

SolPEG Blendgutachten Solarpark Kirchlauter

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Kirchlauter in Unterfranken (Bayern)**

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	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS58 südwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS58 südlich.....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, St2281 nordöstlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, St2281 nördlich	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang (Auszug).....	23-33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Kirchlauter

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 1100 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Kirchlauter“ für Verkehrsteilnehmer der St2281 sowie für Anwohner der ggf. umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, 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 „Kirchlauter“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Verkehrsteilnehmer auf der St2281 und HAS58 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck 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 wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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 Licht-Leitlinie 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 westlich der Ortschaft Kirchlauter in Unterfranken (Bayern). Nördlich der Fläche verläuft die St2281, südlich die HAS58. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich von Kirchlauter in Unterfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Osten/Nordosten
Koordinaten (Mitte)	50.044°N, 10.705°O, 360 m ü.N.N.
Abstand zur St2281	ca. 20 m – 27 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 20 m – 30 m (geplantes Gewerbegebiet)

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

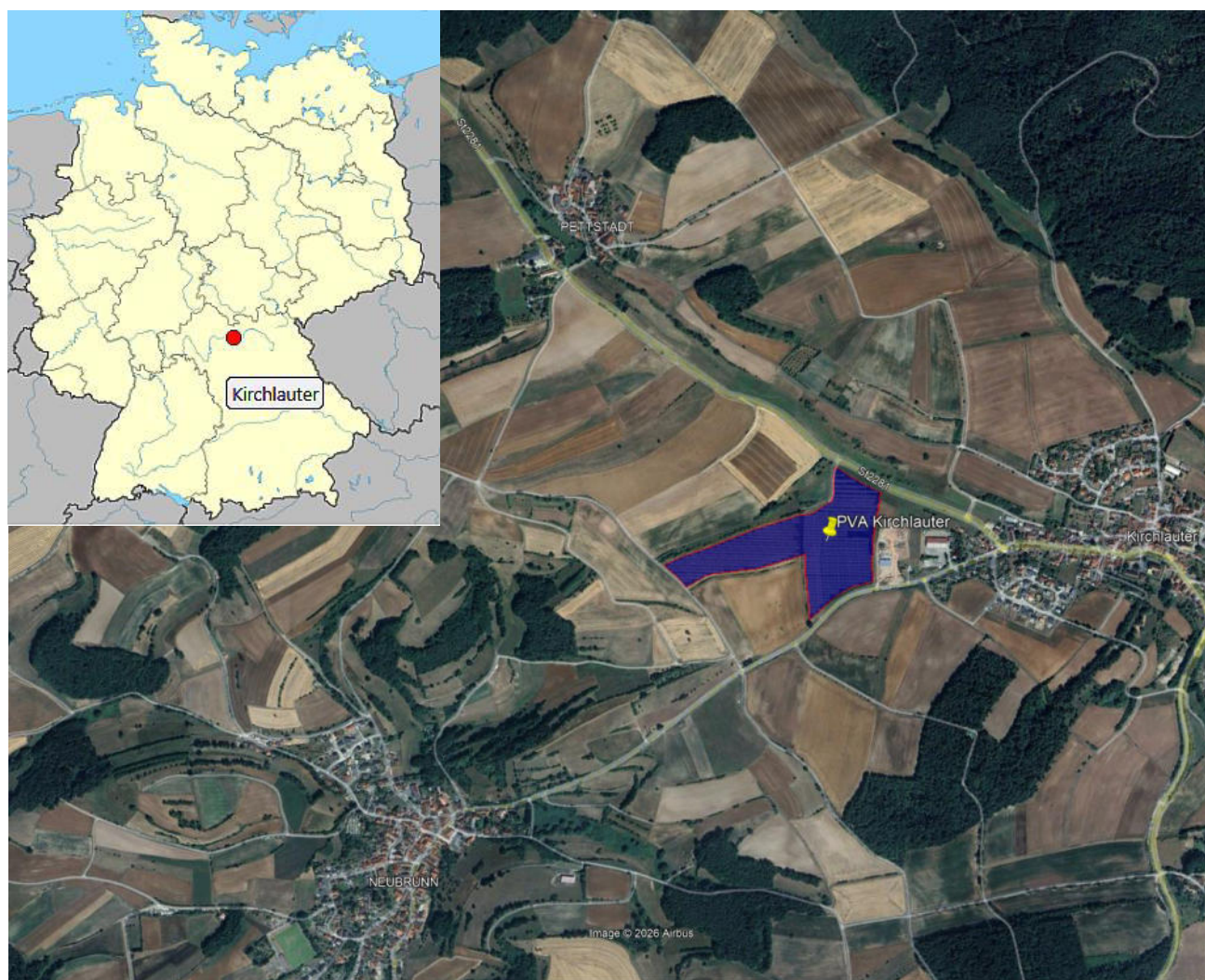


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV-Anlage und die Umgebung



Bild 2.1.2: PV-Flächen und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage

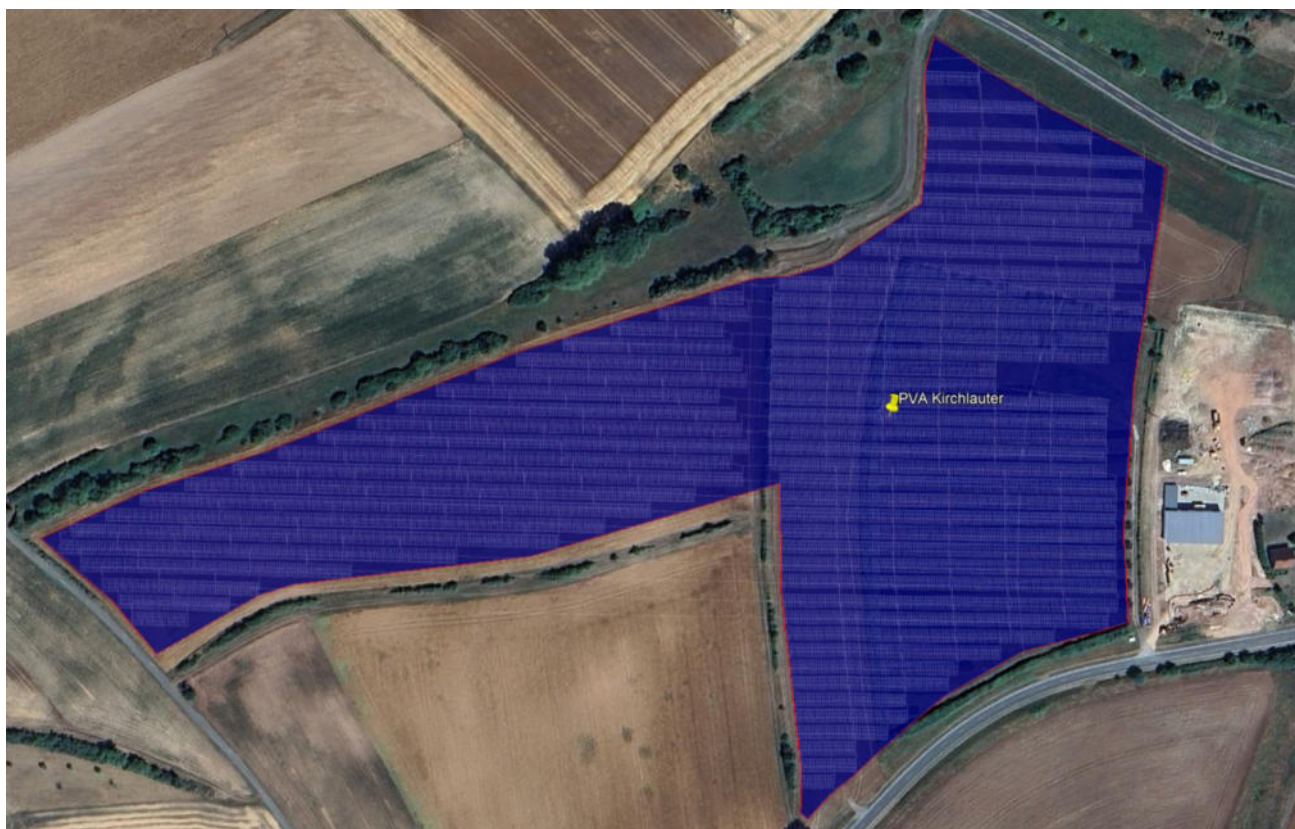


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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-Fläche und einzelne Gebäude des geplanten Gewerbegebietes. Obwohl noch keine konkrete Planung für das Gewerbegebiet vorliegt wird der Standort untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine weiteren relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

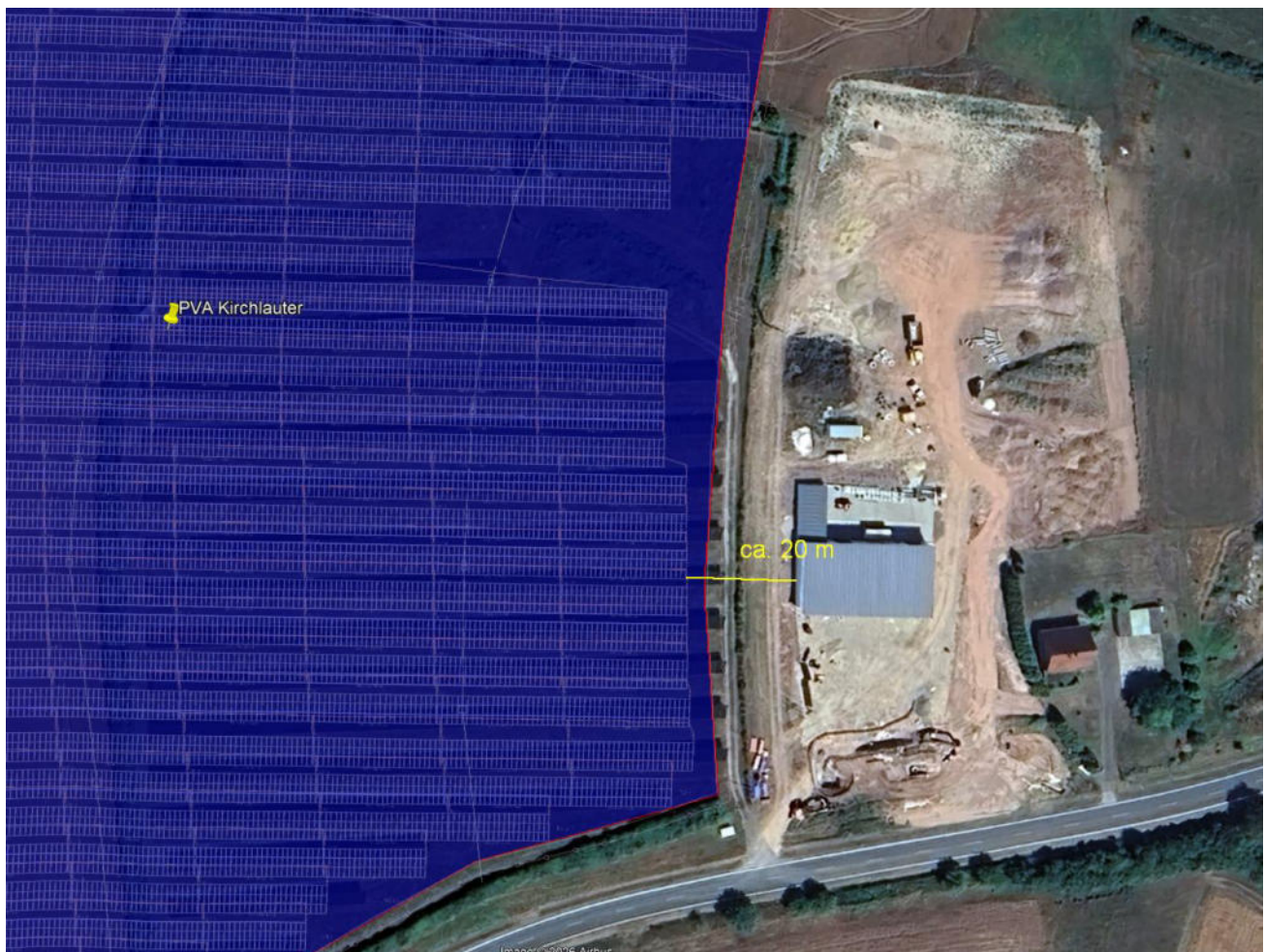


Bild 2.2.1: PV-Anlage und östlich gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

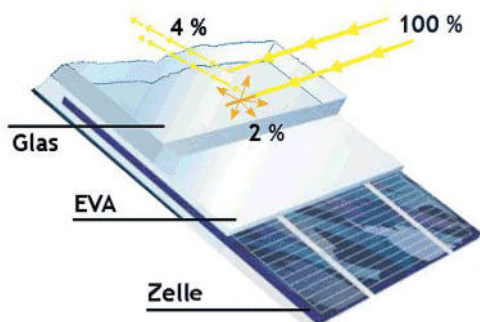


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.

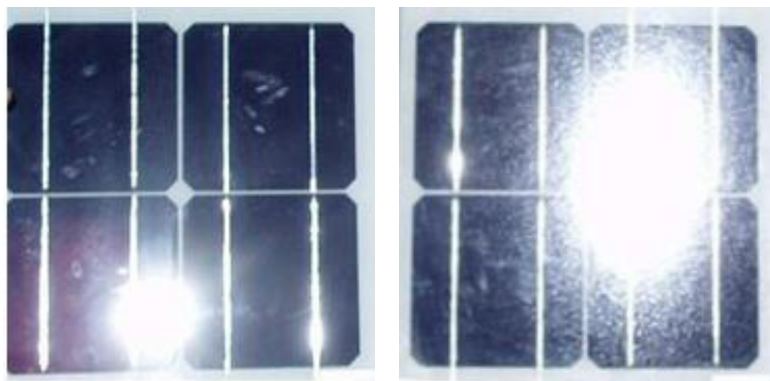


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

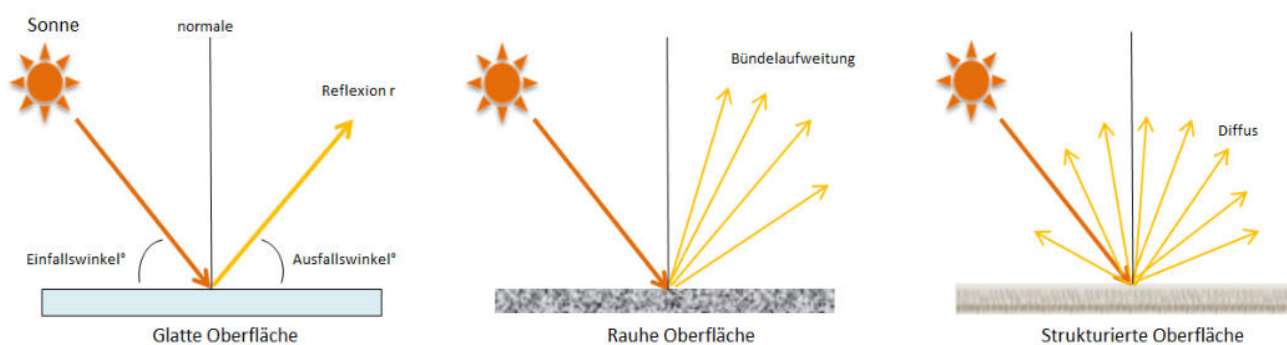


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers GCL zum Einsatz kommen, die lt. Datenblattangaben über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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

Mechanical Data

Number of Cells	144 Cells (6×24)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	2278×1134×30mm (89.68×44.65×1.18 inches)
Weight [kg]	31.1 kg
Front Side Glass	2.0mm (0.08 inches) Anti-Reflection Coating
Back Side Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated

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:

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

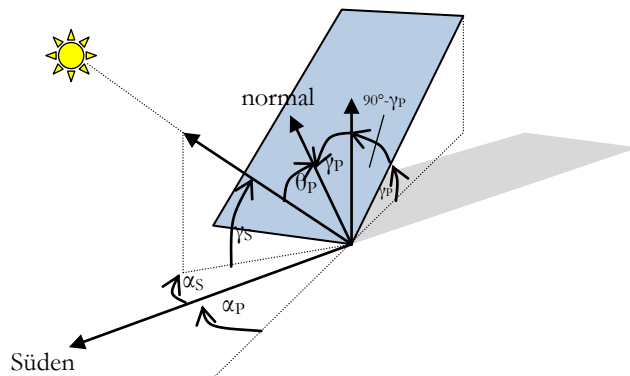


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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.

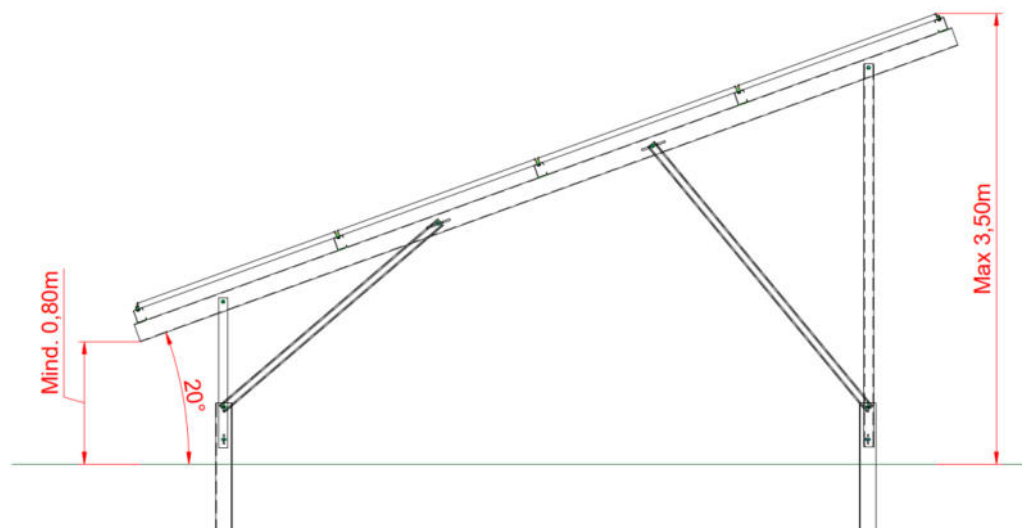


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	GCL (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m - 3,5 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,7 m (Sitzhöhe LKW ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor Straße	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Für die Beurteilung von Reflexionen und einer potenziellen Blendwirkung wird für Fahrzeugführer seit über 10 Jahren ein Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite als relevant angesehen und als gängige Praxis angewendet. Diese Praxis hat sich allgemein etabliert u.a. weil bislang keine belastbaren Untersuchungen oder Studien zu Beeinträchtigungen durch Reflexionen von Sonnenlicht auf PV-Modulen vorhanden sind.

Entsprechend den aktuellen Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) werden Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ um die Hauptblickrichtung als relevant angesetzt. Dieser Winkelbereich stellt eine vorsorgliche Bewertungsannahme dar und ist derzeit nicht durch belastbare wissenschaftliche Erkenntnisse unterlegt. Er wird im vorliegenden Blendgutachten dennoch berücksichtigt.

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

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 (360°), unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Kirchlauter wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der St2281, 2 Messpunkte auf der HAS58 sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. Andere Standorte und Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der LAI 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 fehlt⁸ 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 LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Daraus kann aber nicht resultieren, dass zu keiner Zeit keinerlei Reflexionen auftreten dürfen. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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 (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand November 2025) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen⁹ oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.

Obwohl bislang keine belastbaren Quellen/Begründungen vorhanden sind, wird der vom FBA vorgegebene Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

Generell werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, in denen überhaupt Reflexionen auftreten können. Üblicherweise treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher sind die Ausführungen als Dokumentation des worst-case anzusehen.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

⁹ Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

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.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1100 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.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. 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).

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 Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

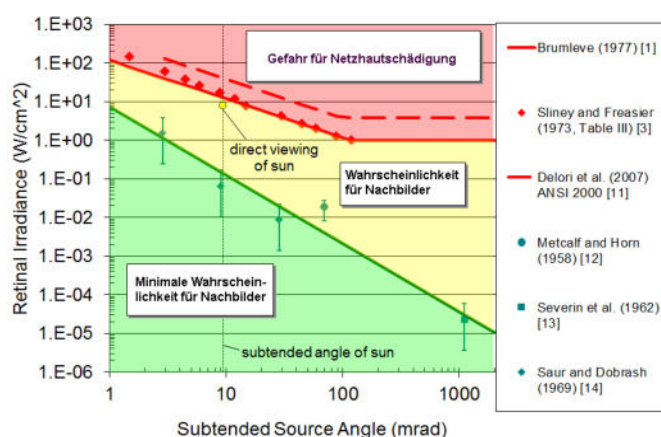


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

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>

Limitierungen

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation an ortsfesten Standorten zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹²) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist.

Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2025 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aufgrund von technischen Limitierungen werden meteorologischen Daten in den gängigen Simulationsprogrammen nicht berücksichtigt und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Für ortsfeste Standorte werden Simulationsergebnisse üblicherweise in Minuten- und Stundenwerten angegeben und es ist wünschenswert, dass Wolkenbedeckung als reduzierender Faktor in die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung einfließen würde. Auch weitere Aspekte wie Frühnebel, Dunst oder auch lokale Wetterbedingungen werden bislang nicht berücksichtigt.

Der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel und andere Objekte können in gängigen Simulationsprogrammen nicht ausreichend verarbeitet werden. Insbesondere Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet bzw. simuliert werden. Derartige Limitierungen betreffen auch andere Simulationsprogramme, auch Eigenentwicklungen, Exceltools etc.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann. Zur Breite/Ausdehnung der Vegetation gibt es keinerlei Angaben.

Allgemein wird angenommen, dass bereits ein gewisser Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai vorhanden ist (ca. 20-30%). Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit „hoch“ angesetzt (ca. 50-70%). Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind. Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.

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_2025_17.png

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Kirchlauter wird für bestimmte, exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,7 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Höhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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 2: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 HAS58 südöstlich	50.042709	10.707700	350,35	353,05	nicht relevant ^W
P2 HAS58 südlich	50.042270	10.705689	357,69	360,39	-
P3 St2281 nordöstlich	50.044890	10.708440	341,87	344,57	-
P4 St2281 nördlich	50.045654	10.706171	343,61	346,31	-
P5 Gebäude westlich	50.043299	10.707316	355,66	357,66	nicht relevant ^D

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS58 südwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Am Messpunkt P1 auf der HAS58 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten analysiert und demnach können nur an insgesamt 40 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 16. Juni - 23. Juni, abends zwischen 20:00 - 20:05 Uhr, für max. 2 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+33^\circ$ bis $+39^\circ$ (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

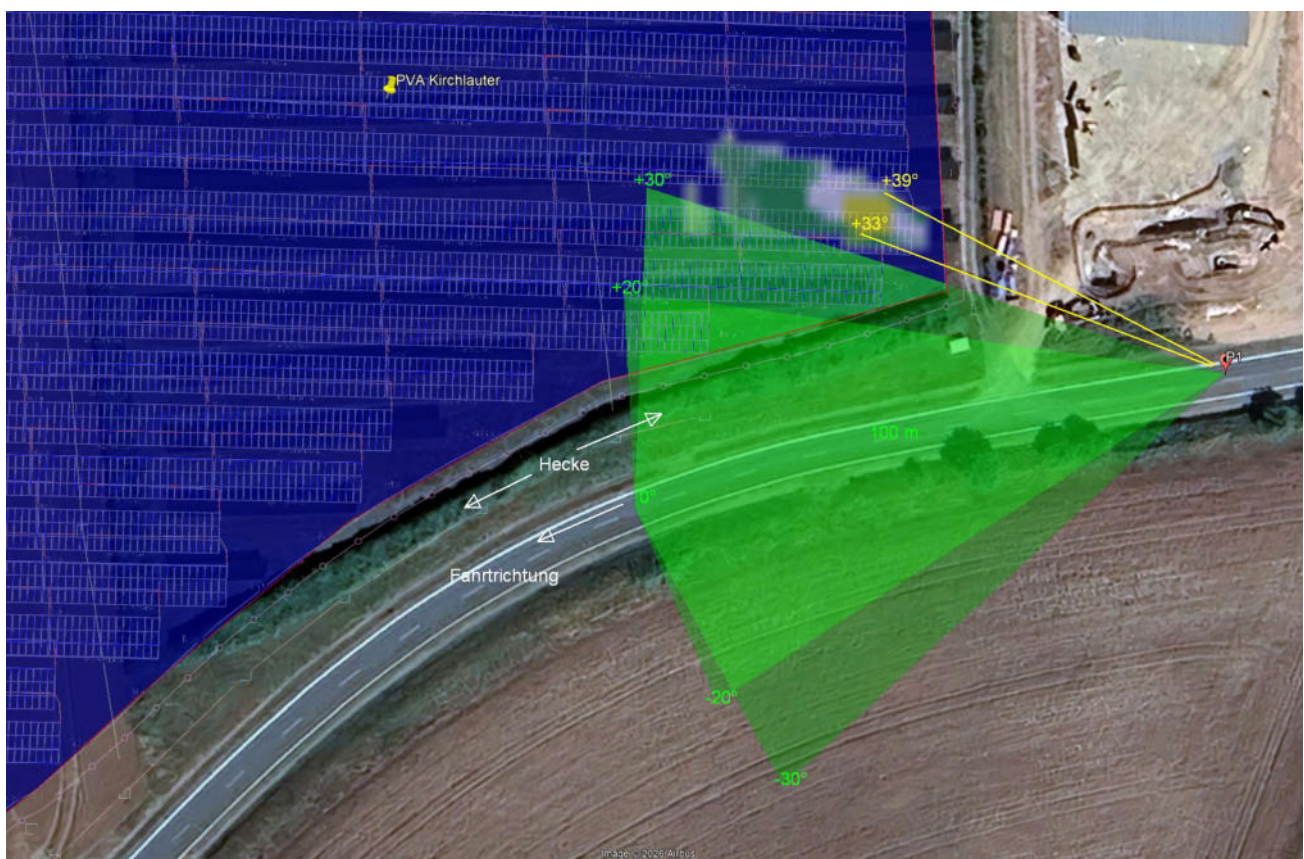


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der HAS85.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁵ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld teilweise rechts im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.1.2: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht auch den Aspekt, dass aufgrund der Heckenpflanzung im relevanten Bereich kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Lt. Planungsunterlagen bleibt die Heckenpflanzung erhalten bzw. wird entlang der Geländegrenze erweitert.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS58 südlich

Messpunkt P2 auf der HAS58 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung (Südwesten) wäre – wenn überhaupt - nur die Rückseite der PV-Module sichtbar, Reflexionen wären nicht wahrnehmbar. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz könnten Reflexionen zu keiner Zeit den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

¹⁵ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

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

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, St2281 nordöstlich

Am Messpunkt P3 auf der St2281 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten analysiert und demnach können nur an insgesamt 1385 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind Reflexionen der Kategorie Grün nicht geeignet um eine Blendwirkung hervorzurufen. Darüber hinaus liegen potenziellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und sind daher im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

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

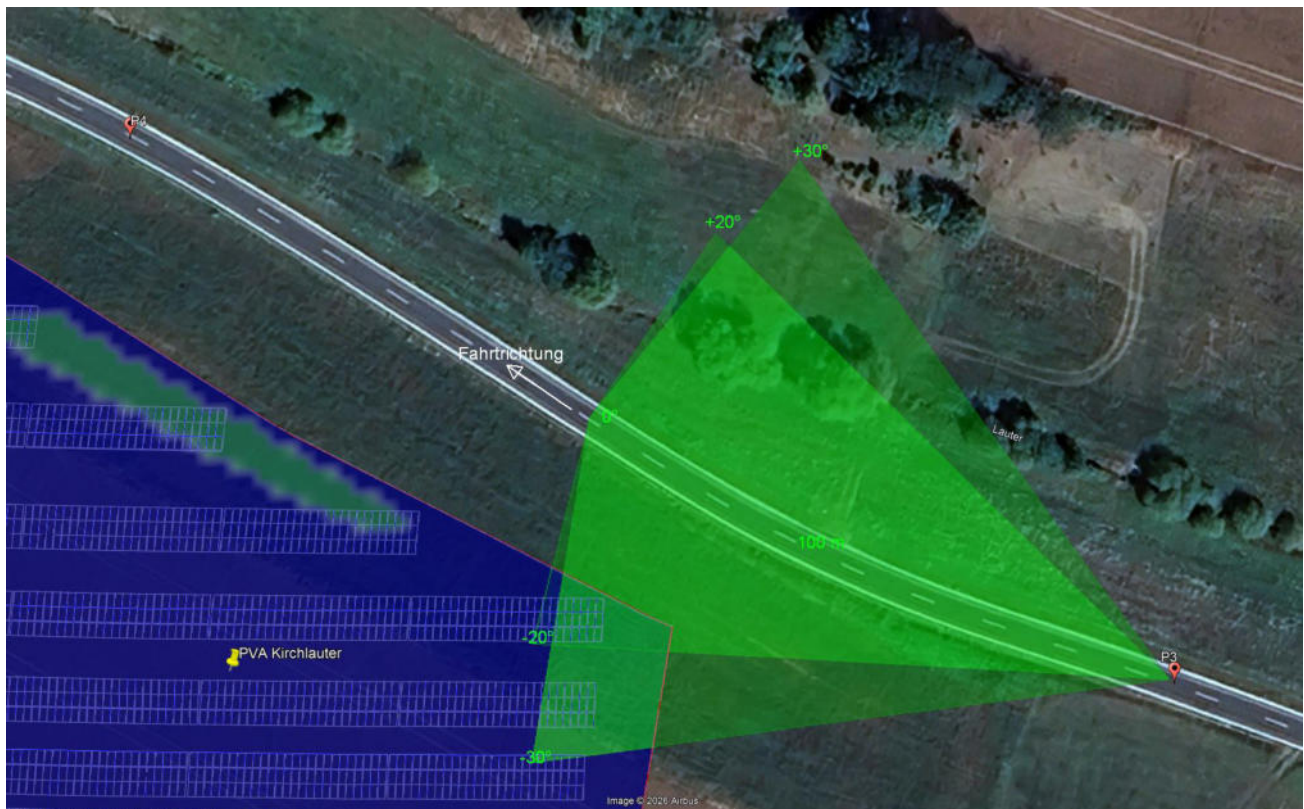


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Dunkelgrün markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sektors, können theoretisch Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind Reflexionen der Kategorie Grün nicht relevant.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sektors, außerhalb des Bildes.



Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht auch den Aspekt, dass die Fläche der PV-Anlage an einem Hang liegt, mit einem Höhenunterschied zwischen 6 m – 8 m, und dementsprechend sind nur die Randbereiche der PV-Module „von unten“ sichtbar. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar, eine Blendwirkung durch Reflexionen kann ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, St2281 nördlich

Messpunkt P4 auf der St2281 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude östlich der PV-Anlage bzw. im geplanten Gewerbegebiet können theoretisch an insgesamt 1874 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 15. August, zwischen 19:27 - 19:58 Uhr, für max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

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

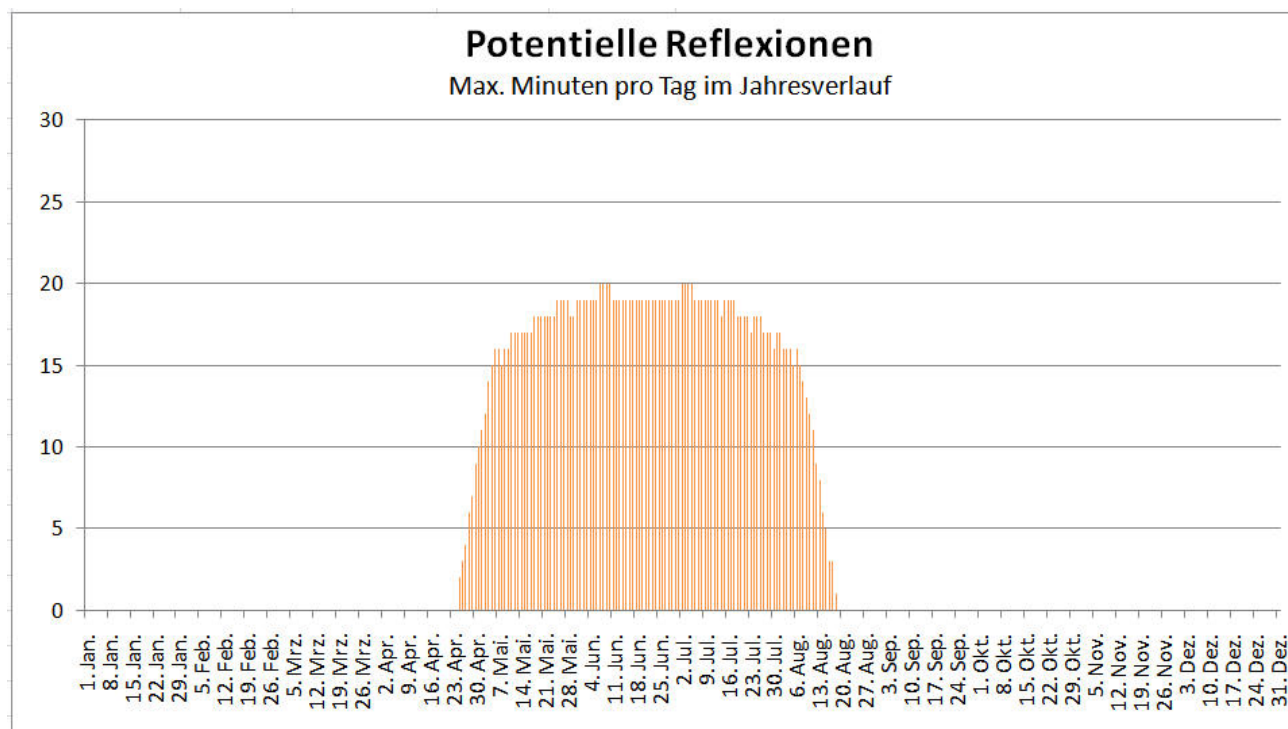


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr liegt geringfügig über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die Summe pro Tag liegt darunter (im Median 18 Minuten). Anhand der ermittelten Ergebnisse liegen potenzielle Reflexionen im akzeptablen Bereich und daher 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.

Lt. eines Urteils des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁷ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen.

Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Gebäude der östlich gelegenen Ortschaft Kirchlauter sind nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen.

¹⁷ [https://oberlandesgericht-braunschweig.Oberfranken\(Bayern\).de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html](https://oberlandesgericht-braunschweig.Oberfranken(Bayern).de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html)

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.

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

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die aktuellen/neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Auf der nördlich verlaufenden St2281 sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund des Geländeverlaufes ist die PV-Anlage überwiegend nicht einsehbar oder nur der Randbereich der PV-Module. Auf der südlich verlaufenden HAS58 können in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

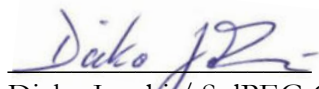
Im Bereich der östlich gelegenen Gebäude (geplantes Gewerbegebiet) können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 20.01.2026


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR Modul Type: GCL-NT19720DF Modul Abmessungen (mm): 2278, x 11348 x 935 Modul Leistung: 500 Wp Modul Anzahl: 22.080 DC Leistung: 11.248,00 kWp Anzahl der Strings mit 25 Module: 943 Anzahl der Strings mit 20 Module: 30 Anzahl der Strings mit 15 Module: 27 Gesamtanzahl der Strings: 900 WECHSELRICHTER WR-Type: Huawei SUN2000-330KTL-H1 Wechselrichter Nennleistung: 330 kVA Wechselrichter Anzahl: 38 Strings per inverter: 17 + 18 AC Leistung: 17.310 kW	GELÄNDE DATEN: Geländebereich: 94.307 m² Zaunfläche: 90.748 m² Koordinaten: 50.043°N, 10.707°O Höhe: 364 - 363 m über Meer Gemarkung: Kirchbauer Flur: 1806, 1803, 1812, 1964, 1816, 1803, 1801 Koordinatensystem: UTM32 (EPSG: 25832) GRZ: 0,58 (bez. auf Geländebereich)

LEGENDE

- Grundstücksgrenze
- Geländebereich
- Zaun L= 1.773m
- Baugrenze
- Fahrradweg mit 4m Breite

PV Tisch Design:

3x25 landscape
Anzahl: 281
Module pro Tisch: 75
3 Strings à 25 Module

3x20 landscape
Anzahl: 10
Module pro Tisch: 60
3 String à 20 Module

3x15 landscape
Anzahl: 9
Module pro Tisch: 45
3 Strings à 15 Module

Tischneigung: 20°
Tisch Azimuth: 0°
Sonnenwinkel: 16,48°

Reihenzwischenabstand prakt.: 2,00m - 8,50m

Verschattung in Tischebene: 4,81m, durchschnittlich 3,11m

Geistiges Eigentum der Bos.ten AG - streng vertraulich.
Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet.

05	Neue Konfig.	JE/TO	14.10.25
04	Weg ausgewiesen	JE/TO	19.08.25
03	Leistung erhöht	JE/MW	05.08.25
Index	Changes	from	Date

Projektleiter	Titel der Zeichnung Entwurfplanung - Übersicht	
Gezeichnet	Gezeichnet Kirchbauer 1816	
Maßstab	Maßstab 1:750	Datum 12.07.2024
	Gezeichnet M1	Geprüft JE

bos.ten
projekt

Bos.ten AG
Dr.-Leo-Ritter-Straße 4
93049 Regensburg
Tel.: info@bos-ten.net
www.bos-ten.net

GCL- NT10/72GDF

580-605 W

**Bifacial Dual Glass
Monocrystalline Module**



605W

Maximum Power
Output

23.42%

Maximum Module
Efficiency

0~+5W

Power Output
Guarantee

GCL Delivers Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO 9001, ISO 14001 and ISO 45001
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Long term reliability tests
- 2x100% EL inspection ensuring defect-free modules



High conversion efficiency
due to top quality wafers and
advanced cell technology



Double glass structure is
more reliable, with a
30-year power warranty

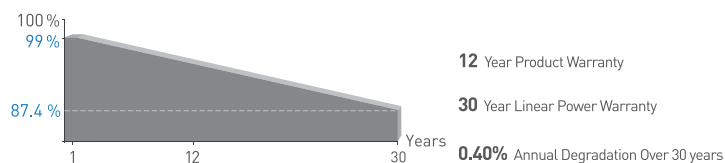


N type technology: The
N-type module has better
reliability and lower
LID/LETID



Sand blowing test, salt
mist test and ammonia
test passed to endure
harsh environments

Linear Performance Warranty



Selected encapsulating
material and stringent
production process control
ensure the product is highly
PID resistant and snail
trails free



Special cutting and
soldering technology leads
to low hotspot risk

* Please refer to GCL standard warranty for details

Additional Insurance Backed by Swiss RE

* Please refer to GCL for details



Electrical Specification (STC*)

Maximum Power	P _{max} (W)	580	585	590	595	600	605
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	43.75	43.95	44.15	44.35	44.55	44.82
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	13.26	13.31	13.37	13.42	13.47	13.50
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	51.90	52.05	52.20	52.35	52.50	52.75
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	14.01	14.07	14.13	14.19	14.25	14.28
Module Efficiency	(%)	22.45	22.65	22.84	23.03	23.23	23.42

* Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

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

Maximum Power	P _{max} (W)	626.5	631.6	637.5	642.6	648.2	653.5
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	43.75	43.95	44.15	44.35	44.55	44.82
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	14.32	14.37	14.44	14.49	14.55	14.58
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	51.90	52.05	52.20	52.35	52.50	52.75
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	15.13	15.20	15.26	15.33	15.39	15.42

Mechanical Data

Number of Cells	144 Cells (6×24)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	2278×1134×30mm (89.68×44.65×1.18 inches)
Weight (kg)	31.1 kg
Front Side Glass	2.0mm (0.08 inches), Anti-Reflection Coating
Back Side Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm ² , Portrait: +300/-200mm length can be customized
Number of diodes	3
Connector	GCL-01/02/MC4-EVO2/others
Wind/ Snow Load	2400Pa/ 5400Pa*
Bifaciality (%)	80±5

* For more details please check the installation manual of GCLSI

Temperature Ratings

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.29%/°C

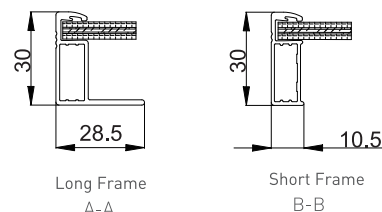
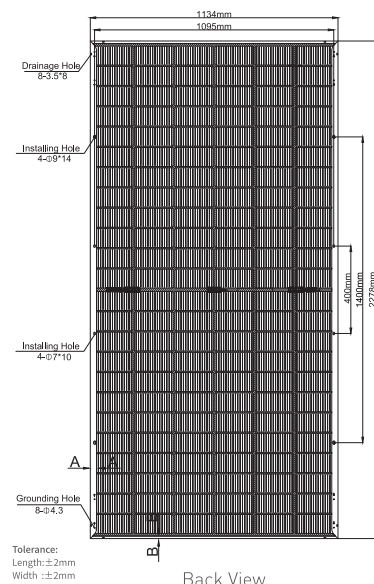
Maximum Ratings

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

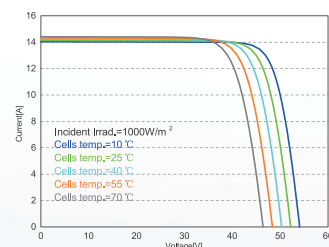
Packaging Configuration

Module per box	36 pieces
Module per 40' HQ	720 pieces

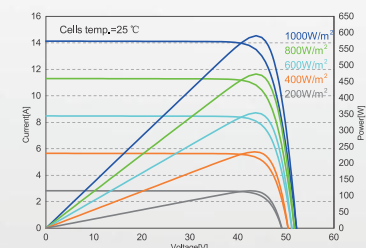
Module Dimension



I-V Curve at Different Temperature (595W)



I-V/P-V Curve at Different Irradiation (595W)



CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT

Contact Us for More Information

website: www.gclsi.com email: gclsisales@gclsi.com



Bringing Green Power To Life

GCL/XXJC/2-RD-DS-505-J1

Kirchlauter

Kirchlauter

Created Jan 20, 2026
Updated Jan 20, 2026
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 169105.28176

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	7,802	2,209	-

PV Array(s)

Name: PV Field
Footprint area: 82,465 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	50.042819	10.700376	365.05	2.00	367.05
2	50.042812	10.699893	363.43	2.00	365.43
3	50.043191	10.699325	363.85	2.00	365.85
4	50.043288	10.699432	363.72	2.00	365.72
5	50.044411	10.704174	359.80	2.00	361.80
6	50.044369	10.704571	359.61	2.00	361.61
7	50.044755	10.705601	354.72	2.00	356.72
8	50.045403	10.705644	346.63	2.00	348.63
9	50.045389	10.706041	345.82	2.00	347.82
10	50.044872	10.707275	348.66	2.00	350.66
11	50.042833	10.707055	353.96	2.00	355.96
12	50.042585	10.705928	357.70	2.00	359.70
13	50.042151	10.704909	360.10	2.00	362.10
14	50.042154	10.704619	361.94	2.00	363.94
15	50.043391	10.704399	363.98	2.00	365.98
16	50.043129	10.702731	366.05	2.00	368.05
17	50.042974	10.700821	366.39	2.00	368.39

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.042709	10.707700	350.35	2.70	353.05
OP 2	50.042270	10.705689	357.69	2.70	360.39
OP 3	50.044890	10.708440	341.87	2.70	344.57
OP 4	50.045654	10.706171	343.61	2.70	346.31
OP 5	50.043299	10.707316	355.66	2.00	357.66

Obstruction Components

Name: Hecke

Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	50.044283	10.707251	354.41
2	50.043580	10.707165	357.10
3	50.042798	10.707138	353.30

Name: Hecke

Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	50.042788	10.707091	353.44
2	50.042659	10.706424	355.65
3	50.042430	10.705744	358.15
4	50.042137	10.704967	359.90

Name: Hecke

Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	50.045389	10.706108	345.67
2	50.044893	10.707310	348.08

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	7,802	2,209	-	

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	74	364	546	464	175	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	164	527	574	572	339	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

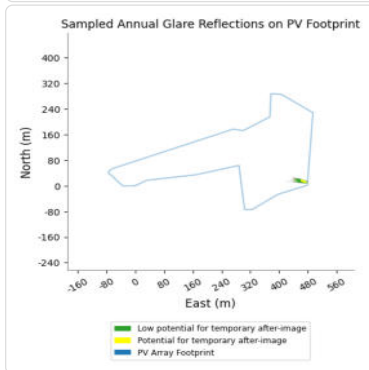
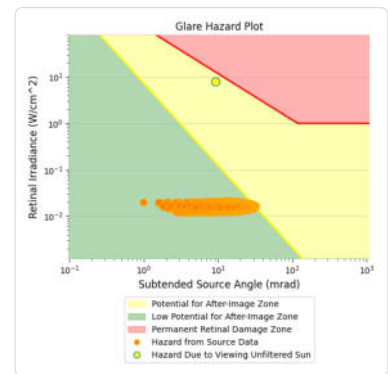
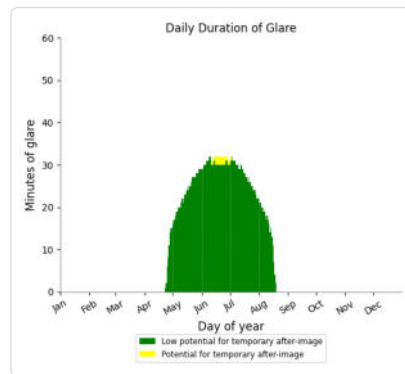
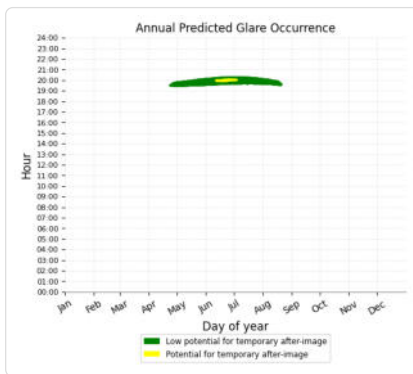
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2858	33
OP: OP 2	2736	0
OP: OP 3	1249	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	959	2176

PV Feld: OP 1

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

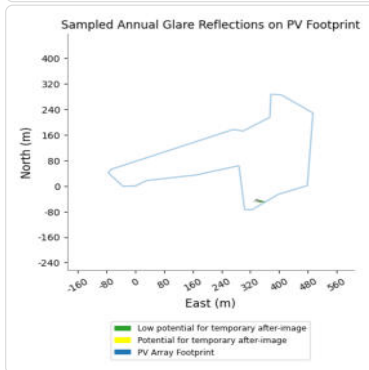
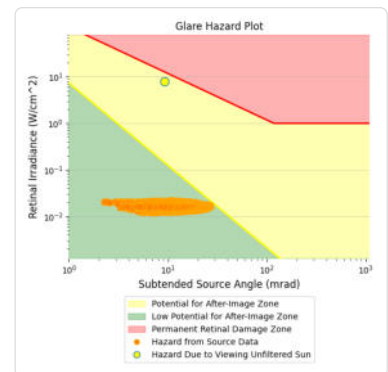
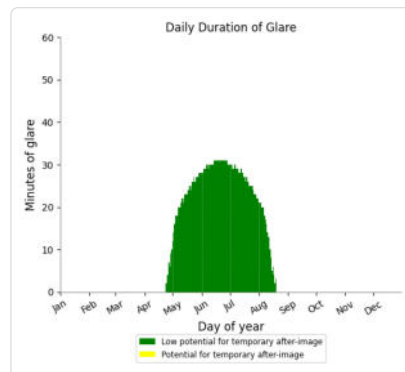
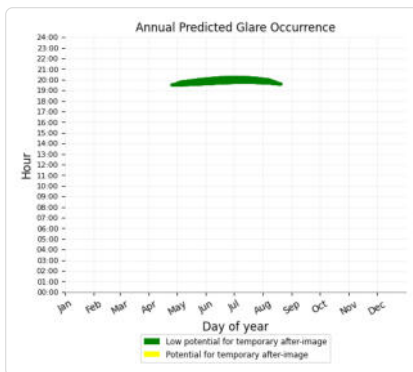
- 2,858 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 33 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

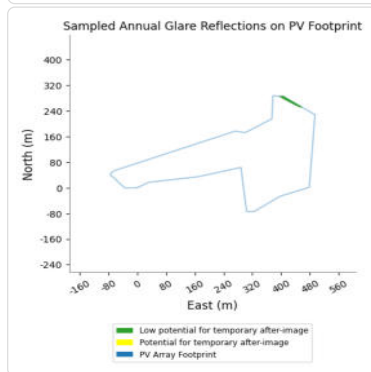
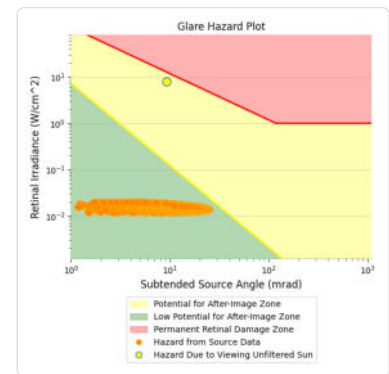
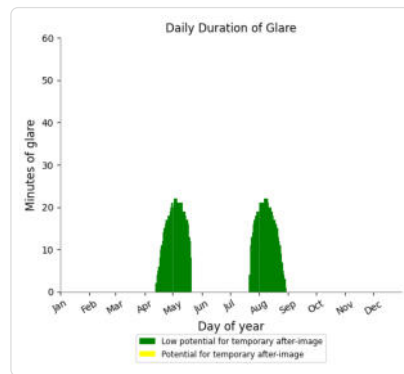
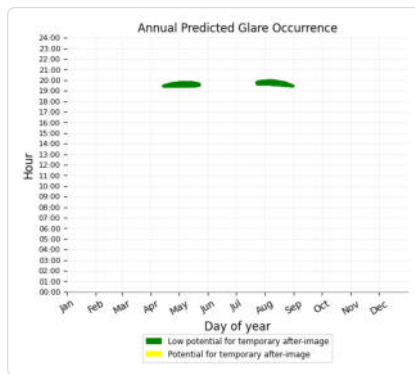
- 2,736 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

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

- 1,249 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



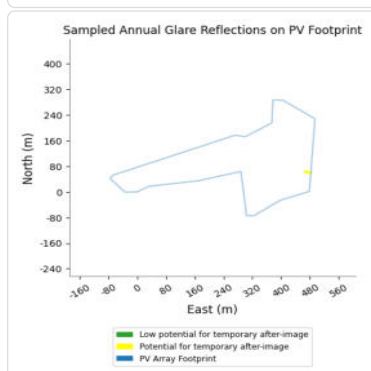
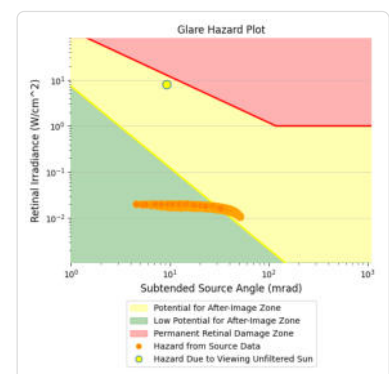
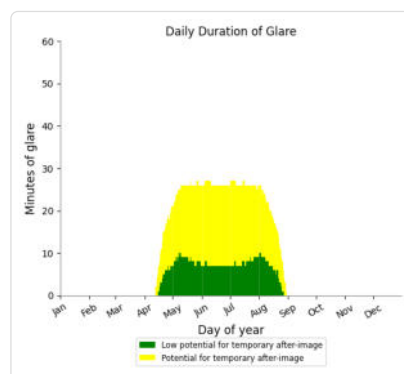
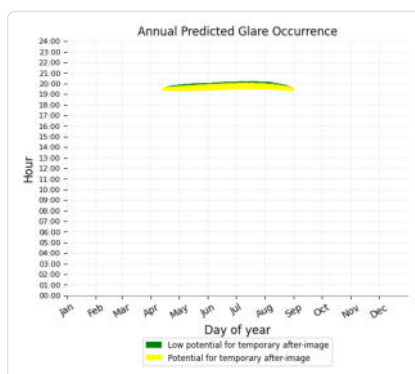
PV Feld: OP 4

No glare found

PV Feld: OP 5

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

- 959 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,176 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P5
2026-04-13 19:27:00	0,010009116	605,6	2	0,473	0,016245463	0,034061789	5,2	277,3	-0,988	0,127	0,091	0,988	-0,155	-0,012	25. Apr.	2	19:27	19:28	28. April	15. August	20	1874	19:27	19:58	Potentielle Reflexionen am Messpunkt P5: 1874 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1335 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 539 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)
2026-04-13 19:28:00	0,010052862	603,6	2	0,484	0,016660364	0,032726542	5	277,5	-0,988	0,13	0,088	0,988	-0,156	-0,016	26. Apr.	3	19:26	19:28							
2026-04-14 19:27:00	0,010039017	608,7	2	0,464	0,016010581	0,035693995	5,5	277,5	-0,987	0,131	0,096	0,987	-0,162	-0,011	27. Apr.	4	19:27	19:30							
2026-04-14 19:28:00	0,01011121	606,7	2	0,474	0,016321302	0,034574104	5,3	277,7	-0,987	0,134	0,093	0,987	-0,162	-0,015	28. Apr.	6	19:27	19:32							
2026-04-14 19:29:00	0,010165616	604,8	2	0,485	0,016637647	0,033281003	5,2	277,9	-0,986	0,137	0,09	0,986	-0,163	-0,019	29. Apr.	7	19:27	19:33							
2026-04-14 19:30:00	0,010146696	602,8	2	0,496	0,016959704	0,031297088	5	278,1	-0,986	0,141	0,087	0,986	-0,164	-0,023	30. Apr.	9	19:27	19:35							
2026-04-15 19:27:00	0,010027061	611,8	2	0,455	0,015780321	0,036921158	5,8	277,8	-0,986	0,135	0,101	0,986	-0,168	-0,01	1. Mai.	10	19:27	19:36							
2026-04-15 19:28:00	0,010143003	609,8	2	0,465	0,016086918	0,036207135	5,6	278	-0,986	0,138	0,098	0,986	-0,169	-0,014	2. Mai.	11	19:28	19:38							
2026-04-15 19:29:00	0,010193828	607,9	2	0,476	0,016399072	0,03488914	5,5	278,2	-0,985	0,141	0,095	0,985	-0,169	-0,018	3. Mai.	12	19:27	19:38							
2026-04-15 19:30:00	0,010132634	605,9	2	0,486	0,016716871	0,03252893	5,3	278,4	-0,985	0,145	0,092	0,985	-0,17	-0,022	4. Mai.	14	19:27	19:40							
2026-04-15 19:31:00	0,01024213	603,9	2	0,497	0,017040406	0,031734072	5,1	278,5	-0,985	0,148	0,089	0,985	-0,171	-0,027	5. Mai.	15	19:27	19:41							
2026-04-16 19:27:00	0,010048872	614,8	2	0,446	0,015554716	0,038499529	6,1	278	-0,985	0,139	0,105	0,985	-0,174	-0,008	6. Mai.	16	19:27	19:42							
2026-04-16 19:28:00	0,0101273671	612,9	2	0,456	0,015857248	0,037355416	5,9	278,2	-0,985	0,142	0,103	0,985	-0,175	-0,013	7. Mai.	16	19:27	19:42							
2026-04-16 19:29:00	0,010195983	610,9	2	0,467	0,01616527	0,036272135	5,7	278,4	-0,984	0,145	0,1	0,984	-0,176	-0,017	8. Mai.	15	19:28	19:42							
2026-04-16 19:30:00	0,010275448	609	2	0,477	0,016478871	0,03517918	5,6	278,6	-0,984	0,149	0,097	0,984	-0,176	-0,021	9. Mai.	16	19:28	19:43							
2026-04-16 19:31:00	0,010224161	607	2	0,488	0,01679814	0,032918742	5,4	278,8	-0,984	0,152	0,094	0,984	-0,177	-0,025	10. Mai.	16	19:28	19:43							
2026-04-16 19:32:00	0,010278247	605,1	2	0,499	0,017123166	0,031608712	5,3	279	-0,984	0,155	0,092	0,984	-0,178	-0,03	11. Mai.	17	19:28	19:44							
2026-04-16 19:33:00	0,01030333	603,1	1	0,51	0,017454042	0,030021196	5,1	279,2	-0,983	0,159	0,089	0,983	-0,179	-0,034	12. Mai.	17	19:28	19:44							
2026-04-16 19:34:00	0,010165663	617,8	2	0,488	0,015681165	0,038754846	6,2	278,4	-0,983	0,146	0,107	0,983	-0,181	-0,012	13. Mai.	17	19:28	19:44							
2026-04-17 19:28:00	0,010227722	615,9	2	0,458	0,01598632	0,037549787	6	278,6	-0,983	0,149	0,105	0,983	-0,182	-0,016	14. Mai.	17	19:29	19:45							
2026-04-17 19:29:00	0,010304673	614	2	0,468	0,016297015	0,036469036	5,9	278,8	-0,983	0,153	0,102	0,983	-0,182	-0,02	15. Mai.	17	19:29	19:45							
2026-04-17 19:30:00	0,010317155	612	2	0,479	0,01661334	0,034800239	5,7	279	-0,983	0,156	0,099	0,983	-0,183	-0,024	16. Mai.	17	19:29	19:45							
2026-04-17 19:31:00	0,010331579	610,1	2	0,489	0,016935384	0,033136182	5,5	279,2	-0,983	0,159	0,096	0,983	-0,184	-0,028	17. Mai.	17	19:29	19:45							
2026-04-17 19:32:00	0,01029466	608,2	2	0,5	0,017262382	0,030987568	5,4	279,4	-0,982	0,163	0,094	0,982	-0,185	-0,033	18. Mai.	18	19:29	19:46							
2026-04-17 19:33:00	0,010397185	606,2	1	0,512	0,017596996	0,030108134	5,2	279,6	-0,982	0,166	0,091	0,982	-0,185	-0,037	19. Mai.	18	19:29	19:46							
2026-04-17 19:34:00	0,010338743	604,3	1	0,523	0,017936749	0,027773180	5,1	279,8	-0,982	0,169	0,088	0,982	-0,186	-0,041	20. Mai.	18	19:29	19:46							
2026-04-18 19:27:00	0,0101373	620,8	2	0,439	0,015459704	0,039792902	6,4	278,7	-0,982	0,15	0,112	0,982	-0,187	-0,01	21. Mai.	18	19:30	19:47							
2026-04-18 19:28:00	0,010237788	618,9	2	0,449	0,01576082	0,038892748	6,3	278,9	-0,982	0,153	0,11	0,982	-0,188	-0,015	22. Mai.	18	19:30	19:47							
2026-04-18 19:29:00	0,0102838	617	2	0,459	0,01606741	0,03758722	6,1	279,1	-0,982	0,157	0,107	0,982	-0,189	-0,019	23. Mai.	18	19:30	19:47							
2026-04-18 19:30:00	0,010362063	615,1	2	0,47	0,016379561	0,036515289	6	279,3	-0,982	0,16	0,104	0,982	-0,189	-0,023	24. Mai.	18	19:30	19:47							
2026-04-18 19:31:00	0,010373893	613,1	2	0,48	0,016697364	0,034841127	5,8	279,4	-0,981	0,163	0,101	0,981	-0,19	-0,027	25. Mai.	19	19:30	19:48							
2026-04-18 19:32:00	0,010391562	611,2	2	0,491	0,017020908	0,033206745	5,7	279,6	-0,981	0,166	0,099	0,981	-0,191	-0,032	26. Mai.	19	19:30	19:48							
2026-04-18 19:33:00	0,010362766	609,3	2	0,502	0,017350283	0,03113607	5,5	279,8	-0,981	0,17	0,096	0,981	-0,192	-0,036	27. Mai.	19	19:30	19:48							
2026-04-18 19:34:00	0,010419058	607,4	1	0,513	0,017685584	0,029829337	5,3	280	-0,981	0,173	0,093	0,981	-0,192	-0,04	28. Mai.	19	19:31	19:49							
2026-04-18 19:35:00	0,0104021	605,4	1	0,525	0,018026902	0,027837002	5,2	280,2	-0,98	0,176	0,09	0,98	-0,193	-0,044	29. Mai.	18	19:32	19:49							
2026-04-18 19:36:00	0,010384404	603,5	1	0,537	0,018374333	0,025819219	5	280,4	-0,98	0,18	0,088	0,98	-0,194	-0,048	30. Mai.	18	19:32	19:49							
2026-04-19 19:27:00	0,010081283	623,8	2	0,431	0,015243061	0,040567492	6,7	278,9	-0,981	0,154	0,117	0,981	-0,193	-0,009	31. Mai.	19	19:32	19:50							
2026-04-19 19:28:00	0,010195699	621,9	2	0,441	0,015540206	0,039842757	6,6	279,1	-0,981	0,157	0,114	0,981	-0,194	-0,014	1. Jun.	19	19:32	19:50							
2026-04-19 19:29:00	0,010278521	620	2	0,451	0,015847758	0,038826648	6,4	279,3	-0,981	0,161	0,112	0,981	-0,195	-0,018	2. Jun.	19	19:32	19:50							
2026-04-19 19:30:00	0,010336933	618,1	2	0,461	0,016150805	0,03758506	6,2	279,5	-0,98	0,164	0,109	0,98	-0,195	-0,022	3. Jun.	19	19:32	19:50							
2026-04-19 19:31:00	0,010378219	616,2	2	0,471	0,016464435	0,036182101	6,1	279,7	-0,98	0,167	0,106	0,98	-0,196	-0,026	4. Jun.	19	19:33	19:51							
2026-04-19 19:32:00	0,010419419	614,2	2	0,482	0,016783737	0,034768475	5,9	279,9	-0,98	0,17	0,103	0,98	-0,197	-0,03	5. Jun.	19	19:33	19:51							
2026-04-19 19:33:00	0,010429066	612,3	2	0,493	0,017108802	0,033061398	5,8	280,1	-0,98	0,174	0,101	0,98	-0,198	-0,035	6. Jun.	19	19:33	19:51							
2026-04-19 19:34:00	0,010415998	610,4	2	0,504	0,01743972	0,031134372	5,6	280,2	-0,979	0,177	0,098	0,979	-0,198	-0,039	7. Jun.	20	19:33	19:52							
2026-04-19 19:35:00	0,010459672	608,5	1	0,515	0,017776585	0,029710641	5,5	280,4	-0,979	0,18	0,095	0,979	-0,199	-0,043	8. Jun.	20	19:33	19:52							
2026-04-19 19:36:00	0,010447868	606,6	1	0,527	0,01811949	0,027766249	5,3	280,6	-0,979	0,183	0,092	0,979	-0,2	-0,047	9. Jun.	20	19:33	19:52							
2026-04-19 19:37:00	0,010411111	604,7	1	0,539	0,018468529	0,025570811	5,1	280,8	-0,978	0,187	0,09	0,978	-0,201	-0,051	10. Jun.	20	19:34	19:53							
2026-04-20 19:27:00	0,009976265	625	2	0,423	0,014990868	0,041126747	7	279,1	-0,98	0,158	0,122	0,98	-0,199	-0,008	11. Jun.	19	19:35	19:53							
2026-04-20 19:28:00	0,010104263	623,1	2	0,432	0,015283008	0,040536798	6,8	279,3	-0,98	0,161	0,119	0,98	-0,2	-0,012	12. Jun.	19	19:35	19:53							

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag im Jahresverlauf

Copyright Information: Dieses Dokument ist urheberrechtlich geschützt durch SolPEC GmbH. Weitergabe oder Kopie ist ohne schriftliche Genehmigung SolPEC GmbH ist nicht zulässig.