SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten
Solarpark Heiligenhafen

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

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

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Inhalt

1 Auftrag 3
1.1 Beauftragung 3
1.2 Hintergrund und Auftragsumfang 3
2 Systembeschreibung 4
2.1 Standort Übersicht 4
2.2 Umliegende Gebäude 6
3 Ermittlung der potentiellen 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 15
4.1 Ergebnisübersicht 15
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 Ost 16
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 Mitte 17
4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Rosseer Weg 18
4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich 20
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 21
5.1 Zusammenfassung 21
5.2 Beurteilung der Ergebnisse 21
6 Schlussbemerkung 21

SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

SolPEG Blendgutachten
Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Heiligenhafen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Wattmanufactur GmbH & Co.KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Heiligenhafen" für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A1 sowie 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. Licht-Leitlinie[1], die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Heiligenhafen" eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A1 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

[1] Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km südlich der Ortschaft Heiligenhafen in Schleswig-Holstein. Nördlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 500 m die Autobahn A1. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A1 berücksichtigt. 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 Heiligenhafen in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	54.361°N, 10.89°O, 40 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A1	ca. 500 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 170 m (südlich, 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)

SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

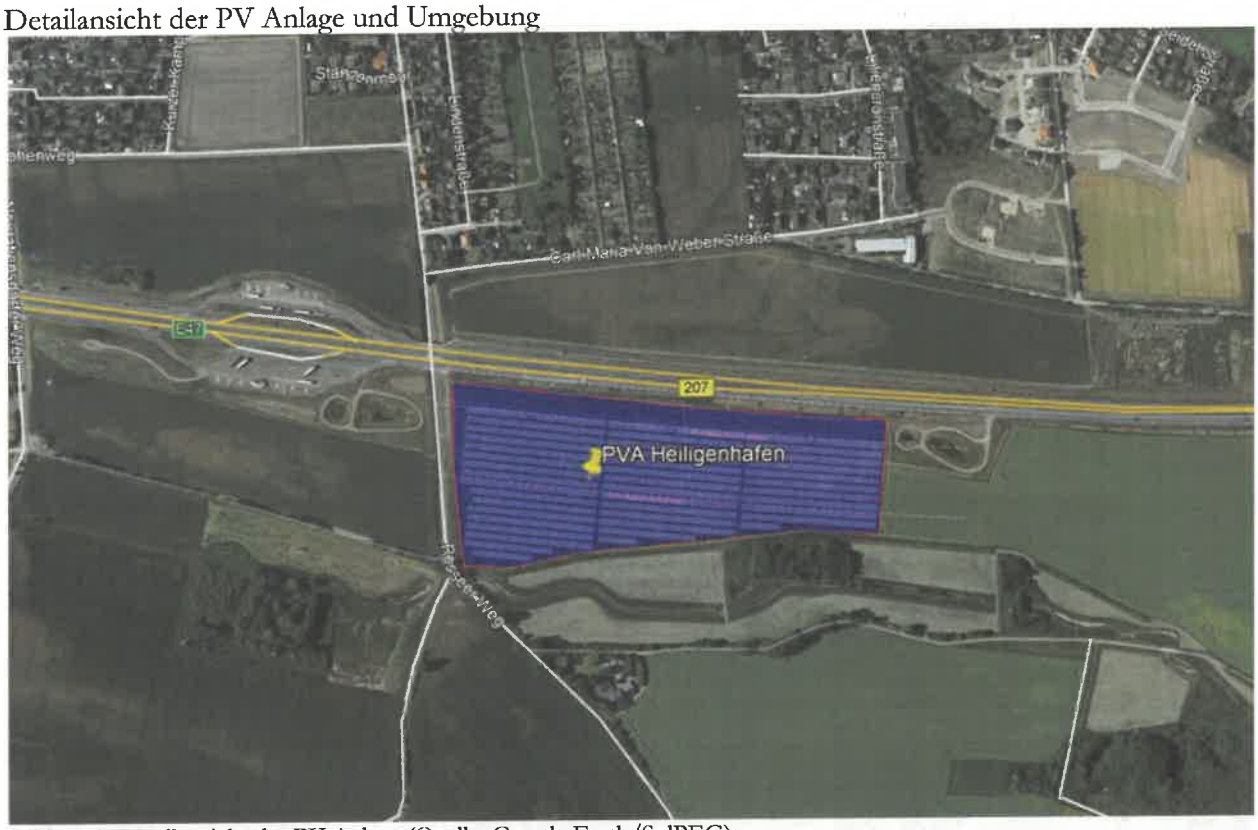


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage

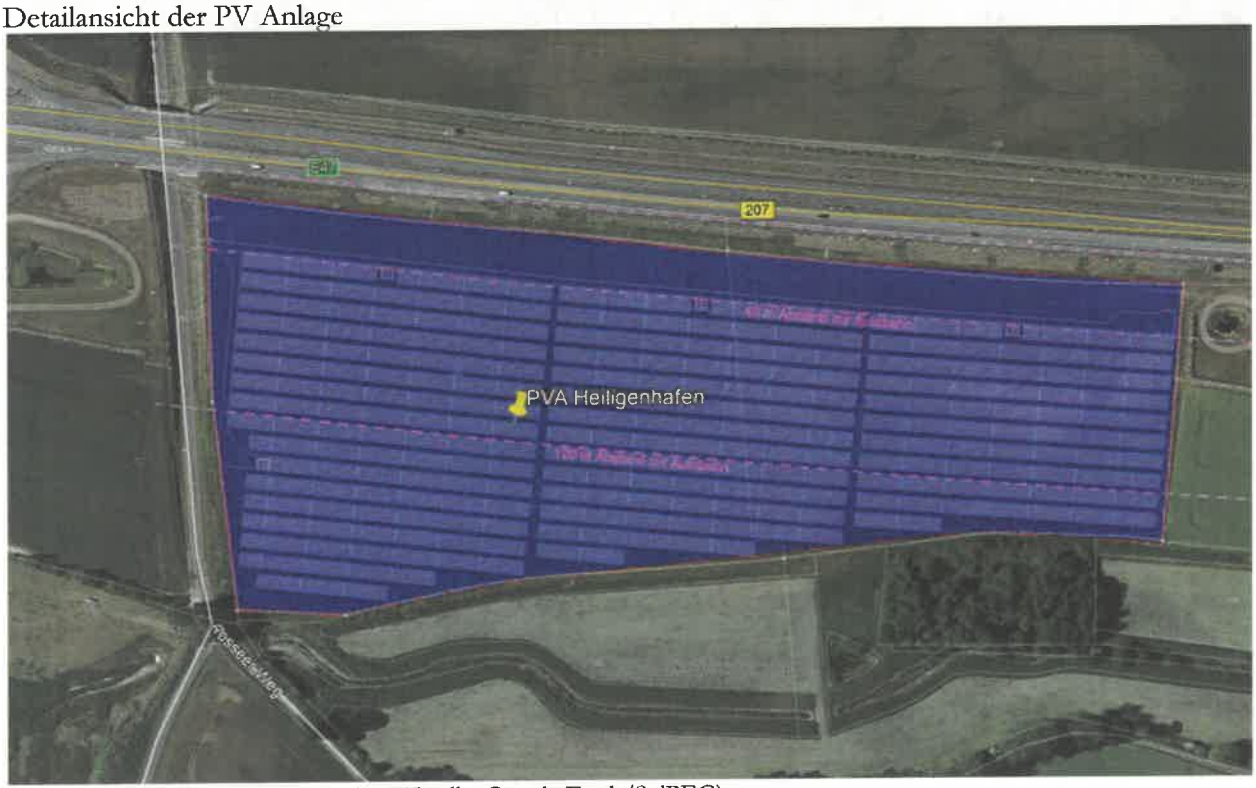


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die relevante Umgebung. Im näheren und weiteren Umfeld befinden sich keine schutzwürdigen Räume (Zonen) im Sinne der LAI Lichtleitlinie. Die Gebäude südlich der PV Fläche sind aufgrund der Lage nicht von potentiellen Reflexionen betroffen. Zu Kontrollzwecken wird der Bereich dennoch analysiert.

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

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

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:

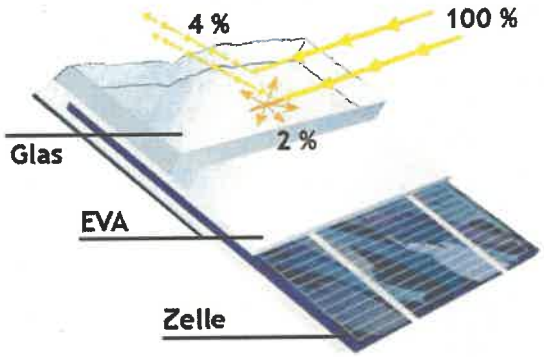


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

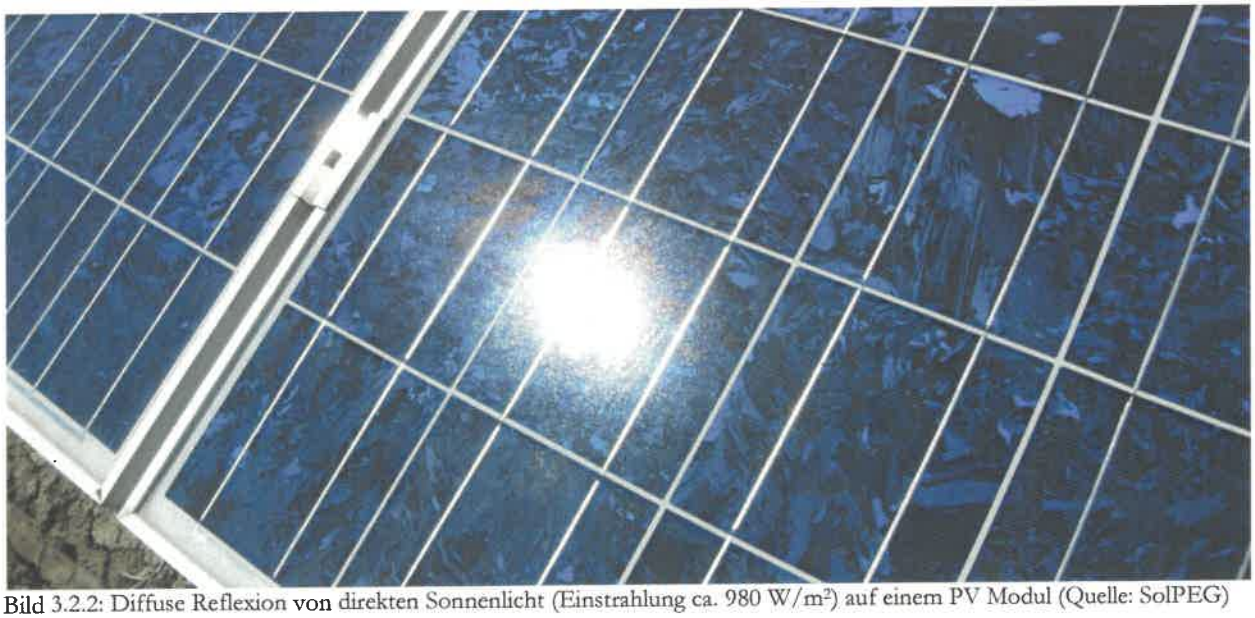


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

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

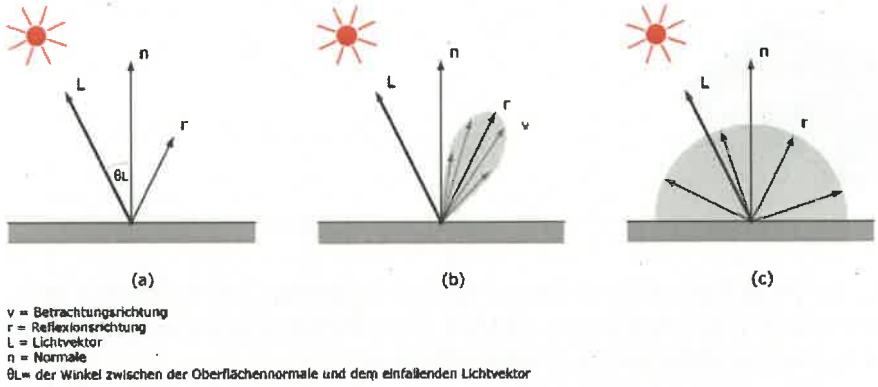


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.
Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA[2] 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:

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

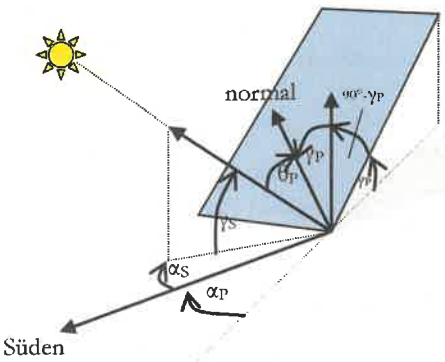


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie[3] wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories[4], 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

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

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.

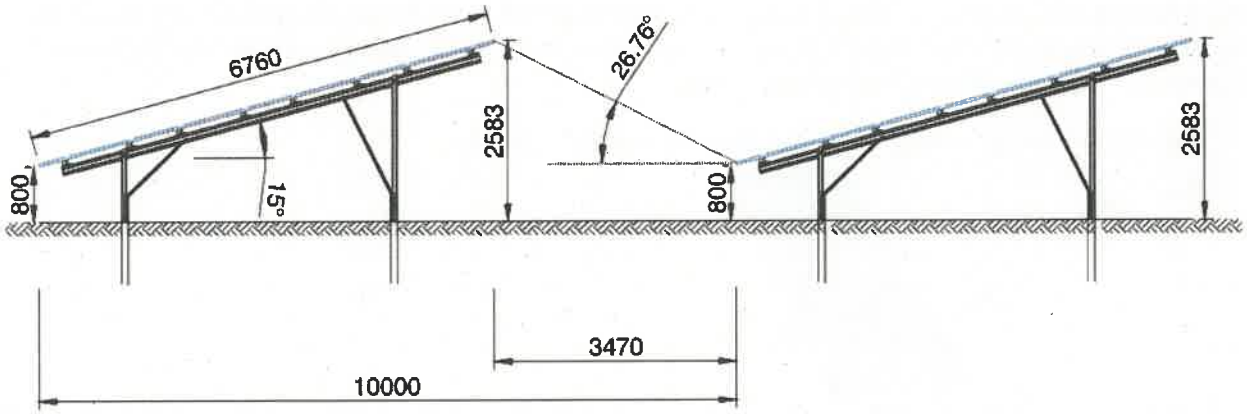


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Candian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	186° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,58 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,7 m
Anzahl Messpunkte auf der A1	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

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 Erfahrungswertem 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 Heiligenhafen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A1, 1 Messpunkt auf dem Rosseer Weg und 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude südlich der PV Anlage. Weitere Gebäude werden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 4 gewählten Messpunkte P1-P4:

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

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.
Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.
Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.
Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).
Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:
Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:
Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

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

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt[5] 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 Leutdichte 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.

[5] Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.
Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.
In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY[6]) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung[7] von ca. 60 % 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 Tagesadaption des Auges).
Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Labortories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/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.

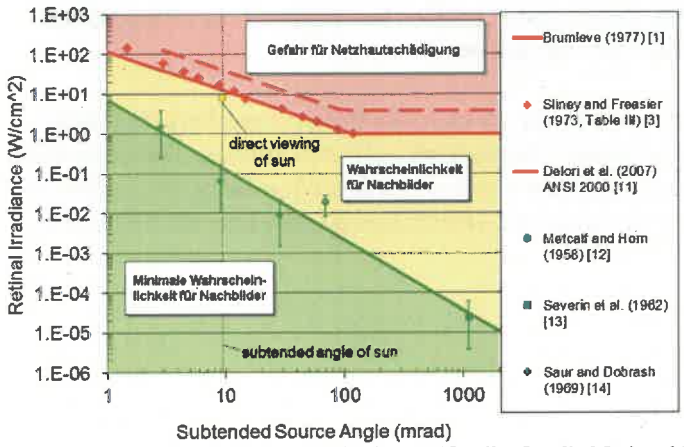


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

[6] Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf
[7] 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_eur_cfc_mean_2019_17.png

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Heiligenhafen wird für 4 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 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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 zeigt die unbereinigten Ergebniswerte und Anmerkungen zu 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. Es wird bereits deutlich, dass selbst anhand der unbereinigten Rohdaten keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage zu erwarten sind.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Minuten pro Jahr]

Messpunkt	**PV Feld**
P1 Autobahn A1 Ost	-
P2 Autobahn A1 Mitte	4
P3 Rosseer Weg (Wirtschaftsweg)	3460^{EG}
P4 Gebäude südlich	-

[W] Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen
[E] Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen
[G] Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 Ost

Der Bereich am Messpunkt P1 auf der A1 kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer und des fließenden Verkehrs können mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.
Aufgrund der vorliegenden Ergebnisse wurde eine weitere Simulation durchgeführt wobei die Distanz zwischen PV Anlage und Fahrbahnkante auf 20 m verringert wurde. Auch bei dieser Variante sind keine Reflexionen durch die PV Anlage für den fließenden Verkehr nachweisbar und daher wird ein Sicherheitsabstand von 20 m zur Fahrbahnkante als ausreichend angesehen.
Ein Abstand von 20 m ist auch bei anderen Projekten üblich und nur in besonders sicherheitsrelevanten Abschnitten oder bei konkreten Ausbauvorhaben ist ein Mindestabstand von 40 m begründbar. Der bestehende Autobahnparkplatz „Osteeblick" zwischen den beiden Ausfahrten Heiligenhafen Ost (5) und Heiligenhafen Mitte (6) spricht gegen eine Fahrbahnverbreiterung in diesem Abschnitt und daher ist ein Mindestabstand von 40 m nicht nachvollziehbar.

Das folgende Bild zeigt in etwa den Messpunkt P1 in der Realität (Fahrt Richtung Westen, ca. 500 m vor Ausfahrt zum Parkplatz Osteeblick). Der relevante Sichtbereich des Fahrzeugführers (+/- 20° zur Fahrtrichtung) ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage außerhalb des relevanten Sichtbereiches der Fahrzeugführer liegt.

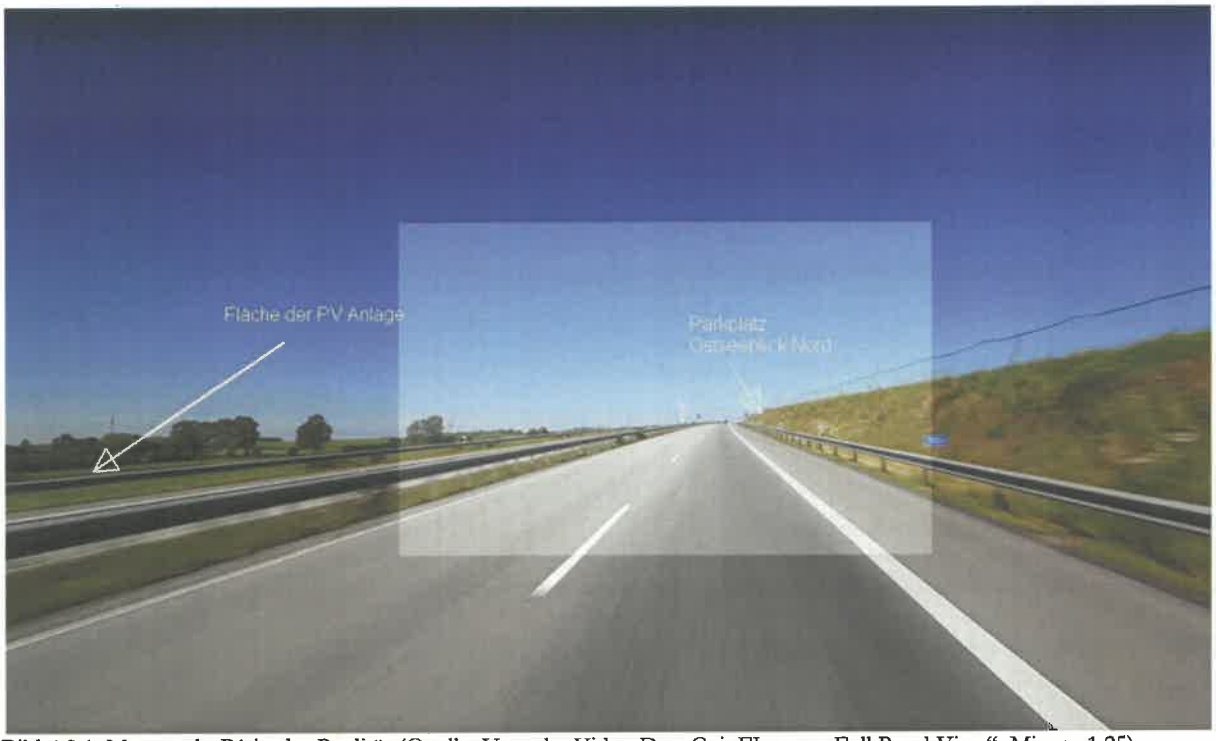


Bild 4.2.1: Messpunkt P1 in der Realität (Quelle: Youtube Video Dvx-CuiqFJc von „Full Road View", Minute 1:25)

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 Mitte

Der Bereich am Messpunkt P2 auf der A1 kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden[8]. Der Messpunkt befindet sich an der Ausfahrt des Parkplatzes Ostseeblick Süd in Richtung Osten. Aufgrund der Ausrichtung (Azimut ca. 186°) und Neigung der Module können potentielle Reflexionen den Bereich am Messpunkt P2 nicht erreichen und auch hier können Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer und des fließenden Verkehrs mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation.

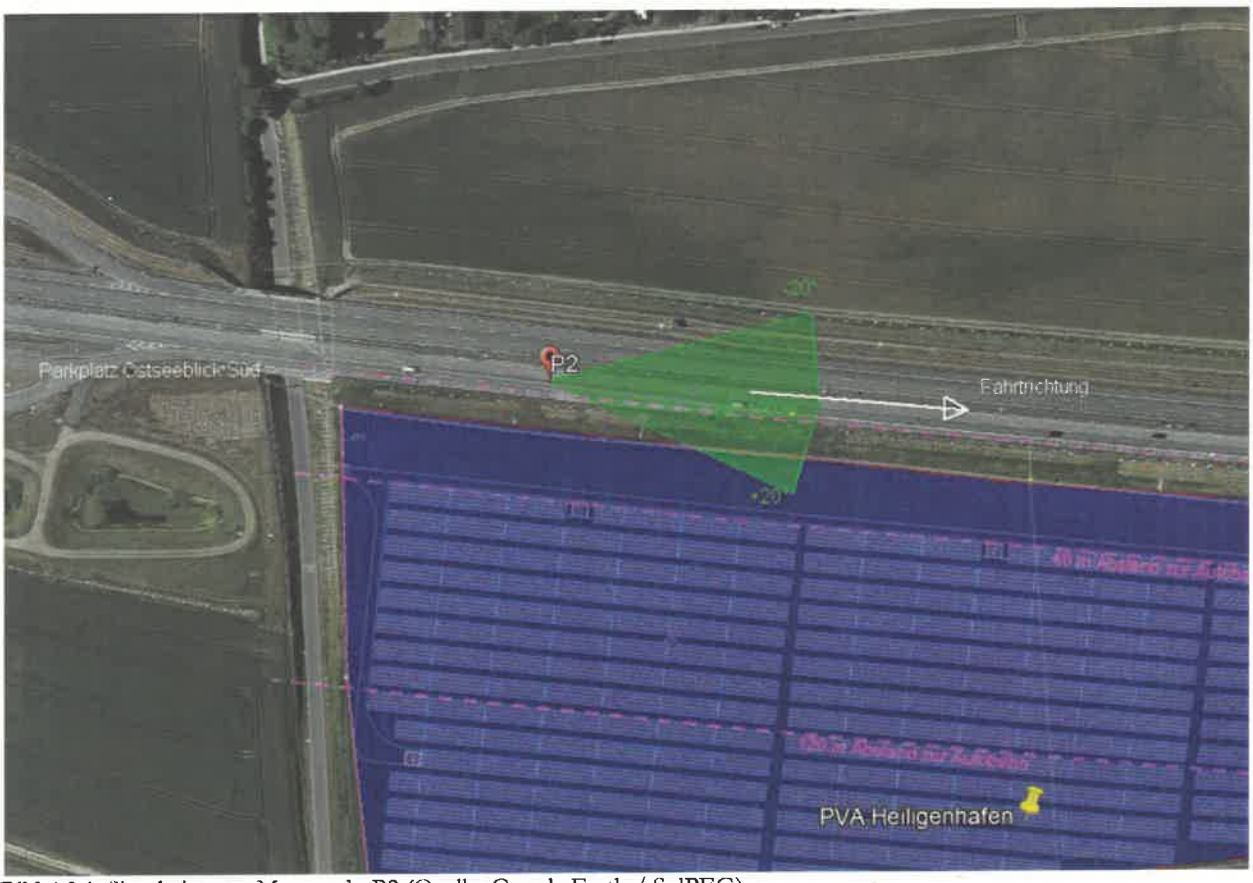


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Auch für diesen Verlauf wurde eine weitere Variante mit einem Abstand von 20 m zur Fahrbahnkante simuliert und auch bei dieser Simulation sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Es bestehen kein Bedenken bezüglich der Sicherheit des fließenden Verkehrs und daher wird empfohlen, die Systemplanung auf 20 m Abstand zur Fahrbahn anzupassen um den Vorgaben zum Ausbau der Erneuerbaren Energien als gesellschaftlichen Konsens zu entsprechen.
U.a. ist in:§1 Abs. 6 Nr. 7 Buchstabe f BauGB[9] die Nutzung erneuerbarer Energien explizit als ein öffentlicher Belang aufgeführt, der besonders zu berücksichtigen ist.

[8] Korrekt ist: Insgesamt 4 Minuten pro Jahr. Am 28. Februar um 07:20 Uhr, 02. März 07:14 Uhr, 09. Und 10. Oktober 06:49 Uhr
[9] http://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/__1.html

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Rosseer Weg

Der Messpunkt P3 im Bereich Rosseer Weg wurde lediglich zu Kontrollzwecken analysiert, es handelt sich hier nicht um einen verkehrstechnisch relevanten Bereich. Nach Bereinigung der Rohdaten sind an insgesamt 1763 Minuten pro Jahr und max. 24 Minuten pro Tag[10] Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Somit sind diese aufgrund der geringen zeitlichen Dauer im Sinne der Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der teils großen Entfernung von bis zu 420 m sind potentielle Reflexionen nur relativiert zu bewerten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
20.04.	20.08.	max. 24	1763	06:00	06:27

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der in Tabelle 4 aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum 20. April – 20. August.

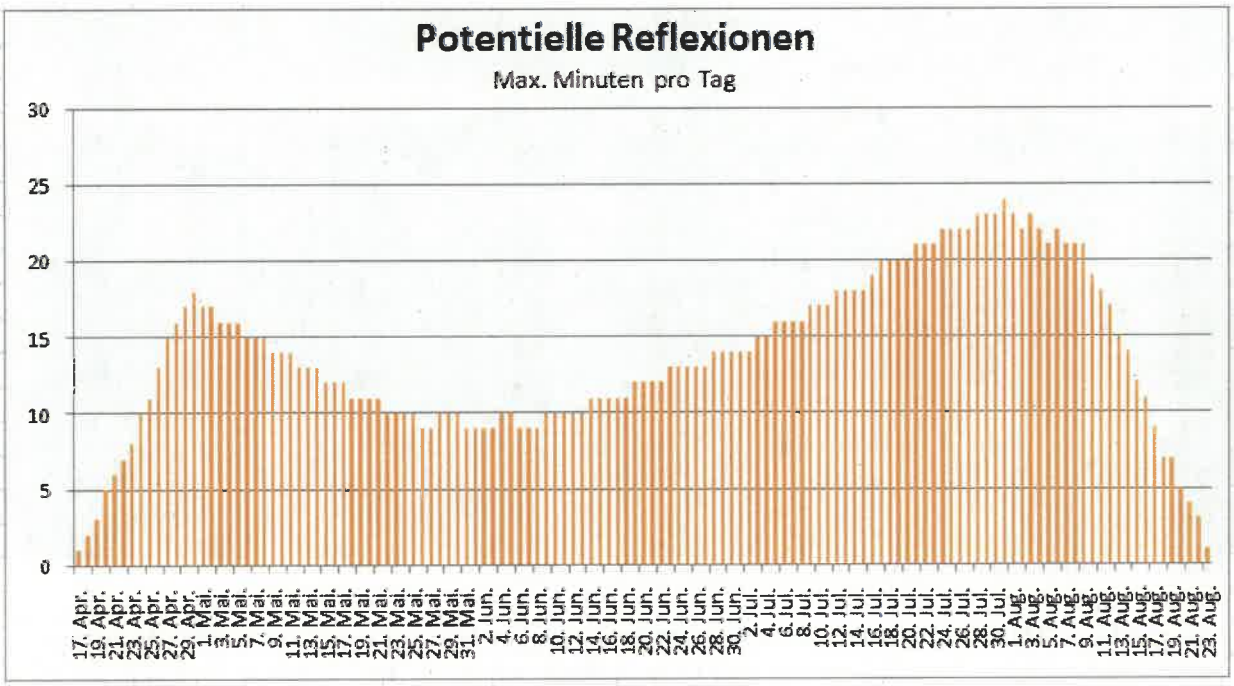


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

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

SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

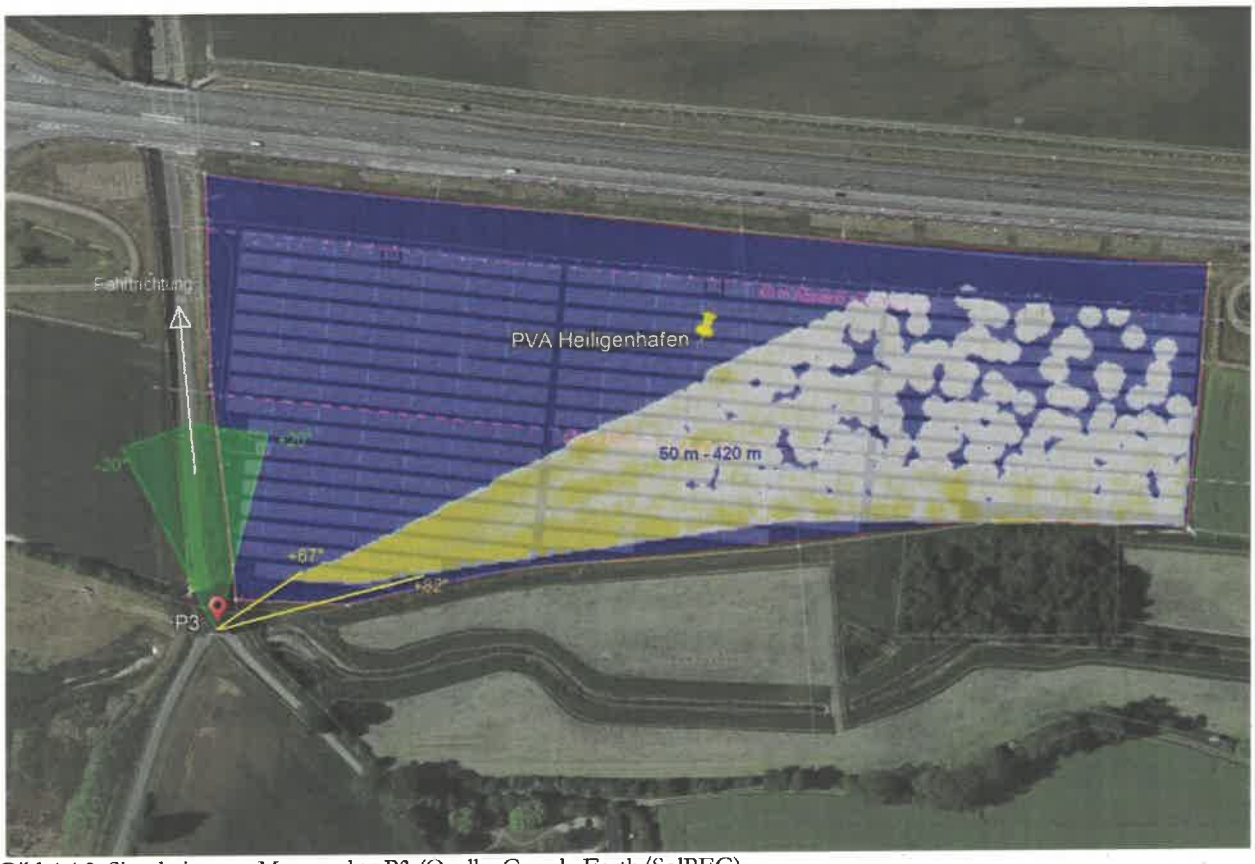


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkte P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Straße können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.
Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels und der Entfernung zu vernachlässigen. Für den Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Osten in Richtung der aufgehenden Sonne geblickt wird.

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

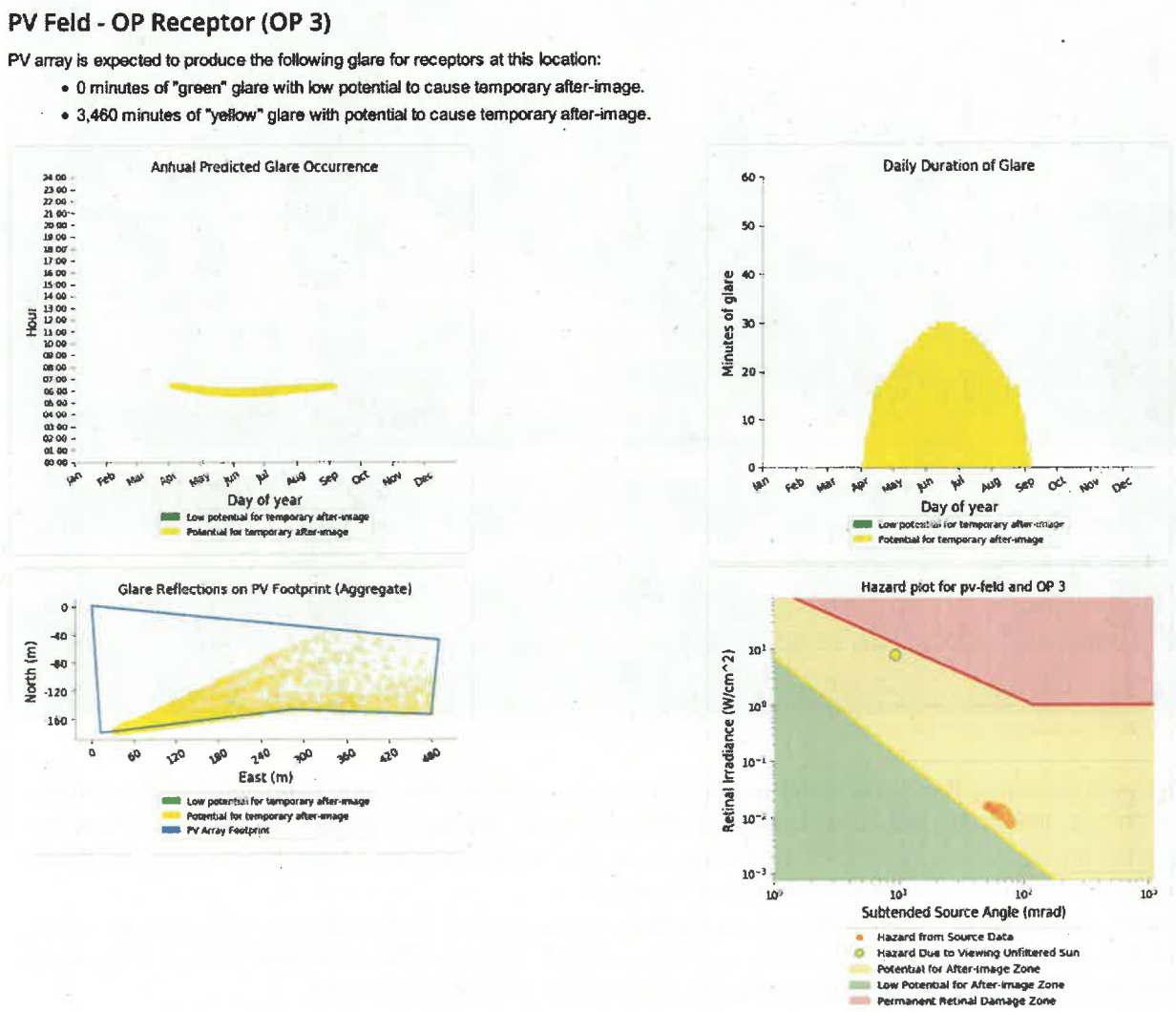


Bild 4.4.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südlich der PV Anlage kann nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Daher kann eine Beeinträchtigung für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg
Germany

FON:+49 (0)40 79 69 59 36
FAX:+49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
http://www.solpeg.de

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Heiligenhafen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A1 keine Reflexionen durch die PV Anlage. Auch am Messpunkt P2 im Bereich der Ausfahrt vom Parkplatz Ostseeblick Süd in Richtung Osten sind aufgrund Ausrichtung und Neigung der PV Module keine Reflexionen für Verkehrsteilnehmer nachweisbar.
Die südlich gelegenen Gebäude können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und daher sind keine Beeinträchtigungen für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitline vorhanden.
Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Heiligenhafen" kann als „geringfügig" klassifiziert[11] 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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Umliegende Gebäude können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

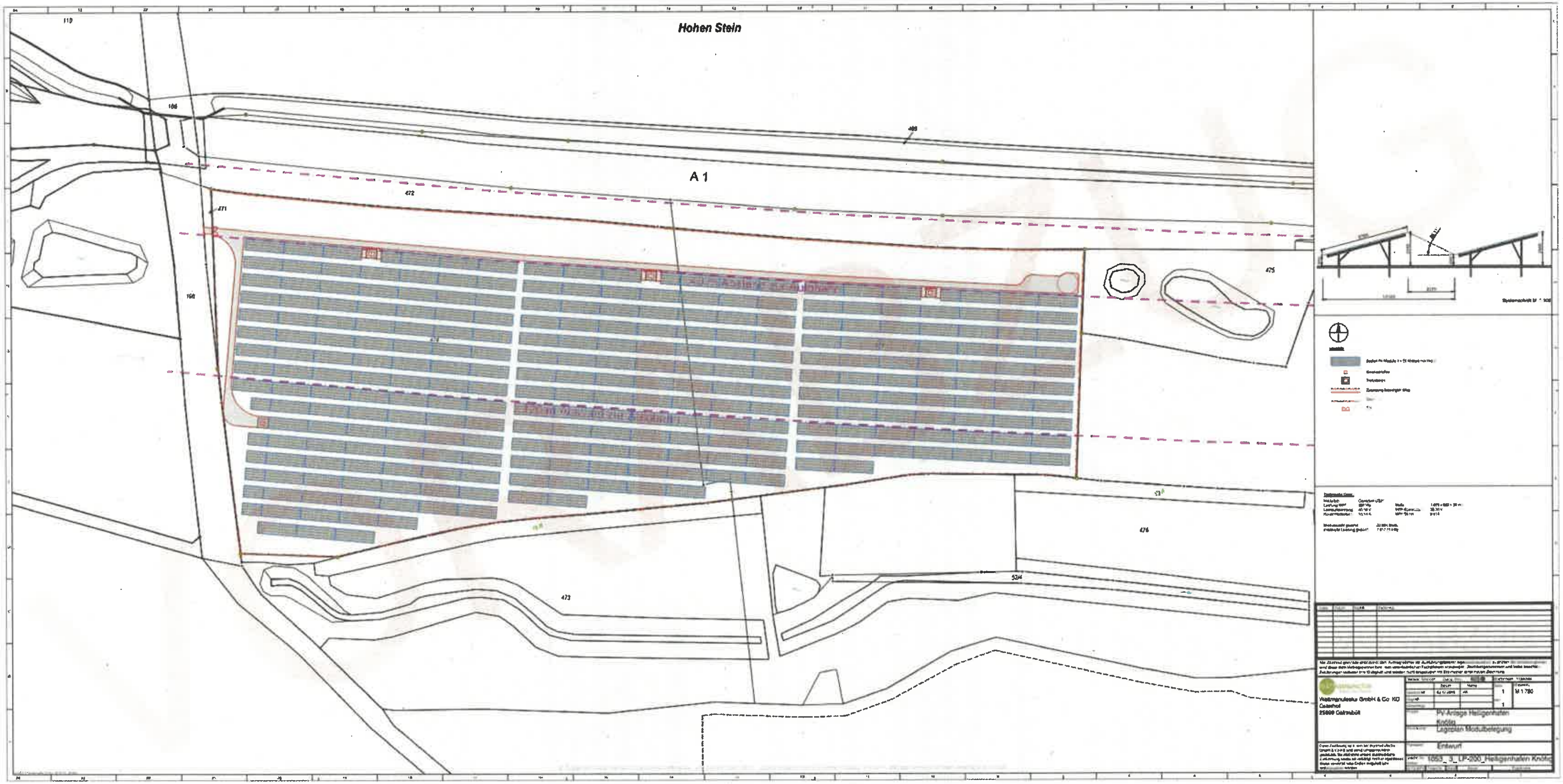
6 Schlussbemerkung

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 27.07.2020

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

[11] Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Hohen Stein
A 1
110
166
472
471
473
475
476
52/4
PV-Anlage Heiligenhafen
Lageplan Modulbelegung
Entwurf

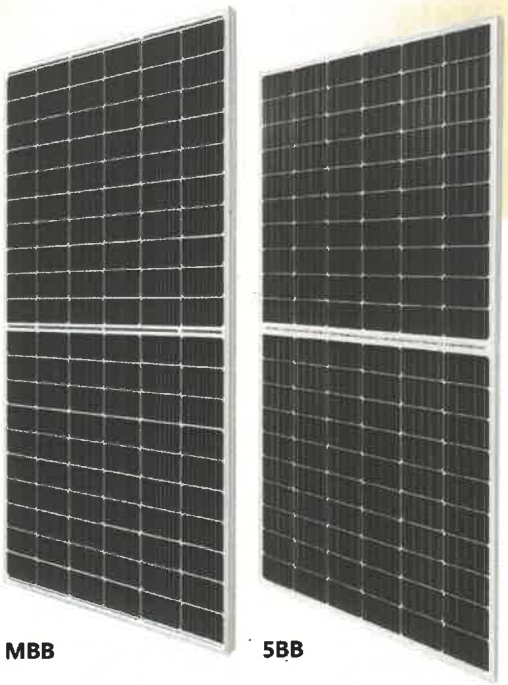
CanadianSolar

KuPower

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE

CS3K-315|320|325|330|335MS

(1000 V / 1500 V)



MBB 5BB

*Black frame product can be provided upon request.

MORE POWER

- Low power loss in cell connection
- Low NMOT: 42 ± 3 °C
  Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
- Better shading tolerance
- High PTC rating of up to: 93.24 %

MORE RELIABLE

- Lower hot spot temperature
- Minimizes micro-cracks
- Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa*

25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*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
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CQC
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

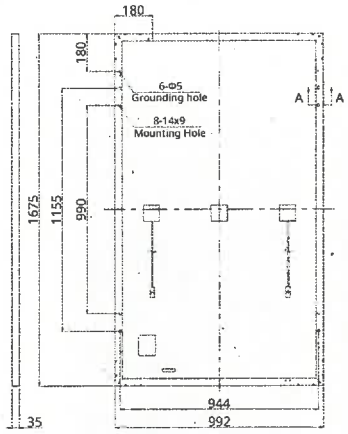
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

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

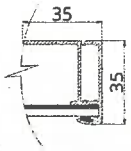
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

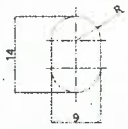
Rear View



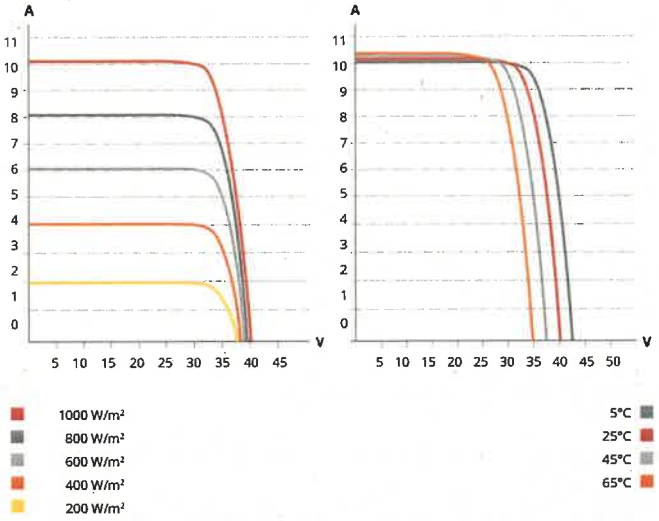
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3K-320MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.1 V	33.3 V	33.5 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.52 A	9.61 A	9.71 A	9.80 A	9.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V	41.2 V
Short Circuit Current (Isc)	10.06 A	10.14 A	10.22 A	10.30 A	10.39 A
Module Efficiency	18.96%	19.26%	19.56%	19.86%	20.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (Pmax)	235 W	238 W	242 W	246 W	249 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.8 V	31.0 V	31.2 V	31.4 V	31.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.61 A	7.69 A	7.76 A	7.84 A	7.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.6 V	37.8 V	38.0 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	8.12 A	8.18 A	8.24 A	8.31 A	8.38 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	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION

* 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. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments 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.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Oct. 2019. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.6_EN

ForgeSolar

Site Configuration: Heiligenhafen

Created **July 24, 2020 7:16 a.m.**
Updated **July 24, 2020 7:30 a.m.**
DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m^2**
Analyze every **1** minute(s)
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
Timezone **UTC1**
Site Configuration ID: 41312.1215

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

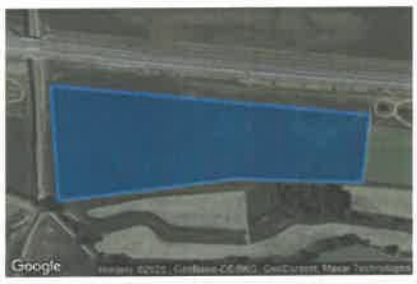
PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	186.0	0	3,464	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 186.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad
Approx. area: 64,817 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.361711	10.985507	47.99	1.70	49.69
2	54.361273	10.993082	41.34	1.70	43.04
3	54.360323	10.992910	35.08	1.70	36.78
4	54.360386	10.989885	36.63	1.70	38.33
5	54.360092	10.985692	38.02	1.70	39.72



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.361711	10.994112	43.46	2.00	45.46
OP 2	54.362048	10.987610	49.49	2.00	51.49
OP 3	54.359949	10.985419	38.65	2.00	40.65
OP 4	54.358835	10.988168	40.80	2.00	42.80

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	186.0	0	3,464	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	4
OP: OP 3	0	3460
OP: OP 4	0	0

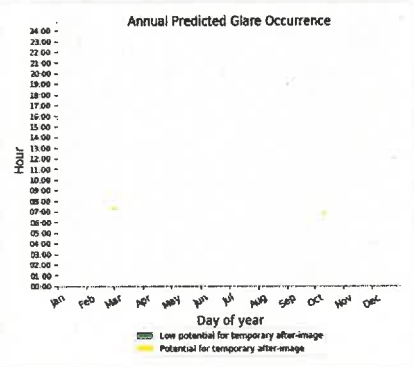
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

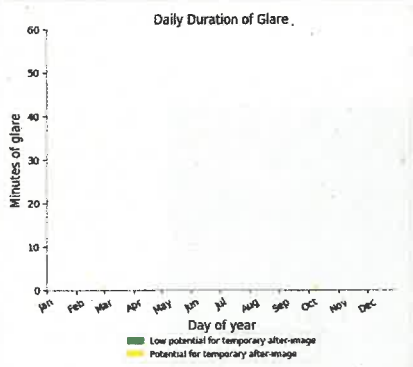
No glare found

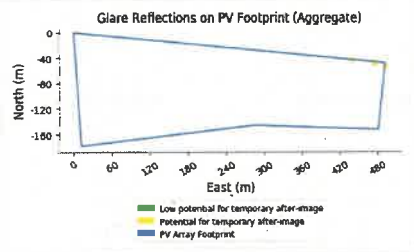
PV Feld - OP Receptor (OP 2)

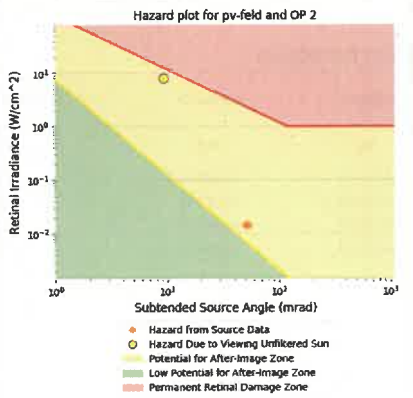
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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





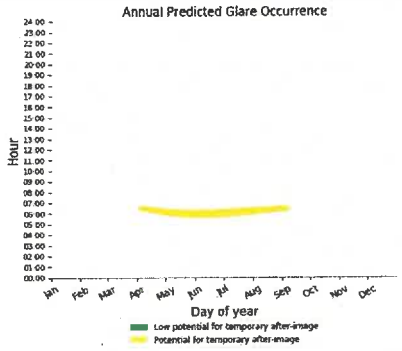


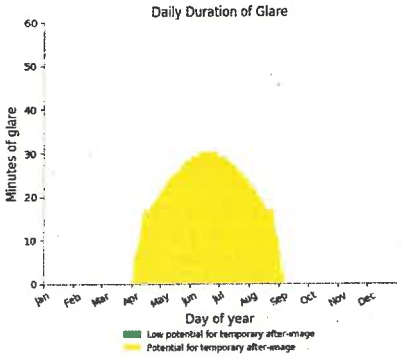


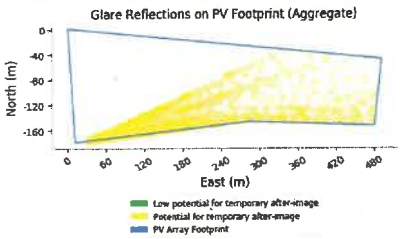
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

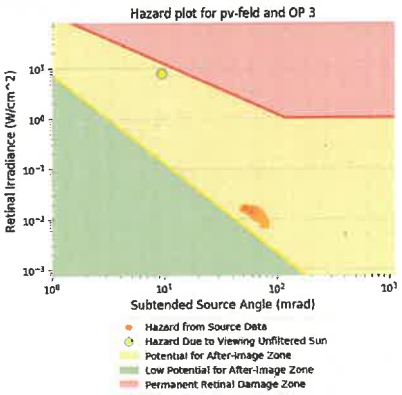
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,460 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

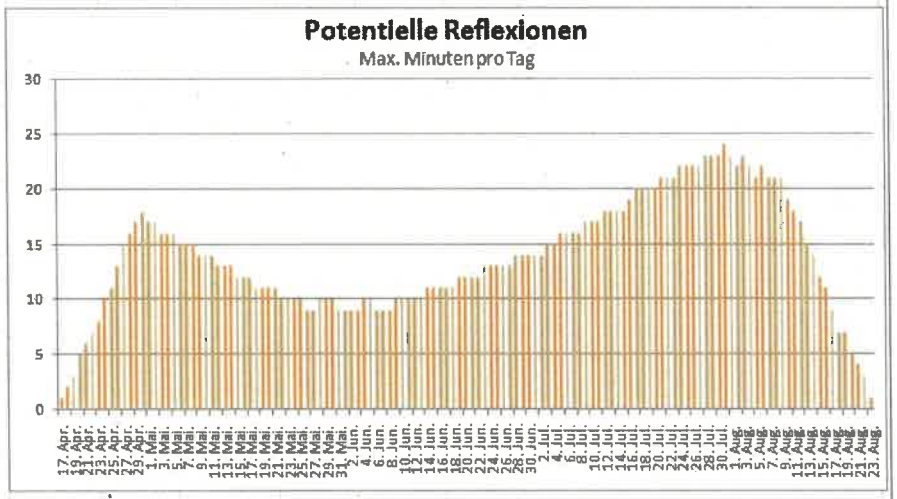
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potentia subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	S
0,432827	0,01509	0,052562	89	5,2	0,996	0,017	0,091	-0,999	-0,046	0,018	
0,445335	0,015585	0,053907	87,7	5,3	0,995	0,039	0,092	-0,998	-0,066	0,008	
0,419118	0,014811	0,055825	88,4	5,7	0,995	0,029	0,1	-0,998	-0,06	0,02	
0,363739	0,013141	0,057759	89,8	6,7	0,993	0,004	0,117	-0,998	-0,048	0,048	
0,442733	0,0155	0,052873	87,3	5,4	0,994	0,047	0,095	-0,997	-0,074	0,007	
0,416686	0,01473	0,055801	87,9	5,9	0,994	0,036	0,102	-0,997	-0,068	0,019	
0,408345	0,014481	0,056795	88,1	6	0,994	0,033	0,105	-0,998	-0,067	0,023	
0,392155	0,013995	0,058174	88,5	6,3	0,994	0,026	0,11	-0,998	-0,063	0,031	
0,3843	0,013758	0,058528	88,7	6,5	0,993	0,022	0,113	-0,998	-0,061	0,035	
0,361658	0,013068	0,057973	89,3	6,9	0,993	0,011	0,12	-0,997	-0,056	0,047	
0,440192	0,015467	0,051423	86,9	5,6	0,994	0,054	0,098	-0,997	-0,082	0,006	
0,414313	0,014697	0,055963	87,5	6,1	0,993	0,044	0,105	-0,997	-0,076	0,018	
0,406025	0,014448	0,05585	87,7	6,2	0,993	0,04	0,108	-0,997	-0,075	0,022	
0,389938	0,013963	0,057069	88,1	6,5	0,993	0,033	0,113	-0,997	-0,071	0,03	
0,382132	0,013726	0,057913	88,3	6,6	0,993	0,029	0,116	-0,997	-0,069	0,034	
0,366981	0,013263	0,058915	88,7	6,9	0,992	0,022	0,121	-0,997	-0,066	0,042	
0,352425	0,012815	0,059826	89,1	7,2	0,992	0,015	0,126	-0,997	-0,062	0,049	
0,437712	0,015478	0,054679	86,5	5,8	0,993	0,062	0,101	-0,996	-0,09	0,005	
0,411999	0,014706	0,054616	87,1	6,2	0,993	0,051	0,108	-0,996	-0,084	0,017	
0,403764	0,014456	0,0546	87,3	6,4	0,993	0,048	0,111	-0,996	-0,083	0,021	
0,38002	0,013732	0,057145	87,9	6,8	0,992	0,037	0,118	-0,996	-0,077	0,033	
0,364962	0,013268	0,060204	88,3	7,1	0,992	0,03	0,123	-0,996	-0,074	0,04	
0,357656	0,013041	0,059172	88,5	7,2	0,992	0,026	0,126	-0,996	-0,072	0,044	
0,350495	0,012818	0,060399	88,7	7,4	0,991	0,023	0,129	-0,996	-0,07	0,048	
0,336595	0,012383	0,059862	89,1	7,7	0,991	0,016	0,134	-0,996	-0,066	0,056	
0,42661	0,015137	0,056633	86,2	6,1	0,992	0,065	0,106	-0,995	-0,096	0,008	
0,409746	0,014629	0,055494	86,6	6,4	0,992	0,058	0,111	-0,996	-0,092	0,016	
0,377966	0,01366	0,060209	87,4	7	0,992	0,044	0,121	-0,996	-0,085	0,031	
0,363	0,013198	0,058854	87,8	7,3	0,991	0,037	0,126	-0,996	-0,081	0,039	
0,34862	0,012751	0,059065	88,2	7,6	0,991	0,03	0,131	-0,996	-0,078	0,047	
0,341643	0,012533	0,0612	88,4	7,7	0,991	0,027	0,134	-0,996	-0,076	0,051	
0,328099	0,012107	0,060817	88,9	8	0,99	0,02	0,139	-0,996	-0,072	0,059	
0,424314	0,015106	0,055757	85,8	6,3	0,991	0,073	0,109	-0,995	-0,104	0,007	
0,407556	0,014598	0,055295	86,2	6,6	0,991	0,066	0,114	-0,995	-0,1	0,014	
0,399423	0,014351	0,059281	86,4	6,7	0,991	0,062	0,117	-0,995	-0,098	0,018	
0,39145	0,014107	0,059852	86,6	6,8	0,991	0,059	0,119	-0,995	-0,096	0,022	
0,375971	0,013631	0,059834	87	7,1	0,991	0,052	0,124	-0,995	-0,093	0,03	
0,346801	0,012723	0,060282	87,8	7,7	0,99	0,038	0,134	-0,995	-0,086	0,046	
0,339865	0,012505	0,060169	88	7,9	0,99	0,034	0,137	-0,995	-0,084	0,05	
0,333066	0,012291	0,062431	88,2	8	0,99	0,031	0,139	-0,995	-0,082	0,054	
0,319868	0,011872	0,061806	88,6	8,3	0,989	0,024	0,144	-0,995	-0,079	0,062	
0,422083	0,015076	0,057901	85,4	6,4	0,99	0,08	0,112	-0,994	-0,111	0,005	

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
17. Apr.	1	06:26	06:26
18. Apr.	2	06:24	06:25
19. Apr.	3	06:22	06:24
20. Apr.	5	06:19	06:23
21. Apr.	6	06:17	06:22
22. Apr.	7	06:16	06:22
23. Apr.	8	06:14	06:21
24. Apr.	10	06:12	06:21
25. Apr.	11	06:09	06:19
26. Apr.	13	06:07	06:19
27. Apr.	15	06:05	06:19
28. Apr.	16	06:03	06:18
29. Apr.	17	06:02	06:18
30. Apr.	18	06:00	06:17
1. Mai.	17	06:00	06:16
2. Mai.	17	06:00	06:16
3. Mai.	16	06:00	06:15
4. Mai.	16	06:00	06:15
5. Mai.	16	06:00	06:15
6. Mai.	15	06:00	06:14
7. Mai.	15	06:00	06:14
8. Mai.	15	06:00	06:14
9. Mai.	14	06:00	06:13
######	14	06:00	06:13
######	14	06:00	06:13
######	13	06:00	06:12
######	13	06:00	06:12
######	13	06:00	06:12
######	12	06:00	06:11
######	12	06:00	06:11
######	12	06:00	06:11
######	11	06:00	06:10
######	11	06:00	06:10
######	11	06:00	06:10
######	11	06:00	06:10
######	10	06:00	06:09
######	10	06:00	06:09
######	10	06:00	06:09
######	10	06:00	06:09
######	9	06:00	06:08
######	9	06:00	06:08
######	10	06:00	06:09

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 3
20.04.2020	20.08.2020	24	1763	06:00	06:27	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 3:

1763 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
1252 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
511 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
24 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3461 Einträgen /-48):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)