

SolPEG Blendgutachten Solarpark Eiderstede

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Eiderstede in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	8
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	9
3.1	Rechtliche Hinweise	9
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	9
3.3	Berechnung der Blendwirkung	11
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	12
3.5	Standorte für die Analyse	13
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	14
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnis am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südwest	18
4.2	Ergebnis am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte	19
4.3	Ergebnis am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nordwest	21
4.4	Ergebnis am Messpunkt P4, Gebäude südlich	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang	25 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Eiderstede

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Eiderstede“ für die Bahnstrecke Neumünster-Kiel sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Eiderstede“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke Neumünster-Kiel 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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km südlich von Eiderstede, ca. 2 km östlich von Bordesholm in Schleswig-Holstein. Westlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 1 km die zweispurige Bahnstrecke Neumünster-Kiel. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1 km südlich der Ortschaft Eiderstede in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	54.160°N, 10.028°O, 30 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 1 km
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 25 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	nicht relevant
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

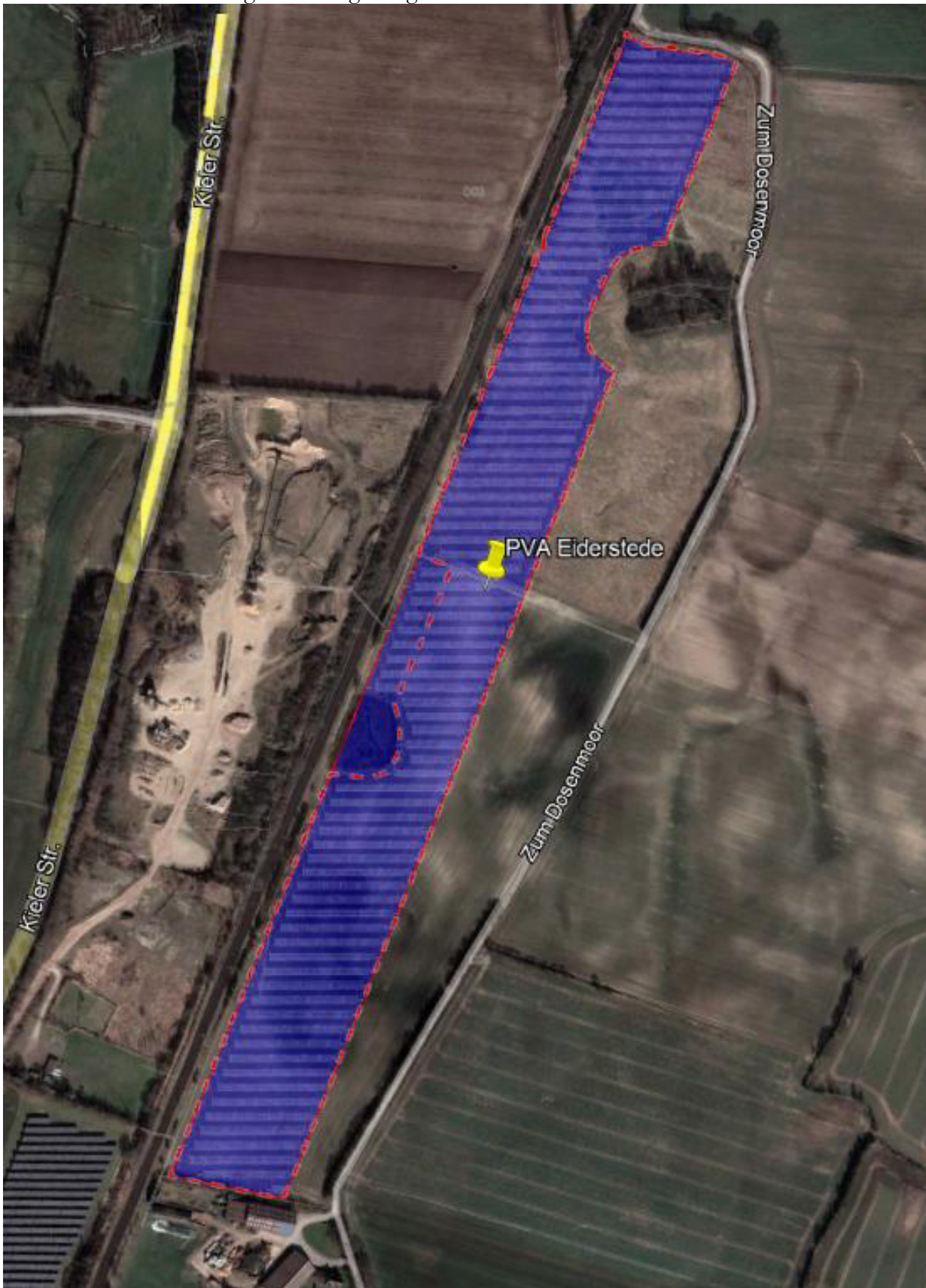


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Aktuelle Fotos der PV Fläche. Blick von der Mitte Richtung Norden.



Bild 2.1.3: Blick von der Mitte Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

Blick von der Mitte Richtung Süden.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Süden (Quelle: SolPEG)

Blick von Süden Richtung Norden



Bild 2.1.5: Blick von Süden über die PV Fläche nach Norden (Quelle: SolPEG)

Blick von Westen Richtung Südosten



Bild 2.1.6: Blick von Westen Richtung Südosten (Quelle: SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Die folgende Skizze zeigt den südlichen Teil der PV Fläche. Der südlich der PV Anlage gelegene landwirtschaftliche Betrieb (siehe auch Bild 2.1.6) kann nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Die Gebäude westlich der PV Anlage haben aufgrund des Bahndammes keinen Sichtkontakt zur PV Fläche. Eine Analyse von Immissionsorten an Gebäuden ist demnach nicht erforderlich.



Bild 2.2.1: Gebäude südlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

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:

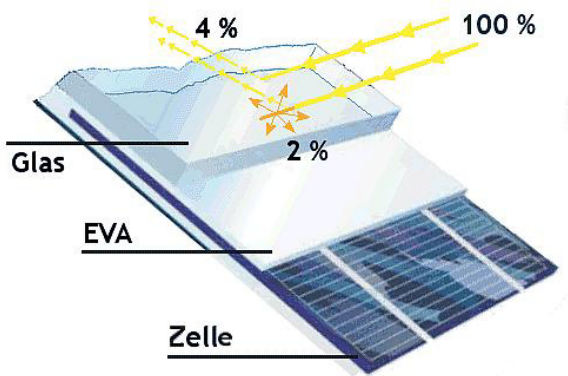


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

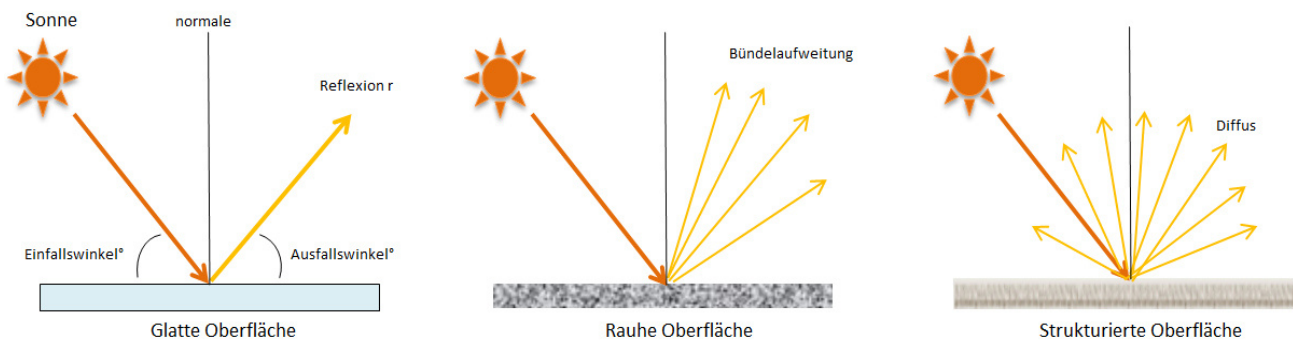


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High transmission, Low Iron, Tempered 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 FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

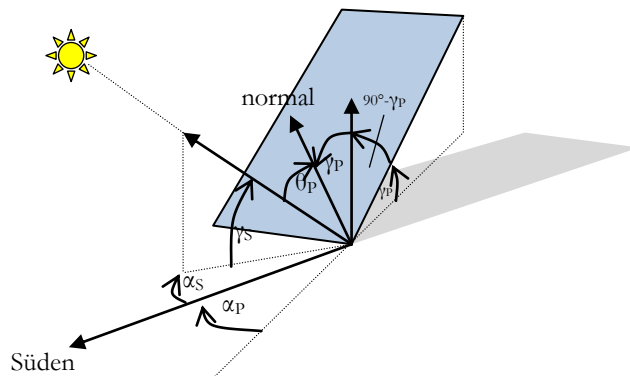


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

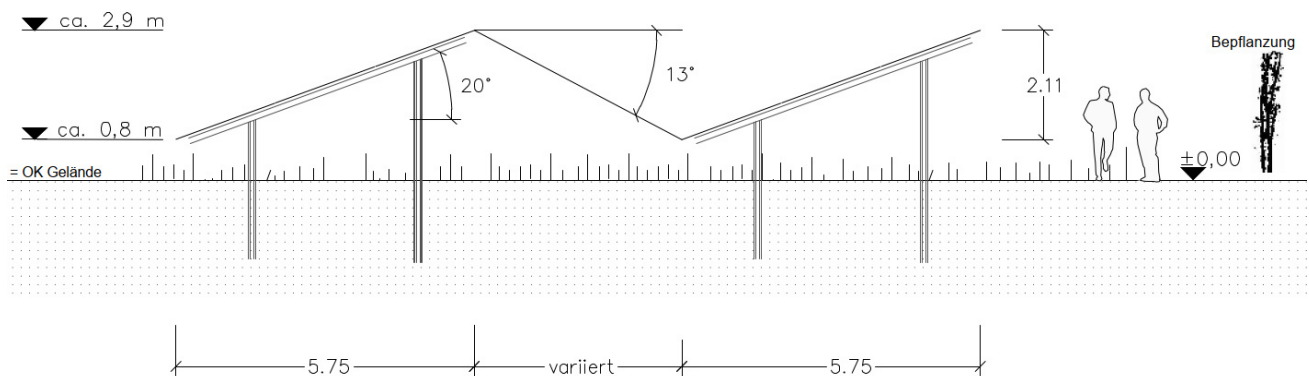


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,90 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Zugführer	2,5 m über Boden inkl. Bahndamm
Azimut Blickrichtung Zugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung 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 gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Eiderstede wurden insgesamt 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke festgelegt sowie zu Kontrollzwecken 1 Messpunkt im Bereich der südlich gelegenen Gebäude. Andere Standorte und Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ 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."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware 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.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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

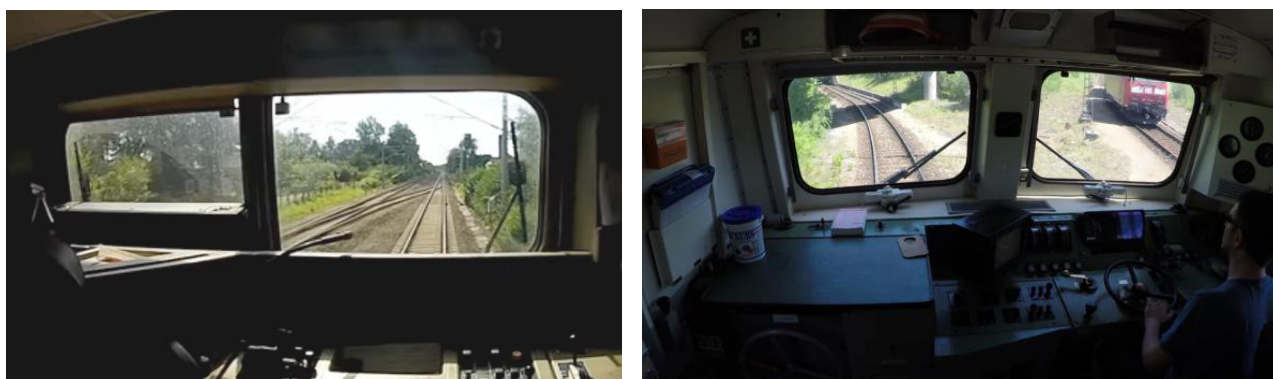


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

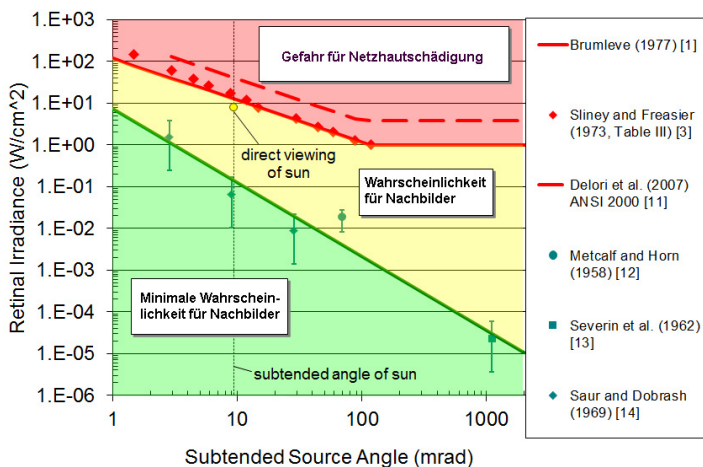


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Eiderstede wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 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.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke Südwest	-
P2 Bahnstrecke Mitte	3514 ^W
P3 Bahnstrecke Nordwest	3595 ^W
P4 Gebäude südlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

4.1 Ergebnis am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südwest

Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke südwestlich der geplanten PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt das Ergebnis keine Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen wäre nicht beeinträchtigt.

4.2 Ergebnis am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke westlich der geplanten PV Anlage können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Norden (Bordesholm) Reflexionen auftreten. Diese können zwischen dem 15. April und dem 27. August morgens zwischen 06:00 – 06:42 Uhr für 5 bis max. 35 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit $+35^\circ$ bis $+63^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

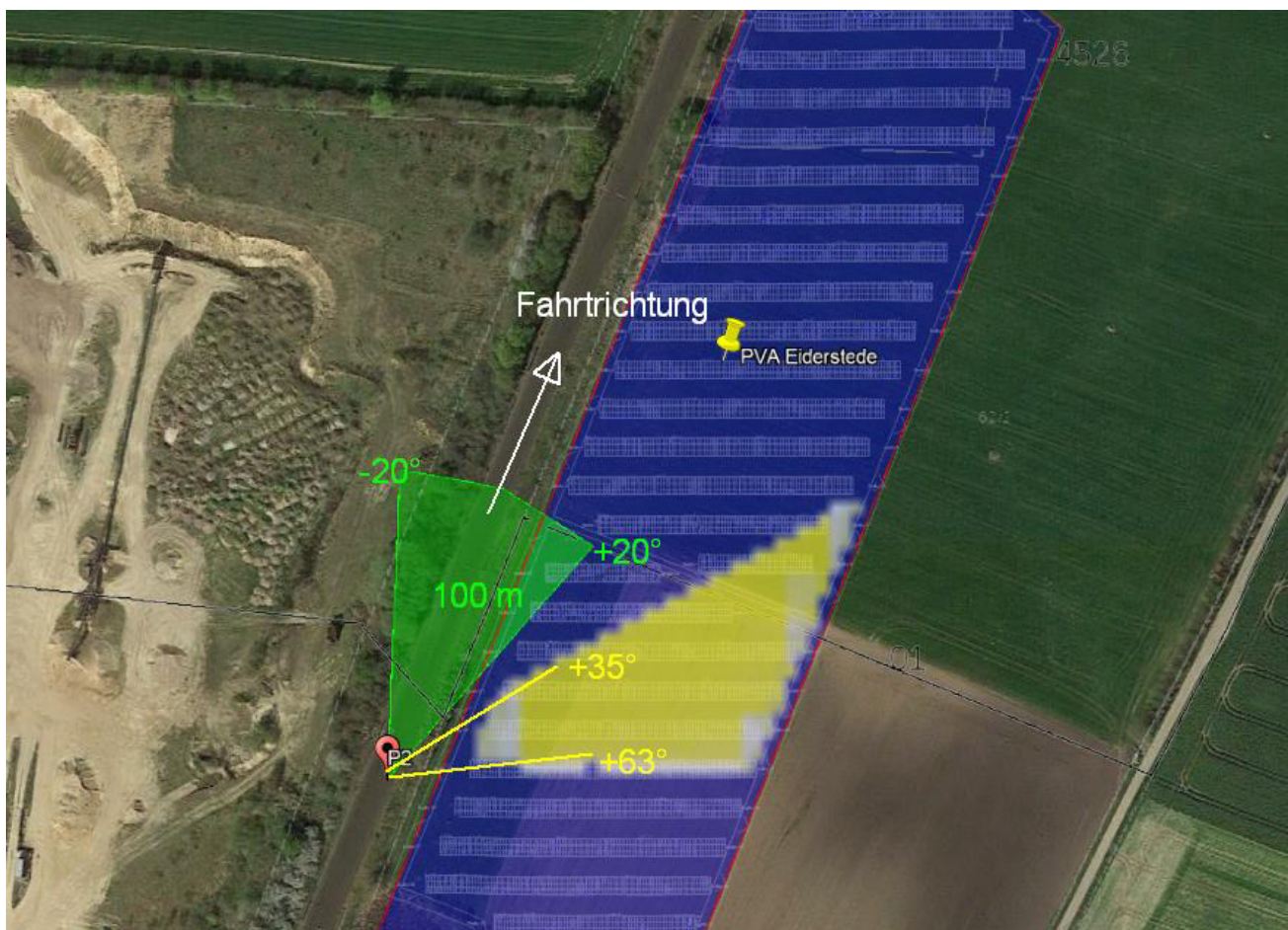


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto (07.07.2022) zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar im Randbereich evt. sichtbar ist aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese nur außerhalb des relevante Sichtwinkels, außerhalb des Bildes auftreten würden.

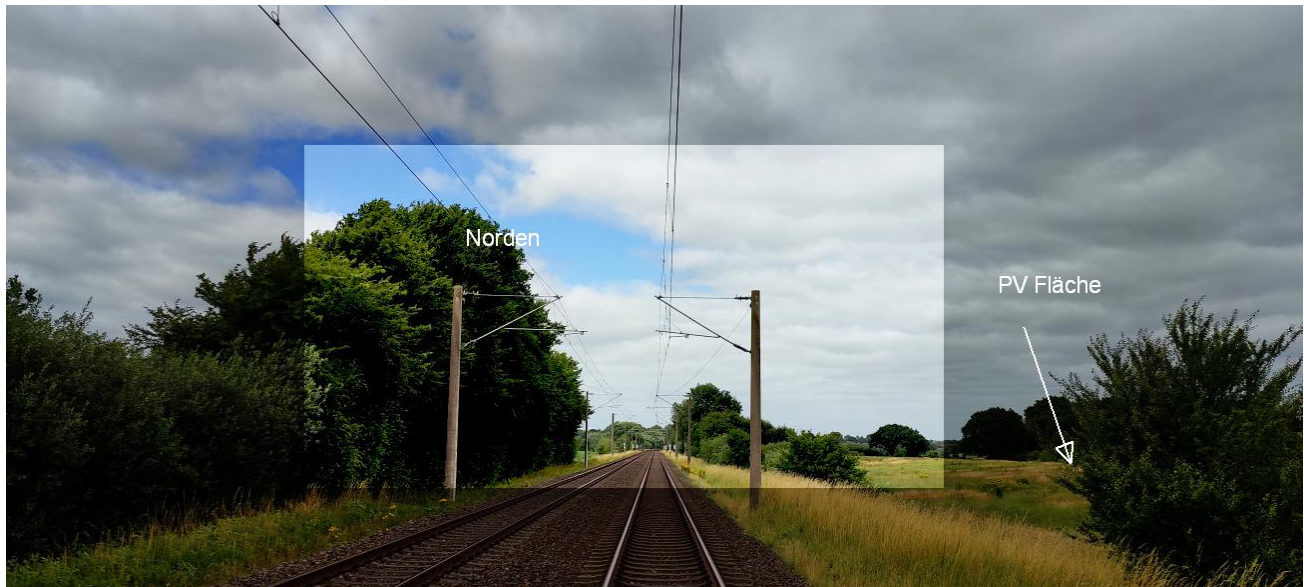


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG, 07.07.2022)

Zum Vergleich ein Foto an der gleichen Position (Führerstandsmittfahrt).



Bild 4.2.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube [Video IEuSffheMe](#), Minute 1:29:11, Ausschnitt)

4.3 Ergebnis am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nordwest

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke westlich der geplanten PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Norden (Bordesholm) rein rechnerisch an insgesamt 3595 Minuten pro Jahr Reflexionen auftreten. Diese können zwischen dem 15. April und dem 28. August morgens zwischen 06:00 – 06:43 Uhr für 5 bis max. 35 Minuten pro Tag⁹ aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

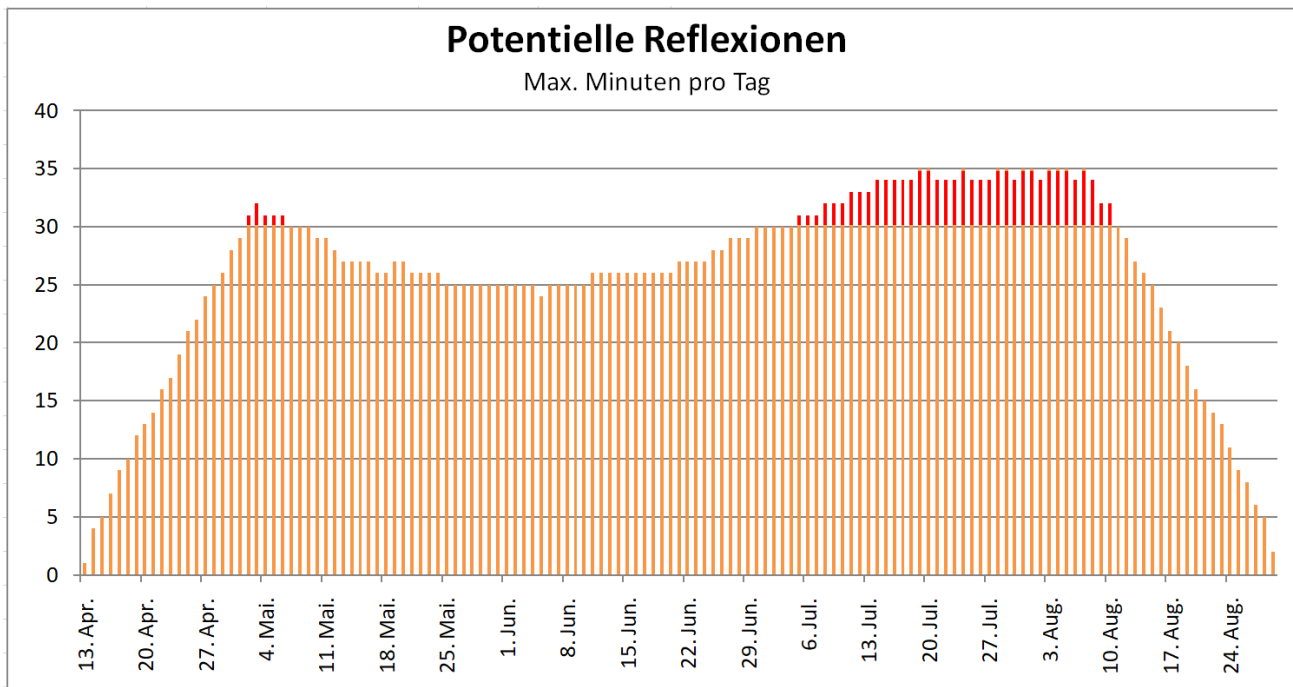


Bild 4.3.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Die zeitlichen Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie sind auf den Straßen- und Schienenverkehr ohnehin nicht anwendbar aber entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist auch hier der Umstand, dass auch in diesem Abschnitt die Einfallswinkel von Reflexionen mit ca. +35° bis 62° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch die PV Anlage kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

⁹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

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

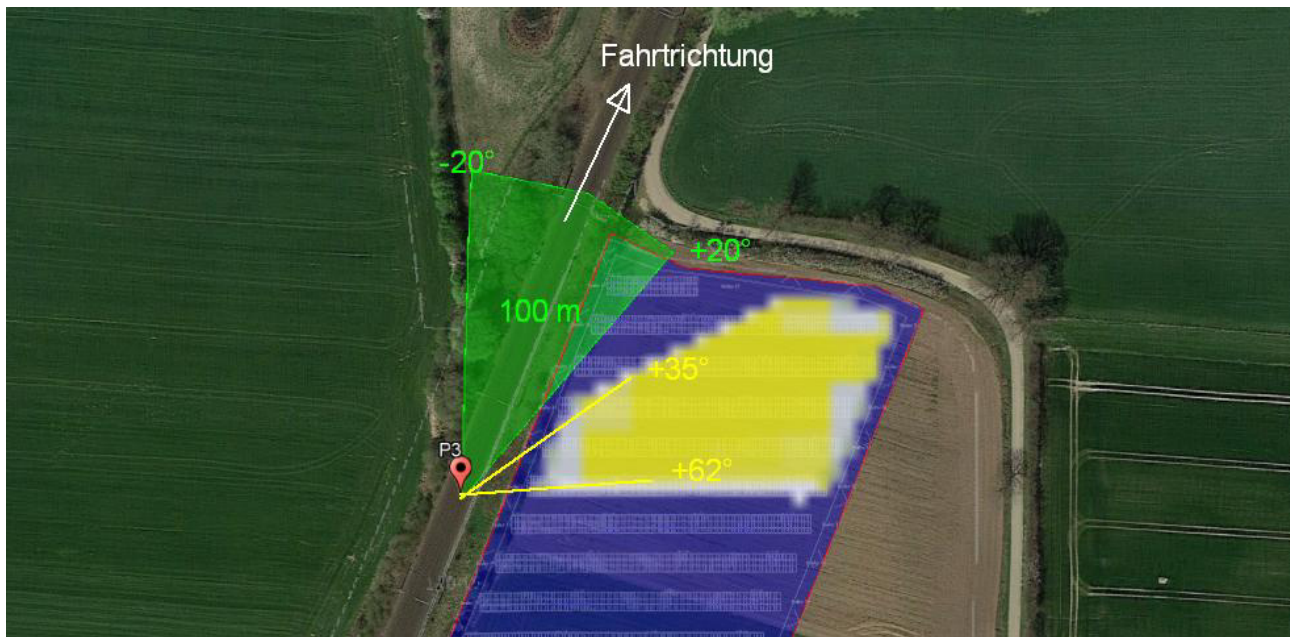


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze (Pseudo 3D) beispielhaft die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Norden am 24. Juni um 05:30 Uhr. Der Verlauf der Lichtstrahlen ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen nur rechts zur Fahrtrichtung, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, auftreten können.

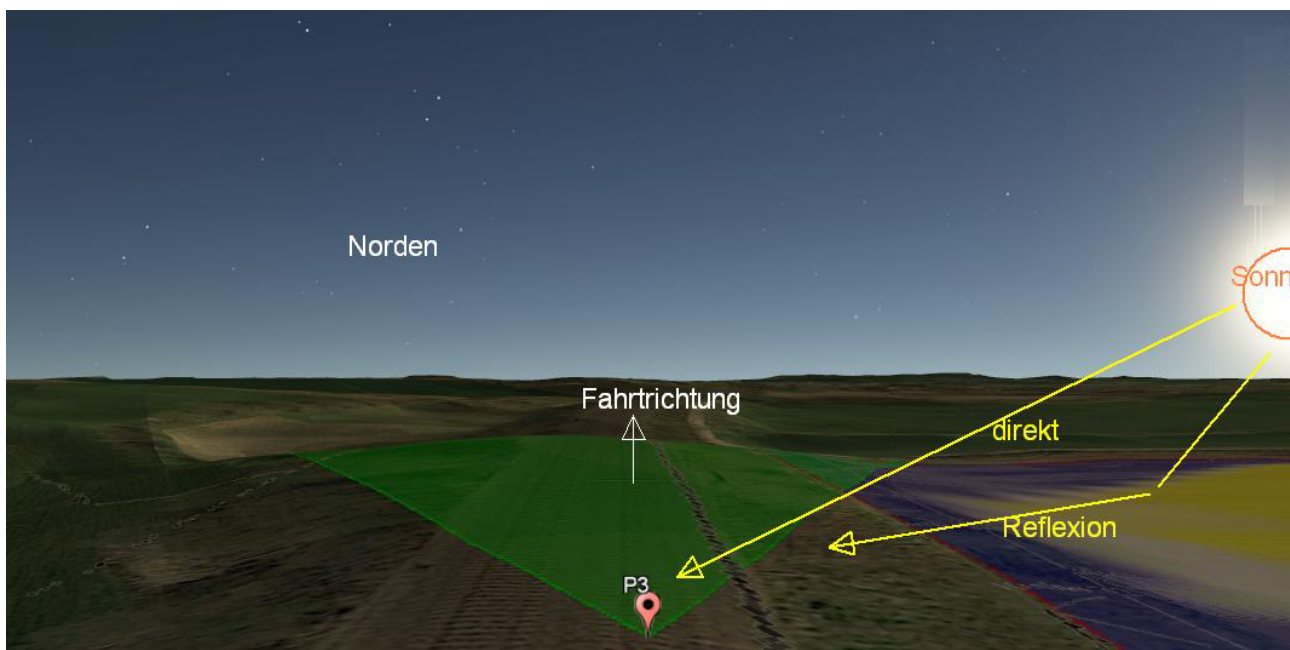


Bild 4.3.3: Situation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht darüber hinaus, dass in der betreffenden Zeit die Sonne dicht über dem Horizont steht und überwiegend selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

Zum Vergleich ein Foto an der Position von Messpunkt P3 (Führerstandsmitfahrt). Das Foto zeigt auch, dass im Randbereich der Bahnstrecke ein Bewuchs von Büschen und Bäumen vorhanden ist, so dass selbst ohne Blattwerk überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht.



Bild 4.3.4: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: Youtube [Video IEuSffhcMe](#), Minute 1:29:18, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt eine Visualisierung der PV Anlage östlich der Bahnstrecke. Da die Fläche der PV Anlage ca. 2-4 m unterhalb der Bahnstrecke liegt, sind Teile der PV Anlage nicht einsehbar. Daher müssen die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität reduziert werden.



Bild 4.3.5: Visualisierung der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnis am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 im Bereich der südlich gelegenen Wirtschaftsgebäude wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der Lage in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Das Ergebnis zeigt erwartungsgemäß keine Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung für Anwohner bzw. Mitarbeiter durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Eiderstede“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Eiderstede mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Neumünster-Kiel werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

In der relevanten Umgebung befinden keine Gebäude oder schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

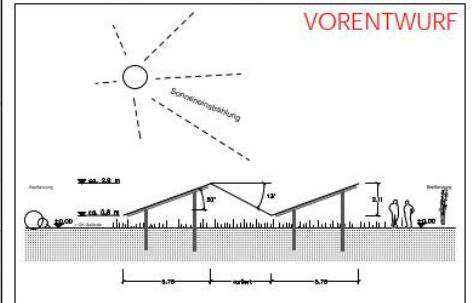
6 Schlussbemerkung

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 13.07.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Alle Maße sind eigenverantwortlich vor Ort zu prüfen

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

GP JOULE EPC GmbH & Co. KG
Adlerstraße 2
73312 Geislingen/Steige
Telefon: +49 7331 3035-0 Telefax: +49 7331 3035-399
email: anlagenbau@gp-joule.de web:www.gp-joule.de

Anlagenübersicht:		Unterkonstruktion:	
Gesamtleistung:	7,995 MWp	Hersteller:	---
Triftnennleistung AC:	7 MVA	Modulneigung:	20° vs 1°
Modulverschattung:	2%	Schattenwinkel:	---
Modulneigung:	---	Modulneigung:	3-seitig hochkant
Module:		Wechselrichter:	
Hersteller:	---	Hersteller:	---
Typ 1:	---	Typ 1:	---
Anzahl 1:	---	Anzahl 1:	---
Typ 2:	---	Typ 2:	---
Anzahl 2:	---	Anzahl 2:	---

LEGENDE

Projekt	Eiderstede	Projekt Nr.	DEPV_000x
Adresse	---	Umfang	2.455 m
Koordinaten	---	Fläche	8,69 ha
Bauherr	---	Telefon:	---
---	---	E-Mail:	---
Bauleitung	---	Telefon:	---
---	---	E-Mail:	---

7	---	---	---
6	---	---	---
5	---	---	---
4	---	---	---
3	---	---	---
2	---	---	---
1	---	---	---

Index:	Änderung			Datum	Name
Planinhalt	MLP Eiderstede Vorentwurf				
Datum	12/08	erstellt/geändert	Revision	Datum erstellt/geändert	
Unterzeichner:					

Diese Zeichnung ist urheberrechtlich geschützt und darf ohne unsere schriftliche Zustimmung keine Dritten vollständig oder auszugsweise wiedergegeben werden.

60M HC 430-450 Watt

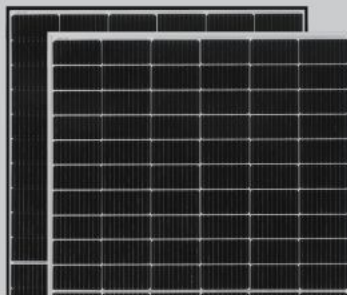
MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.

IEC61215(2016), IEC61730(2016), certified products.

TIGER Pro



KEY FEATURES



Multi Busbar Solar Cell

MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation
25 year linear power warranty



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



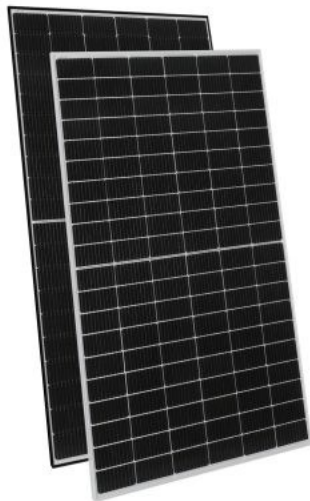
Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



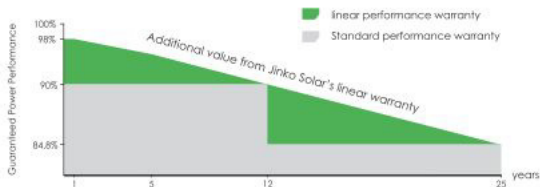
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance

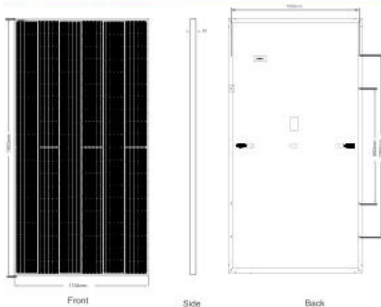


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



Unit: mm



Length: ±2mm
Width: ±2mm
Height: ±1mm
Row Pitch: ±2mm

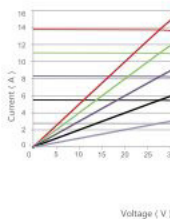
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

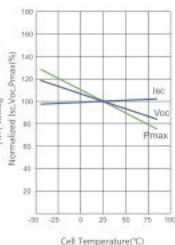
35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.86V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 3%

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Eiderstede**

Site configuration: **Eiderstede**

Created 13 Jul, 2022

Updated 13 Jul, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Site ID 72257.12729

Category 5 MW to 10 MW

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV Feld	20.0	180.0	0	0.0	15,807	263.4	-

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	2,210	36.8
OP 2	0	0.0	6,739	112.3
OP 3	0	0.0	6,858	114.3
OP 4	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.163623	10.029519	28.18	1.90	30.08
2	54.163447	10.030700	27.21	1.90	29.11
3	54.161977	10.029798	27.94	1.90	29.84
4	54.161952	10.029262	27.16	1.90	29.06
5	54.161411	10.028919	29.48	1.90	31.38
6	54.161072	10.029155	29.41	1.90	31.31
7	54.154639	10.024563	33.63	1.90	35.53
8	54.154840	10.023297	33.44	1.90	35.34
9	54.157831	10.025357	30.92	1.90	32.82
10	54.157743	10.025957	31.57	1.90	33.47
11	54.158157	10.026344	31.63	1.90	33.53
12	54.158522	10.026215	31.11	1.90	33.01
13	54.158635	10.025914	30.16	1.90	32.06

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.154991	10.022910	33.41	2.50
OP 2	2	54.159074	10.025786	33.48	2.50
OP 3	3	54.163007	10.028532	30.81	2.50
OP 4	4	54.154004	10.025051	33.07	2.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	0.0	15,807	263.4	-

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	2,210	36.8
OP 2	0	0.0	6,739	112.3
OP 3	0	0.0	6,858	114.3
OP 4	0	0.0	0	0.0

PV: PV Feld potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

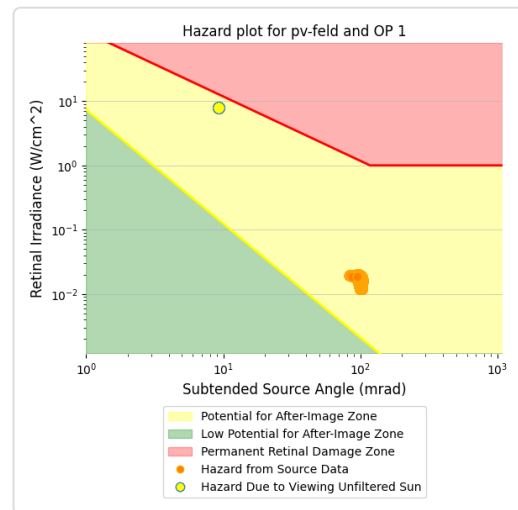
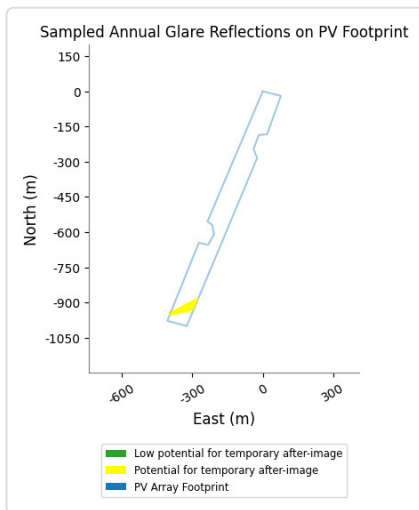
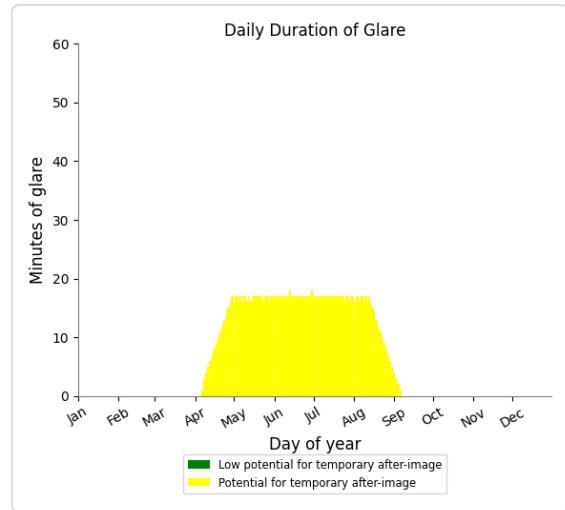
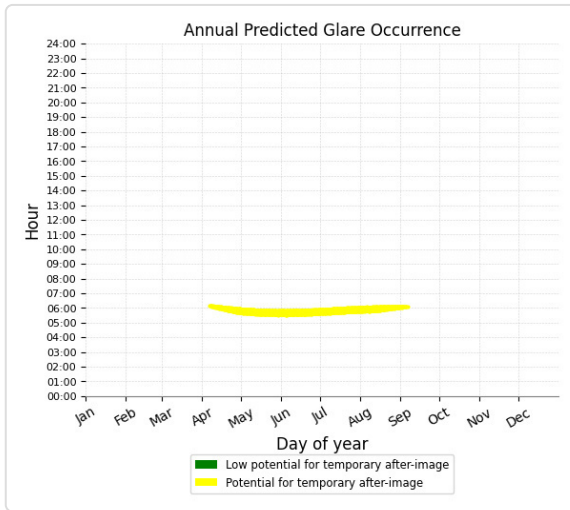
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	2,210	36.8
OP 2	0	0.0	6,739	112.3
OP 3	0	0.0	6,858	114.3
OP 4	0	0.0	0	0.0

PV Feld and OP 1

Receptor type: Observation Point

2,210 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

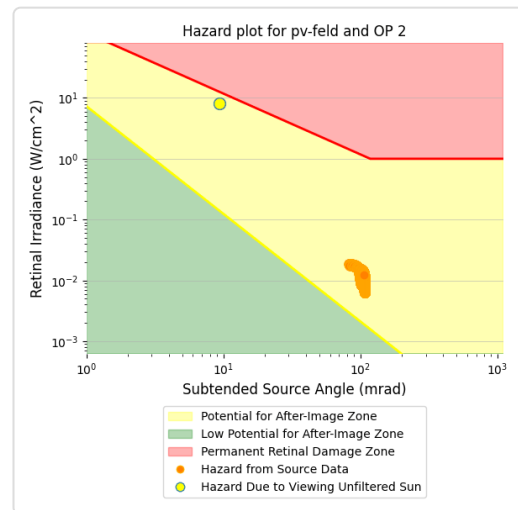
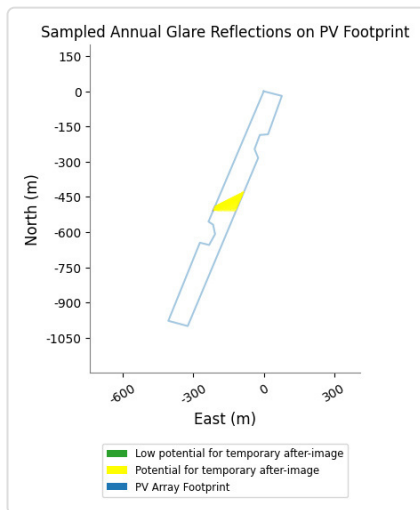
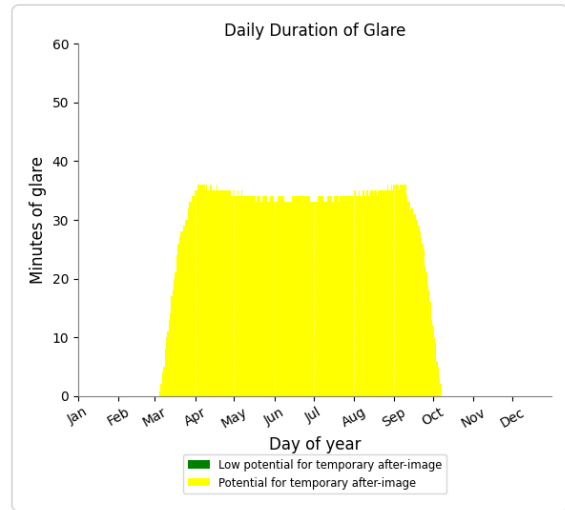
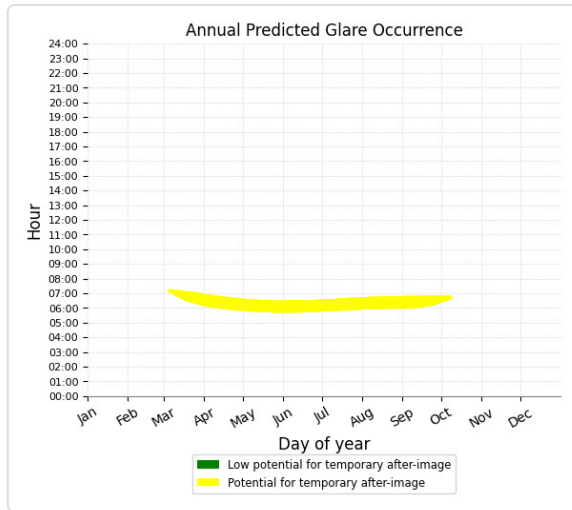


PV Feld and OP 2

Receptor type: Observation Point

6,739 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

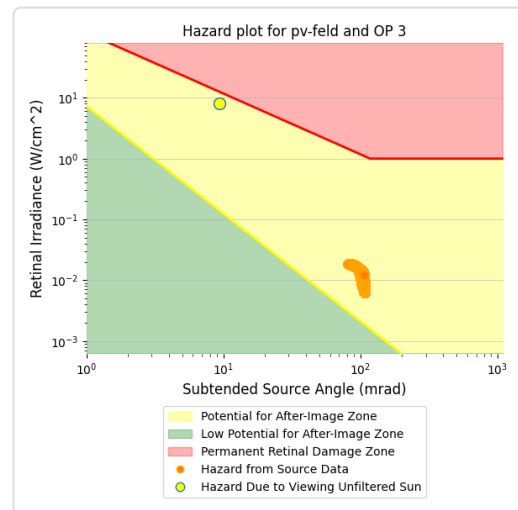
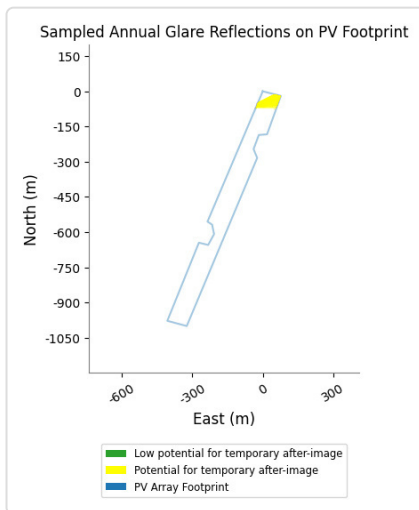
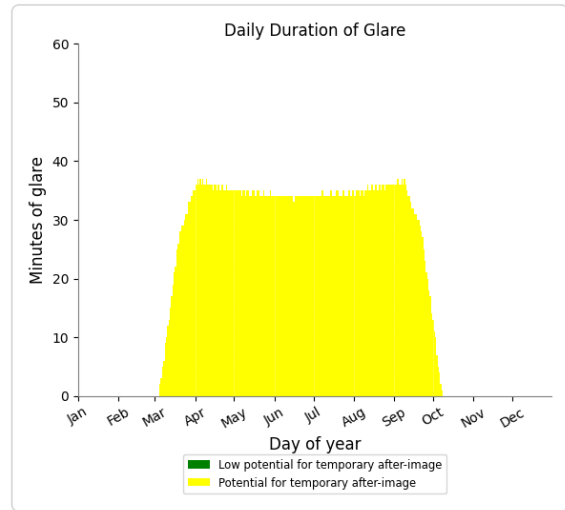
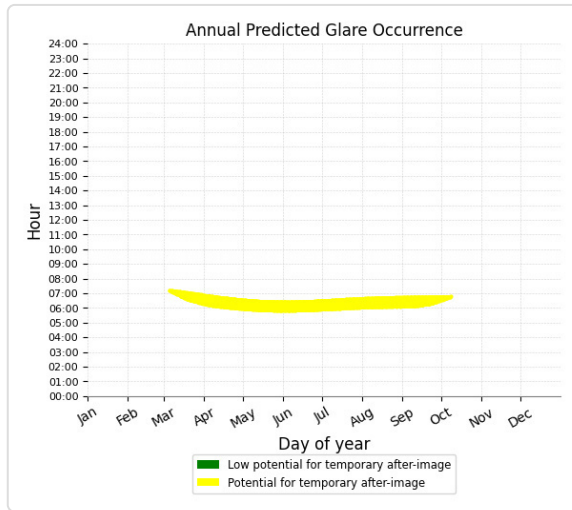


PV Feld and OP 3

Receptor type: Observation Point

6,858 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



PV Feld and OP 4

Receptor type: Observation Point

No glare found

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

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.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

	Corneal Irradiance		Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
	[W/m²]	[m²]																										
2022-03-05 07:11:00	0,020308	542,8543	2	0,400441	0,012329	0,106637	0	101,6	0,979	-0,202	0	-0,979	0,154	0,13			13. Apr.	1	06:42	06:42	15.04.2022	27.08.2022	35	3514	06:00	06:42		
2022-03-06 07:08:00	0,020557	540,804	2	0,408261	0,012523	0,106445	0,1	101	0,982	-0,191	0,001	-0,982	0,146	0,124			14. Apr.	3	06:39	06:41								
2022-03-06 07:09:00	0,020277	543,3975	2	0,399624	0,012317	0,106608	0,2	101,2	0,981	-0,195	0,003	-0,981	0,147	0,128			15. Apr.	5	06:37	06:41								
2022-03-07 07:06:00	0,020901	541,3792	2	0,416243	0,012781	0,106225	0,1	100,4	0,984	-0,18	0,001	-0,984	0,137	0,117			16. Apr.	6	06:34	06:39								
2022-03-07 07:07:00	0,020622	543,9557	2	0,407421	0,01257	0,10641	0,2	100,6	0,983	-0,184	0,004	-0,983	0,138	0,121			17. Apr.	8	06:32	06:39								
2022-03-07 07:08:00	0,020339	546,5272	2	0,398789	0,012362	0,106576	0,4	100,8	0,982	-0,187	0,007	-0,982	0,139	0,125			18. Apr.	10	06:30	06:39								
2022-03-07 07:09:00	0,020055	549,0934	2	0,390344	0,012157	0,106726	0,5	101	0,982	-0,191	0,009	-0,982	0,14	0,129			19. Apr.	11	06:28	06:38								
2022-03-08 07:04:00	0,021239	541,9682	2	0,424392	0,013046	0,105969	0,1	99,8	0,986	-0,169	0,002	-0,986	0,128	0,11			20. Apr.	13	06:25	06:37								
2022-03-08 07:05:00	0,020964	544,5278	2	0,415381	0,012829	0,106182	0,3	100	0,985	-0,173	0,005	-0,985	0,13	0,115			21. Apr.	13	06:24	06:36								
2022-03-08 07:06:00	0,020683	547,0824	2	0,406565	0,012616	0,106372	0,4	100,2	0,984	-0,176	0,007	-0,984	0,131	0,119			22. Apr.	15	06:22	06:36								
2022-03-08 07:07:00	0,020399	549,632	2	0,397994	0,012405	0,106542	0,5	100,4	0,984	-0,18	0,01	-0,984	0,132	0,123			23. Apr.	17	06:20	06:36								
2022-03-08 07:08:00	0,020113	552,1764	2	0,389501	0,012199	0,106697	0,7	100,6	0,983	-0,183	0,012	-0,983	0,133	0,127			24. Apr.	18	06:18	06:35								
2022-03-09 07:01:00	0,021926	542,5628	2	0,442116	0,013605	0,105384	0	98,9	0,988	-0,155	0	-0,988	0,119	0,1			25. Apr.	20	06:15	06:34								
2022-03-09 07:02:00	0,021666	545,0982	2	0,43271	0,013378	0,105667	0,1	99,1	0,987	-0,158	0,003	-0,987	0,12	0,104			26. Apr.	22	06:13	06:34								
2022-03-09 07:03:00	0,021396	547,6285	2	0,423508	0,013154	0,105916	0,3	99,3	0,987	-0,162	0,005	-0,987	0,121	0,108			27. Apr.	23	06:11	06:33								
2022-03-09 07:04:00	0,021118	550,1539	2	0,414504	0,012934	0,106136	0,4	99,5	0,986	-0,165	0,008	-0,986	0,122	0,112			28. Apr.	25	06:09	06:33								
2022-03-09 07:05:00	0,020835	552,6742	2	0,405696	0,012717	0,106332	0,6	99,7	0,986	-0,169	0,01	-0,986	0,123	0,116			29. Apr.	25	06:08	06:32								
2022-03-09 07:06:00	0,020548	555,1895	2	0,397078	0,012504	0,106507	0,7	99,9	0,985	-0,172	0,013	-0,985	0,124	0,121			30. Apr.	27	06:06	06:32								
2022-03-09 07:07:00	0,020259	557,6997	2	0,388646	0,012294	0,106665	0,9	100,1	0,984	-0,176	0,015	-0,984	0,125	0,125			1. Mai.	29	06:03	06:31								
2022-03-09 07:08:00	0,019968	560,2049	2	0,380396	0,012087	0,106808	1	100,3	0,984	-0,179	0,018	-0,984	0,126	0,129			2. Mai.	30	06:01	06:30								
2022-03-10 06:58:00	0,022119	540,6502	2	0,450808	0,013824	0,104969	0	98,3	0,99	-0,144	0,001	-0,99	0,11	0,093			3. Mai.	31	06:00	06:30								
2022-03-10 06:59:00	0,021876	543,174	2	0,441202	0,013592	0,105307	0,2	98,5	0,989	-0,148	0,003	-0,989	0,111	0,097			4. Mai.	31	06:00	06:30								
2022-03-10 07:00:00	0,021619	545,693	2	0,431805	0,013365	0,105601	0,3	98,7	0,989	-0,151	0,006	-0,989	0,112	0,101			5. Mai.	30	06:00	06:29								
2022-03-10 07:01:00	0,021352	548,207	2	0,422611	0,01314	0,105859	0,5	98,9	0,988	-0,155	0,008	-0,988	0,113	0,106			6. Mai.	30	06:00	06:29								
2022-03-10 07:02:00	0,021076	550,716	2	0,413615	0,01292	0,106086	0,6	99,1	0,987	-0,158	0,011	-0,987	0,114	0,11			7. Mai.	30	06:00	06:29								
2022-03-10 07:03:00	0,020795	553,2201	2	0,404815	0,012702	0,106288	0,8	99,3	0,987	-0,162	0,013	-0,987	0,115	0,114			8. Mai.	29	06:00	06:28								
2022-03-10 07:04:00	0,020509	555,7192	2	0,396205	0,012488	0,106469	0,9	99,5	0,986	-0,165	0,016	-0,986	0,116	0,118			9. Mai.	29	06:00	06:28								
2022-03-10 07:05:00	0,02022	558,2133	2	0,387781	0,012277	0,106631	1	99,7	0,986	-0,168	0,018	-0,986	0,117	0,122			10. Mai.	29	06:00	06:28								
2022-03-10 07:06:00	0,01993	560,7024	2	0,379539	0,01207	0,106778	1,2	99,9	0,985	-0,172	0,021	-0,985	0,118	0,126			11. Mai.	28	06:00	06:27								
2022-03-10 07:07:00	0,019638	563,1864	2	0,371476	0,011866	0,106909	1,3	100,1	0,984	-0,175	0,023	-0,984	0,119	0,131			12. Mai.	27	06:00	06:26								
2022-03-11 06:56:00	0,022384	541,288	2	0,459679	0,014113	0,104459	0,1	97,6	0,991	-0,133	0,001	-0,991	0,101	0,086			13. Mai.	27	06:00	06:26								
2022-03-11 06:57:00	0,022164	543,7956	2	0,449871	0,013875	0,104871	0,2	97,8	0,991	-0,137	0,004	-0,991	0,102	0,091			14. Mai.	27	06:00	06:26								
2022-03-11 06:58:00	0,021924	546,2983	2	0,440275	0,013642	0,105224	0,4	98,1	0,99	-0,14	0,006	-0,99	0,103	0,095			15. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 06:59:00	0,021669	548,7961	2	0,430887	0,013412	0,105529	0,5	98,3	0,99	-0,144	0,009	-0,99	0,104	0,099			16. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 07:00:00	0,021403	551,2891	2	0,421702	0,013186	0,105797	0,6	98,5	0,989	-0,147	0,011	-0,989	0,105	0,103			17. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 07:01:00	0,021128	553,7771	2	0,412716	0,012963	0,106033	0,8	98,7	0,989	-0,151	0,014	-0,989	0,106	0,107			18. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-11 07:02:00	0,020846	556,2602	2	0,403925	0,012744	0,106242	0,9	98,9	0,988	-0,154	0,016	-0,988	0,108	0,112			19. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 07:03:00	0,02056	558,7383	2	0,395323	0,012528	0,106428	1,1	99,1	0,987	-0,158	0,019	-0,987	0,109	0,116			20. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 07:04:00	0,02027	561,2115	2	0,386908	0,012316	0,106595	1,2	99,3	0,987	-0,161	0,021	-0,987	0,11	0,12			21. Mai.	26	06:00	06:25								
2022-03-11 07:05:00	0,019979	563,6796	2	0,378675	0,012107	0,106745	1,4	99,5	0,986	-0,165	0,024	-0,986	0,111	0,124			22. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-11 07:06:00	0,019687	566,1428	2	0,37062	0,011901	0,106882	1,5	99,7	0,985	-0,168	0,026	-0,985	0,112	0,128			23. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-12 06:54:00	0,022602	541,935	2	0,468734	0,014408	0,103818	0,1	97	0,993	-0,122	0,002	-0,993	0,092	0,08			24. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-12 06:55:00	0,022417	544,4264	2	0,45872	0,014165	0,10433	0,2	97,2	0,992	-0,126	0,004	-0,992	0,093	0,084			25. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-12 06:56:00	0,022203	546,9131	2	0,448923	0,013926	0,104762	0,4	97,4	0,992	-0,129	0,007	-0,992	0,094	0,088			26. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-12 06:57:00	0,021967	549,3949	2	0,439338	0,01369	0,105132	0,5	97,6	0,991	-0,133	0,009	-0,991	0,096	0,092			27. Mai.	24	06:00	06:23								
2022-03-12 06:58:00	0,021715	551,8719	2	0,42996	0,013458	0,105452	0,7	97,8	0,991	-0,136	0,012	-0,991	0,097	0,097			28. Mai.	24	06:00	06:23								
2022-03-12 06:59:00	0,02145	554,344	2	0,420785	0,01323	0,10573	0,8	98	0,99	-0,14	0,014	-0,99	0,098	0,101			29. Mai.	24	06:00	06:23								
2022-03-12 07:00:00	0,021175	556,8113	2	0,411809	0,013005	0,105975	1	98,2	0,99	-0,143	0,017	-0,99	0,099	0,105			30. Mai.	25	06:00	06:24								
2022-03-12 07:01:00	0,020894	559,2736	2	0																								

	Corneal Irradiance		Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3						
	[W/m²]	[mrad]																																
2022-03-05 07:11:00	0,020042	542,8543	2	0,400441	0,012329	0,105881	0	101,6	0,979	-0,202	0	-0,979	0,154	0,13	13. Apr.	1	06:42	06:42																
2022-03-05 07:12:00	0,019773	545,4598	2	0,391986	0,012127	0,106055	0,2	101,8	0,979	-0,205	0,003	-0,979	0,155	0,134	14. Apr.	4	06:39	06:42																
2022-03-06 07:08:00	0,020276	540,804	2	0,408261	0,012523	0,105652	0,1	101	0,982	-0,191	0,001	-0,982	0,146	0,124	15. Apr.	5	06:37	06:41																
2022-03-06 07:09:00	0,020009	543,3975	2	0,399624	0,012317	0,105846	0,2	101,2	0,981	-0,195	0,003	-0,981	0,147	0,128	16. Apr.	7	06:34	06:40																
2022-03-06 07:10:00	0,019739	545,9859	2	0,391173	0,012114	0,10602	0,3	101,4	0,98	-0,198	0,006	-0,98	0,148	0,132	17. Apr.	9	06:32	06:40																
2022-03-07 07:06:00	0,020598	541,3792	2	0,416243	0,012781	0,105385	0,1	100,4	0,984	-0,18	0,001	-0,984	0,137	0,117	18. Apr.	10	06:30	06:39																
2022-03-07 07:07:00	0,020336	543,9557	2	0,407421	0,012527	0,105608	0,2	100,6	0,983	-0,184	0,004	-0,983	0,138	0,121	19. Apr.	12	06:28	06:39																
2022-03-07 07:08:00	0,020069	546,5272	2	0,398789	0,012362	0,105808	0,4	100,8	0,982	-0,187	0,007	-0,982	0,139	0,125	20. Apr.	13	06:25	06:37																
2022-03-07 07:09:00	0,019798	549,0934	2	0,390344	0,012157	0,105987	0,5	101	0,982	-0,191	0,009	-0,982	0,14	0,129	21. Apr.	14	06:24	06:37																
2022-03-07 07:10:00	0,019525	551,6545	2	0,382082	0,011955	0,106151	0,7	101,2	0,981	-0,194	0,012	-0,981	0,141	0,134	22. Apr.	16	06:22	06:37																
2022-03-08 07:04:00	0,020911	541,9682	2	0,424392	0,013046	0,105073	0,1	99,8	0,986	-0,169	0,002	-0,986	0,128	0,11	23. Apr.	17	06:20	06:36																
2022-03-08 07:05:00	0,020656	544,5278	2	0,415381	0,012829	0,105331	0,3	100	0,985	-0,173	0,005	-0,985	0,13	0,115	24. Apr.	19	06:18	06:36																
2022-03-08 07:06:00	0,020393	547,0824	2	0,406565	0,012616	0,105561	0,4	100,2	0,984	-0,176	0,007	-0,984	0,131	0,119	25. Apr.	21	06:15	06:35																
2022-03-08 07:07:00	0,020126	549,632	2	0,39794	0,012405	0,105767	0,5	100,4	0,984	-0,18	0,01	-0,984	0,132	0,123	26. Apr.	22	06:13	06:34																
2022-03-08 07:08:00	0,019854	552,1764	2	0,389501	0,012199	0,105952	0,7	100,6	0,983	-0,183	0,012	-0,983	0,133	0,127	27. Apr.	24	06:11	06:34																
2022-03-08 07:09:00	0,019578	554,7157	2	0,381245	0,011995	0,106117	0,8	100,8	0,982	-0,187	0,015	-0,982	0,134	0,131	28. Apr.	25	06:09	06:33																
2022-03-09 07:01:00	0,021543	542,5628	2	0,442116	0,013605	0,104362	0	98,9	0,988	-0,155	0	-0,988	0,119	0,1	29. Apr.	26	06:08	06:33																
2022-03-09 07:02:00	0,021309	545,0982	2	0,43271	0,013378	0,104705	0,1	99,1	0,987	-0,158	0,003	-0,987	0,12	0,104	30. Apr.	28	06:06	06:33																
2022-03-09 07:03:00	0,021062	547,6285	2	0,423508	0,013154	0,105007	0,3	99,3	0,987	-0,162	0,005	-0,987	0,121	0,108	1. Mai.	29	06:03	06:31																
2022-03-09 07:04:00	0,020804	550,1539	2	0,414504	0,012934	0,105273	0,4	99,5	0,986	-0,165	0,008	-0,986	0,122	0,112	2. Mai.	31	06:01	06:31																
2022-03-09 07:05:00	0,02054	552,6742	2	0,405696	0,012717	0,10551	0,6	99,7	0,986	-0,169	0,01	-0,986	0,123	0,116	3. Mai.	32	06:00	06:31																
2022-03-09 07:06:00	0,020269	555,1895	2	0,397078	0,012504	0,105722	0,7	99,9	0,985	-0,172	0,013	-0,985	0,124	0,121	4. Mai.	31	06:00	06:30																
2022-03-09 07:07:00	0,019995	557,6997	2	0,388646	0,012294	0,105913	0,9	100,1	0,984	-0,176	0,015	-0,984	0,125	0,125	5. Mai.	31	06:00	06:30																
2022-03-09 07:08:00	0,019717	560,2049	2	0,380396	0,012087	0,106083	1	100,3	0,984	-0,179	0,018	-0,984	0,126	0,129	6. Mai.	31	06:00	06:30																
2022-03-09 07:09:00	0,019437	562,7049	2	0,372326	0,011883	0,106239	1,2	100,5	0,983	-0,183	0,02	-0,983	0,127	0,133	7. Mai.	30	06:00	06:29																
2022-03-10 06:58:00	0,0217	540,6502	2	0,450808	0,013824	0,103856	0	98,3	0,99	-0,144	0,001	-0,99	0,11	0,093	8. Mai.	30	06:00	06:29																
2022-03-10 06:59:00	0,021488	543,174	2	0,441202	0,013592	0,104266	0,2	98,5	0,989	-0,148	0,003	-0,989	0,111	0,097	9. Mai.	30	06:00	06:29																
2022-03-10 07:00:00	0,021257	545,693	2	0,431805	0,013365	0,104623	0,3	98,7	0,989	-0,151	0,006	-0,989	0,112	0,101	10. Mai.	29	06:00	06:28																
2022-03-10 07:01:00	0,021013	548,207	2	0,422611	0,013134	0,104935	0,5	98,9	0,988	-0,155	0,008	-0,988	0,113	0,106	11. Mai.	29	06:00	06:28																
2022-03-10 07:02:00	0,020759	550,716	2	0,413615	0,01292	0,105211	0,6	99,1	0,987	-0,158	0,011	-0,987	0,114	0,11	12. Mai.	28	06:00	06:27																
2022-03-10 07:03:00	0,020496	553,2201	2	0,404815	0,012702	0,105456	0,8	99,3	0,987	-0,162	0,013	-0,987	0,115	0,114	13. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-10 07:04:00	0,020227	555,7192	2	0,396205	0,012488	0,105675	0,9	99,5	0,986	-0,165	0,016	-0,986	0,116	0,118	14. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-10 07:05:00	0,019954	558,2133	2	0,387781	0,012277	0,105871	1	99,7	0,986	-0,168	0,018	-0,986	0,117	0,122	15. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-10 07:06:00	0,019677	560,7024	2	0,379539	0,01207	0,106048	1,2	99,9	0,985	-0,172	0,021	-0,985	0,118	0,126	16. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-10 07:07:00	0,019398	563,1864	2	0,371476	0,011866	0,106205	1,3	100,1	0,984	-0,175	0,023	-0,984	0,119	0,131	17. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 06:56:00	0,02192	541,288	2	0,459679	0,014113	0,103234	0,1	97,6	0,991	-0,133	0,001	-0,991	0,101	0,086	18. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 06:57:00	0,021736	543,7956	2	0,449871	0,013875	0,103733	0,2	97,8	0,991	-0,137	0,004	-0,991	0,102	0,091	19. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-11 06:58:00	0,021527	546,2983	2	0,440275	0,013642	0,104162	0,4	98,1	0,99	-0,14	0,006	-0,99	0,103	0,095	20. Mai.	27	06:00	06:26																
2022-03-11 06:59:00	0,0213	548,7961	2	0,430887	0,013412	0,104533	0,5	98,3	0,99	-0,144	0,009	-0,99	0,104	0,099	21. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 07:00:00	0,021058	551,2891	2	0,421702	0,013186	0,104858	0,6	98,5	0,989	-0,147	0,011	-0,989	0,105	0,103	22. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 07:01:00	0,020805	553,7771	2	0,412716	0,012963	0,105144	0,8	98,7	0,989	-0,151	0,014	-0,989	0,106	0,107	23. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 07:02:00	0,020543	556,2602	2	0,403925	0,012744	0,105397	0,9	98,9	0,988	-0,154	0,016	-0,988	0,108	0,112	24. Mai.	26	06:00	06:25																
2022-03-11 07:03:00	0,020274	558,7383	2	0,395323	0,012528	0,105623	1,1	99,1	0,987	-0,158	0,019	-0,987	0,109	0,116	25. Mai.	25	06:00	06:24																
2022-03-11 07:04:00	0,02	561,2115	2	0,386908	0,012316	0,105826	1,2	99,3	0,987	-0,161	0,021	-0,987	0,11	0,12	26. Mai.	25	06:00	06:24																
2022-03-11 07:05:00	0,019723	563,6796	2	0,378675	0,012107	0,106008	1,4	99,5	0,986	-0,165	0,024																							