SolPEG
Solar Power Expert Group

Blendgutachten
Solarpark Quarnstedt

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Quarnstedt 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 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, Bahnstrecke Süd 16
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte 17
4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nord 18
4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4 (Gebäude östlich) 19
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 19
5.1 Zusammenfassung 19
5.2 Beurteilung der Ergebnisse 19
6 Schlussbemerkung 19

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 Quarnstedt

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Quarnstedt“ für die Bahnstrecke Hamburg-Altona–Kiel sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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 „Quarnstedt“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstecke Hamburg-Altona–Kiel sowie 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 wurde als nicht erforderlich angesehen.

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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,2 km westlich der Ortschaft Quarnstedt und ca. 3,5 km östlich von Kellinghusen in Schleswig-Holstein. Zwischen den Flächen verläuft auf ca. 850 m Länge die zweispurige Bahnstrecke Hamburg-Altona–Kiel. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche ca. 1,2 km östlich der Ortschaft Quarnstedt, ca. 3,5 km westlich von Kellinghusen in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	53.958°N, 9.770°O 10 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 850 m (ca. 490 m Fläche Ost, ca. 700 m Fläche West)
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m - 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 690 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

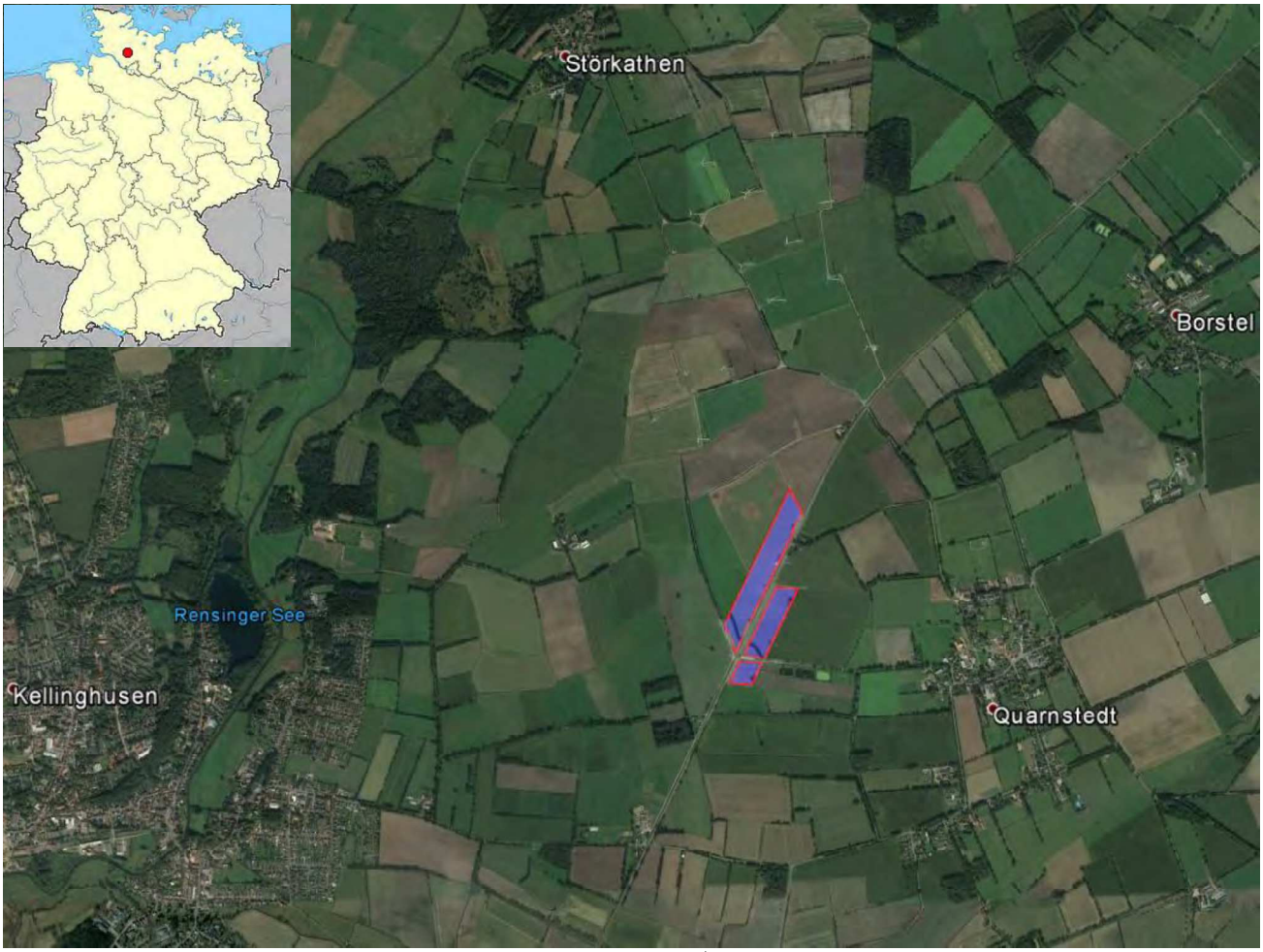


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV Anlage (Ausschnitt Nord)

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

Detailansicht (Ausschnitt Süd)

Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (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 Gebäude östlich und westlich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle ist allerdings nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen. Die Standorte werden dennoch untersucht.

Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich östlich und westlich 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:

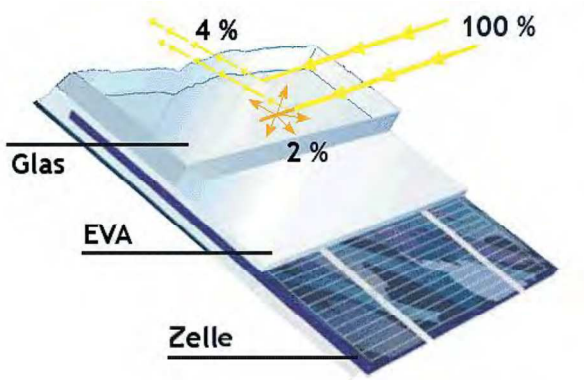


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

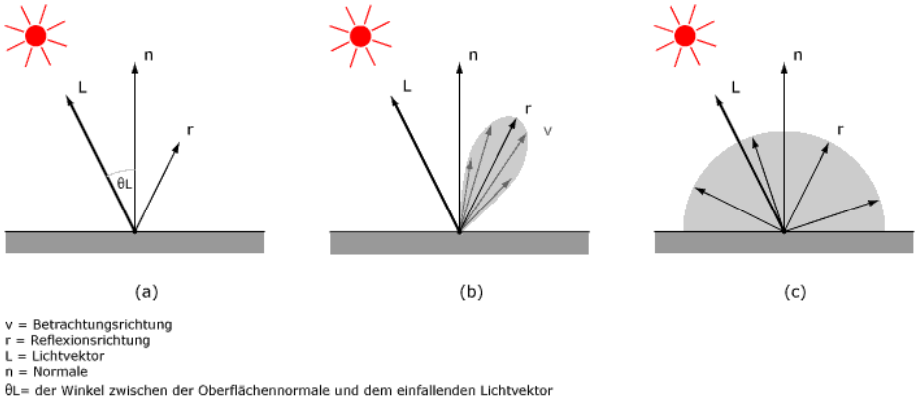


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

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

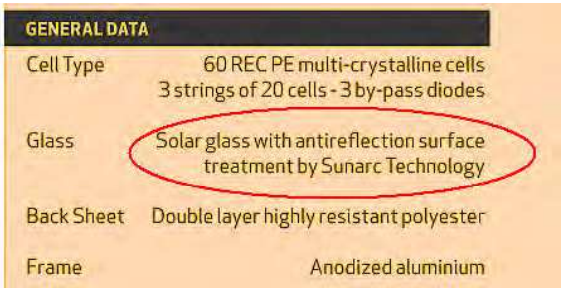


Bild 3.2.5: Auszug aus dem REC Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

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, 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:

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

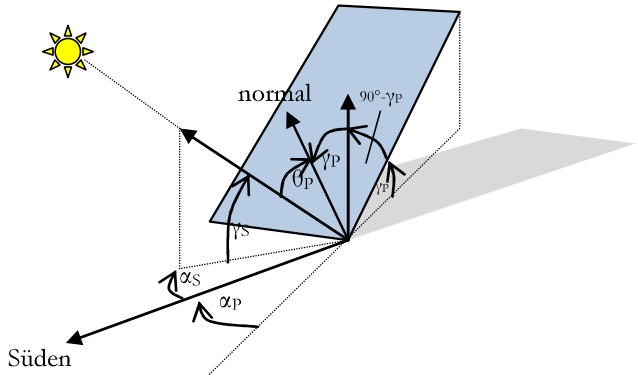


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.
Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

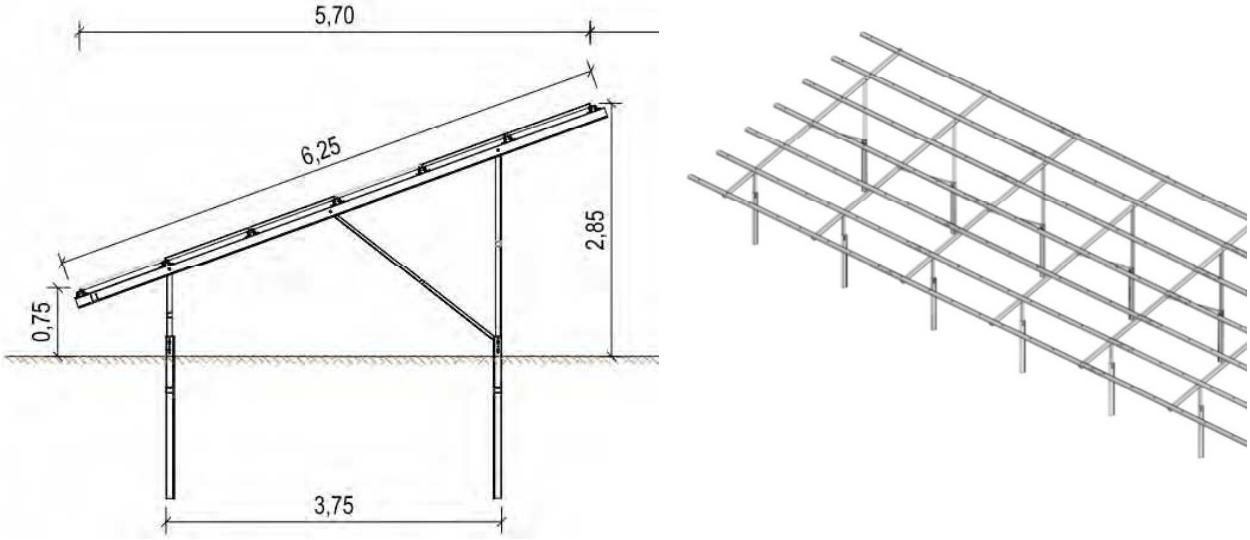


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	REC (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Bahnlinie	26° Richtung Nordost
Höhe Messpunkte Zugführer	2 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.

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 nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Quarnstedt wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke und 1 Messpunkt m Bereich von umliegenden Gebäuden.
Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und 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 Vorschlägen zu deren Minderung ergänzt und 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 diese 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 den Rotor 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.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also feste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt[6] 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.

[6] 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

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.

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von 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[7]) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2018 eine mittlere Wolkenbedeckung[8] von 50 % ermittelt.
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.

[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_eur_cfc_mean_2018_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

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, Ausschnitt bearbeitet)

Die folgenden Bilder zeigen den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 281, rechts ICE (Quelle: Wikipedia)

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 +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist.

Die in der Simulation berechneten Ergebnisse (bezogen auf 360°) sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar.

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 Quarnstedt wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, für die eine Blendwirkung in den Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer.
Das Ergebnis beinhaltet alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. Auch Werte mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° sind zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 50% geringer.

Tabelle 3 zeigt die unbereinigten Simulationsergebnisse wie sie auch im Anhang dargestellt sind. Bereits die unbereinigten Zahlen verdeutlichen, dass am Messpunkt P4 eine Beeinträchtigung durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.

Generell dienen die Zahlen für die jeweiligen Messpunkte der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

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

Messpunkt	**PV Feld West**	
	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke Süd	0	0
P2 Bahnstrecke Mitte	0	5703[W]
P3 Bahnstrecke Nord	0	4257[W]
P4 Gebäude östlich der PV Anlage	0	1468[E]

Messpunkt	**PV Feld Ost**	
	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke Süd	0	1334[W]
P2 Bahnstrecke Mitte	0	2680[W]
P3 Bahnstrecke Nord	0	0[W]
P4 Gebäude östlich der PV Anlage	5	631[E]

- „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder
- „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder

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

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, Bahnstrecke Süd

Am Messpunkt P1, auf der zwischen der PV Anlage verlaufenden Bahnstrecke, können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz bei der Fahrt Richtung Nordosten rein rechnerisch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage (Feld Ost) auftreten. Selbst ohne Bereinigung der Rohdaten liegen diese jedoch mit ca. +23° bis +56° östlich (rechts) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.

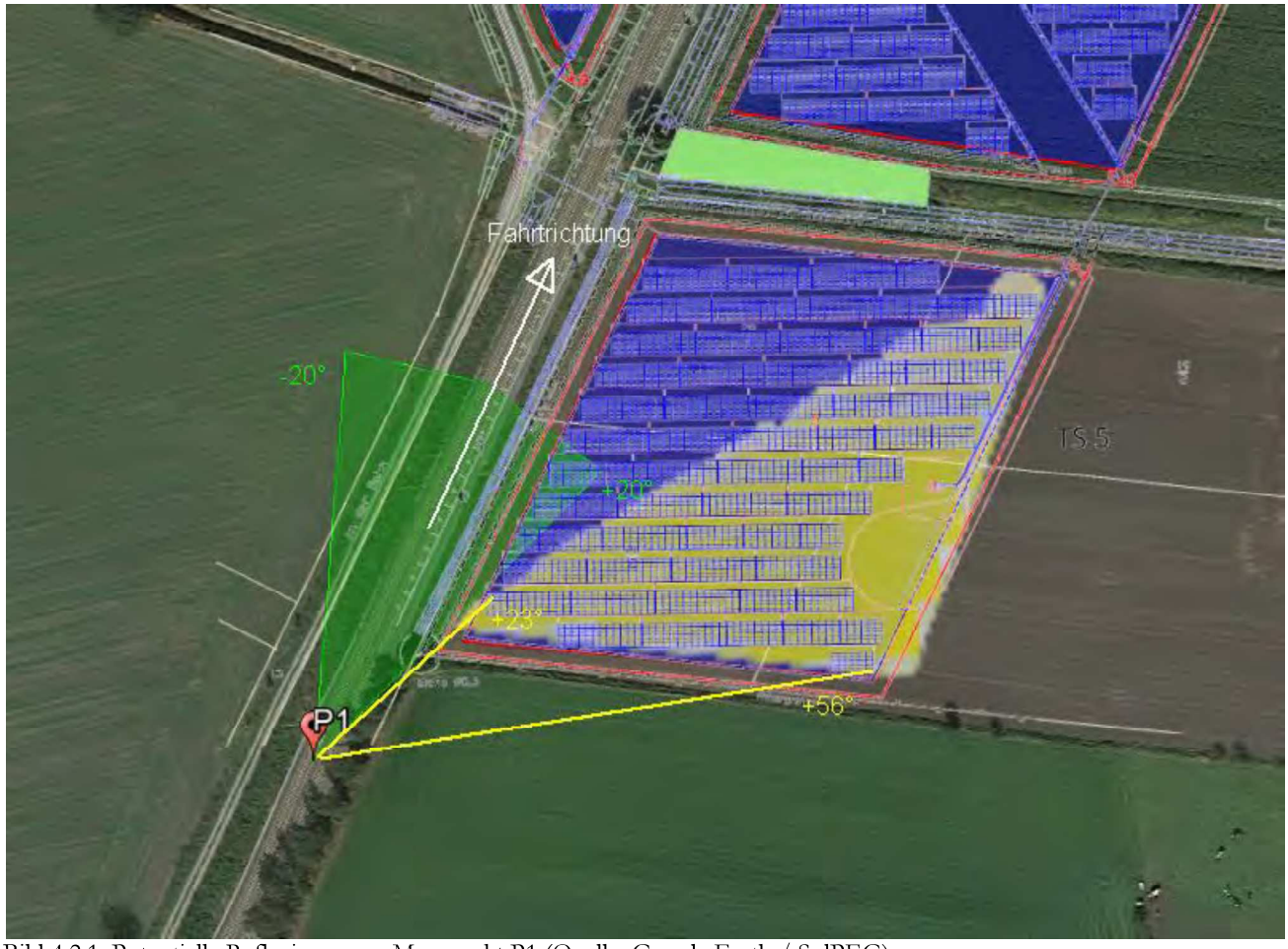


Bild 4.2.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei einer Fahrt Richtung Nordosten. Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen auftreten.

Die gelb/weiß markierte Fläche entspricht den nicht bereinigten Simulationsergebnissen (1334 Minuten). Nach Bereinigung der Daten wäre die Fläche entsprechend kleiner.

Die Daten befinden sich im Anhang und die dort aufgeführten Zahlen sind nicht ohne Einschränkung zu verwenden.

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, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2, auf der zwischen der PV Anlage verlaufenden Bahnstrecke, können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz bei der Fahrt Richtung Nordosten und Südwesten rein rechnerisch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Selbst ohne Bereinigung der Rohdaten liegen diese jedoch bei der Fahrt Richtung Nordosten mit ca. +23° bis +68° östlich (rechts) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Bei der Fahrt Richtung Südwesten liegt der Einfallswinkel zwischen +58° und +101° westlich zur Fahrtrichtung und daher ebenfalls außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 dargestellt.

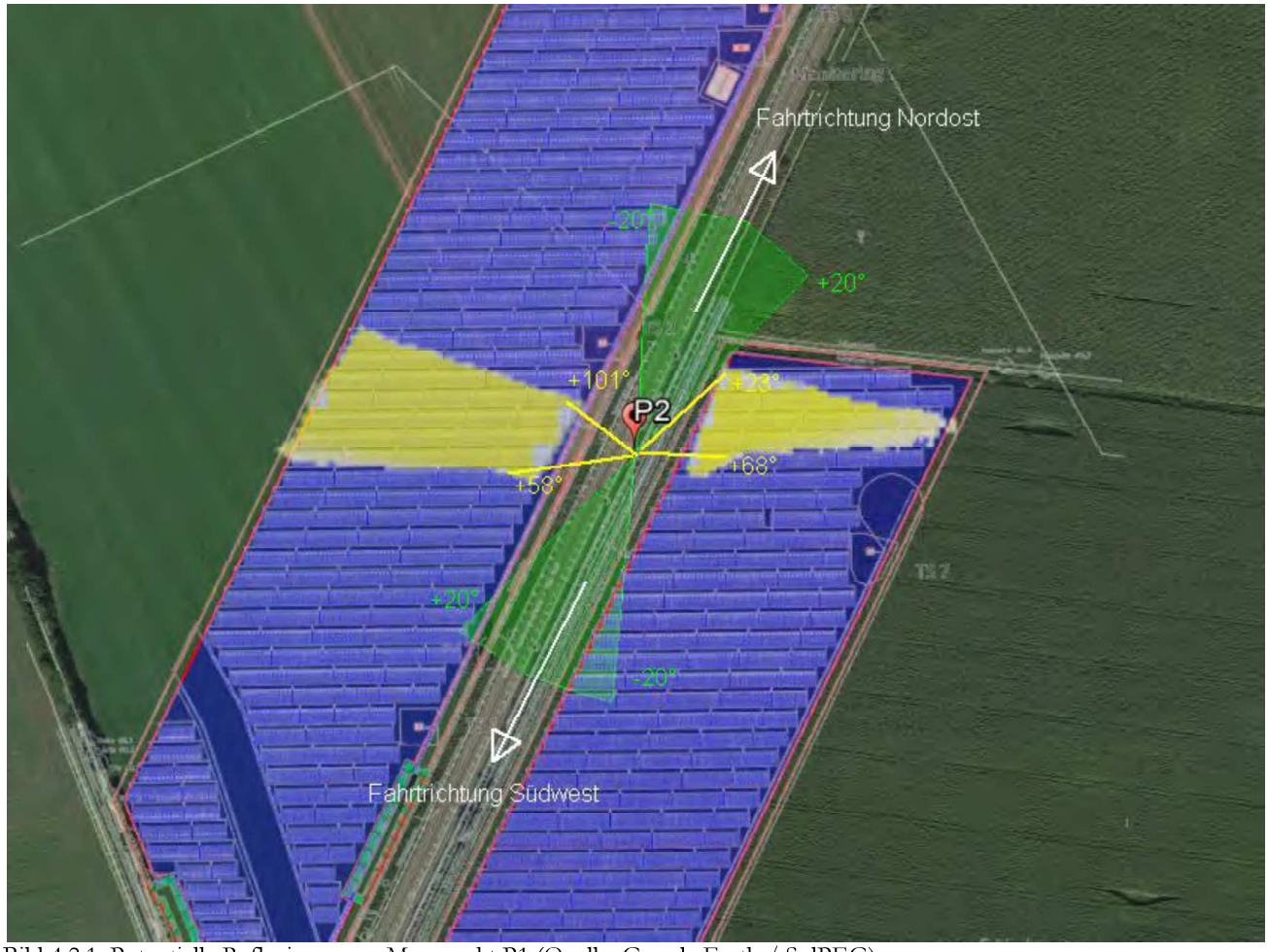


Bild 4.2.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereiche zeigt den relevanten Sichtwinkel bei einer Fahrt Richtung Nordosten bzw. Südwesten. Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen auftreten.

Die gelb/weiß markierten Flächen entsprechen den nicht bereinigten Simulationsergebnissen. Nach Bereinigung der Daten wären die Flächen entsprechend kleiner.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nord

Am Messpunkt P3 auf der zwischen der PV Anlage verlaufenden Bahnstrecke können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz bei der Fahrt Richtung Südwesten rein rechnerisch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage (Feld West) auftreten. Wie auch bei Messpunkt P1 und P2 liegt der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3 für das PV Feld West. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 0 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.
Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

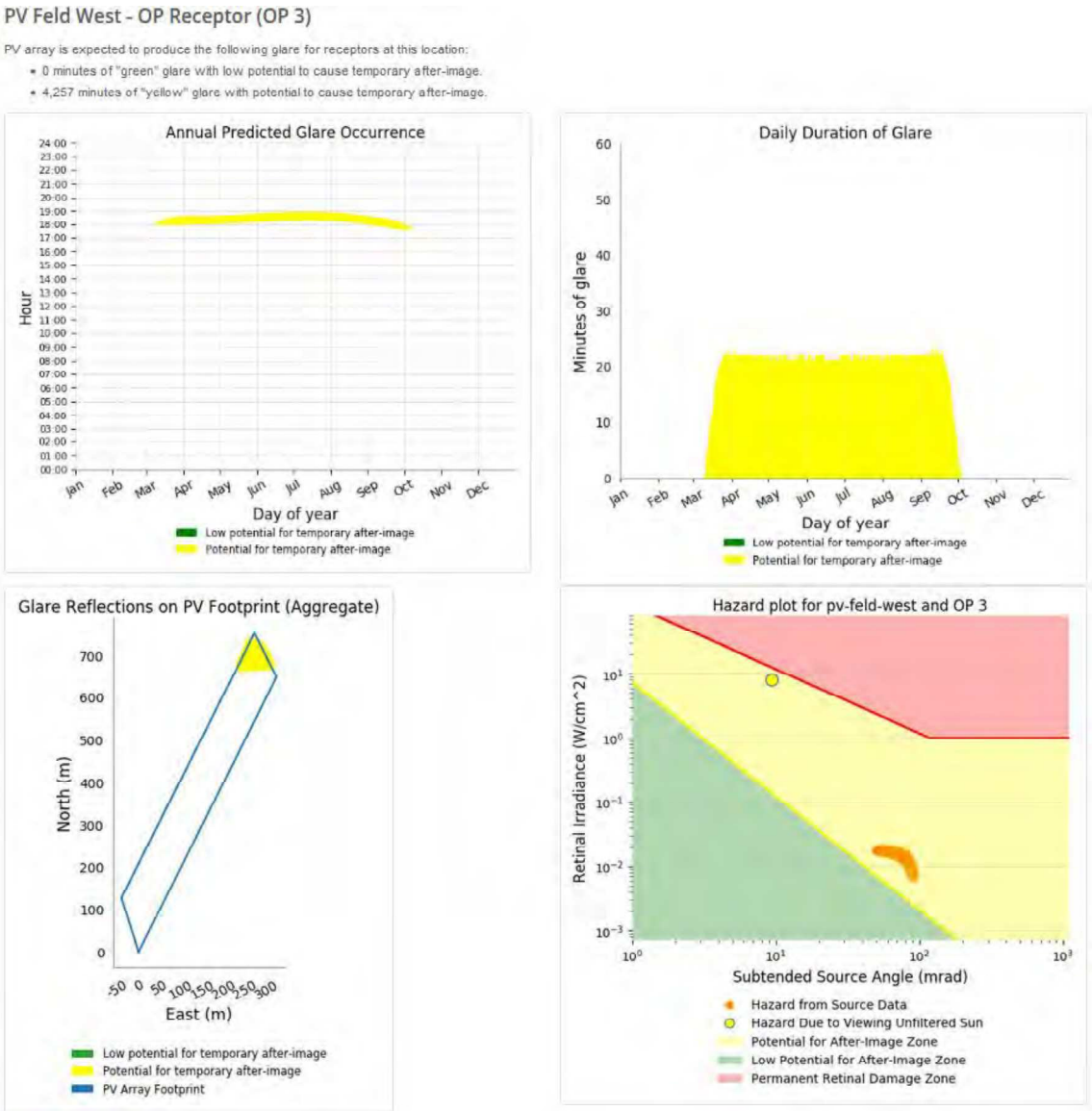


Bild 4.4.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4 (Gebäude östlich)

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz rein rechnerisch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Da die unbereinigten Rohdaten für beide PV Felder zusammengefasst geringfügig über den Richtwerten der Licht-Leitlinie liegen, wurden die Rohdaten zu Kontrollzwecken bereinigt und überprüft. Danach sind an insgesamt 1249 Minuten pro Jahr und max. 14 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage möglich (PV Feld Ost: 127 Minuten pro Jahr und max. 5 Minuten pro Tag, PV Feld West: 1122 Minuten pro Jahr und max. 14 Minuten pro Tag). Sowohl aufgrund der geringen Dauer als auch aufgrund der großen Entfernung (ca. 690 m - 880 m) kann eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage in den betreffenden Gebäuden im Sinne der Licht-Leitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Quarnstedt PV Module mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.
An den 3 Messpunkten auf der Bahnstrecke Hamburg-Altona–Kiel können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels und sind somit zu vernachlässigen. Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese sind aber aufgrund der großen Entfernung und auch aufgrund der geringen Dauer im Sinne der Licht-Leitlinie zu vernachlässigen. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln können. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

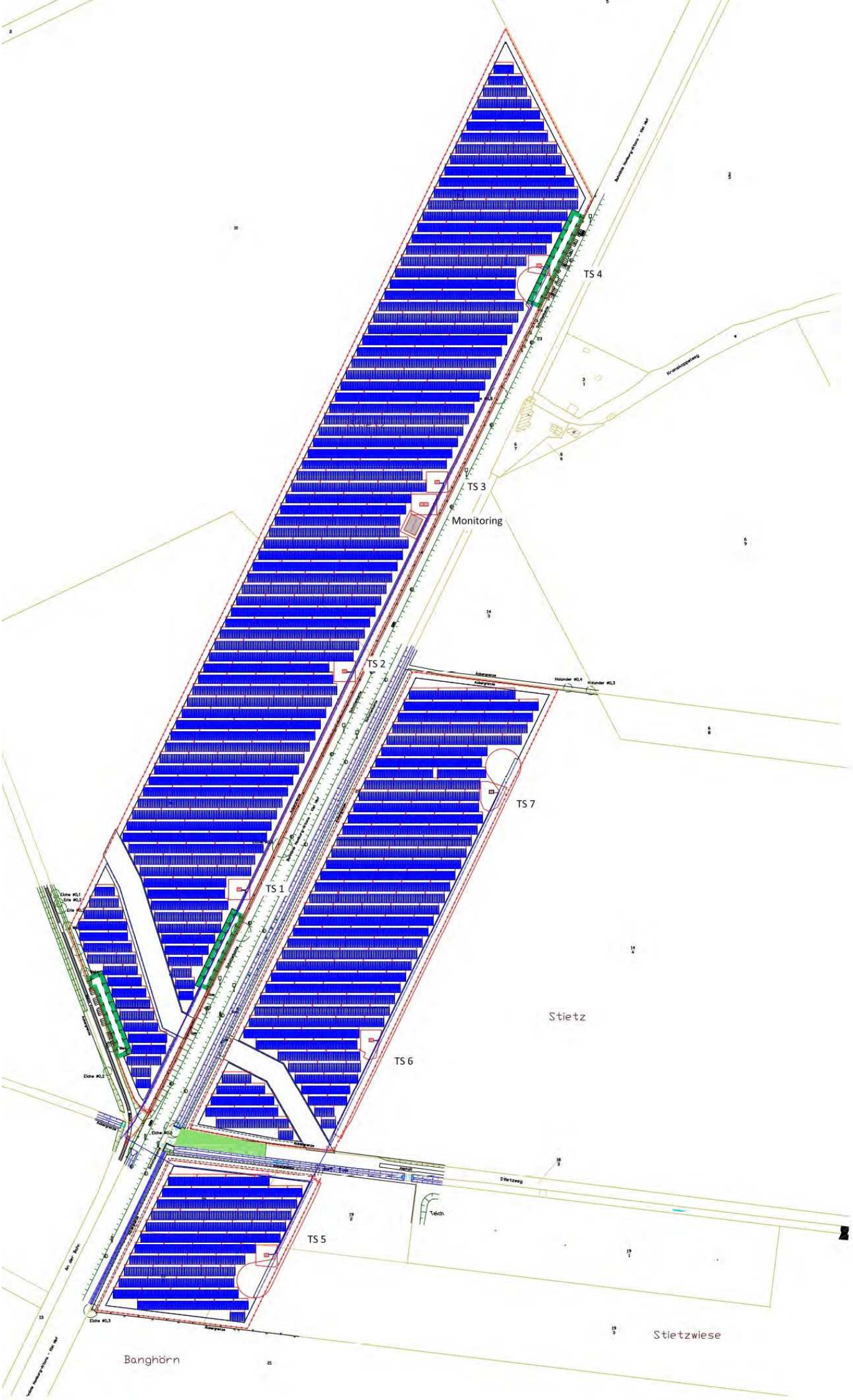
5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Quarnstedt kann als „geringfügig“ klassifiziert 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. natürlichem Sichtschutz, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Zugführer und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt. 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 06.09.2019 [redacted]
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

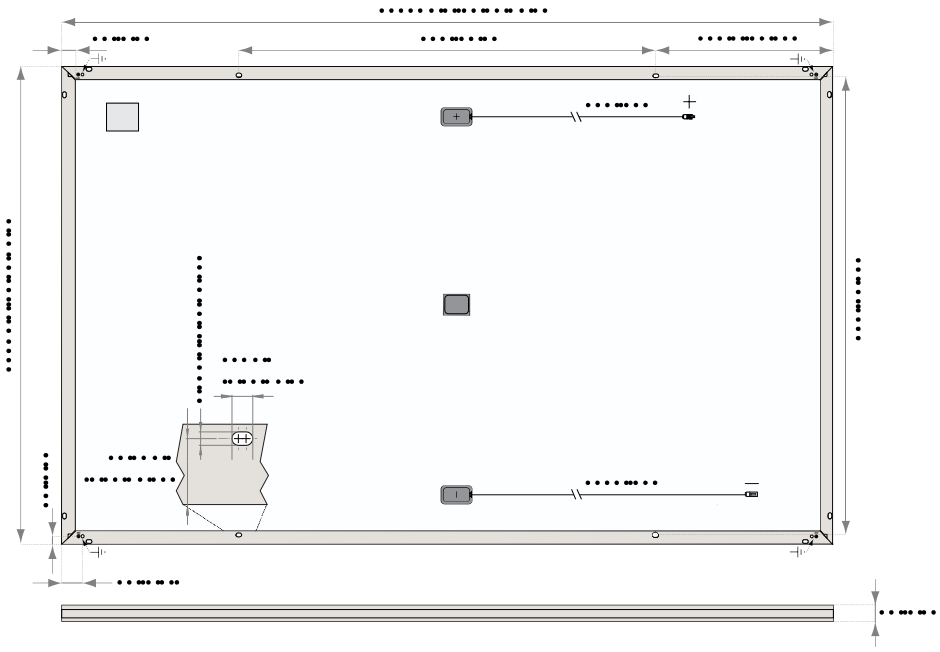

TS 4
TS 3
Monitoring
TS 2
TS 7
TS 1
TS 6
TS 5
Stietz
Stietzwiese
Banghörn
Stietzweg
Teich
Holunder #0,4
Holunder #0,3
Eiche #0,2
Eiche #0,3

SOLAR'S MOST TRUSTED

REC

TwinPeak 2 BLK2 Serie

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE



17,1% EFFIZIENZ

10 JAHRE PRODUKTGARANTIE

25 JAHRE LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

take way

Quarnstedt

Aviation Report | Print | Open in editor | More | Delete config

Created **Sept. 6, 2019 8:09 a.m.**
Updated **Sept. 6, 2019 8:20 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: 30904.1215

Glare Analysis Summary | PV Array Results

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 Ost	20.0	180.0	5	4.645	-
PV Feld West	20.0	180.0	0	11.428	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld Ost
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 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

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.953796	9.766459	6.10	2.00	8.10
2	53.957797	9.769786	7.66	2.00	9.66
3	53.957677	9.771353	9.40	2.00	11.40
4	53.953640	9.768178	6.50	2.00	8.50

Name: PV Feld West
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 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

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.955094	9.766803	6.01	2.00	8.01
2	53.960918	9.771749	7.77	2.00	9.77
3	53.961839	9.770950	7.41	2.00	9.41
4	53.956239	9.766186	7.31	2.00	9.31

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.953489	9.765712	5.89	2.00	7.89
OP 2	53.957568	9.769210	7.20	2.00	9.20
OP 3	53.961229	9.772300	8.12	2.00	10.12
OP 4	53.954601	9.779660	16.26	2.00	18.26

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.
- 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 potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

PV Feld Ost potential temporary after-image

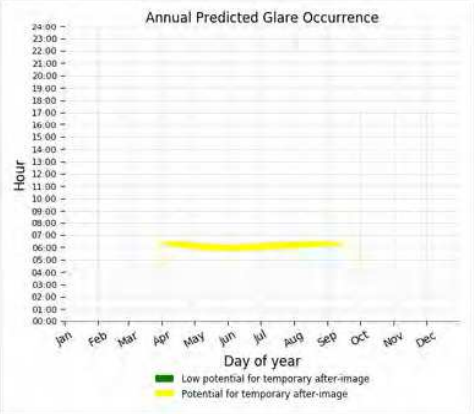
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1334
OP: OP 2	0	2680
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	5	631

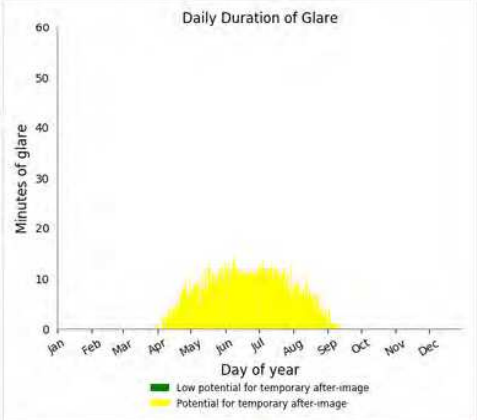
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

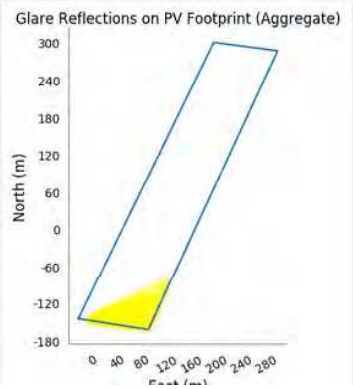
CSV

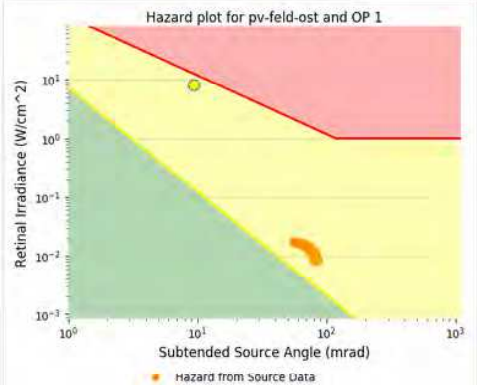
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,334 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







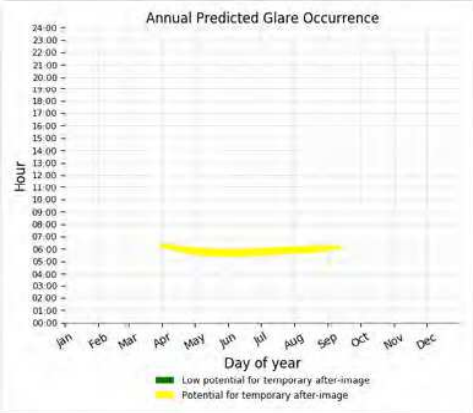


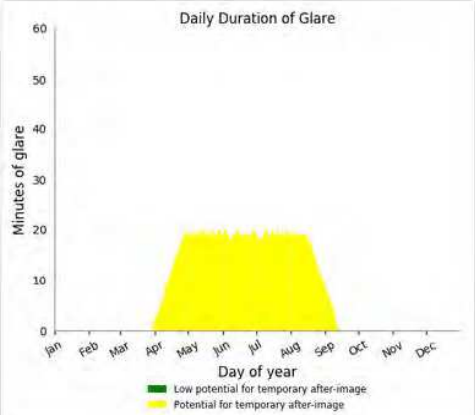
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

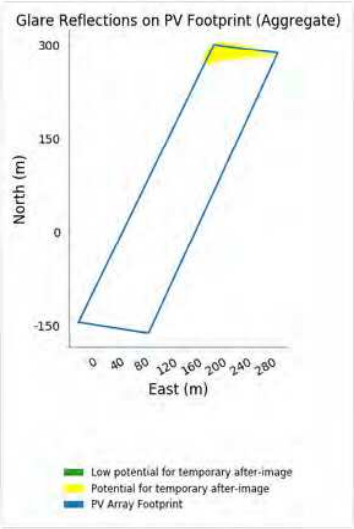
CSV

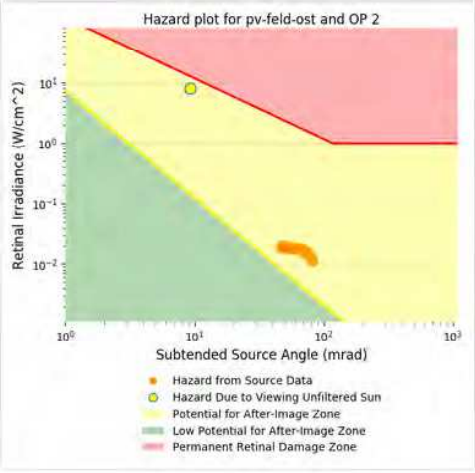
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,680 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

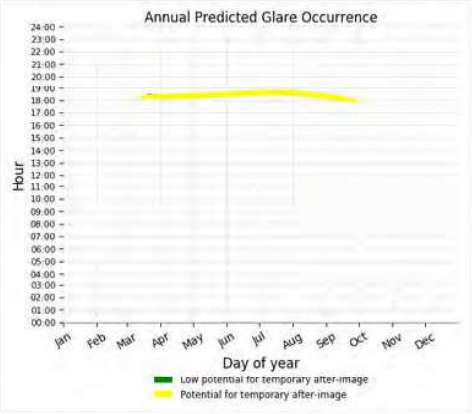
No glare found

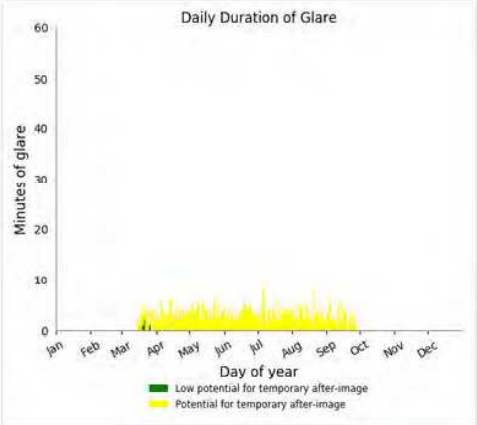
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

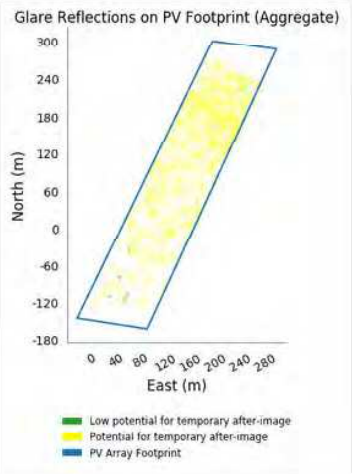
CSV

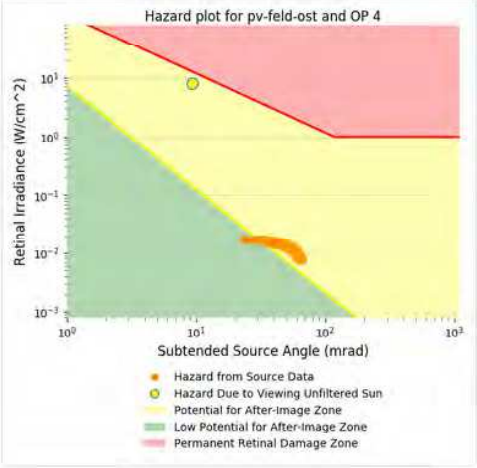
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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









PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	5703
OP: OP 3	0	4257
OP: OP 4	0	1468

PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

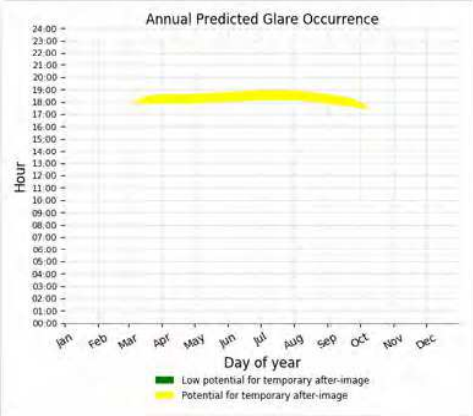
No glare found

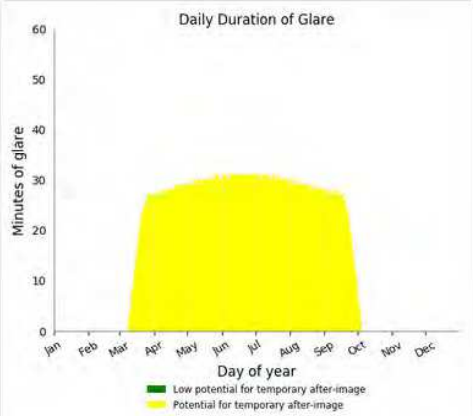
PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

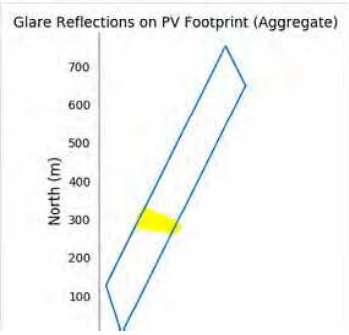
CSV

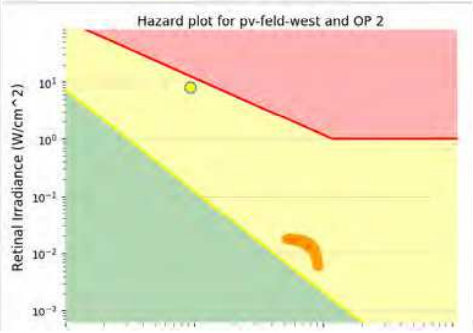
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,703 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







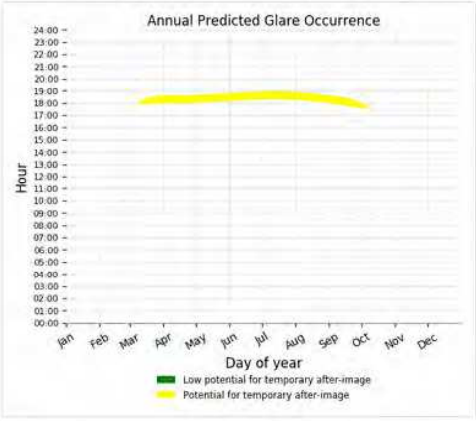


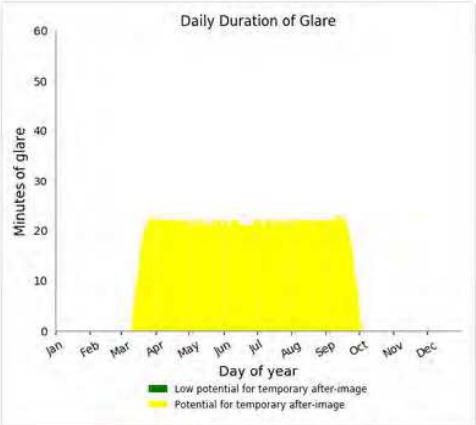
PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

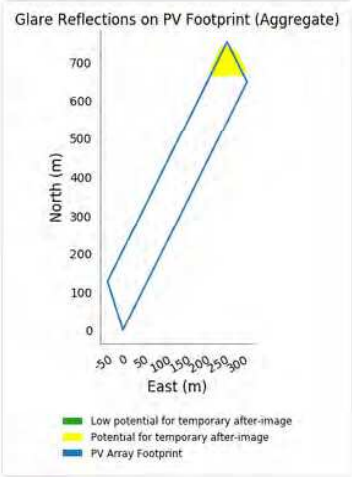
CSV

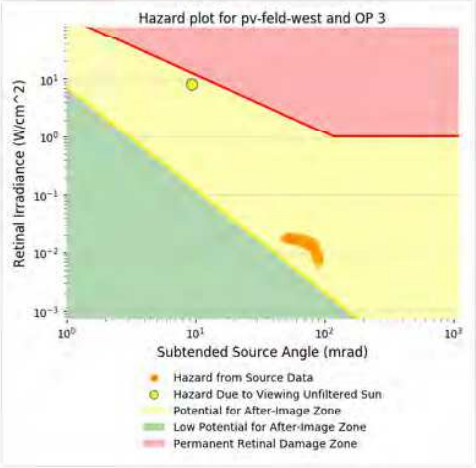
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,257 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





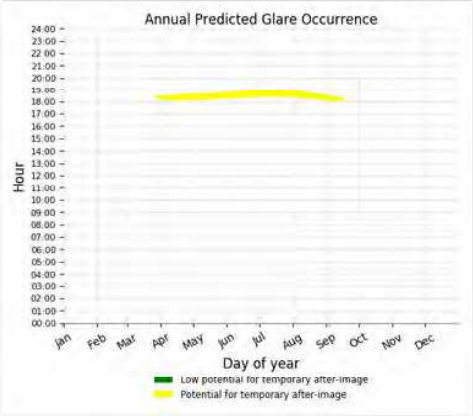


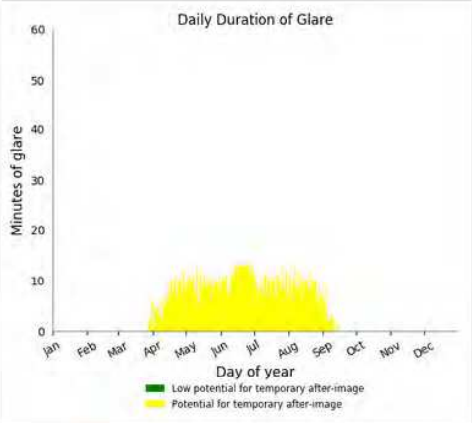


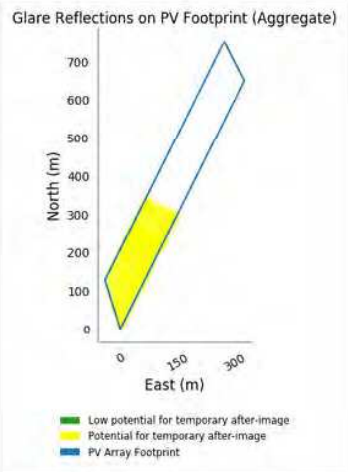
PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

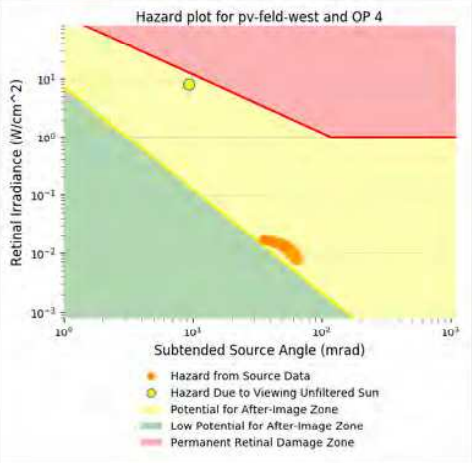
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,468 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









Subtended angle (rad)	Sun azimuth (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minu	erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit
0,038	265,300	0,400	-0,997	-0,081	0,007	1,00	0,058	0,057	88,000	25.04.2019	3	18:15	18:21	12.05.2019	13.05.2019	6	11	18:19	18:31
0,039	265,400	0,900	-0,997	-0,081	0,015	1,00	0,052	0,063	87,600	26.04.2019	2	18:21	18:22	22.05.2019	23.05.2019	6	11	18:22	18:35
0,040	265,600	1,200	-0,997	-0,076	0,021	1,00	0,045	0,065	87,400	27.04.2019	2	18:21	18:24	27.05.2019	27.05.2019	5	5	18:23	18:33
0,040	265,800	1,000	-0,997	-0,073	0,018	1,00	0,044	0,061	87,600	28.04.2019	2	18:16	18:25	01.06.2019	01.06.2019	5	5	18:27	18:37
0,037	266,200	0,800	-0,998	-0,066	0,013	1,00	0,042	0,052	88,000	29.04.2019	3	18:18	18:26	07.06.2019	07.06.2019	5	5	18:26	18:37
0,042	265,900	1,500	-0,997	-0,072	0,027	1,00	0,038	0,067	87,200	30.04.2019	4	18:21	18:28	19.06.2019	20.06.2019	5	10	18:29	18:41
0,039	266,700	0,900	-0,998	-0,058	0,016	1,00	0,034	0,050	88,000	01.05.2019	4	18:16	18:29	23.06.2019	24.06.2019	5	10	18:30	18:41
0,036	266,900	0,800	-0,998	-0,055	0,014	1,00	0,033	0,046	88,200	02.05.2019	3	18:21	18:25	04.07.2019	04.07.2019	5	5	18:31	18:44
0,035	267,100	0,600	-0,999	-0,051	0,011	1,00	0,032	0,041	88,400	03.05.2019	5	18:17	18:28	06.07.2019	07.07.2019	8	13	18:32	18:46
0,030	267,700	0,200	-0,999	-0,041	0,003	1,00	0,029	0,029	89,000	04.05.2019	4	18:25	18:30	18.07.2019	18.07.2019	6	6	18:33	18:46
0,041	266,700	1,400	-0,998	-0,058	0,025	1,00	0,028	0,056	87,500	05.05.2019	3	18:17	18:26	21.07.2019	21.07.2019	5	5	18:32	18:45
0,039	266,900	1,300	-0,998	-0,054	0,022	1,00	0,027	0,052	87,800	06.05.2019	4	18:18	18:25	04.08.2019	04.08.2019	5	5	18:28	18:34
0,027	268,300	0,200	-1,000	-0,029	0,004	1,00	0,020	0,022	89,200	07.05.2019	3	18:18	18:31	07.08.2019	07.08.2019	5	5	18:28	18:36
0,040	267,100	1,600	-0,998	-0,050	0,028	1,00	0,021	0,053	87,500	08.05.2019	6	18:19	18:29	10.08.2019	10.08.2019	5	5	18:26	18:39
0,040	267,300	1,400	-0,999	-0,046	0,025	1,00	0,019	0,049	87,700	09.05.2019	5	18:19	18:29	12.08.2019	12.08.2019	5	5	18:25	18:38
0,040	267,500	1,300	-0,999	-0,043	0,023	1,00	0,018	0,045	87,900	10.05.2019	2	18:19	18:21	14.08.2019	14.08.2019	5	5	18:24	18:32
0,027	268,800	0,400	-1,000	-0,022	0,007	1,00	0,012	0,019	89,200	11.05.2019	2	18:21	18:24						
0,024	269,000	0,300	-1,000	-0,018	0,005	1,00	0,011	0,015	89,400	12.05.2019	5	18:19	18:31						
0,044	267,000	2,200	-0,998	-0,053	0,038	1,00	0,016	0,064	86,900	13.05.2019	6	18:20	18:29						
0,042	267,400	1,900	-0,998	-0,046	0,033	1,00	0,014	0,055	87,300	14.05.2019	2	18:26	18:32						
0,041	267,600	1,800	-0,999	-0,042	0,031	1,00	0,013	0,051	87,500	15.05.2019	4	18:19	18:28						
0,046	267,200	2,500	-0,998	-0,049	0,044	1,00	0,009	0,065	86,700	16.05.2019	4	18:20	18:30						
0,044	267,400	2,400	-0,998	-0,045	0,042	1,00	0,008	0,061	86,900	17.05.2019	2	18:21	18:24						
0,041	268,200	1,800	-0,999	-0,031	0,031	1,00	0,004	0,044	87,700	18.05.2019	4	18:21	18:34						
0,031	269,400	0,900	-1,000	-0,010	0,016	1,00	-0,003	0,019	88,900	19.05.2019	4	18:23	18:33						
0,046	267,400	2,900	-0,998	-0,045	0,050	1,00	0,002	0,067	86,400	20.05.2019	2	18:25	18:30						
0,032	269,700	1,200	-1,000	-0,006	0,022	1,00	-0,009	0,020	88,700	21.05.2019	2	18:24	18:27						
0,033	270,100	1,400	-1,000	0,002	0,025	1,00	-0,017	0,018	88,700	22.05.2019	5	18:22	18:35						
0,044	269,100	2,600	-0,999	-0,015	0,046	1,00	-0,018	0,045	87,200	23.05.2019	6	18:22	18:35						
0,041	269,300	2,500	-0,999	-0,012	0,043	1,00	-0,019	0,041	87,400	24.05.2019	3	18:22	18:24						
0,034	270,500	1,600	-1,000	0,010	0,028	1,00	-0,025	0,015	88,700	25.05.2019	2	18:29	18:32						
0,030	270,700	1,500	-1,000	0,013	0,025	1,00	-0,026	0,011	88,900	26.05.2019	3	18:25	18:33						
0,049	268,600	3,500	-0,998	-0,025	0,062	1,00	-0,020	0,064	86,200	27.05.2019	5	18:23	18:33						
0,046	269,000	3,200	-0,998	-0,018	0,057	1,00	-0,023	0,055	86,600	28.05.2019	2	18:23	18:34						
0,035	270,800	1,900	-0,999	0,014	0,034	1,00	-0,032	0,017	88,500	29.05.2019	4	18:27	18:33						
0,048	269,000	4,200	-0,997	-0,017	0,073	1,00	-0,034	0,067	85,700	30.05.2019	3	18:24	18:31						
0,049	269,200	4,000	-0,997	-0,013	0,071	1,00	-0,035	0,063	85,900	31.05.2019	4	18:24	18:34						
0,048	269,600	3,700	-0,998	-0,006	0,065	1,00	-0,037	0,054	86,400	01.06.2019	5	18:27	18:37						
0,046	270,000	3,500	-0,998	0,001	0,060	1,00	-0,039	0,046	86,800	02.06.2019	2	18:25	18:34						
0,047	269,900	4,100	-0,997	-0,002	0,071	1,00	-0,044	0,056	86,100	03.06.2019	3	18:25	18:28						
0,049	269,700	4,700	-0,997	-0,005	0,082	1,00	-0,049	0,066	85,500	04.06.2019	1	18:25	18:25						
0,042	271,700	3,200	-0,998	0,030	0,056	1,00	-0,059	0,024	87,600	05.06.2019	4	18:26	18:34						
0,050	270,100	4,900	-0,996	0,003	0,085	1,00	-0,056	0,063	85,500	06.06.2019	2	18:32	18:39						
0,047	270,800	4,400	-0,997	0,013	0,077	1,00	-0,060	0,051	86,100	07.06.2019	5	18:26	18:37						

Ergebnisse:

127 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

84 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

43 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

8 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 637 Einträgen /-84):

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)

Retinal irradiance (W/cm^2)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minu	erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit
0,015	0,046	269,600	3,300	-0,998	-0,007	0,057	1,00	-0,031	0,048	86,800	22.04.2019	1	18:15	18:15	24.04.2019	24.04.2019	5	5	18:16	18:20
0,017	0,036	271,200	2,100	-0,999	0,021	0,037	1,00	-0,040	0,014	88,400	23.04.2019	3	18:16	18:18	26.04.2019	17.08.2019	14	1117	18:15	18:48
0,015	0,043	270,600	3,000	-0,999	0,011	0,053	1,00	-0,042	0,033	87,400	24.04.2019	5	18:16	18:20						
0,016	0,041	271,100	2,700	-0,999	0,018	0,047	1,00	-0,045	0,025	87,800	25.04.2019	3	18:15	18:19					Ergebnisse:	
0,015	0,046	270,500	3,600	-0,998	0,008	0,063	1,00	-0,047	0,043	86,800	26.04.2019	7	18:15	18:22				1122	Minuten pro Jahr (Summe gesamt)	
0,014	0,048	270,300	4,200	-0,997	0,005	0,074	1,00	-0,052	0,053	86,100	27.04.2019	7	18:16	18:24				787	Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)	
0,014	0,047	270,700	4,000	-0,998	0,012	0,069	1,00	-0,054	0,045	86,500	28.04.2019	7	18:16	18:25				335	Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)	
0,015	0,045	271,100	3,700	-0,998	0,020	0,064	1,00	-0,056	0,036	86,900	29.04.2019	9	18:16	18:28				14	Minuten pro Tag (Max)	
0,015	0,043	271,500	3,400	-0,998	0,027	0,059	1,00	-0,058	0,028	87,400	30.04.2019	8	18:17	18:26						
0,016	0,041	271,900	3,100	-0,998	0,034	0,054	1,00	-0,060	0,020	87,800	01.05.2019	9	18:16	18:31					Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1469 Einträgen /-290):	
0,016	0,040	272,100	2,900	-0,998	0,037	0,051	1,00	-0,061	0,015	88,000	02.05.2019	8	18:16	18:27					1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)	
0,014	0,048	271,400	4,400	-0,997	0,024	0,078	1,00	-0,068	0,044	86,300	03.05.2019	11	18:17	18:32					2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)	
0,014	0,048	271,600	4,800	-0,996	0,028	0,083	1,00	-0,075	0,046	86,100	04.05.2019	10	18:17	18:32					3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)	
0,014	0,048	271,800	4,600	-0,996	0,032	0,081	1,00	-0,076	0,041	86,300	05.05.2019	9	18:17	18:33						
0,015	0,046	272,200	4,300	-0,996	0,039	0,075	1,00	-0,078	0,033	86,700	06.05.2019	10	18:19	18:33						
0,016	0,042	273,000	3,700	-0,996	0,053	0,065	1,00	-0,082	0,016	87,500	07.05.2019	11	18:18	18:34						
0,013	0,051	271,300	5,500	-0,995	0,022	0,096	1,00	-0,079	0,060	85,200	08.05.2019	8	18:18	18:34						
0,014	0,049	272,100	4,900	-0,996	0,036	0,086	1,00	-0,083	0,043	86,100	09.05.2019	7	18:18	18:31						
0,015	0,045	273,100	4,200	-0,996	0,053	0,073	1,00	-0,088	0,022	87,100	10.05.2019	13	18:19	18:35						
0,016	0,042	273,500	3,900	-0,996	0,060	0,068	1,00	-0,090	0,014	87,500	11.05.2019	11	18:19	18:35						
0,013	0,052	271,300	6,000	-0,994	0,022	0,104	0,99	-0,084	0,066	84,800	12.05.2019	5	18:19	18:27						
0,013	0,050	272,100	5,400	-0,995	0,036	0,094	1,00	-0,088	0,049	85,600	13.05.2019	12	18:19	18:33						
0,014	0,048	272,300	5,300	-0,995	0,040	0,092	1,00	-0,089	0,045	85,800	14.05.2019	11	18:19	18:35						
0,014	0,047	272,700	5,000	-0,995	0,047	0,087	1,00	-0,092	0,036	86,300	15.05.2019	9	18:19	18:35						
0,015	0,047	272,900	4,800	-0,995	0,050	0,084	1,00	-0,093	0,032	86,500	16.05.2019	8	18:20	18:30						
0,012	0,053	271,500	6,300	-0,994	0,026	0,110	0,99	-0,091	0,067	84,600	17.05.2019	11	18:20	18:34						
0,013	0,051	271,900	6,000	-0,994	0,033	0,105	0,99	-0,093	0,059	85,000	18.05.2019	9	18:21	18:36						
0,015	0,045	273,900	4,500	-0,995	0,068	0,079	1,00	-0,103	0,017	87,100	19.05.2019	9	18:21	18:37						
0,012	0,053	272,000	6,500	-0,993	0,034	0,113	0,99	-0,098	0,065	84,600	20.05.2019	9	18:21	18:37						
0,014	0,050	273,000	5,700	-0,994	0,051	0,100	0,99	-0,104	0,044	85,600	21.05.2019	10	18:21	18:35						
0,014	0,048	273,600	5,300	-0,994	0,062	0,092	0,99	-0,107	0,031	86,200	22.05.2019	11	18:21	18:38						
0,015	0,045	274,000	5,000	-0,994	0,069	0,087	0,99	-0,109	0,023	86,600	23.05.2019	9	18:22	18:38						
0,015	0,045	274,200	4,900	-0,994	0,072	0,085	0,99	-0,110	0,018	86,900	24.05.2019	7	18:22	18:36						
0,015	0,044	274,400	4,700	-0,994	0,076	0,082	0,99	-0,111	0,014	87,100	25.05.2019	10	18:22	18:38						
0,013	0,052	272,600	6,500	-0,993	0,045	0,113	0,99	-0,107	0,058	84,800	26.05.2019	9	18:22	18:38						
0,014	0,050	273,600	5,800	-0,993	0,062	0,100	0,99	-0,112	0,037	85,800	27.05.2019	9	18:22	18:38						
0,014	0,049	274,000	5,500	-0,993	0,069	0,095	0,99	-0,114	0,029	86,200	28.05.2019	10	18:23	18:39						
0,014	0,049	273,800	6,100	-0,992	0,066	0,106	0,99	-0,119	0,039	85,600	29.05.2019	9	18:23	18:39						
0,015	0,046	274,800	5,300	-0,992	0,084	0,093	0,99	-0,124	0,018	86,600	30.05.2019	10	18:24	18:40						
0,012	0,054	272,800	7,300	-0,991	0,049	0,126	0,99	-0,119	0,065	84,100	31.05.2019	8	18:24	18:40						
0,012	0,053	273,200	7,000	-0,991	0,056	0,121	0,99	-0,121	0,057	84,600	01.06.2019	9	18:24	18:40						