

# Blendgutachten

## Solarpark Schmerkendorf

Ost-West Ausrichtung der PV-Anlage

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Falkenberg in Brandenburg**

**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](mailto:info@solpeg.com)  
🌐 [www.solpeg.com](http://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 .....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>7</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen .....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung .....	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage .....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	12
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>17</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich .....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich .....	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L672 nordöstlich .....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Schmerkendorf .....	22
4.5	Ergebnisse Landeanflug auf Landebahn 26 .....	23
4.6	Ergebnisse Landeanflug auf Landebahn 08 .....	24
4.7	Ergebnisse Platzrunden .....	26
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>28</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>29</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug) .....</b>	<b>30-43</b>

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Schmerkendorf

### 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 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Schmerkendorf“ für die Bahnstrecke sowie ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden 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. Licht-Leitlinie<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 Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die östlich verlaufende Bahnstrecke, Anwohner der umliegenden Gebäude sowie den Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz.

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

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

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

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 3 km südlich von Falkenberg/Elster in Brandenburg. Östlich verläuft die Bahnstrecke Falkenberg-Riesa, westlich befindet sich der Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche 3 km südlich von Falkenberg in Brandenburg. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">51.556°N, 13.255°O 85 m ü.N.N.</a>
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 90 m
Entfernung zur Bahnstrecke	ca. 30 m - 40 m
Entfernung zum Sonderlandeplatz	ca. 1200 m (Landebahn)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	nicht relevant

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

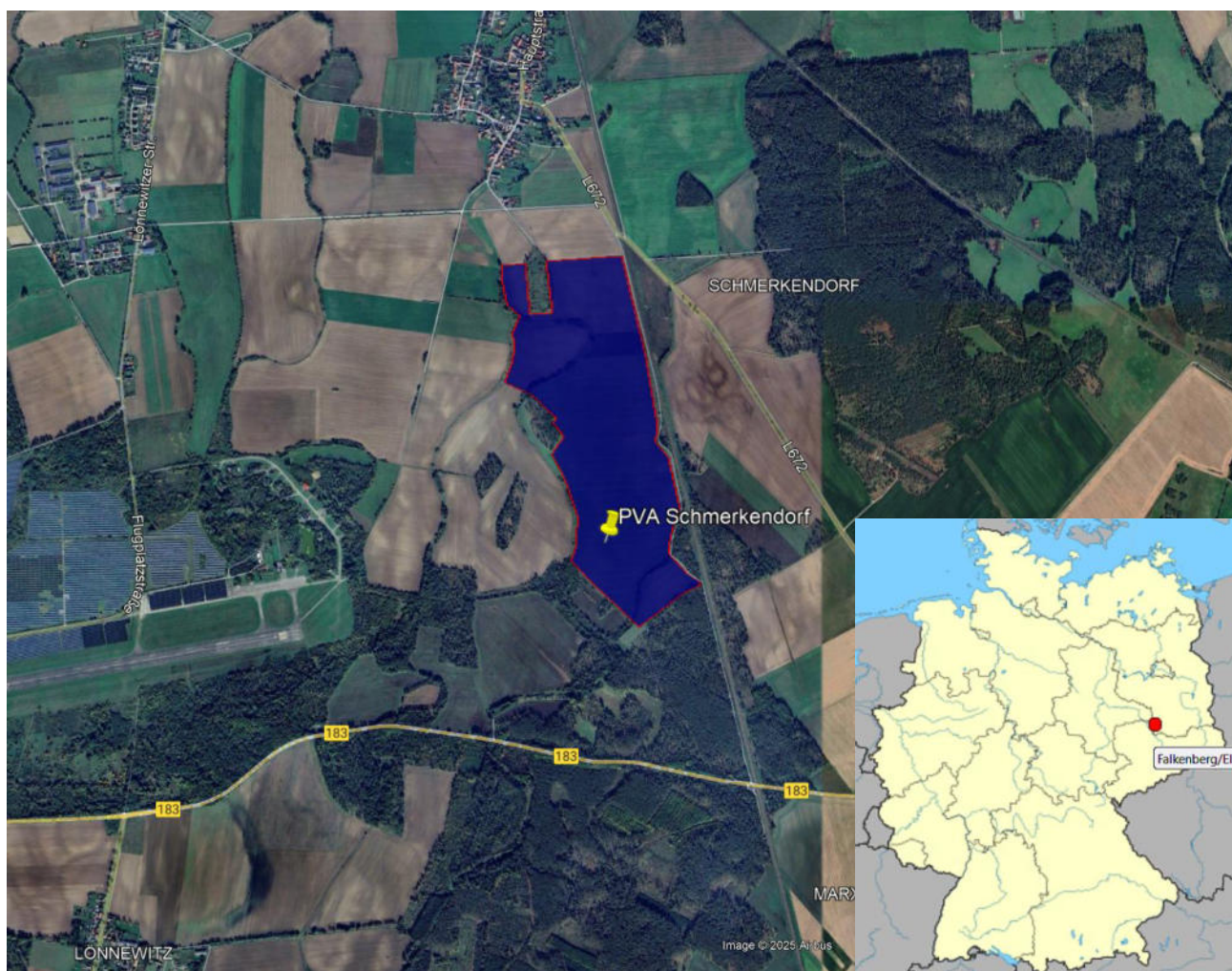


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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



## Übersicht über die PV-Anlage und die Umgebung

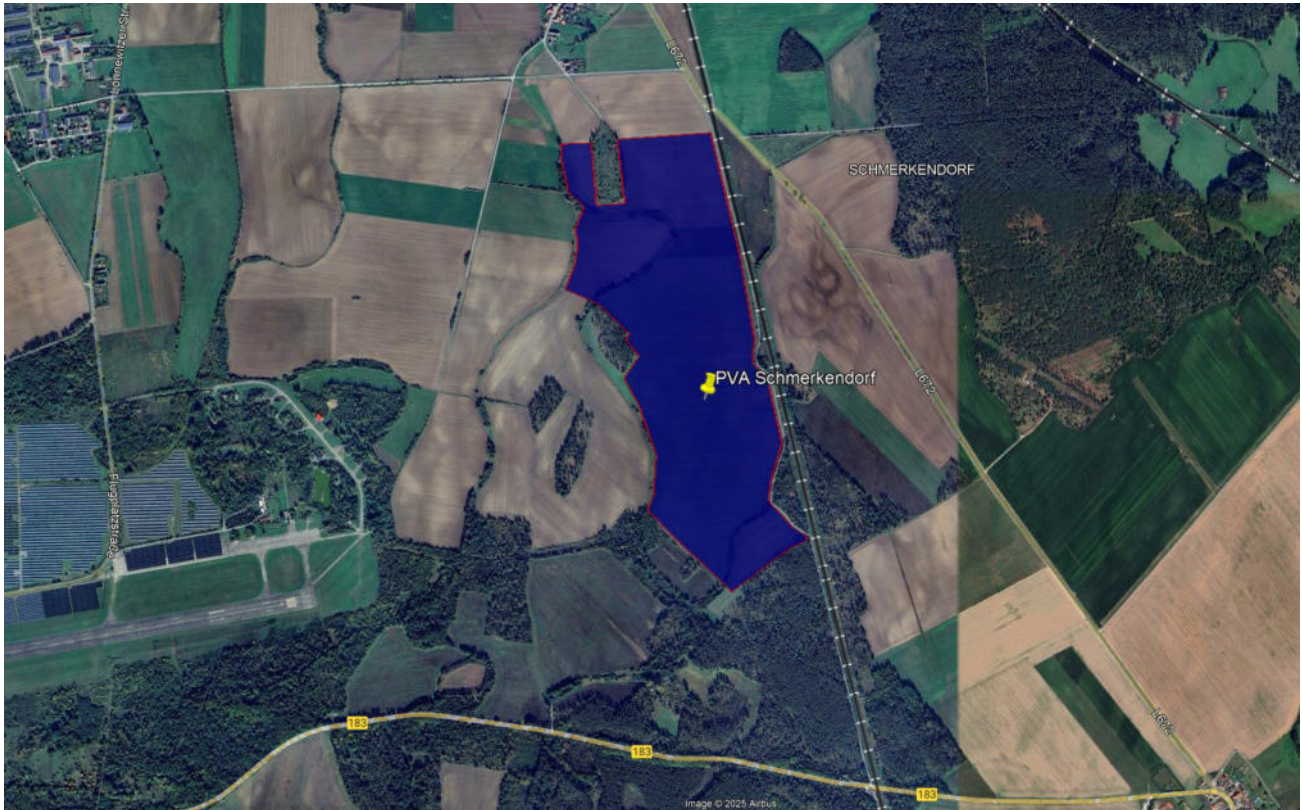


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## Detailansicht



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



## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Anlage und die Umgebung. Nördlich befinden sich einzelne Gebäude die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden können. Auch aufgrund der Entfernung von ca. 290 m sind Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen eher unwahrscheinlich und wären vernachlässigbar. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. Andere Gebäude in der Umgebung 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 nördlich der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG 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 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:

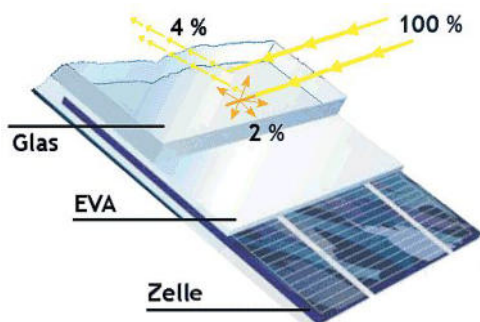


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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)

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

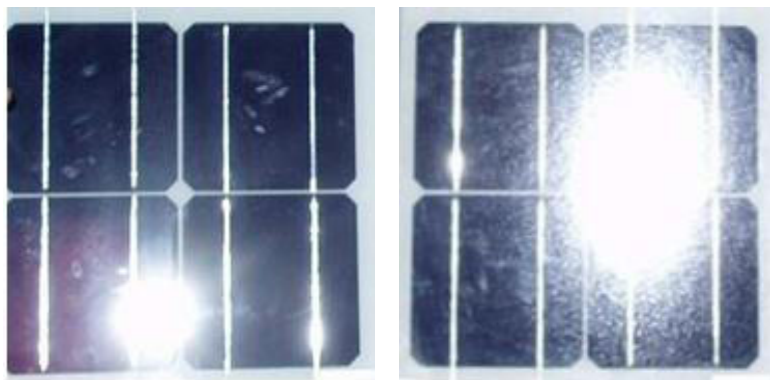


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

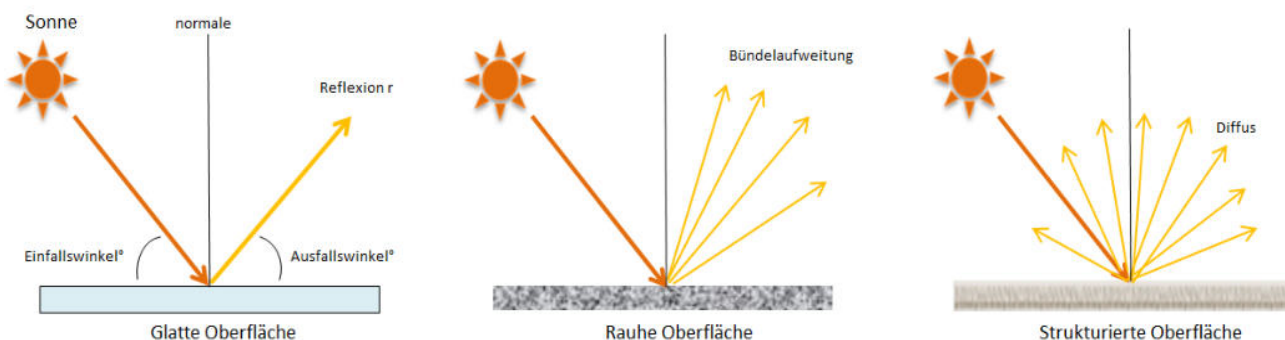


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

#### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg ( 52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm ( 1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang



### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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 Untersuchung 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 sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

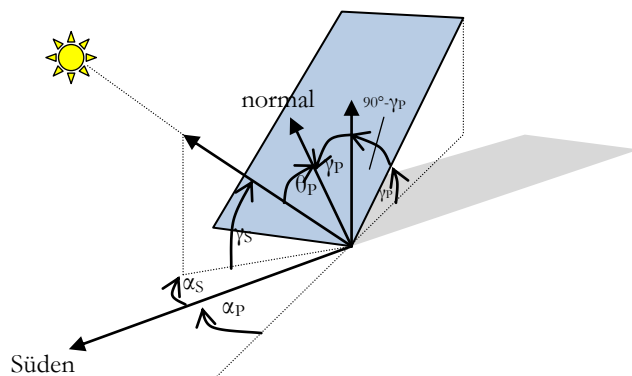


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Standard 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 Modulinstallation.

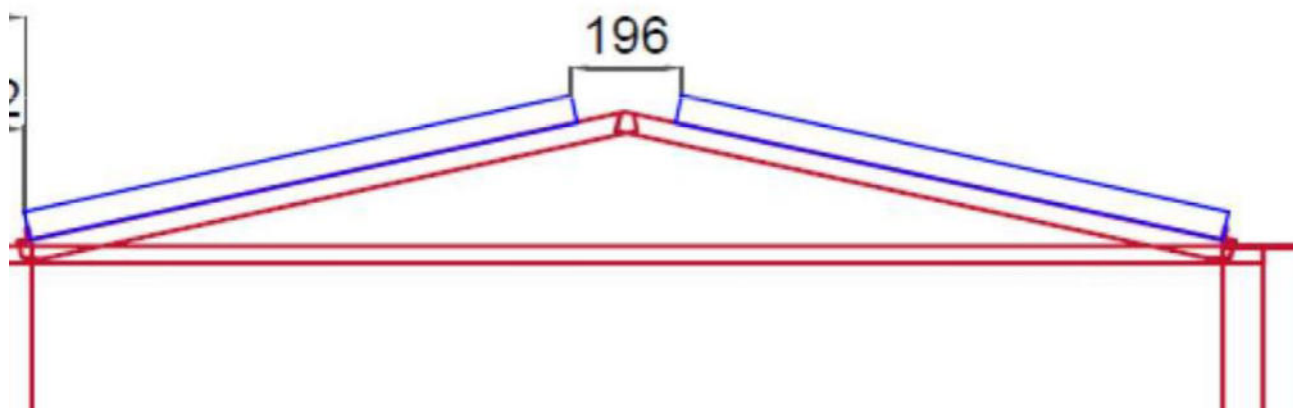


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung Beispiel)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	270°, 90° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – ca. 2,90 m (max. zulässig 4,0 m)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Höhe Messpunkte über GOK	Zug- und Straßenverkehr: 2,5 m, ansonsten 2,0 m
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Zugverkehr: +/- 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>7</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> 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 potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) 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 meist nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Falkenberg wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke (DB Strecken-Nr. 6133), 1 Messpunkt im Verlauf der L672 sowie 1 Messpunkt im Bereich von Gebäuden der Ortschaft Schmerkendorf. Weitere Gebäude wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und Entfernung keine relevanten Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise relevante Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV-Anlage untersucht. Im vorliegenden Fall wird eine mögliche Blendwirkung für den westlich gelegenen Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz (ICAO-Code: EDUF) untersucht. Der Sonderlandeplatz verfügt über eine 1200 m lange Betonbahn mit Ausrichtung 08/26 (80°/260°) und ist zugelassen für Anflüge nach Sichtflugregeln (VFR).

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die untersuchten Messpunkte. Die offiziellen Landeanflüge sind Grün gekennzeichnet, der Verlauf der Platzrunde<sup>8</sup> Gelb.

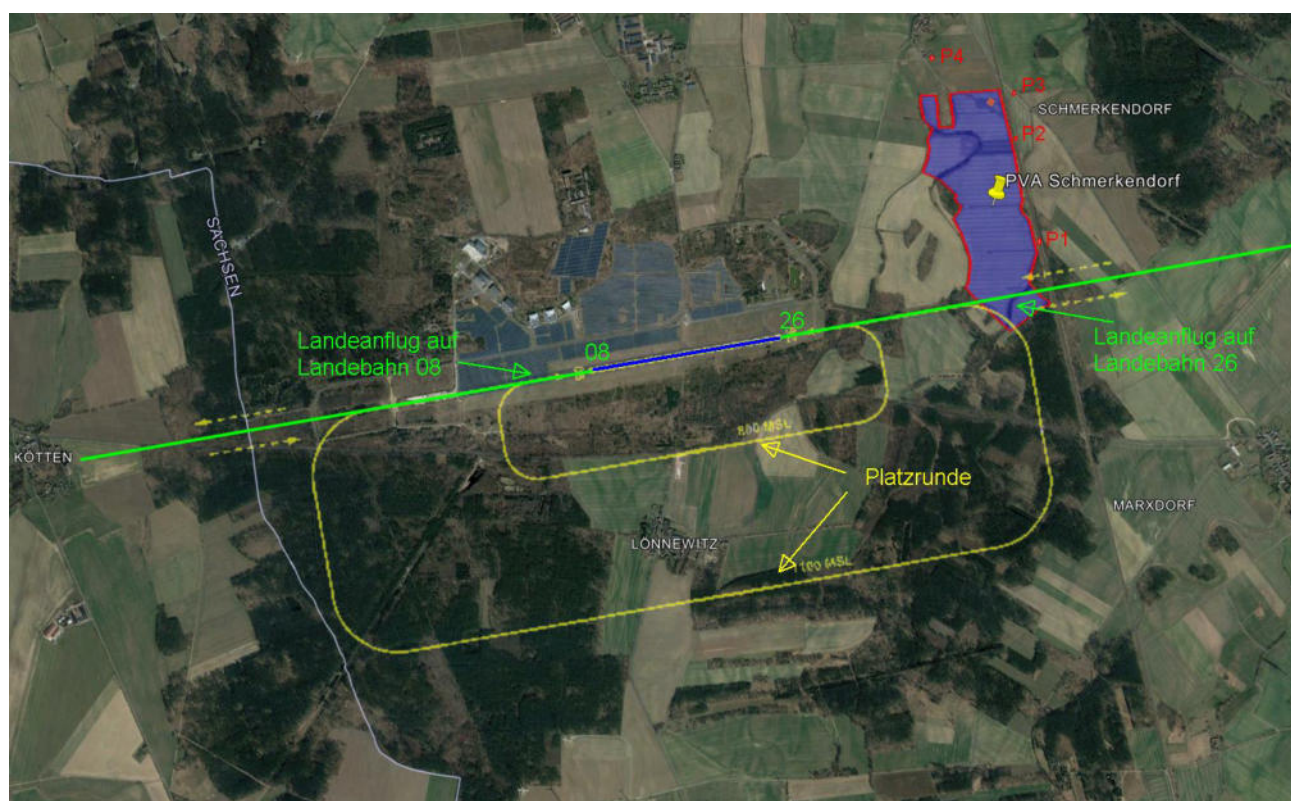


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>8</sup> Informationen zur Platzrunde Falkenberg-Lönnewitz: <https://Sonderlandeplatz-loennewitz.de/uebernachtungsmoeglichkeiten>



## 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 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile von 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 Lichtleitlinie 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 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> 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/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 Tagesadaption 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.

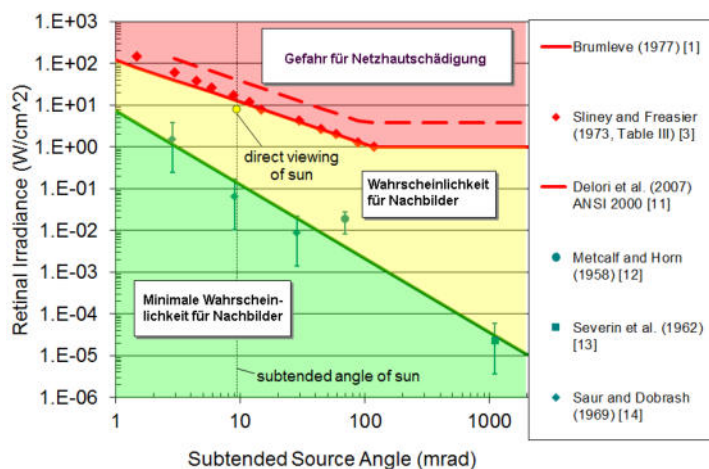


Bild 3.6.1 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<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)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2024\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png)



## Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

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

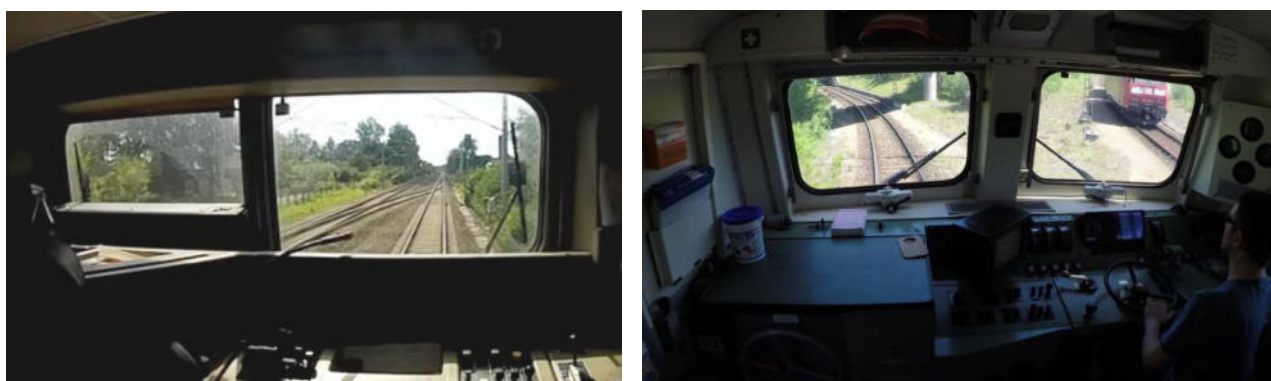


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

## Flugverkehr

Neben ortsfesten Standorten werden auch potentielle Beeinträchtigungen für den Flugverkehr untersucht sofern dies erforderlich ist. Das hierbei genutzte Verfahren entspricht den Vorgaben der Amerikanischen Luftfahrtbehörde FAA<sup>14</sup> zur Analyse von Blendwirkungen bei Flughäfen. Üblicherweise wird dabei der Landeanflug näher betrachtet.

Piloten sind darauf trainiert mit Sonnenlicht aus wechselnden Richtungen und auch mit Reflexionen z. B. von Wasserüberflächen, Parkplätzen und Glasflächen umzugehen. Darüber hinaus kann sich der Pilot auf mehrere Navigationsinstrumente verlassen, wenn die Sicht aus dem Cockpitfenster gestört ist. Die Sicht aus dem Cockpit ist in der Regel durch die Konstruktion und die Instrumentierung eingeschränkt. Beim Starten und Landen ist der Blick des Piloten hauptsächlich geradeaus und auf die Instrumente gerichtet. Das kritische Sichtfeld, in dem Reflexionen stören könnte, beträgt lt. Definition der US Flugsicherheitsbehörden (FAA)  $\pm 30^\circ$  zur Blickrichtung. Reflexionen außerhalb von  $30^\circ$  von der geraden Blickrichtung werden in der Regel als unkritisch angesehen. Der vertikale Blickwinkel nach unten beträgt aufgrund der Konstruktion und Ausstattung des Cockpits in der Regel weniger als  $10^\circ$ .

Es gibt bereits PV-Anlagen an zahlreichen internationalen Flughäfen, z.B. in München, Stuttgart, Zürich, San Francisco, Oakland, Denver, Boston und Changi. Die U.S. Federal Aviation Administration (FAA) stellt in ihrem technischen Leitfaden zur Bewertung ausgewählter Solartechnologien auf Flughäfen fest:

"Solaranlagen sind derzeit auf einer Reihe von Flughäfen in Betrieb, darunter Solaranlagen im Megawattbereich, die sich über mehrere Hektar erstrecken. Projektleiter von sechs Flughäfen, auf denen Solaranlagen seit ein bis drei Jahren in Betrieb sind, wurden zu Beschwerden über Blendwirkung befragt. Von drei dieser Flughäfen wurden Fluglotsen kontaktiert und gebeten, sich zu den Auswirkungen der Blendung auf ihren täglichen Betrieb zu äußern. Bislang gab es keine ernsthaften Beschwerden von Piloten oder Fluglotsen über Blendwirkungen von bestehenden Solaranlagen auf Flughäfen."<sup>15</sup>

Der Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz verfügt über eine 1200 m x 30 m Betonbahn der Ausrichtung 08/26 ( $80^\circ/260^\circ$ ) und ist zugelassen für Anflüge nach Sichtflugregeln (VFR). Starts und Landungen sind nur nach vorheriger Anmeldung möglich (PPR). Die kleine Graspiste wird in nur besonderen Fällen für Landungen freigegeben und wird daher hier nicht weiter analysiert.

In den Vorgaben der FAA sowie der EASA ist die Analyse von Klein- und Privatflugplätzen nicht vorgesehen, da die Kriterien zur Analyse nicht anwendbar sind. Platzrunden werden bei Kleinflugplätzen meist mit einer geringeren Höhe geflogen (ca. 800 ft / ca. 244 m) und daher ist eine Analyse nach internationalen Standards nicht sinnvoll und zweckdienlich.

Für den Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz werden daher die Platzrunden und die Landeanflüge als sog. Route modelliert und untersucht. Für die Motorflugplatzrunde ist eine Höhe von 1100 ft / 335 m und für die Segelflugplatzrunde eine Höhe von 800 ft / 244 m festgelegt.

<sup>14</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>15</sup> Dokument [https://www.faa.gov/airports/environmental/policy\\_guidance/media/airport-solar-guide-print.pdf](https://www.faa.gov/airports/environmental/policy_guidance/media/airport-solar-guide-print.pdf), Seite 41

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage „Schmerkendorf“ wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt, sowie für den Flugverkehr im Bereich des Sonderlandeplatzes Falkenberg-Lönnewitz. 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.

Das Ergebnis der Simulation 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 Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten 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]	Geländehöhe <sup>16</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke südöstlich	52.576021	11.874811	34,77	37,27	nicht relevant <sup>W</sup>
P2 Bahnstrecke nordöstlich	52.577110	11.882257	35,34	37,34	nicht relevant <sup>W</sup>
P3 Straße L672 nordöstlich	52.577814	11.889370	35,85	38,35	-
P4 Gebäude Schmerkendorf	52.579125	11.895448	36,72	38,72	-
Landeanflüge / Platzrunden					siehe unten

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz oder Geländestruktur

<sup>16</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)



## 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Jüterbog–Röderau (DB Strecken-Nr. 6133) können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 19. April - 14. Oktober, zwischen 15:55 - 18:58 Uhr, für max. 12 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen sowohl bei der Fahrt Richtung Norden als auch Richtung Süden deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse – insbesondere auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer - kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

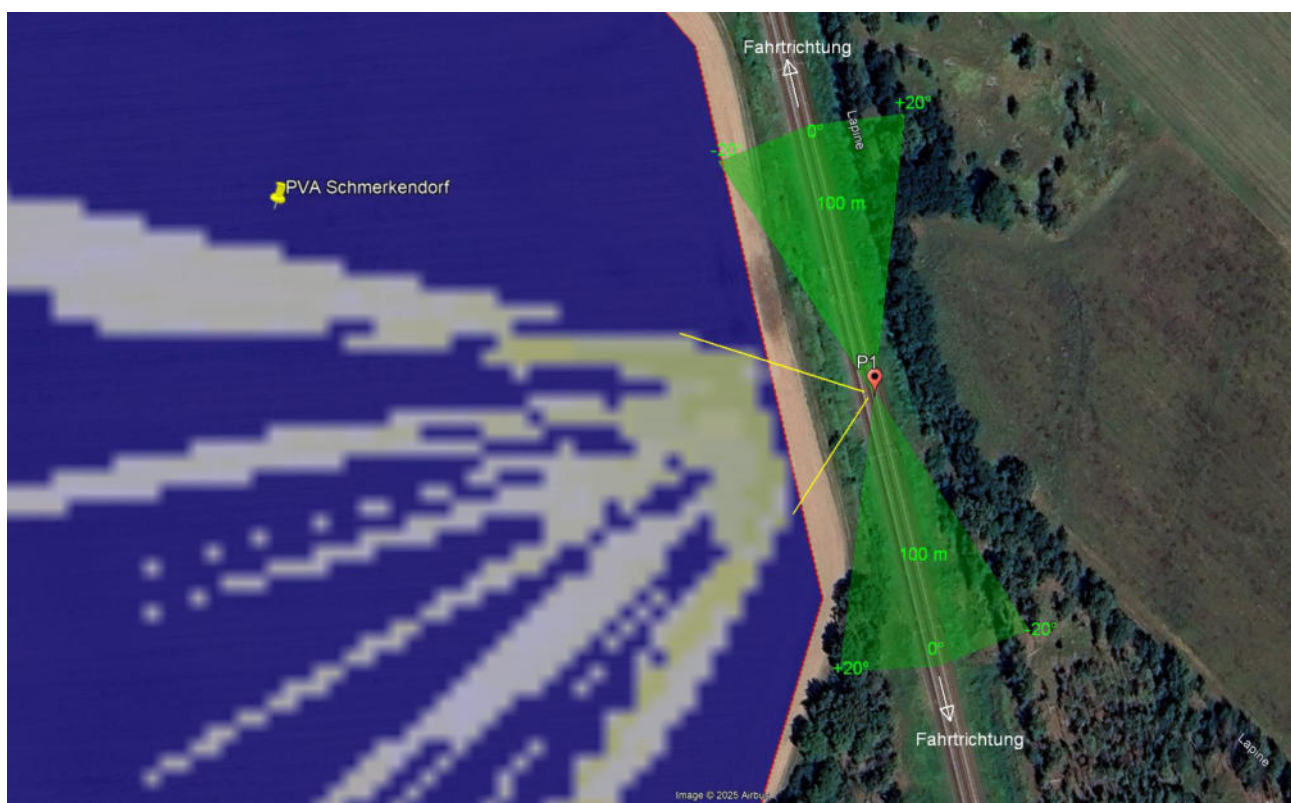


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Nordosten/Norden aus dem Führerstand. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 Richtung Norden (Quelle: Youtube [Video JuTazkBSYRI](#), Min. 4:38, Ausschnitt)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.1.3: Visualisierung am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG Visualisierung)



## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch ganzjährig, zwischen 15:09 - 19:31 Uhr, für max. 32 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen jedoch auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse – insbesondere auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer - kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der Bahnstrecke.

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

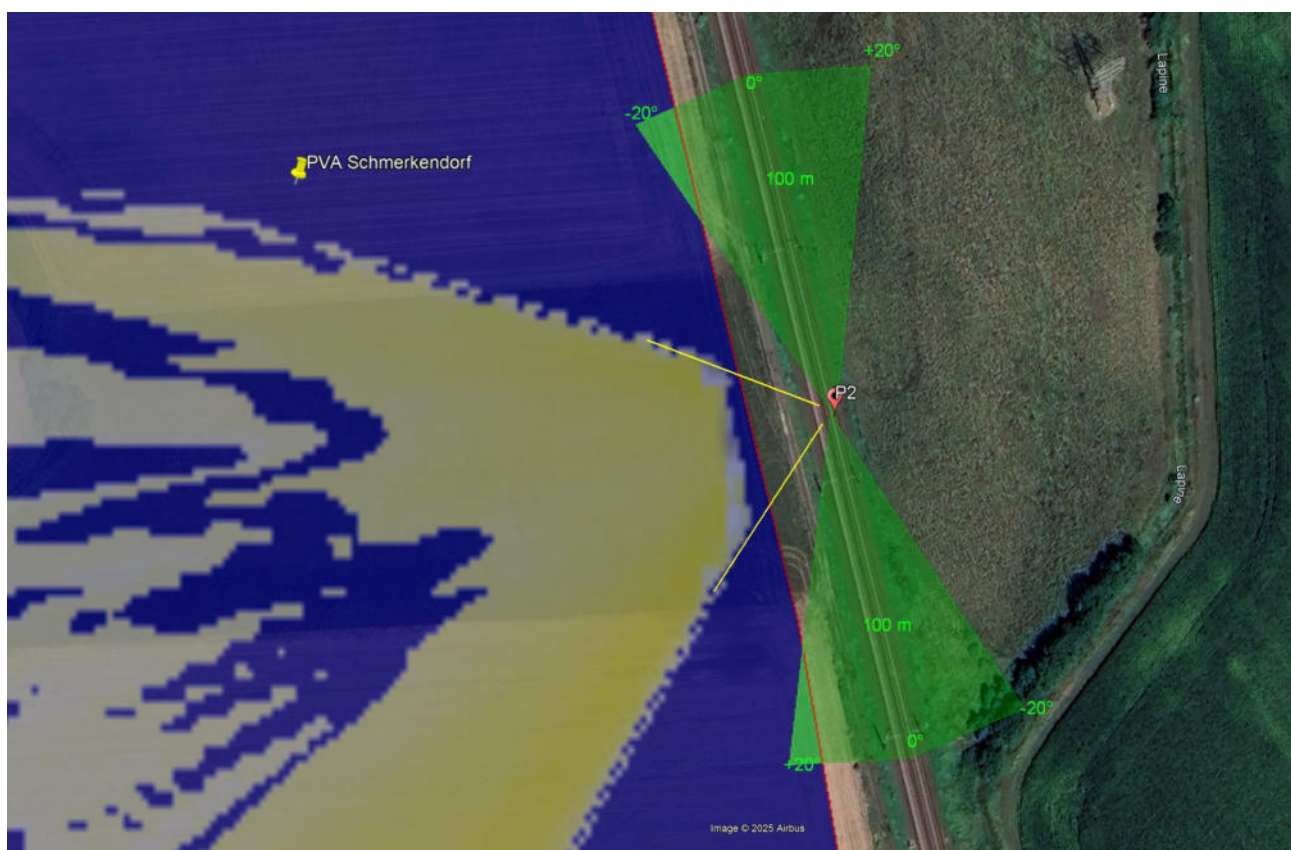


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.



Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Zugführers.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Youtube Video [XFX3815bPms](#), Min. 1:26:35)

Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand. Das Bild verdeutlicht, dass aufgrund der eingeschränkten Sicht im Cockpit (hier beispielhaft Führerstand des ICE ) potenzielle Reflexionen im Randbereich nicht wahrnehmbar sind.



Bild 4.2.3: Visualisierung am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG Visualisierung)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L672 nordöstlich

Am Messpunkt P3 auf der östlich verlaufenden L672, im Bereich des Bahnüberganges können theoretisch Reflexionen aus westlicher Richtung durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings sowohl bei der Fahrt Richtung Nordwesten als auch Richtung Südosten deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ( $\pm 30^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

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

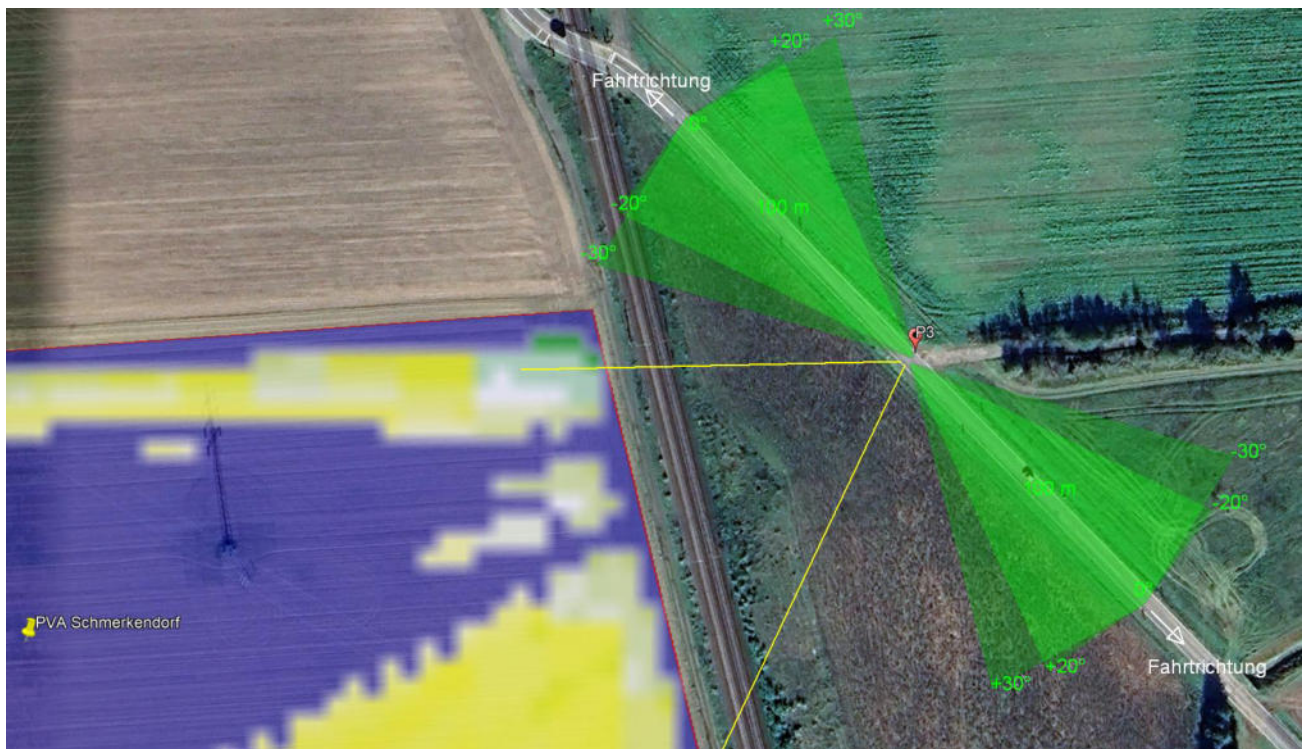


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Schmerkendorf

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Hauptstraße 63 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 290 m sind diese allerdings zu vernachlässigen. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage vorhanden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.



## 4.5 Ergebnisse Landeanflug auf Landebahn 26

In den internationalen Vorgaben der FAA sowie der EASA ist die Analyse von „kleinen“ Flugplätzen wie dem Sonderlandeplatz Falkenberg-Lönnewitz nicht vorgesehen, die Kriterien zur Analyse sind daher nicht sinnvoll anwendbar.

Im vorliegenden Fall wurde die Analyse des Landeanfluges aus Osten auf die Landebahn 26 dennoch nach den Vorgaben der FAA als 2-Meilen Landeanflug durchgeführt. Das Simulationsergebnis zeigt, dass theoretisch im ersten Flugabschnitt des Landeanfluges Reflexionen aus Richtung der untergehenden Sonne (Westen) auftreten können. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 20. April - 21. August, zwischen 19:08 - 20:20 Uhr, für max. 23 Minuten sowie dem 29. August - 30. November, zwischen 15:06 - 19:02 Uhr, für max. 82 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Die folgende Skizze zeigt den (2-mile / 3,2 km) Landeanflug von Osten und verdeutlicht, dass bei einem Landeanflug nachmittags bzw. abends, „gegen die Sonne“, im Bereich ca. 3,2 km bis 1,9 km vor dem Aufsetzen Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten können (gelbe Markierung).



Bild 4.5.1: Landeanflug aus Osten auf Landebahn 26 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im relevanten Abschnitt von ca. 1300 m bis zur Landung sind allerdings keine Reflexionen durch die geplante PV-Anlage möglich und daher kann eine Beeinträchtigung von Piloten durch die PV-Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nur bedingt anwendbar.

Generell werden Starts und Landungen „gegen die Sonne“ eher vermieden und daher wird vermutlich ein Landeanflug „gegen die untergehende Sonne“ vom Flugleiter nur für versierte und den mit den Örtlichkeiten vertrauten Piloten zugelassen, um die Sicherheit nicht unnötig zu gefährden. Ein Landeanflug aus Westen auf Landebahn 08 ist in Bezug auf Reflexionen durch die PV-Anlage in den betreffenden Zeiten unbedenklich.

Rein rechnerisch könnten allerdings Reflexionen durch die auf dem Gelände des Flugplatzes bestehende PV-Anlage auftreten, dies ist allerdings nicht Gegenstand dieser Analyse. Da die PV-Anlage bereits seit langer Zeit vorhanden ist, sind potenzielle Reflexionen durch die bestehende PV-Anlage augenscheinlich kein Problem für den Flugverkehr.



## 4.6 Ergebnisse Landeanflug auf Landebahn 08

Beim Landeanflug aus Westen auf die Landebahn 08 gemäß Vorgaben der FAA können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 01. Juni - 13. Juni, zwischen 07:19 - 07:33 Uhr, für max. 12 Minuten sowie dem 29. Juni - 12. Juli, zwischen 07:23 - 07:38 Uhr, für max. 11 Minuten aus Richtung der aufgehenden Sonne auftreten.

Die folgende Skizze zeigt den 2-Meilen Landeanflug von Westen gemäß FAA. Die Skizze verdeutlicht, dass die rechnerisch ermittelten Reflexionen durch die geplante PV-Anlage nur in einer sehr großen Entfernung von ca. 5,6 km (Beginn Landeanflug) bis 2,5 km (Landung) auftreten können.

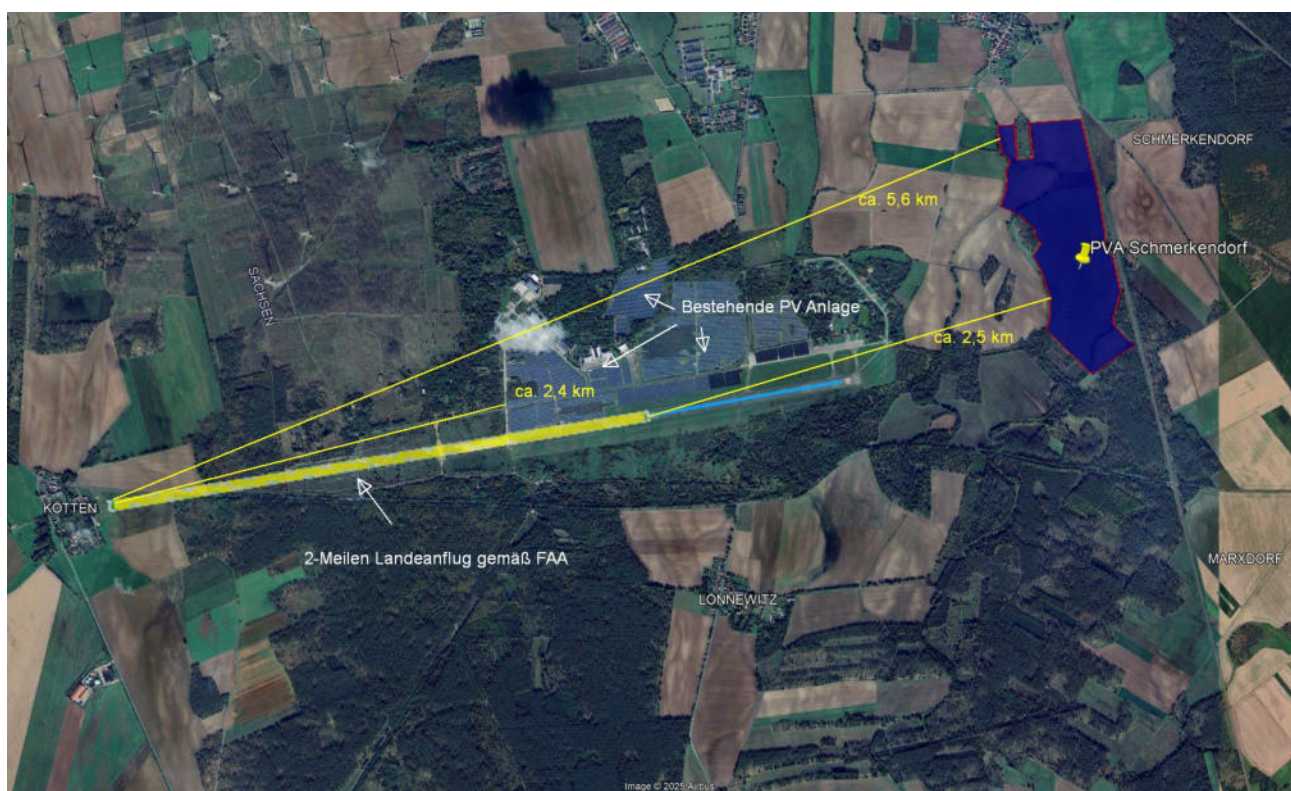


Bild 4.6.1: Landeanflug aus Westen auf Landebahn 08 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können nur früh morgens aus östlicher Richtung (Sonnenaufgang) auftreten. Aus Sicherheitsgründen versuchen Piloten bzw. Flugleiter in der Regel, Flugzeuge so zu koordinieren, dass sie bei Tageszeiten mit ungünstigen Sonnenbedingungen in die entgegengesetzte Richtung starten bzw. landen. Demnach ist ein Landeanflug aus Westen in den betreffenden Zeiten generell eher unwahrscheinlich.

Ein Landeanflug aus Westen erfolgt über die Ortschaft Kötten und wird aus Rücksichtnahme ohnehin eher vermieden. Ein Landeanflug aus Osten auf Landebahn 26 ist in den betreffenden Zeiten in Bezug auf Reflexionen durch die PV-Anlage unbedenklich.

Die folgende Skizze zeigt die Situation beispielhaft am 10. Mai um 06:15 Uhr beim Landeanflug aus westlicher Richtung auf die Landebahn 08 aus Sicht des Piloten. Die Skizze ist eher theoretisch und zeigt den Blick ohne die Sichtbegrenzung des Cockpits.

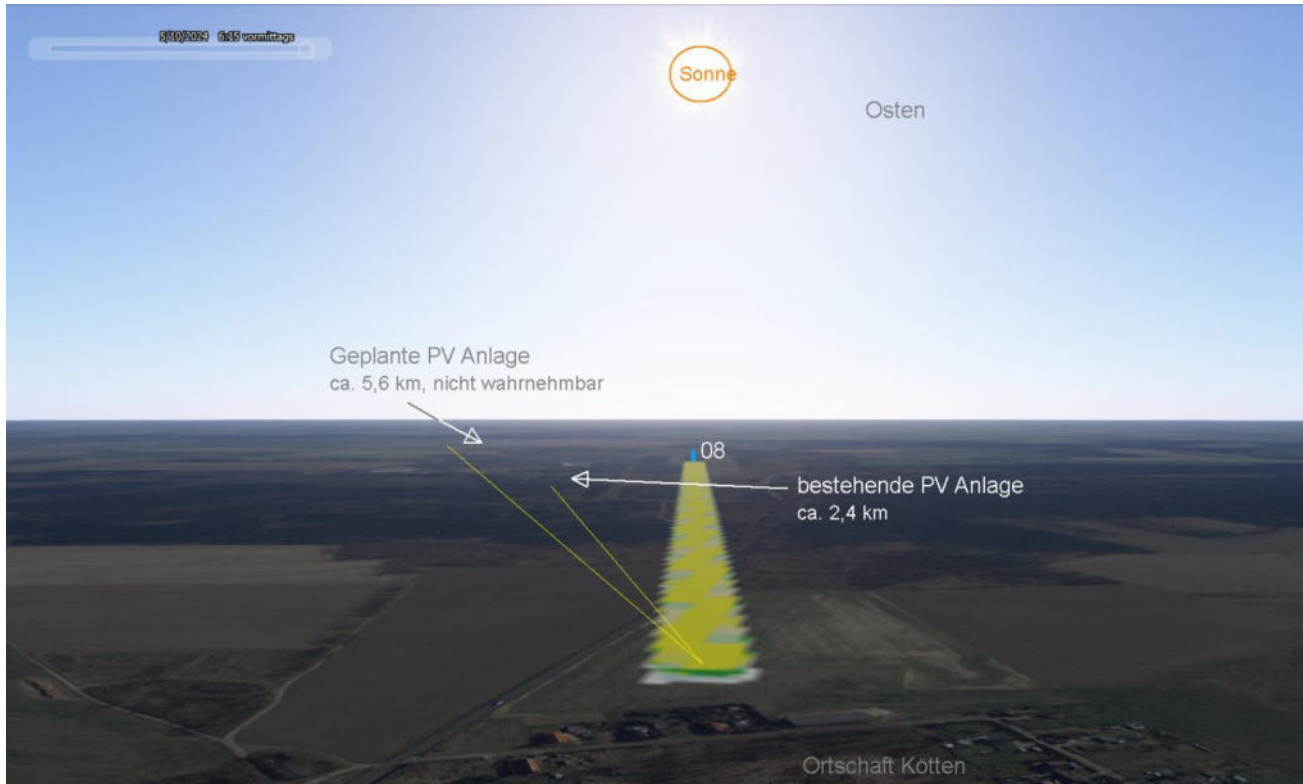


Bild 4.6.2: Landeanflug aus Westen auf Landebahn 08 aus Sicht des Piloten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Auch diese Skizze verdeutlicht, dass die Sonne selbst einen wesentlichen Anteil an einer möglichen Blendwirkung hat. Derartige Konstellationen sind allerdings für Piloten keine ungewöhnliche Situation.

Berichte über mögliche Beeinträchtigungen durch die in der gleichen Sichtachse befindliche, bestehende PV-Anlage sind nicht bekannt. Es ist daher davon auszugehen, dass die geplante PV-Anlage aufgrund der deutlich größeren Entfernung zur Immissionsquelle als ebenfalls unproblematisch einzustufen ist.



## 4.7 Ergebnisse Platzrunden

Aufgrund unzureichender Möglichkeiten der Simulationssoftware wurde der Verlauf der Platzrunden des Sonderlandeplatzes Falkenberg-Lönnewitz als „Route“ modelliert mit einer Höhe von ca. 800 ft (ca. 244 m) bzw. 1100 ft (348 m).

Generell können Reflexionen durch die geplante PV-Anlage, östlich des Flugplatzes, nur auftreten wenn die Platzrunden in den frühen Morgenstunden im Uhrzeigersinn in Richtung der der aufgehenden Sonne geflogen werden.

Lt. Simulationsergebnis sind im Verlauf der inneren Platzrunde (800 ft) keine Reflexionen nachweisbar. Im Verlauf der äußeren, rechten Platzrunde (1100 ft) können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Platzrunden. Die Abschnitte, in denen theoretisch Reflexionen durch die geplante PV-Anlage auftreten können, sind Gelb markiert.

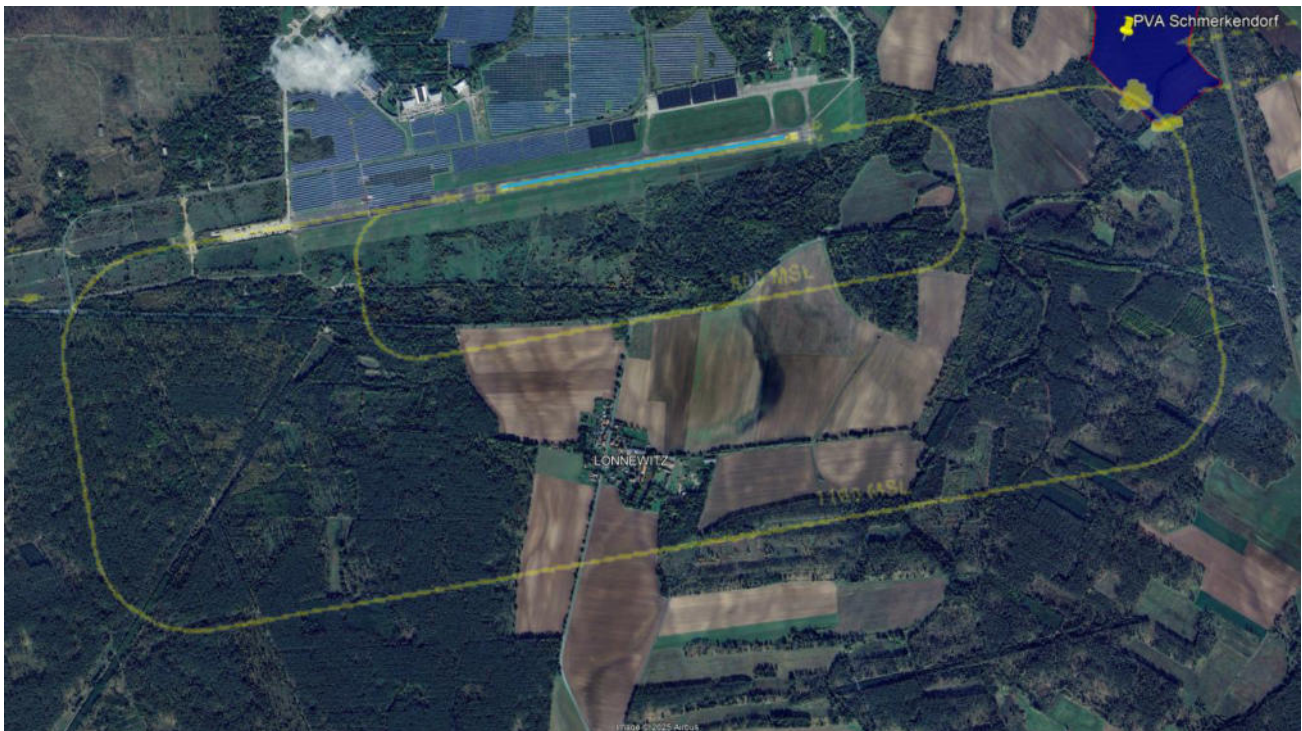


Bild 4.7.1: Verlauf der Platzrunden (Quelle: Google Earth / SolPEG)



Es handelt sich um rechnerisch ermittelte Ergebnisse die teilweise in der Realität nicht anwendbar sind. Insbesondere wenn sich das Flugzeug in der Nähe bzw. „über“ der PV Anlage befindet, können Reflexionen „von unten“ das Cockpit nicht erreichen. Diese Situation ist anders als beim Landeanflug. Die folgende Skizze verdeutlicht diesen Aspekt.

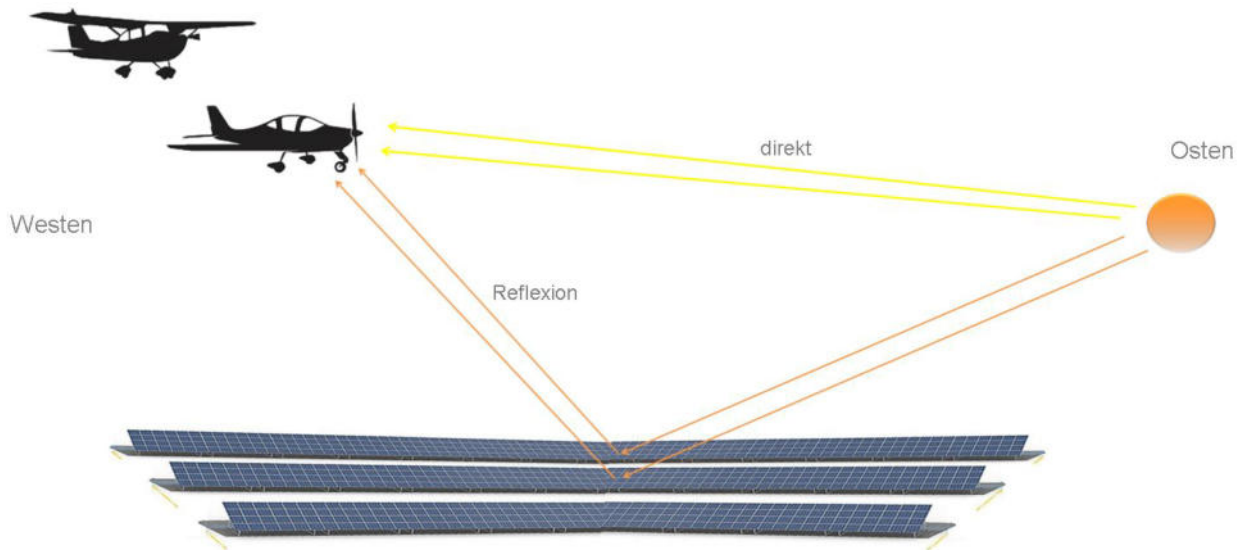


Bild 4.7.2: Animation der Reflexionen in der Nähe oder beim Überflug der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

Aufgrund der Tageszeit, der zeitlichen Dauer, der Entfernung und insbesondere aufgrund des Einfallswinkels sind potenziellen Reflexionen zu vernachlässigen. Eine gefährdende Blendwirkung durch die geplante PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Da die bestehende PV-Anlage in unmittelbarer Nähe des Flugplatzes keine relevante Immissionsquelle im Verlauf der Platzrunden darstellt, ist davon auszugehen, dass die geplante PV-Anlage aufgrund der deutlich größeren Entfernung ebenfalls als unproblematisch einzustufen ist.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage (Ost-West Installation) mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Auf der Bahnstrecke Jüterbog–Röderau (DB Strecken-Nr. 6133) können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der L672 im Bereich des Bahnüberganges können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Auch im Bereich der Gebäude der Ortschaft Schmerkendorf sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Die Analyse der potentiellen Blendwirkung für den Flugverkehr im Bereich des Sonderlandeplatzes Falkenberg-Lönnewitz zeigt nur eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV-Anlage. Beim Landeanflug aus Westen auf die Landebahn 08 können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden Reflexionen aus Richtung der aufgehenden Sonne auftreten. Aus Sicherheitsgründen versuchen Piloten und Flugleiter Konstellationen mit ungünstigen Sonnenbedingungen zu vermeiden und daher sind Landeanflüge aus Westen in den betreffenden Zeiten generell eher unwahrscheinlich. Dies gilt in ähnlicher Weise auch für Landeanflüge aus Osten auf die Landebahn 26. Hier können in bestimmten Jahreszeiten, nachmittags bzw. abends, Reflexionen aus Richtung der untergehenden Sonne auftreten. Diese werden allerdings als unproblematisch eingestuft, da im relevanten Abschnitt des Landeanfluges keine Reflexionen durch die geplante PV-Anlage nachweisbar sind. Ob bzw. in wie weit es Reflexionen durch die in unmittelbarer Nähe des Flugplatzes bestehende PV-Anlage in der gleichen Sichtachse gibt, sind nicht bekannt.

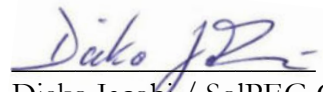
Im Verlauf der Platzrunden können rein rechnerisch beim Flug im Uhrzeigersinn in bestimmten Konstellationen in den frühen Morgenstunden Reflexionen aus Richtung der aufgehenden Sonne auftreten. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle und aufgrund der Einfallswinkel sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Piloten durch die geplante PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4. Generell ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse 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 23.09.2025

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



# Vertex N

**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

PRODUCT RANGE: 570-600W

## 600W

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



### High customer value

- Lower LCOE , reduced BOS cost, better ROI
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Optimized compatibility with existing mainstream system components



### High power up to 600W

- Up to 22.2% module efficiency
- High density interconnection provides improved power density
- MBB technology improves lighttrapping effect and currentcollection, while lowering series resistance



### High reliability

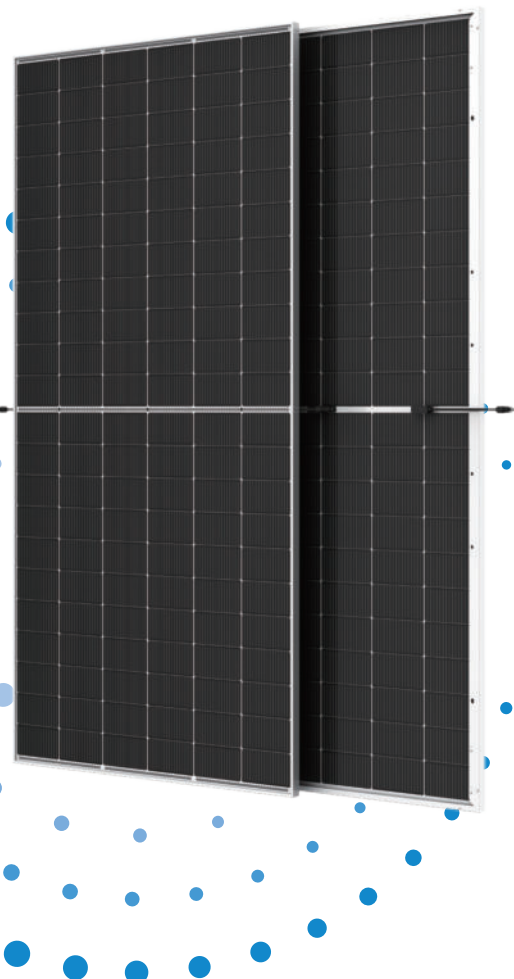
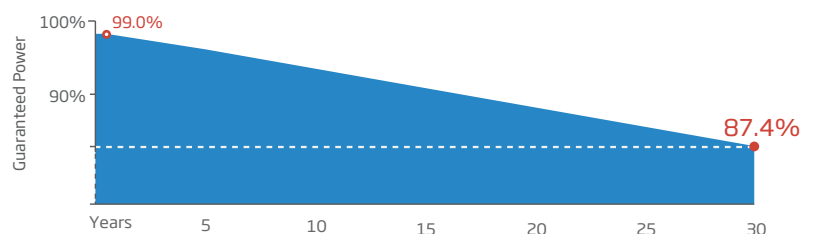
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology minimizes micro-cracking
- Ensured PID resistance through improved cell process and module material control
- Resistant to harsh environments
- Mechanical performance up to +5400/-2400 Pa



### High energy yield

- Excellent IAM and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



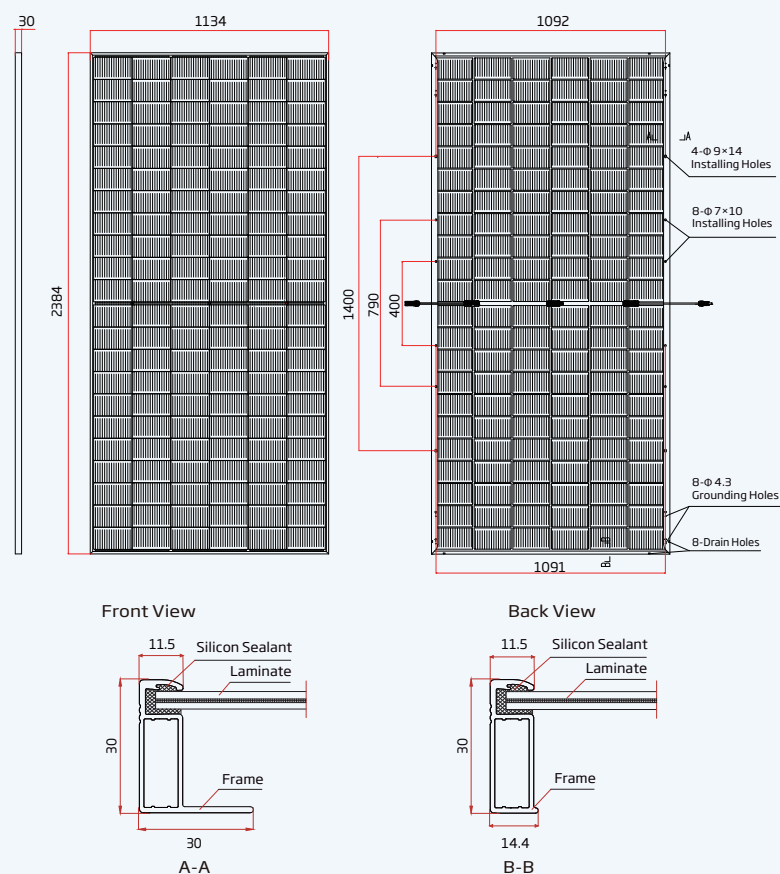
### Comprehensive Products and System Certificates



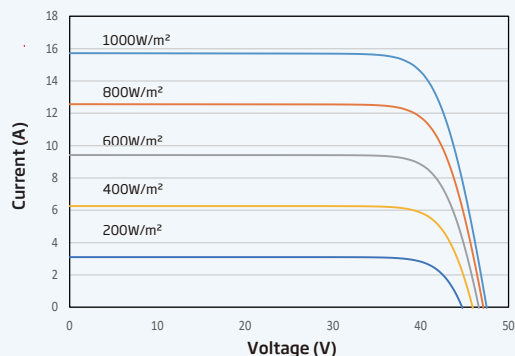
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

**Trina**solar

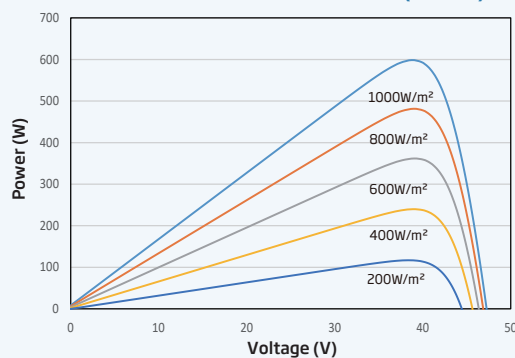
## DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



## I-V CURVES OF PV MODULE (600W)



## P-V CURVES OF PV MODULE (600 W)



## ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	570	575	580	585	590	595	600
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	38.6	38.9	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	14.75	14.78	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	46.6	46.9	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	15.61	15.63	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

## Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P <sub>MAX</sub> (Wp)	616	621	626	632	637	643	648
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	38.6	38.9	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	15.93	15.96	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	46.6	46.9	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	16.86	16.88	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

Power Bifaciality:80±5%.

## ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	434	438	442	446	450	454	458
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	36.3	36.5	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	11.97	11.99	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	44.2	44.5	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	12.58	12.59	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 210Rmm N-type
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 in)
Weight	33.7 kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 in), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 in), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30 mm (1.18 in) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm² (0.006 in²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 in) Landscape: 1400/1400 mm (55.1/55.1 in) *
Connector	MC4 EV02 / TS4 PLUS / TS4 **

\*Length can be customized

\*\*Customer to choose connector type

## TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

## MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A*

\*This is for customers engineering to decide

## WARRANTY

12 Year Product Workmanship Warranty
30 Year Power Warranty
1% First year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

## PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 504 pieces
Pallets per 40' container: 14

# Schmerkendorf

## Schmerkendorf West

**Created** Sep 22, 2025  
**Updated** Oct 07, 2025  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 159994.18931

**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	15.0	270.0	5,063	32,876	-




# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 606,538 m^2

**Name:** PV Feld  
**Footprint area:** 606,538 m^2  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 270.0 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	51.562058	13.248977	84.80	2.00	86.80
2	51.562204	13.250383	85.60	2.00	87.60
3	51.560250	13.250662	84.63	2.00	86.63
4	51.560383	13.252121	84.88	2.00	86.88
5	51.562258	13.251896	85.49	2.00	87.49
6	51.562418	13.256005	85.44	2.00	87.44
7	51.556541	13.258155	85.65	2.00	87.65
8	51.555661	13.257855	86.04	2.00	88.04
9	51.555247	13.258627	85.69	2.00	87.69
10	51.553466	13.259421	86.39	2.00	88.39
11	51.551712	13.258681	85.10	2.00	87.10
12	51.550631	13.260355	86.47	2.00	88.47
13	51.549063	13.257125	86.11	2.00	88.11
14	51.550234	13.254754	86.54	0.00	86.54
15	51.550234	13.254754	86.54	0.00	86.54
16	51.551498	13.253091	85.19	2.00	87.19
17	51.553046	13.253456	85.42	2.00	87.42
18	51.554333	13.252651	85.22	2.00	87.22
19	51.555347	13.251943	85.75	2.00	87.75
20	51.555961	13.252683	85.76	2.00	87.76
21	51.556388	13.252018	87.49	2.00	89.49
22	51.556628	13.252319	85.20	2.00	87.20
23	51.557609	13.250495	85.10	2.00	87.10
24	51.557989	13.249304	84.75	2.00	86.75
25	51.558543	13.249754	84.60	2.00	86.60
26	51.559496	13.249679	84.77	2.00	86.77
27	51.560270	13.250098	85.11	2.00	87.11
28	51.560757	13.249336	84.71	2.00	86.71

2-Mile Flight Path Receptor(s)

**Name:** Landeanflug 08

**Description:**

**Threshold height :** 15 m

**Direction:** 80.1 deg

**Glide slope:** 3.0 deg

**Pilot view restricted?** Yes

**Vertical view restriction:** 30.0 deg

**Azimuthal view restriction:** 50.0 deg

Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
Threshold	51.546964	13.219889	87.50	15.24	102.74
2-mile point	51.541988	13.174036	86.55	184.88	271.43



**Name:** Landeanflug 26

**Description:**

**Threshold height :** 15 m

**Direction:** 260.1 deg

**Glide slope:** 3.0 deg

**Pilot view restricted?** Yes


**Vertical view restriction:** 30.0 deg


**Azimuthal view restriction:** 50.0 deg


Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
Threshold	51.548672	13.235817	86.68	15.24	101.92
2-mile point	51.553663	13.281667	84.99	185.62	270.61



Route Receptor(s)

<b>Name:</b> Platzrunde 1100					
<b>Route type</b> Two-way					
<b>Azimuthal view angle:</b> 50.0 deg					
<b>Downward view angle:</b> 30.0 deg					
					
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.547886	13.228966	86.99	0.00	86.99
2	51.544243	13.196522	86.97	0.00	86.97
3	51.543389	13.194119	86.00	0.00	86.00
4	51.541627	13.193432	96.52	0.00	96.52
5	51.532108	13.195805	103.62	0.00	103.62
6	51.530693	13.197822	88.91	0.00	88.91
7	51.530827	13.201685	103.99	0.00	103.99
8	51.537955	13.257990	106.27	0.00	106.27
9	51.539236	13.259535	99.22	0.00	99.22
10	51.540837	13.260050	101.64	0.00	101.64
11	51.549485	13.256788	86.09	0.00	86.09
12	51.550252	13.255307	86.37	0.00	86.37
13	51.550766	13.253183	87.04	0.00	87.04
14	51.548084	13.230610	86.88	0.00	86.88

<b>Name:</b> Platzrunde 800					
<b>Route type</b> Two-way					
<b>Azimuthal view angle:</b> 50.0 deg					
<b>Downward view angle:</b> 30.0 deg					
					
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.547152	13.221274	87.16	10.00	97.16
2	51.546224	13.213206	87.79	244.00	331.79
3	51.545424	13.212176	86.42	244.00	330.42
4	51.541740	13.213077	91.03	244.00	335.03
5	51.540993	13.214021	94.28	244.00	338.28
6	51.540966	13.215652	90.56	244.00	334.56
7	51.544223	13.243290	92.93	244.00	336.93
8	51.544756	13.245092	95.87	244.00	339.87
9	51.545851	13.245607	86.43	244.00	330.43
10	51.548626	13.244642	86.56	244.00	330.56
11	51.549320	13.243633	87.57	244.00	331.57
12	51.549433	13.241273	87.19	244.00	331.19
13	51.547185	13.221435	87.19	244.00	331.19

<b>Name:</b> Route 3					
<b>Route type</b> Two-way					
<b>Azimuthal view angle:</b> 30.0 deg					
<b>Downward view angle:</b> 0.0 deg					
					
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.563529	13.255824	84.89	2.50	87.39
2	51.562169	13.256379	85.39	2.50	87.89
3	51.560760	13.256919	85.01	2.50	87.51
4	51.559315	13.257490	84.88	2.50	87.38
5	51.557596	13.258195	85.07	2.50	87.57
6	51.555958	13.258832	85.77	2.50	88.27
7	51.554138	13.259555	86.80	2.50	89.30
8	51.552833	13.260068	86.06	2.50	88.56
9	51.551375	13.260645	85.94	2.50	88.44
10	51.550479	13.260996	86.25	2.50	88.75

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.553952	13.259679	86.31	2.50	88.81
OP 2	51.559348	13.257545	84.87	2.50	87.37
OP 3	51.562274	13.257472	84.76	2.50	87.26
OP 4	51.564290	13.249735	86.48	2.50	88.98



# 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	15.0	270.0	5,063	32,876	-	

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	86	1318	419	161	221	463	323	90	386	1259	236	101
pv-feld (yellow)	2922	2670	2409	2498	3004	3192	3150	2718	2334	2623	3166	2190

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
FP: Landeanflug 08	0	0
FP: Landeanflug 26	3275	2489
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1274	2940
Route: Platzrunde 1100	514	27447
Route: Platzrunde 800	0	0
Route: Route 3	0	0

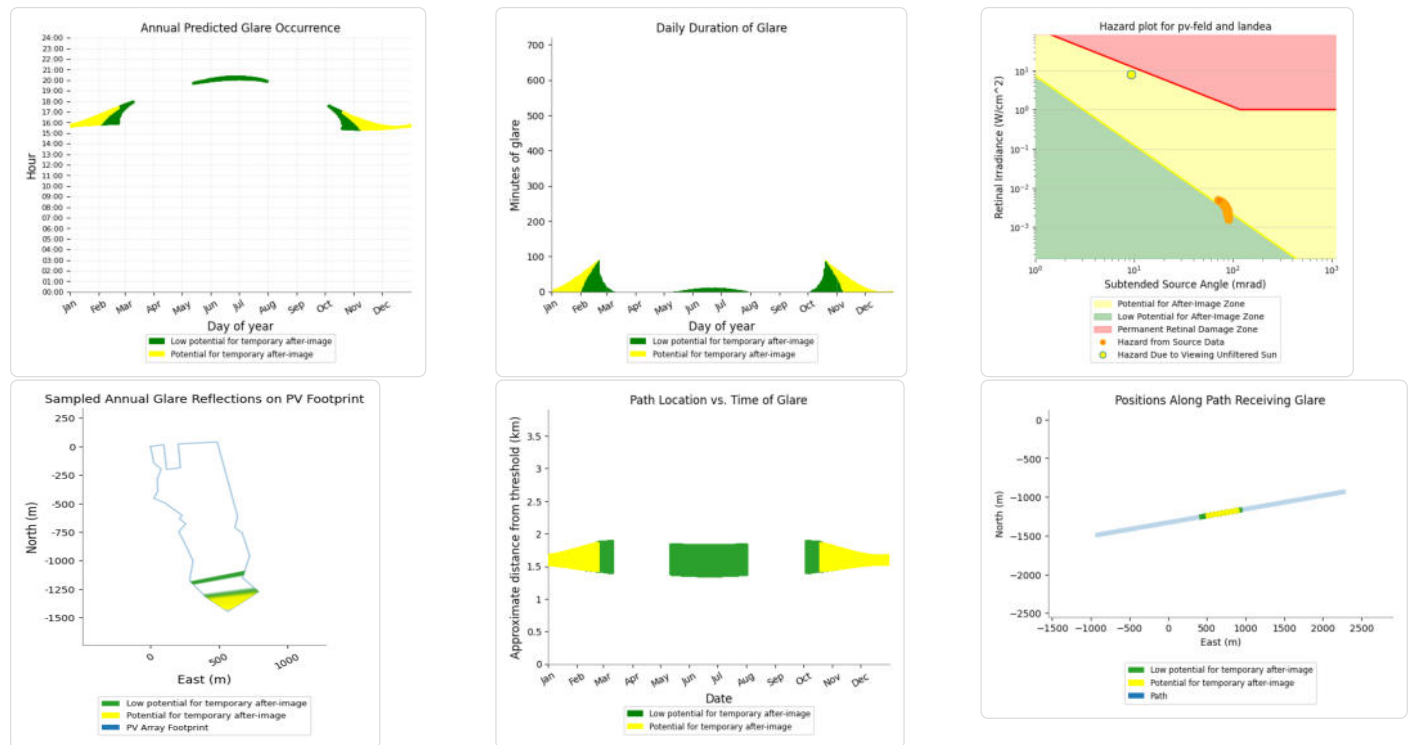
## PV Feld: Landeanflug 08

No glare found

## PV Feld: Landeanflug 26

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

- 3,275 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,489 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 1

No glare found

## PV Feld: OP 2

No glare found

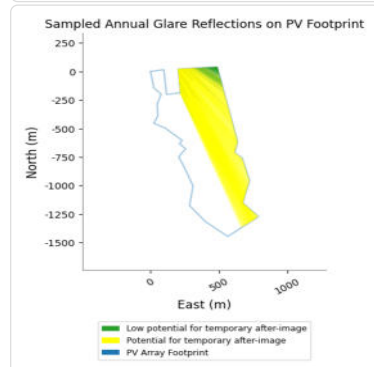
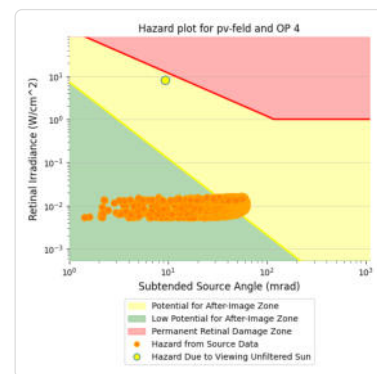
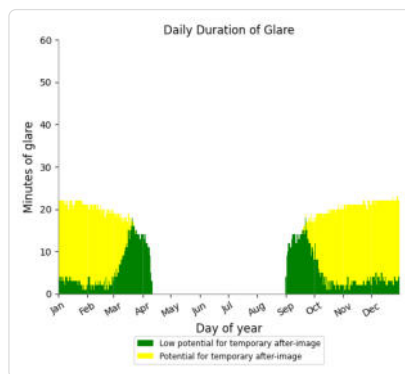
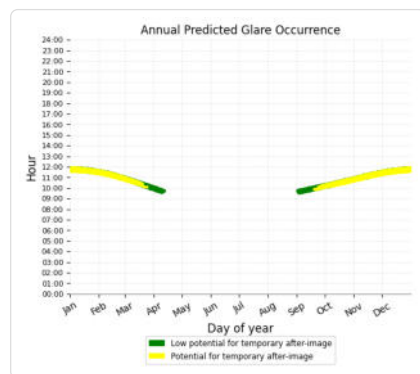
## PV Feld: OP 3

No glare found

## PV Feld: OP 4

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

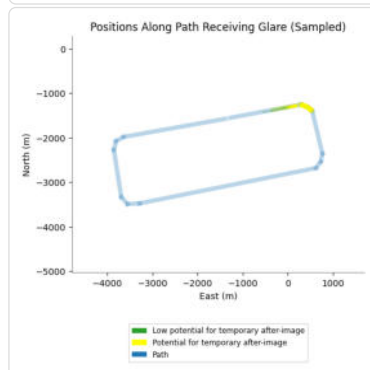
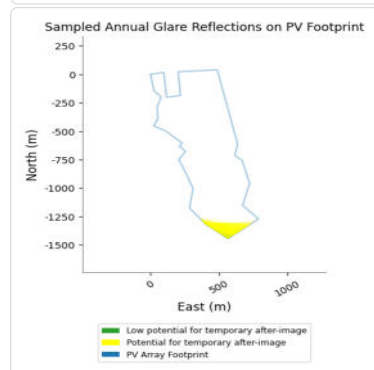
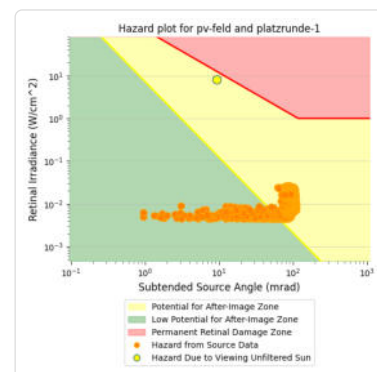
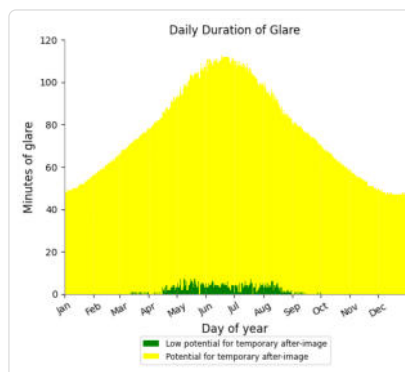
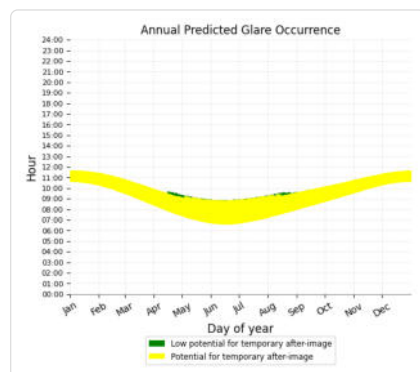
- 1,274 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,940 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: Platzrunde 1100

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

- 514 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 27,447 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: Platzrunde 800

No glare found



## PV Feld: Route 3

*No glare found*

# Summary of Vertical Surface Glare Analysis

---

## 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.

1. Januar	10. Februar	2	316	14:57	16:12
4. Februar	16. Februar	8	34	15:57	16:21
11. Februar	18. Februar	6	6	16:09	16:24
18. Februar	21. Februar	7	13	16:13	16:27
25. Februar	17. April	10	435	16:17	17:48
19. April	14. Oktober	12	1372	15:55	18:58
Oktober	31. Dezember	11	595	14:47	16:04

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1:**

2771 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

935 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

1836 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

12 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 6220 Einträgen /-3424):

- 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)

### Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag im Jahresverlauf

Corneal Irradiance		DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)	5	Anzahl				Minuten				Minuten im				Messpunkt P2			
Irradiance																	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit					
2025-01-01 15:19:00	0,012926359	846,6	2	0,354	0,017011772	0,052660329	10,2	209,9	-0,491	-0,853	0,178	0,522	0,853	-0,001	1. Jan. 27	15:19	15:45	01. Januar	31. Dezember	32	10042	15:09	19:31								
2025-01-01 15:20:00	0,013139967	844,3	2	0,358	0,017161631	0,053299882	10,2	210,2	-0,495	-0,851	0,176	0,525	0,851	-0,003	2. Jan. 28	15:20	15:47														
2025-01-01 15:21:00	0,012014432	841,9	2	0,363	0,017313145	0,044852026	10,1	210,4	-0,498	-0,849	0,175	0,528	0,849	-0,006	3. Jan. 27	15:21	15:47														
2025-01-01 15:22:00	0,013760478	839,6	2	0,367	0,017466275	0,055675353	10	210,6	-0,501	-0,848	0,174	0,53	0,848	-0,008	4. Jan. 27	15:23	15:49														
2025-01-01 15:23:00	0,013653694	837,2	2	0,371	0,017621036	0,054297121	9,9	210,8	-0,505	-0,846	0,172	0,533	0,846	-0,011	5. Jan. 27	15:23	15:49														
2025-01-01 15:24:00	0,012524362	834,8	2	0,375	0,017777744	0,046176591	9,8	211	-0,508	-0,844	0,171	0,536	0,844	-0,013	6. Jan. 27	15:25	15:51														
2025-01-01 15:25:00	0,013542268	832,4	2	0,38	0,0179355	0,052126763	9,8	211,3	-0,511	-0,842	0,17	0,539	0,842	-0,016	7. Jan. 28	15:25	15:52														
2025-01-01 15:26:00	0,013373435	830	2	0,384	0,01809523	0,050309964	9,7	211,5	-0,515	-0,841	0,168	0,541	0,841	-0,018	8. Jan. 27	15:26	15:52														
2025-01-01 15:27:00	0,013928978	827,6	2	0,389	0,018256642	0,05302941	9,6	211,7	-0,518	-0,839	0,167	0,544	0,839	-0,02	9. Jan. 27	15:28	15:54														
2025-01-01 15:28:00	0,014078817	825,1	2	0,394	0,018419749	0,053154457	9,5	211,9	-0,521	-0,837	0,165	0,546	0,837	-0,023	10. Jan. 27	15:29	15:55														
2025-01-01 15:29:00	0,014062011	822,6	2	0,398	0,018584564	0,052304894	9,4	212,1	-0,525	-0,835	0,164	0,549	0,835	-0,025	11. Jan. 27	15:30	15:56														
2025-01-01 15:30:00	0,014043204	820,2	2	0,403	0,018751101	0,051437723	9,4	212,3	-0,528	-0,834	0,163	0,552	0,834	-0,028	12. Jan. 27	15:31	15:57														
2025-01-01 15:31:00	0,014044714	817,7	2	0,408	0,018919372	0,050688115	9,3	212,6	-0,531	-0,832	0,161	0,554	0,832	-0,03	13. Jan. 27	15:32	15:58														
2025-01-01 15:32:00	0,014077955	815,2	2	0,413	0,01908939	0,050126933	9,2	212,8	-0,534	-0,83	0,16	0,557	0,83	-0,033	14. Jan. 27	15:34	16:00														
2025-01-01 15:33:00	0,013927636	812,6	2	0,418	0,019261167	0,048436883	9,1	213	-0,538	-0,828	0,158	0,559	0,828	-0,035	15. Jan. 27	15:35	16:01														
2025-01-01 15:34:00	0,013988314	810,1	2	0,423	0,019434717	0,044727283	9	213,2	-0,541	-0,826	0,157	0,562	0,826	-0,038	16. Jan. 27	15:36	16:02														
2025-01-01 15:35:00	0,013332039	807,5	2	0,428	0,019610052	0,043036734	8,9	213,4	-0,544	-0,824	0,155	0,565	0,824	-0,04	17. Jan. 27	15:38	16:04														
2025-01-01 15:36:00	0,013857398	805	2	0,433	0,019787185	0,045655016	8,8	213,6	-0,547	-0,823	0,154	0,567	0,823	-0,043	18. Jan. 27	15:39	16:05														
2025-01-01 15:37:00	0,013338977	802,4	2	0,439	0,019966128	0,041475703	8,8	213,9	-0,551	-0,821	0,152	0,57	0,821	-0,045	19. Jan. 27	15:40	16:06														
2025-01-01 15:38:00	0,012855517	799,8	2	0,444	0,020146893	0,037307064	8,7	214,1	-0,554	-0,819	0,151	0,572	0,819	-0,048	20. Jan. 27	15:42	16:08														
2025-01-01 15:39:00	0,013335239	797,2	2	0,45	0,020329494	0,03982482	8,6	214,3	-0,557	-0,817	0,149	0,575	0,817	-0,05	21. Jan. 27	15:43	16:09														
2025-01-01 15:40:00	0,012915488	794,5	2	0,455	0,020513942	0,036072685	8,5	214,5	-0,56	-0,815	0,148	0,577	0,815	-0,053	22. Jan. 27	15:44	16:10														
2025-01-01 15:41:00	0,012592518	791,9	2	0,461	0,020700249	0,032869064	8,4	214,7	-0,564	-0,813	0,146	0,58	0,813	-0,055	23. Jan. 27	15:46	16:12														
2025-01-01 15:42:00	0,013063508	789,2	2	0,467	0,020888427	0,035452867	8,3	214,9	-0,567	-0,811	0,145	0,582	0,811	-0,058	24. Jan. 27	15:47	16:13														
2025-01-01 15:43:00	0,013055833	786,5	2	0,472	0,021078488	0,034556252	8,2	215,2	-0,57	-0,809	0,143	0,584	0,809	-0,06	25. Jan. 26	15:49	16:14														
2025-01-01 15:44:00	0,012867512	783,8	2	0,478	0,021270744	0,03234462	8,1	215,4	-0,573	-0,807	0,142	0,587	0,807	-0,063	26. Jan. 27	15:50	16:16														
2025-01-01 15:45:00	0,012593169	781,1	2	0,484	0,021464307	0,029434926	8,1	215,6	-0,576	-0,805	0,14	0,589	0,805	-0,065	27. Jan. 27	15:52	16:18														
2025-01-02 15:20:00	0,012682983	846,6	2	0,352	0,01688504	0,051687776	10,3	210	-0,491	-0,852	0,179	0,523	0,852	0	28. Jan. 27	15:53	16:19														
2025-01-02 15:21:00	0,012865458	844,3	2	0,356	0,017034132	0,052151269	10,2	210,2	-0,495	-0,851	0,178	0,526	0,851	-0,002	29. Jan. 26	15:55	16:20														
2025-01-02 15:22:00	0,013149181	842	2	0,36	0,017184922	0,053244953	10,2	210,4	-0,498	-0,849	0,176	0,528	0,849	-0,005	30. Jan. 27	15:56	16:22														
2025-01-02 15:23:00	0,013724824	839,6	2	0,364	0,017337267	0,056072981	10,1	210,6	-0,502	-0,847	0,175	0,531	0,847	-0,007	31. Jan. 27	15:58	16:24														
2025-01-02 15:24:00	0,013677523	837,3	2	0,368	0,017491268	0,055020081	10	210,8	-0,505	-0,845	0,174	0,534	0,845	-0,01	1. Feb. 26	16:00	16:25														
2025-01-02 15:25:00	0,012717982	834,9	2	0,373	0,017646895	0,048149717	9,9	211,1	-0,508	-0,844	0,172	0,537	0,844	-0,012	2. Feb. 27	16:01	16:27														
2025-01-02 15:26:00	0,013759051	832,5	2	0,377	0,017804178	0,054075951	9,8	211,3	-0,512	-0,842	0,171	0,539	0,842	-0,014	3. Feb. 27	16:02	16:28														
2025-01-02 15:27:00	0,013707132	830,1	2	0,382	0,017963129	0,053015748	9,8	211,5	-0,515	-0,84	0,169	0,542	0,84	-0,017	4. Feb. 26	16:04	16:29														
2025-01-02 15:28:00	0,013821432	827,7	2	0,386	0,018123762	0,052965495	9,7	211,7	-0,518	-0,839	0,168	0,545	0,839	-0,019	5. Feb. 27	16:05	16:31														
2025-01-02 15:29:00	0,0138837	825,2	2	0,391	0,01828609	0,052593766	9,6	211,9	-0,522	-0,837	0,167	0,547	0,837	-0,022	6. Feb. 26	16:07	16:32														
2025-01-02 15:30:00	0,014054436	822,8	2	0,395	0,018450125	0,052870612	9,5	212,2	-0,525	-0,835	0,165	0,55	0,835	-0,024	7. Feb. 27	16:08	16:34														
2025-01-02 15:31:00	0,014044136	820,3	2	0,4	0,01861588	0,052055534	9,4	212,4	-0,528	-0,833	0,164	0,552	0,833	-0,027	8. Feb. 26	16:11	16:36														
2025-01-02 15:32:00	0,013275094	817,8	2	0,405	0,01878337	0,046453538	9,3	212,6	-0,532	-0,831	0,162	0,555	0,831	-0,029	9. Feb. 26	16:12	16:37														
2025-01-02 15:33:00	0,014053581	815,3	2	0,41	0,018952607	0,050592422	9,3	212,8	-0,535	-0,83	0,161	0,558	0,83	-0,032	10. Feb. 26	16:14	16:39														
2025-01-02 15:34:00	0,014031046	812,8	2	0,415	0,019123603	0,049688432	9,2	213	-0,538	-0,828	0,159	0,56	0,828	-0,034	11. Feb. 26	16:15	16:40														
2025-01-02 15:35:00	0,013518238	810,3	2	0,42	0,019296373	0,045684618	9,1	213,2	-0,541	-0,826	0,158	0,563	0,826	-0,037	12. Feb. 26	16:17	16:42														
2025-01-02 15:36:00	0,013013464	807,7	2	0,425	0,019470928	0,041512388	9	213,5	-0,545	-0,824	0,157	0,565	0,824	-0,039	13. Feb. 26	16:18	16:43														
2025-01-02 15:37:00	0,013854377	805,2	2	0,43	0,019647281	0,046256675	8,9	213,7	-0,548	-0,822	0,155	0,568	0,822	-0,042	14. Feb. 26	16:20	16:45														
2025-01-02 15:38:00	0,013563857	802,6	2	0,436	0,019825446	0,043597486	8,8	213,9	-0,551	-0,82	0,154	0,57	0,82	-0,044	15. Feb. 27	16:21	16:47														
2025-01-02 15:39:00	0,013421578	800	2	0,441	0,020005434	0,041852737	8,7	214,1	-0,554	-0,818	0,152	0,573	0,818	-0,047	16. Feb. 26	16:23	16:48														
2025-01-02 15:40:00	0,012689336	797,4	2	0,446	0,020187259	0,03592362	8,7	214,3	-0,557	-0,816	0,151	0,575	0,816	-0,049	17. Feb. 26	16:25	16:50														
2025-01-02 15:41:00	0,013123412	794,8	2	0,452	0,020370933	0,038183174	8,6	214,5	-0,561	-0,815	0,149	0,578	0,815	-0,052	18. Feb. 26	16:26	16:51														

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2:  
10042 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
3533 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
6509 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
32 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 11466 Einträgen / -1423):  
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)

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag im Jahresverlauf



																	Anzahl				Minuten					Minuten im					Messpunkt P4				
Corneal Irradiance		DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Sun Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)		Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit										
2025-01-01 11:02:00	0,00982918	849,3	1	0,35	0,016871751	0,028305103	10,3	150,3	0,488	-0,854	0,179	-0,52	0,854	0,001	1. Jan.	23	11:03	11:25	01. Januar	05. März	23	12:18	09:53	11:26											
2025-01-01 11:03:00	0,012003648	851,6	2	0,346	0,016724857	0,047791496	10,4	150,5	0,484	-0,856	0,18	-0,517	0,856	0,004	2. Jan.	23	11:03	11:26	06. Oktober	31. Dezember	24	17:35	09:25	11:26											
2025-01-01 11:04:00	0,013018901	853,9	2	0,342	0,016579531	0,055402868	10,5	150,7	0,481	-0,858	0,182	-0,514	0,858	0,006	3. Jan.	23	11:03	11:25																	
2025-01-01 11:05:00	0,012464492	856,1	2	0,338	0,016435759	0,052496929	10,5	150,9	0,477	-0,859	0,183	-0,511	0,859	0,009	4. Jan.	21	11:03	11:25																	
2025-01-01 11:06:00	0,012029444	858,4	2	0,335	0,016293528	0,050221863	10,6	151,2	0,474	-0,861	0,184	-0,508	0,861	0,011	5. Jan.	23	11:03	11:25																	
2025-01-01 11:07:00	0,0127182	860,6	2	0,331	0,016152825	0,055626636	10,7	151,4	0,471	-0,863	0,186	-0,506	0,863	0,013	6. Jan.	22	11:03	11:25																	
2025-01-01 11:08:00	0,011753577	862,8	2	0,327	0,016013637	0,049779916	10,8	151,6	0,467	-0,864	0,187	-0,503	0,864	0,016	7. Jan.	21	11:03	11:24																	
2025-01-01 11:09:00	0,012549583	865	2	0,324	0,015875951	0,05595218	10,8	151,8	0,464	-0,866	0,188	-0,5	0,866	0,018	8. Jan.	23	11:02	11:24																	
2025-01-01 11:10:00	0,011315786	867,2	2	0,32	0,015733975	0,047938116	10,9	152,1	0,46	-0,867	0,189	-0,497	0,867	0,021	9. Jan.	23	11:01	11:24																	
2025-01-01 11:11:00	0,012392731	869,3	2	0,316	0,015605034	0,056334012	11	152,3	0,457	-0,869	0,191	-0,494	0,869	0,023	10. Jan.	22	11:01	11:23																	
2025-01-01 11:12:00	0,011539635	871,4	2	0,313	0,015471777	0,051088573	11,1	152,5	0,453	-0,871	0,192	-0,492	0,871	0,025	11. Jan.	21	11:01	11:23																	
2025-01-01 11:13:00	0,01217404	873,6	2	0,31	0,01533997	0,056278657	11,1	152,7	0,45	-0,872	0,193	-0,489	0,872	0,028	12. Jan.	23	11:00	11:22																	
2025-01-01 11:14:00	0,013879502	875,7	2	0,306	0,015209001	0,054959858	11,2	152,9	0,446	-0,874	0,194	-0,486	0,874	0,03	13. Jan.	23	10:59	11:21																	
2025-01-01 11:15:00	0,010537236	877,8	2	0,303	0,01508056	0,04545489	11,3	153,2	0,443	-0,875	0,195	-0,483	0,875	0,032	14. Jan.	23	10:59	11:21																	
2025-01-01 11:16:00	0,010550443	879,8	2	0,3	0,014953124	0,046307789	11,3	153,4	0,439	-0,877	0,197	-0,48	0,877	0,035	15. Jan.	23	10:58	11:20																	
2025-01-01 11:17:00	0,009904029	881,9	2	0,296	0,014826991	0,041461283	11,4	153,6	0,436	-0,878	0,198	-0,477	0,878	0,037	16. Jan.	22	10:58	11:19																	
2025-01-01 11:18:00	0,011231696	883,9	2	0,293	0,014702245	0,05311181	11,5	153,8	0,432	-0,88	0,199	-0,474	0,88	0,039	17. Jan.	22	10:58	11:19																	
2025-01-01 11:19:00	0,01312857	886	2	0,29	0,014578873	0,054417858	11,5	154,1	0,429	-0,881	0,2	-0,471	0,881	0,042	18. Jan.	21	10:57	11:18																	
2025-01-01 11:20:00	0,010546297	888	2	0,287	0,014456863	0,049195988	11,6	154,3	0,425	-0,883	0,201	-0,468	0,883	0,044	19. Jan.	23	10:55	11:17																	
2025-01-01 11:21:00	0,009289573	890	2	0,284	0,014336202	0,038713791	11,7	154,5	0,421	-0,884	0,202	-0,465	0,884	0,046	20. Jan.	22	10:55	11:17																	
2025-01-01 11:22:00	0,009781973	891,9	2	0,281	0,014216878	0,044099388	11,7	154,7	0,418	-0,885	0,204	-0,462	0,885	0,048	21. Jan.	23	10:54	11:16																	
2025-01-01 11:23:00	0,010210102	893,9	2	0,278	0,014098878	0,048566052	11,8	155	0,414	-0,887	0,205	-0,459	0,887	0,051	22. Jan.	22	10:54	11:15																	
2025-01-01 11:24:00	0,009675973	895,8	2	0,275	0,013982191	0,046401419	11,9	155,2	0,411	-0,888	0,206	-0,456	0,888	0,053	23. Jan.	22	10:53	11:14																	
2025-01-01 11:25:00	0,009154505	897,8	2	0,272	0,013866804	0,040404398	11,9	155,4	0,407	-0,89	0,207	-0,453	0,89	0,055	24. Jan.	23	10:51	11:13																	
2025-01-01 11:26:00	0,008026603	899,7	1	0,27	0,013757205	0,028932848	12	155,6	0,403	-0,891	0,208	-0,45	0,891	0,058	25. Jan.	22	10:50	11:12																	
2025-01-02 11:03:00	0,0128819	851,8	2	0,348	0,016795358	0,053484943	10,4	150,3	0,488	-0,854	0,18	-0,52	0,854	0,003	26. Jan.	22	10:49	11:11																	
2025-01-02 11:04:00	0,012883082	854,1	2	0,344	0,016648323	0,054187845	10,5	150,5	0,485	-0,856	0,182	-0,518	0,856	0,005	27. Jan.	22	10:49	11:10																	
2025-01-02 11:05:00	0,012921712	856,3	2	0,34	0,016502869	0,055166119	10,5	150,7	0,481	-0,857	0,183	-0,515	0,857	0,007	28. Jan.	21	10:47	11:09																	
2025-01-02 11:06:00	0,013663324	858,6	2	0,336	0,016358982	0,047215542	10,6	150,9	0,478	-0,859	0,184	-0,512	0,859	0,01	29. Jan.	22	10:46	11:07																	
2025-01-02 11:07:00	0,011395541	860,8	2	0,332	0,016216648	0,049552628	10,7	151,1	0,474	-0,861	0,186	-0,509	0,861	0,012	30. Jan.	21	10:45	11:06																	
2025-01-02 11:08:00	0,01222037	863	2	0,328	0,016075854	0,052685648	10,8	151,4	0,471	-0,862	0,187	-0,506	0,862	0,015	31. Jan.	21	10:45	11:06																	
2025-01-02 11:09:00	0,011505023	865,1	2	0,325	0,015936588	0,048297295	10,8	151,6	0,467	-0,864	0,188	-0,504	0,864	0,017	1. Feb.	21	10:43	11:04																	
2025-01-02 11:10:00	0,011992935	867,3	2	0,321	0,015798834	0,052577498	10,9	151,8	0,464	-0,865	0,189	-0,501	0,865	0,019	2. Feb.	20	10:42	11:03																	
2025-01-02 11:11:00	0,012439296	869,5	2	0,318	0,015662581	0,056339733	11	152	0,46	-0,867	0,191	-0,498	0,867	0,022	3. Feb.	22	10:40	11:01																	
2025-01-02 11:12:00	0,012133509	871,6	2	0,314	0,015527814	0,054997742	11,1	152,2	0,457	-0,869	0,192	-0,495	0,869	0,024	4. Feb.	20	10:39	11:00																	
2025-01-02 11:13:00	0,013603314	873,7	2	0,311	0,015394522	0,051978606	11,1	152,5	0,454	-0,87	0,193	-0,492	0,87	0,026	5. Feb.	20	10:38	10:58																	
2025-01-02 11:14:00	0,012109522	875,8	2	0,307	0,015262689	0,056256996	11,2	152,7	0,45	-0,872	0,194	-0,489	0,872	0,029	6. Feb.	19	10:36	10:56																	
2025-01-02 11:15:00	0,011255903	877,9	2	0,304	0,015132304	0,050858362	11,3	152,9	0,446	-0,873	0,196	-0,486	0,873	0,031	7. Feb.	20	10:35	10:55																	
2025-01-02 11:16:00	0,009351761	879,9	2	0,301	0,015003353	0,035143206	11,3	153,1	0,443	-0,875	0,197	-0,484	0,875	0,033	8. Feb.	20	10:34	10:54																	
2025-01-02 11:17:00	0,009983002	882	2	0,297	0,014875823	0,041878415	11,4	153,4	0,439	-0,876	0,198	-0,481	0,876	0,036	9. Feb.	20	10:33	10:53																	
2025-01-02 11:18:00	0,009340227	884	2	0,294	0,014749701	0,036606006	11,5	153,6	0,436	-0,878	0,199	-0,478	0,878	0,038	10. Feb.	21	10:31	10:51																	
2025-01-02 11:19:00	0,010811792	886	2	0,291	0,014624975	0,050334255	11,6	153,8	0,432	-0,879	0,2	-0,475	0,879	0,04	11. Feb.	20	10:30	10:49																	
2025-01-02 11:20:00	0,010893954	888	2	0,288	0,014501631	0,051696893	11,6	154	0,429	-0,881	0,202	-0,472	0,881	0,043	12. Feb.	21	10:28	10:48																	
2025-01-02 11:21:00	0,010042868	890	2	0,285	0,014379657	0,045415039	11,7	154,3	0,425	-0,882	0,203	-0,469	0,882	0,045	13. Feb.	19	10:27	10:46																	
2025-01-02 11:22:00	0,008526701	892	1	0,282	0,01425904	0,031250013	11,8	154,5	0,422	-0,884	0,204	-0,466	0,884	0,047	14. Feb.	18	10:25	10:44																	
2025-01-02 11:23:00	0,010463879	893,9	2	0,279	0,014139767	0,050422199	11,8	154,7	0,418	-0,885	0,205	-0,463	0,885	0,05	15. Feb.	19	10:23	10:43																	
2025-01-02 11:24:00	0,01010305	895,9	2	0,276	0,014021826	0,048129427	11,9	154,9	0,415	-0,886	0,206	-0,46	0,886	0,052	16. Feb.	18	10:22	10:41																	
2025-01-02 11:25:00	0,009572124	897,8	2	0,273	0,013905204	0,044141872	12	155,2	0,411	-0,888	0,207	-0,457	0,888	0,054	17. Feb.	17	10:20	10:39																	
2025-01-02 11:26:00	0,008691762	899,7	2	0,27	0,013789889	0,036175948	12	155,4	0,407	-0,889	0,208	-0,454	0,889	0,056	18. Feb.	16	10:19	10:38																	

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag im Jahresverlauf

[illegible]