

SolPEG Blendgutachten PV-Anlage Schwäbisch Hall

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in Schwäbisch Hall in Baden-Württemberg**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

✉ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich.....	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich / Raiffeisenstraße	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall (Tower).....	22
4.6	Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang	26 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Schwäbisch Hall

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Schwäbisch Hall“ auf die Bahnstrecke Crailsheim–Heilbronn zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren. Zusätzlich wird eine mögliche Blendwirkung für den Adolf Würth Airport untersucht.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage "Solarpark Schwäbisch Hall" eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke Crailsheim–Heilbronn, ggf. Anwohner der umliegenden Gebäude sowie den Flugverkehr des Adolf Würth Airport (nordwestlich der Anlage).

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 Blendwirkung vor Ort ist nicht Bestandteil des Auftrags.

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

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

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: 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. 5 km östlich von Schwäbisch Hall in Baden-Württemberg. Südlich der Fläche verläuft Bahnstrecke Crailsheim–Heilbronn. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche ca. 5 km östlich von Schwäbisch Hall in Baden-Württemberg. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	49.866°N, 11.790 °O 465 m ü.N.N.
Abstand zur Bahntrasse	ca. 120 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 700 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

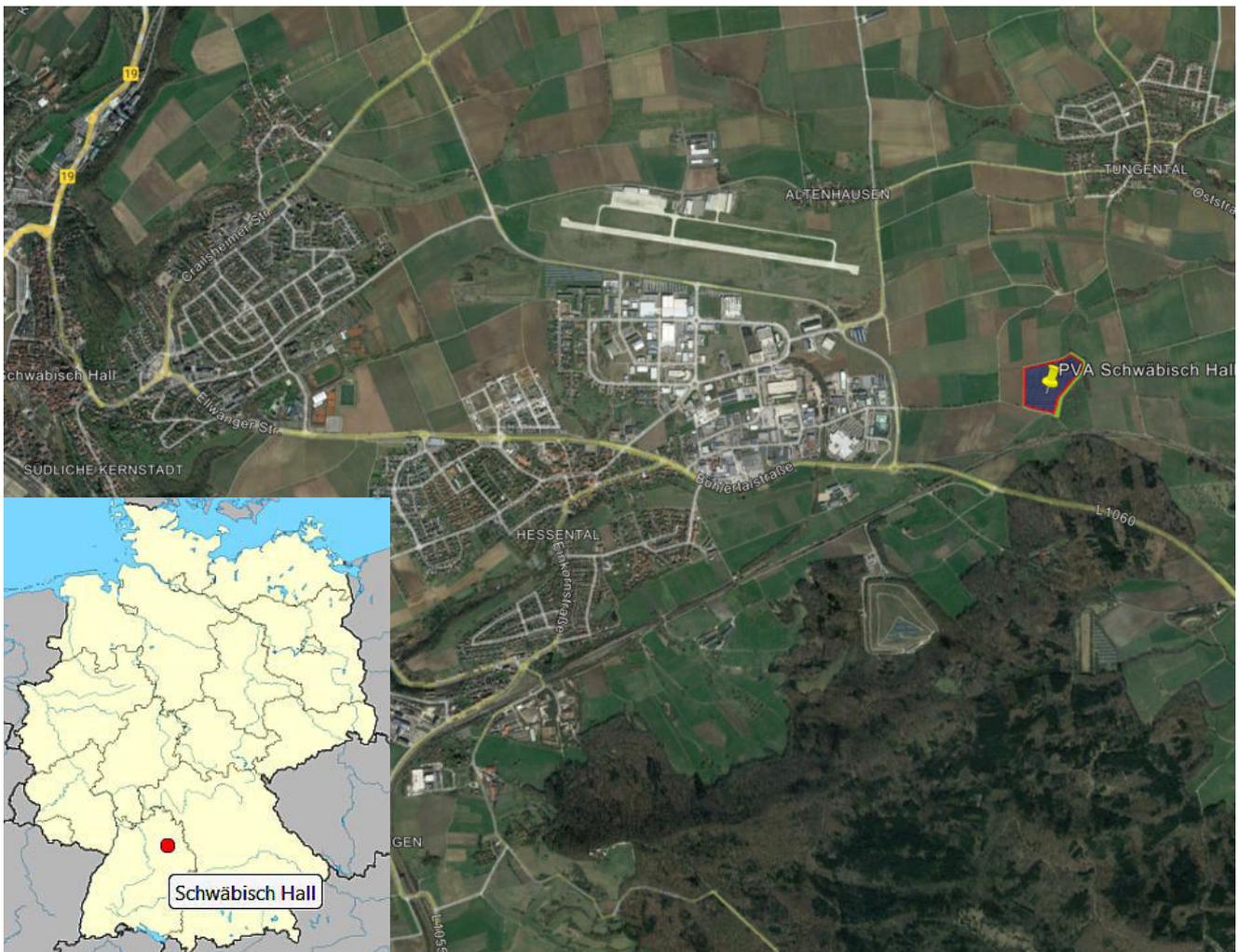


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen (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 umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude theoretisch von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden, aber aufgrund der Entfernung von über 700 m bzw. 1000 m sind allerdings Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen nicht gegeben.



Bild 2.2.1: Gebäude östlich und westlich der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

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

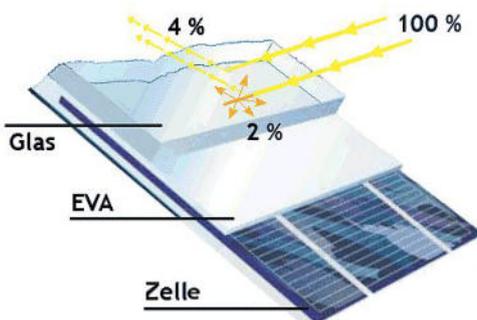


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.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.

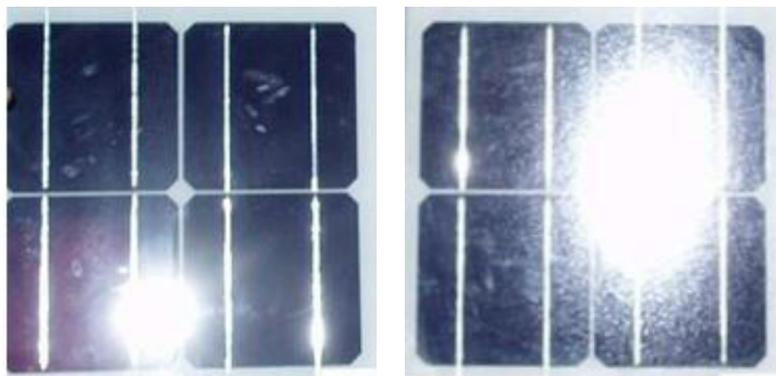


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

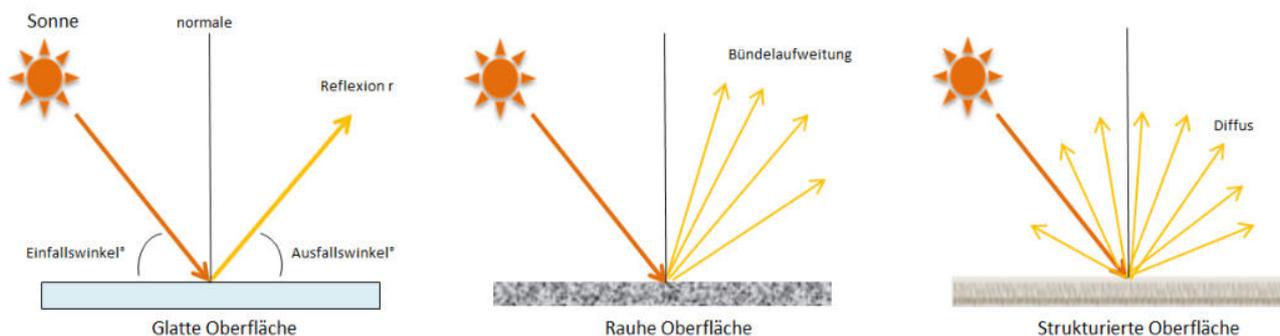


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers werden 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 FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV-Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

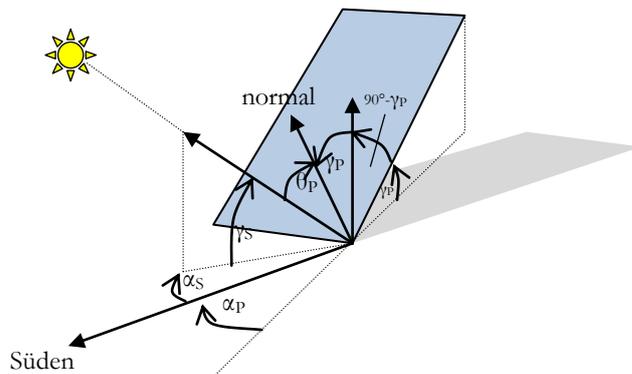


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

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

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

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei 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 Konstruktion der Modulinstallation.

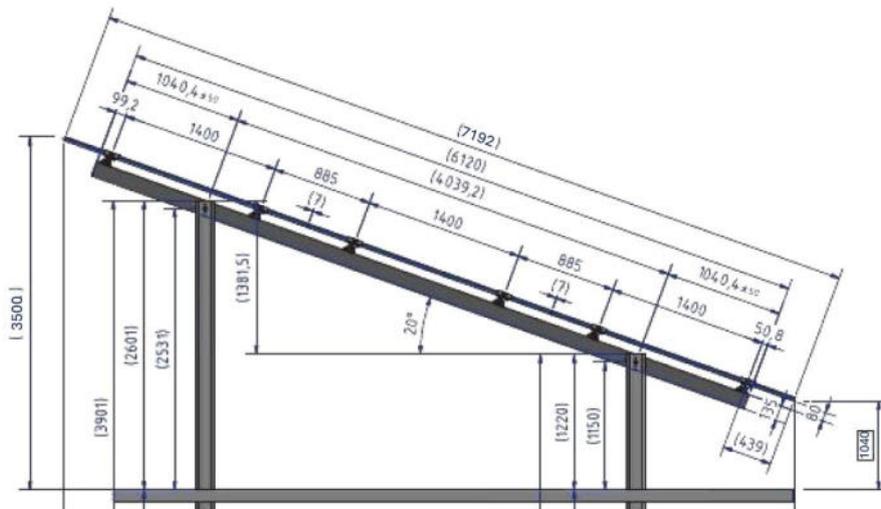


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m bis max. 3,50 m
Höhe Messpunkte über GOK	Zugführer 2,5 m, Fahrzeugführer 2,0 m (gemittelt ⁷)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Fahrbahn/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Schwäbisch Hall wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Straßen und Gebäuden. Darüber hinaus wurde die potenzielle Blendwirkung auf der Landebahn untersucht.

Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV-Anlage untersucht. Im vorliegenden Fall wird eine mögliche Blendwirkung für den Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall / Adolf Würth Airport (ICAO-Code EDTY) untersucht, dessen Landebahn sich ca. 1,5 km nordwestlich der PV-Anlage befindet.

Die folgende Skizze gibt einen ungefähren Überblick über die Entfernungen.



Bild 3.5.2: Übersicht über die PV-Anlage und Flugplatz Schwäbisch Hall (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgende Skizze zeigt die Start/Landebahn (10/28) im Detail.



Bild 3.5.3: Start- / Landebahn Flugplatz Schwäbisch Hall , 1540 m Länge, 30 m Breite (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

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

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

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

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

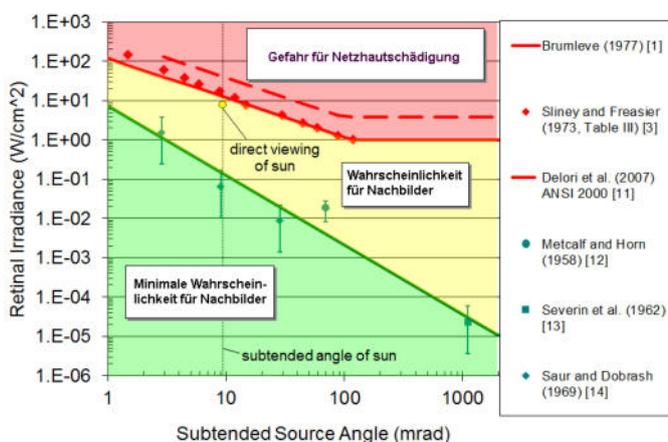


Bild 3.6.1 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

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: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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 Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch bei neueren Triebwagen ist die Fensterfront im Randbereich nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

Flugverkehr

Neben ortsfesten Standorten werden auch potenzielle Beeinträchtigungen für den Flugverkehr untersucht sofern dies erforderlich ist. Das hierbei genutzte Verfahren entspricht den Vorgaben der Amerikanischen Luftfahrtbehörde FAA¹⁴ 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° 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° .

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."¹⁵

Der Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall (ICAO-Code EDTY) entspricht nicht den Kriterien für internationale Flughäfen und daher sind die Vorgaben der FAA sowie der EASA zur Analyse von potenzielle Reflexionen nicht oder nur bedingt anwendbar. Aus formellen Gründen wurden die Landeanflüge auf den Flugplatz dennoch untersucht.

¹⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

¹⁵ Dokument 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 Schwäbisch Hall wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 Richtlinie 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 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV-Feld
P1 Bahnstrecke südöstlich	392 ^{WE}
P2 Bahnstrecke südlich	-
P3 Gebäude westlich / Raiffeisenstraße	264 ^{GWE}
P4 Gebäude östlich / Matheshörlebach	-
P5 Adolf Würth Airport Schwäbisch Hall, Tower	-
Landeanflug auf Landebahn 28	-
Landeanflug auf Landebahn 10	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Crailsheim–Heilbronn können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. Mai - 29. Juli, abends zwischen 19:24 - 19:34 Uhr für max. 5 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Westen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von über 400 m zur Immissionsquelle 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.

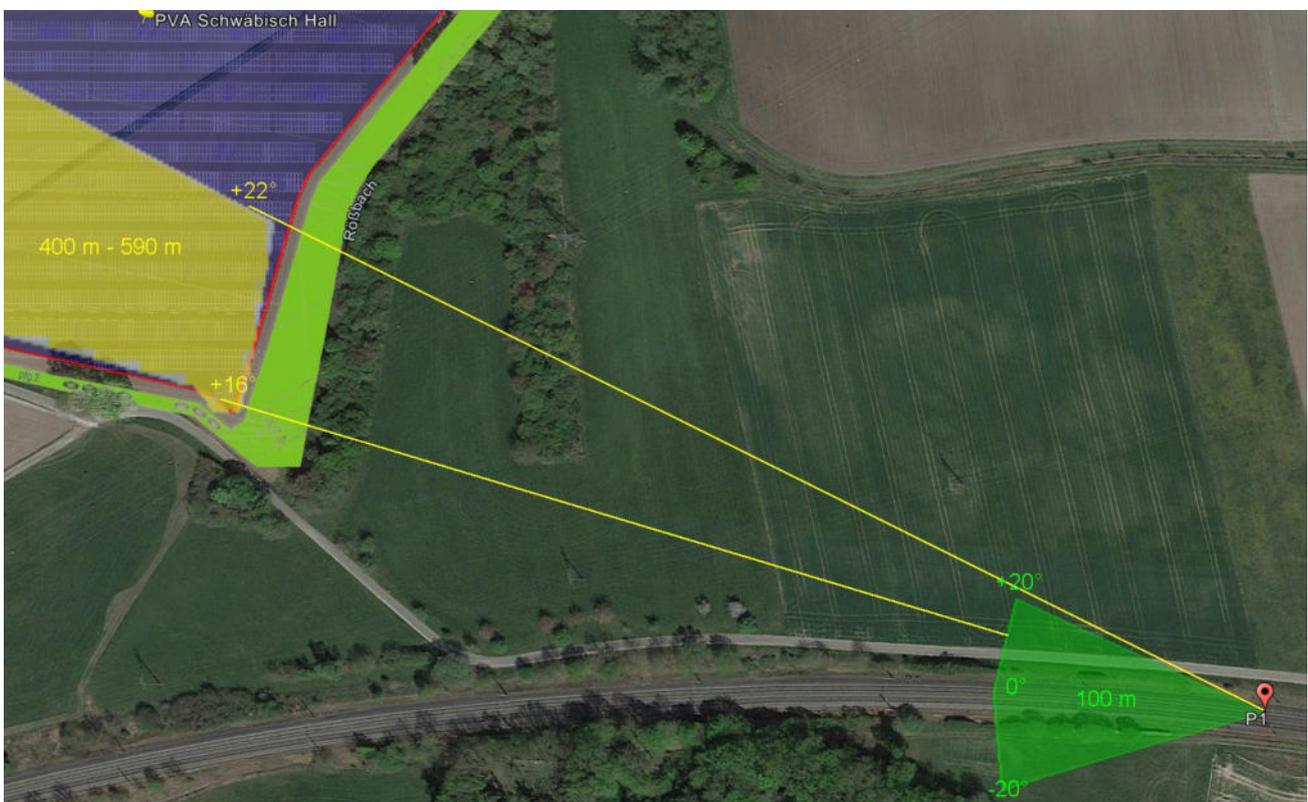


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Westen den relevanten Sichtwinkel. Im gelben Bereich könnten theoretisch Reflexionen auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung kann eine Beeinträchtigung für Zugführer ausgeschlossen werden. Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber aufgrund der Richtung des Streckenverlaufes vergrößert sich gleichermaßen der Einfallswinkel.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke südlich sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich / Raiffeisenstraße

Am Messpunkt P3 im Bereich der Kreuzung Raiffeisenstraße könnten rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 680 m - 970 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen allerdings nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der Straße und auch für die angrenzenden Gebäude.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der Fläche der PV-Anlage und verdeutlicht, dass die PV-Anlage überwiegend nicht einsehbar ist.

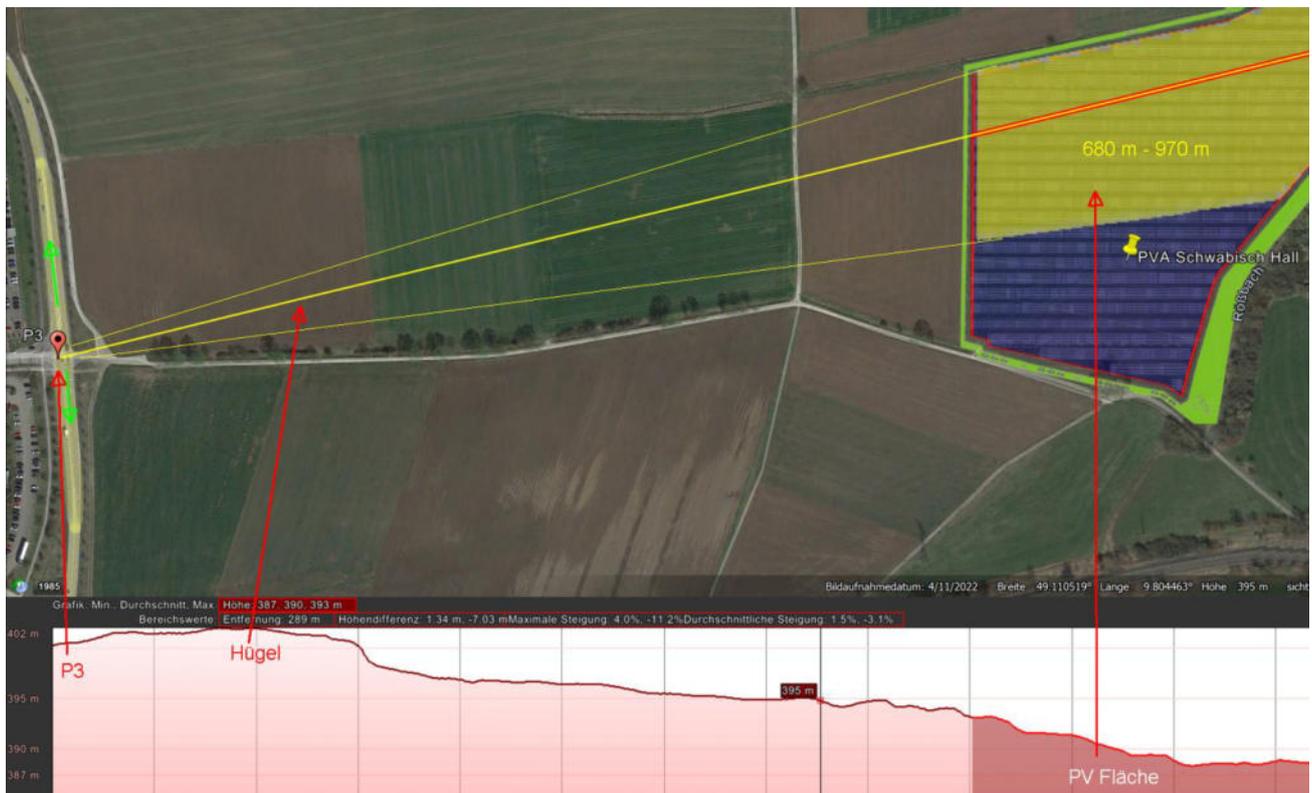


Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen verringert sich mit zunehmender Entfernung die Leuchtdichte der Moduloberfläche. Die PV-Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar - nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Das folgende Weitwinkelfoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf der Raiffeisenstraße / Einmündung aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Rechts im Bild, nicht einsehbar in ca. 680 m Entfernung, liegt die Fläche der PV-Anlage. Eine Beeinträchtigung durch potenzielle Reflexionen kann ausgeschlossen werden.



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

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude ca. 1,1 km östlich der PV-Anlage an der Adresse Matheshörlebach 62 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation am Messpunkt P4 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung von über 1 km zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P4 nicht relevant – sofern diese überhaupt sichtbar sind.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall (Tower)

Am Messpunkt P5 im Bereich des Schwäbisch Hall Airport Tower sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Flugleitern und auch Fluglotsen durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P5 und der Fläche der PV-Anlage und verdeutlicht, dass kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage besteht.

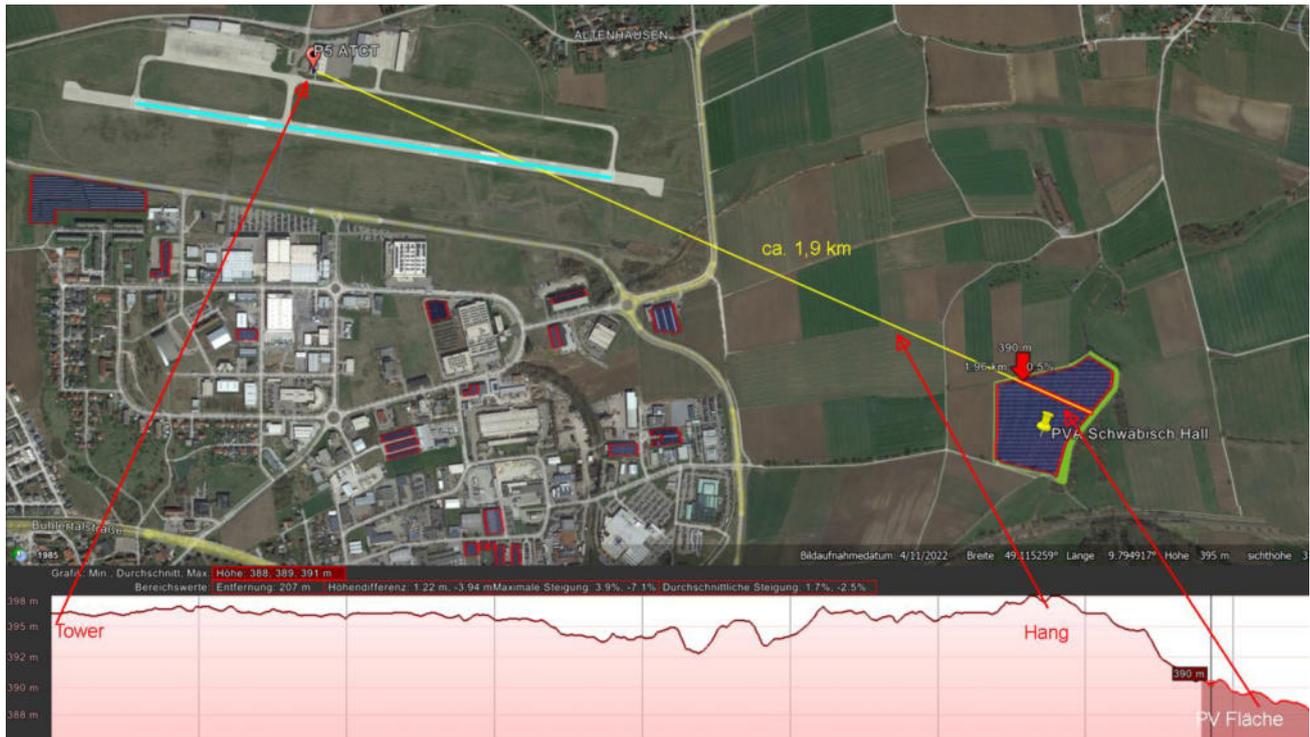


Bild 4.5.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P5 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Aufgrund der sehr großen Entfernung von über 1,9 km zur Immissionsquelle zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Aufgrund der Geländestruktur ist eine direkte Sichtverbindung allerdings ohnehin nicht vorhanden.

4.6 Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall

Neben ortsfesten Standorten werden auch potenzielle Beeinträchtigungen für den Flugverkehr untersucht sofern dies erforderlich ist. Der Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall (ICAO-Code EDTY) ist ein Sonderlandeplatz, der für Luftfahrzeuge bis 14t Höchstabfluggewicht (MTOM) zugelassen ist. Die Start/Landebahn (SLB) verläuft in Richtung Ost-West (10/28).

Bei der Berechnung einer potenziellen Blendwirkung wird gemäß Vorgaben der Amerikanischen Luftfahrtbehörde FAA¹⁶ eine Flugbahn von ca. 3,2 km Länge zwischen "2 mile point" (ca. 190 m Höhe über Boden) bis "threshold" (15 m Höhe) mit einem Winkel von 3° analysiert. Die Flugrichtung entspricht dabei der Ausrichtung der jeweiligen SLB. Der untersuchte Blickwinkel des Piloten wird auf 30° vertikal und 120° Azimut (im Verlauf der Flugrichtung) beschränkt. Es handelt sich hier um offizielle Vorgaben der FAA die bei einem Sonderlandeplatz leicht eingeschränkt zur Anwendung kommen.

Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der SLB (blau) und den jeweiligen 2-mile Start- und Landeflug (rot).



Bild 4.6.1: Flugplatz Verkehrslandeplatz Schwäbisch Hall und Umgebung (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Lt. Simulationsergebnis sind beim Landeanflug aus Osten und auch aus Westen keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden.

Die Skizze zeigt, dass im Umfeld des Flugplatzes diverse PV-Anlage mit unterschiedlichen Neigungen und Ausrichtungen vorhanden sind. Relevante Beeinträchtigungen durch bestehende PV-Anlagen sind nicht bekannt bzw. nicht dokumentiert. Es ist davon auszugehen, dass auch durch die hier betrachtete PV-Anlage keine Beeinträchtigung für den Flugverkehr darstellt.

¹⁶ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

Die Folgenden Fotos zeigen beispielhaft den Landeanflug auf die Landebahn 28 und verdeutlichen den Umstand, dass die PV-Anlage möglicherweise im Gelände sichtbar ist aber Reflexionen durch die PV-Anlage sind nicht nachweisbar.

Blick aus dem Cockpit einer Cessna Richtung Osten, ca. 1,2 Meilen vor der Landung.



Bild 4.6.2: Landeanflug auf Landebahn 28, ca. 1,2 Meilen vor der Landung (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt, bearbeitet)

Blick aus dem Cockpit einer Cessna Richtung Osten, ca. 1 Meile vor der Landung. Auf der letzten Meile ist die PV-Anlage nicht mehr sichtbar.



Bild 4.6.3: Landeanflug auf Landebahn 28, ca. 1 Meile vor der Landung (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt, bearbeitet)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Schwäbisch Hall kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁷ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

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

Auf der Bahnstrecke Crailsheim–Heilbronn Richtung Westen können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Bei der Fahrt Richtung Osten sind keine Reflexionen nachweisbar.

Für Fahrzeugführer auf der westlich verlaufenden Raiffeisenstraße besteht aufgrund der Geländestruktur kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage und daher kann eine Beeinträchtigung Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Im Bereich der Gebäude der östlich gelegenen Ortschaft Matheshörlebach sind keine 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 potenziellen Blendwirkung für den Flugverkehr im Bereich des Verkehrslandeplatzes Schwäbisch Hall / Adolf Würth Airport wurde gemäß Vorgaben der Amerikanischen Luftfahrtbehörde FAA durchgeführt. Lt. Simulationsergebnis sind im Bereich des Towers und bei den Landeanflügen aus Osten und auch aus Westen keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch die PV-Anlage kann 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.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 26.03.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁷Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Vertex **600W+**

BEST FIT FOR LANDSCAPE

Vertex

ULTIMATE STRING POWER

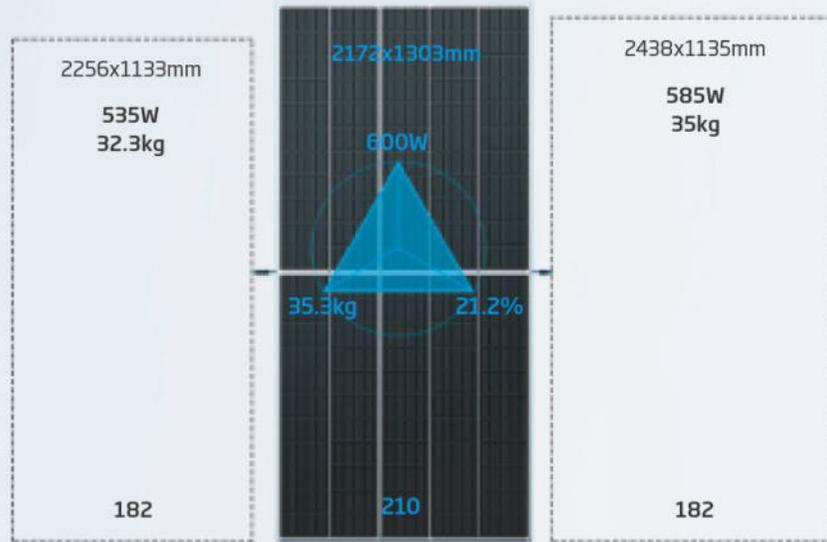
- **37%** higher string power

MOST EFFICIENT COST-SAVING

- **12.68 c USD/W** BOS reduction



Introduction of Vertex 600W

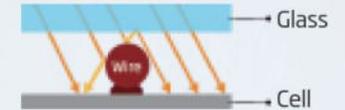


Vertex 600W module size: 2172x1303x35mm
Weight: 30.9kg(Monofacial)/35.3kg(Bifacial)

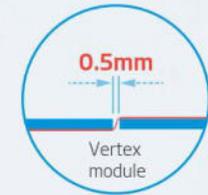
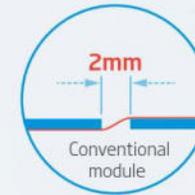
	182	182	Vertex
Power (W)	535~540	585	600+
Module eff.	21.1%	21.1%	21.2%
Weight (kg)	32.3	35	35.3
Length (mm)	2256	2438	2172
Width (mm)	1133	1135	1303
Area (m ²)	2.56	2.77	2.83
Isc (A)	13.85	13.87	18.4
Voc (V)	49.5	53.2	37.9
Per container (pcs)	620	496	620
Power in Per container (W)	334,800	290,160	341,000

210, The Future from Now On!

Vertex module with 600W+ power and 21.2%+ efficiency

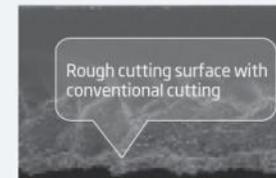


Multi-busbar technology, improving optical utilization rate with higher electricity performance, Module power increase 2~3%, efficiency increase 0.4~0.6%

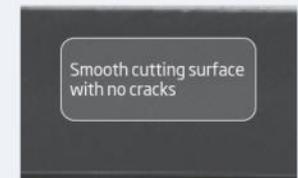


High density encapsulation technology, optimizing power output with good balance between reliability and efficiency, module efficiency increase 0.2~0.3%

Non-destructive Cutting(NDC) Technology



Cross-section from conventional cutting



Cross-section from NDC

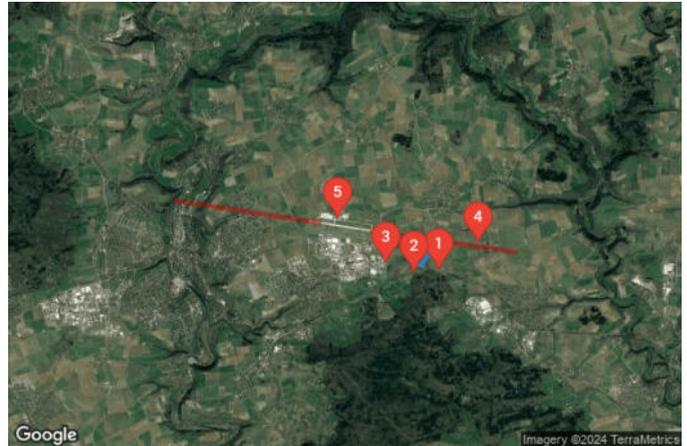
Achieving better cell strength, lower micro-cracks risk for better product reliability

Schwaebisch Hall

Schwaebisch Hall

Created Mar 26, 2024
Updated Mar 26, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 115423.19874

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

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

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	1,630	656	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 59,557 m²

Name: PV Field
Footprint area: 59,557 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.112771	9.805540	391.98	2.00	393.98
2	49.113115	9.808222	388.15	2.00	390.15
3	49.113297	9.808877	387.47	2.00	389.47
4	49.113304	9.809113	387.41	2.00	389.41
5	49.113045	9.809692	388.60	2.00	390.60
6	49.112630	9.809724	386.96	2.00	388.96
7	49.111429	9.808158	387.13	2.00	389.13
8	49.110509	9.807922	390.21	2.00	392.21
9	49.110495	9.807793	390.08	2.00	392.08
10	49.110678	9.807568	389.03	2.00	391.03
11	49.111001	9.805540	391.04	2.00	393.04

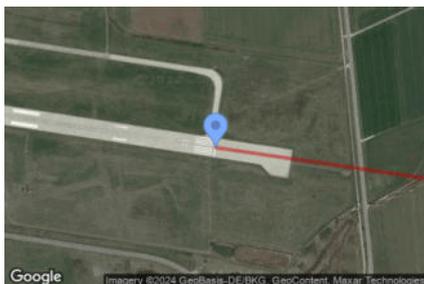
2-Mile Flight Path Receptor(s)

Name: LB 10
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 98.6 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	49.119220	9.776054	398.65	15.24	413.89
2-mile point	49.123563	9.732328	321.84	260.74	582.57

Name: LB 28
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 278.4 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	49.117484	9.792340	395.36	15.24	410.60
2-mile point	49.113265	9.836093	393.39	185.90	579.28

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.109639	9.812968	392.78	2.50	395.28
OP 2	49.109134	9.805340	395.15	2.50	397.65
OP 3	49.110883	9.796622	400.28	2.00	402.28
OP 4	49.115049	9.824978	387.45	2.00	389.45
OP 5	49.119913	9.781847	396.13	8.00	404.13

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	20.0	180.0	1,630	656	-	

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)	0	0	0	173	504	208	371	374	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	114	131	125	140	146	0	0	0	0

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: LB 10	0	0
FP: LB 28	0	0
OP: OP 1	975	392
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	655	264
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld: LB 10

No glare found

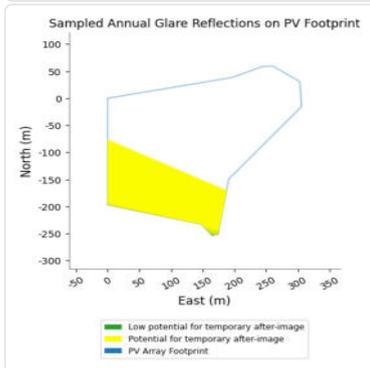
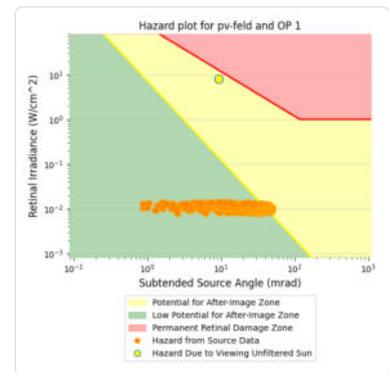
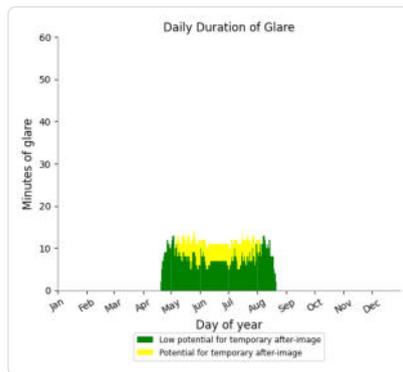
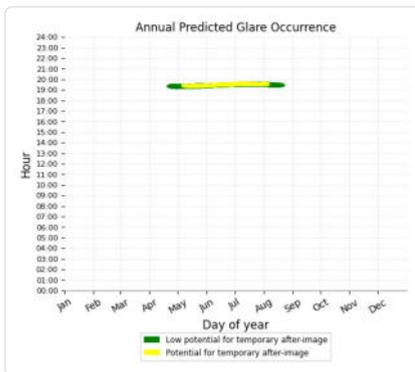
PV Feld: LB 28

No glare found

PV Feld: OP 1

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

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



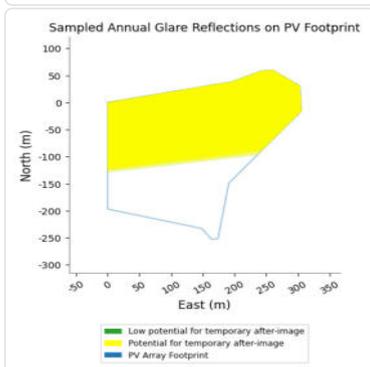
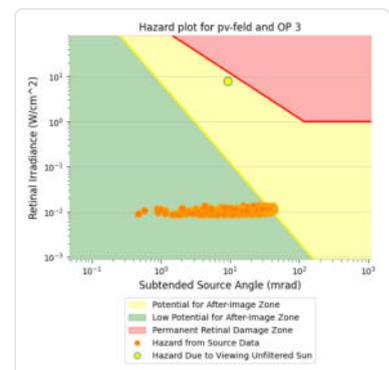
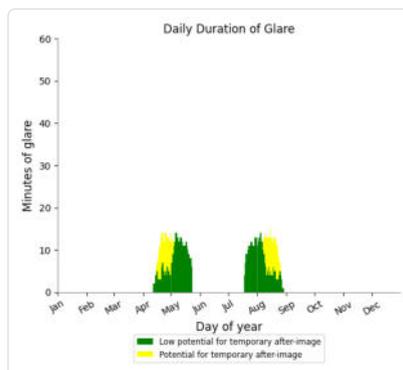
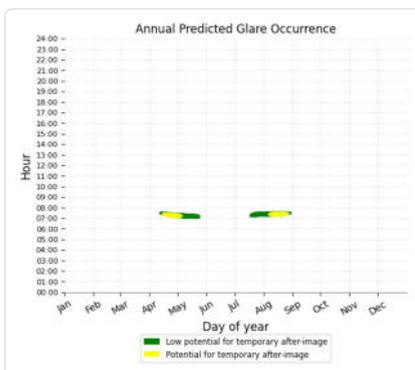
PV Feld: OP 2

No glare found

PV Feld: OP 3

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

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



PV Feld: OP 4

No glare found

PV Feld: OP 5

No glare found

Assumptions

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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1		
2024-04-20 19:21:00	0,005597	642,4876	1	0,345435	0,012588	0,000959	8,6	277,8	-0,98	0,135	0,149	0,98	-0,199	0,028	5. Mai	2	19:24	19:28	08. Mai	08. Mai	5	5	19:19	19:28			
2024-04-20 19:22:00	0,00577	640,6347	1	0,353325	0,012838	0,002139	8,4	278	-0,98	0,138	0,146	0,98	-0,2	0,023	6. Mai	1	19:28	19:28	13. Mai	13. Mai	6	6	19:19	19:29			
2024-04-21 19:21:00	0,005652	645,2989	1	0,339411	0,012422	0,003472	8,8	278,1	-0,978	0,139	0,153	0,978	-0,205	0,029	7. Mai	1	19:25	19:25	15. Mai	15. Mai	5	5	19:19	19:26			
2024-04-21 19:22:00	0,005825	643,4606	1	0,347155	0,01267	0,004607	8,7	278,2	-0,978	0,142	0,151	0,978	-0,205	0,024	8. Mai	5	19:19	19:28	18. Mai	18. Mai	6	6	19:20	19:30			
2024-04-21 19:23:00	0,005985	641,6187	1	0,355073	0,012922	0,00541	8,5	278,4	-0,978	0,145	0,148	0,978	-0,206	0,02	9. Mai	3	19:19	19:28	20. Mai	23. Mai	6	21	19:21	19:28			
2024-04-21 19:24:00	0,006134	639,773	1	0,363169	0,013178	0,005947	8,3	278,6	-0,978	0,148	0,145	0,978	-0,207	0,016	10. Mai	3	19:19	19:28	25. Mai	25. Mai	5	5	19:21	19:29			
2024-04-21 19:25:00	0,006154	637,9237	1	0,371446	0,01344	0,004164	8,2	278,8	-0,978	0,151	0,142	0,978	-0,207	0,012	11. Mai	3	19:19	19:25	28. Mai	01. Juni	6	28	19:22	19:31			
2024-04-22 19:19:00	0,005316	651,7256	1	0,318845	0,011786	0,002521	9,4	277,9	-0,977	0,136	0,164	0,977	-0,209	0,038	12. Mai	4	19:19	19:25	06. Juni	11. Juni	5	30	19:24	19:34			
2024-04-22 19:21:00	0,0057	648,0892	1	0,333556	0,012261	0,005813	9,1	278,3	-0,977	0,142	0,158	0,977	-0,211	0,029	13. Mai	6	19:19	19:29	30. Juni	02. Juli	6	16	19:30	19:38			
2024-04-22 19:22:00	0,005862	646,2654	1	0,341159	0,012505	0,006706	8,9	278,5	-0,977	0,146	0,155	0,977	-0,211	0,025	14. Mai	4	19:19	19:29	04. Juli	04. Juli	5	5	19:30	19:39			
2024-04-22 19:23:00	0,006015	644,4379	1	0,348932	0,012754	0,007343	8,8	278,7	-0,977	0,149	0,152	0,977	-0,212	0,021	15. Mai	5	19:19	19:26	10. Juli	14. Juli	6	28	19:31	19:39			
2024-04-22 19:24:00	0,00616	642,6068	1	0,356879	0,013007	0,007789	8,6	278,8	-0,977	0,152	0,15	0,977	-0,213	0,017	16. Mai	4	19:20	19:26	16. Juli	17. Juli	5	10	19:30	19:38			
2024-04-22 19:26:00	0,006438	638,9334	1	0,373311	0,013528	0,008305	8,3	279,2	-0,977	0,158	0,144	0,977	-0,214	0,008	17. Mai	3	19:19	19:26	19. Juli	23. Juli	6	26	19:31	19:41			
2024-04-22 19:27:00	0,006169	637,0912	1	0,381803	0,013796	0,001585	8,1	279,4	-0,977	0,162	0,141	0,977	-0,215	0,004	18. Mai	6	19:20	19:30	26. Juli	26. Juli	5	5	19:30	19:37			
2024-04-23 19:17:00	0,005142	656,5266	1	0,306436	0,011411	0,002429	9,8	278	-0,976	0,137	0,171	0,976	-0,214	0,043	19. Mai	4	19:20	19:26	28. Juli	29. Juli	5	10	19:30	19:40			
2024-04-23 19:18:00	0,00537	654,7244	1	0,313422	0,011639	0,004984	9,7	278,2	-0,976	0,14	0,168	0,976	-0,215	0,039	20. Mai	5	19:21	19:28									
2024-04-23 19:20:00	0,005731	651,109	1	0,327867	0,012108	0,007727	9,3	278,5	-0,976	0,146	0,162	0,976	-0,216	0,03	21. Mai	5	19:21	19:28									
2024-04-23 19:21:00	0,005888	649,2958	1	0,335333	0,012349	0,008507	9,2	278,9	-0,976	0,149	0,16	0,976	-0,217	0,026	22. Mai	6	19:21	19:28									
2024-04-23 19:22:00	0,006037	647,4788	1	0,342966	0,012595	0,009068	9	278,9	-0,976	0,153	0,157	0,976	-0,218	0,022	23. Mai	5	19:21	19:28									
2024-04-23 19:23:00	0,006181	645,6581	1	0,350769	0,012845	0,009474	8,9	279,1	-0,976	0,156	0,154	0,976	-0,218	0,018	24. Mai	3	19:26	19:29									
2024-04-23 19:25:00	0,006484	642,0058	1	0,366901	0,01336	0,010387	8,5	279,4	-0,976	0,162	0,148	0,976	-0,22	0,009	25. Mai	5	19:21	19:29									
2024-04-23 19:27:00	0,006791	638,3388	1	0,38376	0,013894	0,011129	8,2	279,8	-0,975	0,169	0,143	0,975	-0,221	0,001	26. Mai	4	19:21	19:29									
2024-04-24 19:16:00	0,004964	661,023	1	0,294581	0,011044	0,002143	10,2	278	-0,974	0,137	0,178	0,974	-0,219	0,048	27. Mai	4	19:22	19:29									
2024-04-24 19:17:00	0,005207	659,2388	1	0,301293	0,011266	0,005173	10,1	278	-0,975	0,14	0,175	0,975	-0,22	0,044	28. Mai	5	19:22	19:29									
2024-04-24 19:18:00	0,005406	657,4508	1	0,308155	0,011491	0,00708	9,9	278,4	-0,975	0,144	0,172	0,975	-0,221	0,04	29. Mai	6	19:22	19:30									
2024-04-24 19:20:00	0,005747	653,8639	1	0,322342	0,011954	0,009391	9,6	278,7	-0,975	0,15	0,167	0,975	-0,222	0,031	30. Mai	6	19:23	19:31									
2024-04-24 19:21:00	0,005905	652,0649	1	0,329674	0,012193	0,010155	9,4	279,6	-0,975	0,153	0,164	0,975	-0,223	0,027	31. Mai	6	19:23	19:31									
2024-04-24 19:22:00	0,006077	650,2622	1	0,33717	0,012435	0,011115	9,3	279,1	-0,974	0,156	0,161	0,974	-0,223	0,023	1. Jun.	5	19:23	19:31									
2024-04-24 19:23:00	0,006274	648,4558	1	0,344832	0,012683	0,012386	9,1	279,3	-0,974	0,16	0,158	0,974	-0,224	0,019	2. Jun.	2	19:23	19:31									
2024-04-24 19:25:00	0,006296	644,8321	1	0,360674	0,013191	0,008626	8,8	279,7	-0,974	0,166	0,153	0,974	-0,225	0,01	3. Jun.	4	19:23	19:31									
2024-04-24 19:27:00	0,006944	641,1938	1	0,377229	0,013719	0,014767	8,5	280	-0,974	0,172	0,147	0,974	-0,227	0,002	4. Jun.	3	19:23	19:29									
2024-04-25 19:16:00	0,005001	663,7023	1	0,289704	0,010906	0,004336	10,5	278,2	-0,973	0,141	0,182	0,973	-0,225	0,049	5. Jun.	4	19:24	19:32									
2024-04-25 19:17:00	0,005236	661,9321	1	0,296298	0,011124	0,007113	10,3	278,5	-0,973	0,144	0,179	0,973	-0,226	0,045	6. Jun.	5	19:24	19:33									
2024-04-25 19:18:00	0,005429	660,1583	1	0,303039	0,011347	0,008877	10,2	278,6	-0,973	0,147	0,177	0,973	-0,226	0,041	7. Jun.	5	19:24	19:33									
2024-04-25 19:20:00	0,00527	656,5995	1	0,316976	0,011805	0,001397	9,8	279	-0,973	0,154	0,171	0,973	-0,228	0,032	8. Jun.	5	19:25	19:33									
2024-04-25 19:21:00	0,006001	654,8146	1	0,324178	0,01204	0,013163	9,7	279,2	-0,973	0,157	0,168	0,973	-0,228	0,028	9. Jun.	5	19:25	19:33									
2024-04-25 19:22:00	0,006239	653,026	1	0,331541	0,01228	0,015144	9,5	279,3	-0,973	0,16	0,165	0,973	-0,229	0,024	10. Jun.	5	19:25	19:33									
2024-04-25 19:23:00	0,006465	651,2338	1	0,339068	0,012524	0,016774	9,4	279,5	-0,973	0,163	0,163	0,973	-0,23	0,02	11. Jun.	5	19:26	19:34									
2024-04-25 19:26:00	0,007026	645,8353	1	0,362667	0,013285	0,019245	8,9	280,4	-0,973	0,173	0,154	0,973	-0,232	0,007	12. Jun.	4	19:26	19:34									
2024-04-25 19:27:00	0,006325	644,0286	1	0,370885	0,013548	0,006266	8,7	280,3	-0,973	0,176	0,152	0,973	-0,232	0,003	13. Jun.	4	19:26	19:34									
2024-04-26 19:16:00	0,005032	666,3634	1	0,28497	0,01077	0,006346	10,7	278,5	-0,972	0,145	0,186	0,972	-0,23	0,05	14. Jun.	4	19:26	19:34									
2024-04-26 19:17:00	0,005253	664,6072	1	0,291449	0,010986	0,008817	10,6	278,6	-0,972	0,148	0,184	0,972	-0,231	0,046	15. Jun.	4	19:27	19:35									
2024-04-26 19:18:00	0,005444	662,8472	1	0,298073	0,011206	0,010495	10,4	278,8	-0,972	0,151	0,181	0,972	-0,232	0,041	16. Jun.	4	19:27	19:35									
2024-04-26 19:21:00	0,006178	657,5454	1	0,318842	0,011891	0,017436	9,9	279,4	-0,972	0,161	0,172	0,972	-0,234	0,029	17. Jun.	4	19:27	19:35									
2024-04-26 19:22:00	0,006391	655,7709	1	0,326076	0,012128	0,018876	9,8	279,6	-0,972	0,164	0,17	0,972	-0,235	0,025	18. Jun.	4	19:27	19:35									
2024-04-26 19:23:00	0,006607	653,9927	1	0,33347	0,01237	0,020228	9,6	279,7	-0,972	0,167	0,167	0,972	-0,235	0,021	19. Jun.	4	19:27	19:35									
2024-04-26 19:24:00	0,006831	652,2109	1	0,341029	0,012615	0,021603	9,4	279,9	-0,972	0,17	0,164	0,972	-0,236	0,016	20. Jun.	4	19:28	19:36									
2024-04-26 19:26:00	0,007171	648,6364	1	0,356653	0,013121	0,022526	9,1	280,3	-0,971	0,177	0,159	0,971	-0,237	0,008	21. Jun.												

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-04-12 07:31:00	0,006826	639,9351	1	0,318664	0,011566	0,029998	8	86	0,988	0,069	0,139	-0,988	-0,143	0,062	15. Apr.	2	07:25	07:26
2024-04-12 07:32:00	0,005212	641,8541	1	0,311478	0,011339	0,004589	8,2	86,2	0,988	0,066	0,142	-0,988	-0,142	0,066	16. Apr.	2	07:25	07:26
2024-04-13 07:30:00	0,007134	641,8924	1	0,319942	0,011648	0,0335	8,1	85,5	0,987	0,077	0,141	-0,987	-0,15	0,059	17. Apr.	5	07:22	07:26
2024-04-13 07:31:00	0,006651	643,7979	1	0,312733	0,011419	0,028727	8,3	85,7	0,987	0,074	0,144	-0,987	-0,149	0,063	18. Apr.	7	07:20	07:26
2024-04-14 07:28:00	0,007645	641,9192	1	0,328658	0,011966	0,037428	8,1	84,9	0,986	0,088	0,141	-0,986	-0,157	0,051	19. Apr.	8	07:18	07:25
2024-04-14 07:29:00	0,007373	643,8152	1	0,321262	0,011731	0,035909	8,2	85,1	0,986	0,084	0,143	-0,986	-0,157	0,056	20. Apr.	10	07:16	07:25
2024-04-14 07:30:00	0,007021	645,7072	1	0,314031	0,011501	0,033202	8,4	85,7	0,986	0,081	0,146	-0,986	-0,156	0,06	21. Apr.	8	07:16	07:25
2024-04-14 07:31:00	0,006427	647,5953	1	0,30696	0,011275	0,026663	8,6	85,5	0,986	0,078	0,149	-0,986	-0,155	0,064	22. Apr.	7	07:16	07:24
2024-04-15 07:25:00	0,007964	638,3798	2	0,337635	0,012225	0,0392	8	84,3	0,985	0,098	0,14	-0,985	-0,165	0,044	23. Apr.	7	07:15	07:23
2024-04-15 07:26:00	0,007761	640,2784	2	0,330047	0,011986	0,038646	8,2	84,3	0,985	0,095	0,143	-0,985	-0,164	0,048	24. Apr.	8	07:14	07:23
2024-04-15 07:27:00	0,007524	642,173	1	0,322627	0,011751	0,037627	8,4	84,7	0,985	0,092	0,145	-0,985	-0,164	0,052	25. Apr.	9	07:13	07:23
2024-04-15 07:28:00	0,007238	644,0638	1	0,315372	0,011521	0,035876	8,5	84,9	0,985	0,088	0,148	-0,985	-0,163	0,057	26. Apr.	10	07:12	07:23
2024-04-15 07:29:00	0,006865	645,9507	1	0,308279	0,011294	0,032787	8,7	85,1	0,985	0,085	0,151	-0,985	-0,162	0,061	27. Apr.	7	07:13	07:22
2024-04-15 07:30:00	0,005972	647,8336	1	0,301343	0,011073	0,021214	8,8	85,2	0,985	0,082	0,154	-0,985	-0,162	0,065	28. Apr.	8	07:12	07:22
2024-04-16 07:24:00	0,007654	640,2891	1	0,339094	0,012315	0,034885	8,1	83,9	0,984	0,106	0,142	-0,984	-0,172	0,041	29. Apr.	8	07:11	07:21
2024-04-16 07:25:00	0,007898	642,1745	2	0,331482	0,012074	0,039576	8,3	84,1	0,984	0,102	0,144	-0,984	-0,171	0,045	30. Apr.	8	07:11	07:21
2024-04-16 07:26:00	0,007689	644,056	2	0,324038	0,011837	0,038932	8,5	84,2	0,984	0,099	0,147	-0,984	-0,171	0,049	1. Mai.	7	07:11	07:20
2024-04-16 07:27:00	0,007444	645,9336	1	0,316759	0,011605	0,037784	8,6	84,4	0,984	0,096	0,15	-0,984	-0,17	0,053	2. Mai.	6	07:11	07:19
2024-04-16 07:28:00	0,007139	647,8073	1	0,309642	0,011377	0,035764	8,8	84,6	0,984	0,093	0,153	-0,984	-0,169	0,058	3. Mai.	3	07:15	07:17
2024-04-16 07:29:00	0,006736	649,6771	1	0,302683	0,011153	0,032191	9	84,8	0,984	0,089	0,156	-0,984	-0,169	0,062	4. Mai.	1	07:15	07:15
2024-04-16 07:30:00	0,005414	651,543	1	0,295878	0,010934	0,012482	9,1	85,5	0,984	0,086	0,159	-0,984	-0,168	0,066	7. Aug.	2	07:24	07:25
2024-04-17 07:22:00	0,008373	640,2872	2	0,348412	0,012653	0,040623	8,1	83,3	0,983	0,116	0,141	-0,983	-0,179	0,033	8. Aug.	4	07:24	07:27
2024-04-17 07:23:00	0,008156	642,1633	2	0,340602	0,012406	0,040035	8,3	83,4	0,983	0,113	0,144	-0,983	-0,179	0,037	9. Aug.	7	07:20	07:29
2024-04-17 07:24:00	0,008023	644,0357	2	0,332965	0,012163	0,040333	8,4	83,6	0,983	0,11	0,146	-0,983	-0,178	0,042	10. Aug.	7	07:20	07:29
2024-04-17 07:25:00	0,007783	645,9041	2	0,325496	0,011924	0,039913	8,6	83,8	0,983	0,106	0,149	-0,983	-0,177	0,046	11. Aug.	9	07:20	07:30
2024-04-17 07:26:00	0,007613	647,7688	2	0,318193	0,01169	0,039168	8,7	84	0,983	0,103	0,152	-0,983	-0,177	0,05	12. Aug.	8	07:20	07:30
2024-04-17 07:27:00	0,007351	649,6295	1	0,311051	0,011461	0,037783	8,9	84,2	0,983	0,1	0,155	-0,983	-0,176	0,054	13. Aug.	7	07:20	07:29
2024-04-17 07:28:00	0,007035	651,4864	1	0,304068	0,011236	0,035567	9,1	84,4	0,983	0,097	0,158	-0,983	-0,175	0,059	14. Aug.	9	07:20	07:30
2024-04-17 07:29:00	0,006581	653,3393	1	0,297239	0,011015	0,031175	9,2	84,6	0,983	0,093	0,16	-0,983	-0,175	0,063	15. Aug.	10	07:19	07:30
2024-04-18 07:20:00	0,008618	640,2721	2	0,358009	0,013001	0,040772	8	82,6	0,982	0,127	0,14	-0,982	-0,187	0,026	16. Aug.	9	07:21	07:30
2024-04-18 07:21:00	0,008471	642,1392	2	0,349997	0,012747	0,041003	8,2	82,8	0,982	0,123	0,143	-0,982	-0,186	0,03	17. Aug.	8	07:21	07:30
2024-04-18 07:22:00	0,008311	644,0025	2	0,342161	0,012498	0,04106	8,4	83	0,982	0,12	0,145	-0,982	-0,186	0,034	18. Aug.	7	07:21	07:29
2024-04-18 07:23:00	0,007945	645,862	2	0,334498	0,012253	0,038773	8,5	83,2	0,982	0,117	0,148	-0,982	-0,185	0,038	19. Aug.	8	07:21	07:30
2024-04-18 07:24:00	0,007955	647,7176	2	0,327004	0,012013	0,040679	8,7	83,4	0,982	0,114	0,151	-0,982	-0,184	0,043	20. Aug.	8	07:21	07:30
2024-04-18 07:25:00	0,007758	649,5694	2	0,319675	0,011778	0,040206	8,8	83,6	0,982	0,11	0,154	-0,982	-0,183	0,047	21. Aug.	9	07:22	07:30
2024-04-18 07:26:00	0,007534	651,4174	2	0,312509	0,011546	0,039351	9	83,8	0,982	0,107	0,157	-0,982	-0,183	0,051	22. Aug.	8	07:22	07:29
2024-04-18 07:27:00	0,007219	653,2615	1	0,305501	0,011319	0,037253	9,2	84	0,982	0,104	0,159	-0,982	-0,182	0,055	23. Aug.	6	07:24	07:29
2024-04-18 07:28:00	0,006925	655,1017	1	0,298647	0,011097	0,035261	9,3	84,1	0,982	0,101	0,162	-0,982	-0,181	0,059	24. Aug.	4	07:26	07:29
2024-04-18 07:29:00	0,006386	656,9381	1	0,291946	0,010878	0,029488	9,5	84,3	0,981	0,098	0,165	-0,981	-0,181	0,064	25. Aug.	2	07:28	07:29
2024-04-19 07:18:00	0,008407	640,2438	2	0,359673	0,013061	0,038105	8,1	82,2	0,981	0,134	0,142	-0,981	-0,194	0,022	26. Aug.	1	07:28	07:28
2024-04-19 07:19:00	0,008534	642,1019	2	0,351634	0,012806	0,041255	8,3	82,4	0,981	0,131	0,144	-0,981	-0,193	0,027				
2024-04-19 07:20:00	0,008386	643,9562	2	0,343771	0,012556	0,041452	8,5	82,6	0,981	0,127	0,147	-0,981	-0,192	0,031	7			
2024-04-19 07:21:00	0,008223	645,8068	2	0,336082	0,01231	0,041463	8,6	82,8	0,981	0,124	0,15	-0,981	-0,192	0,035				
2024-04-19 07:22:00	0,007812	647,6535	2	0,328562	0,012069	0,038618	8,8	83	0,981	0,121	0,153	-0,981	-0,191	0,039				
2024-04-19 07:23:00	0,007862	649,4965	2	0,321207	0,011833	0,040989	9	83,2	0,981	0,118	0,156	-0,981	-0,19	0,044				
2024-04-19 07:24:00	0,007662	651,3357	2	0,314015	0,011601	0,040443	9,1	83,3	0,981	0,114	0,158	-0,981	-0,19	0,048				
2024-04-19 07:25:00	0,007431	653,171	2	0,306982	0,011373	0,039475	9,3	83,5	0,981	0,111	0,161	-0,981	-0,189	0,052				
2024-04-19 07:26:00	0,007154	655,0026	1	0,300103	0,011149	0,037817	9,4	83,7	0,981	0,108	0,164	-0,981	-0,188	0,056				
2024-04-19 07:27:00	0,00679	656,8302	1	0,293377	0,01093	0,03484	9,6	83,9	0,98	0,105	0,167	-0,98	-0,187	0,06				

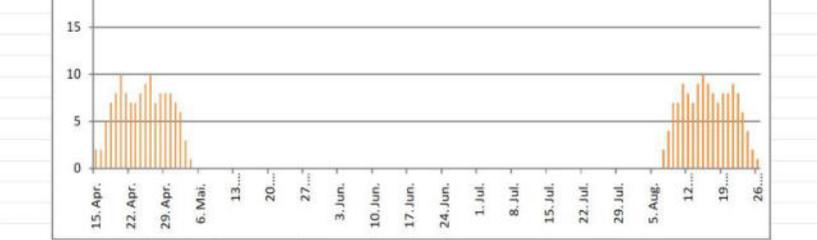
Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
17. April	02. Mai	10	123	07:11	07:26	
09. August	23. August	10	120	07:19	07:30	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:

- 243 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
- 120 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
- 123 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
- 10 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 920 Einträgen /-65%):

- 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)



Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
15. Apr.	2	07:25	07:26
16. Apr.	2	07:25	07:26
17. Apr.	5	07:22	07:26
18. Apr.	7	07:20	07:26
19. Apr.	8	07:18	07:25
20. Apr.	10	07:16	07:25
21. Apr.	8	07:16	07:25
22. Apr.	7	07:16	07:24
23. Apr.	7	07:15	07:23
24. Apr.	8	07:14	07:23
25. Apr.	9	07:13	07:23
26. Apr.	10	07:12	07:23
27. Apr.	7	07:13	07:22
28. Apr.	8	07:12	07:22
29. Apr.	8	07:11	07:21
30. Apr.	8	07:11	07:21
1. Mai.	7	07:11	07:20
2. Mai.	6	07:11	07:19
3. Mai.	3	07:15	07:17
4. Mai.	1	07:15	07:15
7. Aug.	2	07:24	07:25
8. Aug.	4	07:24	07:27
9. Aug.	7	07:20	07:29
10. Aug.	7	07:20	07:29
11. Aug.	9	07:20	07:30
12. Aug.	8	07:20	07:30
13. Aug.	7	07:20	07:29
14. Aug.	9	07:20	07:30
15. Aug.	10	07:19	07:30
16. Aug.	9	07:21	07:30