Anhang 7

SolPEG

Blendgutachten vom 17.07.2026

PV-Anlage Strehlhof

SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten

PV-Anlage Strehlhof

Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage in Strehlhof 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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+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, St2260 17
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Zufahrt Strehlhof 17
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude 17
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 18
6 Schlussbemerkung 18
7 Anhang ..... 19 - 24

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Strehlhof

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 1200 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Strehlhof" für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Gemäß 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 Bestandteil des Klimaschutzgebots soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Gleichzeitig sind beim Ausbau erneuerbarer Energien die bestehenden Regelungen des Immissionsschutzes zu berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen erfolgt grundsätzlich auf Basis der sogenannten Lichtleitlinie[1] der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), erstmals veröffentlicht im Jahr 1993 und zuletzt fortgeschrieben im Jahr 2012, insbesondere unter Berücksichtigung des Anhangs 2.

Trotz teilweise unzureichender wissenschaftlicher Grundlagen stellt die LAI Lichtleitlinie einen allgemein anerkannten fachlichen Orientierungsrahmen dar. Gleichzeitig wird in der Fachwelt darauf hingewiesen, dass sie hinsichtlich der Bewertung gerichteter Reflexionen durch PV-Anlagen methodische Defizite und Unklarheiten aufweist und hierfür nur eingeschränkt geeignet ist. Die Lichtleitlinie befasst sich ausdrücklich mit der Beurteilung von Lichtimmissionen an ortsfesten Immissionsorten und enthält keine Regelungen oder Bewertungsmaßstäbe für Straßen oder den Straßenverkehr. Die Bewertung möglicher Blendwirkungen auf Verkehrsteilnehmende erfolgt daher auf Grundlage des im November 2025 veröffentlichten *Eckpunktepapier Photovoltaik: Blendwirkungen und Blendgutachten* des Fernstraßenbundesamtes, welches ausschließlich die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs auf Bundesfernstraßen adressiert. Mangels belastbarer wissenschaftlicher Grundlagen beruhen die darin enthaltenen Vorgaben auf konservativen Annahmen, die eine einzelfallbezogene Betrachtung der jeweiligen örtlichen Situation erfordern.
Einzelne Aspekte der jeweiligen Regelwerke werden an entsprechender Stelle wiedergegeben. Eine weiterführende Darstellung theoretischer Hintergründe, beispielsweise zu Berechnungsformeln oder lichttechnischen Grundlagen, ist nicht Gegenstand dieses Dokuments.

Die vorliegende Untersuchung soll klären, ob bzw. in welchem Umfang von der PV-Anlage „Strehlhof" Blendwirkungen für schutzbedürftige Bereiche ausgehen können. Dies betrifft insbesondere Verkehrsteilnehmende auf der St2260 und Anwohner umliegender Gebäude.

[1] Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in Strehlhof, einem Gemeindeteil der Stadt Volkach in Unterfranken (Bayern). Nördlich der Fläche in über 350 m Entfernung verläuft die St2260. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche in Strehlhof in Unterfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	49.846°N 10.273°O 246 m ü.N.N.
Abstand zur St2260	ca. 380 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m

Übersicht[2] über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

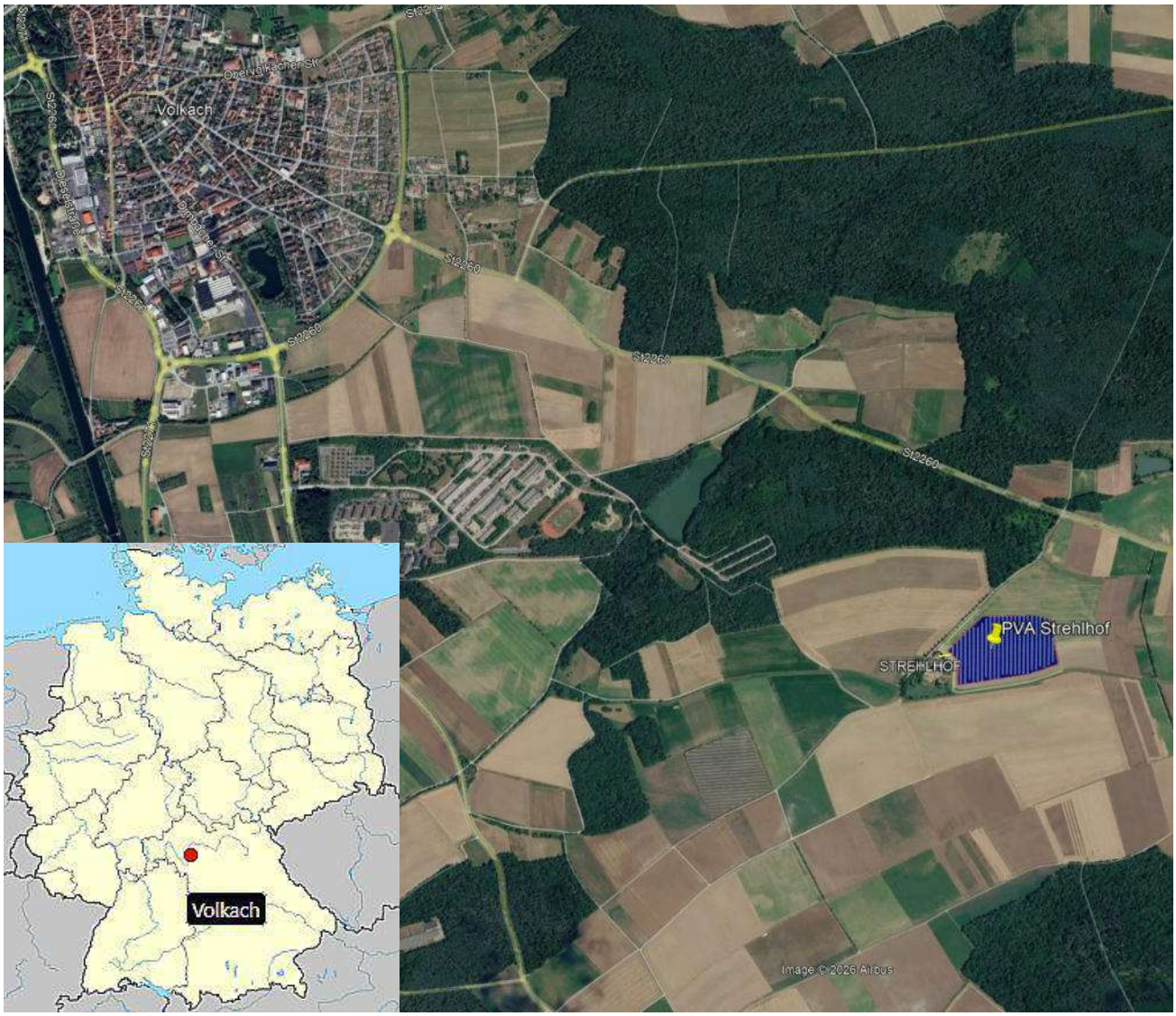


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Anlage

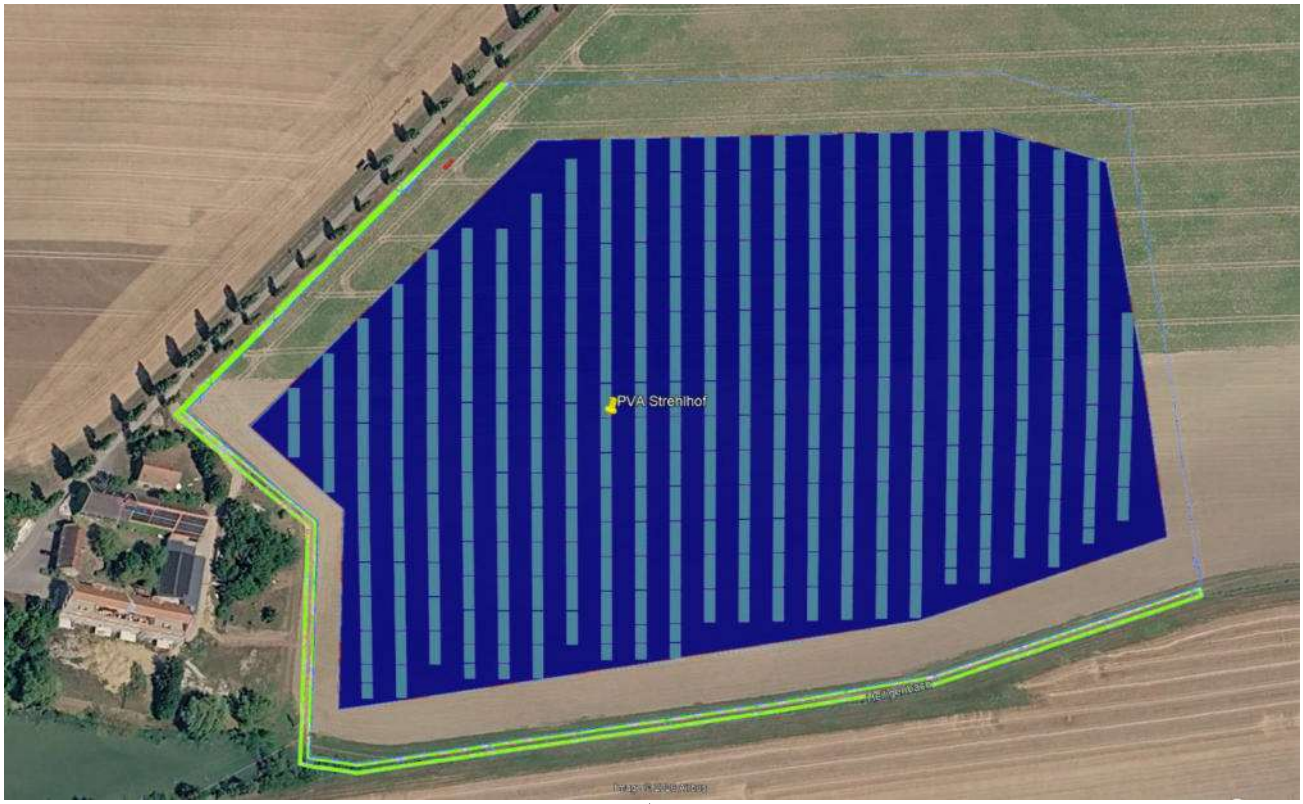


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südwesten nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Aufgrund der Nachführung der PV-Anlage ist eine Blendwirkung allerdings ohnehin unwahrscheinlich. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht untersucht.

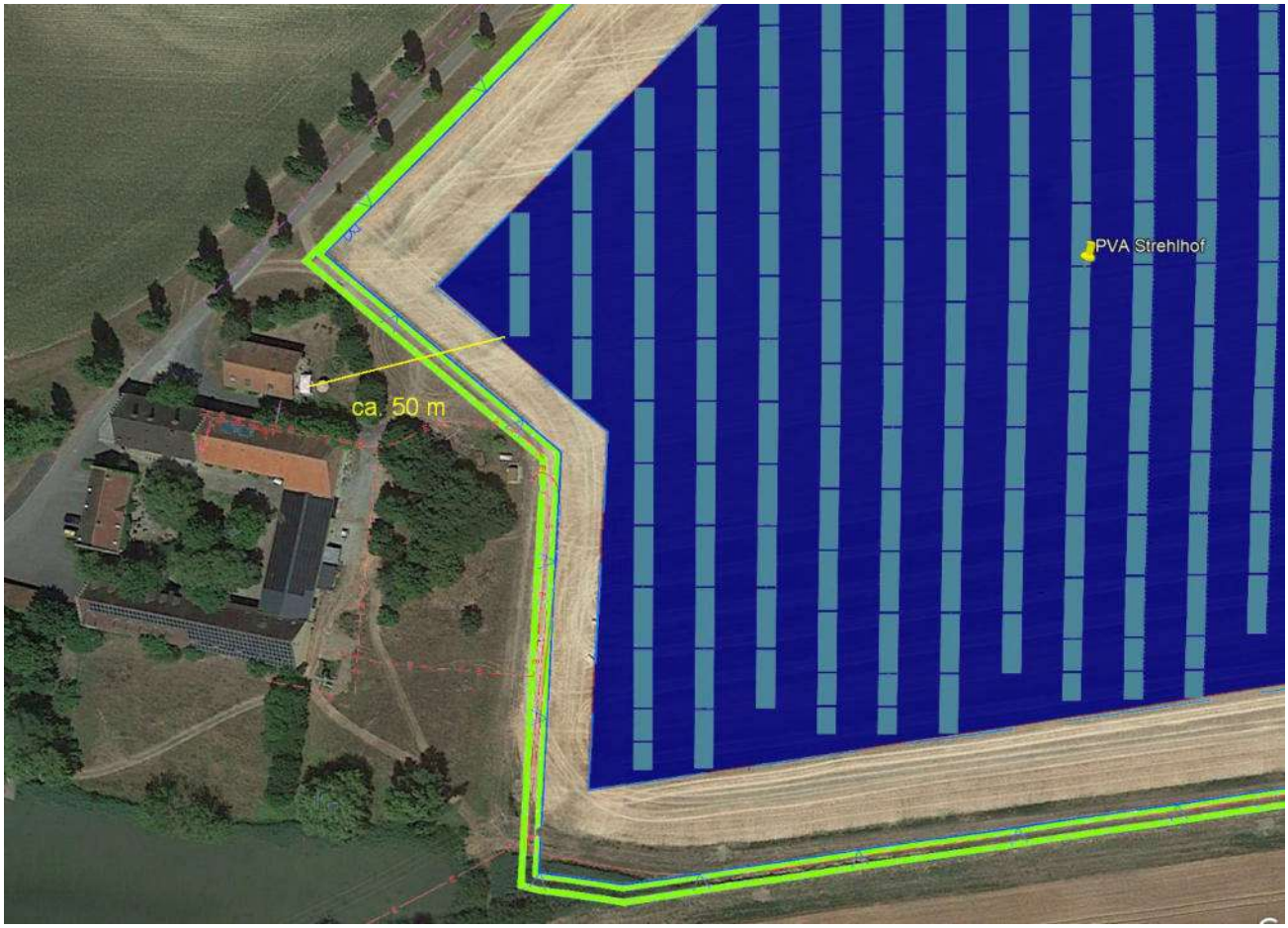


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein Urteil des OLG Braunschweig[3] die grundsätzlich fehlenden 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 möglichst 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:

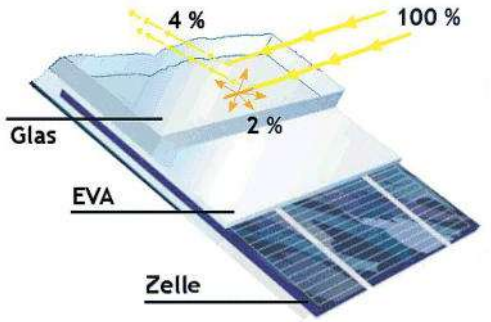


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.Unterfranken (Bayern).de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

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.

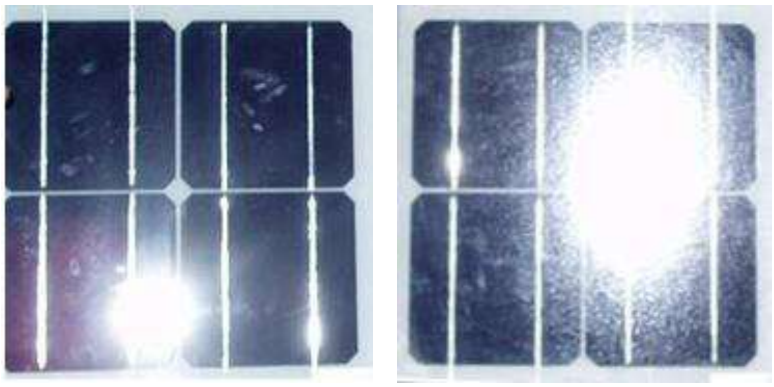


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

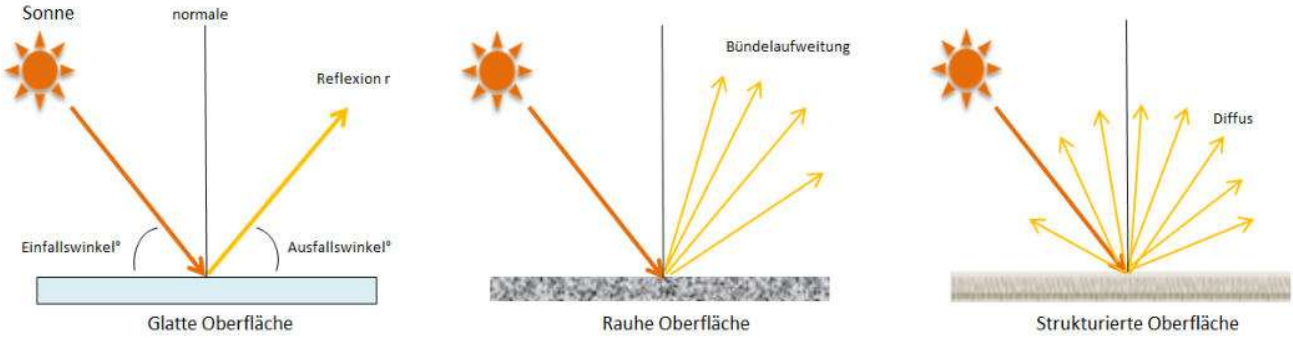


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Canadian 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

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2382 × 1134 × 30 mm (93.8 × 44.6 × 1.18 in)
Weight	33.6 kg (74.1 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20260717-15231301 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.
Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA[4] zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.
Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

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

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180° - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

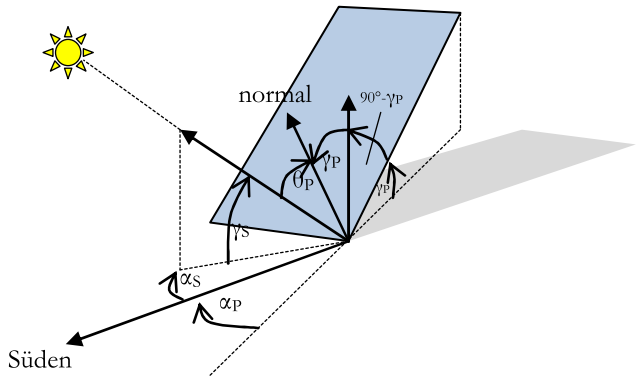


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie[5] wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories[6], 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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-15231301 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 hier betrachtete PV-Anlage und wird als 1-achsiges Nachführsystem (Tracker) realisiert, d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

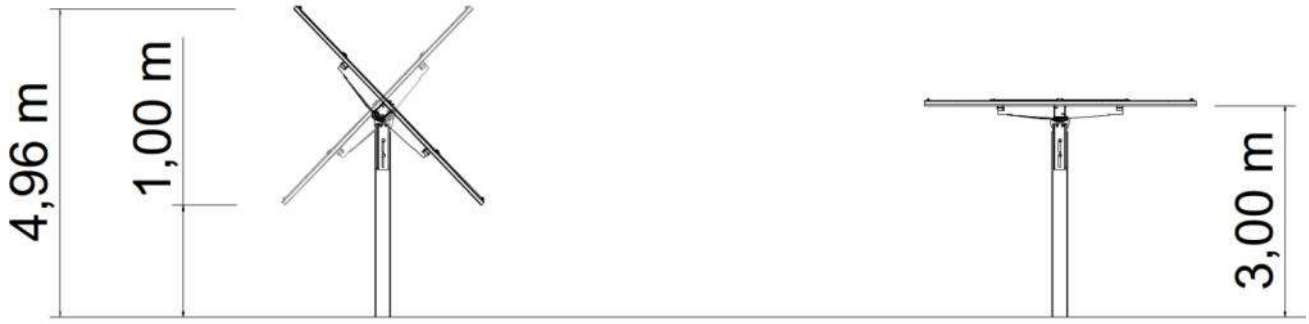


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Canadian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	1-achsiges Nachführsystem, ±60° Neigung
Achsen Ausrichtung (Azimut)	180° (= Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 1,0 m - 4,96 m, Achse: 3,0 m
Höhe der Modulfläche für Simulation	2,0 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,7 m (Sitzhöhe LKW[7])
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung ±30°, 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 ±20° 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. Bisher wurde schon bei der Festlegung auf Prüfkriterien kein Konsens gefunden.

Lt. neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu ±30° als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend 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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potentiellen 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. Zunächst werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen 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 potentiellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden 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 potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Strehlhof wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt im Verlauf der St2260, 1 Messpunkt im Verlauf der Zufahrt zum Strehlhof sowie 1 Messpunkt im Bereich von angrenzenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang.
Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle 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 gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 belästigenden 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 belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 fehlt[8] 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 ±20° 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 ±20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand November 2025) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu ±30° 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 Quellen[9] 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. Generell treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher wird diese Fahrtrichtung meist nicht weiter dokumentiert.

[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)

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1200 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar[10] basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories[11]. 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/m^2 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 Tagesadaption des Auges).

Das Forschungsinstitut Sandia National Labortories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm^2) 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.

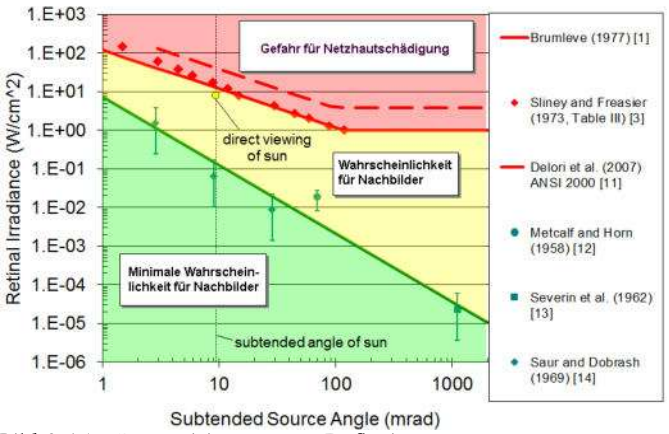


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories)

[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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-15231301 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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. TMY[12]) 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 Wolkenbedeckung[13] 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. Diese Aspekte sind für die vorliegende Analyse nicht maßgeblich.

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 einen pragmatischen Ansatz bei dem 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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Strehlhof wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. . Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Bahnstrecke und ist auf 2,5 m über GOK festgelegt. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Autobahn 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 der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.
Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:
- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

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

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

Tabelle 1: 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 St2260 nördlich	49.850339	10.277118	239,84	242,54	-
P2 Zufahrt Strehlhof	49.847142	10.271692	246,94	249,64	- [WE]
P3 Gebäude Strehlhof	49.845454	10.270109	244,17	246,17	-

[W] = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, [E] = Entfernung, [S] = Sichtschutz/Geländestruktur , - = n. nachweisbar

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

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2260

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von **±30°** 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.
Die hier betrachtete PV-Anlage und wird als 1-achsiges Nachführsystem (Tracker) realisiert, d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf. Nur an Standorten nördlich der PV-Anlage können Reflexionen auftreten wenn die Sonne in der Mittagszeit von Süden auf die Modulreihen (in Horizontalstellung) scheint. Die Sonnenstrahlen werden allerdings gemäß Reflexionsgesetz „nach oben" reflektiert und können entsprechend nur Standorte entsprechend oberhalb der PV-Installation erreichen.

Am Messpunkt P1 auf der St2260 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Zufahrt Strehlhof

Am Messpunkt P2 auf der Zufahrt zum Strehlhof sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 und der Strahlenverlauf verdeutlicht, dass Reflexionen durch die PV-Anlage die Straße nicht erreichen können.

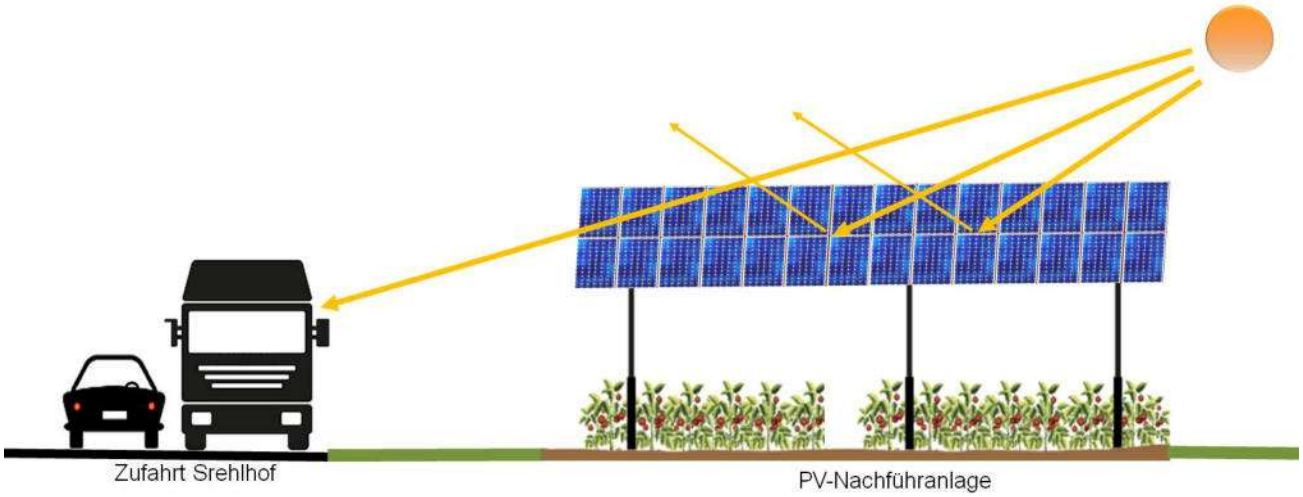


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude

Auch am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude Strehlhof sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

© Copyright Information | Document reference: 20260717-1523130J | Dieke Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 3 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.
Die hier betrachtete PV-Anlage und wird als 1-achsiges Nachführsystem (Tracker) realisiert, d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf und dementsprechend können Reflexionen nur in bestimmten Konstellationen an Standorten nördlich der PV-Anlage auftreten.

Aufgrund der Konstruktion bzw. aufgrund der Funktionsweise der PV-Anlage (Nachführsystem) sind im Verlauf der St2260 keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

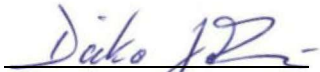
Auf dem Zufahrtsweg zum Strehlhof sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung ausgeschlossen werden. Aufgrund der Nachführung der PV-Module sind auch im Bereich der Gebäude ´Strehlhof keine Reflexionen nachweisbar und daher ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen. Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 17.07.2026



Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

© Copyright Information | Document reference: 20260717-152313DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Innovationsprojekt Strehlhof

Agri Photovoltaik + Batteriespeicher

Single Axis Tracker

Koordinaten	49,8447° N	10,2710° O

Bundesland	-	Bayern
Landkreis	-	Kitzingen
Gemeinde / Gemarkung	-	Volkach

Legende

- Modultisch
- Zaun
- Tor / Zufahrt
- BESS Einheit
- Übergabestation
- bestehende Straße
- Abstand Vogelschutzgebiet
- Mittelspannung (Hauptkabel)
- Mittelspannung Freileitung
- MV Station
- Anlagenumgrenzung
- Baugrenze
- Grünfläche (Ausgleichsfläche)
- AUX-Station
- Vogelschutzgebiet
- 25m Abstand zu BESS
- Fernmeldekabel (Telekom)
- Trafostation ÜZ
- Mast ÜZ

Flächen / Längen

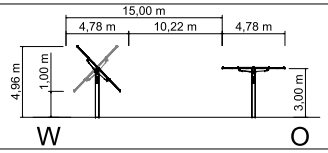
Gesamtfläche	-	10,63 ha
innerhalb der Baugrenze	-	7,54 ha
Zaunlänge / Tore	-	1268 m / 3
landwirtschaftlich nutzbare Fläche	-	9,12 ha

PV - Projektdaten

Modulanz. / Modultyp / Leistung	-	7930 / CS6.1-2TB-650 / 650Wp
Station	-	1 x SMA MVPS4200-S2
Wechselrichter	-	12 x Sungrow SG350HX
DC / AC ratio	-	1,5
Modulverschaltung	-	26 / Strang
Baureihe	-	Single Axis Tracker, 2 Module Portrait
Anlagenleistung	-	**5,154500 MWp-DC**
AC-Leistung	-	**4,000000 MW AC**

Skizze
Vertikalschnitt
Modultisch

außer Maßstab

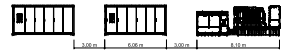


BESS- Projektdaten

Batteriesystem	-	LFP/4H
Batteriekapazität	-	16,292 MW/h
Batterieleistung	-	4,073 MW
MV Station	-	4,39 MVA

Skizze
BESS

außer Maßstab



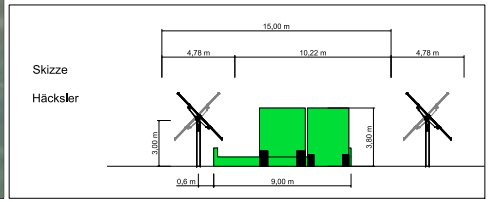
☒ Vorplanung ☐ Ausführung ☐ Bestand

Rev	Änderungen an der Zeichnung	Name	Datum	geprüft	Datum
R06	Einarbeitung Topo Daten / Neigungen	FA	16.06.26	JL	16.06.26
R05	Anpassung an B-Plan	FA	13.02.26	JL	13.02.26

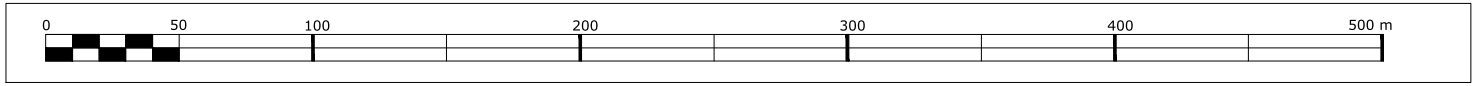
Vorplanung
Maßstab 1:2000 | A3

BELECTRIC

01-01_Innovationsprojekt-Strehlhof_R06







Datum,Unterschrift
Johannes Linder
BELECTRIC

BELECTRIC GmbH
Wadenbrunner Str. 10
97509 Kolitzheim
Tel. +49 (0)9385 5489 000
Fax. +49 (0)9385 5489 040

Diese Zeichnung darf nicht vervielfältigt oder dritten Personen oder Konkurrenzfirmen ohne Erlaubnis zugänglich gemacht werden. Die Vervielfältigung, Verbreitung und Verwertung dieses Dokuments sowie die Übermittlung seines Inhalts sind ohne ausdrückliche Genehmigung untersagt. Zuwiderhandlungen verpflichten und können mit bis zu 50% der Projektkosten bestraft werden.

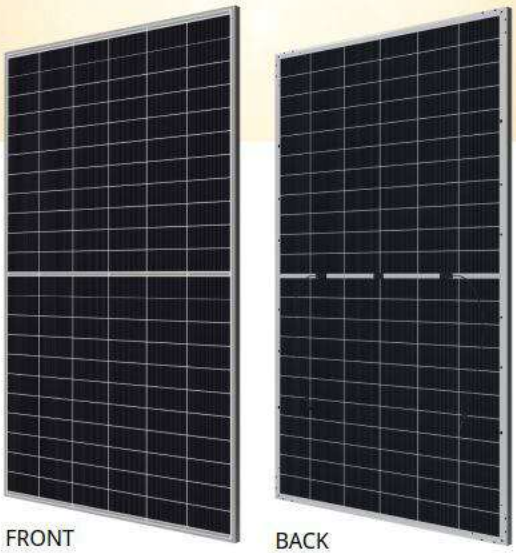
NEW

CanadianSolar

TOPBiHiKu6

New N-type Bifacial Module

CS6.2-66TB-630|635|640|645|650|655|660



MORE POWER

- 660 W — Module power up to 660 W, Module efficiency up to 24.4 %
- EXTRA POWER — Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance. Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C, increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- Tested up to ice ball of 35 mm diameter according to IEC 61215 standard
- Minimizes micro-crack impacts
- *** — Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

- 12 Years — **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***
- 30 Years — **Linear Power Performance Warranty***

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / UKCA / INMETRO / CGC
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

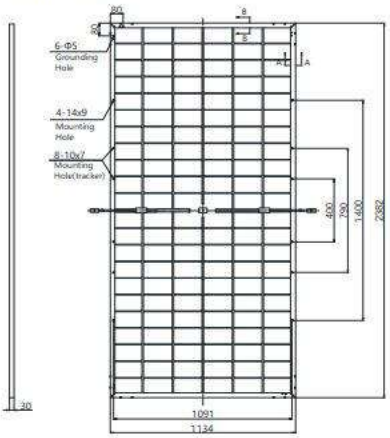
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 24 years, it has successfully delivered over 150 GW of premium-quality solar modules across the world.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

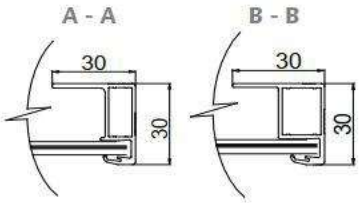
© Copyright information | Document reference: 20260717-15231303 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

ENGINEERING DRAWING (mm)

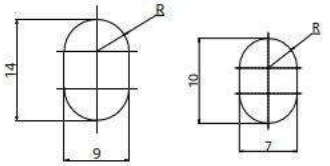
Rear View



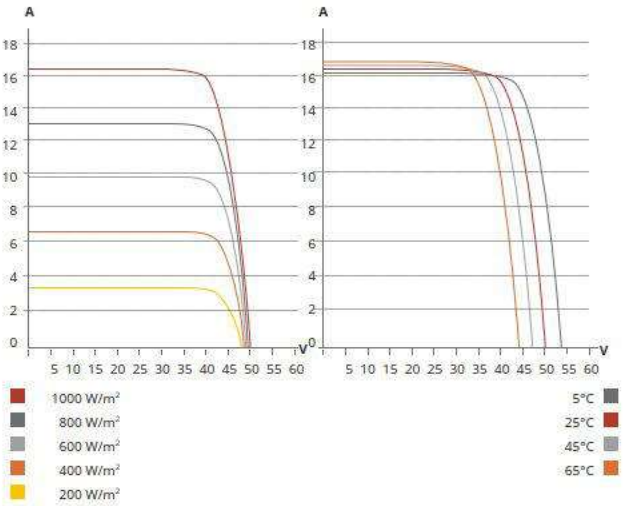
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS6.2-66TB-650 / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS6.2-66TB-630		630 W	41.6 V	15.16 A	48.8 V	16.20 A	23.3%
Bifacial Gain**	5%	662 W	41.6 V	15.92 A	48.8 V	17.01 A	24.5%
	10%	693 W	41.6 V	16.68 A	48.8 V	17.82 A	25.7%
	20%	756 W	41.6 V	18.19 A	48.8 V	19.44 A	28.0%
CS6.2-66TB-635		635 W	41.9 V	15.18 A	49.4 V	16.22 A	23.5%
Bifacial Gain**	5%	667 W	41.9 V	15.94 A	49.4 V	17.03 A	24.7%
	10%	699 W	41.9 V	16.70 A	49.4 V	17.84 A	25.9%
	20%	762 W	41.9 V	18.22 A	49.4 V	19.46 A	28.2%
CS6.2-66TB-640		640 W	42.1 V	15.23 A	49.7 V	16.24 A	23.7%
Bifacial Gain**	5%	672 W	42.1 V	15.99 A	49.7 V	17.05 A	24.9%
	10%	704 W	42.1 V	16.75 A	49.7 V	17.86 A	26.1%
	20%	768 W	42.1 V	18.28 A	49.7 V	19.49 A	28.4%
CS6.2-66TB-645		645 W	42.3 V	15.26 A	50.0 V	16.26 A	23.9%
Bifacial Gain**	5%	677 W	42.3 V	16.02 A	50.0 V	17.07 A	25.1%
	10%	710 W	42.3 V	16.79 A	50.0 V	17.89 A	26.3%
	20%	774 W	42.3 V	18.31 A	50.0 V	19.51 A	28.7%
CS6.2-66TB-650		650 W	42.5 V	15.31 A	50.2 V	16.32 A	24.1%
Bifacial Gain**	5%	683 W	42.5 V	16.08 A	50.2 V	17.14 A	25.3%
	10%	715 W	42.5 V	16.84 A	50.2 V	17.95 A	26.5%
	20%	780 W	42.5 V	18.37 A	50.2 V	19.58 A	28.9%
CS6.2-66TB-655		655 W	42.7 V	15.36 A	50.4 V	16.38 A	24.2%
Bifacial Gain**	5%	688 W	42.7 V	16.13 A	50.4 V	17.20 A	25.5%
	10%	721 W	42.7 V	16.90 A	50.4 V	18.02 A	26.7%
	20%	786 W	42.7 V	18.43 A	50.4 V	19.66 A	29.1%
CS6.2-66TB-660		660 W	42.9 V	15.41 A	50.6 V	16.44 A	24.4%
Bifacial Gain**	5%	693 W	42.9 V	16.18 A	50.6 V	17.26 A	25.7%
	10%	726 W	42.9 V	16.95 A	50.6 V	18.08 A	26.9%
	20%	792 W	42.9 V	18.49 A	50.6 V	19.73 A	29.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS6.2-66TB-630	477 W	39.3 V	12.12 A	46.2 V	13.05 A
CS6.2-66TB-635	480 W	39.6 V	12.12 A	46.8 V	13.08 A
CS6.2-66TB-640	484 W	39.8 V	12.16 A	47.1 V	13.10 A
CS6.2-66TB-645	488 W	40.0 V	12.20 A	47.3 V	13.11 A
CS6.2-66TB-650	492 W	40.2 V	12.23 A	47.5 V	13.16 A
CS6.2-66TB-655	495 W	40.4 V	12.27 A	47.7 V	13.21 A
CS6.2-66TB-660	499 W	40.6 V	12.31 A	47.9 V	13.26 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2382 × 1134 × 30 mm (93.8 × 44.6 × 1.18 in)
Weight	32.8 kg (72.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	300 mm (11.8 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2A
Per Pallet	36 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Protection Class	Class II
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.045 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

PARTNER SECTION

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

September 2025. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.7_EN
© Copyright Information | Document reference: 20260717_15231303 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Strehlhof

Strehlhof

Created Jul 17, 2026
Updated Jul 17, 2026
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 183428.30264

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW
Min luminance threshold 5,000 cd/m²



Misc. Analysis Settings

DNI: **varies (1,000.0 W/m^2 peak)**
Ocular transmission coefficient: **0.5**
Pupil diameter: **0.002 m**
Eye focal length: **0.017 m**
Sun subtended angle: **9.3 mrad**

Min luminance threshold: **5,000 cd/m²**

Summary of Results No glare predicted!

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.2.1

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	SA tracking	SA tracking	0	0	-

© Copyright Information | Document reference: 20260717.152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 74,209 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 74,209 m^2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 5.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.845760	10.270770	245.14	3.00	248.14
2	49.846047	10.270764	245.03	0.00	245.03
3	49.847029	10.272315	246.01	3.00	249.01
4	49.847067	10.275138	246.94	3.00	249.94
5	49.846940	10.275830	247.10	3.00	250.10
6	49.845513	10.276016	240.57	3.00	243.57
7	49.845121	10.274717	239.39	3.00	242.39
8	49.844791	10.271196	237.10	3.00	240.10
9	49.845560	10.271128	244.61	3.00	247.61

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.850339	10.277118	239.84	2.70	242.54
OP 2	49.847142	10.271692	246.94	2.70	249.64
OP 3	49.845454	10.270109	244.17	2.00	246.17

© Copyright Information | Document reference: 20260717.15231301 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

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	SA tracking	SA tracking	0	0	-	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld no glare found

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

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- 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 th 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.

© Copyright Information | Document reference: 20260717.152313D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited