

SolPEG Blendgutachten Solarpark Buchhofen Nord

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Gemeinde Buchhofen in Bayern**

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

☎ +49 40 79 69 59 36
📞 +49 40 79 69 59 38
✉ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
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, DEG29 östlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, DEG29 östlich.....	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 29

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Buchhofen

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 „Buchhofen Nord“ für Verkehrsteilnehmer auf der DEG29 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 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 „Buchhofen Nord“ Blendwirkungen für schutzbedürftige Bereiche ausgehen können. Dies betrifft insbesondere Verkehrsteilnehmende auf der Straße DEG29 sowie gegebenenfalls Anwohner angrenzender Gebäude.

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich der Ortschaft Buchhofen in Bayern. Östlich der Fläche verläuft die DEG29. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nördlich der Ortschaft Buchhofen in Bayern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	48.702°N, 12.922°O, 335 m ü.N.N.
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Nicht relevant
Grenzlänge zur Straße	ca. 415 m

Übersicht¹ über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

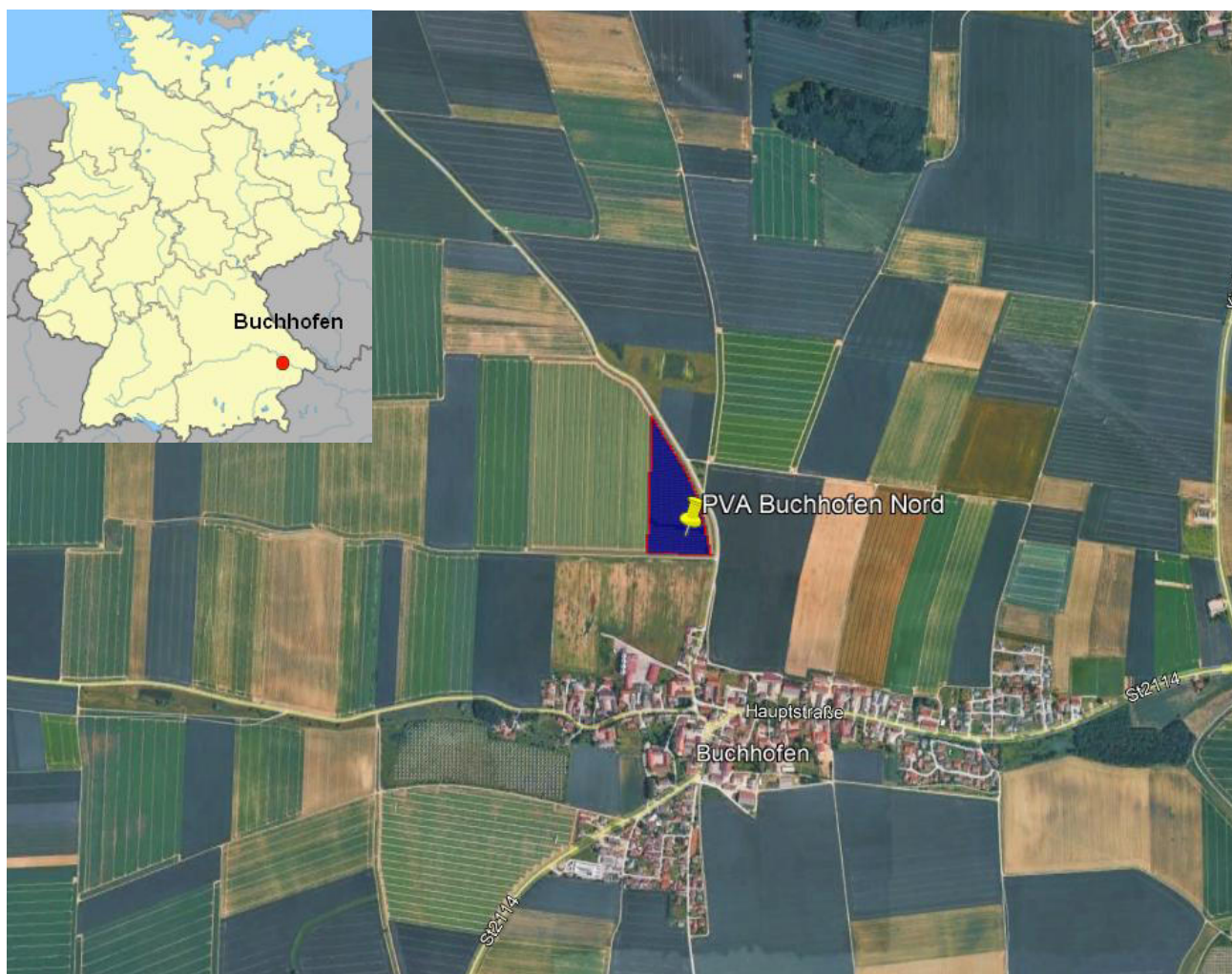


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

¹ Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Übersicht über die PV Anlage und die Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage.

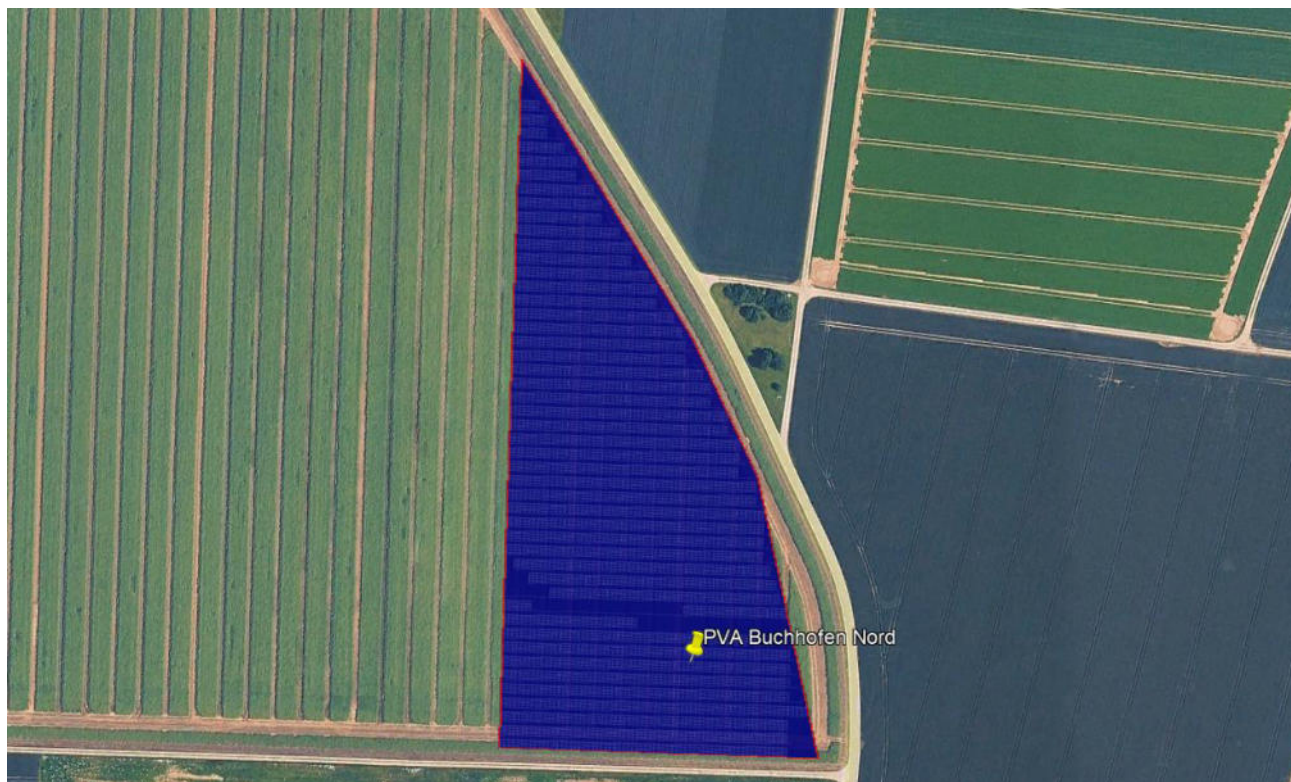


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Nordosten Richtung Westen auf das PV-Feld.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick von der DEG29 (Osten) Richtung Südwesten auf das PV-Feld.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

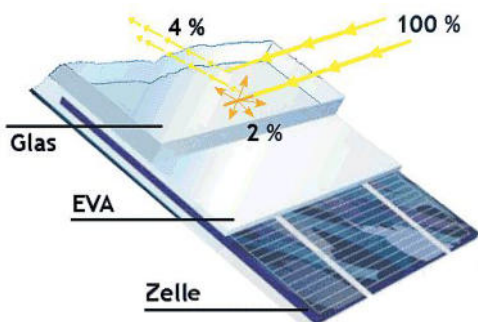


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.Bayern.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

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

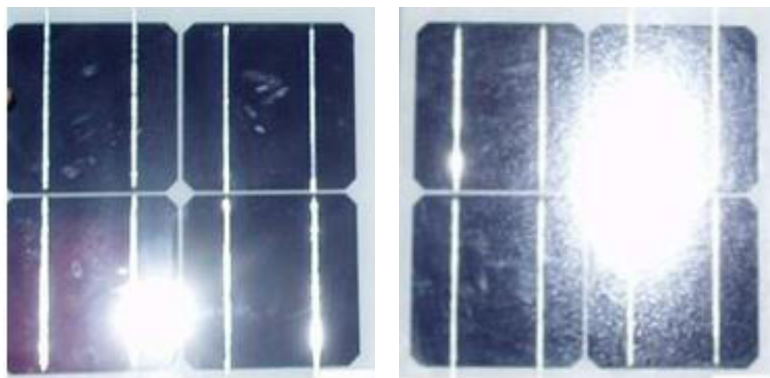


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

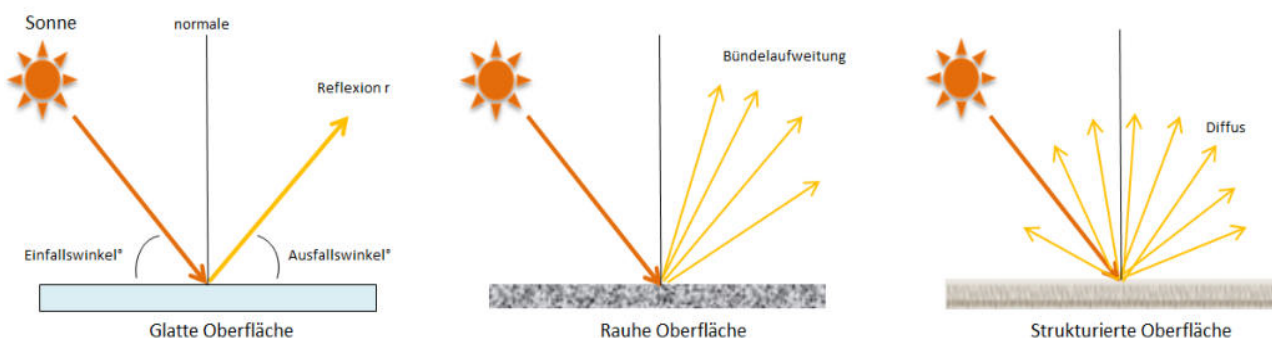


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

In dem Bauvorhaben sollen PV-Module des Herstellers Canadian Solar verwendet werden, die über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ 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:

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

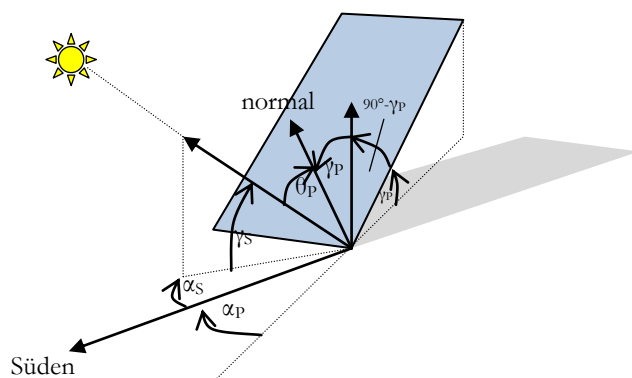


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

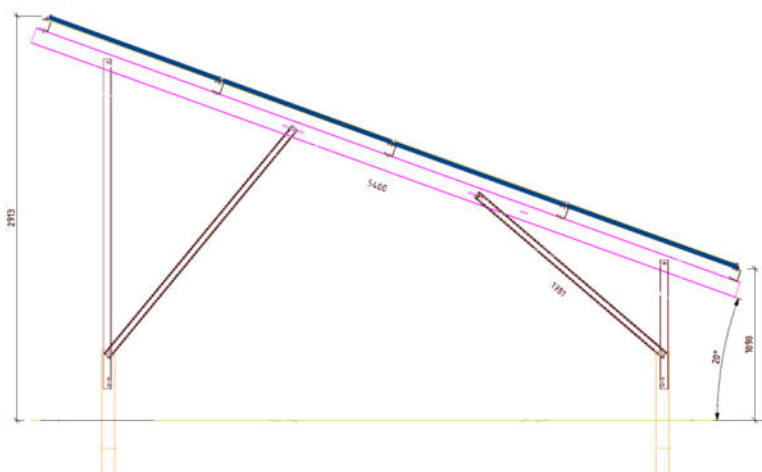


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

Die für die Simulation 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	Modultische, fest aufgeständert
Modulneigung	20°
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,96 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,7 m (Sitzhöhe LKW ⁶)
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 $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite als relevant angesehen und als gängige Praxis angewendet. Diese Praxis hat sich allgemein etabliert u.a. weil bislang keine belastbaren Untersuchungen oder Studien zu Beeinträchtigungen durch Reflexionen von Sonnenlicht auf PV-Modulen vorhanden sind. Bisher wurde schon bei der Festlegung auf Prüfkriterien kein Konsens gefunden.

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

⁶ Eine Höhe von 2,7 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

3.5 Standorte für die Analyse

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

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Buchhofen wurden insgesamt 2 Messpunkte im Verlauf der DEG29 festgelegt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind in Abschnitt 4 und im Anhang aufgeführt. Darüber hinaus wurden die relevanten Streckenabschnitte auf der DEG29 als Route analysiert.

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 und die Route (hellblau).



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ 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 Simulationsergebnisse sind immer im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um eine Vereinbarung u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen⁸ oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden. Obwohl bislang keine belastbaren Quellen vorhanden sind, wird der Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

Höhe der Messpunkte

Für die Analyse von ortsfesten Messpunkten ist eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt (große Person stehend). Für PKW hat das FGSV⁹ vor über 50 Jahren anhand von damaligen Repräsentativfahrzeugen die Augpunkthöhe mit 1,2 m – 1,4 m angegeben. Zur Höhe des Augpunktes für LKW, Van, SUV, Transporter etc. gibt es keine konkreten Vorgaben. Für Messpunkte im Straßenverkehr ist daher eine (geschätzte) Höhe von 2,7 m festgelegt. Dies ist ein eher konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt, ca. 1,20 m – 1,40 m.

⁷ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

⁸ 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)

⁹ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAL/RAA

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

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

Nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

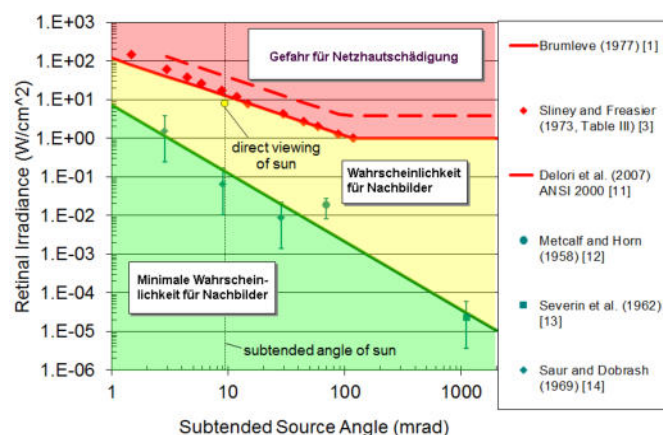


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

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

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

Limitierungen

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

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

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

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

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

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

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind.

Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

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

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

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

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2025_17.png

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

4 Ergebnisse

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

Das Simulationsergebnis 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 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 aber durch natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. wird eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen vermieden. 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 die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Anmerkungen zu verwenden. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

Tabelle 3: 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 DEG29 nordöstlich	48.704263	12.921678	333,70	336,40	nicht relevant ^W
P2 DEG29 östlich	48.702270	12.923121	335,35	338,05	nicht relevant ^W

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, DEG29 östlich

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

Am Messpunkt P1 auf der DEG29 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 15. März - 28. September, zwischen 18:10 - 19:33 Uhr, für max. 43 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden/Nordwesten jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der DEG29 ist gewährleistet.

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

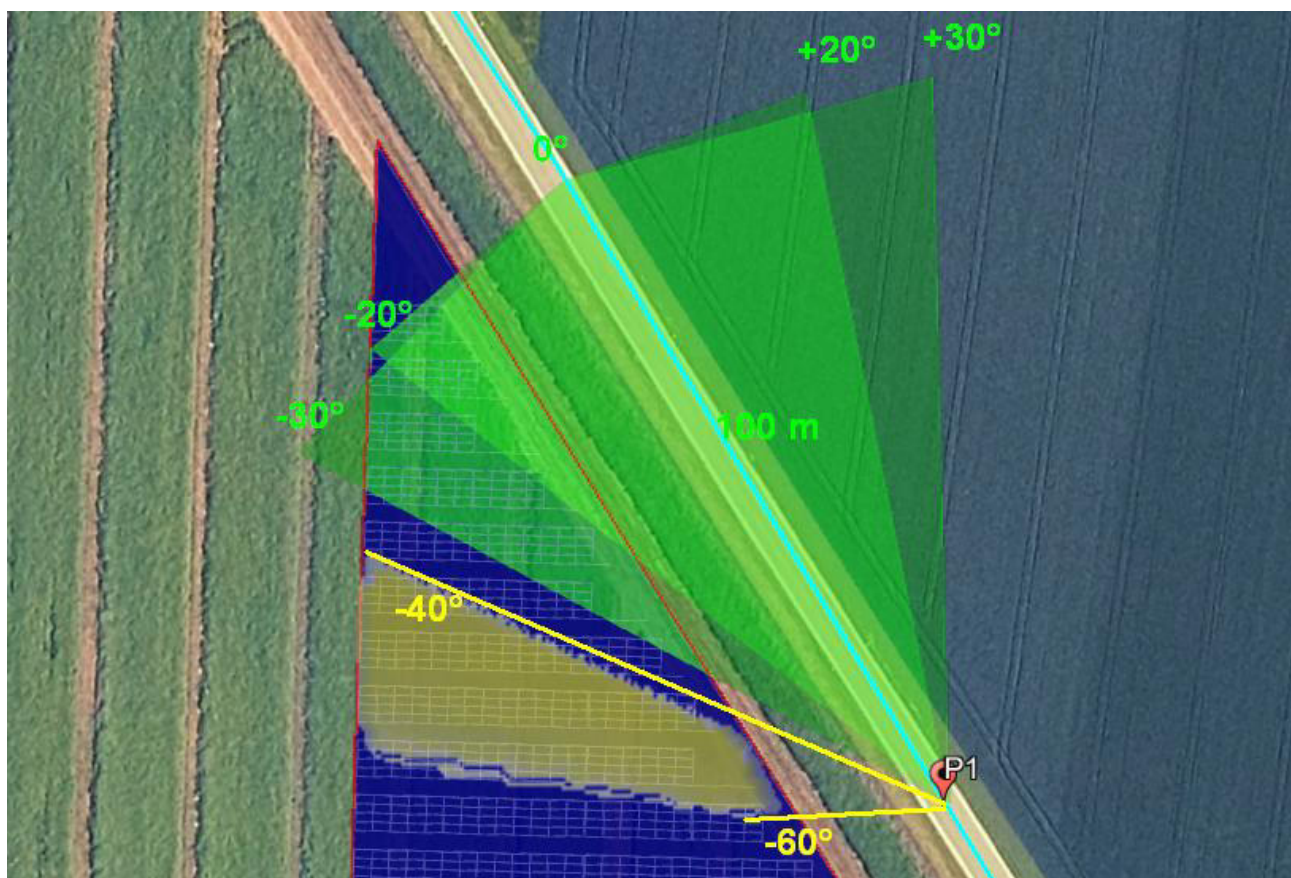


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich der Straße können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁵ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden/Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche zwar links im Bild teilweise sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

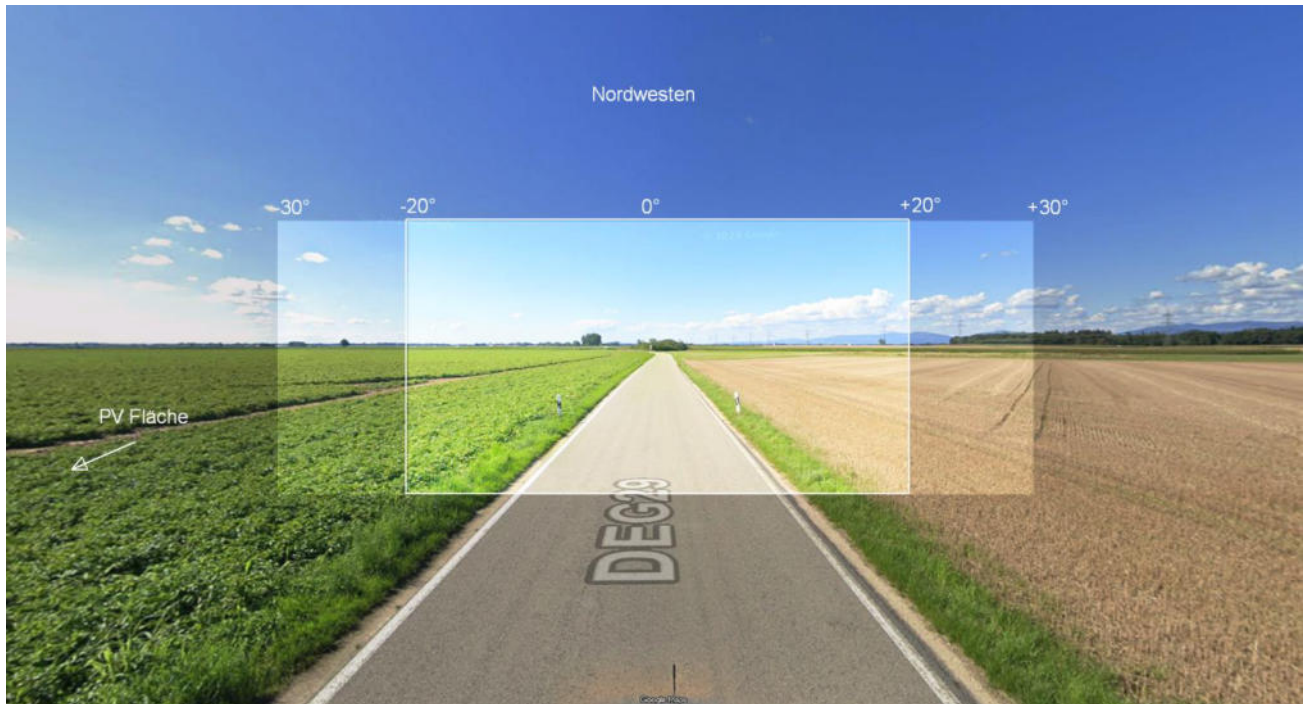


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung sind keine Reflexionen wahrnehmbar. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

¹⁵ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

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

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, DEG29 östlich

Auch am Messpunkt P2 auf der DEG29 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 13. März - 30. September, zwischen 18:06 - 19:36 Uhr, für max. 50 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden/Nordwesten jedoch auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Bei der Fahrt Richtung Süden ist - wenn überhaupt - nur die Rückseite der PV Anlage sichtbar, Reflexionen sind ausgeschlossen.

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

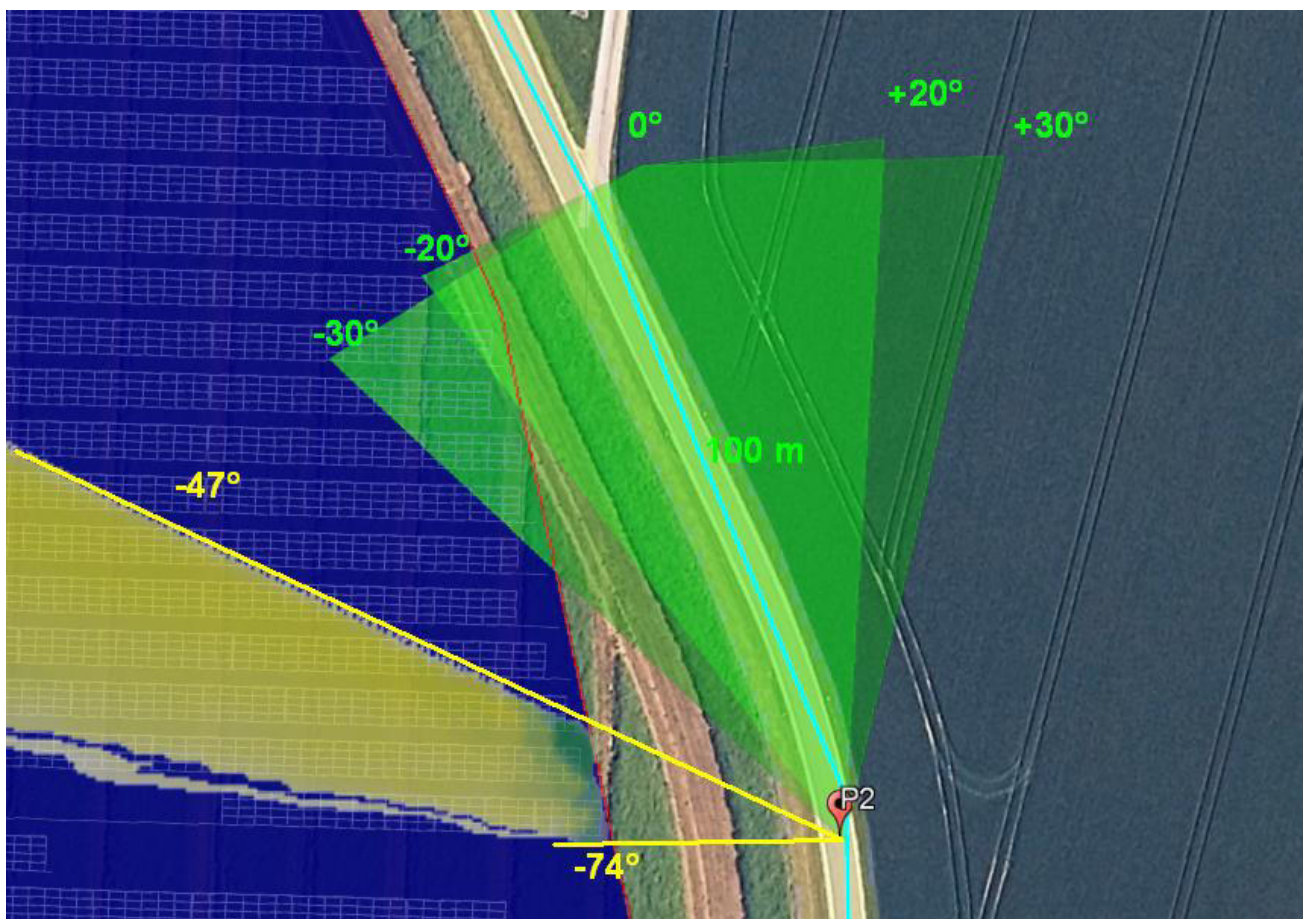


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, ca. 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich westlich der Straße können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Im relevanten Umfeld der PV-Anlage sind keine weiteren Durchgangsstraßen vorhanden. Privat-, Forst- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert, da keine relevante Verkehrsdichte vorhanden ist.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche zwar links im Bild teilweise sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt die Situation auf der DEG29 im Bereich von Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südosten. Bei der Fahrt Richtung Südosten sind nur die Rückseiten der PV-Module sichtbar, Reflexionen sind nicht wahrnehmbar.



Bild 4.2.3: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

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 „Buchhofen Nord“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 2 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der Straße DEG29 können rein rechnerisch Reflexionen auftreten aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der DEG29 ist gewährleistet.

Das gilt gleichermaßen für beide Fahrtrichtungen.

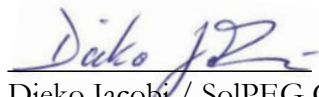
Im näheren und weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden oder diese sind nicht von Reflexionen betroffen.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 01.06.2026


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR:	TRANSFORMATOR:
Modul Typ: CESTh-7078-A0 Canadian Solar	Anzahl: 1
Modul Abmessungen (mm): 2384L x 1308B x 33D	Transformator Leistung: 8.000 kVA
Modul Leistung: 700 Wp	
Modul Anzahl: 7.864	BATTERIESPEICHER:
	Anzahl: 2x50kWh
DC Leistung: 5.504,80 kWp	
Anzahl der Strings mit 26 Module: 272	GELÄNDE DATEN:
Anzahl der Strings mit 24 Module: 23	Geländebereich: 50.855 m²
Anzahl der Strings mit 16 Module: 15	Zaunfläche: 42.871 m²
Gesamtanzahl der Strings: 310	Koordinaten: 48.7037N, 12.9181O
	Höhe: 335 - 336 m über Meer
WECHSELRICHTER	Gemarkung: Buchhofen
WR- Typ: Huawei SL-P2000-330KTL-M1	Fläche: 190
Wechselrichter Maximalleistung: 330 kW	Koordinatensystem: UTM33
Wechselrichter Anzahl: 17	(EPSG: 25833)
Strings per inverter: 18 x 16	GRZ: 0,46 (bez. auf Geländebereich)
AC Leistung: 5.510 kW	

LEGENDE	
	Grundstücksgrenze
	Geländebereich
	Zaun L= 1.004m
	Baugrenze
	Mast

PV Tisch Design:

4x13 landscape
Anzahl: 136
Module pro Tisch: 52
2 Strings à 26 Module

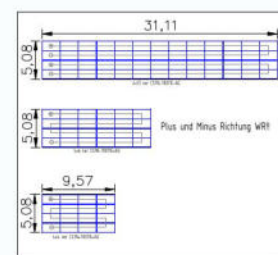
4x6 landscape
Anzahl: 23
Module pro Tisch: 24
1 String à 24 Module

4x4 landscape
Anzahl: 15
Module pro Tisch: 16
1 String à 16 Module

Tischneigung: 20°
Tisch Azimut: -1°
Sonnenwinkel: 17,88°

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

Verschattung in Tischebene: bis zu 1,81m

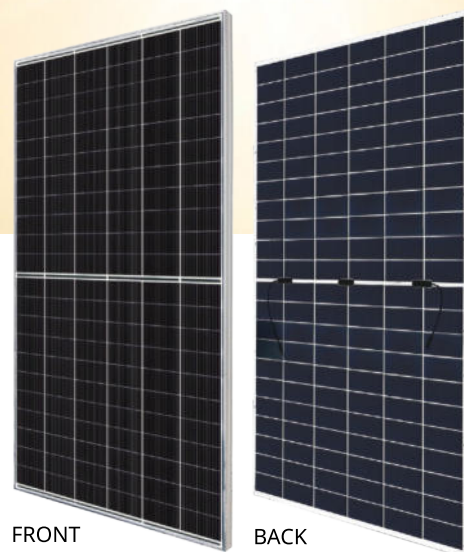


Geistiges Eigentum der Solea GmbH - streng vertraulich.
Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet.

Index	Changings	from	Date
05	Anpassung BBPlan + Stationen	UE/VN	09.01.26
04	Anpassung BBPlan	JE/BB	24.07.25
03	Neue Konfig.	JE/AS	12.12.23

Anschrift:	Entwurfplanung - Übersicht	
Contributor:	Buchhofen 199	
Address:	1.500	20.06.2023
Address:	MT	JE

solea	
Solea GmbH Gottlieb-Daimler-Str. 10 94447 Plattling Tel.: 09931 / 8969935 Fax: 09931 / 8969975 info@solea-ag.com	



FRONT

BACK

TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

685 W ~ 715 W

CS7N-685 | 690 | 695 | 700 | 705 | 710 | 715TB-AG

MORE POWER



Module power up to 715 W
Module efficiency up to 23.0 %



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): $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$,
increases energy yield in hot climate



Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*

TRACEABLE SUPPLY CHAIN



Independently audited by STS



Enhanced Product Warranty on Materials
and Workmanship*



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 / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
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 22 years, it has successfully delivered over 110 GW of premium-quality solar modules across the world.

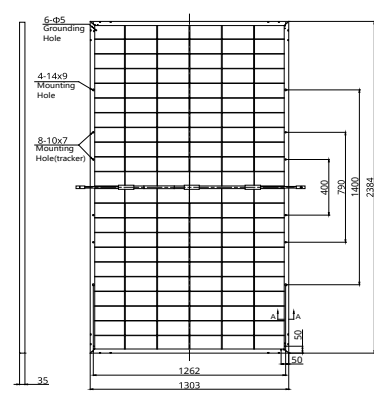
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

Canadian Solar (USA) Inc.

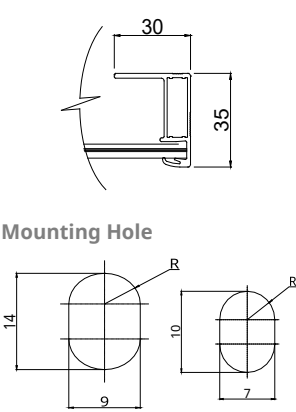
1350 Treat Blvd. Suite 500, Walnut Creek, CA 94597 | www.csisolar.com/na | support.ca@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

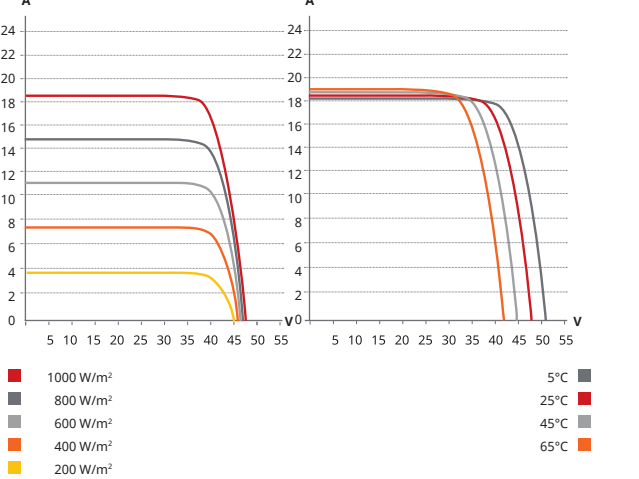
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS7N-695TB-AG / 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
CS7N-685TB-AG		685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
	Bifacial Gain**	5% 719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	19.26 A	23.1%
	10% 754 W	39.4 V	19.13 A	47.3 V	20.17 A	24.3%	
	20% 822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	22.01 A	26.5%	
CS7N-690TB-AG		690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
	Bifacial Gain**	5% 725 W	39.6 V	18.30 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10% 759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%	
	20% 828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%	
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
	Bifacial Gain**	5% 730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10% 765 W	39.8 V	19.22 A	47.7 V	20.28 A	24.6%	
	20% 834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%	
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
	Bifacial Gain**	5% 735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10% 770 W	40.0 V	19.26 A	47.9 V	20.34 A	24.8%	
	20% 840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%	
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
	Bifacial Gain**	5% 740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10% 776 W	40.2 V	19.31 A	48.1 V	20.39 A	25.0%	
	20% 846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%	
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
	Bifacial Gain**	5% 746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10% 781 W	40.4 V	19.35 A	48.3 V	20.45 A	25.1%	
	20% 852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%	
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
	Bifacial Gain**	5% 751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10% 787 W	40.6 V	19.39 A	48.5 V	20.55 A	25.3%	
	20% 858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%	

* 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

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max, rear} / P_{max, front}$, both $P_{max, rear}$ and $P_{max, front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5 \%$

* 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.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	537 W	38.2 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	541 W	38.4 V	14.09 A	45.9 V	15.03 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	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 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	6.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length	360 mm (14.2 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or
(Including Connector)	2000 mm (78.7 in) (+) / 1400 mm (55.1 in) (-)
Connector	T6 or MC4 series
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	558 pieces or 496 pieces (only for US & Canada)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 $\pm$ 3°C

PARTNER SECTION



Aholming

Buchhofen

Created Nov 25, 2024
Updated Jun 01, 2026
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 135160.22654

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted
ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.1.3

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV array 2	20.0	180.0	10,674	15,123	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 43,240 m^2

Name: PV array 2
Footprint area: 43,240 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
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	48.703526	12.920618	334.43	2.00	336.43
2	48.705176	12.920672	334.15	2.00	336.15
3	48.703044	12.922528	334.60	2.00	336.60
4	48.702336	12.922732	335.11	2.00	337.11
5	48.701508	12.922978	335.11	2.00	337.11
6	48.701557	12.920522	335.18	2.00	337.18

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.705717	12.920251	334.58	2.70	337.28
2	48.705568	12.920436	334.86	2.70	337.56
3	48.704460	12.921472	334.25	2.70	336.95
4	48.703464	12.922378	334.50	2.70	337.20
5	48.702455	12.923065	335.49	2.70	338.19
6	48.701871	12.923215	335.07	2.70	337.77
7	48.701372	12.923199	334.92	2.70	337.62
8	48.701011	12.923092	333.65	2.70	336.35

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.704263	12.921678	333.70	2.70	336.40
OP 2	48.702270	12.923121	335.35	2.70	338.05

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 array 2	20.0	180.0	10,674	15,123	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-array-2 (green)	0	20	624	823	986	988	1008	926	688	211	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	375	1363	1426	1325	1395	1489	781	8	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

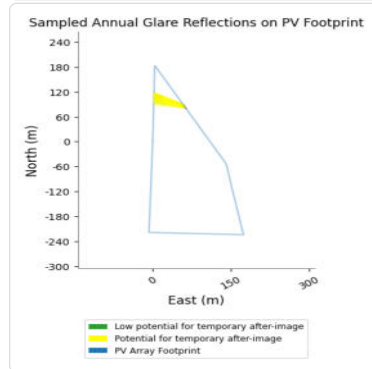
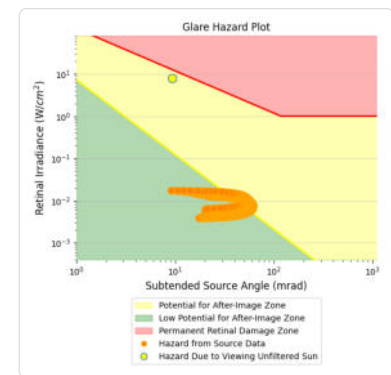
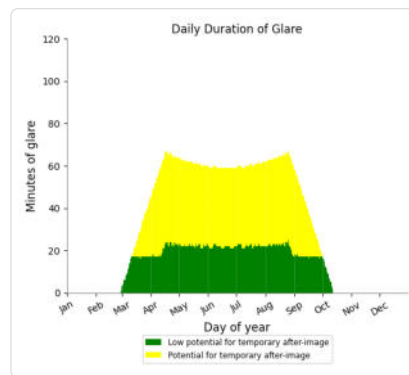
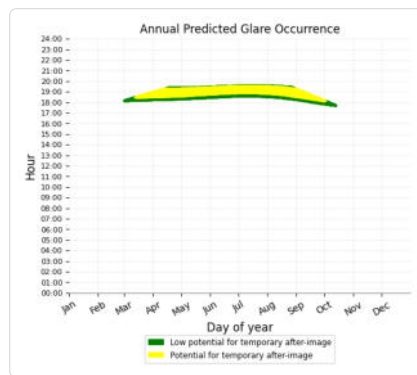
PV array 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	4400	6961
OP: OP 2	6274	8162
Route: Route 1	0	0

PV array 2: OP 1

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

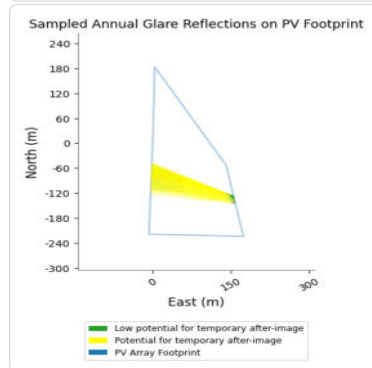
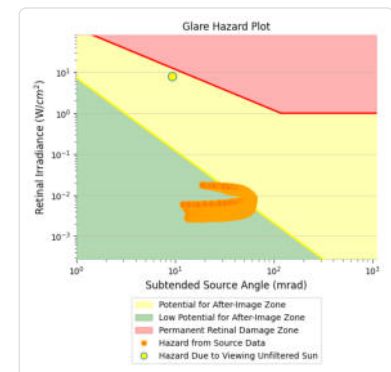
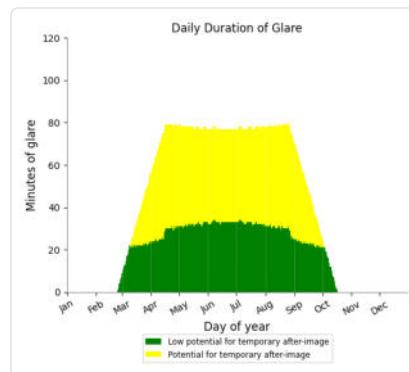
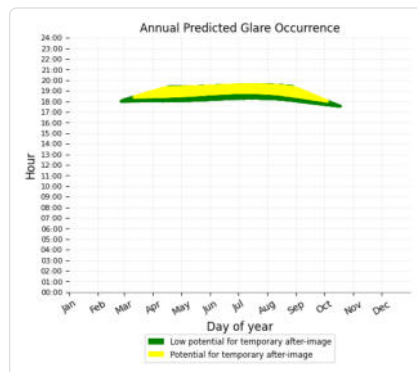
- 4,400 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,961 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 2: OP 2

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

- 6,274 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 8,162 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 2: Route 1

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 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, no 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.