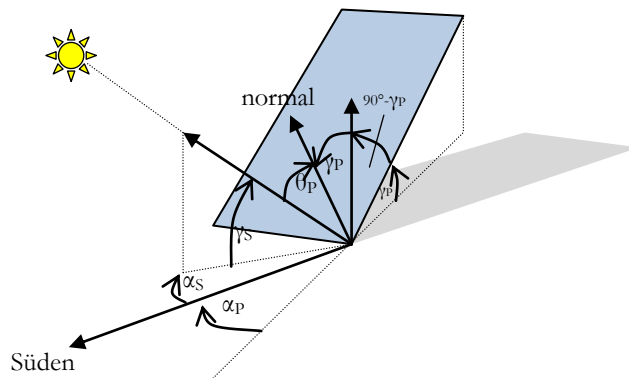


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Licht-Leitlinie 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>

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen 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 bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen 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 potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden die PV Flächen je nach Installationsart der PV Module separiert. Es wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der B200 sowie 3 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die separaten PV Felder und die gewählten Messpunkte:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark 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 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 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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar10 basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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 Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ 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 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.

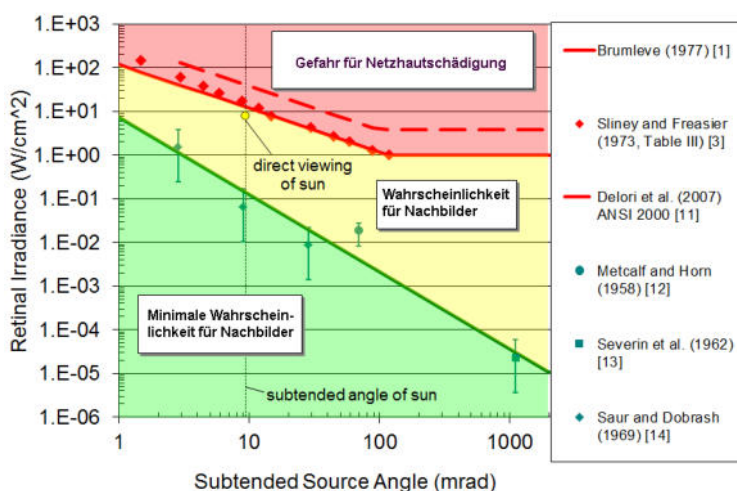


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ 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_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Handewitt-Weding wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Sitzhöhe von über 2,5 m liegt außerhalb des Median.

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

Messpunkt	PV Feld A	PV Feld B1	PV Feld B2	PV Feld B3	PV Feld C
P1 B200 südlich	1329 ^W	-	-	-	-
P2 B200 südöstlich	2057 ^W	-	-	-	-
P3 Gebäude westlich	79 ^{DGE}	1043 ^{DG}	-	-	-
P4 Gebäude nordwestlich	-	1189 ^{DG}	-	-	-
P5 Gebäude nördlich	-	-	-	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B200, südlich

Am Messpunkt P1 auf der Bundesstraße B200, südlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld A auftreten. Diese können zwischen dem 17. April und dem 25. August zwischen 18:18 - 18:50 Uhr für 5 bis max. 13 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit $+27^\circ$ bis $+45^\circ$ rechst (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen.

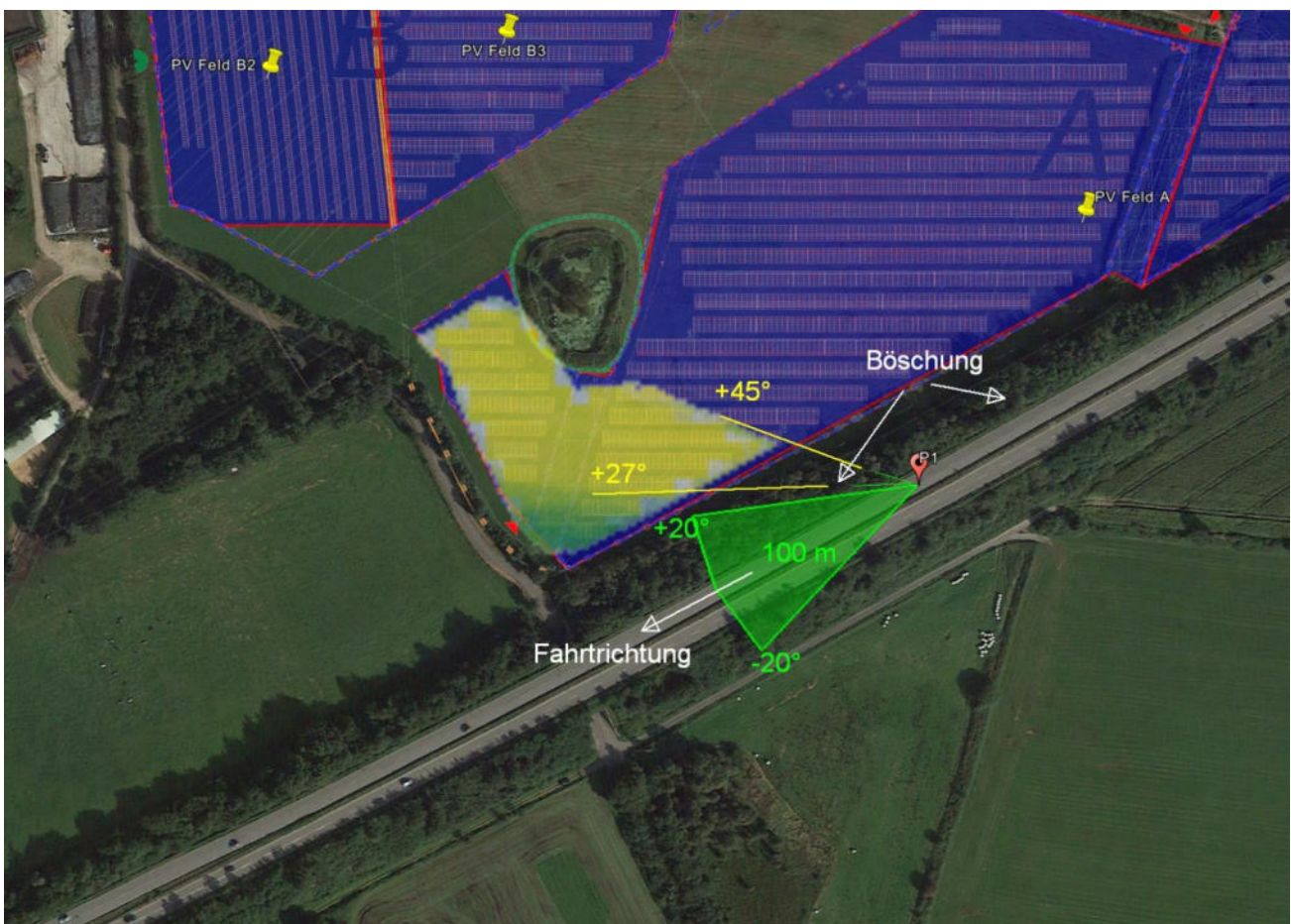


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld A auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Untersuchung des Standortes hat gezeigt, dass die Fahrbahn der B200 ca. 4 m - 7 m oberhalb der PV Anlage verläuft und darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV Feld A nicht einsehbar hinter bzw. unterhalb einer Böschung liegt.

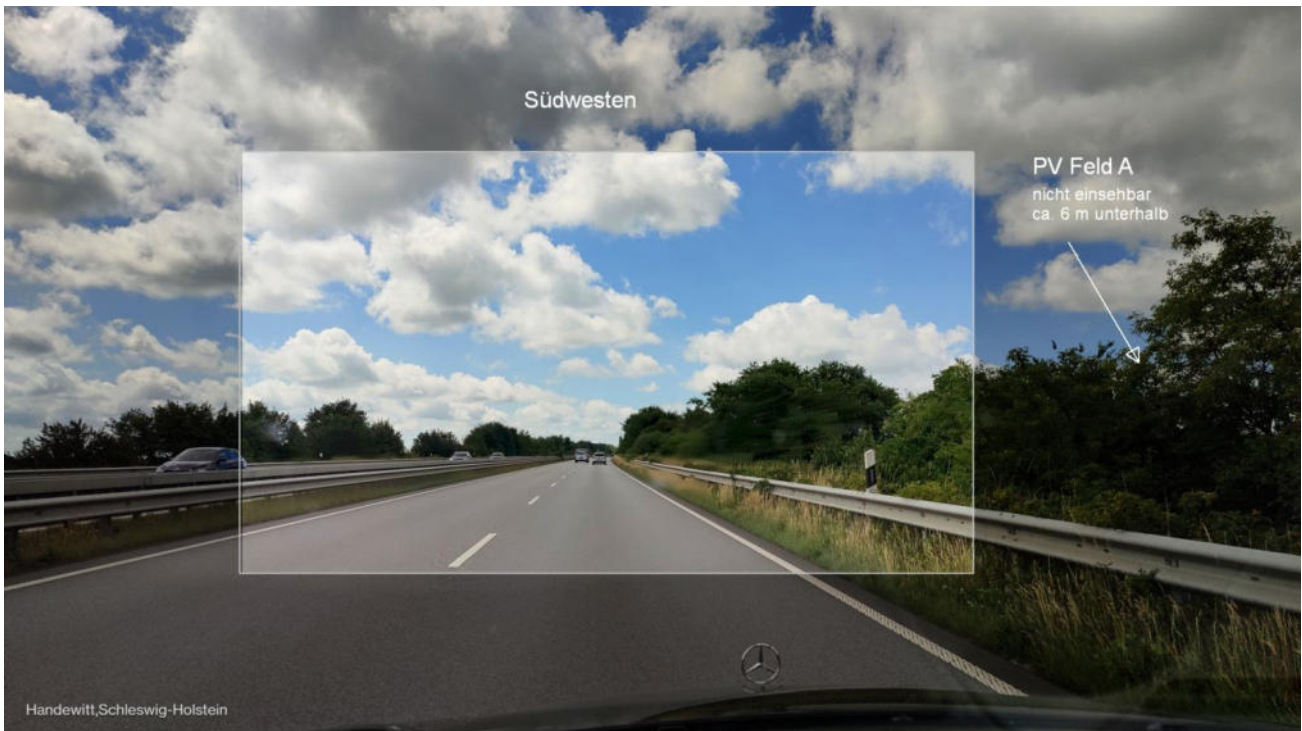


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

Statistische Auswertung:

Eine umfassende Wahrscheinlichkeitsanalyse legt die Bewertung nahe, dass das Auftreten der ermittelten Reflexionen statistisch nicht signifikant ist. Diese Analyse stützt sich auf die Annahme, dass die B200 das gesamte Jahr (365 Tage) über uneingeschränkt befahrbar ist, was insgesamt 525.600 Minuten entspricht. Die statistische Wahrscheinlichkeit für das Eintreten von Reflexionen und somit für die Möglichkeit der Wahrnehmung dieser Reflexionen liegt bei lediglich 0,253%. Blendungen durch Scheinwerfer können überwiegend nur nachts auftreten, Reflexionen von Sonnenlicht auf PV Modulen allerdings nur bei Tageslicht. Für den hier betrachteten Standort wurden 269.946 Minuten pro Jahr mit Tageslicht ermittelt. Bezogen auf das Tageslicht beträgt die statistische Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen daher etwa 0,492%.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass Reflexionen bei Tageslicht nur dann möglich sind, wenn die Sonne nicht durch Wolken verdeckt oder abgeschwächt wird. Lt. Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) liegt die langjährige, durchschnittliche Wolkenbedeckung in der betrachteten Region bei etwa 62,5%. Demnach ist im Durchschnitt nur in 37,5% der Zeit mit wolkenlosem Himmel zu rechnen (sogenannte „clear sky“ Bedingungen). Daraus ergibt sich eine voraussichtliche Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen am Messpunkt P1 von lediglich ca. 0,095% im Jahresverlauf bzw. etwa 0,185% während der Zeiten mit Tageslicht.

Basierend auf dieser statistischen Auswertung ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 und im weiteren Verlauf derart gering, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine Blendung als **nicht signifikant** bewertet wird.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B200, südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der B200, südöstlich der PV Anlage, können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld A auftreten. Diese können zwischen dem 15. April und dem 28. August zwischen 18:16 - 18:50 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit $+31^\circ$ bis $+52^\circ$ rechtst (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen.

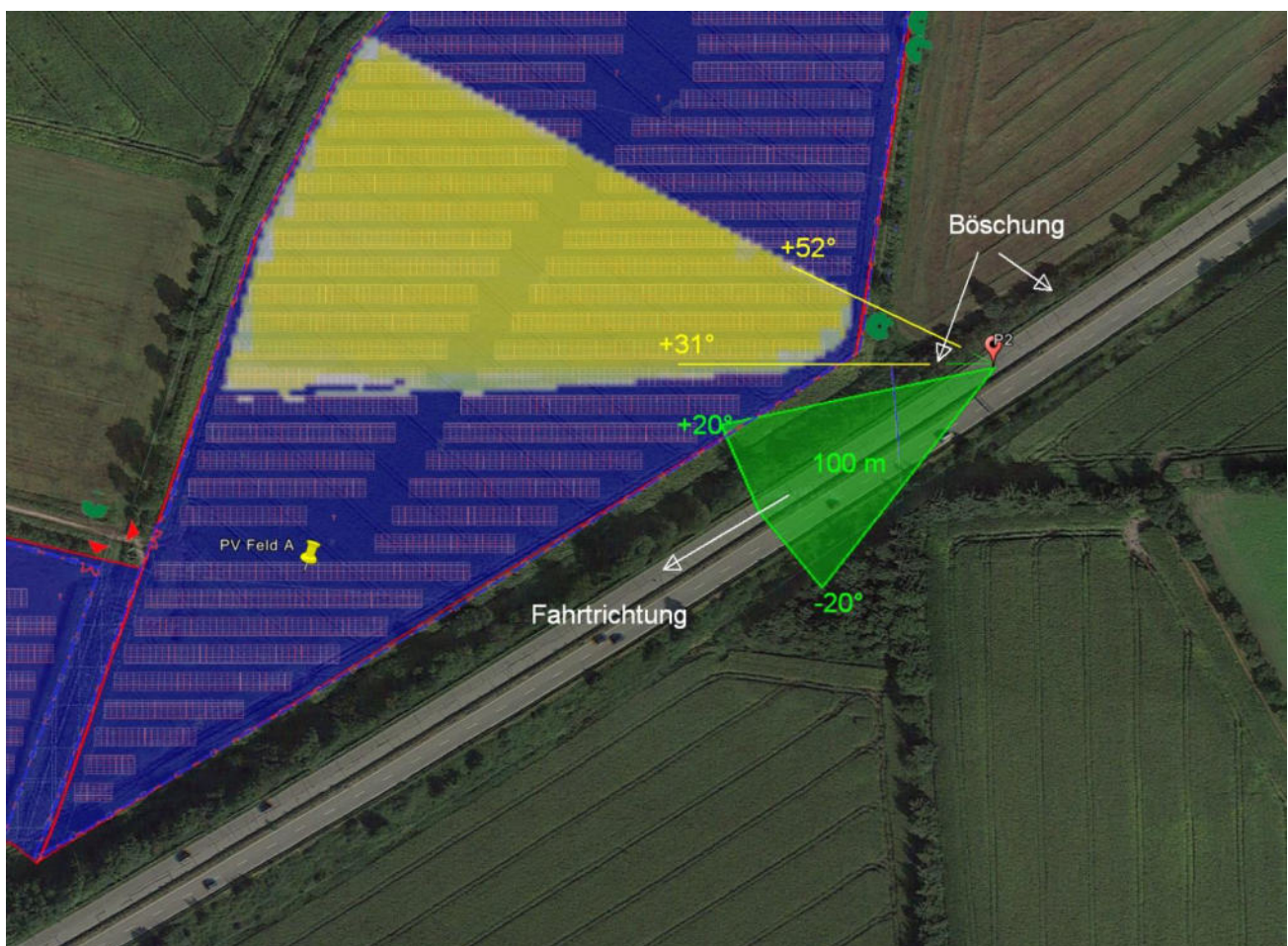


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV Feld A nicht einsehbar hinter bzw. unterhalb einer Böschung liegt.

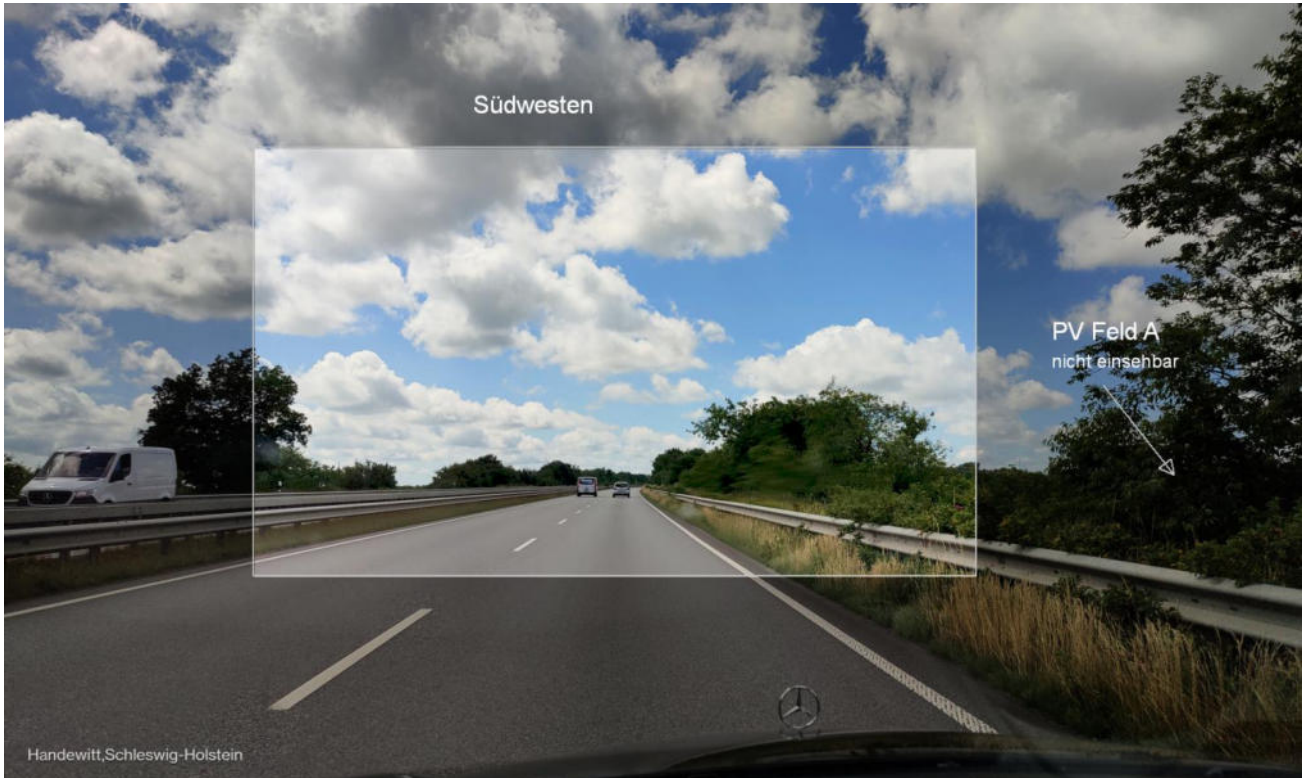


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

Die statistische Auswertung kommt zum Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen auch im Bereich von Messpunkt P2 mit 0,286% derart gering ist, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine potenzielle Blendwirkung als **nicht signifikant** bewertet wird.

Die Autobahn A7 verläuft östlich, in einer Entfernung von über 600 m und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Verlauf der A7 durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Dorfstraße 501 (Weding) können rein rechnerisch an insgesamt 1043 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld B1 auftreten. Theoretisch können auch an 79 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld A auftreten aber aufgrund der großen Entfernung von über 550 m zur Immissionsquelle sind diese zu vernachlässigen. Reflexionen durch das PV Feld B1 können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 05:30 – 07:40 Uhr für max. 15 Minuten am Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm zeigt die Dauer von Reflexionen an den jeweiligen Tagen im Jahresverlauf.

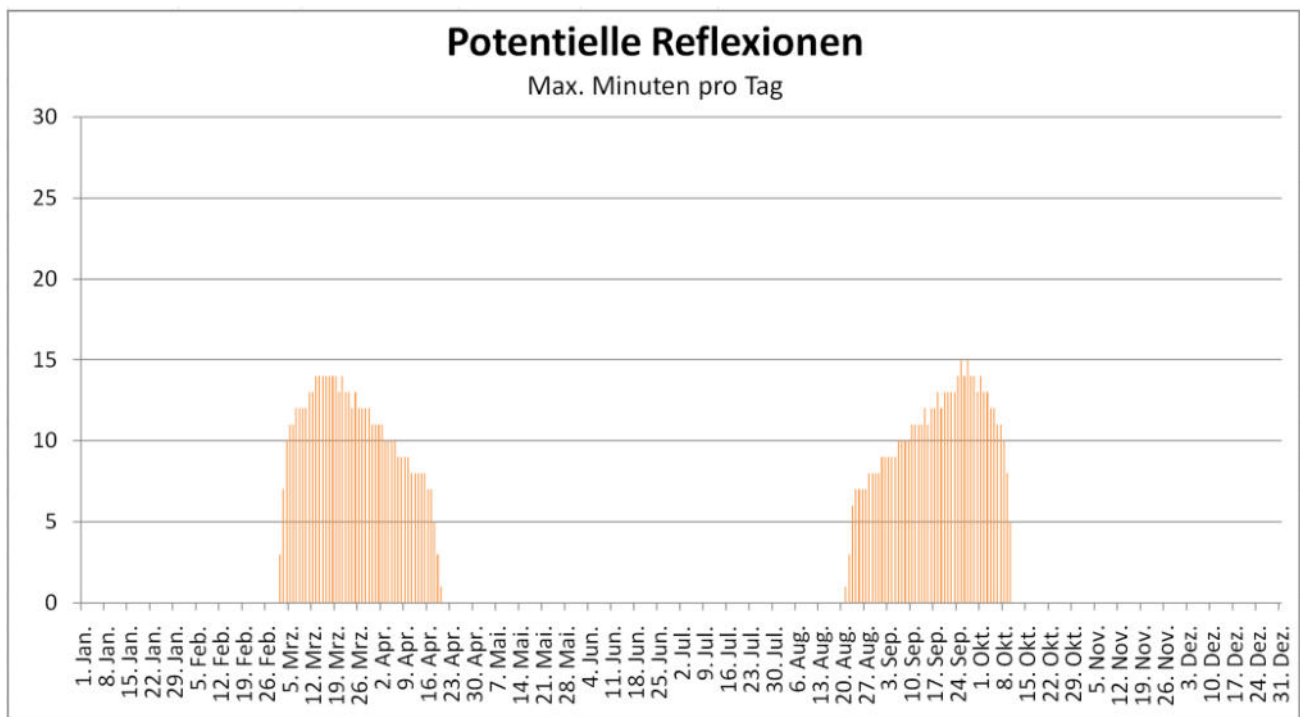


Bild 4.3.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Die Tages- und auch Jahreswerte liegen deutlich unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁴ ist die sog. LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen.

Hinzu kommt der Umstand, dass die Gebäude von einem natürlichen Sichtschutz aus Büschen bzw. Knicks umgeben sind, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die ohnehin geringen Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar. Obwohl dieser Sichtschutz rechtlich nicht als dauerhaft gilt, kann dieser bei der Beurteilung von potenziellen Blendwirkungen nicht ignoriert werden.

¹⁴ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das Wohnhaus liegt etwas weiter westlich, hinter den Stallungen und hat keinen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage ist nicht gegeben.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht die Situation im Bereich der Gebäude.

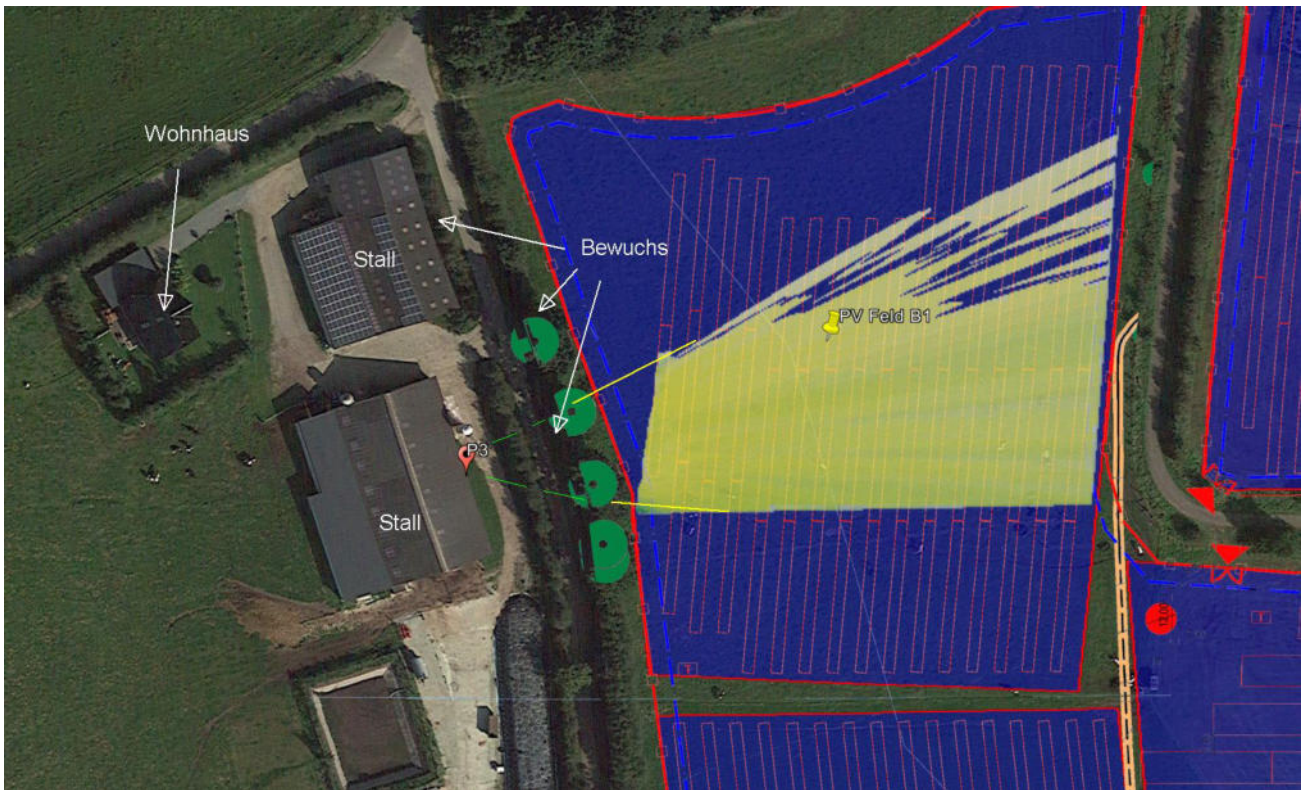


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität. Sowohl entlang der Grundstücksgrenze als auch entlang der Dorfstraße ist ein ausgeprägter Bewuchs von Büschen und Bäumen vorhanden.



Bild 4.3.3: Foto im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV Anlage können rein rechnerisch an insgesamt 1189 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld B1 auftreten. Aufgrund der Installation der PV Module (Nachführsystem) und der Lage der Gebäude können Reflexionen nur im Winter zwischen dem 08. November – 01. Februar in der Zeit zwischen 08:14 – 09:33 Uhr aus südöstlicher Richtung auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P4

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
08. November	01. Februar	19	1189	08:14	09:33

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag¹⁵ im Jahresverlauf.

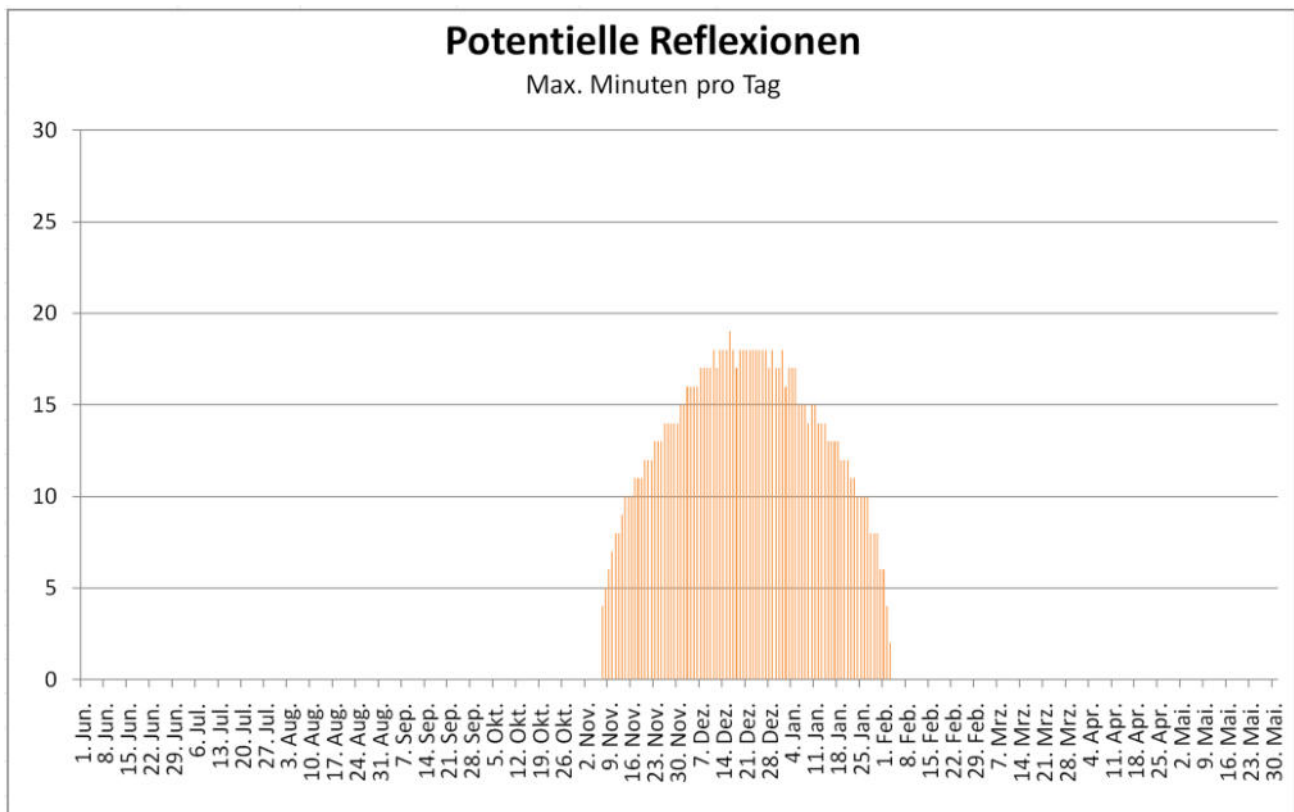


Bild 4.4.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Auch am Messpunkt P4 liegen die Tages- und auch Jahreswerte deutlich unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die Analyse der Ergebnisse zeigt, dass in den betreffenden Zeiten, im Winter, die Sonne sehr dicht über dem Horizont steht ($0,1^\circ$ bis max. $4,1^\circ$) und daher ist es kaum wahrscheinlich, dass die Sonnenstrahlen die PV Module erreichen. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

¹⁵ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht den schmalen Bereich (18°) in dem potenzielle Reflexionen auftreten könnten.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4 in Bezug auf das PV Feld B1. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potenziellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte (hier 1318 Minuten) dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld B1: OP 4

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

- 1,771 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,318 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

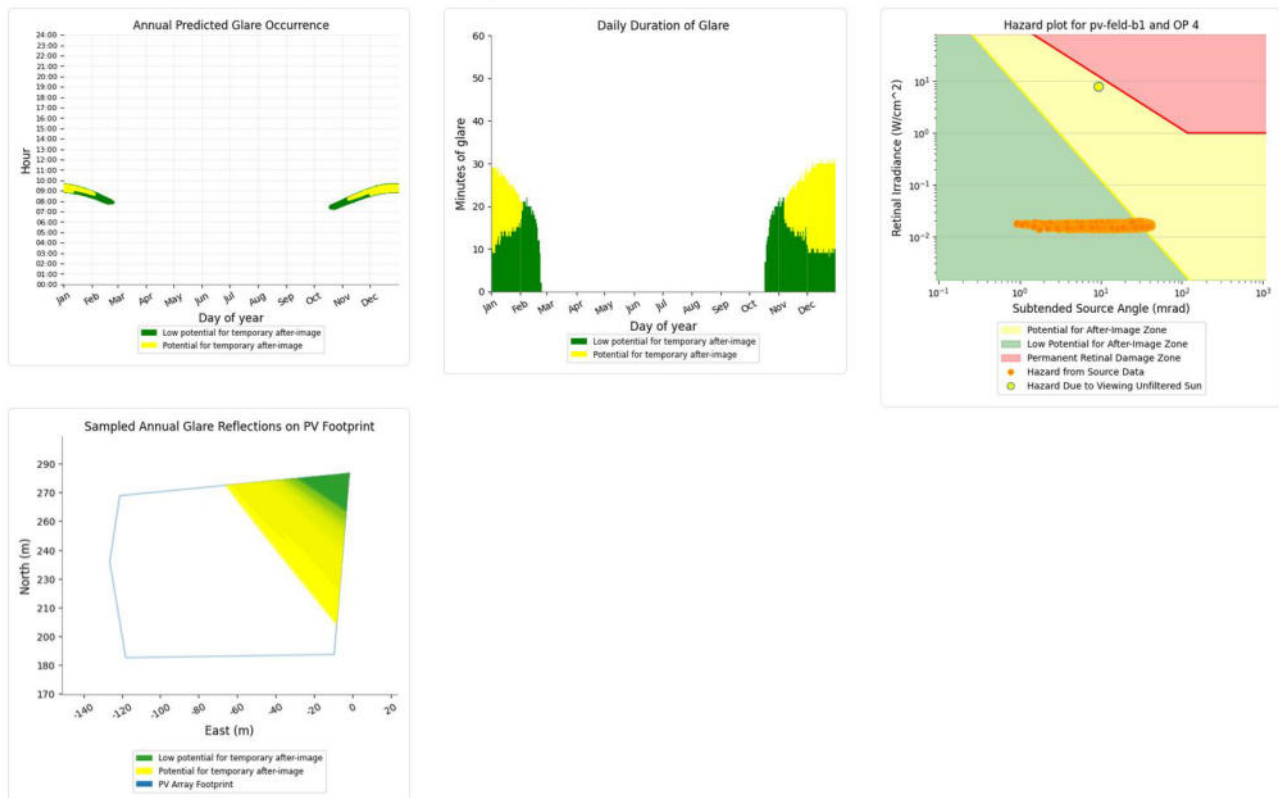


Bild 4.4.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nördlich

Messpunkten P5 im Bereich der Gebäude nördlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus wurden stichprobenhaft Gebäude im Gewerbegebiet Bregenberg östlich von PV Feld A untersucht (u.a. alcatherm GmbH) und auch hier sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

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.

Bei der hier betrachteten PV Anlage Handewitt-Weding hat der Auftraggeber durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen.

Die PV Anlage ist in unterschiedlichen Bauweisen geplant (teilweise als Nachführsystem) und dementsprechend wurden die jeweiligen PV Felder separat modelliert und simuliert. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV Anlage durchgeführt.

Unabhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der jeweiligen Fahrt- und Blickrichtung zeigt bereits die statistische Auswertung, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Verlauf der B200 derart gering ist, dass bereits daraus resultierend eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann¹⁶. Die Einbeziehung weiterer Aspekte (u.a. Fahrt- bzw. Blickrichtung, örtliche Gegebenheiten, Entfernungen) zeigt, dass die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Einzelne umliegende Gebäude können von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und der örtlichen Gegebenheiten kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für Betriebe im östlich gelegenen Gewerbegebiet Bregenbergring. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

Das fest installierte System wurde u.a. auch mit unterschiedlichen Modulneigungen von 18° und 20° simuliert und erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die allerdings nicht relevant sind.

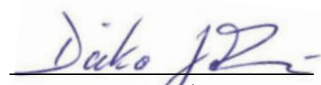
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 27.10.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁶Die Klassifizierung basiert u.a. auf den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

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

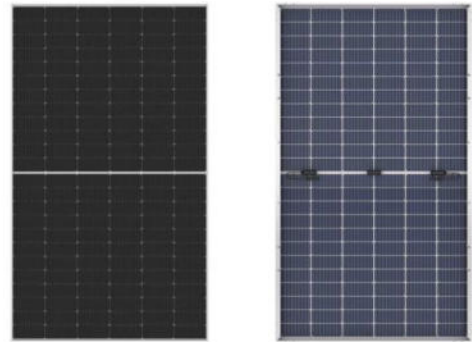
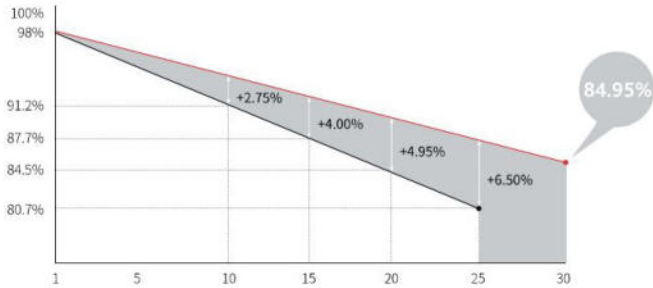
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

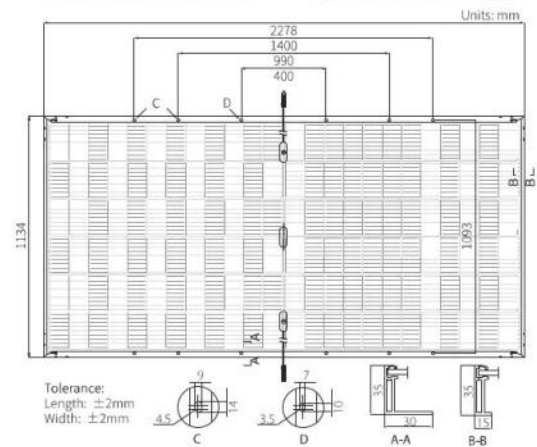
Additional Value

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	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	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

Handewitt-Weding

Handewitt-Weding

Created Jul 10, 2023
Updated Jul 10, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 94995.16642

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

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 A	20.0	180.0	4,405	4,860	-
PV Feld B1	SA tracking	SA tracking	3,926	3,606	-
PV Feld B2	SA tracking	SA tracking	3,716	0	-
PV Feld B3	20.0	180.0	155	0	-
PV Feld C	SA tracking	SA tracking	3,632	132	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 143,177 m²

Name: PV Feld A
Footprint area: 96,112 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.737556	9.396023	35.79	2.00	37.79
2	54.737760	9.396688	34.42	2.00	36.42
3	54.737358	9.397139	34.41	2.00	36.41
4	54.737389	9.397536	34.46	2.00	36.46
5	54.738064	9.397782	34.13	2.00	36.13
6	54.738837	9.399708	34.68	2.00	36.68
7	54.738850	9.400282	34.82	2.00	36.82
8	54.738648	9.401864	36.05	2.00	38.05
9	54.739746	9.402418	36.54	2.00	38.54
10	54.740352	9.403013	36.76	2.00	38.76
11	54.741133	9.404403	36.44	2.00	38.44
12	54.741384	9.405105	36.52	2.00	38.52
13	54.741371	9.405593	35.65	2.00	37.65
14	54.741040	9.406210	37.55	2.00	39.55
15	54.739399	9.405797	38.22	2.00	40.22
16	54.737706	9.400918	38.93	2.00	40.93
17	54.737786	9.400817	36.71	2.00	38.71
18	54.736710	9.397032	35.57	2.00	37.57
19	54.736837	9.396742	35.77	2.00	37.77
20	54.737280	9.396335	36.33	2.00	38.33
21	54.737423	9.396254	36.32	2.00	38.32

Name: PV Feld B1
Footprint area: 10,449 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 185.0 deg
Maximum tracking angle: 50.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.739657	9.394062	37.93	2.00	39.93
2	54.739966	9.394142	37.98	2.00	39.98
3	54.740072	9.395998	37.92	2.00	39.92
4	54.739223	9.395875	36.45	2.00	38.45
5	54.739208	9.394190	39.33	2.00	41.33

Name: PV Feld B2
Footprint area: 10,689 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 173.0 deg
Maximum tracking angle: 50.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.739114	9.394428	38.31	2.00	40.31
2	54.739127	9.395871	36.20	2.00	38.20
3	54.738030	9.396016	34.91	2.00	36.91
4	54.738012	9.394900	37.32	2.00	39.32
5	54.738287	9.394857	37.99	2.00	39.99
6	54.738281	9.394567	38.03	2.00	40.03



Name: PV Feld B3
Footprint area: 9,886 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.739089	9.395945	35.95	2.00	37.95
2	54.739051	9.397973	35.06	2.00	37.06
3	54.738646	9.397791	34.60	2.00	36.60
4	54.738072	9.396273	34.05	2.00	36.05
5	54.738073	9.396077	34.48	2.00	36.48



Name: PV Feld C
Footprint area: 16,041 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 185.0 deg
Maximum tracking angle: 50.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.740700	9.396672	36.88	2.00	38.88
2	54.740718	9.397713	36.99	2.00	38.99
3	54.740410	9.397651	35.92	2.00	37.92
4	54.740429	9.397973	36.26	2.00	38.26
5	54.739568	9.398196	35.05	2.00	37.05
6	54.739301	9.398139	35.15	2.00	37.15
7	54.739322	9.396267	36.48	2.00	38.48
8	54.740418	9.396433	37.25	2.00	39.25
9	54.740416	9.396594	37.09	2.00	39.09



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.736858	9.399612	38.55	2.00	40.55
OP 2	54.739347	9.406464	40.35	2.00	42.35
OP 3	54.739308	9.393794	40.68	2.00	42.68
OP 4	54.740488	9.394405	40.02	2.00	42.02
OP 5	54.741169	9.395076	41.39	2.00	43.39

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 A	20.0	180.0	4,405	4,860	-	
PV Feld B1	SA tracking	SA tracking	3,926	3,606	-	
PV Feld B2	SA tracking	SA tracking	3,716	0	-	
PV Feld B3	20.0	180.0	155	0	-	
PV Feld C	SA tracking	SA tracking	3,632	132	-	

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-a (green)	0	0	255	367	345	83	180	411	391	0	0	0
pv-feld-a (yellow)	0	0	183	502	485	477	487	520	342	0	0	0
pv-feld-b1 (green)	395	549	383	180	186	206	199	167	284	555	466	290
pv-feld-b1 (yellow)	421	12	397	412	248	121	189	370	442	109	255	630
pv-feld-b2 (green)	0	0	382	70	807	865	862	345	268	117	0	0
pv-feld-b2 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-b3 (green)	0	0	79	0	0	0	0	0	76	0	0	0
pv-feld-b3 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-c (green)	0	0	191	740	481	500	526	637	460	0	0	0
pv-feld-c (yellow)	0	0	0	35	33	0	8	56	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

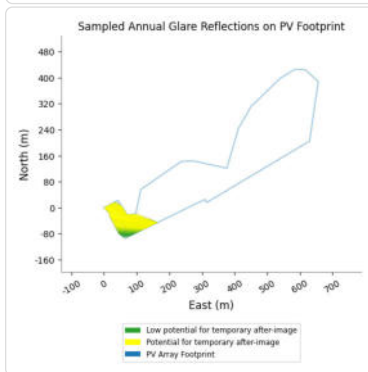
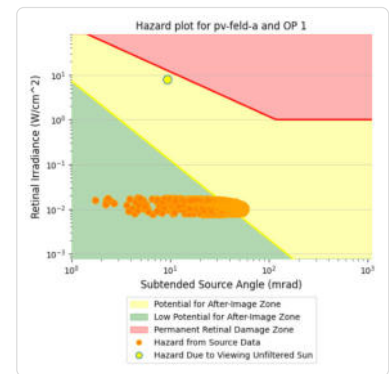
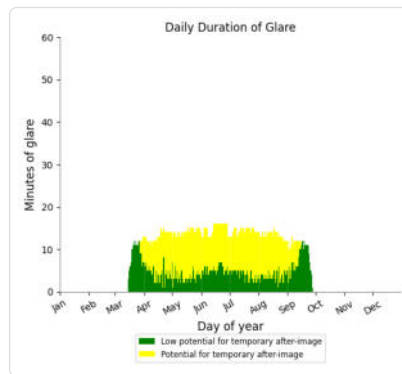
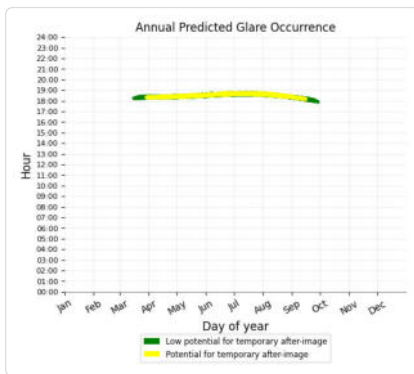
PV Feld A potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	977	1622
OP: OP 2	500	2903
OP: OP 3	1516	335
OP: OP 4	932	0
OP: OP 5	480	0

PV Feld A: OP 1

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

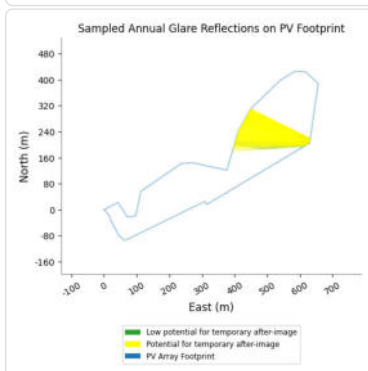
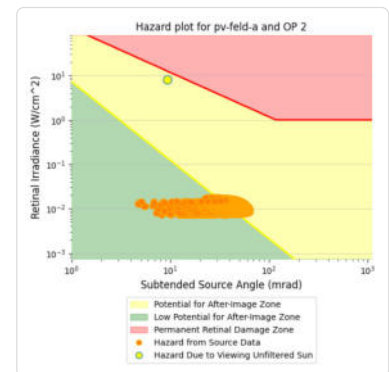
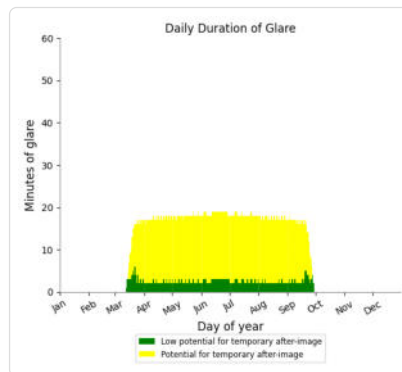
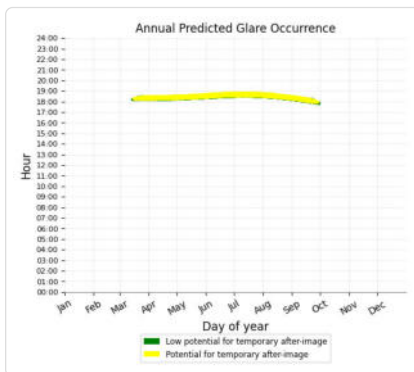
- 977 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,622 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 2

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

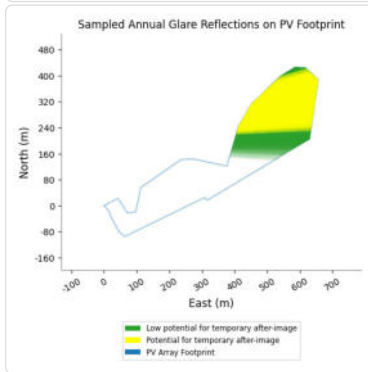
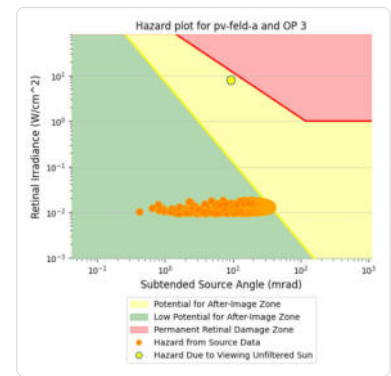
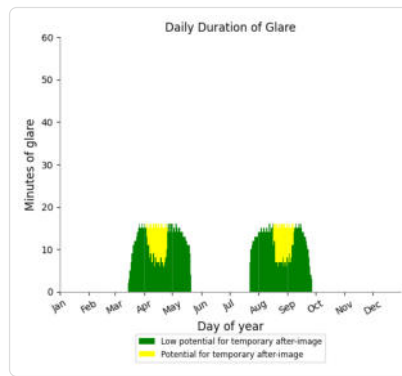
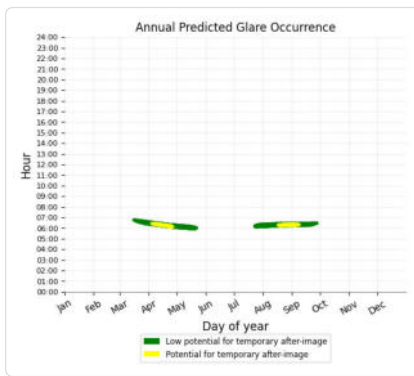
- 500 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,903 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 3

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

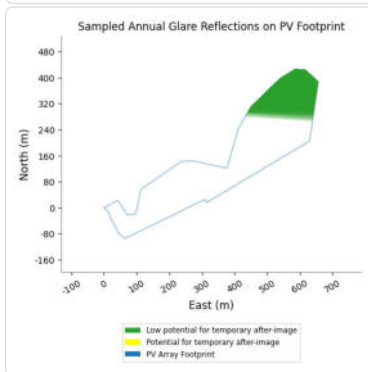
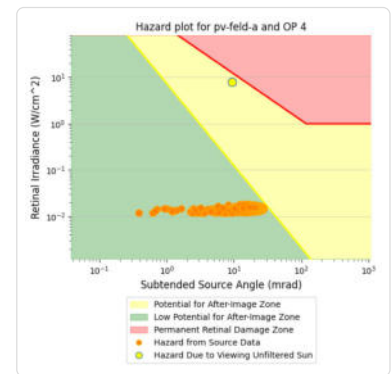
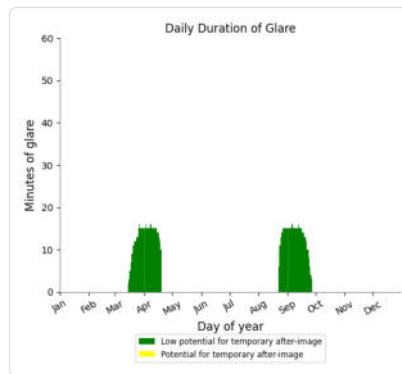
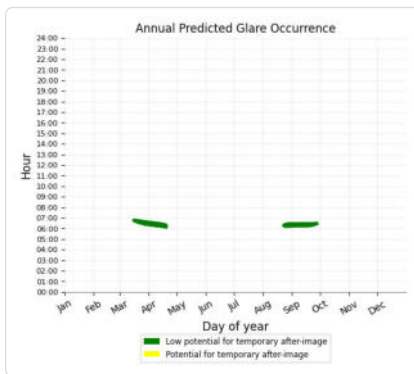
- 1,516 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 335 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 4

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

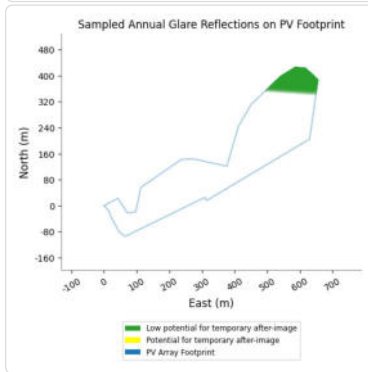
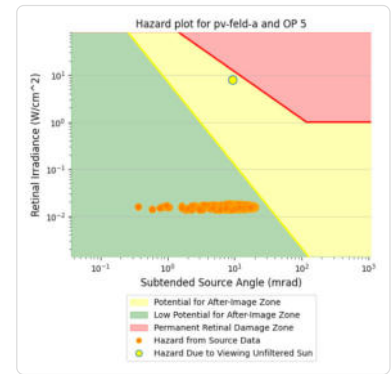
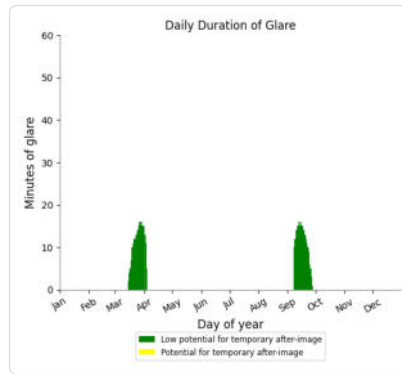
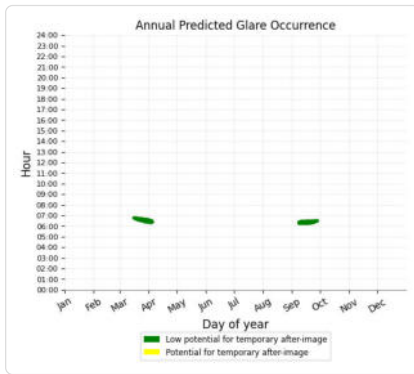
- 932 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 5

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

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



PV Feld B1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	136	0
OP: OP 3	2019	2288
OP: OP 4	1771	1318
OP: OP 5	0	0

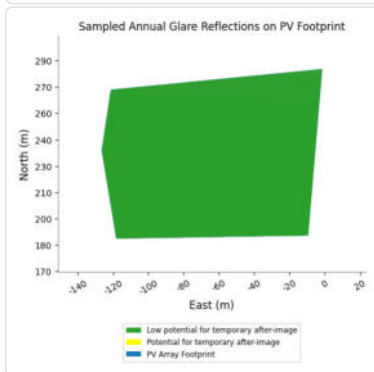
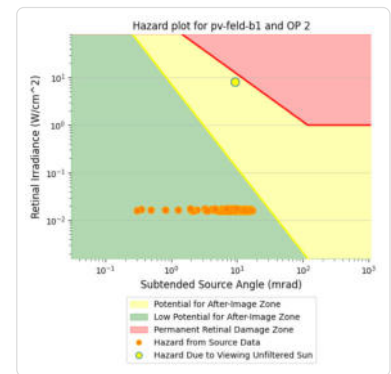
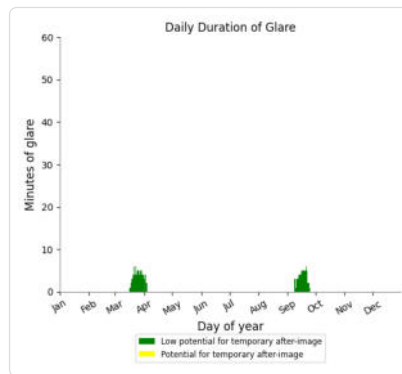
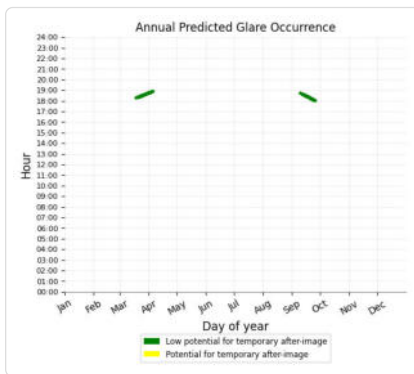
PV Feld B1: OP 1

No glare found

PV Feld B1: OP 2

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

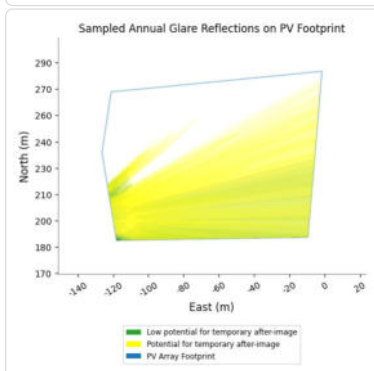
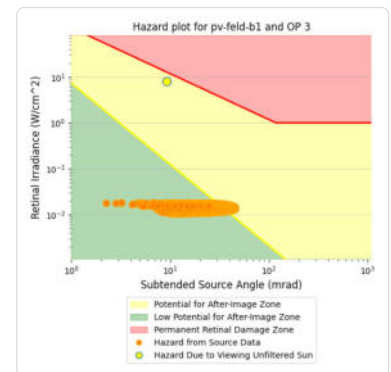
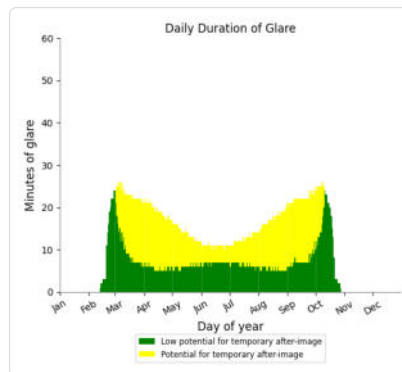
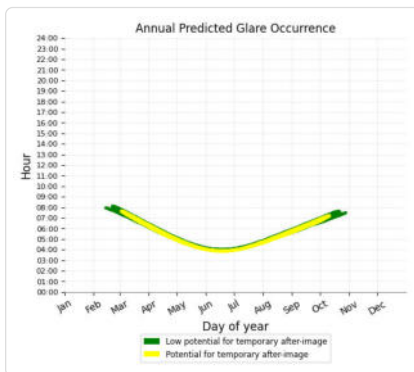
- 136 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld B1: OP 3

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

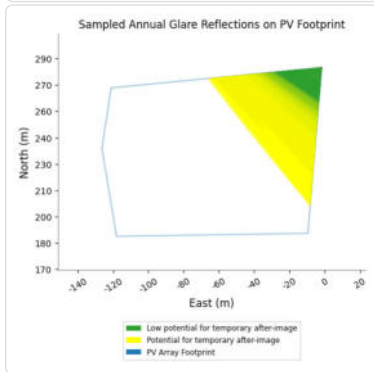
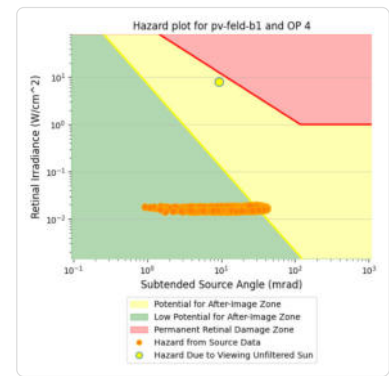
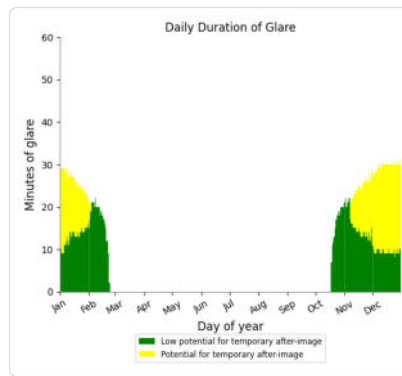
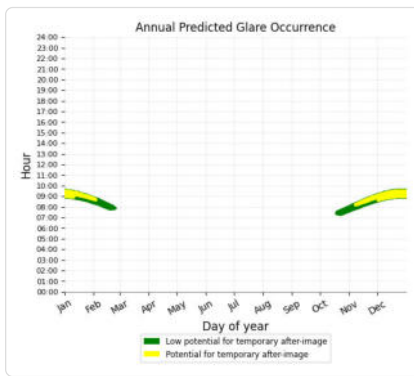
- 2,019 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,288 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld B1: OP 4

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

- 1,771 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,318 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld B1: OP 5

No glare found

PV Feld B2 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2949	0
OP: OP 2	767	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

	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	Minuten	Anzahl Minuten	Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1			
2023-03-15 18:15:00	0,007371	542,8861	1	0,488886	0,015054	0,011309	0,3	264,7	-0,996	-0,092	0,005	0,996	0,067	0,063	14. Apr.	1	18:18	18:18	17. April	25. August	1329	18:18	18:50	
2023-03-15 18:16:00	0,007685	540,4425	1	0,499519	0,015312	0,013888	0,1	264,9	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,066	0,059	15. Apr.	4	18:18	18:21						
2023-03-15 18:17:00	0,007887	537,9944	1	0,510385	0,015574	0,014812	0	265,1	-0,996	-0,085	0	0,996	0,065	0,055	16. Apr.	3	18:20	18:23						
2023-03-16 18:14:00	0,00701	549,4435	1	0,477225	0,014872	0,007286	0,6	264,9	-0,996	-0,088	0,011	0,996	0,061	0,065	17. Apr.	6	18:19	18:25						
2023-03-16 18:15:00	0,007664	547,0264	1	0,487609	0,015129	0,014845	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,008	0,996	0,06	0,061	18. Apr.	8	18:18	18:26						
2023-03-16 18:16:00	0,007909	544,6047	1	0,498222	0,01539	0,016329	0,3	265,3	-0,997	-0,081	0,006	0,997	0,059	0,057	19. Apr.	8	18:20	18:28						
2023-03-16 18:17:00	0,008093	542,1785	1	0,509067	0,015654	0,016925	0,2	265,5	-0,997	-0,078	0,003	0,997	0,057	0,052	20. Apr.	9	18:19	18:29						
2023-03-16 18:18:00	0,007978	539,7477	1	0,52015	0,015924	0,013706	0	265,7	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,056	0,048	21. Apr.	13	18:19	18:31						
2023-03-17 18:15:00	0,007539	551,0941	1	0,475967	0,014877	0,014877	0,8	265,4	-0,997	-0,081	0,014	0,997	0,053	0,063	22. Apr.	7	18:20	18:29						
2023-03-17 18:16:00	0,007871	548,694	1	0,486333	0,015135	0,017532	0,7	265,6	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,052	0,058	23. Apr.	13	18:19	18:31						
2023-03-17 18:17:00	0,008084	546,2894	1	0,496921	0,015397	0,018503	0,5	265,8	-0,997	-0,074	0,009	0,997	0,051	0,054	24. Apr.	10	18:19	18:30						
2023-03-17 18:18:00	0,00825	543,8802	1	0,507744	0,015663	0,018825	0,4	266	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,05	0,05	25. Apr.	9	18:21	18:32						
2023-03-17 18:19:00	0,008383	541,4666	1	0,518804	0,015933	0,018718	0,2	266,2	-0,998	-0,067	0,004	0,998	0,048	0,046	26. Apr.	11	18:20	18:31						
2023-03-17 18:20:00	0,008212	539,0485	1	0,530108	0,016207	0,01487	0,1	266,4	-0,998	-0,063	0,001	0,998	0,047	0,042	27. Apr.	11	18:20	18:32						
2023-03-18 18:15:00	0,0073	555,0915	1	0,46459	0,014627	0,013302	1,1	265,6	-0,997	-0,077	0,02	0,997	0,046	0,064	28. Apr.	9	18:20	18:31						
2023-03-18 18:16:00	0,007797	552,7127	1	0,474709	0,014882	0,018289	1	265,8	-0,997	-0,073	0,017	0,997	0,045	0,06	29. Apr.	10	18:20	18:31						
2023-03-18 18:17:00	0,008053	550,3294	1	0,485051	0,01514	0,019814	0,8	266	-0,997	-0,07	0,015	0,997	0,044	0,056	30. Apr.	11	18:20	18:33						
2023-03-18 18:18:00	0,008244	547,9416	1	0,495619	0,015403	0,020411	0,7	266,2	-0,998	-0,066	0,012	0,998	0,043	0,052	1. Mai.	7	18:22	18:32						
2023-03-18 18:19:00	0,008397	545,5493	1	0,506419	0,015167	0,020564	0,6	266,4	-0,998	-0,063	0,01	0,998	0,042	0,048	2. Mai.	12	18:21	18:33						
2023-03-18 18:21:00	0,008622	540,7514	1	0,528735	0,016217	0,019769	0,3	266,8	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,039	0,039	3. Mai.	11	18:21	18:34						
2023-03-18 18:22:00	0,008357	538,3458	1	0,540262	0,016496	0,014848	0,1	267	-0,999	-0,052	0,002	0,999	0,038	0,035	4. Mai.	8	18:23	18:34						
2023-03-19 18:15:00	0,007731	561,3152	1	0,463356	0,014752	0,018312	1,3	266	-0,997	-0,069	0,023	0,997	0,038	0,062	5. Mai.	10	18:21	18:33						
2023-03-19 18:16:00	0,008066	558,9685	1	0,473454	0,01501	0,020838	1,2	266,2	-0,998	-0,066	0,021	0,998	0,037	0,058	6. Mai.	9	18:21	18:33						
2023-03-19 18:17:00	0,008289	556,6172	1	0,483773	0,015273	0,021824	1	266,8	-0,998	-0,062	0,018	0,998	0,036	0,054	7. Mai.	11	18:21	18:34						
2023-03-19 18:18:00	0,008341	554,2616	1	0,494318	0,01554	0,020717	0,9	266,6	-0,998	-0,058	0,015	0,998	0,035	0,049	8. Mai.	11	18:22	18:34						
2023-03-19 18:19:00	0,008604	551,9014	1	0,505095	0,015811	0,0221	0,7	266,9	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,034	0,045	9. Mai.	9	18:22	18:34						
2023-03-19 18:20:00	0,008707	549,5369	1	0,516108	0,016086	0,02156	0,6	267,1	-0,999	-0,051	0,01	0,999	0,033	0,041	10. Mai.	11	18:22	18:35						
2023-03-19 18:21:00	0,008817	547,1679	1	0,527362	0,016366	0,021089	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,032	0,037	11. Mai.	9	18:24	18:35						
2023-03-19 18:22:00	0,008732	544,7945	1	0,538863	0,016651	0,018378	0,3	267,5	-0,999	-0,044	0,005	0,999	0,03	0,033	12. Mai.	10	18:23	18:35						
2023-03-19 18:23:00	0,008694	542,4168	1	0,550616	0,01694	0,016185	0,2	267,7	-0,999	-0,041	0,003	0,999	0,029	0,028	13. Mai.	12	18:23	18:36						
2023-03-19 18:24:00	0,008285	540,0347	1	0,562626	0,017233	0,00939	0	267,9	-0,999	-0,037	0	0,999	0,028	0,024	14. Mai.	12	18:23	18:36						
2023-03-20 18:15:00	0,007523	565,1482	1	0,452269	0,014497	0,017308	1,6	266,3	-0,997	-0,065	0,029	0,997	0,031	0,064	15. Mai.	11	18:24	18:36						
2023-03-20 18:16:00	0,007976	562,822	1	0,462128	0,014752	0,02145	1,5	266,5	-0,998	-0,062	0,026	0,998	0,03	0,06	16. Mai.	11	18:24	18:37						
2023-03-20 18:17:00	0,008241	560,4914	1	0,472203	0,015011	0,022961	1,4	266,7	-0,998	-0,058	0,024	0,998	0,029	0,055	17. Mai.	13	18:24	18:37						
2023-03-20 18:18:00	0,008438	558,1563	1	0,482499	0,015275	0,023578	1,2	266,9	-0,998	-0,054	0,021	0,998	0,028	0,051	18. Mai.	12	18:24	18:37						
2023-03-20 18:19:00	0,008599	555,8168	1	0,493021	0,015542	0,023738	1,1	267,1	-0,999	-0,051	0,019	0,999	0,027	0,047	19. Mai.	11	18:25	18:37						
2023-03-20 18:20:00	0,008024	553,4729	1	0,503774	0,015814	0,015006	0,9	267,3	-0,999	-0,047	0,016	0,999	0,026	0,043	20. Mai.	11	18:25	18:38						
2023-03-20 18:21:00	0,008843	551,1246	1	0,514761	0,016091	0,023067	0,8	267,5	-0,999	-0,044	0,014	0,999	0,025	0,039	21. Mai.	13	18:25	18:38						
2023-03-20 18:22:00	0,008635	548,7719	1	0,52599	0,016372	0,018964	0,6	267,7	-0,999	-0,04	0,011	0,999	0,024	0,034	22. Mai.	12	18:25	18:38						
2023-03-20 18:23:00	0,008099	546,4149	1	0,537464	0,016657	0,010579	0,5	267,9	-0,999	-0,037	0,009	0,999	0,023	0,03	23. Mai.	9	18:27	18:36						
2023-03-20 18:24:00	0,009034	544,0536	1	0,54919	0,016947	0,020033	0,4	268,1	-0,999	-0,033	0,006	0,999	0,021	0,026	24. Mai.	10	18:26	18:36						
2023-03-20 18:25:00	0,00836	541,6879	1	0,561173	0,017241	0,01029	0,2	268,3	-1	-0,03	0,004	1	0,02	0,022	25. Mai.	11	18:26	18:39						
2023-03-21 18:15:00	0,006783	568,9183	1	0,441445	0,014245	0,008364	2	266,5	-0,998	-0,061	0,035	0,998	0,025	0,066	26. Mai.	12	18:27	18:40						
2023-03-21 18:16:00	0,007845	566,6125	1	0,451071	0,014496	0,021541	1,8	266,7	-0,998	-0,057	0,032	0,998	0,023	0,061	27. Mai.	11	18:27	18:39						
2023-03-21 18:17:00	0,008168	564,3022	1	0,460908	0,014752	0,02381	1,7	266,9	-0,998	-0,054	0,029	0,998	0,022	0,057	28. Mai.	10	18:29	18:39						
2023-03-21 18:18:00	0,008396	561,9874	1	0,47096	0,015012	0,024801	1,5	267,1	-0,998	-0,05	0,027	0,998	0,021	0,053	29. Mai.	11	18:28	18:41						
2023-03-21 18:19																								

	Corneal Irradiation	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	5	Anzahl Minuten	Tag		
2023-03-13 18:12:00	0,007417	539,3377	1	0,480979	0,014713	0,01434	0,1	263,6	-0,994	-0,111	0,001	0,994	0,084	0,072		13. Apr.	2	18:16	18:17
2023-03-14 18:12:00	0,00669	543,5982	1	0,469534	0,014477	0,00847	0,4	263,9	-0,994	-0,107	0,007	0,994	0,078	0,074		14. Apr.	3	18:16	18:18
2023-03-14 18:13:00	0,008023	541,1344	1	0,479734	0,014724	0,02222	0,3	264,1	-0,995	-0,103	0,004	0,995	0,076	0,07		15. Apr.	6	18:16	18:21
2023-03-14 18:14:00	0,00875	538,666	1	0,490157	0,014975	0,029041	0,1	264,3	-0,995	-0,1	0,002	0,995	0,075	0,066		16. Apr.	8	18:16	18:23
2023-03-15 18:13:00	0,007643	547,7595	1	0,468301	0,014549	0,018561	0,6	264,3	-0,995	-0,099	0,01	0,995	0,07	0,072		17. Apr.	9	18:17	18:25
2023-03-15 18:14:00	0,008541	545,3251	1	0,478482	0,014799	0,027852	0,4	264,5	-0,995	-0,096	0,008	0,995	0,069	0,067		18. Apr.	11	18:16	18:26
2023-03-15 18:15:00	0,009087	542,8861	1	0,488886	0,015054	0,032141	0,3	264,7	-0,996	-0,092	0,005	0,996	0,067	0,063		19. Apr.	13	18:16	18:28
2023-03-15 18:16:00	0,009478	540,4425	2	0,499519	0,015312	0,034502	0,1	264,9	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,066	0,059		20. Apr.	14	18:17	18:30
2023-03-15 18:17:00	0,009717	537,9944	2	0,510385	0,015574	0,035234	0	265,1	-0,996	-0,085	0	0,996	0,065	0,055		21. Apr.	15	18:17	18:31
2023-03-16 18:12:00	0,007184	554,264	1	0,457122	0,01437	0,013481	0,9	260,184	-0,995	-0,095	0,016	0,995	0,063	0,073		22. Apr.	15	18:17	18:31
2023-03-16 18:13:00	0,00824	551,8561	1	0,467064	0,014619	0,025559	0,8	264,7	-0,996	-0,092	0,013	0,996	0,062	0,069		23. Apr.	15	18:17	18:31
2023-03-16 18:14:00	0,008879	549,4435	1	0,477225	0,014872	0,031096	0,6	264,9	-0,996	-0,088	0,011	0,996	0,061	0,065		24. Apr.	16	18:17	18:32
2023-03-16 18:15:00	0,009386	547,0264	2	0,487609	0,015129	0,034708	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,008	0,996	0,06	0,061		25. Apr.	16	18:18	18:32
2023-03-16 18:16:00	0,009632	544,6047	2	0,498222	0,01539	0,03552	0,3	265,3	-0,997	-0,081	0,006	0,997	0,059	0,057		26. Apr.	15	18:18	18:32
2023-03-16 18:17:00	0,009879	542,1785	2	0,509067	0,015654	0,03629	0,2	265,5	-0,997	-0,078	0,003	0,997	0,057	0,052		27. Apr.	16	18:18	18:33
2023-03-16 18:18:00	0,009789	539,7477	2	0,52015	0,015924	0,038851	0	265,789	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,056	0,048		28. Apr.	15	18:18	18:32
2023-03-17 18:12:00	0,006632	558,267	1	0,446194	0,014128	0,006837	1,2	264,8	-0,996	-0,091	0,022	0,996	0,056	0,075		29. Apr.	15	18:18	18:32
2023-03-17 18:13:00	0,007842	555,8806	1	0,455904	0,014374	0,022349	1,1	265	-0,996	-0,088	0,019	0,996	0,055	0,071		30. Apr.	16	18:18	18:33
2023-03-17 18:14:00	0,008678	553,4896	1	0,465826	0,014624	0,030521	0,9	265,2	-0,996	-0,084	0,017	0,996	0,054	0,061		1. Mai.	15	18:19	18:33
2023-03-17 18:15:00	0,009203	551,0941	2	0,475967	0,014877	0,034441	0,8	265,4	-0,997	-0,081	0,014	0,997	0,053	0,063		2. Mai.	15	18:19	18:33
2023-03-17 18:16:00	0,009437	548,694	2	0,48633	0,015135	0,035171	0,7	265,6	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,052	0,058		3. Mai.	16	18:19	18:34
2023-03-17 18:17:00	0,009823	546,2894	2	0,496921	0,015397	0,037294	0,5	265,8	-0,997	-0,074	0,009	0,997	0,051	0,054		4. Mai.	15	18:20	18:34
2023-03-17 18:18:00	0,009545	543,8802	2	0,507744	0,015663	0,033036	0,4	266	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,05	0,05		5. Mai.	15	18:19	18:33
2023-03-17 18:19:00	0,010088	541,4666	2	0,518804	0,015933	0,03659	0,2	266,2	-0,998	-0,067	0,004	0,998	0,048	0,046		6. Mai.	16	18:19	18:34
2023-03-17 18:20:00	0,01016	539,0485	2	0,530108	0,016207	0,035675	0,1	266,4	-0,998	-0,063	0,001	0,998	0,047	0,042		7. Mai.	16	18:19	18:34
2023-03-18 18:13:00	0,007387	559,8355	1	0,444998	0,01413	0,018066	1,4	265,2	-0,996	-0,084	0,025	0,996	0,048	0,073		8. Mai.	15	18:20	18:34
2023-03-18 18:14:00	0,008364	557,4658	1	0,454688	0,014377	0,028621	1,3	265,4	-0,997	-0,08	0,022	0,997	0,047	0,069		9. Mai.	16	18:20	18:35
2023-03-18 18:15:00	0,008941	555,0915	1	0,46459	0,014627	0,033321	1,1	265,6	-0,997	-0,077	0,02	0,997	0,046	0,064		10. Mai.	16	18:20	18:35
2023-03-18 18:16:00	0,009437	552,7127	2	0,474709	0,014882	0,036736	1	265,8	-0,997	-0,073	0,017	0,997	0,045	0,06		11. Mai.	15	18:21	18:35
2023-03-18 18:17:00	0,009717	550,3294	2	0,485051	0,015114	0,037837	0,8	266	-0,997	-0,07	0,015	0,997	0,044	0,056		12. Mai.	15	18:21	18:35
2023-03-18 18:18:00	0,009937	547,9416	2	0,495619	0,015403	0,038317	0,7	266,2	-0,998	-0,066	0,012	0,998	0,043	0,052		13. Mai.	16	18:21	18:36
2023-03-18 18:19:00	0,009912	545,5493	2	0,506419	0,01567	0,036504	0,6	266,4	-0,998	-0,063	0,01	0,998	0,042	0,048		14. Mai.	16	18:21	18:36
2023-03-18 18:20:00	0,010032	543,1526	2	0,517456	0,015941	0,036034	0,4	266,6	-0,998	-0,059	0,007	0,998	0,041	0,043		15. Mai.	15	18:22	18:36
2023-03-18 18:21:00	0,010236	540,7514	2	0,528735	0,016217	0,036307	0,3	266,8	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,039	0,039		16. Mai.	16	18:22	18:37
2023-03-18 18:22:00	0,010243	538,3458	2	0,540262	0,016496	0,034783	0,1	267	-0,999	-0,052	0,002	0,999	0,038	0,035		17. Mai.	16	18:22	18:37
2023-03-19 18:12:00	0,006914	568,3283	1	0,434346	0,014001	0,012208	1,8	265,4	-0,996	-0,08	0,031	0,996	0,041	0,075		18. Mai.	16	18:22	18:37
2023-03-19 18:13:00	0,008051	565,9951	1	0,443807	0,014247	0,025807	1,6	265,6	-0,997	-0,076	0,028	0,997	0,04	0,07		19. Mai.	15	18:23	18:37
2023-03-19 18:14:00	0,008815	563,6574	1	0,453475	0,014497	0,032825	1,5	265,8	-0,997	-0,073	0,026	0,997	0,039	0,066		20. Mai.	16	18:23	18:38
2023-03-19 18:15:00	0,009317	561,3152	2	0,463356	0,014752	0,036367	1,3	266	-0,997	-0,069	0,023	0,997	0,038	0,062		21. Mai.	16	18:23	18:38
2023-03-19 18:16:00	0,009583	558,9685	2	0,473454	0,01501	0,037356	1,2	266,2	-0,998	-0,066	0,021	0,998	0,037	0,058		22. Mai.	16	18:23	18:38
2023-03-19 18:17:00	0,009947	556,6172	2	0,483773	0,015273	0,039173	1	266,4	-0,998	-0,062	0,018	0,998	0,036	0,054		23. Mai.	15	18:24	18:38
2023-03-19 18:18:00	0,009826	554,2616	2	0,494318	0,01554	0,036473	0,9	266,6	-0,998	-0,058	0,015	0,998	0,035	0,049		24. Mai.	16	18:24	18:39
2023-03-19 18:19:00	0,01026	551,9014	2	0,505095	0,015811	0,038846	0,7	266,9	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,034	0,045		25. Mai.	16	18:24	18:39
2023-03-19 18:20:00	0,010343	549,5369	2	0,516108	0,016086	0,038007	0,6	267,1	-0,999	-0,051	0,01	0,999	0,033	0,041		26. Mai.	16	18:25	18:40
2023-03-19 18:21:00	0,010392	547,1679	2	0,527362	0,016366	0,03686	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,032	0,037		27. Mai.	16	18:25	18:40
2023-03-19 18:22:00	0,010157	544,7945	2	0,538863	0,016651	0,033125	0,3	267,5	-0,999	-0,044	0,005	0,999	0,03	0,033		28. Mai.	15	18:26	18:40
2023-03-19 18:23:00	0,010352	542,4168	2	0,550616	0,01694	0,033296	0,2	267,7	-0,999	-0,041	0,003	0,999	0,029	0,028		29. Mai.	16	18:26	18:41
2023-03-19 18:24:00	0,009614	540,0347	1	0,562626	0,017233	0,024553	0	267,9	-0,999	-0,037	0	0,999	0,028	0,024		30. Mai.	16	18:26	18:41
2023-03-20 18:12:00	0,006339	572,0996	1	0,423943	0,013756	0,004859	2,1	265,7	-0,996	-0,076	0,036	0,996	0,035	0,076		31. Mai.	16	18:26	18:41

Minuten	Minuten im	Minuten	Minuten	Messpunkt OP 2
Tag	Minuten	Anfang	Ende	
13. April	2	18:16	18:17	
14. April	3	18:16	18:18	
15. April	6	18:16	18:21	
16. April	8	18:16	18:23	
17. April	9	18:17	18:25	
18. April	11	18:16	18:26	
19. April	13	18:16	18:28	
20. April	14	18:17	18:30	
21. April	15	18:17	18:31	
22. April	15	18:17	18:31	
23. April	15	18:17	18:31	
24. April	16	18:17	18:32	
25. April	16	18:18	18:32	
26. April	15	18:18	18:32	
27. April	16	18:18	18:33	
28. April	15	18:18	18:32	
29. April	15	18:18	18:32	
30. April	16	18:18	18:33	
1. Mai	15	18:19	18:33	
2. Mai	15	18:19	18:33	
3. Mai	16	18:19	18:34	
4. Mai	15	18:20	18:34	
5. Mai	15	18:19	18:33	
6. Mai	16	18:19	18:34	
7. Mai	16	18:19	18:34	
8. Mai	15	18:20	18:34	
9. Mai	16	18:20	18:35	
10. Mai	16	18:20	18:	

	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
2023-02-13 08:00:00	0,007101	541,2587	1	0,494357	0,015176	0,006492	0,1	114,8	0,908	-0,42	0,002	-0,904	0,422	0,067	2. Mrz.	3	07:39	07:41
2023-02-14 07:58:00	0,007282	541,2329	1	0,497622	0,015276	0,008484	0,1	114,2	0,912	-0,411	0,002	-0,909	0,413	0,065	3. Mrz.	7	07:34	07:40
2023-02-14 07:59:00	0,007342	544,2433	1	0,510844	0,015769	0,005969	0,2	114,4	0,91	-0,414	0,004	-0,908	0,416	0,054	4. Mrz.	10	07:30	07:39
2023-02-15 07:56:00	0,007462	541,2455	1	0,501112	0,015384	0,010321	0,1	113,7	0,916	-0,401	0,002	-0,913	0,403	0,062	5. Mrz.	11	07:27	07:37
2023-02-15 07:57:00	0,007509	544,2344	1	0,514496	0,015881	0,00762	0,3	113,9	0,915	-0,404	0,004	-0,912	0,406	0,051	6. Mrz.	11	07:24	07:34
2023-02-16 07:53:00	0,007598	541,2919	1	0,491647	0,015094	0,014197	0	112,9	0,921	-0,388	0	-0,918	0,391	0,071	7. Mrz.	12	07:21	07:32
2023-02-16 07:54:00	0,00768	544,2492	1	0,50485	0,015584	0,011988	0,1	113,1	0,92	-0,392	0,002	-0,917	0,394	0,06	8. Mrz.	12	07:17	07:28
2023-02-16 07:55:00	0,007713	547,1998	1	0,518385	0,016089	0,009083	0,3	113,3	0,919	-0,395	0,005	-0,917	0,397	0,048	9. Mrz.	12	07:15	07:26
2023-02-17 07:51:00	0,007783	541,3778	1	0,495447	0,015213	0,015864	0	112,3	0,925	-0,379	0	-0,922	0,381	0,068	10. Mrz.	12	07:12	07:23
2023-02-17 07:52:00	0,007853	544,3143	1	0,508809	0,015708	0,013484	0,2	112,5	0,924	-0,382	0,003	-0,922	0,384	0,057	11. Mrz.	13	07:09	07:21
2023-02-17 07:53:00	0,007869	547,2441	1	0,522509	0,016218	0,010353	0,3	112,7	0,923	-0,386	0,005	-0,921	0,387	0,046	12. Mrz.	13	07:05	07:17
2023-02-18 07:49:00	0,007965	541,4987	1	0,499468	0,01534	0,017377	0	111,7	0,929	-0,369	0,001	-0,926	0,371	0,065	13. Mrz.	14	07:02	07:15
2023-02-18 07:50:00	0,008022	544,4145	1	0,512995	0,01584	0,014813	0,2	111,9	0,928	-0,373	0,003	-0,926	0,375	0,054	14. Mrz.	14	06:59	07:12
2023-02-18 07:51:00	0,008016	547,3238	1	0,526866	0,016356	0,01141	0,3	112,1	0,927	-0,376	0,005	-0,925	0,378	0,042	15. Mrz.	14	06:57	07:10
2023-02-19 07:47:00	0,008143	541,6534	1	0,503709	0,015475	0,018729	0,1	111,1	0,933	-0,36	0,001	-0,93	0,362	0,062	16. Mrz.	14	06:53	07:06
2023-02-19 07:48:00	0,008184	544,5488	1	0,517407	0,015981	0,015965	0,2	111,3	0,932	-0,363	0,003	-0,93	0,365	0,05	17. Mrz.	14	06:51	07:04
2023-02-19 07:49:00	0,008117	547,4377	1	0,531455	0,016501	0,011798	0,3	111,5	0,931	-0,366	0,006	-0,929	0,368	0,039	18. Mrz.	14	06:48	07:01
2023-02-20 07:45:00	0,008313	541,8409	1	0,508169	0,015617	0,019887	0,1	110,5	0,937	-0,355	0,001	-0,934	0,352	0,058	19. Mrz.	14	06:45	06:58
2023-02-20 07:46:00	0,008326	544,7161	1	0,522042	0,016129	0,016776	0,2	110,7	0,936	-0,353	0,004	-0,934	0,355	0,047	20. Mrz.	13	06:43	06:55
2023-02-20 07:47:00	0,008134	547,5848	1	0,536273	0,016656	0,011036	0,4	110,9	0,934	-0,356	0,006	-0,933	0,358	0,036	21. Mrz.	14	06:40	06:53
2023-02-20 08:01:00	0,00745	587,0584	1	0,475946	0,015848	0,007007	2,2	113,8	0,915	-0,403	0,039	-0,913	0,405	0,043	22. Mrz.	13	06:37	06:49
2023-02-20 08:02:00	0,00738	589,8273	1	0,463584	0,015509	0,008299	2,4	114	0,913	-0,406	0,041	-0,911	0,409	0,049	23. Mrz.	13	06:35	06:47
2023-02-20 08:03:00	0,007269	592,5894	1	0,45156	0,015177	0,008981	2,5	114,2	0,911	-0,409	0,043	-0,909	0,413	0,056	24. Mrz.	12	06:33	06:44
2023-02-20 08:04:00	0,007132	595,3445	1	0,439866	0,014853	0,009255	2,6	114,4	0,91	-0,412	0,046	-0,907	0,416	0,062	25. Mrz.	13	06:30	06:42
2023-02-20 08:05:00	0,006976	598,0926	1	0,42849	0,014536	0,0092	2,7	114,6	0,908	-0,416	0,048	-0,905	0,42	0,068	26. Mrz.	12	06:27	06:38
2023-02-20 08:06:00	0,006803	600,8337	1	0,417425	0,014225	0,008834	2,9	114,8	0,907	-0,419	0,05	-0,903	0,423	0,075	27. Mrz.	12	06:25	06:36
2023-02-20 08:07:00	0,006621	603,5678	1	0,406662	0,013921	0,008237	3	115	0,905	-0,422	0,053	-0,901	0,427	0,081	28. Mrz.	12	06:22	06:33
2023-02-20 08:08:00	0,006419	606,2947	1	0,396191	0,013624	0,007244	3,1	115,2	0,903	-0,425	0,055	-0,899	0,43	0,087	29. Mrz.	12	06:19	06:30
2023-02-21 07:43:00	0,008461	542,06	1	0,512845	0,015767	0,020703	0,1	109,9	0,94	-0,34	0,002	-0,938	0,342	0,055	30. Mrz.	11	06:17	06:27
2023-02-21 07:44:00	0,008435	544,9151	1	0,526899	0,016285	0,017128	0,2	110,1	0,939	-0,343	0,004	-0,938	0,345	0,044	31. Mrz.	11	06:15	06:25
2023-02-21 07:45:00	0,008122	547,764	1	0,541319	0,016818	0,009869	0,4	110,3	0,938	-0,347	0,007	-0,937	0,348	0,032	1. Apr.	11	06:11	06:21
2023-02-21 07:58:00	0,007664	584,2105	1	0,483401	0,016018	0,008883	2,1	112,9	0,92	-0,39	0,037	-0,919	0,392	0,039	2. Apr.	11	06:09	06:19
2023-02-21 07:59:00	0,007654	586,9676	1	0,47077	0,015673	0,010853	2,3	113,2	0,919	-0,393	0,039	-0,917	0,396	0,046	3. Apr.	10	06:07	06:16
2023-02-21 08:00:00	0,007546	589,718	1	0,458487	0,015335	0,011827	2,4	113,4	0,917	-0,396	0,042	-0,915	0,399	0,052	4. Apr.	10	06:04	06:13
2023-02-21 08:01:00	0,007421	592,4616	1	0,446541	0,015005	0,012365	2,5	113,6	0,916	-0,399	0,044	-0,913	0,403	0,059	5. Apr.	10	06:01	06:10
2023-02-21 08:02:00	0,007276	595,1983	1	0,434923	0,014682	0,012572	2,7	113,8	0,914	-0,403	0,046	-0,911	0,407	0,065	6. Apr.	10	05:59	06:08
2023-02-21 08:03:00	0,007113	597,9281	1	0,423622	0,014366	0,012471	2,8	114	0,913	-0,406	0,049	-0,909	0,41	0,072	7. Apr.	9	05:56	06:04
2023-02-21 08:04:00	0,006935	600,651	1	0,412631	0,014057	0,012107	2,9	114,2	0,911	-0,409	0,051	-0,907	0,414	0,078	8. Apr.	9	05:54	06:02
2023-02-21 08:05:00	0,006742	603,3669	1	0,40194	0,013755	0,011414	3	114,4	0,909	-0,412	0,053	-0,905	0,417	0,084	9. Apr.	9	05:51	05:59
2023-02-21 08:06:00	0,006541	606,0759	1	0,391541	0,013459	0,01052	3,2	114,6	0,908	-0,416	0,055	-0,903	0,421	0,091	10. Apr.	9	05:49	05:57
2023-02-21 08:07:00	0,006329	608,7778	1	0,381425	0,01317	0,00934	3,3	114,8	0,906	-0,419	0,058	-0,9	0,424	0,097	11. Apr.	8	05:46	05:53
2023-02-21 08:08:00	0,006094	611,4728	1	0,371584	0,012887	0,007626	3,4	115	0,905	-0,422	0,06	-0,898	0,428	0,103	12. Apr.	8	05:44	05:51
2023-02-22 07:41:00	0,008586	542,3095	1	0,517736	0,015925	0,021175	0,1	109,3	0,944	-0,33	0,002	-0,942	0,332	0,051	13. Apr.	8	05:41	05:48
2023-02-22 07:42:00	0,008492	545,1448	1	0,531977	0,016449	0,016791	0,3	109,5	0,943	-0,333	0,005	-0,941	0,335	0,04	14. Apr.	8	05:38	05:45
2023-02-22 07:43:00	0,008103	547,9739	1	0,546591	0,016988	0,008552	0,4	109,7	0,942	-0,337	0,007	-0,941	0,338	0,029	15. Apr.	8	05:36	05:43
2023-02-22 07:55:00	0,007792	581,4264	1	0,490961	0,016191	0,009496	2	112,1	0,926	-0,377	0,035	-0,925	0,379	0,036	16. Apr.	7	05:34	05:40
2023-02-22 07:56:00	0,007887	584,1717	1	0,47806	0,01584	0,013067	2,2	112,3	0,924	-0,38	0,038	-0,923	0,383	0,043	17. Apr.	7	05:32	05:38
2023-02-22 07:57:00	0,007811	586,9103	1	0,465515	0,015496	0,014333	2,3	112,5	0,923	-0,383	0,04	-0,921	0,386	0,049	18. Apr.	5	05:30	05:34
2023-02-22 07:58:00	0,007701	589,6423	1	0,453315	0,01516	0,015127	2,4	112,8	0,921	-0,386	0,042	-0,919	0,39	0,055	19. Apr.	3	05:30	05:32

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
03. März	18. April	14	516	05:30	07:40	
23. August	10. Oktober	15	527	05:30	07:15	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:

1043 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

418 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

625 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

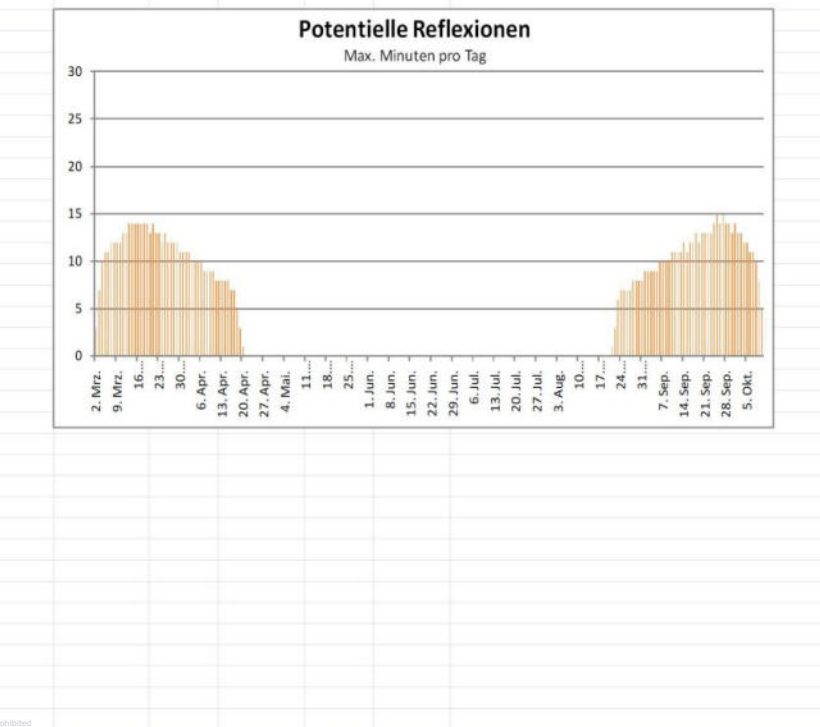
15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4308 Einträgen /-2019):

1.: Zeitraum ab 05:30 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 1° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	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
2023-01-01 08:57:00	0,007097	554,7948	1	0,465576	0,014665	0,010189	0,3	133,3	0,728	-0,686	0,006	-0,721	0,688	0,083	1	Jan. 18
2023-01-01 08:58:00	0,008369	558,713	1	0,475445	0,015066	0,02412	0,5	133,5	0,725	-0,688	0,008	-0,719	0,691	0,074	2	Jan. 16
2023-01-01 08:59:00	0,009211	562,6189	1	0,485487	0,015492	0,030706	0,6	133,7	0,723	-0,691	0,01	-0,718	0,693	0,065	3	Jan. 17
2023-01-01 09:00:00	0,009639	566,5122	2	0,495705	0,015928	0,03238	0,7	133,9	0,72	-0,694	0,012	-0,716	0,696	0,056	4	Jan. 17
2023-01-01 09:01:00	0,009944	570,3929	2	0,506101	0,016373	0,032712	0,8	134,1	0,718	-0,696	0,013	-0,714	0,698	0,048	5	Jan. 17
2023-01-01 09:02:00	0,010174	574,261	2	0,516677	0,016829	0,032287	0,9	134,3	0,715	-0,699	0,015	-0,713	0,7	0,039	6	Jan. 15
2023-01-01 09:03:00	0,010346	578,1162	2	0,527435	0,017294	0,031287	1	134,5	0,713	-0,701	0,017	-0,711	0,703	0,03	7	Jan. 15
2023-01-01 09:04:00	0,010465	581,9586	1	0,538377	0,017771	0,029794	1,1	134,7	0,71	-0,704	0,019	-0,709	0,705	0,022	8	Jan. 15
2023-01-01 09:05:00	0,01053	585,7881	1	0,549505	0,018257	0,027794	1,2	134,9	0,708	-0,706	0,021	-0,707	0,707	0,013	9	Jan. 14
2023-01-01 09:06:00	0,010536	589,6045	1	0,560822	0,018755	0,02523	1,3	135,1	0,705	-0,709	0,022	-0,704	0,71	0,005	10	Jan. 15
2023-01-01 09:16:00	0,011268	627,0332	2	0,540937	0,019238	0,029275	2,3	137,2	0,679	-0,733	0,04	-0,678	0,735	-0,001	11	Jan. 15
2023-01-01 09:17:00	0,01137	630,7007	2	0,530461	0,018976	0,03144	2,4	137,4	0,676	-0,736	0,041	-0,675	0,737	0,004	12	Jan. 14
2023-01-01 09:18:00	0,011444	634,3542	2	0,520227	0,018717	0,03334	2,5	137,6	0,673	-0,738	0,043	-0,672	0,74	0,009	13	Jan. 14
2023-01-01 09:19:00	0,011491	637,9936	2	0,51023	0,018463	0,035003	2,6	137,8	0,67	-0,741	0,045	-0,669	0,743	0,014	14	Jan. 14
2023-01-01 09:20:00	0,011514	641,6187	2	0,500463	0,018213	0,036452	2,7	138,1	0,668	-0,743	0,047	-0,666	0,745	0,018	15	Jan. 13
2023-01-01 09:21:00	0,011514	645,2296	2	0,490921	0,017966	0,037707	2,8	138,3	0,665	-0,745	0,048	-0,663	0,748	0,023	16	Jan. 13
2023-01-01 09:22:00	0,011492	648,8261	2	0,481598	0,017723	0,03878	2,9	138,5	0,662	-0,748	0,05	-0,66	0,75	0,028	17	Jan. 13
2023-01-01 09:23:00	0,01145	652,4082	2	0,472488	0,017484	0,039676	3	138,7	0,659	-0,75	0,052	-0,657	0,753	0,032	18	Jan. 13
2023-01-01 09:24:00	0,011386	655,9758	2	0,463587	0,017248	0,040395	3,1	138,9	0,656	-0,752	0,053	-0,654	0,756	0,037	19	Jan. 12
2023-01-01 09:25:00	0,011301	659,5288	2	0,454889	0,017016	0,040941	3,1	139,1	0,654	-0,755	0,055	-0,651	0,758	0,042	20	Jan. 12
2023-01-01 09:26:00	0,011193	663,0671	2	0,446388	0,016788	0,041293	3,2	139,3	0,651	-0,757	0,057	-0,648	0,761	0,046	21	Jan. 12
2023-01-01 09:27:00	0,011056	666,5907	2	0,438081	0,016563	0,041404	3,3	139,5	0,648	-0,759	0,058	-0,644	0,763	0,051	22	Jan. 11
2023-01-01 09:28:00	0,010888	670,0994	2	0,429962	0,016341	0,04123	3,4	139,7	0,645	-0,762	0,06	-0,641	0,766	0,055	23	Jan. 11
2023-01-01 09:29:00	0,010675	673,5932	2	0,422026	0,016124	0,040667	3,5	139,9	0,642	-0,764	0,061	-0,637	0,768	0,06	24	Jan. 10
2023-01-01 09:30:00	0,010389	677,072	2	0,41427	0,015909	0,039423	3,6	140,2	0,639	-0,766	0,063	-0,634	0,771	0,064	25	Jan. 10
2023-01-01 09:31:00	0,009959	680,5358	2	0,406688	0,015698	0,038781	3,7	140,4	0,636	-0,769	0,065	-0,631	0,773	0,069	26	Jan. 10
2023-01-01 09:32:00	0,009406	683,9844	2	0,399277	0,01549	0,0382704	3,8	140,6	0,634	-0,771	0,066	-0,627	0,775	0,073	27	Jan. 10
2023-01-01 09:33:00	0,008779	687,4178	1	0,392032	0,015285	0,037386	3,9	140,8	0,631	-0,773	0,068	-0,624	0,778	0,078	28	Jan. 8
2023-01-01 09:34:00	0,008062	690,8359	1	0,384948	0,015083	0,020301	4	141,1	0,628	-0,775	0,069	-0,62	0,78	0,082	29	Jan. 8
2023-01-01 09:35:00	0,007204	694,2386	1	0,378024	0,014885	0,010086	4	141,2	0,625	-0,778	0,071	-0,616	0,783	0,087	30	Jan. 8
2023-01-02 08:56:00	0,006528	549,1023	1	0,462933	0,014418	0,002948	0,3	133,1	0,731	-0,683	0,006	-0,723	0,685	0,085	31	Jan. 6
2023-01-02 08:57:00	0,007982	553,0384	1	0,472786	0,01483	0,021001	0,4	133,3	0,728	-0,685	0,007	-0,722	0,688	0,076	1	Feb. 6
2023-01-02 08:58:00	0,008967	556,9622	1	0,482813	0,015252	0,029638	0,5	133,5	0,726	-0,688	0,009	-0,72	0,69	0,067	2	Feb. 4
2023-01-02 08:59:00	0,009455	560,8736	1	0,493016	0,015684	0,032017	0,6	133,7	0,723	-0,69	0,011	-0,719	0,693	0,059	3	Feb. 2
2023-01-02 09:00:00	0,009783	564,7726	2	0,503398	0,016125	0,032618	0,7	133,9	0,721	-0,693	0,013	-0,717	0,695	0,05	7	Nov. 4
2023-01-02 09:01:00	0,010031	568,6589	2	0,513961	0,016577	0,03237	0,8	134,1	0,718	-0,696	0,015	-0,715	0,697	0,041	8	Nov. 5
2023-01-02 09:02:00	0,010216	572,5326	2	0,524706	0,017039	0,031505	0,9	134,3	0,716	-0,698	0,016	-0,714	0,7	0,033	9	Nov. 6
2023-01-02 09:03:00	0,010349	576,3936	1	0,535637	0,017511	0,030131	1	134,5	0,713	-0,701	0,018	-0,712	0,702	0,024	10	Nov. 7
2023-01-02 09:04:00	0,010429	580,2418	1	0,546755	0,017994	0,028262	1,1	134,7	0,711	-0,703	0,02	-0,71	0,704	0,016	11	Nov. 8
2023-01-02 09:05:00	0,010451	584,077	1	0,558063	0,018487	0,025843	1,3	134,9	0,708	-0,706	0,022	-0,707	0,707	0,007	12	Nov. 8
2023-01-02 09:16:00	0,011262	625,3885	2	0,532571	0,018891	0,030959	2,4	137,2	0,679	-0,733	0,041	-0,679	0,735	0,003	13	Nov. 9
2023-01-02 09:17:00	0,01134	629,0623	2	0,52225	0,018633	0,032912	2,5	137,4	0,676	-0,735	0,043	-0,676	0,737	0,008	14	Nov. 10
2023-01-02 09:18:00	0,011393	632,722	2	0,512168	0,01838	0,034623	2,5	137,6	0,674	-0,738	0,044	-0,673	0,74	0,013	15	Nov. 10
2023-01-02 09:19:00	0,01142	636,3677	2	0,502319	0,01813	0,036115	2,6	137,8	0,671	-0,74	0,046	-0,67	0,742	0,018	16	Nov. 10
2023-01-02 09:20:00	0,011425	639,9992	2	0,492697	0,017885	0,03741	2,7	138,1	0,668	-0,743	0,048	-0,667	0,745	0,022	17	Nov. 11
2023-01-02 09:21:00	0,011408	643,6165	2	0,483296	0,017643	0,038519	2,8	138,2	0,665	-0,745	0,05	-0,664	0,748	0,027	18	Nov. 11
2023-01-02 09:22:00	0,011369	647,2194	2	0,474112	0,017404	0,039451	2,9	138,4	0,662	-0,747	0,051	-0,66	0,75	0,032	19	Nov. 11
2023-01-02 09:23:00	0,01131	650,808	2	0,465137	0,017169	0,040203	3	138,7	0,66	-0,75	0,053	-0,657	0,753	0,036	20	Nov. 12
2023-01-02 09:24:00	0,011229	654,3821	2	0,456368	0,016938	0,04078	3,1	138,9	0,657	-0,752	0,055	-0,654	0,755	0,041	21	Nov. 12

Minuten	Minuten im Tag	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
18	402	08:43	09:32	
19	787	08:14	09:33	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:
1189 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
19 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3090 Einträgen /-1771):
1.: Zeitraum ab 05:30 Uhr bis Sonnenuntergang
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 1° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

