SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten

Solarpark AgriPV-Friedhofsstraße

Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage in der Nähe von Übersee in Oberbayern

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: 20240718.220956DJ | 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 – P3, Bahnstrecke 17
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich 17
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 18
6 Schlussbemerkung 18
7 Anhang ..... 19 - 25

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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 AgriPV-Anlage Friedhofsstraße

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 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „AgriPV-Friedhofsstraße“ Übersee für die Bahnstrecke Rosenheim–Salzburg sowie auf Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie[1], die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „AgriPV-Friedhofsstraße“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke 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. Darüber hinaus wurden Details des Standortes im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.
Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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 einem landwirtschaftlichen Gebiet westlich der Ortschaft Übersee in Oberbayern. Nördlich der Fläche verläuft die Bahnstrecke Rosenheim–Salzburg (DB Strecken-Nr. 5703). 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 Übersee in Oberbayern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	47,819°N, 12,472°O, 521 m ü.N.N.
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 15 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 140 m

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

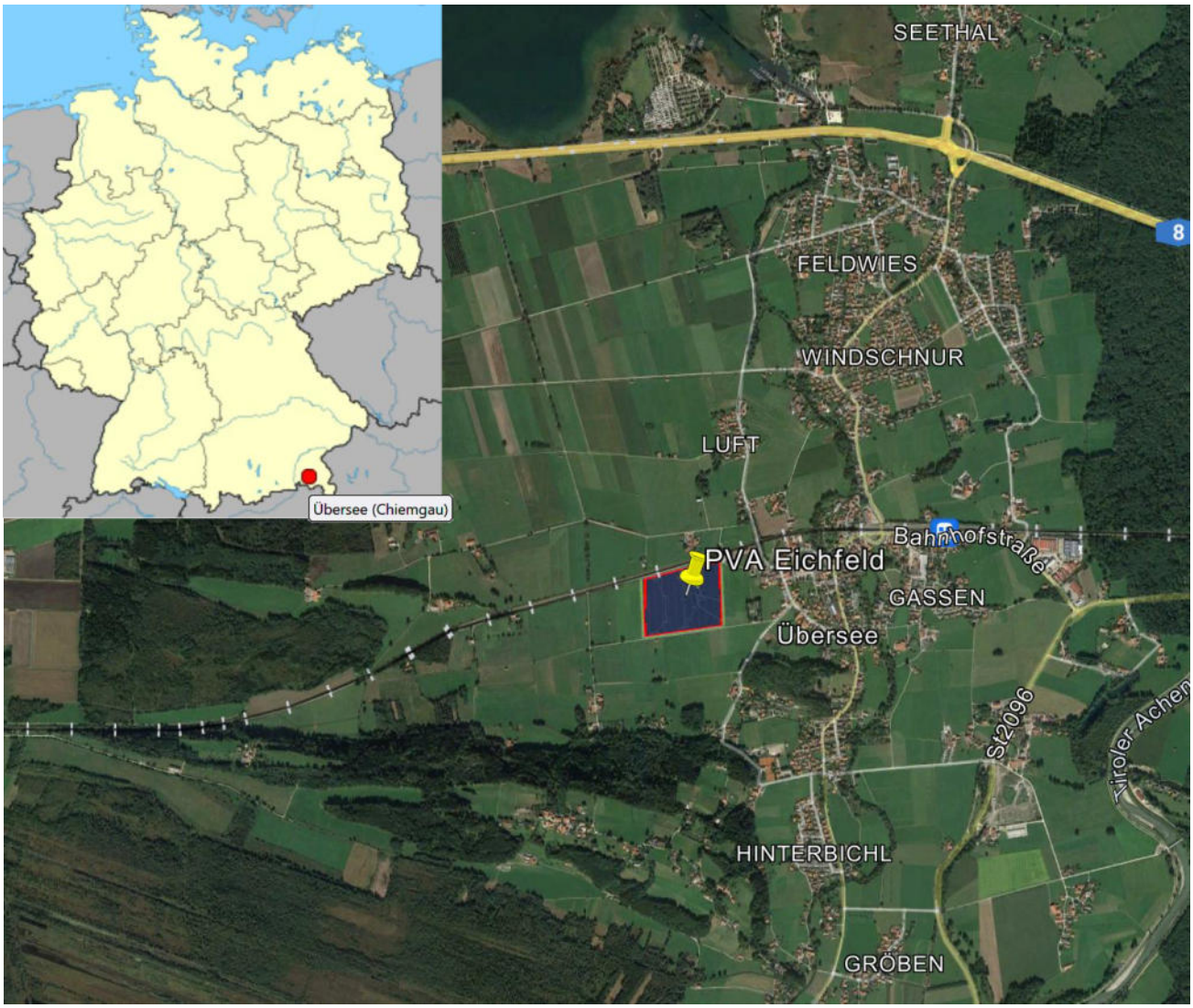


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

© Copyright Information | Document reference: 20240718.320956DJ | 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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung.

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

Detailansicht der PV-Anlage.

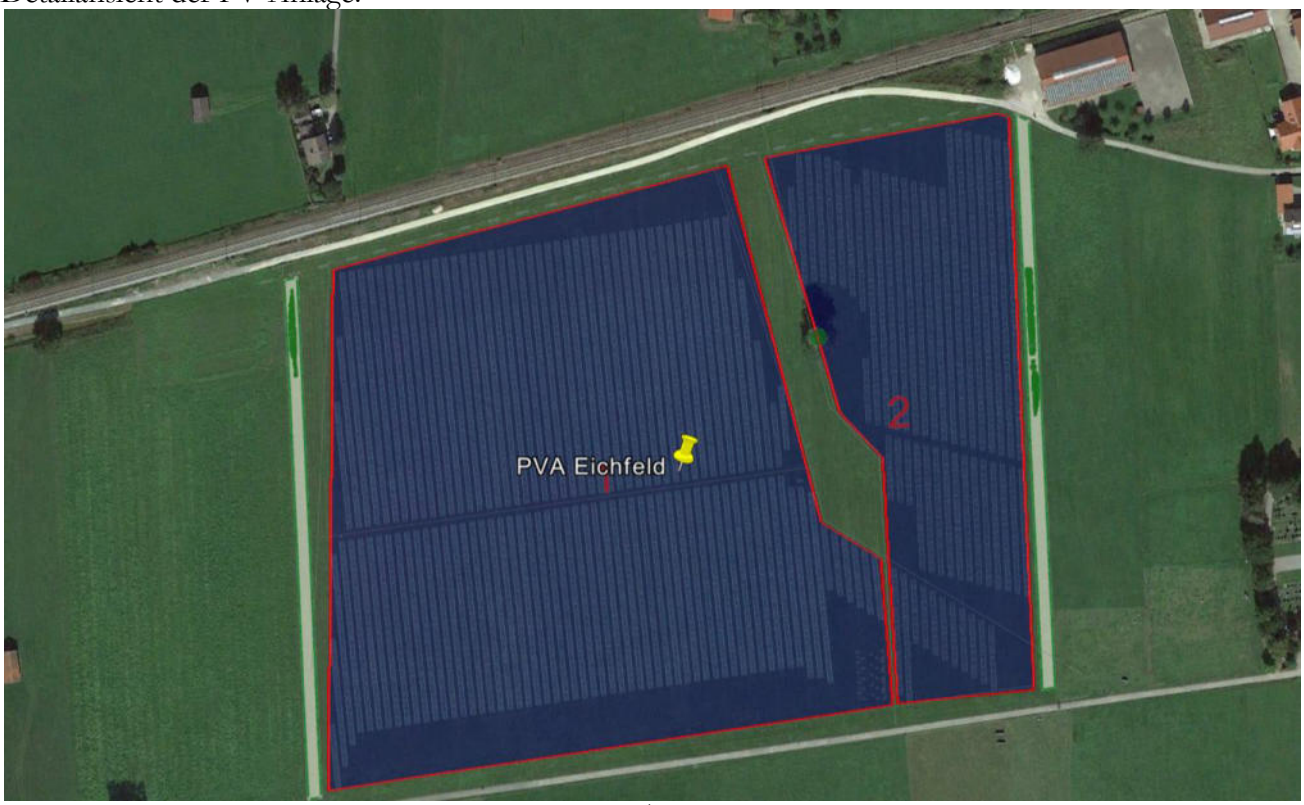


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20240718.2209560J | 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 relevante Umgebung. Die östlich der PV-Anlage gelegenen Gebäude können theoretisch von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber in der Realität besteht aufgrund des geplanten Begrünung keine direkte Sichtverbindung zur PV-Anlage. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

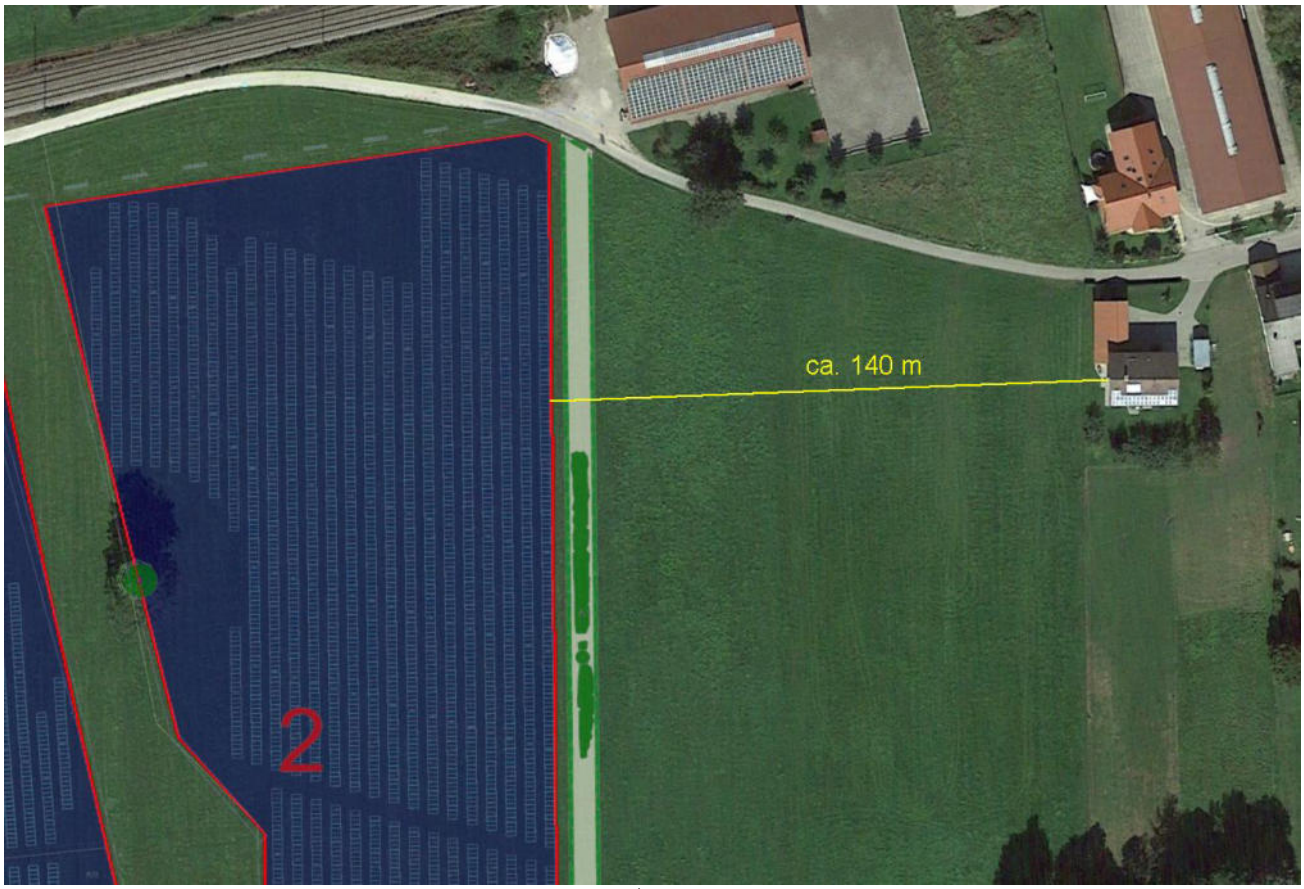


Bild 2.2.1: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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 aktuelles 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:

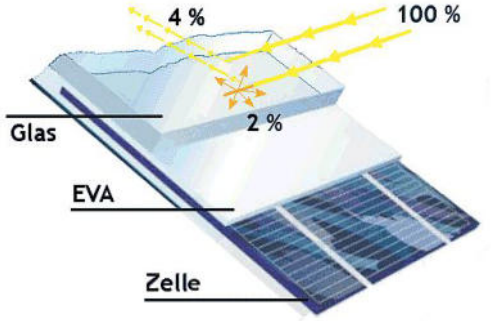


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

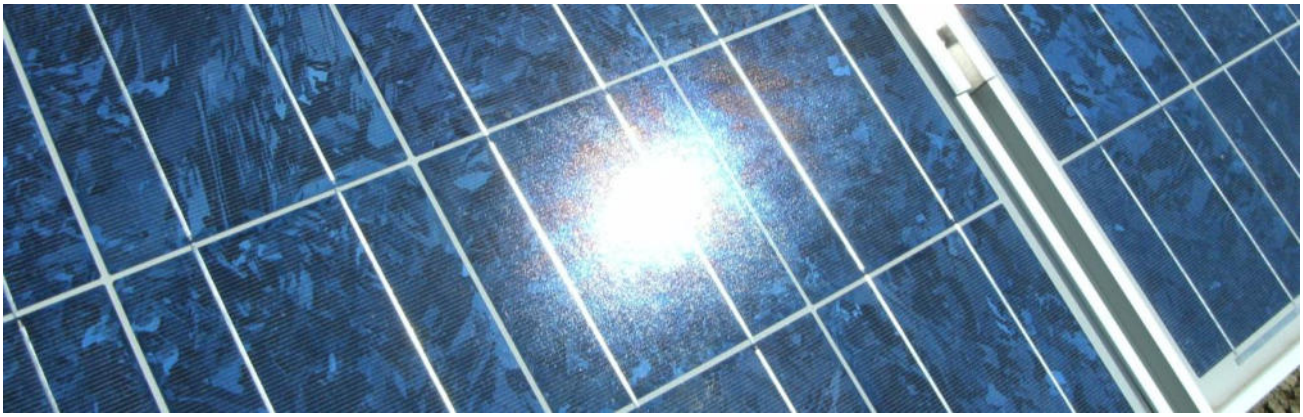


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

[3] https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

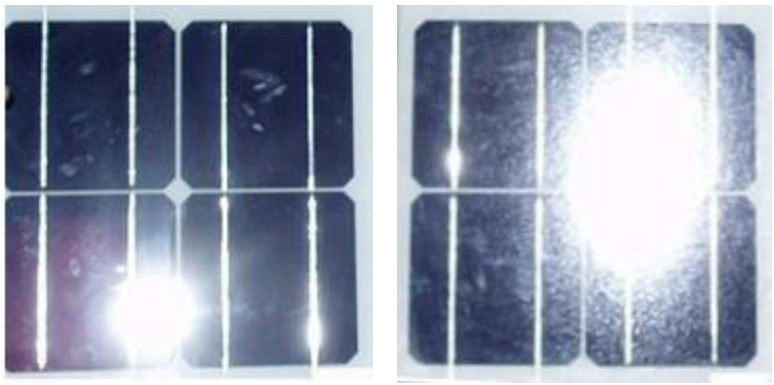


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

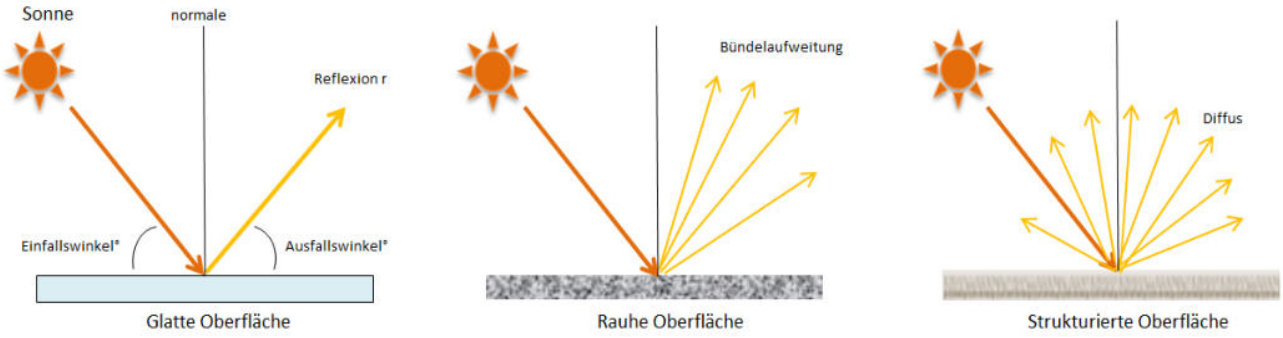


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers werden PV-Module mit Anti-Reflexions-Eigenschaften von namhaften Herstellern (beispielsweise Trina Solar, Jinko, JA Solar) zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung. Die folgende Skizze zeigt beispielhaft die Angaben zur Antireflexionsschicht.

Mechanische Eigenschaften	
Zelltyp	P-Typ Monokristallin
Anzahl der Zellen	144 (6×24)
Maße	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Gewicht	28.9 kg (63.7 lbs)
Frontglas	3.2mm, getempertes Glas mit hoher Lichtdurchlässigkeit und niedrigem Eisengehalt, Antireflex-Beschichtung
Rahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20240718.3209560J | 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:

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

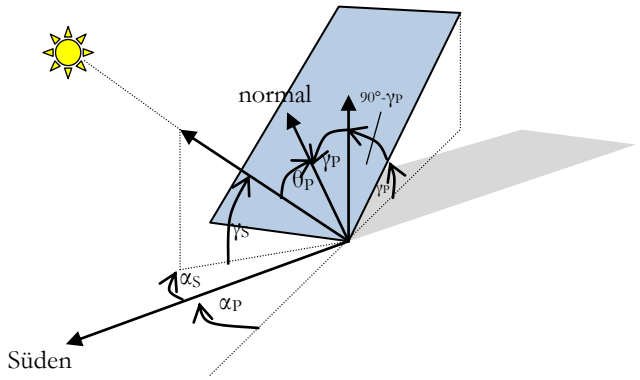


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 höchstmögliche 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: 20240718.220956DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.
Die hier betreachtet PV-Anlage wird als sog. AgriPV-Anlage relaisiert, d.h die Unter- und Oberkante der PV-Module liegt höher als bei einer regulären Freiflächen-Anlage. 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: Schletter GmbH und Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	1-achsiges Nachführsystem (Schletter)
Modulneigung	+/-60° (Ost-West)
Ausrichtung (Azimut)	PV Feld 1: 176°, PV Feld 2: 180° (Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 2,10 m - ca. 4,10 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	3,10 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	Bahnstrecke 2,5 m, ansonsten 2,0 m über Boden[7]
Azimut Blickrichtung Zugführer	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung[8] darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

[7] Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m
[8] Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

© Copyright Information | Document reference: 20240718.2209560J | 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 potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.
Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage AgriPV-Friedhofsstraße wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

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

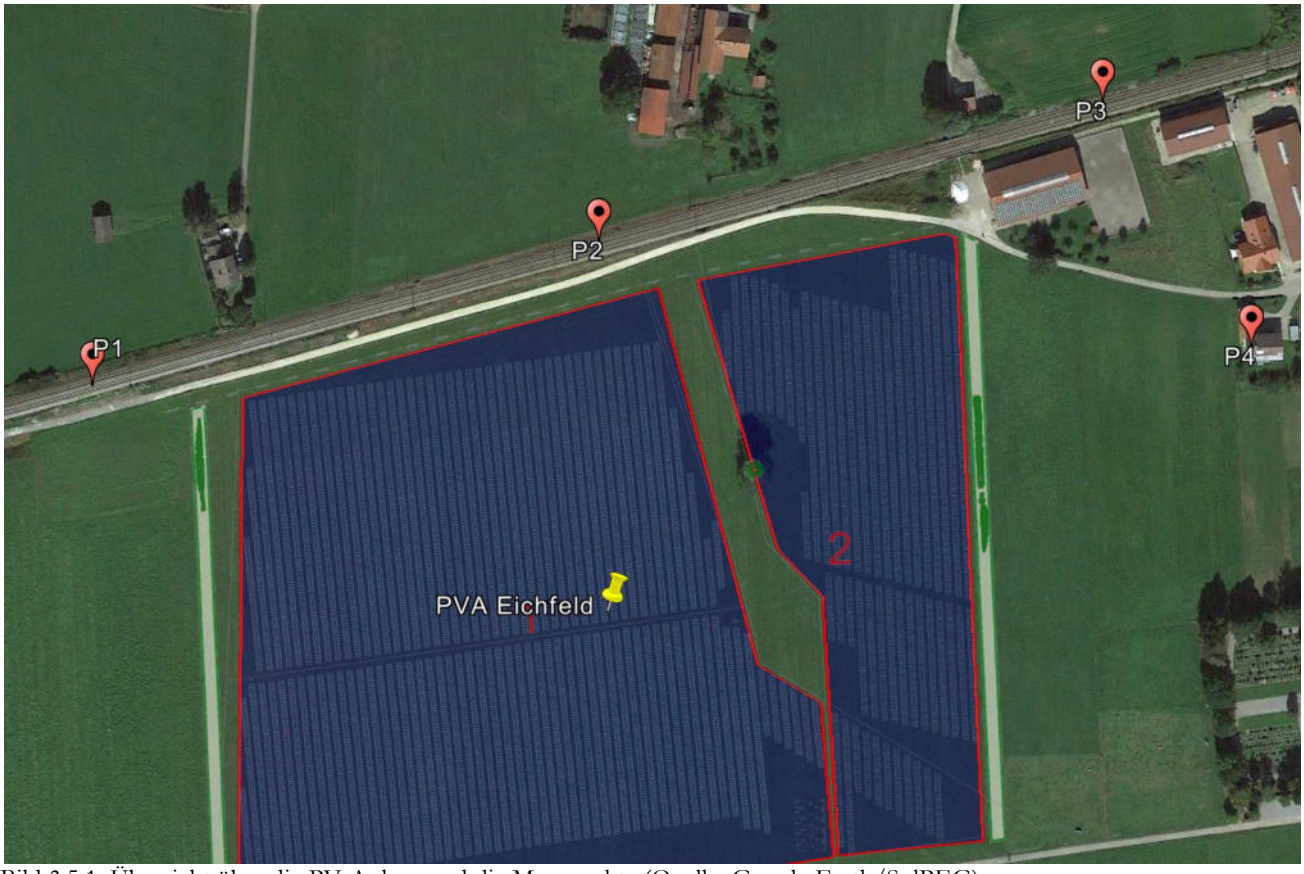


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20240718.3209560J | 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: 20240718.2209560J | 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 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[9] allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.
Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.
Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 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.

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

[9] Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22
[10] https://forgesolar.com is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.
[11] Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: https://www.sandia.gov/glare-tools

© Copyright Information | Document reference: 20240718.2209560J | 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

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.
Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.
In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY[12]) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung[13] von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.
Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.
Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m^2 beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).
Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National 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 folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

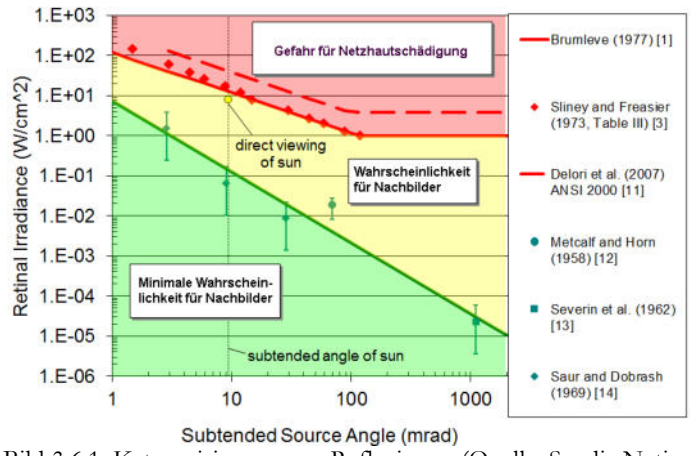


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

[12] Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf
[13] DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html
Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png
Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.
Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.

Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

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

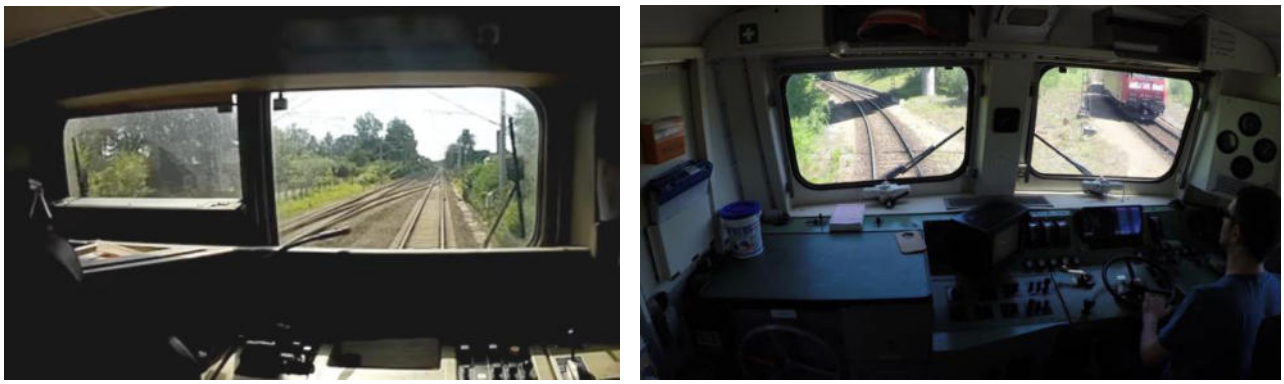


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

© Copyright Information | Document reference: 20240718.2209560J | 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 AgriPV-Friedhofsstraße wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt.
Aufgrund des Fahrbahn- und Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2,5 m bzw. 2,0 m über GOK festgelegt. 2,0 m entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 3 m ist unrealistisch und liegt außerhalb des Median.
Das Ergebnis er 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 3.6.3 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 LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.
In einer weiteren Betrachtung wird der 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 Bahnstrecke n.-westlich	47.820049	12.468441	519,48	521,98	-
P2 Bahnstrecke nördlich	47.820693	12.471932	520,56	523,06	-
P3 Bahnstrecke n.-östlich	47.821306	12.475060	521,27	523,77	-
P4 Gebäude nordöstlich	47.820245	12.476008	521,79	523,79	-

[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: 20240718.220956DJ | 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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1 – P3, Bahnstrecke

Die hier betrachtete PV-Anlage und wird als AgriPV-System mit 1-achsiger Nachführung realisiert. D.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnernlauf. Die Achse und somit die mittlere Höhe der PV-Module befindet sich in ca. 3,10 m Höhe. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Messpunkte auf der nördlich verlaufenden Bahnstrecke Rosenheim–Salzburg (DB Strecken-Nr. 5703) nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse.

An keinem der hier untersuchten Messpunkte sind Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Visualisierung zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Osten (Übersee). Das Bild verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.

Bild 4.1.1: Visualisierung am Messpunkt P1 Blick Richtung Osten (Quelle: Youtube Video / SolPEG)

In anderen Triebwagen wäre die Unterseite der PV-Anlage evt. rechts im Bild sichtbar aber Reflexionen können die Bahnstrecke nicht erreichen.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude östlich der PV-Anlage an der Adresse Sichlerweg 9 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund der Konstruktion der AgriPV-Anlage an dem Standort kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist.
Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | 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

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage AgriPV-Friedhofsstraße“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die hier betrachtete PV-Anlage und wird als AgriPV System mit 1-achsiger Nachführung realisiert. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Auf der nördlich der PV-Anlage verlaufenden Bahnstrecke Rosenheim–Salzburg (DB Strecken-Nr. 5703) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auch im Bereich der östlich gelegenen Gebäude an der Adresse Sichlerweg 9 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden und/oder diese sind aufgrund der Lage und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

In einer Variante wurde die PV-Anlage als fest aufgeständertes System mit 20° Modulneigung und Südausrichtung simuliert. Auch bei dieser Variante sind aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz im Verlauf der Bahnstrecke keine Reflexionen nachweisbar. Auch im Bereich der östlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten keine Reflexionen nachweisbar. Die PV-Anlage kann demnach als 1-achsiges Nachführsystem oder auch als fest installierte Variante realisiert werden. Ggf. auch gemischt.

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 18.07.2024

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Die Katasterpunkte liegen mit grafischen UTM-Koordinaten vor und können daher eine Abweichung von bis zu +/- 0,5 m besitzen!
Die DXF/DWG-Datei wurde im amtlichen UTM Koordinatensystem ausgegeben.
Bitte beachten Sie hierfür, dass die jeweiligen Reduktionen/Parameter eingestellt sind!
Sollten Sie die DXF/DWG-Daten an uns zurücksenden, beachten Sie bitte, dass der Layer Einfügepunkte UTM in Ihrer Datei enthalten sein muss.

Legende

	Flurstücksgrenze		Hoch / Mittel-spannungsleitungen
	Geltungsbereich		Biotop
	Zaun		Gasleitung
	Baufeldgrenze		Lagerfläche
	Sperrfläche		Versorgungsweg
	PV-Modul		Kabelgraben
TS	Trafostation		Bodendenkmal
	200 m Abstand zum Verkehrsweg		Speicherfläche
	500 m Abstand zum Verkehrsweg		Ausgleichsfläche
	Verkehrsweg		Eingrünung (min. 5 m Breite)
	Bauverbotszone		

Projekt

FF_Übersee

Anlagendaten

Fläche Geltungsbereich:	ca 115.000 m²
Koordinaten:	47.819595, 12.473757
Gemeinde:	Übersee
Gemarkung:	Übersee
Flur:	--
Flurstück:	430 + 429

Technische Daten

Modultyp:	Tier 1
Modulabmessung:	2382 x 1134 x 30 mm
Modulleistung:	610 Wp
Modulanzahl:	13216
Koordinatensystem:	ETRS89.UTM-33N
Überplante PV-Fläche:	96.630 m²
GRZ:	37.81 % von BG
Zaunlänge:	ca.1.350 m
Min. Reihenabstand:	2.50 m
Ø Reihenabstand:	3.50 m
Modulneigung:	Tracker
Modulausrichtung:	Ost/West Tracker
Gesamtleistung:	**8.061.760 kWp**

Norden

Bemerkungen

Anlagebetreiber:	Anlage
Kunde:	NeueEnergieAchentaleG
Planinhalt:	Belegungsentwurf
Maßstab:	
Plangröße:	DIN A3, 420 x 297 mm
Druckdatum:	16.07.2024
Bearbeitung:	Alexander Baumgartner

MaxSolar GmbH • www.maxsolar.de

maxsolar
energy concepts

Project name: 20240718_BP_FF_LP1_Übersee.dwg

No.	1P28 610	1P56 610	1P84 610	Modules	Module power, Wp	Max. inner spc., m	Avg. inner spc., m	Min. inner spc., m	Azimuth, °	Area, m²	Area coverage, %	Capacity, kWp
1	51	3	96	9660	610	2.500	2.500	2.500	-4.000	69651.575	36.774	5892.600
2	23	28	16	3556	610	2.500	2.500	2.500	-0.763	26979.420	36.846	2169.160
Total	74	31	112	13216		2.500	2.500	2.500		96630.995	37.81	8061.760

© Copyright Information | Document reference: 20240718.2209560J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

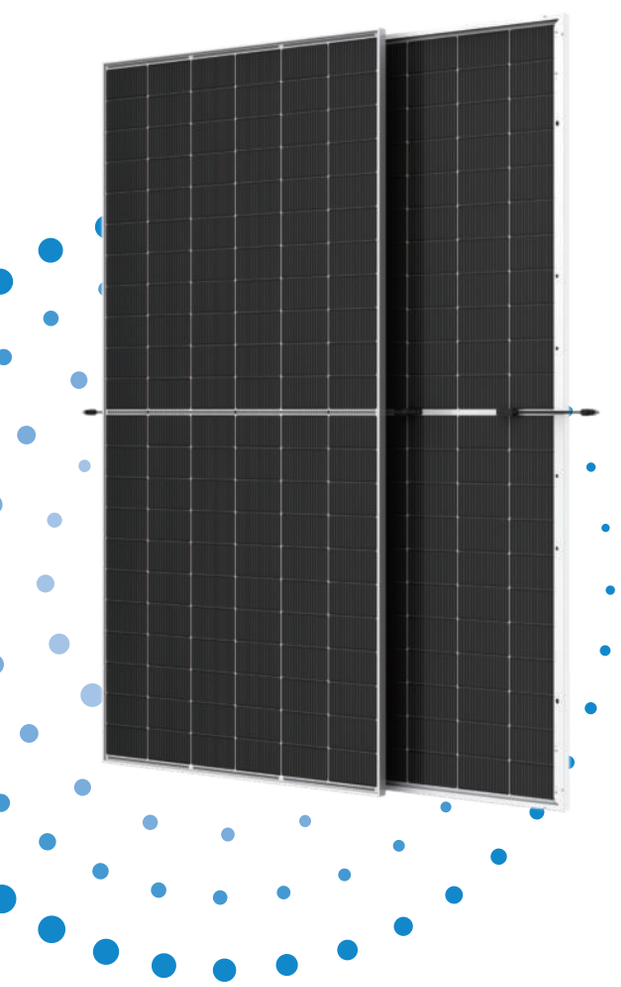
PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

PRODUCT RANGE: 570-600W

600W
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

22.2%
MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

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

High power up to 600W

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

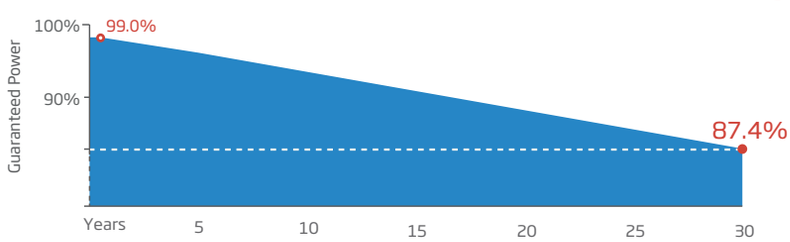
High reliability

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

High energy yield

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

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

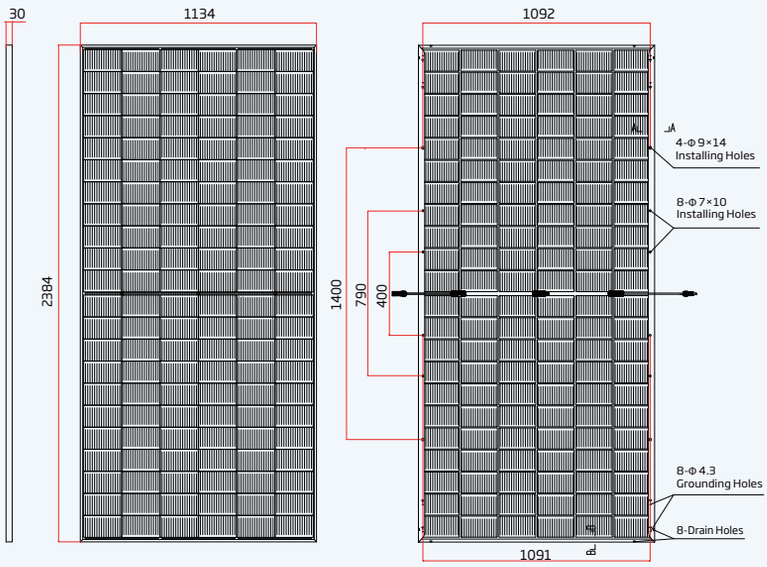
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

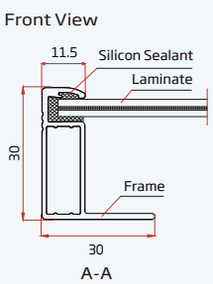
Trinasolar

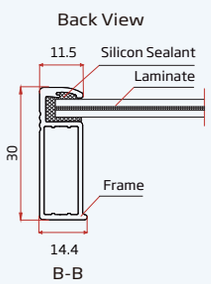
© Copyright Information | Document reference: 20240616.133858DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Vertex N BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

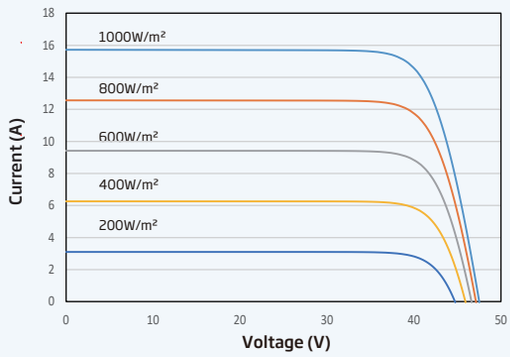
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



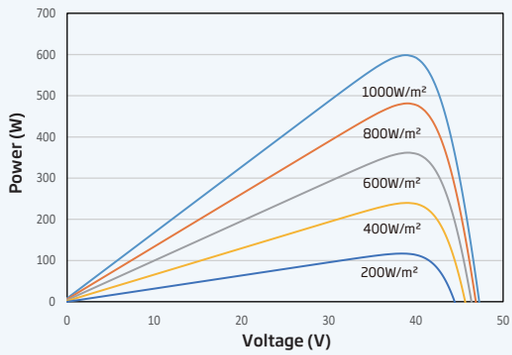




I-V CURVES OF PV MODULE (600W)



P-V CURVES OF PV MODULE (600 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	570	575	580	585	590	595	600
Power Tolerance-PMAX (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	38.6	38.9	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	14.75	14.78	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91
Open Circuit Voltage-VOC (V)	46.6	46.9	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current-ISC (A)	15.61	15.63	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80
Module Efficiency η m (%)	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2

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

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

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

Power Bifaciality:80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	434	438	442	446	450	454	458
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	36.3	36.5	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8
Maximum Power Current-IMPP (A)	11.97	11.99	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12
Open Circuit Voltage-VOC (V)	44.2	44.5	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9
Short Circuit Current-ISC (A)	12.58	12.59	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 210Rmm N-type
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 in)
Weight	33.7 kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 in), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 in), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30 mm(1.18 in) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm² (0.006 in²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 in) Landscape: 1400/1400 mm (55.1/55.1 in) *
Connector	MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4**

*Length can be customized
**Customer to choose connector type

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.30%/°C
Temperature Coefficient of VOC	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of ISC	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

*This is for customers engineering to decide

WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_NA_EN_2023_A

www.trinasolar.com

© Copyright Information | Document reference: 20240816.133918DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Uebersee

Uebersee_Tracker

Created Jul 18, 2024
Updated Jul 18, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 124587.20937

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

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**

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

Summary of Results No glare predicted!

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV Feld 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 78,290 m^2

Name: PV Feld 1
Footprint area: 58,406 m^2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 176.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5

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	47.819973	12.469472	520.00	3.10	523.10
2	47.820279	12.472315	521.12	3.10	524.22
3	47.818611	12.472808	521.00	3.10	524.10
4	47.818521	12.473302	520.44	3.10	523.54
5	47.818285	12.473385	520.32	3.10	523.42
6	47.818304	12.473038	520.82	3.10	523.92
7	47.818064	12.473071	520.78	3.10	523.88
8	47.818140	12.472873	521.00	3.10	524.10
9	47.817808	12.469810	520.52	3.10	523.62
10	47.817588	12.469735	520.64	3.10	523.74
11	47.817581	12.469595	520.83	3.10	523.93

Name: PV Feld 2
Footprint area: 19,884 m^2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5

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	47.820494	12.472770	521.79	3.10	524.89
2	47.820370	12.472692	521.67	3.10	524.77
3	47.820023	12.472701	521.70	3.10	524.80
4	47.819915	12.473126	521.94	3.10	525.04
5	47.819517	12.473059	521.84	3.10	524.94
6	47.817997	12.473585	520.03	3.10	523.13
7	47.818224	12.473631	520.00	3.10	523.10
8	47.818062	12.474171	520.00	3.10	523.10
9	47.818292	12.474112	520.00	3.10	523.10
10	47.818494	12.473794	520.00	3.10	523.10
11	47.818486	12.474238	520.00	3.10	523.10
12	47.820566	12.474139	521.64	3.10	524.74
13	47.820646	12.473587	521.15	3.10	524.25
14	47.820260	12.473597	521.70	3.10	524.80

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	47.820049	12.468441	519.48	2.50	521.98
OP 2	47.820693	12.471932	520.56	2.50	523.06
OP 3	47.821306	12.475060	521.27	2.50	523.77
OP 4	47.820245	12.476008	521.79	2.00	523.79

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice 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 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-	-
PV Feld 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 no glare found

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

No glare found

PV Feld 2 no glare found

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

No glare found

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.

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

© Copyright Information | Document reference: 20240718.220956D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited