

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Ahrensböök

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Ahrensböök 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

<b>1</b>	<b>Auftrag</b> .....	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung</b> .....	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potenziellen Blendwirkung</b> .....	<b>8</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>16</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B432 östlich .....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B432 südöstlich.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B432 südlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude .....	22
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug)</b> .....	<b>24 - 37</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Ahrensböök"

## 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 „Ahrensböök“ für Verkehrsteilnehmer auf der B432 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. Lichteitlinie<sup>1</sup>, 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 Lichteitlinie 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 Ahrensböök eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichteitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für südlich verlaufende B432 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichteitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Darüber hinaus wurden die örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Ortsbegehung erfasst.

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

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

<sup>1</sup> Die Lichteitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichteitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichteitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet nordöstlich von Holstendorf in Schleswig-Holstein, ca. 3,5 km nordöstlich von Ahrensböök. Südlich der Flächen verläuft die B432. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nordöstlich von Holstendorf in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.037°N, 10.615°O, 51 m ü.N.N</a>
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 40 m (kleinste Entfernung)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Übersicht über die Flächen der PV Anlage und die Umgebung.



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

Detailansicht.



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

Fotos der PV Flächen. Blick von Süden nach Norden auf das Teilfeld 4.



Bild 2.1.4: Foto in Richtung Norden auf das Teilfeld 4 (Quelle: SolPEG Ortsbegehung)

Blick von Osten nach Westen auf das Teilfeld 1.



Bild 2.1.5: Foto in Richtung Westen auf das Teilfeld 1 (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 südlich von der PV Feld 4. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potenziellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Fläche. Der Standort wird zu Kontrollzwecken 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 Braunschweig<sup>3</sup> 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:

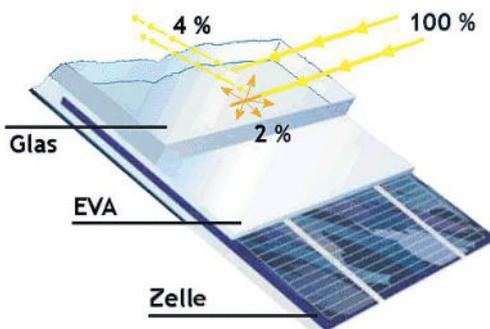


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <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.

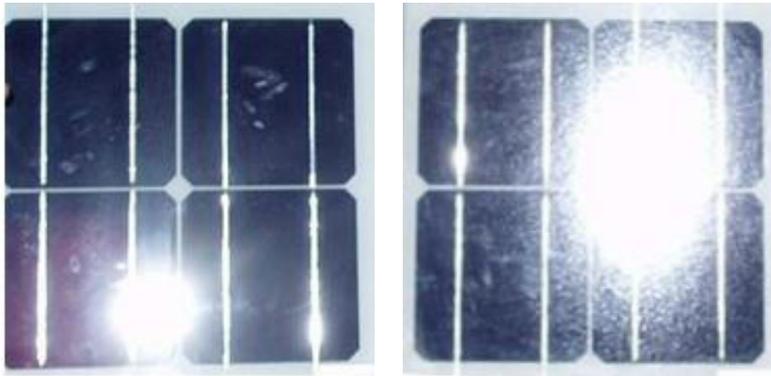


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

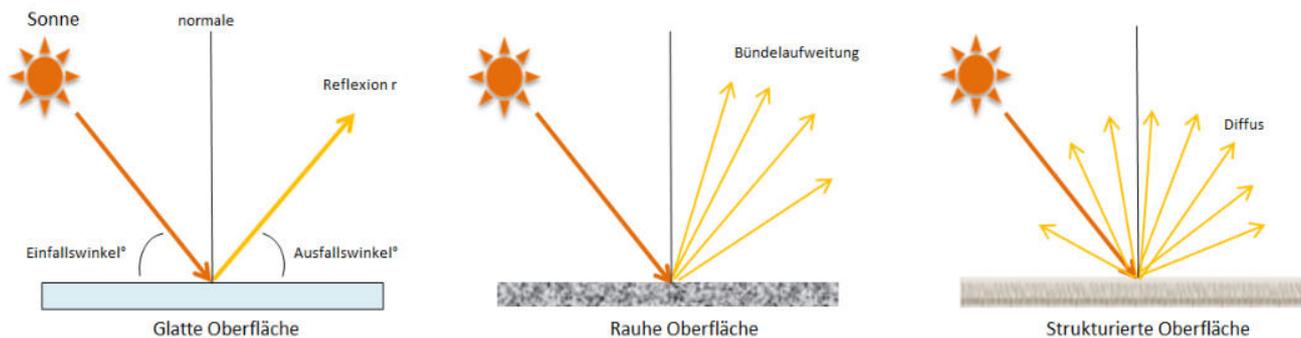


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Modulanschluss & Kabel	MC4 kompatibel, 4,0 mm <sup>2</sup> , Kabellänge: (+) ≥ 1100 mm, (-) ≥ 1100 mm
Anschlussdose	Schutzklasse IP68
Hagelschutz	Eiskugeln mit max. 25 mm Ø u. einer Geschwindigkeit bis 23 m/s
Schneelast	5400 Pa $\hat{=}$ 550 kg/m <sup>2</sup>

15 Jahre Produktgarantie, 25 Jahre lineare Leistungsgarantie gemäß unseren zusätzlichen Garantiebedingungen für Solarstrahlungsmodul „Mono S4“, die wir Ihnen gerne zuschicken.

Es sind aufgrund der Toleranz der Antireflexbeschichtung farbliche Unterschiede bei den All Black Modulen möglich.

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 FAA<sup>4</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

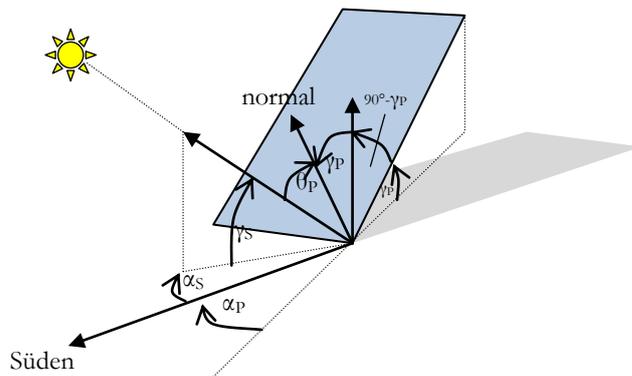


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

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

<sup>5</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>6</sup> 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 folgenden Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.



Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Auftraggeber)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Solarfabrik (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - ca. 2,43 m
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt <sup>7</sup> )
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 Beeinträchtigung<sup>8</sup> 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.

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

<sup>8</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Die PV Anlage besteht aus insgesamt 6 separaten PV Feldern von denen allerdings nur 3 für die Betrachtung im Hinblick auf potenzielle Reflexionen relevant sind. Die übrigen PV Felder liegen abseits und sind weder von der Straße noch von umliegenden Gebäuden aus einsehbar.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte im Verlauf der B432 sowie 1 Messpunkt 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:

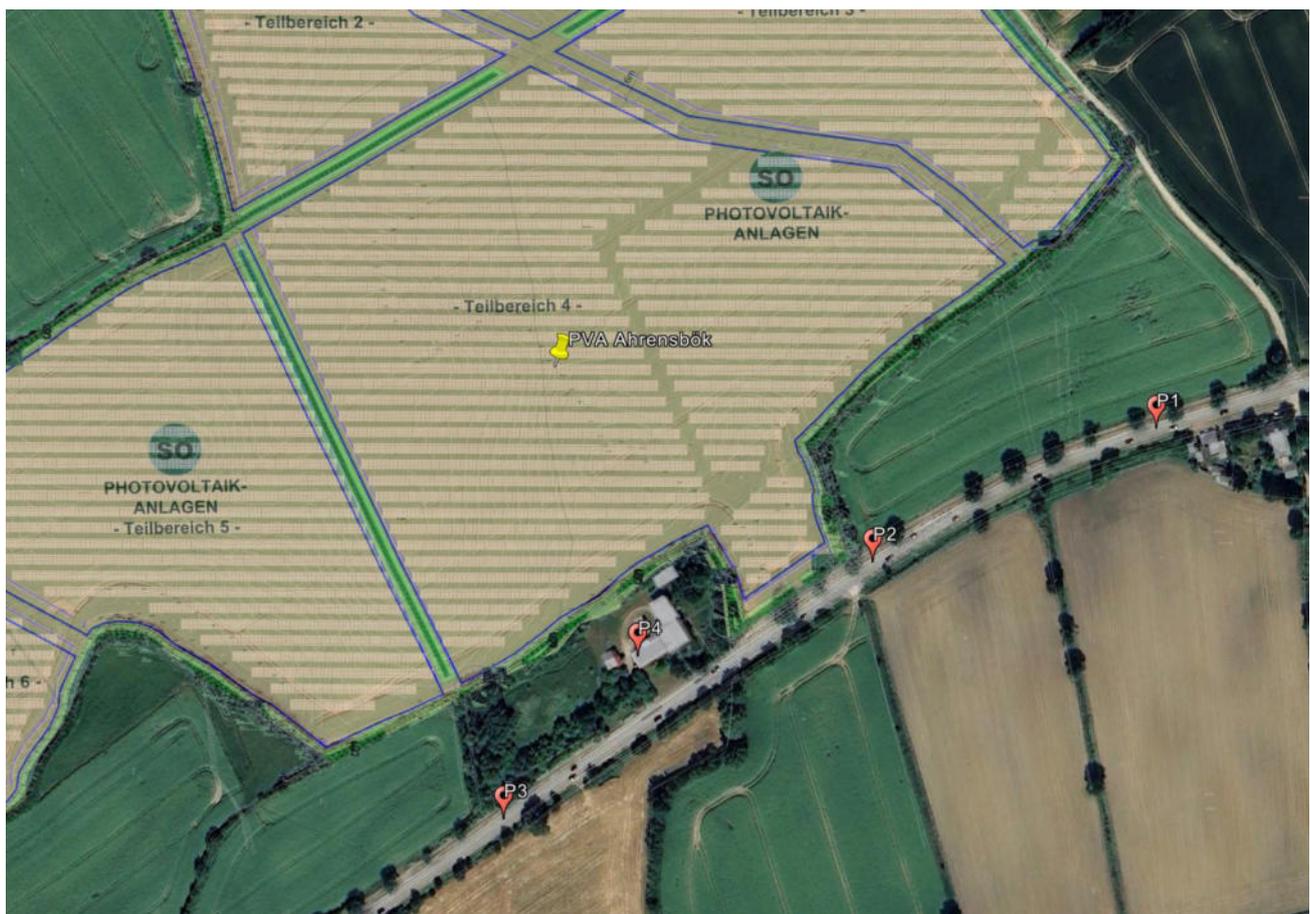


Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 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 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 fehlt<sup>9</sup> 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 ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. 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.

<sup>9</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

<sup>11</sup> 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. TMY<sup>12</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 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/m<sup>2</sup> 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/cm<sup>2</sup>) 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.

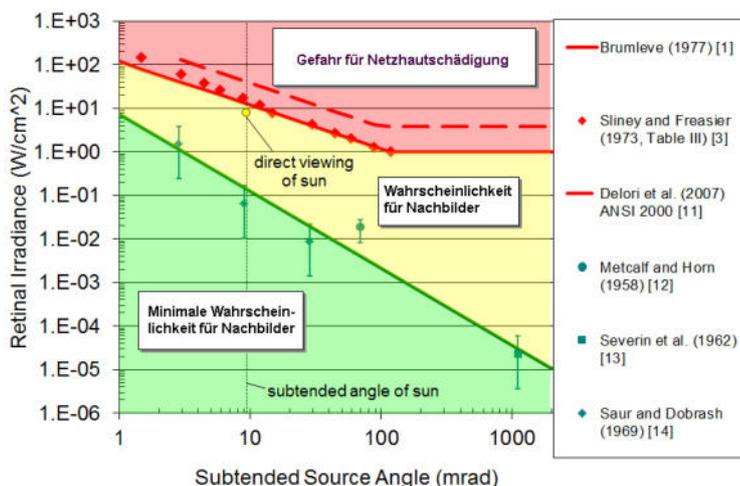


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>13</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Mittelwert 2023: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2023\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png)

Langjähriges Mittel 1991-2020: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_refc9120\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Ahrensböck wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahnverlaufes 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 2,5 m oder mehr 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 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

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 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):**

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Gelände- höhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B432 östlich	54.036715	10.620078	47,14	49,14	nicht relevant <sup>WSE</sup>
P2 B432 südöstlich	54.036066	10.617556	49,59	51,59	nicht relevant <sup>WS</sup>
P3 B432 südlich	54.034831	10.614326	51,64	53,64	nicht relevant <sup>WE</sup>
P4 Gebäude	54.035729	10.615594	52,72	54,72	-

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz/Geländestruktur, <sup>D</sup> = geringe Dauer

<sup>14</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B432 östlich

Am Messpunkt P1 auf der B432 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 10. Mai - 30. Juli zwischen 19:53 - 20:26 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV Teilfeld 4 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten allerdings mit ca.  $+39^\circ$  bis  $+51^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m Sichtweite) und in größerer Entfernung (ca. 150 m – 450 m) und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass aufgrund eines Höhenunterschiedes von ca. 6 m -8 m überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen der B432 und der PV Fläche.

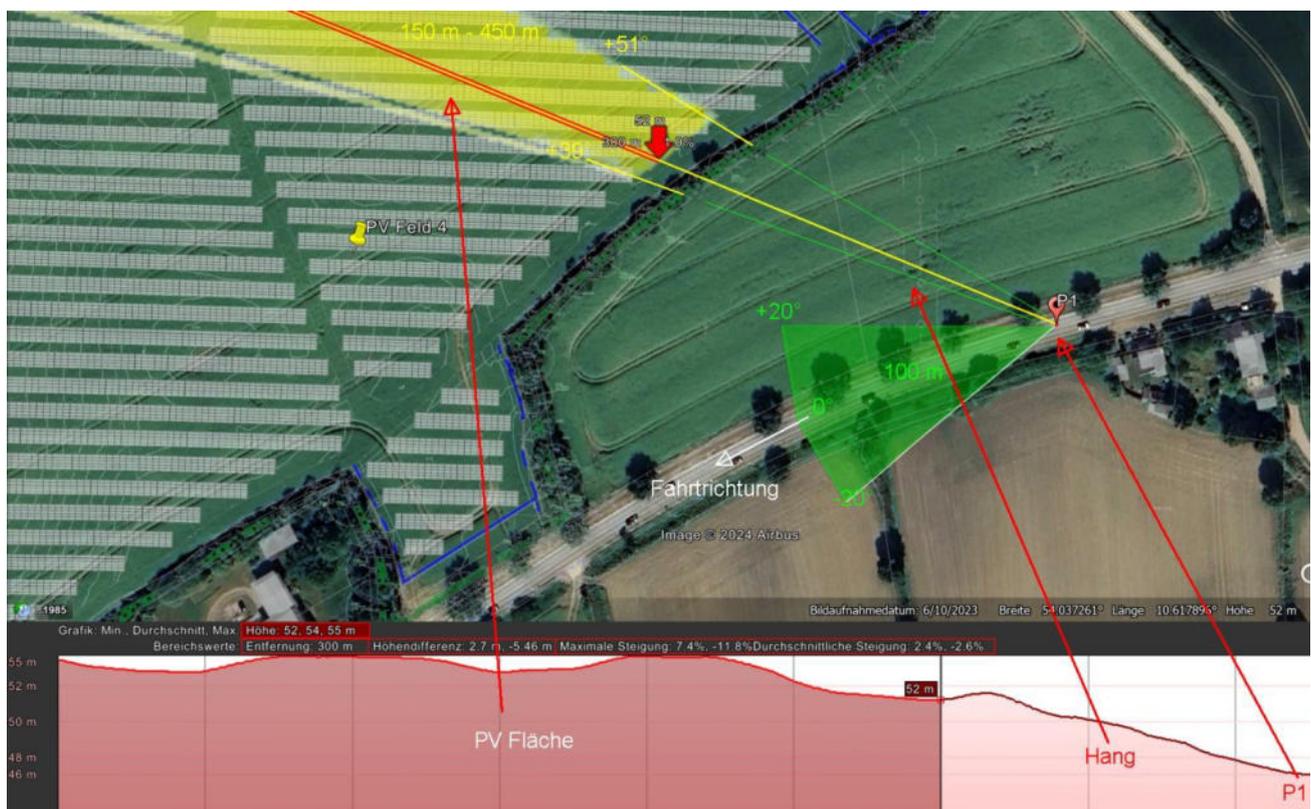


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/Weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können theoretisch Reflexionen durch das PV Teilfeld 4 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der B432 mit Blick Richtung Westen aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht einsehbar ist. Potenzielle Reflexionen wären allerdings auch ohne Bewuchs/Knicks außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher nicht relevant.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation aus Sicht eines PKW-Fahrers.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen (Quelle: SolPEG)

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B432 südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der B432 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 14. Mai - 28. Juli zwischen 19:54 - 20:26 Uhr für 5 bis max. 13 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV Teilfeld 4 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten allerdings mit ca.  $+47^\circ$  bis  $+58^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

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  $\pm 20^\circ$ , 100 m Sichtweite). Im Gelb/Weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können theoretisch Reflexionen durch das PV Teilfeld 4 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Auch in diesem Abschnitt besteht aufgrund von Bewuchs/Knicks im Randbereich überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle ist. Im Frühjahr 2024 wurde der Knick auf den Stock gesetzt (geschnitten) aber dennoch liegen potenzielle Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der B432 im Bereich von Messpunkt P2 mit Blick Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Das Foto aus August 2023 verdeutlicht, dass die PV Anlage in den relevanten Jahreszeiten aufgrund von Bewuchs/Knicks nicht einsehbar ist.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation in März 2024 aus Sicht eines PKW-Fahrers bei gerodetem Straßenbegleitgrün. Das Foto verdeutlicht, dass die Ostseite der PV-Module teilweise sichtbar sein könnte, aber potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher nicht relevant.



Bild 4.2.3: Foto am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B432 südlich

Am Messpunkt P3 auf der B432 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 06. Mai - 08. August zwischen 19:36 - 20:04 Uhr für 5 bis max. 10 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV Teilfeld 6 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und in großer Entfernung (ca. 270 m - 380 m) und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen - sofern diese aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt sichtbar sein sollten.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

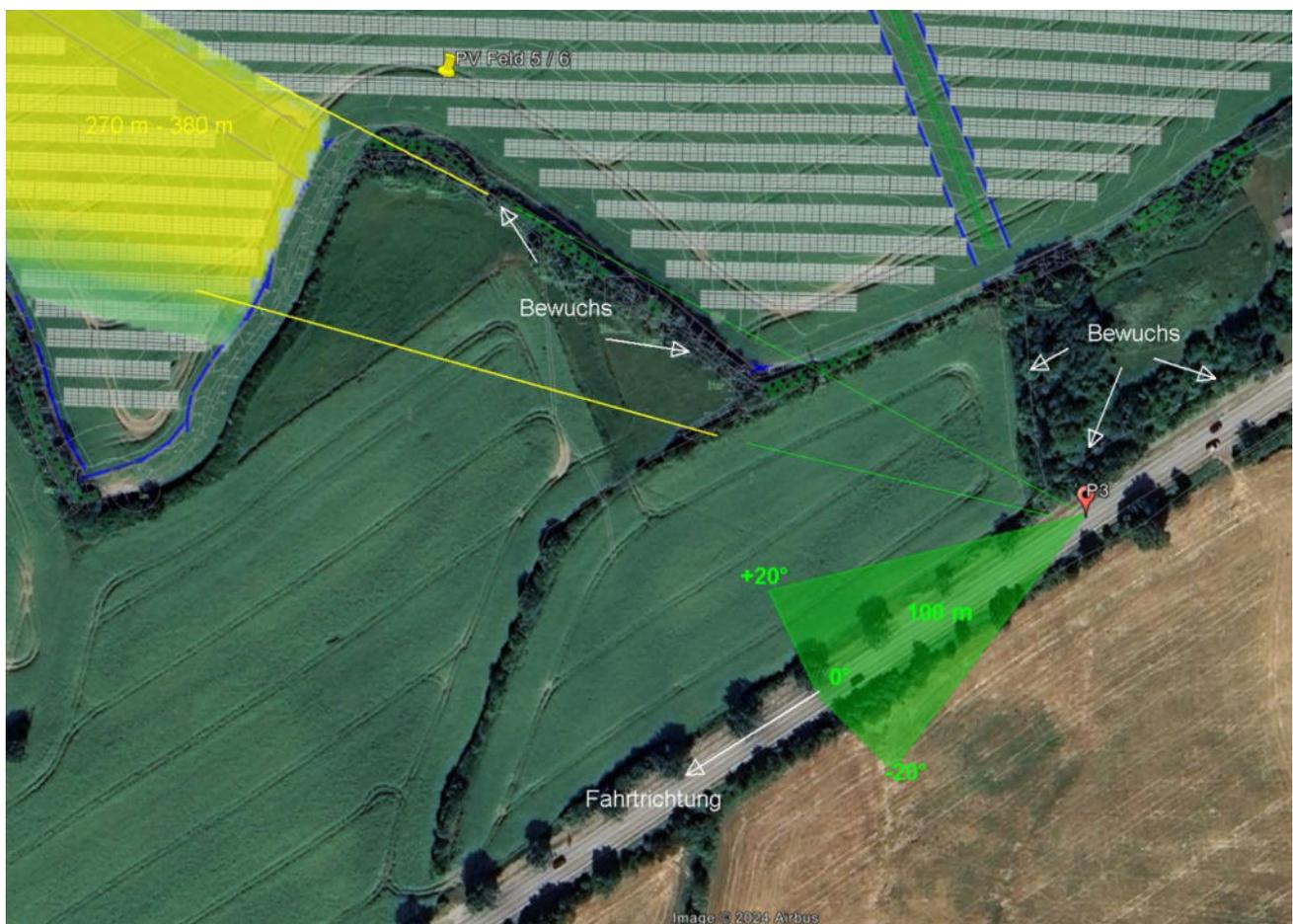


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/Grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können theoretisch Reflexionen durch das PV Teilfeld 6 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P3 auf der B432 mit Blick Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht einsehbar ist. Potenzielle Reflexionen wären allerdings auch ohne Bewuchs/Knicks außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher nicht relevant.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude angrenzend an die PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Lt. eines Urteils des OLG Braunschweig vom 10. August 2022<sup>15</sup> ist die sog. LAI Lichtleitlinie ohnehin nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen.

Gebäude der südwestlich gelegenen Ortschaft Holstendorf können nicht von potenziellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

<sup>15</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Ahrensböök kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>16</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt im Verlauf der B432 nur eine geringe, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Darüber besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Aktuell wurden einzelne Knicks im Randbereich auf den Stock gesetzt (geschnitten), sodass Teile der PV Anlage bis zum Neuaustrieb evt. sichtbar sein könnten. Aufgrund der Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen kann allerdings eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt für PKW und gleichermaßen auch für LKW mit erhöhter Sitzposition.

Im Bereich der Gebäude an der Adresse Brauner Hirsch sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

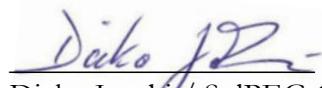
Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht 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 19.03.2024

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>16</sup>Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

# PV Freiflächen Anlage

- LAYOUT -

## PROJEKT

Solarpark Brauner Hirsch

## BAUHERR

Solarpark Brauner Hirsch GmbH & Co. KG

## AUFTRAGGEBER

**Solarpark Brauner Hirsch GmbH & Co. KG**

Hufenkoppel 31, 23623 Ahrensböck  
Tel.: 04668-95990

## ANLAGEN STANDORT

Land - Schleswig-Holstein  
Gemeinde - Ahrensböck  
Koordinaten - 54°02'16.9"N 10°36'56.6"E

## PROJEKT DATEN

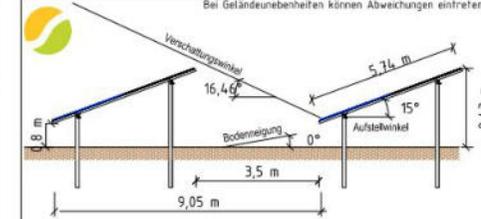
Fläche PV-Feld - ca.25,58 ha  
Fläche überbaut - ca.13,91 ha  
Fläche umzäunt - ca.28,19 ha  
Zaunlänge - ca.2650 m  
Tischanordnung - Einzeltische  
Modultyp/Modulleistung - Solar Fabrik Mono S4 HC 545  
Modulabmaße - 2279x1134x35 mm  
Modulanzahl - 54855  
Wechselrichter - -

Anlagenleistung - 29,895 MWp

## PLANUNGSPARAMETER

Gestelltyp - Oberhauser ISYS 2.1  
Anlagenausrichtung - Süd  
Eigenverschattung - Schatten 0,83 m 21. Dez. 12:00

Bei Geländeunebenheiten können Abweichungen eintreten



## PLANUNGSSTAND

Entwurf - 2022-08-15

Index	Datum	Bemerkung
001	15.08.2022	Erstellt / SKE

## PLANUNGSBÜRO

**SPR Energie GmbH**  
Norddeich 3, 25924 Rodenäs  
Tel.: +49 (0) 46 68 - 95 86 3 - 0

**SPR ENERGIE**

Diese Zeichnung darf ohne unsere Zustimmung nicht vervielfältigt oder an Dritte Personen sowie Wettbewerber weitergegeben werden

Maßstab - 1:4000

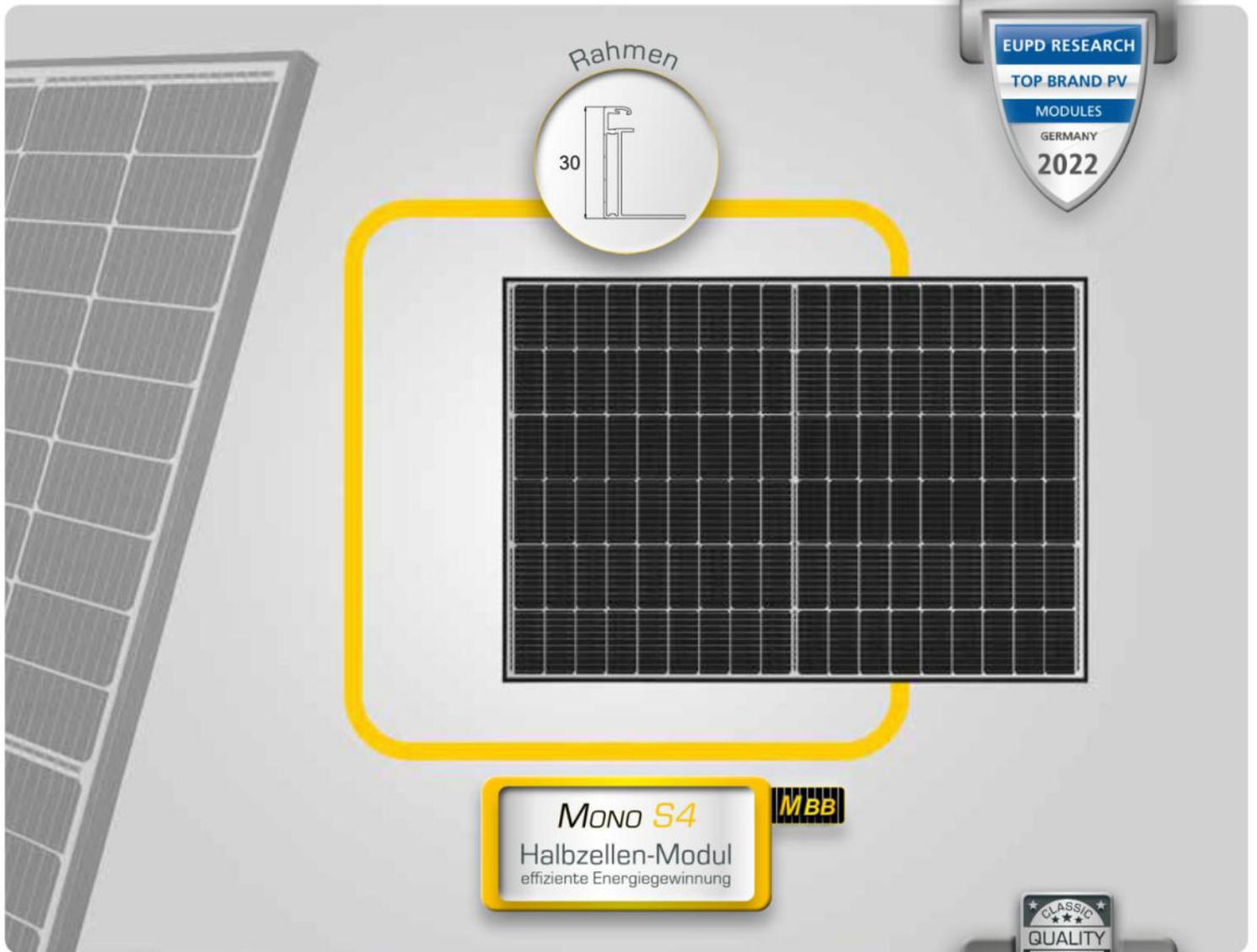
Format - DIN A3

Projektnr. - 25321





## Solarstrommodule MONOKRISTALLIN



**Mono S4**  
Halbzellen-Modul  
effiziente Energiegewinnung

**MBB**



### **Mono S4** - Halfcut

405 W • 410 W

- Halbzellen-Modul - Hohe Effizienz, hohe Sicherheit, hohe Zuverlässigkeit
- Hochtransparentes, selbstreinigendes Glas
- Hervorragende Leistungen auch unter schwachen Lichtverhältnissen
- Resistent gegen Umwelteinflüsse: Ammoniak- & Salznebelbeständigkeit
- Multibusbar-Technologie
- Flächennutzungsgrad 209,72 W/m<sup>2</sup> bei 410 W
- Deutsche Garantie

# Mono S4 - Halfcut

## Elektrische Daten unter STC (Standard Test Conditions: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM 1,5)

Nennleistung	$P_{max}$	405 W	410 W
Sortiergrenzen der Leistung		0/+3 %	0/+3 %
Spannung	$U_{MPP}$	31,52 V	31,76 V
Leerlaufspannung	$U_{OC}$	37,42 V	37,66 V
Strom	$I_{MPP}$	12,85 A	12,91 A
Kurzschlussstrom	$I_{SC}$	13,60 A	13,66 A
Wirkungsgrad		20,71 %	20,96 %

## Temperaturdaten

Betriebstemperaturbereich		- 40° C bis + 85° C
Nennbetriebstemperatur der Zelle		5 bis 85 %
Temperaturkoeffizient Leistung	$T_k(P_{MPP})$	-0,36 %/K
Temperaturkoeffizient Spannung	$T_k(U_{OC})$	-0,28 %/K
Temperaturkoeffizient Strom	$T_k(I_{SC})$	0,05 %/K

## Weitere Angaben

Anzahl Zellen	108 monokristalline Halbzellen (6 x 18)	<b>MBB</b>
Zellgröße	182 x 91 mm	
Modulgröße	1724 x 1134 x 30 mm	
Modulrahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung	
Max. Systemspannung	1500 V	
Rückstrombelastbarkeit	25 A	
Glasabdeckung	3,2 mm	
Modulgewicht	ca. 21,5 kg	
Modulanschluss & Kabel	MC4 kompatibel, 4,0 mm <sup>2</sup> , Kabellänge: (+) ≥ 1100 mm, (-) ≥ 1100 mm	
Anschlussdose	Schutzklasse IP68	
Hagelschutz	Eiskugeln mit max. 25 mm Ø u. einer Geschwindigkeit bis 23 m/s	
Schneelast	5400 Pa $\hat{=}$ 550 kg/m <sup>2</sup>	

15 Jahre Produktgarantie, 25 Jahre lineare Leistungsgarantie gemäß unseren zusätzlichen Garantiebedingungen für Solarstrommodule der Produktlinie „Mono S4“, die wir Ihnen gerne zuschicken.

Es sind aufgrund der Toleranz der Antireflexbeschichtung farbliche Unterschiede bei den All Black Modulen möglich.

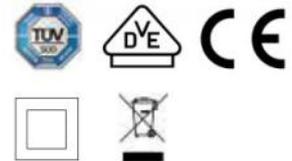
Irrtum und technische Änderungen mit ggfs. entsprechenden Nachzertifizierungen vorbehalten. Abb. ähnlich.

## Maße und Gewichte Verpackungssysteme

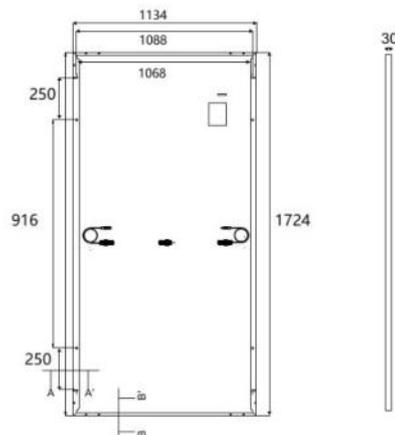
<b>LKW</b>	
Maße Palette (L/W/H)	176/114/127,5 cm
Gewicht Palette	ca. 785 kg
Module pro Palette	36
Module pro LKW	936

## Verschiffung

Maße Palette (L/W/H)	176/114/127,5 cm
Gewicht Palette	ca. 785 kg
Module pro Palette	36
Module pro Container [40' HC]	864



### Mono S4 - Halfcut (Halb-Zellen-Modul)



**Hinweis:**  
Polarität beachten!

Ihr Fachhändler:

**Solar Fabrik GmbH**  
Hermann-Niggemann-Str. 7  
63846 Laufach  
Deutschland

Telefon: +49 (0)6093 20770-0  
Telefax: +49 (0)6093 20770-99  
E-Mail: info@solar-fabrik.de  
Internet: [www.solar-fabrik.de](http://www.solar-fabrik.de)

# Ahrensboek

## Ahrensboek

**Created** Mar 20, 2024  
**Updated** Mar 20, 2024  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 114799.19783

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



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> 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 3	15.0	180.0	0	0	-
PV Feld 4	15.0	180.0	2,239	1,851	-
PV Feld 5_6	15.0	180.0	2,241	748	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 160,778 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 31,345 m<sup>2</sup>  
**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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.038766	10.615089	53.52	2.00	55.52
2	54.039516	10.617321	53.85	2.00	55.85
3	54.039516	10.618008	54.94	2.00	56.94
4	54.038212	10.619649	51.50	2.00	53.50
5	54.038004	10.619681	50.65	2.00	52.65
6	54.037720	10.618973	48.75	2.00	50.75
7	54.037726	10.618383	50.87	2.00	52.87
8	54.038256	10.617536	51.99	2.00	53.99
9	54.038268	10.616527	51.87	2.00	53.87
10	54.038747	10.615004	53.41	2.00	55.41

**Name:** PV Feld 4  
**Footprint area:** 75,997 m<sup>2</sup>  
**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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.037884	10.612450	57.04	2.00	59.04
2	54.038671	10.614778	53.64	2.00	55.64
3	54.038123	10.616420	52.31	2.00	54.31
4	54.038117	10.617546	51.97	2.00	53.97
5	54.037512	10.618469	50.91	2.00	52.91
6	54.036706	10.616838	51.13	2.00	53.13
7	54.036101	10.617117	49.81	2.00	51.81
8	54.035969	10.616752	50.18	2.00	52.18
9	54.035975	10.616506	51.13	2.00	53.13
10	54.036277	10.616216	50.94	2.00	52.94
11	54.036265	10.615808	50.47	2.00	52.47
12	54.035717	10.614328	52.70	2.00	54.70
13	54.035710	10.613899	53.75	2.00	55.75

**Name:** PV Feld 5\_6  
**Footprint area:** 53,436 m<sup>2</sup>  
**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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.037594	10.612364	56.70	2.00	58.70
2	54.035572	10.613813	53.04	2.00	55.04
3	54.035395	10.613158	52.13	2.00	54.13
4	54.035414	10.612504	51.11	2.00	53.11
5	54.036000	10.611259	50.48	2.00	52.48
6	54.036025	10.610734	50.33	2.00	52.33
7	54.035074	10.610015	51.17	2.00	53.17
8	54.035093	10.609596	52.62	2.00	54.62
9	54.036050	10.608813	52.06	2.00	54.06
10	54.036681	10.608888	51.79	2.00	53.79
11	54.037619	10.611474	58.49	2.00	60.49

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.036715	10.620078	47.14	2.00	49.14
OP 2	54.036066	10.617556	49.59	2.00	51.59
OP 3	54.034831	10.614326	51.64	2.00	53.64
OP 4	54.035729	10.615594	52.72	2.00	54.72

## Obstruction Components

Name: Bewuchs  
Upper edge height: 8.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	54.035704	10.614729	52.25
2	54.035967	10.615319	51.58
3	54.036170	10.615998	51.43
4	54.035908	10.616341	51.90
5	54.035691	10.616282	51.65
6	54.035537	10.615960	52.18

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 3	15.0	180.0	0	0	-	-
PV Feld 4	15.0	180.0	2,239	1,851	-	
PV Feld 5_6	15.0	180.0	2,241	748	-	

## 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-4 (green)	0	0	0	0	477	565	628	35	0	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	0	214	362	317	11	0	0	0	0
pv-feld-5-6 (green)	0	0	0	93	609	622	696	221	0	0	0	0
pv-feld-5-6 (yellow)	0	0	0	3	221	234	233	57	0	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld 3 no glare found

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

No glare found

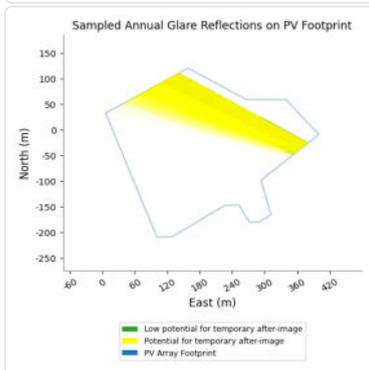
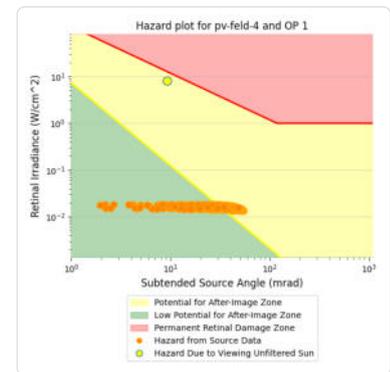
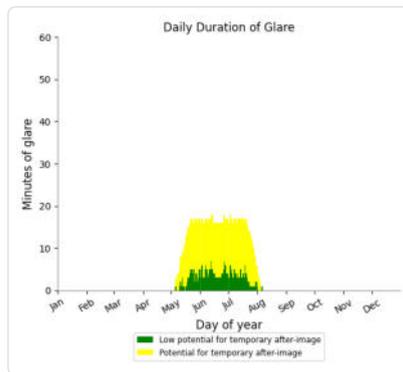
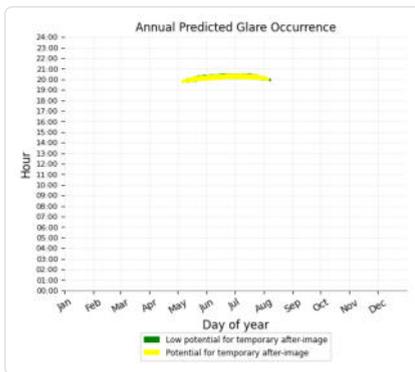
### PV Feld 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	288	1009
OP: OP 2	414	842
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1537	0

## PV Feld 4: OP 1

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

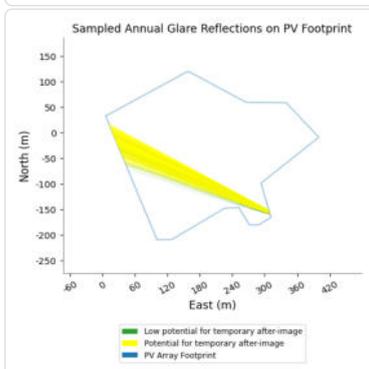
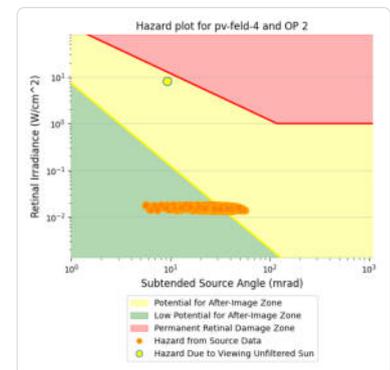
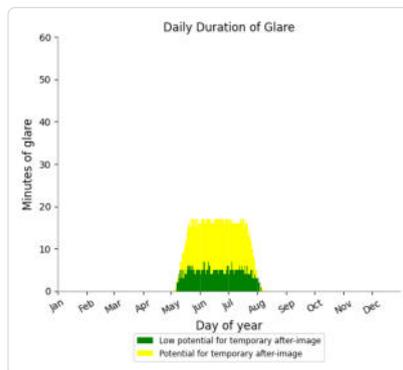
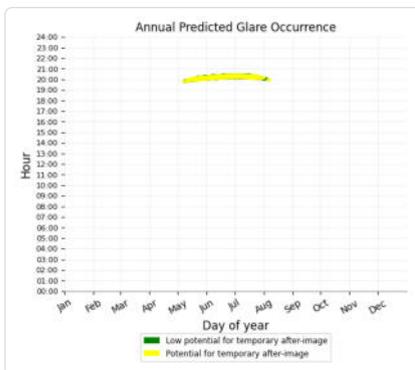
- 288 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,009 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 4: OP 2

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

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



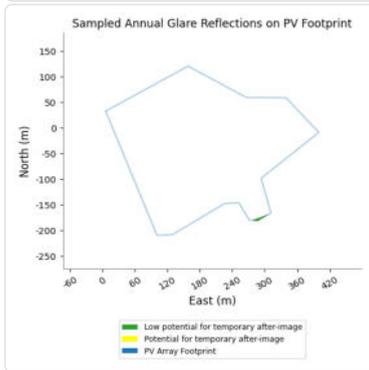
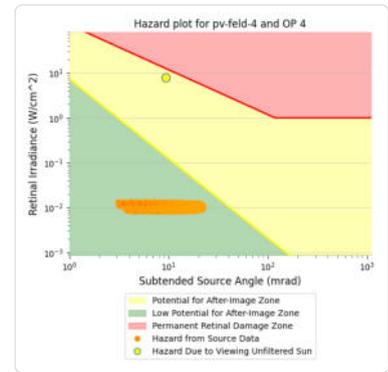
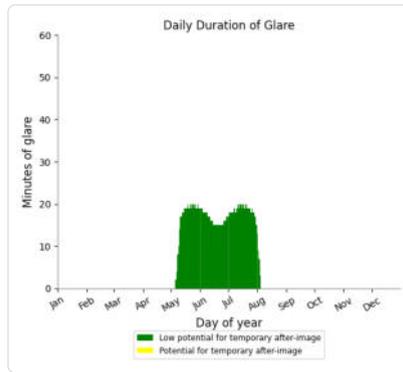
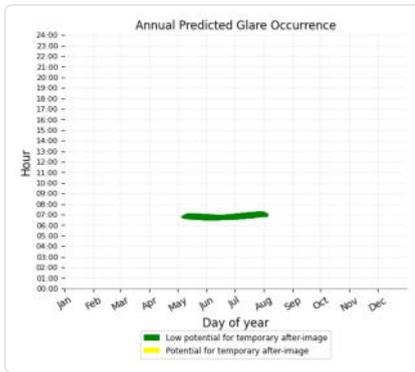
## PV Feld 4: OP 3

No glare found

## PV Feld 4: OP 4

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

- 1,537 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 5\_6 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	1253	0
OP: OP 3	988	748
OP: OP 4	0	0

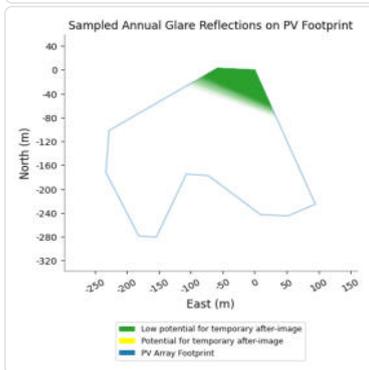
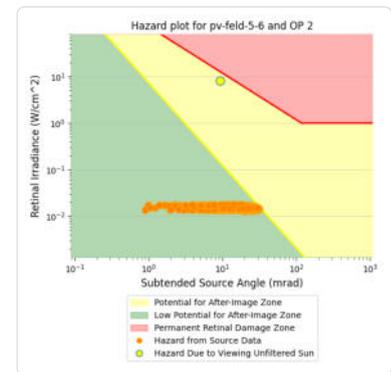
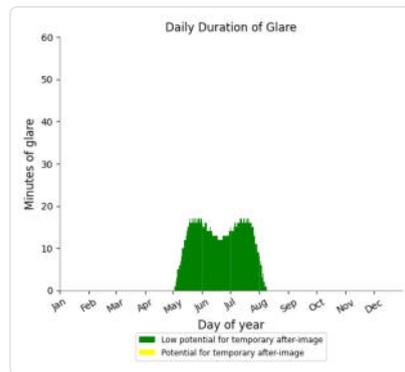
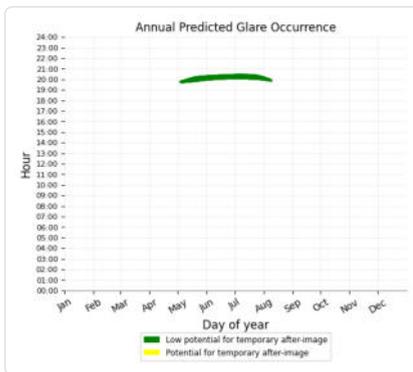
## PV Feld 5\_6: OP 1

No glare found

## PV Feld 5\_6: OP 2

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

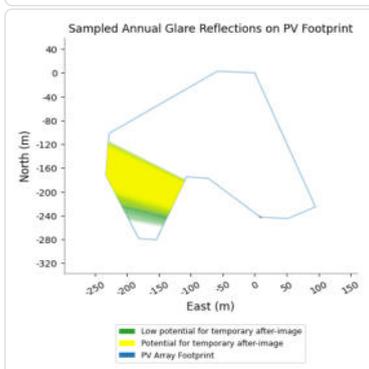
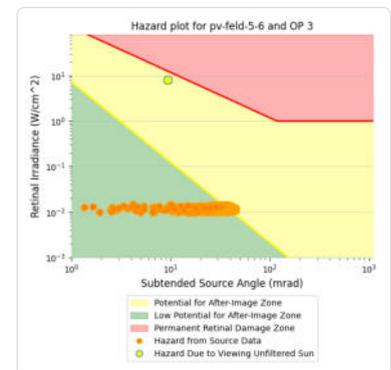
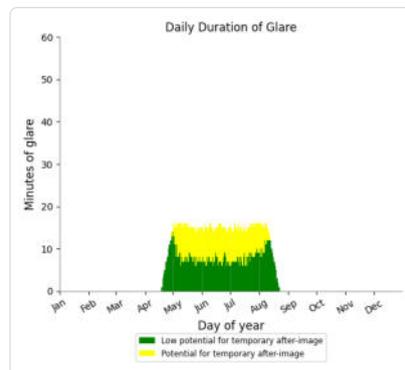
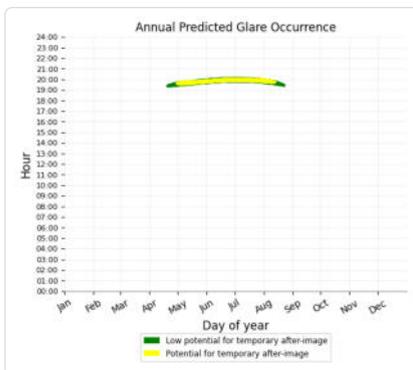
- 1,253 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 5\_6: OP 3

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

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



## PV Feld 5\_6: OP 4

No glare found

# Assumptions

---

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

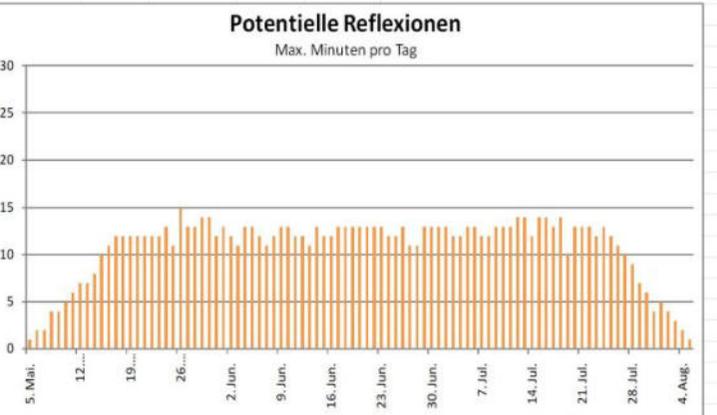
	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	
2024-05-05 19:50:00	0,011101	644,5451		2	0,420695	0,01538	0,048282	8,1	286,9	-0,947	0,287	0,14	0,947	-0,319	-0,022	5. Mai.	1	19:50	19:50
2024-05-06 19:50:00	0,006974	647,318	1	0,412682	0,015152	0,004736	8,3	287	-0,946	0,29	0,144	0,946	-0,323	-0,02	6. Mai.	2	19:51	19:52	
2024-05-06 19:51:00	0,011119	645,6485		2	0,420741	0,015408	0,048266	8,2	287,2	-0,945	0,293	0,142	0,945	-0,325	-0,024	7. Mai.	2	19:52	19:53
2024-05-06 19:52:00	0,011098	643,976	2	0,42895	0,015667	0,046654	8	287,4	-0,945	0,297	0,14	0,945	-0,327	-0,027	8. Mai.	4	19:52	19:55	
2024-05-07 19:52:00	0,011065	646,7575		2	0,420902	0,01544	0,047664	8,3	287,6	-0,943	0,299	0,144	0,943	-0,331	-0,025	9. Mai.	4	19:53	19:56
2024-05-07 19:53:00	0,010752	645,0943		2	0,429095	0,0157	0,043684	8,1	287,8	-0,943	0,303	0,141	0,943	-0,333	-0,029	10. Mai.	5	19:53	19:57
2024-05-08 19:52:00	0,011065	649,5227	2	0,413146	0,01522	0,048899	8,5	287,8	-0,942	0,302	0,147	0,942	-0,335	-0,023	11. Mai.	6	19:54	20:00	
2024-05-08 19:53:00	0,010586	647,8719		2	0,421178	0,015477	0,043572	8,3	288	-0,941	0,305	0,145	0,941	-0,337	-0,027	12. Mai.	7	19:54	20:01
2024-05-08 19:54:00	0,011202	646,218		2	0,429359	0,015737	0,04708	8,2	288,2	-0,941	0,308	0,143	0,941	-0,338	-0,031	13. Mai.	7	19:55	20:02
2024-05-08 19:55:00	0,011109	644,561	2	0,43769	0,016001	0,044893	8,1	288,2	-0,94	0,312	0,14	0,94	-0,34	-0,034	14. Mai.	8	19:56	20:04	
2024-05-09 19:53:00	0,011081	650,6333		2	0,413552	0,015261	0,048796	8,6	288,1	-0,94	0,307	0,149	0,94	-0,341	-0,025	15. Mai.	10	19:56	20:05
2024-05-09 19:54:00	0,009726	648,9916		2	0,421574	0,015518	0,035654	8,4	288,3	-0,939	0,311	0,146	0,939	-0,342	-0,029	16. Mai.	11	19:57	20:07
2024-05-09 19:55:00	0,011248	647,3469		2	0,429743	0,015779	0,047205	8,3	288,5	-0,938	0,314	0,144	0,938	-0,344	-0,032	17. Mai.	12	19:57	20:08
2024-05-09 19:56:00	0,010451	645,6992		2	0,438063	0,016043	0,039201	8,1	288,7	-0,938	0,317	0,142	0,938	-0,346	-0,036	18. Mai.	12	19:57	20:10
2024-05-10 19:53:00	0,009597	651,9765		2	0,406208	0,015021	0,037421	8,8	288,3	-0,938	0,31	0,152	0,938	-0,345	-0,023	19. Mai.	12	19:58	20:09
2024-05-10 19:54:00	0,010673	650,3409		2	0,414078	0,015274	0,045466	8,6	288,5	-0,938	0,313	0,15	0,938	-0,346	-0,027	20. Mai.	12	19:58	20:11
2024-05-10 19:55:00	0,010126	648,7022		2	0,422091	0,01553	0,039283	8,5	288,7	-0,937	0,316	0,148	0,937	-0,348	-0,03	21. Mai.	12	19:59	20:12
2024-05-10 19:56:00	0,011209	647,0605		2	0,430252	0,01579	0,046836	8,4	288,9	-0,936	0,32	0,145	0,936	-0,35	-0,034	22. Mai.	12	19:58	20:12
2024-05-10 19:57:00	0,010568	645,4158	2	0,438562	0,016054	0,04014	8,2	289,1	-0,936	0,323	0,143	0,936	-0,351	-0,038	23. Mai.	12	20:00	20:12	
2024-05-10 19:58:00	0,009602	643,7682	1	0,447024	0,016322	0,029691	8,1	289,2	-0,935	0,326	0,14	0,935	-0,353	-0,042	24. Mai.	13	20:00	20:14	
2024-05-11 19:53:00	0,006956	654,7223	1	0,399139	0,014822	0,006821	9	288,4	-0,937	0,312	0,156	0,937	-0,348	-0,021	25. Mai.	11	20:01	20:13	
2024-05-11 19:54:00	0,011019	653,0987		2	0,406861	0,015071	0,049391	8,8	288,6	-0,936	0,316	0,154	0,936	-0,35	-0,025	26. Mai.	15	20:01	20:15
2024-05-11 19:55:00	0,009806	651,4722		2	0,414725	0,015324	0,037565	8,7	288,8	-0,936	0,319	0,151	0,936	-0,352	-0,028	27. Mai.	13	20:01	20:15
2024-05-11 19:56:00	0,011186	649,8426		2	0,422732	0,015581	0,047821	8,6	289	-0,935	0,322	0,149	0,935	-0,353	-0,032	28. Mai.	13	20:02	20:16
2024-05-11 19:57:00	0,011231	648,2101		2	0,430887	0,015842	0,046729	8,4	289,2	-0,934	0,325	0,147	0,934	-0,355	-0,036	29. Mai.	14	20:02	20:16
2024-05-11 19:58:00	0,010549	646,5746		2	0,43919	0,016106	0,039692	8,3	289,4	-0,933	0,329	0,144	0,933	-0,357	-0,04	30. Mai.	14	20:02	20:16
2024-05-11 19:59:00	0,008754	644,936	1	0,447644	0,016375	0,020325	8,1	289,6	-0,933	0,332	0,142	0,933	-0,358	-0,043	31. Mai.	12	20:03	20:17	
2024-05-11 20:00:00	0,011355	643,2946		2	0,456252	0,016647	0,043332	8	289,8	-0,932	0,335	0,139	0,932	-0,36	-0,047	1. Jun.	13	20:04	20:18
2024-05-12 19:54:00	0,009699	655,8405		2	0,399916	0,014876	0,039274	9,1	288,8	-0,935	0,318	0,157	0,935	-0,354	-0,023	2. Jun.	12	20:04	20:18
2024-05-12 19:55:00	0,010777	654,2259		2	0,407636	0,015126	0,047157	8,9	289	-0,934	0,321	0,155	0,934	-0,356	-0,026	3. Jun.	11	20:04	20:19
2024-05-12 19:56:00	0,010227	652,6084		2	0,415497	0,01538	0,041055	8,8	289,2	-0,934	0,324	0,153	0,934	-0,357	-0,03	4. Jun.	13	20:05	20:19
2024-05-12 19:57:00	0,011207	650,9879		2	0,423501	0,015637	0,047667	8,6	289,4	-0,933	0,328	0,15	0,933	-0,359	-0,034	5. Jun.	13	20:05	20:19
2024-05-12 19:58:00	0,01067	649,3645		2	0,431651	0,015898	0,041883	8,5	289,6	-0,932	0,331	0,148	0,932	-0,361	-0,038	6. Jun.	12	20:05	20:19
2024-05-12 19:59:00	0,010239	647,738		2	0,439949	0,016163	0,036637	8,4	289,7	-0,931	0,334	0,145	0,931	-0,362	-0,041	7. Jun.	11	20:06	20:21
2024-05-12 20:00:00	0,00777	646,1086	1	0,448398	0,016432	0,007632	8,2	289,9	-0,93	0,338	0,143	0,93	-0,364	-0,045	8. Jun.	12	20:07	20:21	
2024-05-12 20:01:00	0,011116	644,4763	2	0,457	0,016705	0,041123	8,1	290,1	-0,93	0,341	0,141	0,93	-0,365	-0,049	9. Jun.	13	20:07	20:21	
2024-05-13 19:54:00	0,00787	658,5662	1	0,393236	0,014688	0,020543	9,3	288,9	-0,934	0,32	0,161	0,934	-0,358	-0,021	10. Jun.	13	20:07	20:21	
2024-05-13 19:55:00	0,010982	656,9636		2	0,400817	0,014935	0,049872	9,1	289,1	-0,933	0,323	0,158	0,933	-0,359	-0,024	11. Jun.	12	20:07	20:21
2024-05-13 19:56:00	0,010019	655,358		2	0,408536	0,015186	0,040348	9	289,3	-0,932	0,327	0,156	0,932	-0,361	-0,028	12. Jun.	12	20:08	20:23
2024-05-13 19:57:00	0,011155	653,7494		2	0,416396	0,01544	0,048366	8,8	289,5	-0,931	0,33	0,154	0,931	-0,363	-0,032	13. Jun.	11	20:08	20:23
2024-05-13 19:58:00	0,011226	652,1379		2	0,424399	0,015698	0,047476	8,7	289,7	-0,931	0,333	0,151	0,931	-0,364	-0,036	14. Jun.	13	20:08	20:23
2024-05-13 19:59:00	0,011183	650,5235		2	0,432547	0,015959	0,045704	8,6	289,9	-0,93	0,337	0,149	0,93	-0,366	-0,039	15. Jun.	12	20:09	20:23
2024-05-13 20:00:00	0,009699	648,9061	1	0,440843	0,016225	0,031221	8,4	290,1	-0,929	0,34	0,146	0,929	-0,367	-0,043	16. Jun.	12	20:10	20:24	
2024-05-13 20:01:00	0,011342	647,2857		2	0,449289	0,016495	0,044045	8,3	290,3	-0,928	0,343	0,144	0,928	-0,369	-0,047	17. Jun.	13	20:10	20:24
2024-05-13 20:02:00	0,011353	645,6625		2	0,457887	0,016768	0,042672	8,1	290,5	-0,927	0,346	0,142	0,927	-0,371	-0,05	18. Jun.	13	20:10	20:24
2024-05-13 20:03:00	0,010031	644,0363	1	0,466641	0,017046	0,029723	8	290,7	-0,926	0,35	0,139	0,926	-0,372	-0,054	19. Jun.	13	20:10	20:24	
2024-05-14 19:56:00	0,010834	656,7274		2	0,401844	0,014968	0,048523	9,2	289,5	-0,931	0,329	0,159	0,931	-0,364	-0,026	20. Jun.	13	20:10	20:24
2024-05-14 19:57:00	0,010262	655,1248		2	0,409565	0,015218	0,042307	9	289,6	-0,93	0,332	0,157	0,93	-0,366	-0,03	21. Jun.	13	20:11	20:25
2024-05-14 19:58:00	0,011101	653,5193		2	0,417426	0,015472	0,04776	8,9	289,8	-0,929	0,335	0,155	0,929	-0,368	-0,034	22. Jun.	13	20:11	20:25

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
10. Mai	30. Juli	15	977	19:53	20:26	
01. August	01. August	5	5	20:04	20:08	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

982 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
739 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
243 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1298 Einträgen /-288):  
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)





	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2024-04-19 19:24:00	0,006625	645,8429	1	0,334271	0,012245	0,021523	8	278	-0,98	0,139	0,14	0,98	-0,19	0,052	29. Apr.	2	19:39	19:41	04. Mai	04. Mai	8	8	19:36	19:46		
2024-04-20 19:24:00	0,005418	648,5549	1	0,326611	0,012014	0,002513	8,3	278,3	-0,979	0,142	0,145	0,979	-0,195	0,054	30. Apr.	1	19:41	19:41	06. Mai	06. August	10	706	19:36	20:04		
2024-04-20 19:25:00	0,006754	646,7621	1	0,333238	0,012224	0,023598	8,2	278,5	-0,979	0,146	0,142	0,979	-0,197	0,051	1. Mai.	2	19:36	19:42	08. August	08. August	5	5	19:45	19:54		
2024-04-20 19:26:00	0,007127	644,9658	1	0,339996	0,012437	0,027158	8	277,127	-0,979	0,149	0,14	0,979	-0,199	0,047	2. Mai.	3	19:36	19:43								
2024-04-21 19:25:00	0,006261	649,4683	1	0,325674	0,011997	0,017885	8,5	278,7	-0,978	0,149	0,147	0,978	-0,203	0,053	3. Mai.	4	19:36	19:44								
2024-04-21 19:26:00	0,006874	647,6857	1	0,332273	0,012206	0,025479	8,3	278,9	-0,978	0,152	0,145	0,978	-0,204	0,049	4. Mai.	8	19:36	19:46								
2024-04-21 19:27:00	0,007206	645,8996	1	0,339002	0,012419	0,028365	8,2	279,1	-0,976	0,156	0,142	0,976	-0,206	0,045	5. Mai.	4	19:36	19:44								
2024-04-21 19:28:00	0,007442	644,11	1	0,345863	0,012635	0,02981	8	279,3	-0,977	0,159	0,14	0,977	-0,208	0,041	6. Mai.	8	19:36	19:46								
2024-04-22 19:25:00	0,006578	652,1552	1	0,324805	0,012014	0,022705	8,6	279,1	-0,976	0,156	0,15	0,976	-0,21	0,052	7. Mai.	8	19:36	19:47								
2024-04-22 19:26:00	0,007004	650,3863	1	0,331377	0,012224	0,027148	8,5	279,3	-0,976	0,159	0,147	0,976	-0,212	0,048	8. Mai.	7	19:37	19:46								
2024-04-22 19:27:00	0,007296	648,6139	1	0,338078	0,012437	0,029416	8,3	279,5	-0,976	0,163	0,145	0,976	-0,213	0,044	9. Mai.	10	19:37	19:48								
2024-04-22 19:28:00	0,007524	646,838	1	0,344911	0,012654	0,030709	8,2	279,7	-0,976	0,166	0,142	0,976	-0,215	0,04	10. Mai.	7	19:38	19:48								
2024-04-22 19:29:00	0,007724	645,0585	1	0,351878	0,012874	0,031561	8	279,9	-0,976	0,17	0,14	0,976	-0,217	0,036	11. Mai.	9	19:38	19:49								
2024-04-23 19:25:00	0,005376	654,8234	1	0,317586	0,011795	0,003667	8,9	279,3	-0,975	0,159	0,154	0,975	-0,215	0,054	12. Mai.	8	19:38	19:49								
2024-04-23 19:26:00	0,006721	653,0681	1	0,324005	0,012001	0,024922	8,7	279,5	-0,975	0,163	0,152	0,975	-0,217	0,05	13. Mai.	9	19:39	19:50								
2024-04-23 19:27:00	0,007104	651,3093	1	0,330551	0,012211	0,02862	8,6	279,7	-0,975	0,166	0,149	0,975	-0,219	0,046	14. Mai.	8	19:39	19:51								
2024-04-23 19:28:00	0,007363	649,5469	1	0,337225	0,012424	0,030401	8,4	279,9	-0,975	0,17	0,147	0,975	-0,22	0,042	15. Mai.	9	19:40	19:51								
2024-04-23 19:29:00	0,007582	647,7811	1	0,344031	0,01264	0,031539	8,3	280,1	-0,974	0,173	0,144	0,974	-0,222	0,038	16. Mai.	8	19:40	19:52								
2024-04-23 19:30:00	0,007662	646,0118	1	0,350969	0,01286	0,030909	8,2	280,3	-0,974	0,176	0,142	0,974	-0,224	0,035	17. Mai.	8	19:40	19:49								
2024-04-23 19:31:00	0,007947	644,239	1	0,358044	0,013083	0,032733	8	280,5	-0,974	0,18	0,139	0,974	-0,225	0,031	18. Mai.	7	19:41	19:51								
2024-04-24 19:26:00	0,006244	655,7317	1	0,316888	0,011785	0,019419	9	279,7	-0,974	0,166	0,156	0,974	-0,222	0,052	19. Mai.	6	19:41	19:49								
2024-04-24 19:27:00	0,006853	653,9864	1	0,323276	0,011991	0,026902	8,9	279,9	-0,973	0,169	0,154	0,973	-0,224	0,049	20. Mai.	7	19:42	19:50								
2024-04-24 19:28:00	0,00719	652,2375	1	0,329797	0,0122	0,029858	8,7	280,1	-0,973	0,173	0,151	0,973	-0,226	0,045	21. Mai.	7	19:42	19:50								
2024-04-24 19:29:00	0,00743	650,4851	1	0,336445	0,012413	0,031344	8,6	280,3	-0,973	0,176	0,149	0,973	-0,227	0,041	22. Mai.	8	19:42	19:51								
2024-04-24 19:30:00	0,00764	648,7293	1	0,343224	0,012629	0,032351	8,4	280,5	-0,973	0,18	0,147	0,973	-0,229	0,037	23. Mai.	7	19:44	19:52								
2024-04-24 19:31:00	0,00783	646,97	1	0,350136	0,012848	0,033038	8,3	280,7	-0,972	0,183	0,144	0,972	-0,231	0,033	24. Mai.	7	19:44	19:52								
2024-04-24 19:32:00	0,007993	645,2073	1	0,357182	0,013071	0,033362	8,1	280,9	-0,972	0,187	0,142	0,972	-0,232	0,029	25. Mai.	8	19:44	19:53								
2024-04-25 19:27:00	0,006543	656,6457	1	0,316244	0,011778	0,024133	9,1	280,1	-0,972	0,173	0,159	0,972	-0,229	0,051	26. Mai.	7	19:45	19:53								
2024-04-25 19:28:00	0,006971	654,9101	1	0,322617	0,011984	0,028609	9	280,3	-0,972	0,176	0,156	0,972	-0,231	0,047	27. Mai.	7	19:45	19:54								
2024-04-25 19:29:00	0,007265	653,1712	1	0,329115	0,012193	0,030912	8,8	280,5	-0,972	0,18	0,154	0,972	-0,232	0,043	28. Mai.	8	19:45	19:53								
2024-04-25 19:30:00	0,007495	651,4287	1	0,335739	0,012405	0,032229	8,7	280,7	-0,971	0,183	0,151	0,971	-0,234	0,039	29. Mai.	7	19:46	19:54								
2024-04-25 19:31:00	0,007698	649,6828	1	0,342493	0,01262	0,033121	8,6	280,9	-0,971	0,187	0,149	0,971	-0,236	0,036	30. Mai.	7	19:46	19:54								
2024-04-25 19:32:00	0,007878	647,9335	1	0,349378	0,01284	0,033678	8,4	281,1	-0,971	0,19	0,146	0,971	-0,238	0,032	31. Mai.	8	19:46	19:55								
2024-04-25 19:33:00	0,00804	646,1808	1	0,356398	0,013062	0,033971	8,3	281,3	-0,971	0,193	0,144	0,971	-0,239	0,028	1. Jun.	8	19:48	19:56								
2024-04-25 19:34:00	0,007292	644,4246	1	0,363554	0,013288	0,029299	8,1	281,5	-0,97	0,197	0,141	0,97	-0,241	0,024	2. Jun.	7	19:48	19:56								
2024-04-26 19:27:00	0,005493	660,7472	1	0,30945	0,011597	0,007797	9,4	280,3	-0,974	0,176	0,163	0,974	-0,234	0,053	3. Jun.	7	19:48	19:56								
2024-04-26 19:28:00	0,00671	659,0317	1	0,31568	0,0118	0,026415	9,2	280,5	-0,971	0,179	0,161	0,971	-0,236	0,049	4. Jun.	9	19:48	19:57								
2024-04-26 19:29:00	0,007094	657,3129	1	0,322031	0,012006	0,030114	9,1	280,7	-0,97	0,183	0,158	0,97	-0,238	0,046	5. Jun.	9	19:48	19:57								
2024-04-26 19:30:00	0,007355	655,5906	1	0,328507	0,012215	0,031901	9	280,9	-0,97	0,186	0,156	0,97	-0,239	0,042	6. Jun.	7	19:49	19:57								
2024-04-26 19:31:00	0,007575	653,8648	1	0,335108	0,012428	0,033058	8,8	281,1	-0,97	0,19	0,153	0,97	-0,241	0,038	7. Jun.	7	19:50	19:58								
2024-04-26 19:32:00	0,007724	652,1357	1	0,341838	0,012644	0,033263	8,7	281,3	-0,97	0,193	0,151	0,97	-0,243	0,034	8. Jun.	7	19:50	19:58								
2024-04-26 19:33:00	0,007945	650,4032	1	0,348699	0,012863	0,034292	8,5	281,5	-0,969	0,197	0,148	0,969	-0,244	0,03	9. Jun.	9	19:50	19:59								
2024-04-26 19:34:00	0,007226	648,6673	1	0,355693	0,013086	0,023541	8,4	281,7	-0,969	0,2	0,146	0,969	-0,246	0,026	10. Jun.	9	19:50	19:59								
2024-04-26 19:35:00	0,00747	646,928	1	0,362822	0,013313	0,025122	8,2	281,9	-0,969	0,203	0,143	0,969	-0,248	0,022	11. Jun.	8	19:51	19:59								
2024-04-26 19:36:00	0,00743	645,1853	1	0,37009	0,013543	0,022901	8,1	282,1	-0,968	0,207	0,141	0,968	-0,25	0,019	12. Jun.	7	19:52	20:00								
2024-04-27 19:27:00	0,006322	663,3553	1	0,308978	0,011625	0,022027	9,5	280,7	-0,969	0,183	0,165	0,969	-0,241	0,052	13. Jun.	8	19:52	20:00								
2024-04-27 19:28:00	0,006869	661,6529	1	0,315188	0,011828	0,028453	9,4	280,9	-0,969	0,186	0,163	0,969	-0,243	0,048	14. Jun.	7	19:52	20:00								
2024-04-27 19:29:00	0,007204	659,9471	1	0,321519	0,012035	0,031344	9,2	281,1	-0,969	0,189	0,16	0,969	-0,244	0,044	15. Jun.	6	19:52	20:00								
2024-04-27 19:30:00	0,007445	658,2379	1	0,327974	0,012245	0,032823	9,1	281,3	-0,968	0,193	0,158	0,968	-0,246	0,04	16. Jun.	7	19:53	20:01								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:  
719 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
511 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
208 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
10 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1737 Einträgen /-988):  
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)

