

SolPEG Blendgutachten Solarpark Bensdorf III

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Bensdorf in Brandenburg**

Version 1.1.: Überarbeitung aufgrund leicht geänderter Modulbelegung

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L96 südwestlich von PV-Feld 1.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L96 westlich von PV-Feld 1	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L96 westlich von PV-Feld 2	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang (Auszug).....	25 -36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Bensdorf III

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 „Bensdorf III“ für Verkehrsteilnehmer auf der L96 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 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 „Bensdorf III“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der L96 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, 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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung.

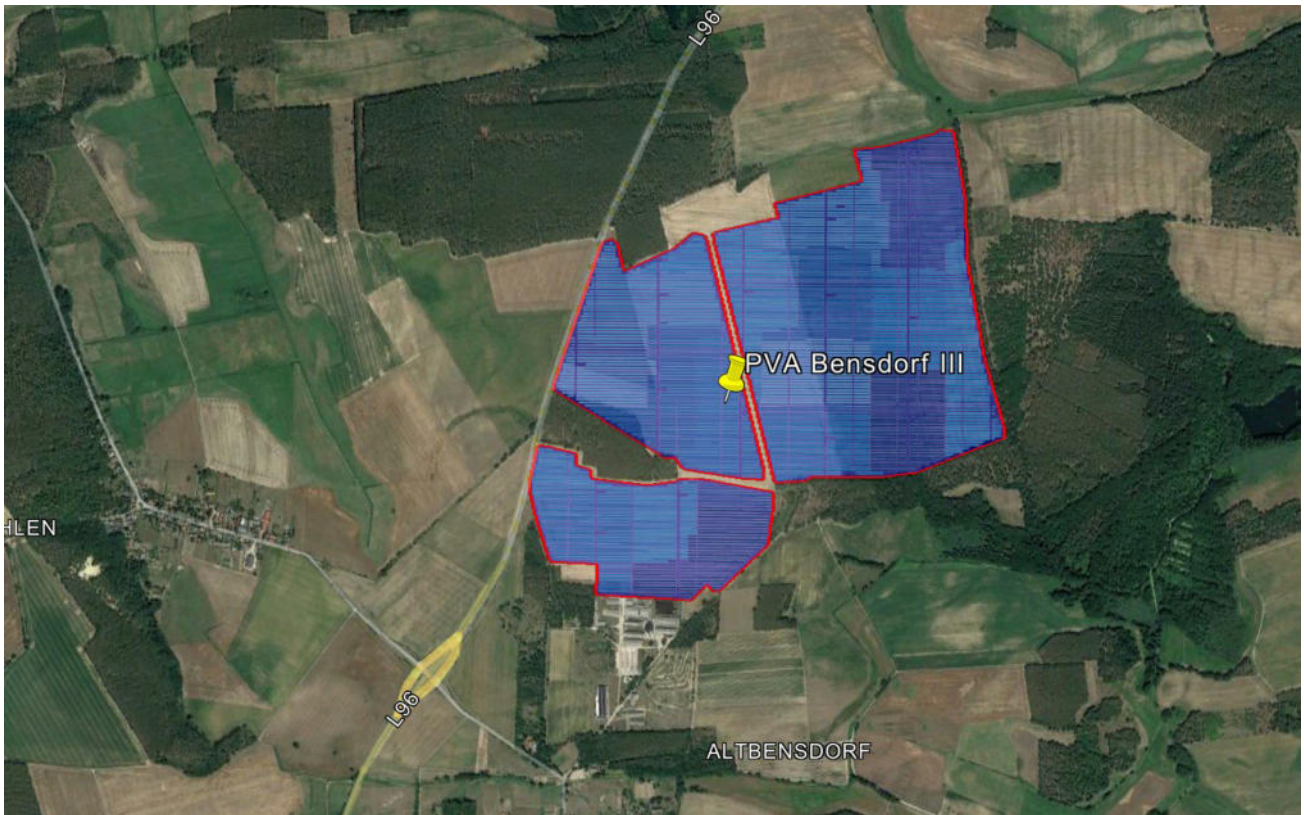


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

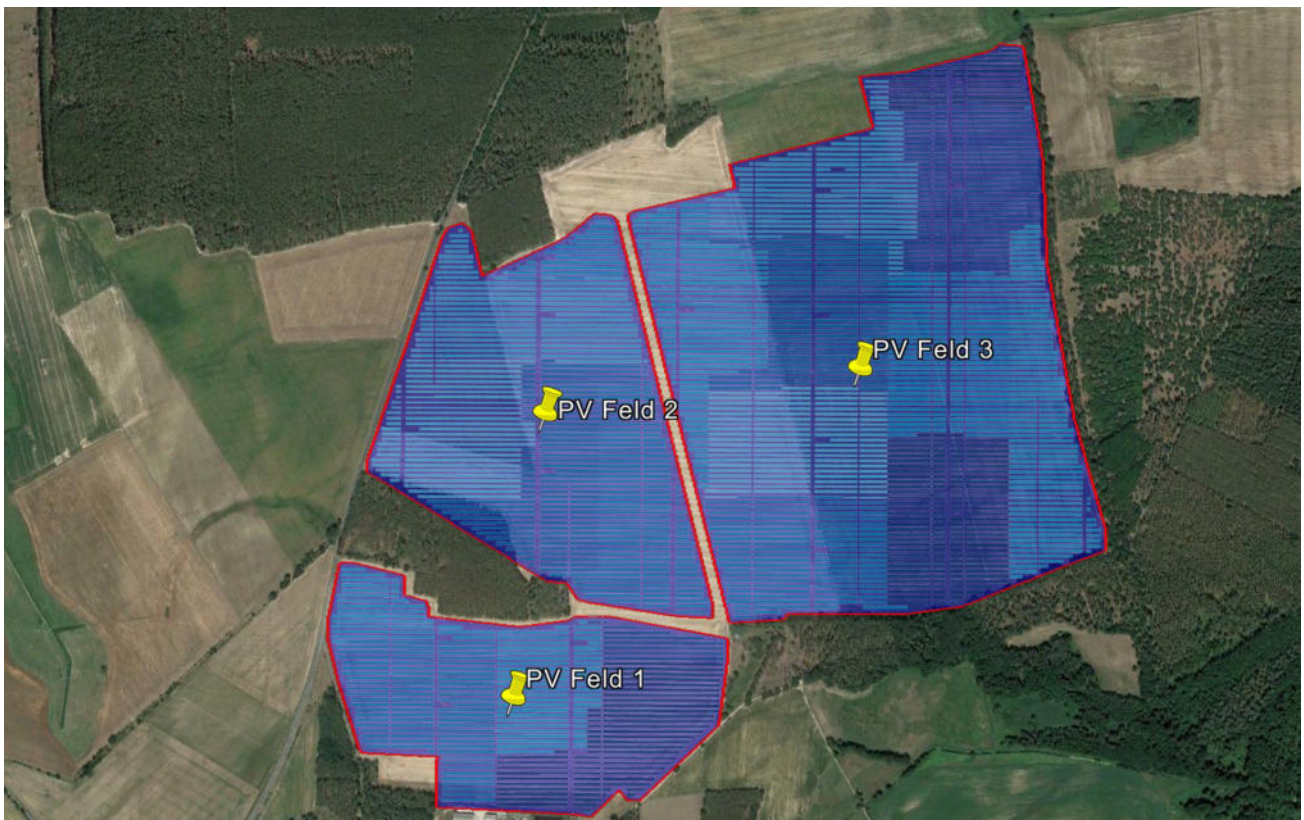


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Flächen. Blick in Richtung Osten auf das PV-Feld 1.



Bild 2.1.4 Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Blick in Richtung Osten auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.5 Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt das PV-Feld 1 und südlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage kaum erreicht werden, der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

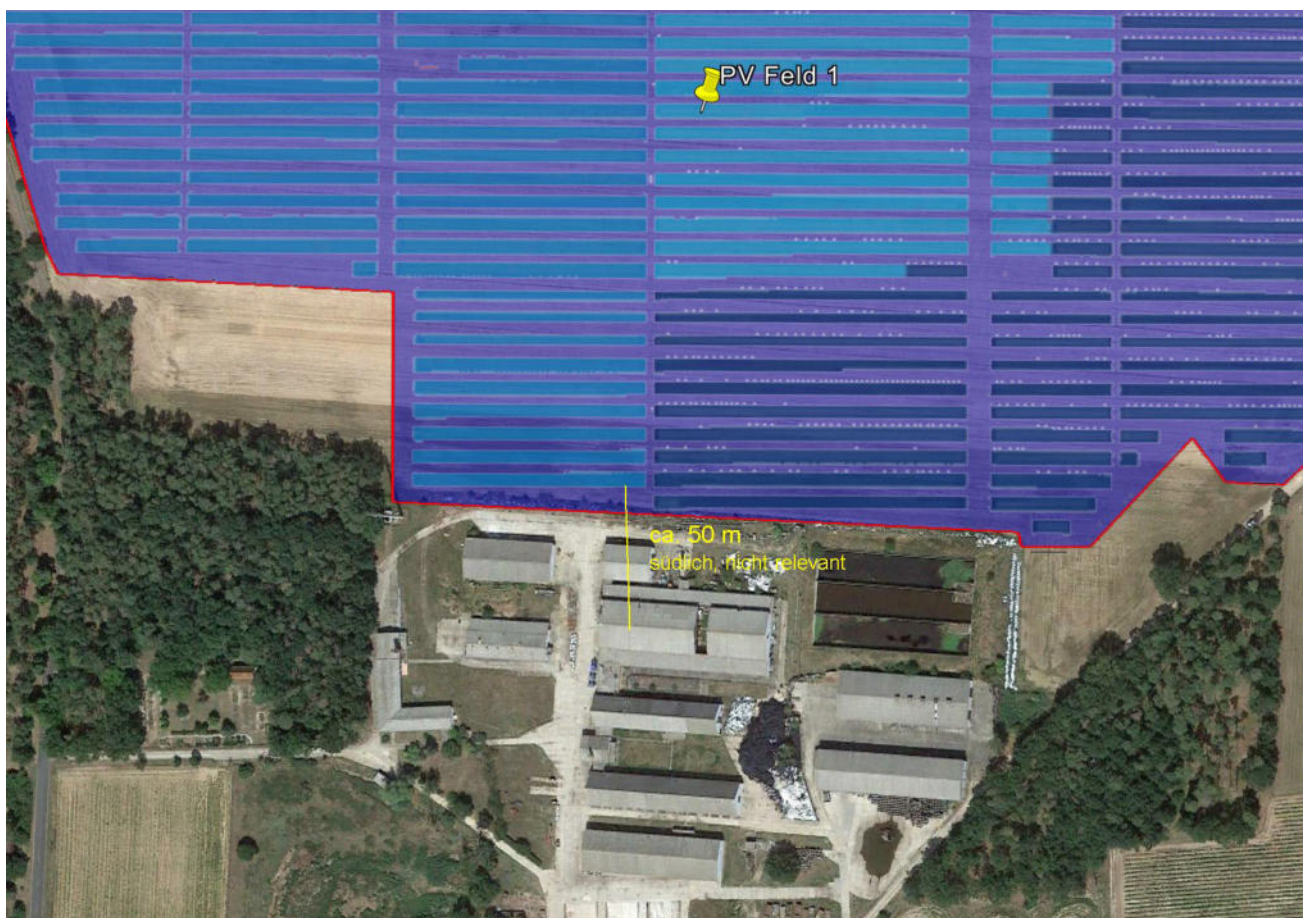


Bild 2.2.1: Südlich der PV-Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

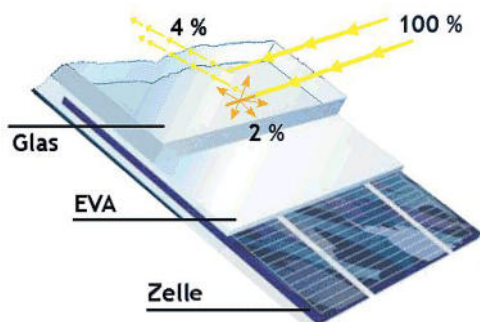


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

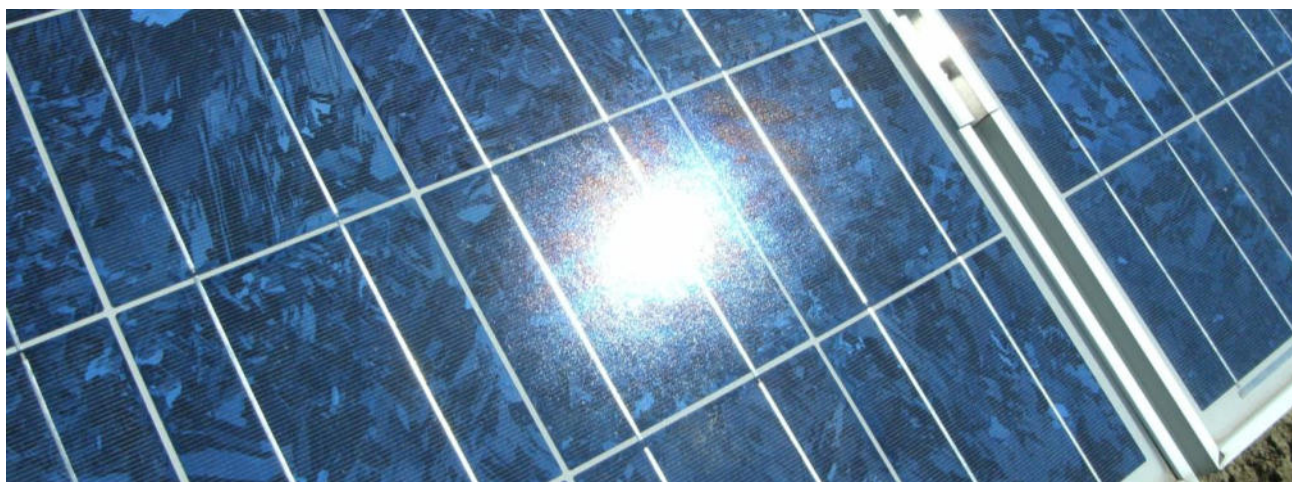


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

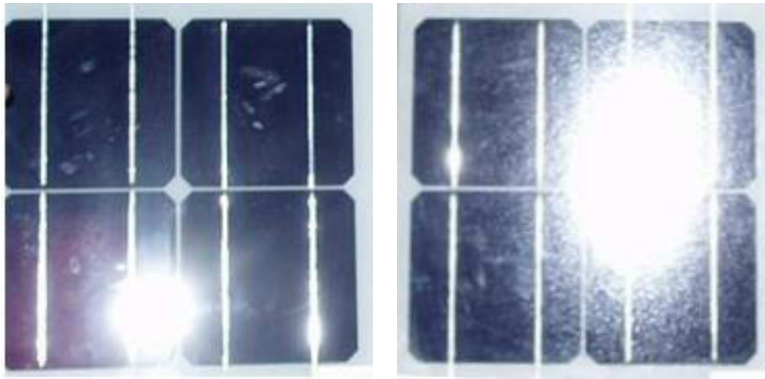


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

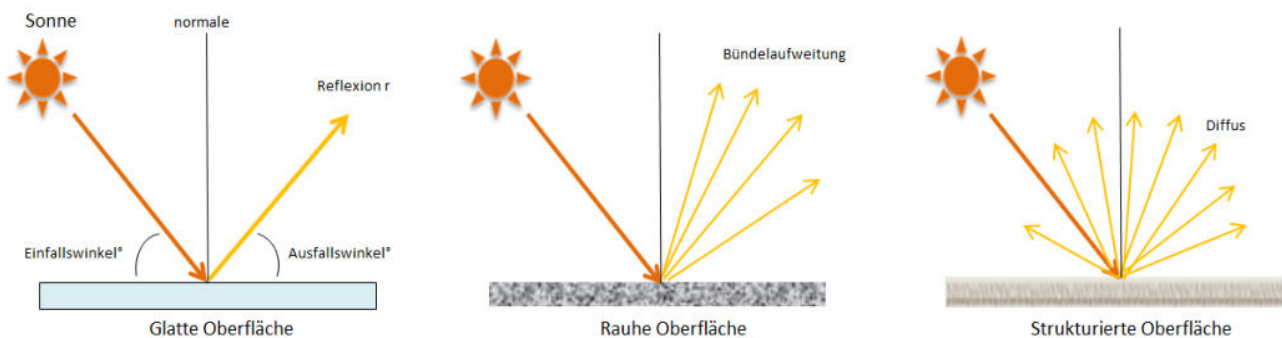


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

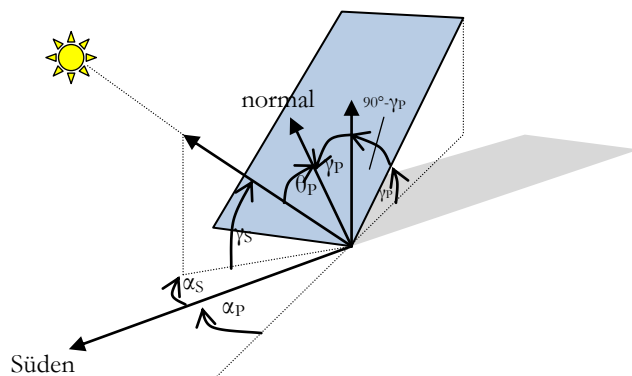


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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>

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.



Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Astronergy (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m - 3,20 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Straße	2 m (Sitzhöhe PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁸)
Sichtwinkel Fahrzeugführer	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁹ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁹ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

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 einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Bensdorf III wurden insgesamt 3 Messpunkt im Verlauf der L96 festgelegt sowie zu Kontrollzwecken 1 Messpunkt im Bereich der südlich gelegenen Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

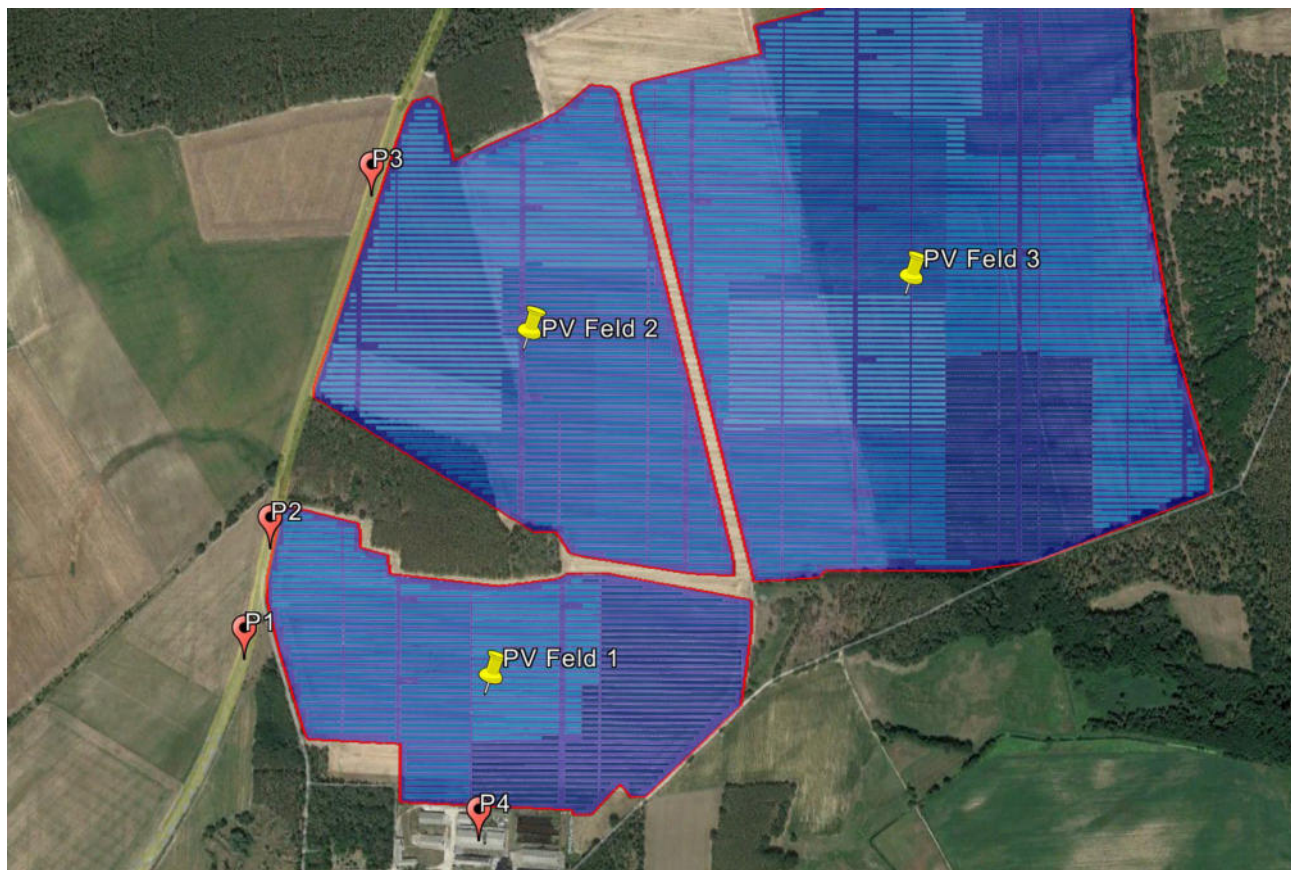


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die 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 belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der 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 fehlt¹⁰ 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 ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². 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.

¹⁰ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² 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. TMY¹³) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ 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.

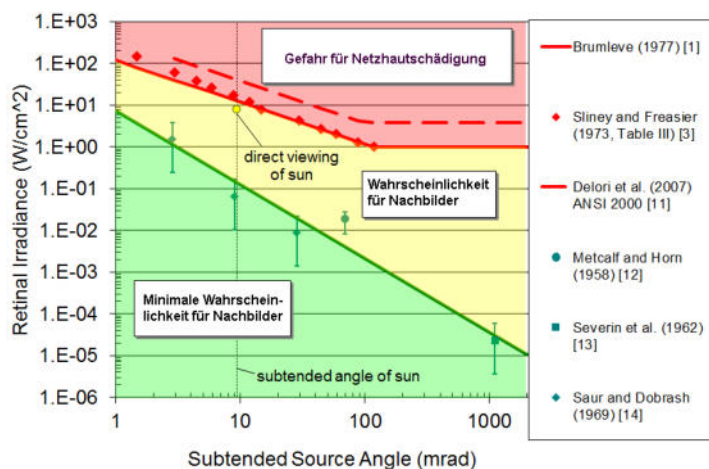


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁴ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Bensdorf III wird für 4 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 Strecke 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 Höhe von mehr als 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁵ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L96 südwestlich PV-1	52.430378	12.339680	29,74	31,74	nicht relevant ^W
P2 L96 westlich	52.432127	12.340335	30,82	32,82	nicht relevant ^W
P3 L96 nordwestlich PV-2	52.437293	12.342791	28,68	30,68	nicht relevant ^W
P4 Gebäude südlich PV-1	52.427775	12.345628	31,05	33,05	nicht relevant ^{DS}

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur, ^D = zeitliche Dauer

¹⁵ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L96 südwestlich von PV-Feld 1

Am Messpunkt P1 auf der L96 südwestlich von PV-Feld 1 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 06. Mai - 07. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:12 - 06:49 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. $+54^\circ$ bis $+66^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel entsprechend größer. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keinem Zeitpunkt Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

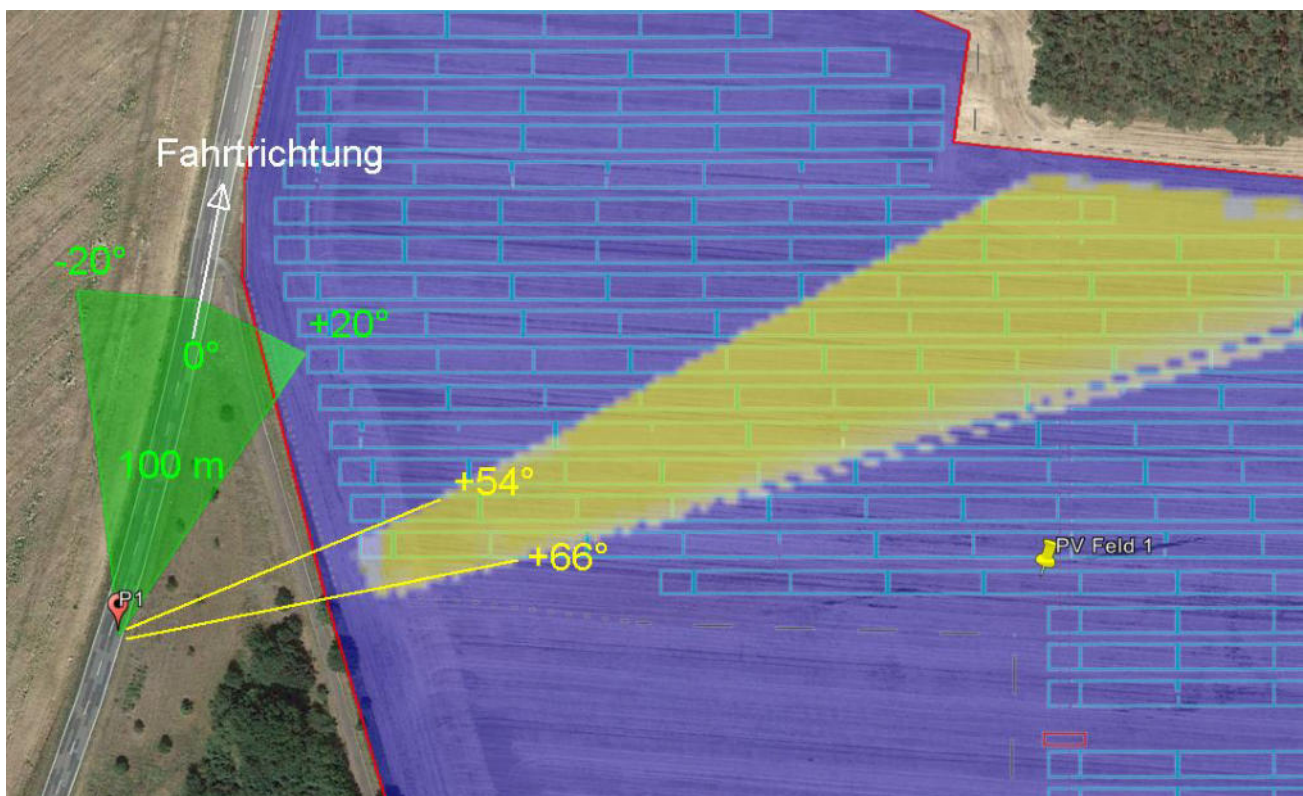


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

¹⁶ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich allgemeine Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.

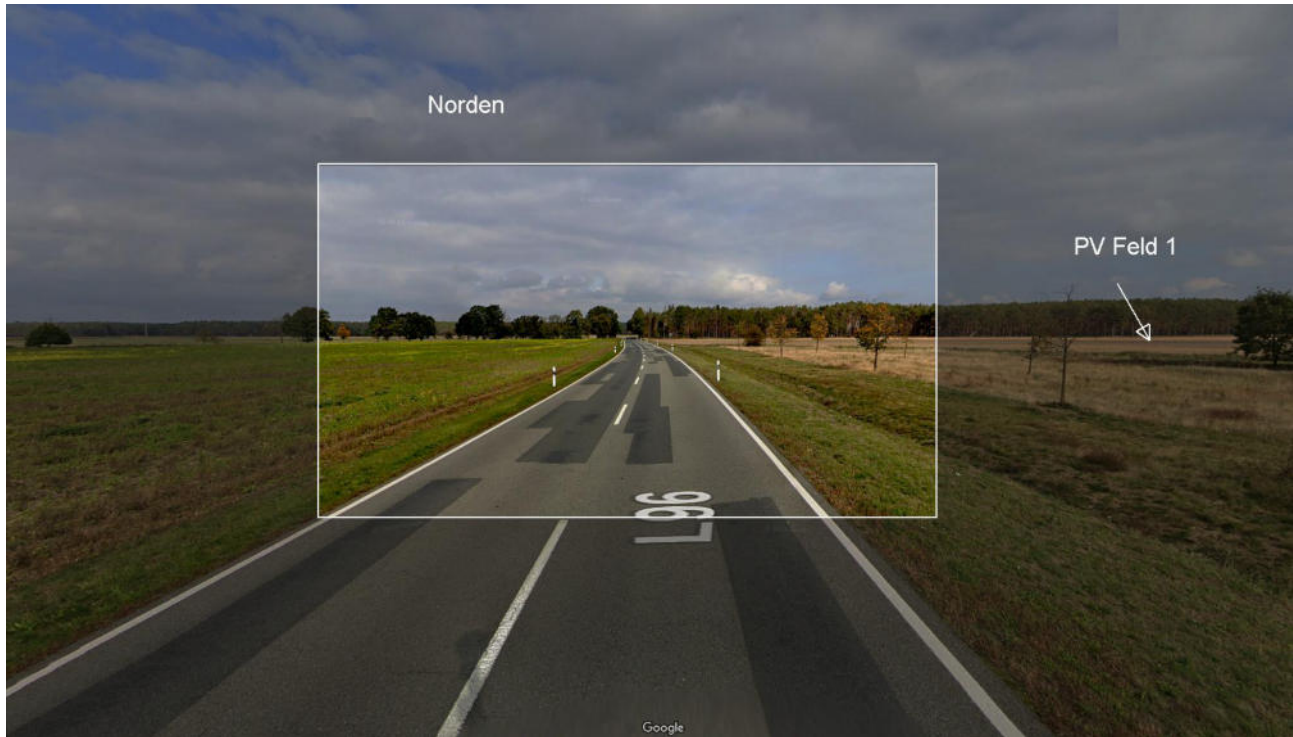


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar sein kann aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des Bildes und in größerer Entfernung. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der L96.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L96 westlich von PV-Feld 1

Auch am Messpunkt P2 auf der L96 westlich von PV-Feld 1 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. Mai - 07. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:07 - 06:49 Uhr für 5 bis max. 23 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. $+52^\circ$ bis $+63^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

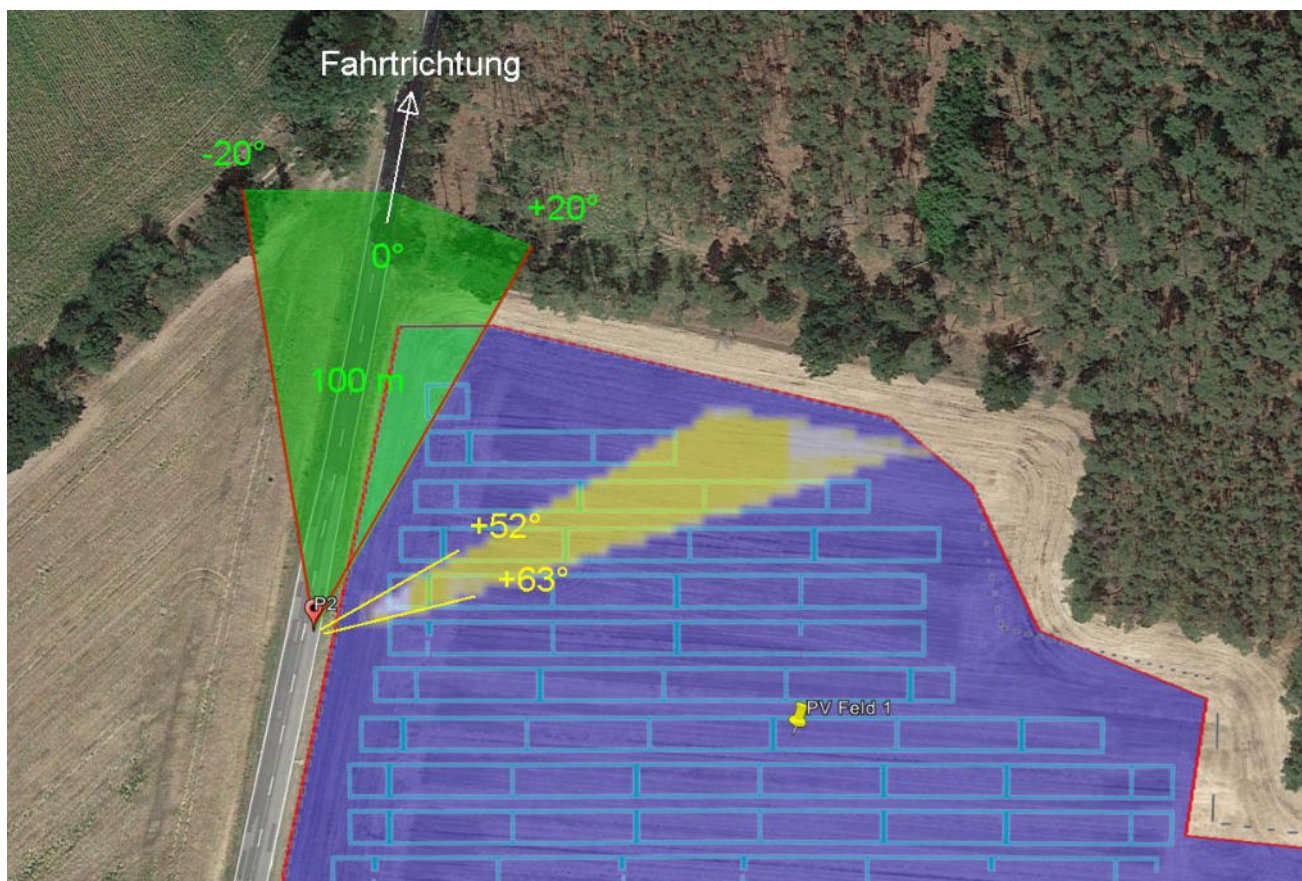


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten.

Theoretisch können auch Reflexionen durch das ca. 400 m weiter nordöstlich gelegene PV-Feld 2 auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht keine direkte Sichtverbindung zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des Bildes.

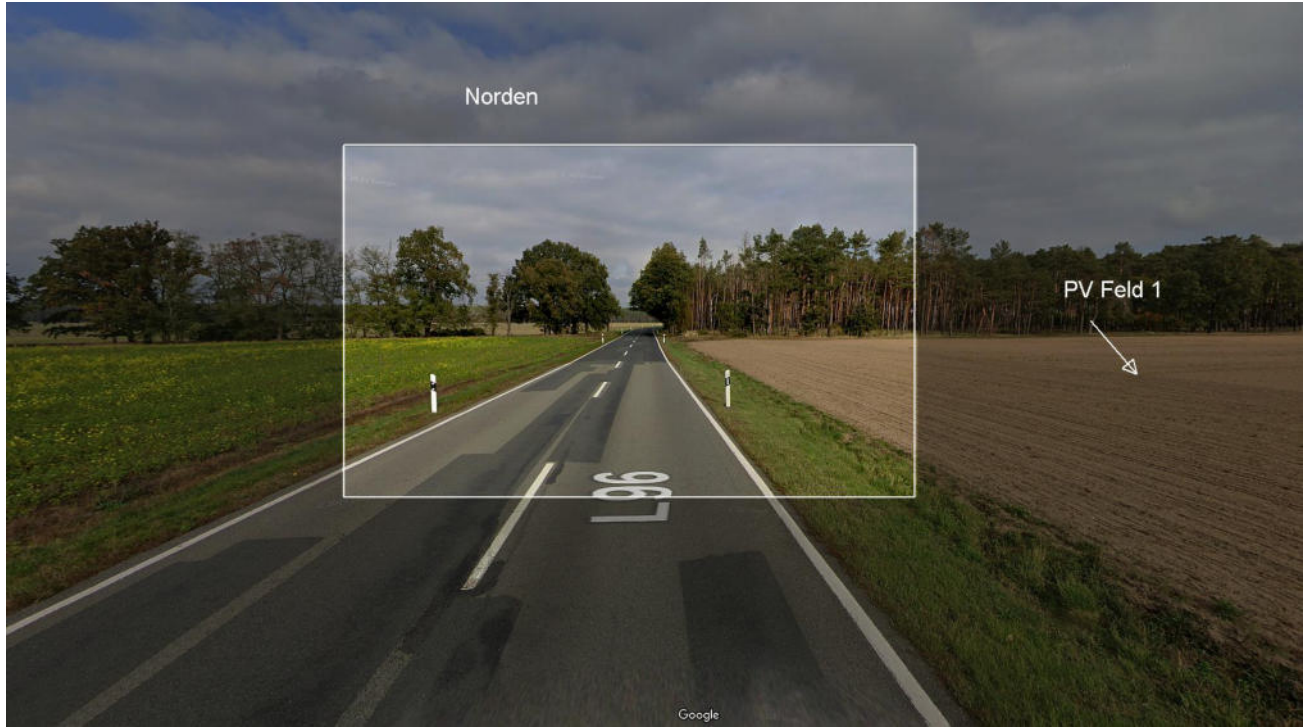


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L96 westlich von PV-Feld 2

Am Messpunkt P3 auf der L96 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Diese können zwischen dem 06. Mai - 07. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:01 - 06:49 Uhr für 5 bis max. 30 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Der Richtung der Fahrbahn verläuft mit ca. 18° (absolut) etwas mehr nach Nordosten als am Messpunkt P2 aber auch in diesem Abschnitt liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen mit ca. $+34^\circ$ bis $+51^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

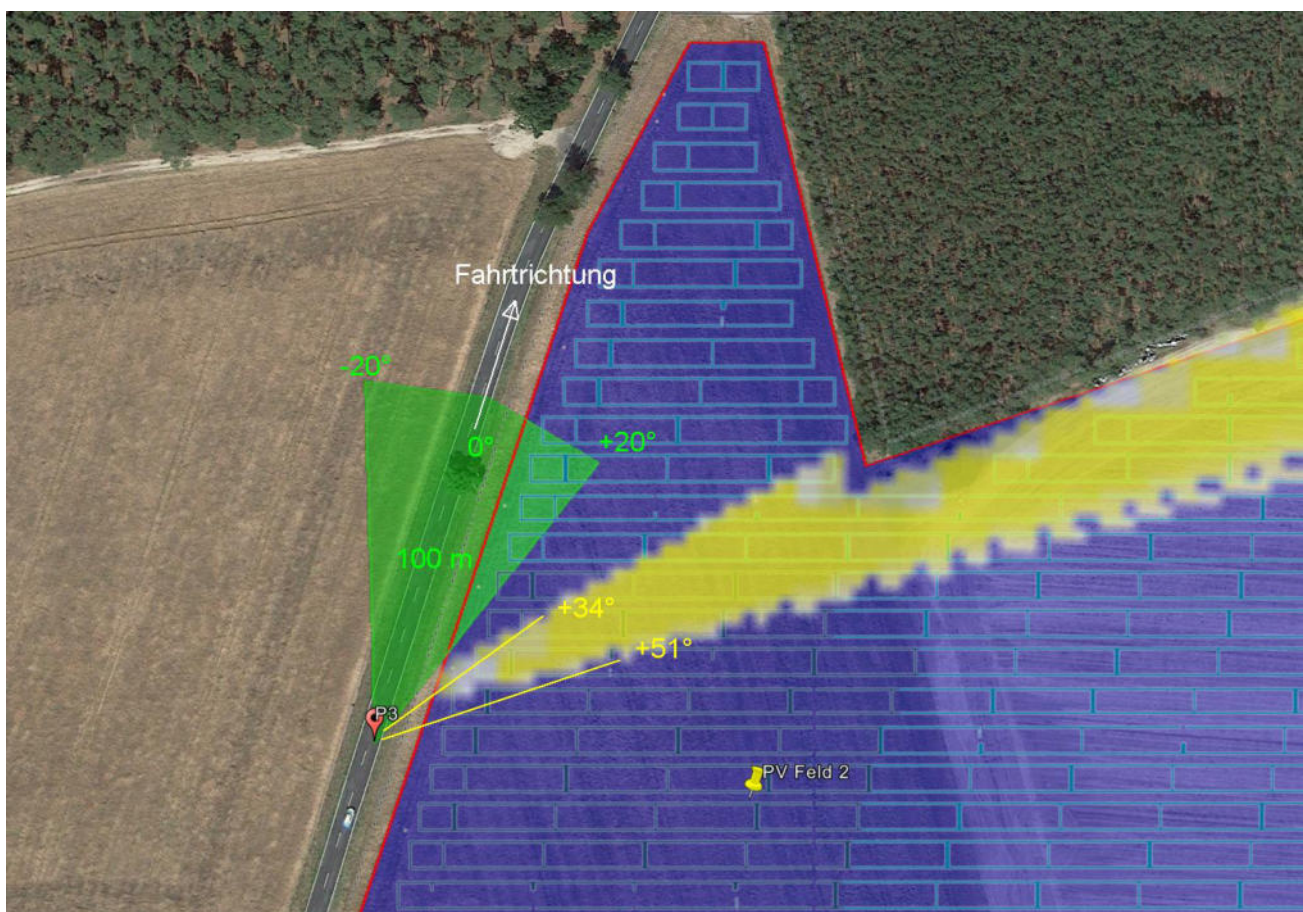


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im gelb/grün markierten Bereich können theoretisch Reflexionen auftreten.

Rein rechnerisch können auch Reflexionen durch das ca. 500 m weiter östlich gelegene PV-Feld 3 auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht keine direkte Sichtverbindung zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Osten.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Wie auch an den Messpunkten P1 und P2 verdeutlicht das Foto, dass die PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des Bildes.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gewerbehallen der Agrar GmbH Märkisch Bensdorf, südlich der PV-Anlage, wurde gewählt obwohl keine detaillierten Information über die Gebäude und deren Nutzung vorliegen. Am Messpunkt P4 können theoretisch an insgesamt nur 693 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 16. Mai - 02. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:31 - 07:05 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten pro Tag¹⁷ aus östlicher Richtung auftreten.

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

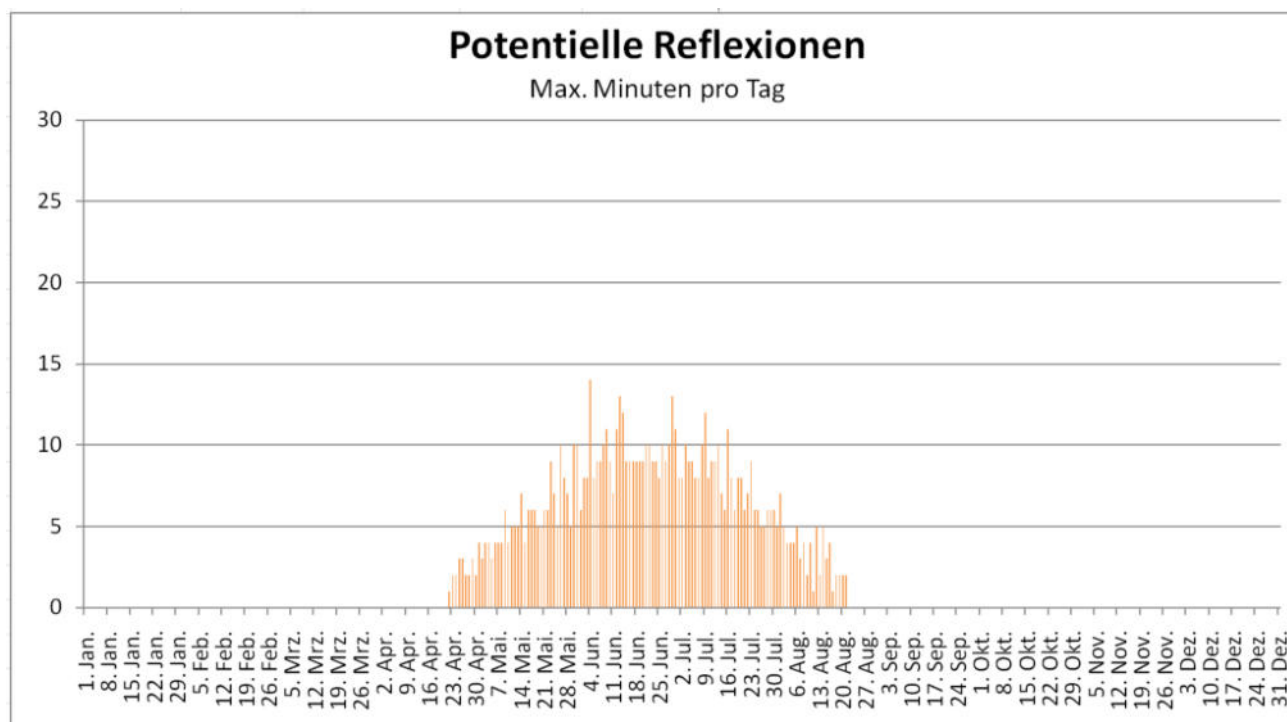


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Sowohl die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr als auch die Summe pro Tag liegen unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aufgrund der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage im Bereich der Gebäude bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁸ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

Im Bereich der weiter südlich gelegenen Motocross-Strecke Bensdorf ist kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden.

¹⁷ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

¹⁸ <https://oberlandesgericht-braunschweig-niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Bensdorf III“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der L96 sind nur in geringem Umfang Reflexionen möglich. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der südlich gelegenen Gebäude können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer - und sofern überhaupt ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist - kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Beeinträchtigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden.

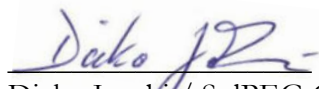
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Realität keine Blendwirkung entwickeln werden.

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

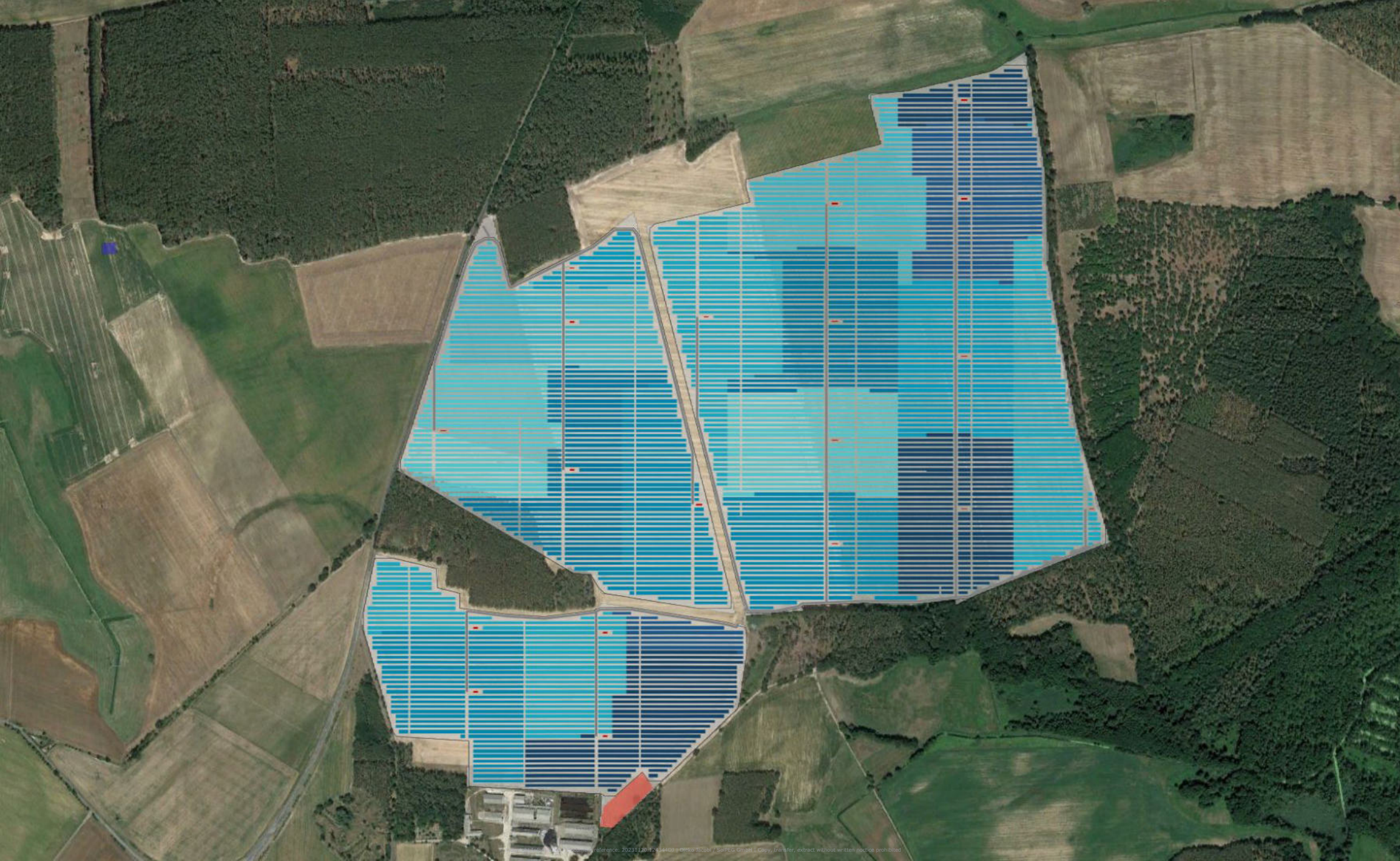
6 Schlussbemerkung

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 17.11.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





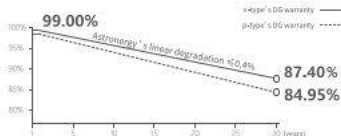
ASTROENERGY

ASTRO N7

CHSM72RN(DG)/F-BH
Bifacial Series

590~615W

Warranty



Key Features

- TOPCon / Half-cut
- Better temperature coefficient (Pmpp)
- Non-destructive cutting
- PID resistance
- Low BOS cost & LCOE
- Bifacial gain



ISO 9001:2015-ISO Quality Management System
ISO 14001:2015-ISO Environmental Management System
ISO 45001:2018-Occupational Health and Safety
The first solar company which passed the Nord EBC/TS 62941 verification audit



590~615W

POWER RANGE

0~+5W

POWER SORTING

22.8%

MAX MODULE
EFFICIENCY

≤ 1.0%

FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

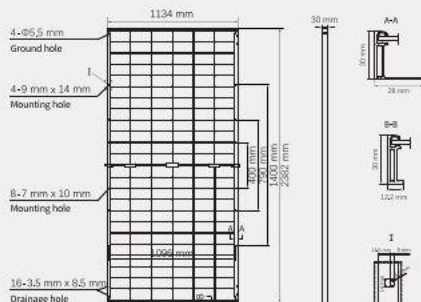
≤ 0.4%

YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2382 x 1134 x 30 mm
Cell type	n-type mono-crystalline
No. of cells	144 (6'24)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front / Back glass	2.0+2.0 mm
Cable length (Including connector)	Portrait: (+)350 mm, (-)250 mm; Customized length
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 (Standard) / MC4-EVO2A (Optional)
Module weight	33.5 kg
Packing unit	36 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1268 kg
Modules per 40' HQ container	720 pcs (Subject to sales contract)

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.



Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Rated output (P _{mpp} / Wp)	590	595	600	605	610	615
Rated voltage (V _{mpp} / V)	42.86	43.03	43.19	43.36	43.53	43.70
Rated current (I _{mpp} / A)	13.77	13.83	13.89	13.95	14.01	14.07
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	51.00	51.20	51.40	51.60	51.80	52.00
Short circuit current (I _{sc} / A)	14.50	14.56	14.65	14.71	14.79	14.86
Module efficiency	21.8%	22.0%	22.2%	22.4%	22.6%	22.8%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (P _{mpp} / Wp)	443.7	447.4	451.2	455.0	458.7	462.5
Rated voltage (V _{mpp} / V)	40.34	40.50	40.66	40.82	40.98	41.14
Rated current (I _{mpp} / A)	11.00	11.05	11.10	11.15	11.19	11.24
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	48.44	48.63	48.82	49.01	49.20	49.39
Short circuit current (I _{sc} / A)	11.70	11.76	11.82	11.88	11.94	11.99

Electrical Specifications (Integrated power)

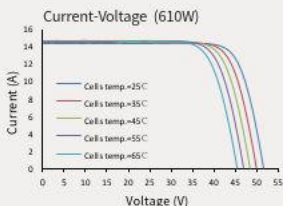
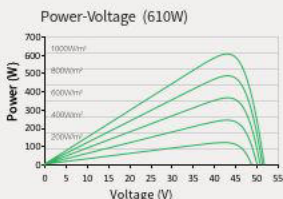
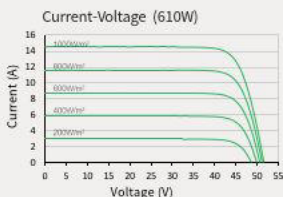
P _{mpp} gain	P _{mpp} / Wp	V _{mpp} / V	I _{mpp} / A	V _{oc} / V	I _{sc} / A
5%	641	43.54	14.71	51.80	15.29
10%	671	43.54	15.41	51.80	16.02
15%	702	43.54	16.11	51.80	16.74
20%	732	43.54	16.81	51.80	17.47
25%	763	43.54	17.51	51.80	18.20

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 610W)

Temperature Ratings (STC) Operating Parameters

Temperature coefficient (P _{mpp})	-0.29%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.043%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.25%/°C	Max. series fusing rating	30 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{oc}

Curve



Bensdorf III

Bensdorf III

Created Oct 24, 2023
Updated Oct 24, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 103784.18076

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 1	15.0	180.0	2,092	4,103	-
PV Feld 2	15.0	180.0	1,198	3,200	-
PV Feld 3	15.0	180.0	2,908	1,242	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 1,420,494 m²

Name: PV Feld 1 Footprint area: 289,974 m² Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 15.0 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	52.432714	12.340705	31.75	2.00	33.75
	2	52.432530	12.342561	34.53	2.00	36.53
	3	52.431981	12.342861	32.77	2.00	34.77
	4	52.431929	12.343393	33.13	2.00	35.13
	5	52.431693	12.343419	31.73	2.00	33.73
	6	52.431510	12.346144	32.68	2.00	34.68
	7	52.431654	12.347968	30.93	2.00	32.93
	8	52.431772	12.347840	31.15	2.00	33.15
	9	52.431523	12.352281	29.40	2.00	31.40
	10	52.430516	12.352281	30.30	2.00	32.30
	11	52.429665	12.352067	29.25	2.00	31.25
	12	52.427480	12.348269	32.90	2.00	34.90
	13	52.427480	12.347925	32.87	2.00	34.87
	14	52.428161	12.347990	30.92	2.00	32.92
	15	52.428318	12.343806	32.47	2.00	34.47
	16	52.428501	12.343548	32.33	2.00	34.33
	17	52.428605	12.341810	35.13	2.00	37.13
	18	52.429116	12.341853	32.17	2.00	34.17
	19	52.429076	12.341252	32.76	2.00	34.76
	20	52.431441	12.340308	29.82	2.00	31.82

Name: PV Feld 2 Footprint area: 393,890 m² Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 15.0 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	52.434467	12.341617	31.91	2.00	33.91
	2	52.438862	12.343891	33.44	2.00	35.44
	3	52.439150	12.344063	34.82	2.00	36.82
	4	52.439071	12.344492	33.82	2.00	35.82
	5	52.437868	12.344889	29.04	2.00	31.04
	6	52.438522	12.347410	29.78	2.00	31.78
	7	52.439804	12.346863	34.97	2.00	36.97
	8	52.440379	12.349256	34.35	2.00	36.35
	9	52.431902	12.352389	29.24	2.00	31.24
	10	52.431693	12.352260	29.23	2.00	31.23
	11	52.431929	12.347668	31.40	2.00	33.40
	12	52.432504	12.347496	30.92	2.00	32.92
	13	52.432452	12.346295	33.36	2.00	35.36
	14	52.433786	12.345694	31.17	2.00	33.17

Name: PV Feld 3 Footprint area: 736,630 m² Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 15.0 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	52.439070	12.350028	29.93	2.00	31.93
	2	52.439568	12.352904	28.86	2.00	30.86
	3	52.439881	12.352989	28.65	2.00	30.65
	4	52.440562	12.357195	28.00	2.00	30.00
	5	52.441660	12.356723	27.45	2.00	29.45
	6	52.441634	12.357753	27.52	2.00	29.52
	7	52.442367	12.361229	28.35	2.00	30.35
	8	52.440300	12.361701	31.29	2.00	33.29
	9	52.438207	12.361744	32.03	2.00	34.03
	10	52.434937	12.362774	33.09	2.00	35.09
	11	52.433943	12.363332	32.73	0.00	32.73
	12	52.433001	12.363804	35.08	2.00	37.08
	13	52.431954	12.359126	32.75	2.00	34.75
	14	52.431902	12.355521	32.56	2.00	34.56
	15	52.431692	12.352732	29.79	2.00	31.79

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 1	15.0	180.0	2,092	4,103	-	
PV Feld 2	15.0	180.0	1,198	3,200	-	
PV Feld 3	15.0	180.0	2,908	1,242	-	

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-1 (green)	0	0	0	49	430	667	562	159	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	20	602	977	862	135	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	3	68	15	2	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	448	865	704	64	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	0	208	382	346	19	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	0	59	9	52	22	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

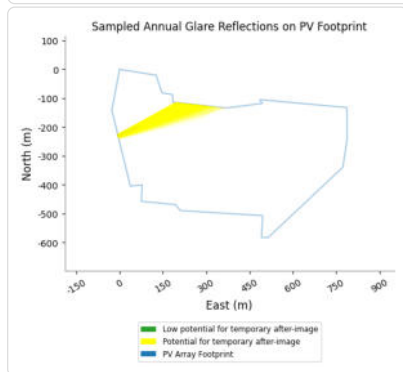
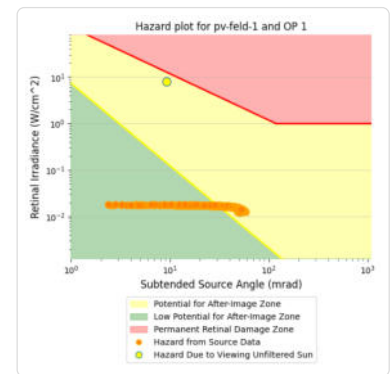
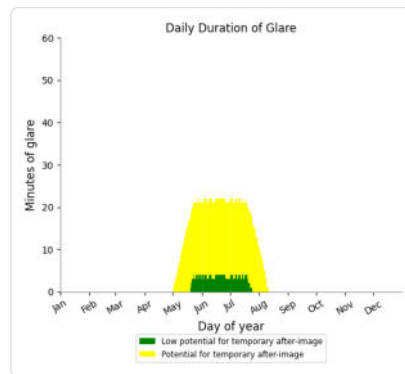
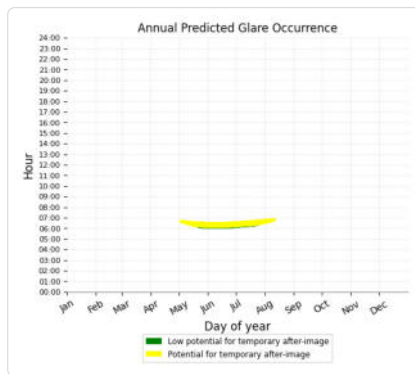
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	225	1510
OP: OP 2	256	1798
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1611	795

PV Feld 1: OP 1

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

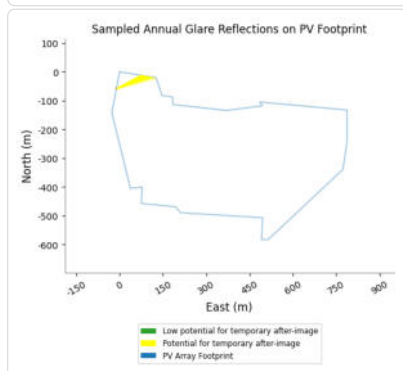
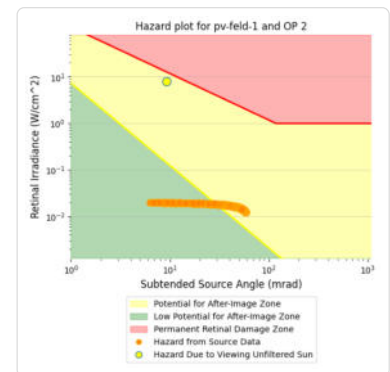
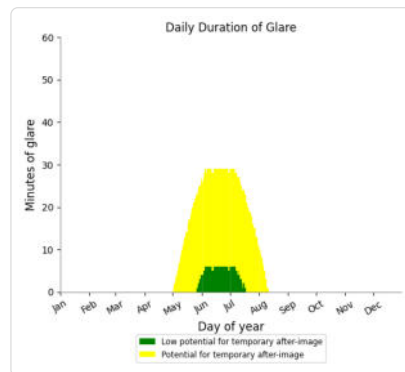
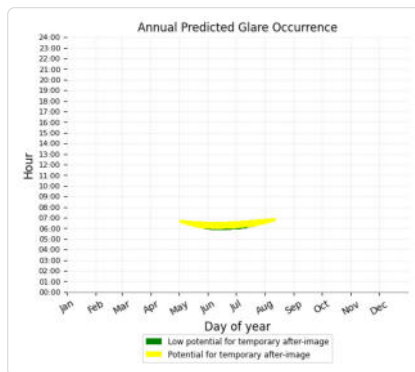
- 225 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,510 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 2

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

- 256 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,798 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



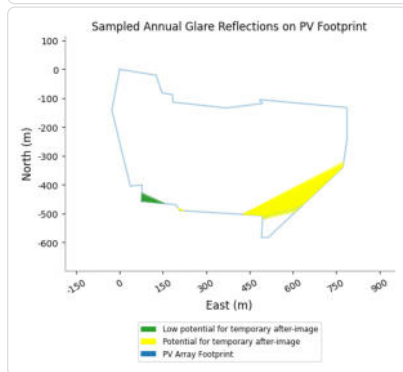
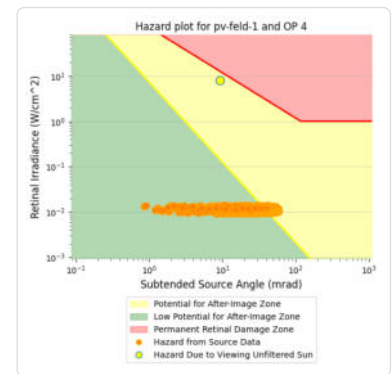
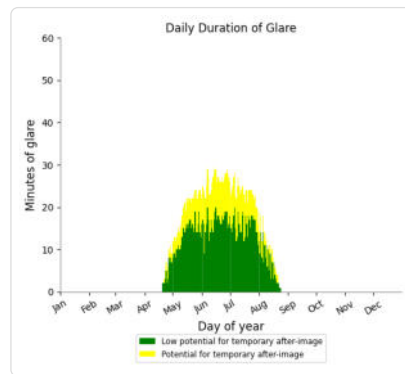
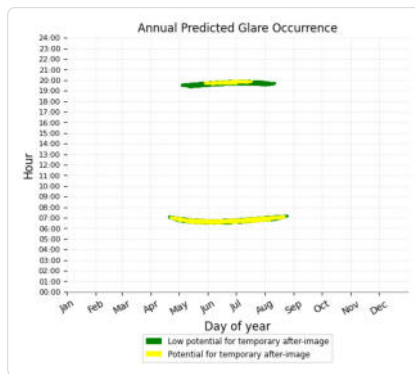
PV Feld 1: OP 3

No glare found

PV Feld 1: OP 4

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

- 1,611 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 795 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



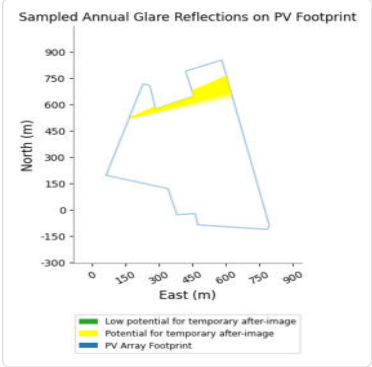
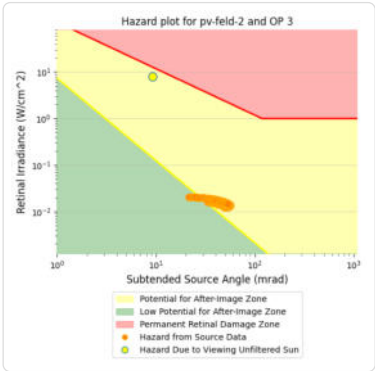
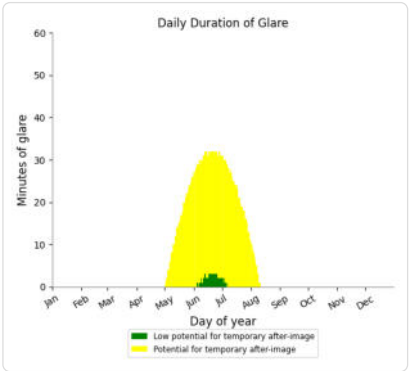
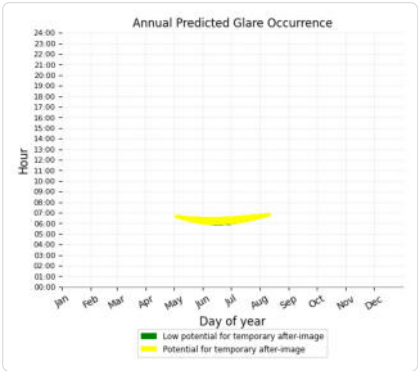
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	569	572
OP: OP 2	563	550
OP: OP 3	66	2078
OP: OP 4	0	0

PV Feld 2: OP 3

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

- 66 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,078 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

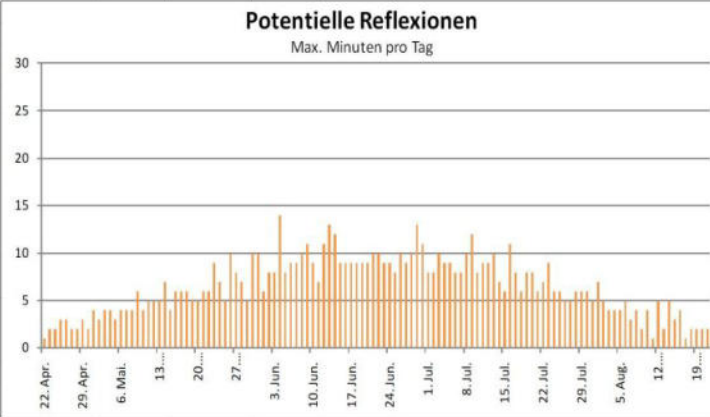
No glare found

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	487	784
OP: OP 2	706	336
OP: OP 3	800	122
OP: OP 4	915	0

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²2)	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	S	L	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-05-02 06:42:00	0,010925	643,1807	2	0,392628	0,014323	0,052983	8,1	75,6	0,959	0,247	0,141	-0,959	-0,284	-0,001			2. Mai.	1	06:42	06:42		06. Mai	07. August	19	1492	06:12	06:49	
2023-05-03 06:40:00	0,010701	642,9466	2	0,400732	0,014613	0,049525	8,1	75	0,956	0,256	0,14	-0,956	-0,292	-0,006			3. Mai.	2	06:40	06:41								
2023-05-03 06:41:00	0,010887	644,67	2	0,392794	0,014362	0,052459	8,2	75,2	0,957	0,253	0,143	-0,957	-0,29	-0,003			4. Mai.	3	06:38	06:40								
2023-05-04 06:38:00	0,011217	642,6979	2	0,409062	0,014911	0,051809	8	74,4	0,954	0,266	0,139	-0,954	-0,3	-0,012			5. Mai.	4	06:37	06:40								
2023-05-04 06:39:00	0,010752	644,414	2	0,400981	0,014656	0,04968	8,2	74,6	0,954	0,262	0,142	-0,954	-0,298	-0,008			6. Mai.	5	06:35	06:39								
2023-05-04 06:40:00	0,010775	646,1269	2	0,393053	0,014404	0,051335	8,3	74,8	0,955	0,259	0,145	-0,955	-0,297	-0,004			7. Mai.	6	06:33	06:38								
2023-05-05 06:37:00	0,011184	644,1436	2	0,409399	0,014957	0,051303	8,1	74,1	0,952	0,272	0,141	-0,952	-0,306	-0,014			8. Mai.	7	06:31	06:37								
2023-05-05 06:38:00	0,011101	645,8493	2	0,401327	0,014701	0,052134	8,3	74,3	0,953	0,269	0,144	-0,953	-0,304	-0,01			9. Mai.	8	06:30	06:37								
2023-05-05 06:39:00	0,010722	647,5519	2	0,393409	0,014449	0,050653	8,4	74,4	0,953	0,265	0,146	-0,953	-0,303	-0,006			10. Mai.	9	06:28	06:36								
2023-05-05 06:40:00	0,010892	649,2512	2	0,38564	0,014201	0,053448	8,5	74,6	0,954	0,262	0,149	-0,954	-0,301	-0,002			11. Mai.	10	06:27	06:36								
2023-05-06 06:35:00	0,010876	643,8588	2	0,418056	0,015267	0,047144	8	73,5	0,949	0,281	0,14	-0,949	-0,314	-0,019			12. Mai.	11	06:25	06:35								
2023-05-06 06:36:00	0,011031	645,5575	2	0,409838	0,015006	0,049854	8,2	73,7	0,95	0,278	0,142	-0,95	-0,312	-0,016			13. Mai.	12	06:24	06:35								
2023-05-06 06:37:00	0,011172	647,253	2	0,401774	0,01475	0,052397	8,3	73,9	0,951	0,275	0,145	-0,951	-0,31	-0,012			14. Mai.	13	06:22	06:34								
2023-05-06 06:38:00	0,010721	648,9454	2	0,393863	0,014497	0,050365	8,5	74,1	0,951	0,271	0,147	-0,951	-0,309	-0,008			15. Mai.	14	06:21	06:34								
2023-05-06 06:39:00	0,01081	650,6345	2	0,386101	0,014248	0,052535	8,6	74,3	0,952	0,268	0,15	-0,952	-0,307	-0,004			16. Mai.	15	06:20	06:34								
2023-05-07 06:33:00	0,011298	642,0792	2	0,418593	0,015244	0,050546	8,1	73,1	0,947	0,287	0,141	-0,947	-0,319	-0,021			17. Mai.	16	06:18	06:33								
2023-05-07 06:34:00	0,010832	643,7774	2	0,410381	0,014985	0,048412	8,3	73,3	0,948	0,284	0,144	-0,948	-0,318	-0,017			18. Mai.	17	06:17	06:33								
2023-05-07 06:35:00	0,011093	645,4726	2	0,402323	0,014729	0,051911	8,4	73,5	0,949	0,281	0,146	-0,949	-0,316	-0,014			19. Mai.	17	06:16	06:32								
2023-05-07 06:36:00	0,010412	647,1645	2	0,394418	0,014477	0,047967	8,6	73,7	0,949	0,277	0,149	-0,949	-0,315	-0,01			20. Mai.	17	06:16	06:32								
2023-05-07 06:37:00	0,010661	648,8533	2	0,386661	0,01423	0,051472	8,7	73,9	0,95	0,274	0,151	-0,95	-0,313	-0,006			21. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-05-07 06:38:00	0,010816	650,5388	2	0,37905	0,013986	0,054135	8,9	74,1	0,95	0,271	0,154	-0,95	-0,312	-0,002			22. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-05-08 06:31:00	0,011172	641,7712	2	0,427601	0,015565	0,047802	8,1	72,6	0,945	0,297	0,14	-0,945	-0,327	-0,027			23. Mai.	18	06:15	06:32								
2023-05-08 06:32:00	0,011316	643,4626	2	0,419238	0,015301	0,050367	8,2	72,8	0,945	0,293	0,143	-0,945	-0,325	-0,023			24. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-05-08 06:33:00	0,010792	645,1508	2	0,411031	0,01504	0,047769	8,3	73	0,946	0,29	0,145	-0,946	-0,324	-0,019			25. Mai.	18	06:14	06:31								
2023-05-08 06:34:00	0,010962	646,8359	2	0,402978	0,014784	0,050589	8,5	73,1	0,947	0,287	0,148	-0,947	-0,322	-0,015			26. Mai.	18	06:14	06:31								
2023-05-08 06:35:00	0,011073	648,5178	2	0,395076	0,014532	0,052894	8,6	73,3	0,947	0,283	0,15	-0,947	-0,321	-0,012			27. Mai.	17	06:14	06:30								
2023-05-08 06:36:00	0,010679	650,1966	2	0,387322	0,014284	0,051293	8,8	73,5	0,948	0,28	0,153	-0,948	-0,319	-0,008			28. Mai.	18	06:13	06:30								
2023-05-08 06:37:00	0,010764	651,8722	2	0,379714	0,014039	0,053419	8,9	73,7	0,948	0,277	0,155	-0,948	-0,317	-0,004			29. Mai.	18	06:13	06:30								
2023-05-09 06:30:00	0,011383	643,1336	2	0,428355	0,015625	0,049078	8,1	72,2	0,943	0,302	0,141	-0,943	-0,333	-0,029			30. Mai.	17	06:13	06:29								
2023-05-09 06:31:00	0,01125	644,815	2	0,419995	0,01536	0,049535	8,3	72,4	0,943	0,299	0,144	-0,943	-0,331	-0,025			31. Mai.	18	06:12	06:29								
2023-05-09 06:32:00	0,011266	646,4933	2	0,411791	0,0151	0,05112	8,4	72,6	0,944	0,296	0,146	-0,944	-0,329	-0,021			1. Jun.	18	06:13	06:30								
2023-05-09 06:33:00	0,010789	648,1685	2	0,40374	0,014843	0,04889	8,6	72,8	0,945	0,293	0,149	-0,945	-0,328	-0,017			2. Jun.	17	06:13	06:29								
2023-05-09 06:34:00	0,011058	649,8406	2	0,39584	0,01459	0,052446	8,7	73	0,945	0,289	0,151	-0,945	-0,326	-0,014			3. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-09 06:35:00	0,01048	651,5095	2	0,388087	0,014341	0,049346	8,9	73,2	0,946	0,286	0,154	-0,946	-0,325	-0,01			4. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-09 06:36:00	0,010679	653,1753	2	0,38048	0,014096	0,052414	9	73,4	0,946	0,283	0,156	-0,946	-0,323	-0,006			5. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-09 06:37:00	0,010763	654,8379	2	0,373016	0,013854	0,054516	9,1	73,6	0,947	0,28	0,159	-0,947	-0,322	-0,002			6. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:28:00	0,011394	641,3236	2	0,437741	0,015923	0,047535	8,1	71,7	0,94	0,312	0,14	-0,94	-0,34	-0,034			7. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:29:00	0,011366	643,0046	2	0,429225	0,015654	0,048789	8,2	71,9	0,941	0,308	0,143	-0,941	-0,338	-0,031			8. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:30:00	0,011115	644,6826	2	0,420866	0,015389	0,04834	8,3	72	0,941	0,305	0,145	-0,941	-0,337	-0,027			9. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:31:00	0,01126	646,3575	2	0,412663	0,015128	0,050915	8,5	72,2	0,942	0,302	0,148	-0,942	-0,335	-0,023			10. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:32:00	0,010728	648,0292	2	0,404612	0,014872	0,048232	8,6	72,4	0,943	0,298	0,15	-0,943	-0,334	-0,019			11. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:33:00	0,010914	649,6979	2	0,396712	0,014619	0,051174	8,8	72,6	0,943	0,295	0,153	-0,943	-0,332	-0,015			12. Jun.	19	06:12	06:30								
2023-05-10 06:34:00	0,01101	651,3634	2	0,388959	0,01437	0,053359	8,9	72,8	0,944	0,292	0,155	-0,944	-0,33	-0,012			13. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:35:00	0,010683	653,0258	2	0,381351	0,014125	0,052268	9,1	73	0,944	0,289	0,158	-0,944	-0,329	-0,008			14. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-10 06:36:00	0,010745	654,6851	2	0,373885	0,013883	0,054203	9,2	73,2	0,945	0,285	0,16	-0,945	-0,327	-0,004			15. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-11 06:27:00	0,011393	642,6464	2	0,438731	0,015992	0,047155	8,1	71,3	0,938	0,317	0,141	-0,938	-0,345	-0,036			16. Jun.	18	06:12	06:29								
2023-05-11 06:28:00	0,011373	644,3177	2	0,430214	0,015722	0,048469	8,3	71,5	0,938	0,314	0,144	-0,938	-0,344	-0,033			17. Jun.	18	06:13	06:30								
2023-05-11 06:29:00	0,011334	645,9859	2	0,421855	0,015456	0,049639	8,4	71,7	0,939	0,311	0,146	-0,939	-0,342	-0,029			18. Jun.	18	06:13	06:30								
2023-05-11 06:30:00	0,011182	647,6511	2	0,41365	0,015195	0,049944																						

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²2)	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	S	L	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-05-02 06:42:00	0,010969	643,1807	2	0,392628	0,014323	0,053317	8,1	75,6	0,959	0,247	0,141	-0,959	-0,284	-0,001			2. Mai.	1	06:42	06:42		06. Mai	07. August	23	1780	06:07	06:49	
2023-05-03 06:40:00	0,011144	642,9466	2	0,400732	0,014613	0,052961	8,1	75	0,956	0,256	0,14	-0,956	-0,292	-0,006			3. Mai.	2	06:40	06:41								
2023-05-03 06:41:00	0,011011	644,67	2	0,392794	0,014362	0,053398	8,2	75,2	0,957	0,253	0,143	-0,957	-0,29	-0,003			4. Mai.	3	06:38	06:40								
2023-05-04 06:38:00	0,011294	642,6979	2	0,409062	0,014911	0,052388	8	74,4	0,954	0,266	0,139	-0,954	-0,3	-0,012			5. Mai.	4	06:37	06:40								
2023-05-04 06:39:00	0,011179	644,414	2	0,400981	0,014656	0,052982	8,2	74,6	0,954	0,262	0,142	-0,954	-0,298	-0,008			6. Mai.	5	06:35	06:39								
2023-05-04 06:40:00	0,01105	646,1269	2	0,393053	0,014404	0,053458	8,3	74,8	0,955	0,259	0,145	-0,955	-0,297	-0,004			7. Mai.	6	06:33	06:38								
2023-05-05 06:37:00	0,011324	644,1436	2	0,409399	0,014957	0,052351	8,1	74,1	0,952	0,272	0,141	-0,952	-0,306	-0,014			8. Mai.	7	06:31	06:37								
2023-05-05 06:38:00	0,011213	645,8493	2	0,401327	0,014701	0,052978	8,3	74,3	0,953	0,269	0,144	-0,953	-0,304	-0,01			9. Mai.	8	06:30	06:37								
2023-05-05 06:39:00	0,011089	647,5519	2	0,393409	0,014449	0,053496	8,4	74,4	0,953	0,265	0,146	-0,953	-0,303	-0,006			10. Mai.	9	06:28	06:36								
2023-05-05 06:40:00	0,01095	649,2512	2	0,38564	0,014201	0,053891	8,5	74,6	0,954	0,262	0,149	-0,954	-0,301	-0,002			11. Mai.	10	06:27	06:36								
2023-05-06 06:35:00	0,011445	643,8588	2	0,418056	0,015267	0,051521	8	73,5	0,949	0,281	0,14	-0,949	-0,314	-0,019			12. Mai.	11	06:25	06:35								
2023-05-06 06:36:00	0,011352	645,5575	2	0,409838	0,015006	0,052288	8,2	73,7	0,95	0,278	0,142	-0,95	-0,312	-0,016			13. Mai.	12	06:24	06:35								
2023-05-06 06:37:00	0,01123	647,253	2	0,401774	0,01475	0,052832	8,3	73,9	0,951	0,275	0,145	-0,951	-0,31	-0,012			14. Mai.	13	06:22	06:34								
2023-05-06 06:38:00	0,011127	648,9454	2	0,393863	0,014497	0,053508	8,5	74,1	0,951	0,271	0,147	-0,951	-0,309	-0,008			15. Mai.	14	06:21	06:34								
2023-05-06 06:39:00	0,010994	650,6345	2	0,386101	0,014248	0,053944	8,6	74,3	0,952	0,268	0,15	-0,952	-0,307	-0,004			16. Mai.	14	06:20	06:33								
2023-05-07 06:33:00	0,011412	642,0792	2	0,418593	0,015244	0,051406	8,1	73,1	0,947	0,287	0,141	-0,947	-0,319	-0,021			17. Mai.	16	06:18	06:33								
2023-05-07 06:34:00	0,011325	643,7774	2	0,410381	0,014985	0,052205	8,3	73,3	0,948	0,284	0,144	-0,948	-0,318	-0,017			18. Mai.	17	06:17	06:33								
2023-05-07 06:35:00	0,011224	645,4726	2	0,402323	0,014729	0,052902	8,4	73,5	0,949	0,281	0,146	-0,949	-0,316	-0,014			19. Mai.	17	06:16	06:32								
2023-05-07 06:36:00	0,011111	647,1645	2	0,394418	0,014477	0,053499	8,6	73,7	0,949	0,277	0,149	-0,949	-0,315	-0,01			20. Mai.	18	06:15	06:32								
2023-05-07 06:37:00	0,010984	648,8533	2	0,386661	0,01423	0,053975	8,7	73,9	0,95	0,274	0,151	-0,95	-0,313	-0,006			21. Mai.	19	06:13	06:31								
2023-05-07 06:38:00	0,010842	650,5388	2	0,37905	0,013986	0,054334	8,9	74,1	0,95	0,271	0,154	-0,95	-0,312	-0,002			22. Mai.	20	06:12	06:31								
2023-05-08 06:31:00	0,011507	641,7712	2	0,427601	0,015565	0,050336	8,1	72,6	0,945	0,297	0,14	-0,945	-0,327	-0,027			23. Mai.	21	06:12	06:32								
2023-05-08 06:32:00	0,011436	643,4626	2	0,419238	0,015301	0,05127	8,2	72,8	0,945	0,293	0,143	-0,945	-0,325	-0,023			24. Mai.	21	06:11	06:31								
2023-05-08 06:33:00	0,011353	645,1508	2	0,411031	0,01504	0,0521	8,3	73	0,946	0,29	0,145	-0,946	-0,324	-0,019			25. Mai.	22	06:10	06:31								
2023-05-08 06:34:00	0,011256	646,8359	2	0,402978	0,014784	0,052828	8,5	73,1	0,947	0,287	0,148	-0,947	-0,322	-0,015			26. Mai.	23	06:09	06:31								
2023-05-08 06:35:00	0,011127	648,5178	2	0,395076	0,014532	0,053305	8,6	73,3	0,947	0,283	0,15	-0,947	-0,321	-0,012			27. Mai.	22	06:09	06:30								
2023-05-08 06:36:00	0,011025	650,1966	2	0,387322	0,014284	0,053978	8,8	73,5	0,948	0,28	0,153	-0,948	-0,319	-0,008			28. Mai.	22	06:09	06:30								
2023-05-08 06:37:00	0,010889	651,8722	2	0,379714	0,014039	0,054381	8,9	73,7	0,948	0,277	0,155	-0,948	-0,317	-0,004			29. Mai.	23	06:08	06:30								
2023-05-09 06:30:00	0,011526	643,1336	2	0,428355	0,015625	0,050146	8,1	72,2	0,943	0,302	0,141	-0,943	-0,333	-0,029			30. Mai.	22	06:08	06:29								
2023-05-09 06:31:00	0,01146	644,815	2	0,419995	0,01536	0,051115	8,3	72,4	0,943	0,299	0,144	-0,943	-0,331	-0,025			31. Mai.	22	06:08	06:29								
2023-05-09 06:32:00	0,01138	646,4933	2	0,411791	0,0151	0,051974	8,4	72,6	0,944	0,296	0,146	-0,944	-0,329	-0,021			1. Jun.	23	06:08	06:30								
2023-05-09 06:33:00	0,011288	648,1685	2	0,40374	0,014843	0,052734	8,6	72,8	0,945	0,293	0,149	-0,945	-0,328	-0,017			2. Jun.	22	06:08	06:29								
2023-05-09 06:34:00	0,011184	649,8406	2	0,39584	0,01459	0,053397	8,7	73,1	0,945	0,289	0,151	-0,945	-0,326	-0,014			3. Jun.	22	06:08	06:29								
2023-05-09 06:35:00	0,011069	651,5095	2	0,388087	0,014341	0,053971	8,9	73,2	0,946	0,286	0,154	-0,946	-0,325	-0,01			4. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-09 06:36:00	0,010936	653,1753	2	0,38048	0,014096	0,054406	9	73,4	0,946	0,283	0,156	-0,946	-0,323	-0,006			5. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-09 06:37:00	0,010791	654,8379	2	0,373016	0,013854	0,054733	9,1	73,6	0,947	0,28	0,159	-0,947	-0,322	-0,002			6. Jun.	22	06:07	06:28								
2023-05-10 06:28:00	0,011562	641,3236	2	0,437741	0,015923	0,048797	8,1	71,7	0,94	0,312	0,14	-0,94	-0,34	-0,034			7. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:29:00	0,011518	643,0046	2	0,429225	0,015654	0,049931	8,2	71,9	0,941	0,308	0,143	-0,941	-0,338	-0,031			8. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:30:00	0,011458	644,6826	2	0,420866	0,015389	0,050938	8,3	72	0,941	0,305	0,145	-0,941	-0,337	-0,027			9. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:31:00	0,011382	646,3575	2	0,412663	0,015128	0,051828	8,5	72,2	0,942	0,302	0,148	-0,942	-0,335	-0,023			10. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:32:00	0,011295	648,0292	2	0,404612	0,014872	0,052618	8,6	72,4	0,943	0,298	0,15	-0,943	-0,334	-0,019			11. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:33:00	0,011195	649,6979	2	0,396712	0,014619	0,053314	8,8	72,6	0,943	0,295	0,153	-0,943	-0,332	-0,015			12. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:34:00	0,011053	651,3634	2	0,388959	0,01437	0,053682	8,9	72,8	0,944	0,292	0,155	-0,944	-0,33	-0,012			13. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:35:00	0,010958	653,0258	2	0,381351	0,014125	0,054402	9,1	73	0,944	0,289	0,158	-0,944	-0,329	-0,008			14. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-10 06:36:00	0,01082	654,6851	2	0,373885	0,013883	0,054776	9,2	73,2	0,945	0,285	0,16	-0,945	-0,327	-0,004			15. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-11 06:27:00	0,011572	642,6464	2	0,438731	0,015992	0,048502	8,1	71,3	0,938	0,317	0,141	-0,938	-0,345	-0,036			16. Jun.	23	06:07	06:29								
2023-05-11 06:28:00	0,011534	644,3177	2	0,430214	0,015722	0,049682	8,3	71,5	0,938	0,314	0,144	-0,938	-0,344	-0,033			17. Jun.	23	06:08	06:30								
2023-05-11 06:29:00	0,01148	645,9859	2	0,421855	0,015456	0,050731	8,4	71,7	0,939	0,311	0,146	-0,939	-0,342	-0,029			18. Jun.	23	06:08	06:30								
2023-05-11 06:30:00	0,01141	647,6511	2	0,41365	0,015195	0,051661																						

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²2)	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		Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4		
2023-04-20 07:05:00	0,005969	644,627	1	0,330265	0,012075	0,012306	8,1	82,1	0,981	0,136	0,141	-0,981	-0,188	0,055	22. Apr.	1	07:03	07:03	09. Mai	09. Mai	6	6	06:39	06:50	
2023-04-20 07:06:00	0,005997	646,4497		0,32354	0,011863	0,014642	8,3	82,3	0,981	0,132	0,144	-0,981	-0,186	0,058		23. Apr.	2	07:00	07:01	11. Mai	14. Mai	7	22	06:36	06:51
2023-04-21 07:04:00	0,007199	646,3792		0,329674	0,012086	0,030878	8,2	81,7	0,979	0,143	0,143	-0,979	-0,195	0,053		24. Apr.	2	06:58	06:59	16. Mai	02. August	14	650	06:31	19:55
2023-04-21 07:05:00	0,00702	648,1897		0,32297	0,011874	0,030167	8,4	81,0	0,979	0,139	0,146	-0,979	-0,194	0,057	25. Apr.	3	06:55	07:00	06. August	06. August	5	5	06:50	07:03	
2023-04-22 07:02:00	0,00761	646,2953	1	0,335964	0,012315	0,034335	8,2	81,1	0,978	0,153	0,143	-0,978	-0,204	0,047	26. Apr.	3	06:57	06:59	12. August	12. August	5	5	06:58	07:04	
2023-04-22 07:03:00	0,007741	648,0975	2	0,329145	0,012099	0,037555	8,4	81,3	0,978	0,15	0,146	-0,978	-0,202	0,051	27. Apr.	2	06:54	06:58	14. August	14. August	5	5	06:58	07:05	
2023-04-22 07:04:00	0,007321	649,8961	1	0,322461	0,011886	0,034035	8,5	81,5	0,978	0,146	0,148	-0,978	-0,201	0,055	28. Apr.	2	06:51	06:58							
2023-04-23 06:59:00	0,005914	644,4005	1	0,342417	0,012515	0,007563	8,2	80,5	0,976	0,163	0,143	-0,976	-0,213	0,042	29. Apr.	3	06:52	06:56							
2023-04-23 07:00:00	0,008188	646,198	2	0,33548	0,012296	0,041183	8,3	80,7	0,976	0,16	0,145	-0,976	-0,211	0,046	30. Apr.	2	06:49	06:56							
2023-04-23 07:01:00	0,007947	647,9919	2	0,32868	0,01208	0,04009	8,5	80,9	0,977	0,157	0,148	-0,977	-0,21	0,05	1. Mai	4	06:44	06:55	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4: 693 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 554 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 139 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 14 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2407 Einträgen /-1611): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)						
2023-04-23 07:02:00	0,006608	649,7822	1	0,322015	0,011868	0,024356	8,6	81,1	0,977	0,153	0,15	-0,977	-0,208	0,054	2. Mai	3	06:52	06:55							
2023-04-23 07:03:00	0,00672	651,5689	1	0,315482	0,011659	0,027729	8,8	81,3	0,977	0,15	0,153	-0,977	-0,206	0,057	3. Mai	4	06:43	06:54							
2023-04-24 06:56:00	0,006251	642,5048	1	0,356235	0,012982	0,00956	8	79,7	0,974	0,177	0,139	-0,974	-0,223	0,032	4. Mai	4	06:49	06:53							
2023-04-24 06:57:00	0,007092	644,2976	1	0,349036	0,012755	0,024221	8,2	79,9	0,975	0,174	0,142	-0,975	-0,221	0,036	5. Mai	3	06:48	06:53	Potentielle Reflexionen Max. Minuten pro Tag						
2023-04-24 06:58:00	0,008581	646,0869	2	0,34198	0,012532	0,043668	8,3	80,1	0,975	0,17	0,145	-0,975	-0,22	0,04	6. Mai	4	06:48	06:52							
2023-04-24 06:59:00	0,008344	647,8726	2	0,335062	0,012312	0,04275	8,5	80,3	0,975	0,167	0,147	-0,975	-0,218	0,044	7. Mai	4	06:40	06:49							
2023-04-24 07:00:00	0,006316	649,6548	1	0,328281	0,012096	0,017948	8,6	80,5	0,975	0,164	0,15	-0,975	-0,217	0,048	8. Mai	4	06:46	06:50							
2023-04-24 07:01:00	0,007377	651,4334	1	0,321633	0,011884	0,034757	8,8	80,7	0,975	0,16	0,152	-0,975	-0,215	0,052	9. Mai	6	06:39	06:50							
2023-04-24 07:02:00	0,007153	653,2084	1	0,315117	0,011675	0,033546	8,9	80,9	0,975	0,157	0,155	-0,975	-0,213	0,056	10. Mai	4	06:45	06:49							
2023-04-25 06:55:00	0,009057	644,1807	2	0,355828	0,013001	0,04519	8,1	79,3	0,973	0,184	0,141	-0,973	-0,23	0,031	11. Mai	5	06:38	06:51							
2023-04-25 06:59:00	0,00818	651,2842	2	0,327947	0,012114	0,042431	8,7	80,1	0,974	0,17	0,152	-0,974	-0,223	0,046	12. Mai	5	06:44	06:49							
2023-04-25 07:00:00	0,007857	653,0513	2	0,321316	0,011902	0,040407	8,9	80,3	0,974	0,167	0,154	-0,974	-0,222	0,05	13. Mai	5	06:37	06:50							
2023-04-25 07:01:00	0,005877	654,8148	1	0,314816	0,011692	0,014046	9	80,5	0,974	0,164	0,157	-0,974	-0,22	0,054	14. Mai	7	06:36	06:48							
2023-04-25 07:02:00	0,006231	656,5748	1	0,308444	0,011486	0,021785	9,2	80,7	0,974	0,16	0,16	-0,974	-0,219	0,058	15. Mai	4	06:36	06:47							
2023-04-26 06:56:00	0,006647	649,3586	1	0,341312	0,012571	0,019219	8,5	79,3	0,972	0,184	0,149	-0,972	-0,234	0,037	16. Mai	6	06:36	06:49							
2023-04-26 06:57:00	0,008227	651,1213	2	0,334429	0,012351	0,041208	8,7	79,5	0,972	0,181	0,151	-0,972	-0,232	0,041	17. Mai	6	06:35	06:46							
2023-04-26 06:58:00	0,008274	652,8806	2	0,327681	0,012134	0,043299	8,8	79,7	0,972	0,177	0,154	-0,972	-0,23	0,045	18. Mai	6	06:35	06:48							
2023-04-26 06:59:00	0,00767	654,6362	2	0,321066	0,011921	0,038065	9	79,9	0,972	0,174	0,156	-0,972	-0,229	0,048	19. Mai	5	06:38	06:46							
2023-04-26 07:00:00	0,007067	656,3884	1	0,31458	0,011712	0,032109	9,1	80,1	0,972	0,17	0,159	-0,972	-0,227	0,052	20. Mai	5	06:34	06:45							
2023-04-26 07:01:00	0,007009	658,137	1	0,308222	0,011505	0,032998	9,3	80,3	0,973	0,167	0,161	-0,973	-0,225	0,056	21. Mai	6	06:34	06:47							
2023-04-27 06:51:00	0,007168	643,9042	1	0,36995	0,013511	0,019556	8,1	78,1	0,969	0,204	0,14	-0,969	-0,247	0,019	22. Mai	6	06:40	06:45							
2023-04-27 06:52:00	0,00679	645,6694	1	0,36252	0,013276	0,015835	8,2	78,3	0,969	0,201	0,143	-0,969	-0,245	0,023	23. Mai	9	06:33	06:47							
2023-04-27 06:53:00	0,007659	647,4313	1	0,355234	0,013045	0,029502	8,4	78,5	0,97	0,197	0,145	-0,97	-0,244	0,027	24. Mai	7	06:34	06:47							
2023-04-27 06:54:00	0,009016	649,1896	2	0,34809	0,012817	0,046047	8,5	78,7	0,97	0,194	0,148	-0,97	-0,242	0,031	25. Mai	5	06:40	06:45							
2023-04-27 06:56:00	0,007811	652,696	1	0,334218	0,012373	0,036321	8,8	79,1	0,97	0,187	0,153	-0,97	-0,239	0,039	26. Mai	10	06:32	06:46							
2023-04-27 06:57:00	0,007504	654,4439	1	0,327485	0,012156	0,03424	9	79,3	0,971	0,184	0,156	-0,971	-0,237	0,043	27. Mai	8	06:33	06:46							
2023-04-27 06:58:00	0,008093	656,1884	2	0,320884	0,011943	0,042753	9,1	79,5	0,971	0,181	0,158	-0,971	-0,235	0,047	28. Mai	7	06:39	19:45							
2023-04-27 06:59:00	0,007515	657,9294	1	0,314412	0,011733	0,037656	9,3	79,7	0,971	0,177	0,161	-0,971	-0,234	0,051	29. Mai	5	06:39	06:44							
2023-04-27 07:00:00	0,007288	659,6668	1	0,308067	0,011526	0,036473	9,4	79,9	0,971	0,174	0,163	-0,971	-0,232	0,055	30. Mai	10	06:32	19:46							
2023-04-27 07:01:00	0,005616	661,4008	1	0,301847	0,011323	0,012653	9,6	80	0,971	0,17	0,166	-0,971	-0,231	0,059	31. Mai	10	06:32	19:46							
2023-04-28 06:49:00	0,006356	643,7444	1	0,377293	0,013776	0,004994	8	77,5	0,967	0,214	0,139	-0,967	-0,255	0,014	1. Jun.	6	06:39	19:46							
2023-04-28 06:50:00	0,006365	645,5018		0,369732	0,013537	0,007031	8,2	77,7	0,967	0,211	0,142	-0,967	-0,253	0,018	2. Jun.	8	06:34	06:45							
2023-04-28 06:51:00	0,009445	647,2559		0,362319	0,013301	0,046865	8,3	77,9	0,968	0,207	0,145	-0,968	-0,252	0,022	3. Jun.	8	06:34	19:44							
2023-04-28 06:55:00	0,006206	654,2378		0,334078	0,012397	0,013618	8,9	78,7	0,969	0,194	0,155	-0,969	-0,245	0,037	4. Jun.	14	06:31	19:48							
2023-04-28 06:56:00	0,007391	655,9747	1	0,327359	0,01218	0,03264	9,1	78,9	0,969	0,191	0,157	-0,969	-0,244	0,04											