

# Blendgutachten Solarpark Tiebensee Ost

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in Neuenkirchen / Tiebensee 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  
[www.solpeg.de](http://www.solpeg.de)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag</b> .....	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Standort und Umgebung</b> .....	<b>4</b>
2.1	Umliegende Gebäude.....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung</b> .....	<b>7</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage .....	8
3.4	Berechnung der Blendwirkung .....	9
3.5	Standorte für die Analyse .....	10
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>11</b>
4.1	Allgemeine Hinweise .....	11
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	12
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	12
4.3	Ergebnisse an Messpunkt P3.....	13
4.4	Ergebnisse an Messpunkt P4.....	15
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>16</b>
5.1	Zusammenfassung.....	16
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	16
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>16</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Tiebensee"

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch Wattmanufactur GmbH & Co. KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Tiebensee“ zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. gemäß der daraus resultierenden sog. Licht-Leitlinie<sup>1</sup> sind technische Anlagen, die das Sonnenlicht reflektieren, so auszuführen, dass es bei Anwohnern und Verkehrsteilnehmern nicht zu erheblichen Störungen kommt. Die Licht-Leitlinie wurde durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und dient als Basis für Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Tiebensee“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Die dabei 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 Blendwirkung vor Ort ist nicht Bestandteil des Auftrags.

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

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI\\_RL\\_Licht\\_09\\_2012.pdf](http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf)

## 2 Standort und Umgebung

Die Fläche des Solarparks befindet sich östlich angrenzend an die Ortschaft Tiebensee in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet, ca. 5 km nordwestlich von Heide in Schleswig-Holstein. Die Anlage befindet auf ca. 1,1 km Länge entlang der eingleisigen, nicht elektrifizierten Nebenbahn Heide - Büsum<sup>2</sup>. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Weidefläche östlich des Ortes Tiebensee, ca. 5 km nordwestlich von Heide. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.222°N, 9.032°O, 0 m ü.N.N</a>
Grenzlänge entlang der Bahnlinie	ca. 1,1 km
Entfernung zu angrenzenden Straßen	nicht relevant
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Ca. 95 m (relevante Blickrichtung <sup>3</sup> )

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

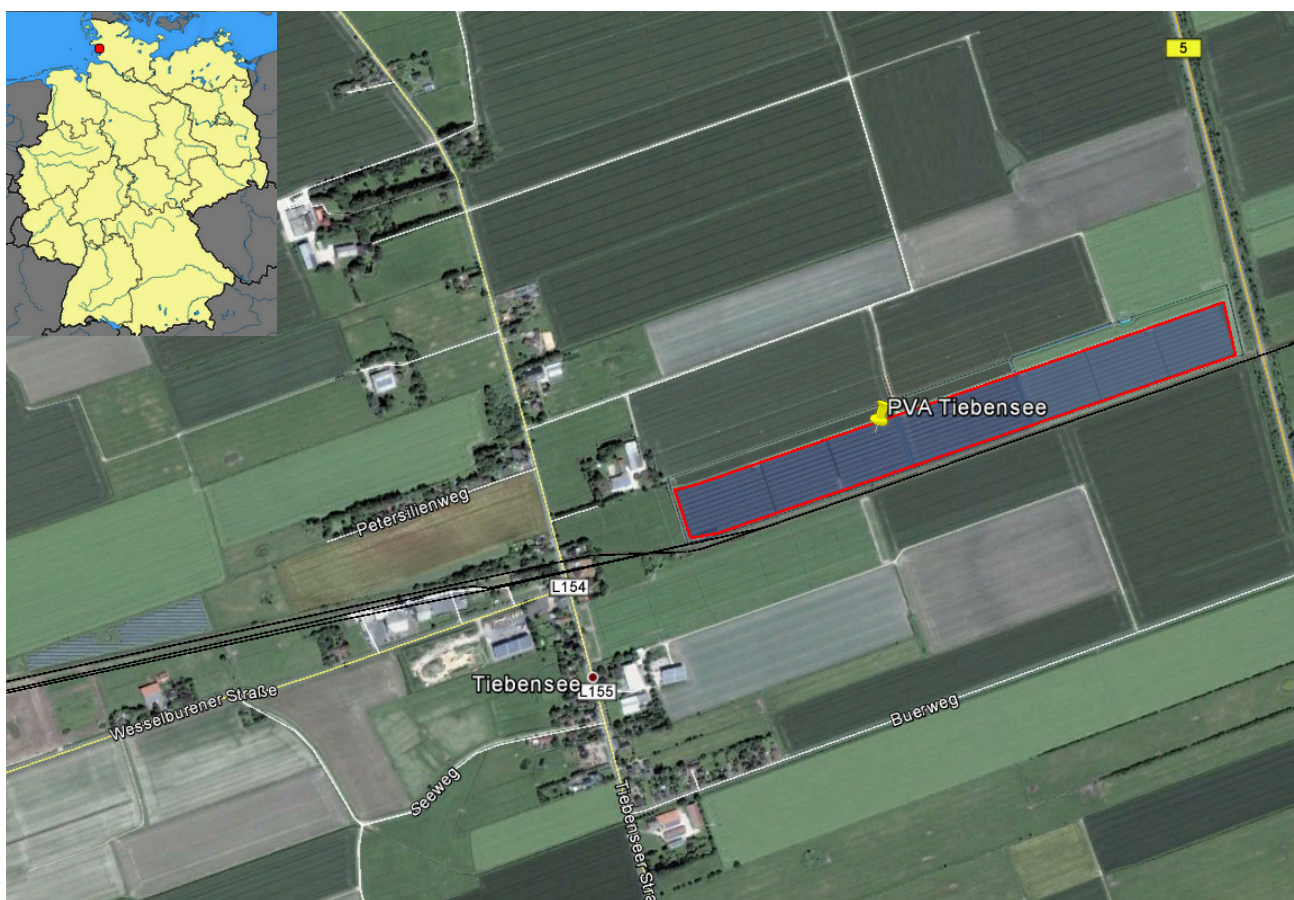


Bild S1: Luftbild mit Geländegrenzen der Anlage und Bahnlinie Heide - Büsum (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>2</sup> DB Streckennummer 1206

<sup>3</sup> Aufgrund der Strahlengeometrie kann es an bestimmten Standorten zur keiner Reflexion und damit zu keiner Blendwirkung kommen

Das folgende Bild zeigt den westlichen Abschnitt der geplanten PV Anlage



Bild S2: Detail der westlichen Grenze der PVA mit Bahnlinie (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den westlichen Abschnitt der geplanten PV Anlage.



Bild S3: Detail der östlichen Grenze der PVA mit Bahnlinie (Quelle: SolPEG)

Eine Blendwirkung für Verkehrsteilnehmer auf der B5 ist nicht gegeben, da der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Bereiches liegt.

## 2.1 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.

---

Das folgende Bild zeigt Gebäude im Westen der PV Anlage Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund des natürlichen Sichtschutzes durch Bäume und Büsche sind Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen eher unwahrscheinlich, der Standort wird dennoch weiter analysiert.



Bild S4: Gebäude im Westen der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Weitere 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:

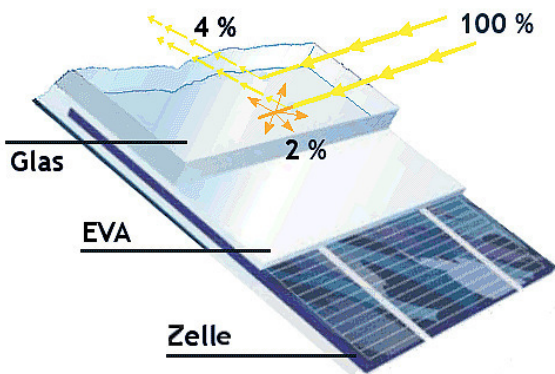


Bild S6: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

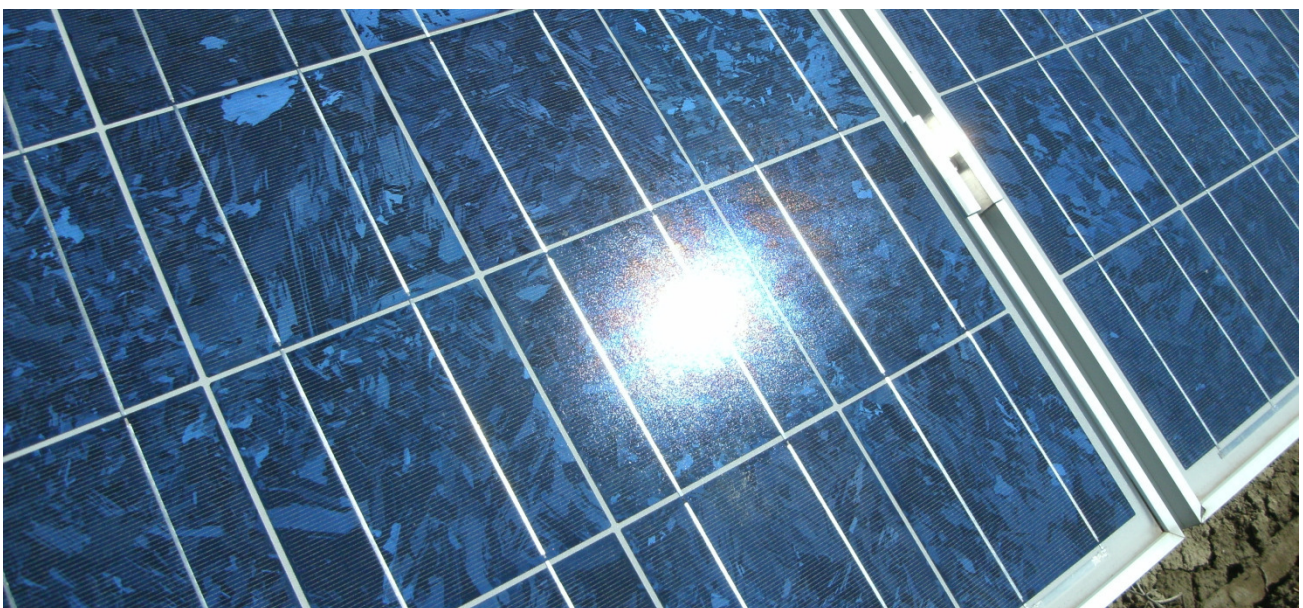
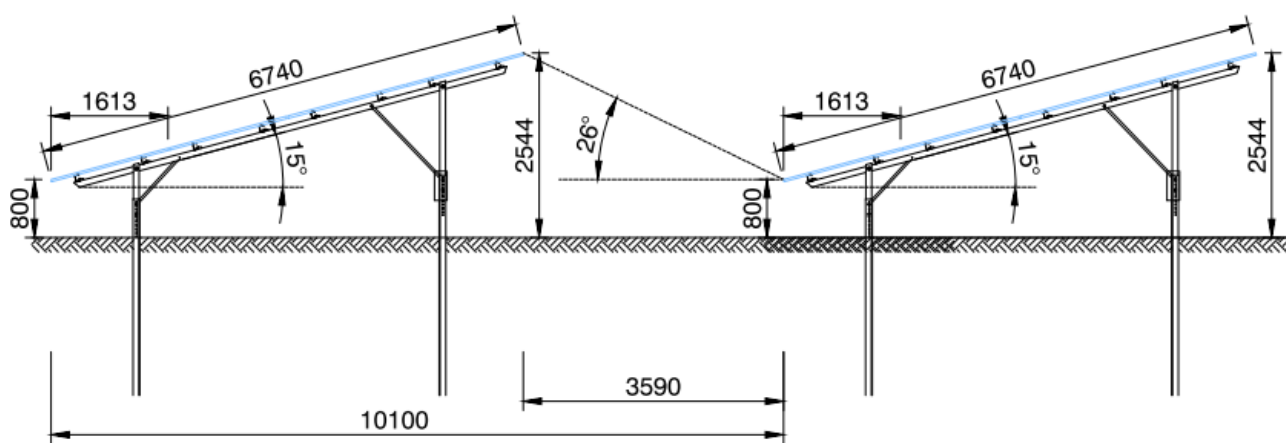


Bild S7: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

### 3.3 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. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.



Systemschnitt M. 1:100

Bild S8: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber/Systemplanung, Stand 17.01.2019)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	QCells, Q-Plus G4
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (160°)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,55 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,0 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze S10)
Azimut Bahnlinie	84° Richtung Nordost bzw. 264° Südwest
Höhe Messpunkte Gebäude	2,0 m über Boden
Höhe Messpunkte Zugführer	2,0 m über Boden inkl. Bahndamm (Messpunkt P1, P3, P4)
Azimut Blickrichtung Zugführer <sup>4</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>4</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.



### 3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>5</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

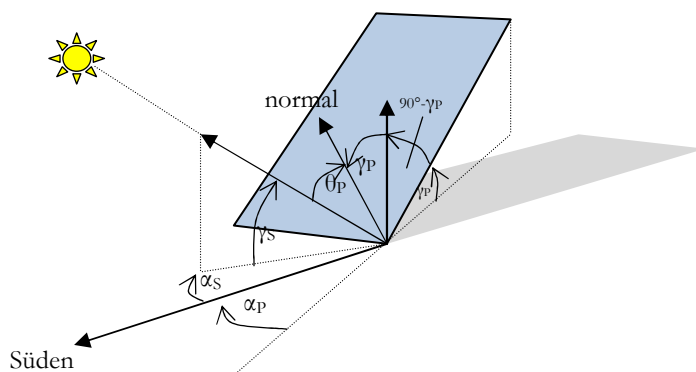


Bild S9: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle 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<sup>6</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>7</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>5</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:  
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

<sup>6</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>7</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Tiebensee wurden exemplarisch 4 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P4):

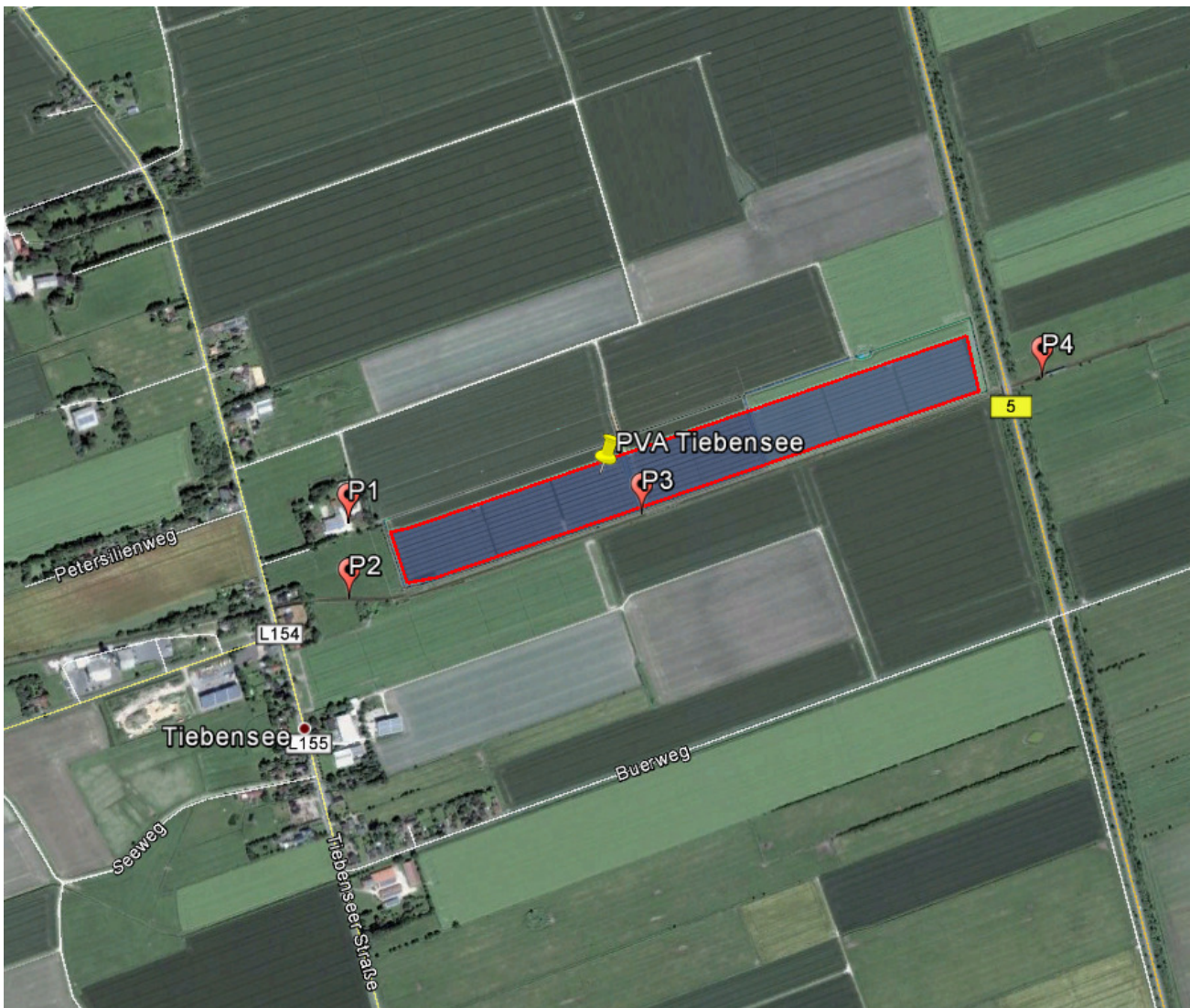


Bild S10: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1- P4) für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 4 Ergebnisse

### 1.1 Allgemeine Hinweise

#### 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<sup>8</sup> 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). Aufgrund von fehlenden Richtlinien für den Flug-, Schienen- und Fahrzeugverkehr kommt die eher allgemein gehaltene Empfehlung zur Anwendung, wonach bei Bauvorhaben eine Gefährdung von Verkehrsteilnehmern durch Lichtimmissionen zu vermeiden ist. Da sich die hier berechneten Simulationsergebnisse auf feste Standorte beziehen, werden diese für Verkehrswege entsprechend relativiert betrachtet.

#### 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 Adaptions- und 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 berechnet, die aufgrund des Strahlenverlaufs physikalisch möglich sind. In den Ergebniswerten sind daher auch Reflexionen enthalten, die teilweise weit von der Immissionsquelle entfernt sind. Solche Extremwerte werden entsprechend geringer gewichtet bzw. relativiert bewertet, insbesondere wenn die Immissionsquelle weiter als 100 m entfernt ist.

<sup>8</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonstige Einflüsse

Wie bereits ausgeführt (Abschnitt 3.4) geht die Simulation der Reflexionen zu jedem Zeitpunkt von clear-sky Bedingungen aus, d.h. klarem Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

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

### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz minimale Reflexionen auftreten. Diese sind jedoch aufgrund der geringen Leuchtdichte und insbesondere aufgrund der Dauer von insgesamt 11 Minuten pro Jahr zu vernachlässigen. Eine Blendwirkung für Anwohner kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke Heide - Büsum können bei der Fahrt Richtung Osten in bestimmten Jahreszeiten zwischen 04:56 - 05:45 Uhr theoretisch Reflexionen auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels von  $-18^\circ$  bis  $-40^\circ$  und aufgrund der Entfernung können die Reflexionen jedoch keine Blendwirkung entwickeln und sind daher zu vernachlässigen. Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 dargestellt.

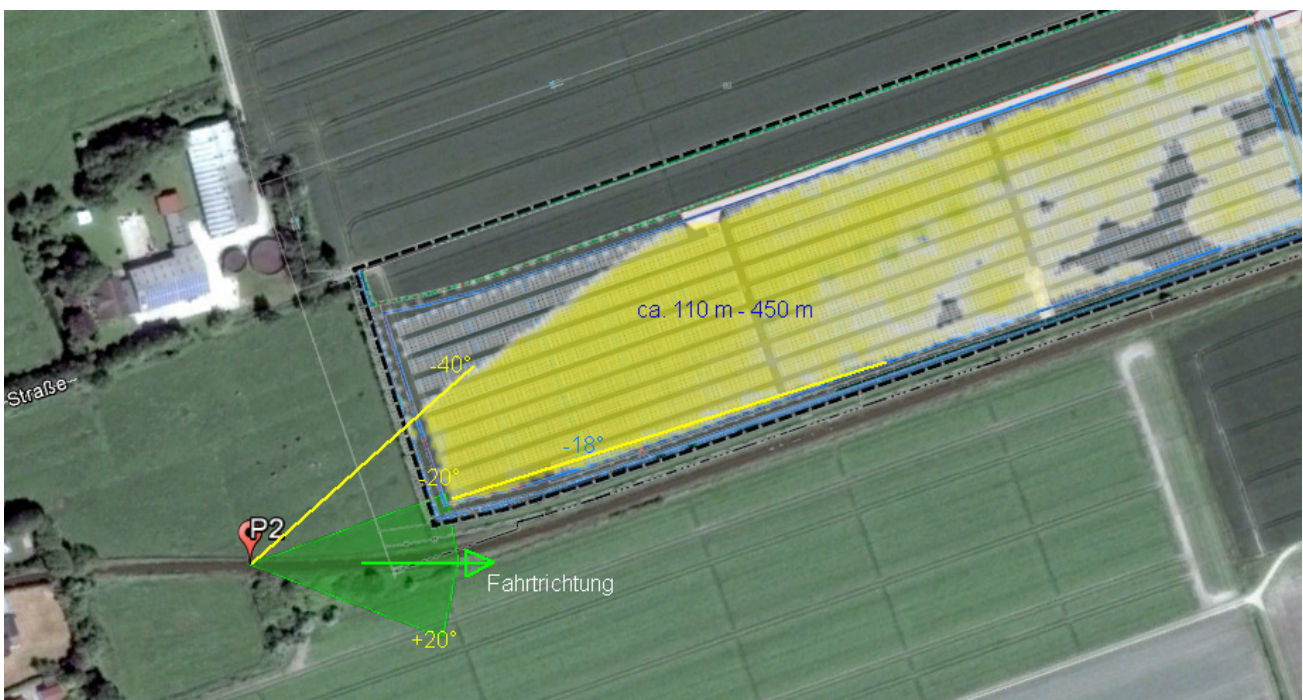


Bild S11: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen auftreten.

### 4.3 Ergebnisse an Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke Heide - Büsum können bei der Fahrt Richtung Osten und Westen in bestimmten Jahreszeiten theoretisch Reflexionen auftreten.

Zur Veranschaulichung werden in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 dargestellt.

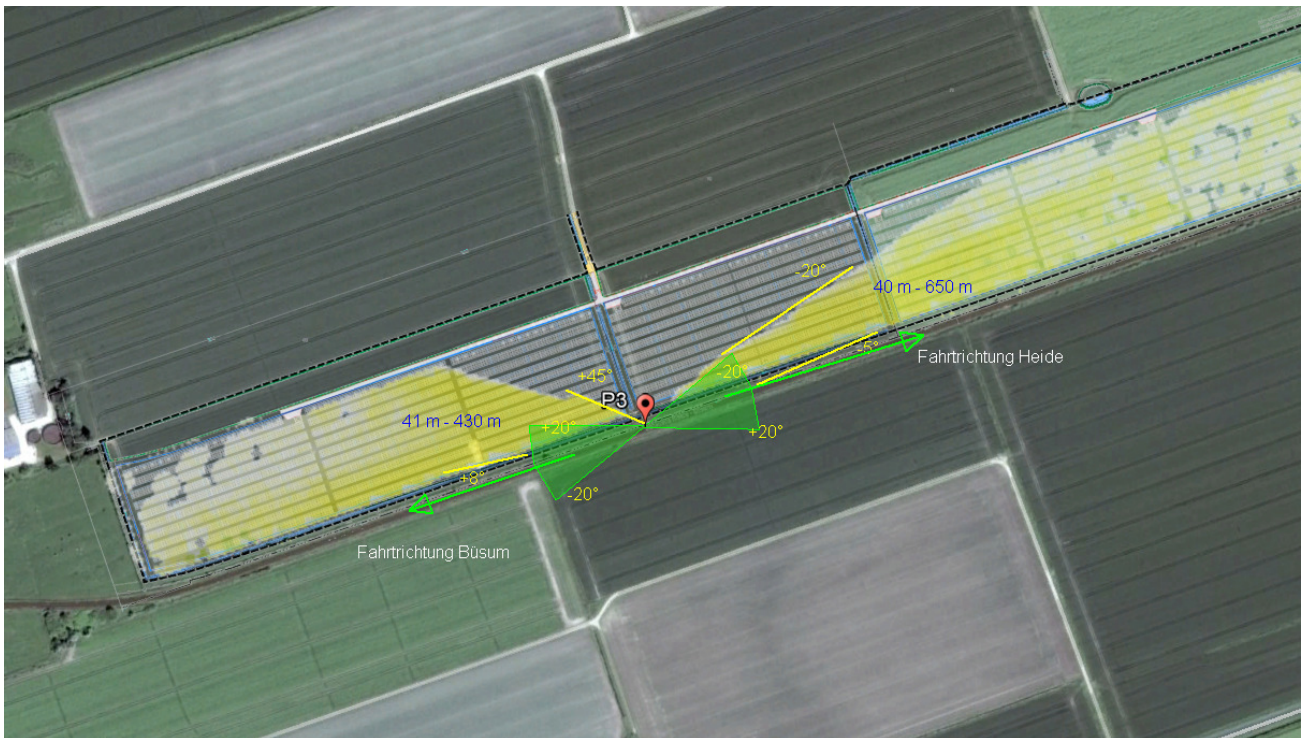


Bild S12: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Bei der Fahrt Richtung Osten können Reflexionen morgens zwischen Mitte April und Ende August in der Zeit zwischen 04:58 - 05:30 Uhr auftreten. Lt. Kursbuch 132 der DB<sup>9</sup> verlässt der erste Zug Richtung Osten (Heide) die Haltestelle Tiebensee um 05:35 Uhr. Somit passiert dieser Zug die PV Anlage zu einer Zeit in der Reflexionen durch die PV Anlage im Streckenverlauf nicht wahrnehmbar sind. Weitere Züge sind im betreffenden Zeitraum nicht aufgeführt. Eine Beeinträchtigung des Zugführers kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden und auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Bei der Fahrt Richtung Westen können zwischen Ende Februar und Mitte Oktober in der Zeit zwischen 16:59 - 18:30 Uhr auftreten. Lt. Kursbuch der DB fährt ein einziger Zug (Nr. 81874) in diesem Zeitraum Richtung Büsum und dieser passiert um ca. um 17:08 Uhr die PV Anlage. Zu dieser Uhrzeit wären nur zwischen dem 26. September und dem 10. Oktober überhaupt Reflexionen wahrnehmbar. Diese sind allerdings aufgrund der tief stehenden Sonne zu vernachlässigen. bzw. ist die Sonne die Ursache für Blendwirkungen.

<sup>9</sup> Zug RB63/81837 und 81874, Angaben lt. [DB Kursbuch KB132](#), die Haltestelle Tiebensee ist als "Halt auf Verlangen" ausgewiesen

Relevante Reflexionen durch die geplante PV Anlage können aufgrund der Modulneigung nur bei niedrigen Sonnenständen auftreten. Nach überwiegender Meinung können Reflexionen vernachlässigt werden, die in einem Bereich von ca.  $10^\circ$  zur Sonne auftreten, da das Sonnenlicht eine deutliche höhere Leuchtdichte aufweist und somit die eigentliche Quelle für Blendwirkungen ist. Dieser Umstand ist auch am Messpunkt P3 gegeben.

Die folgende Skizze (Pseudo-3D) zeigt virtuell die Situation am Messpunkt P3 am 10. Oktober um 17:08 Uhr bei klaren Wetterverhältnissen. Der Strahlenverlauf des direkten und des reflektierten Sonnenlichtes ist durch gelbe Pfeile symbolisiert.

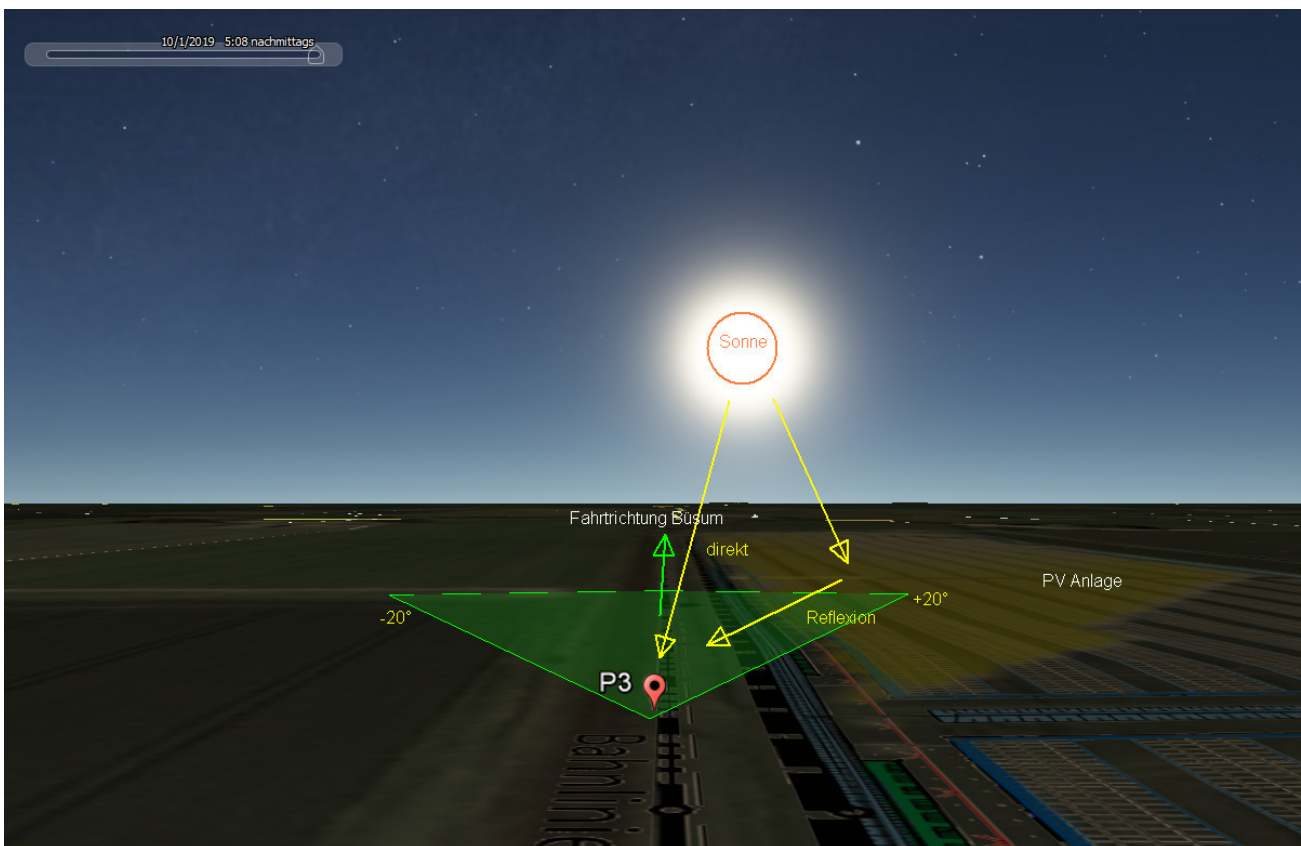


Bild S13: Skizze (Pseudo-3D) für Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

In dieser Situation ist direktes Sonnenlicht die eigentliche Quelle für Blendwirkungen und gehört zu den für Zugführer bekannten und beherrschbaren Verkehrssituationen. Eine Beeinträchtigung des Zugführers durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

#### 4.4 Ergebnisse an Messpunkt P4

Am Messpunkt P4 östlich der geplanten PV Anlagen auf der Bahnstrecke Heide - Büsum können nur für Zugführer des Zuges RB63/81874 Richtung Büsum theoretisch Reflexionen wahrnehmbar sein. Andere Züge passieren die PV Anlage zu einer Zeit in der Reflexionen durch die PV Anlage nicht auftreten können.

Der Messpunkt P4 befindet sich allerdings östlich der Bundesstraße B5 die in diesem Bereich die Bahnstrecke mit einer Überführung quert. Ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle ist für Zugführer nicht vorhanden und daher können Reflexionen die Bahnstrecke nicht erreichen. Eine Beeinträchtigung des Zugführers durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt in der folgenden Skizze die Situation am Messpunkt P4.



Bild S14: Messpunkt P4

Für die weitere Fahrt in Richtung Westen (Büsum) gelten die unter 4.3 aufgeführten Sachverhalte.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Die Berechnung der Reflexionen für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte der geplanten PV Anlage „Tiebensee“ ergibt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Blendwirkung durch Reflexionen. Anwohner der umliegenden Gebäude sind aufgrund des Einfallswinkels nicht von Reflexionen betroffen. Zugführer der Regionalbahn können bei der Fahrt in Büsum - Heide theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage wahrnehmen. In der Praxis ist dies höchst unwahrscheinlich, da in den betreffenden Zeiträumen kein Zugverkehr stattfindet. Darüber hinaus steht zu den fraglichen Zeiten die Sonne sehr tief, sodass die Sonne selbst die Ursache für Blendwirkungen ist, jedoch nicht Reflexionen durch die PV Anlage. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4 und im Anhang.

### 5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Tiebensee“ kann aufgrund der Dauer und Leuchtdichte als „geringfügig“ klassifiziert werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten derartiger Reflexion als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung oder Gefährdung von Zugführern durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

## 6 Schlussbemerkung

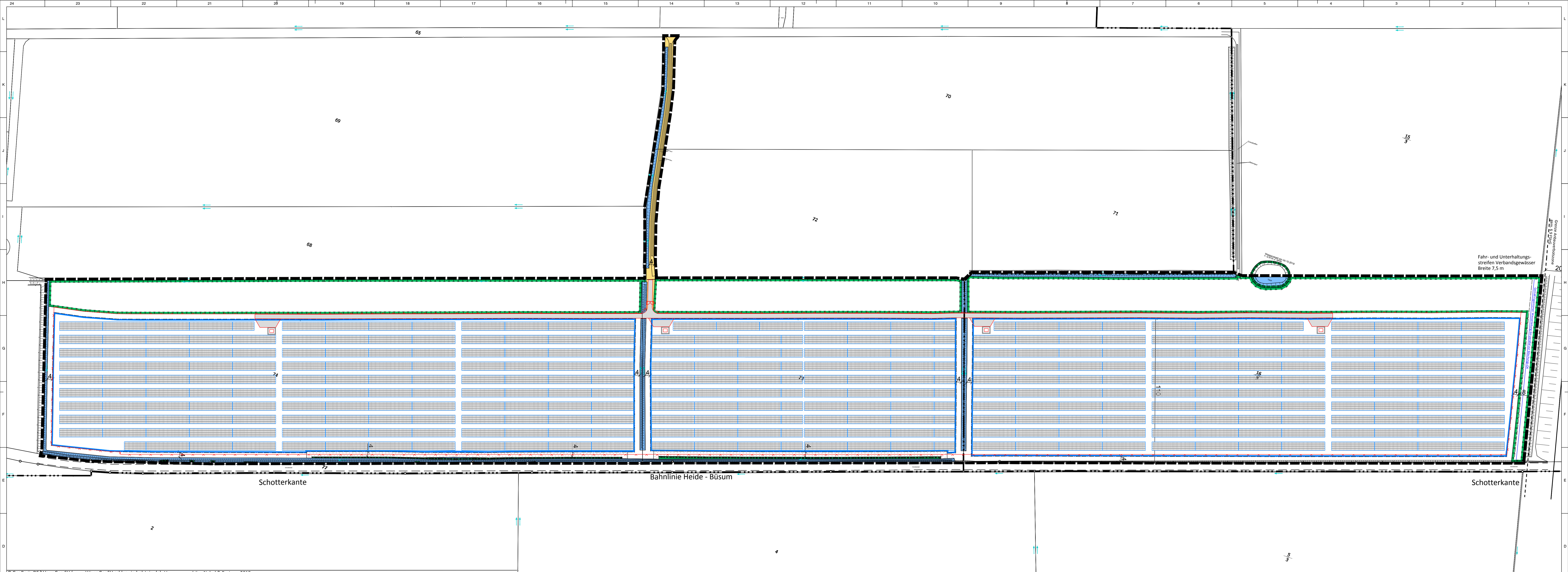
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiterer Maßnahmen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

Hamburg, den 30.01.2019

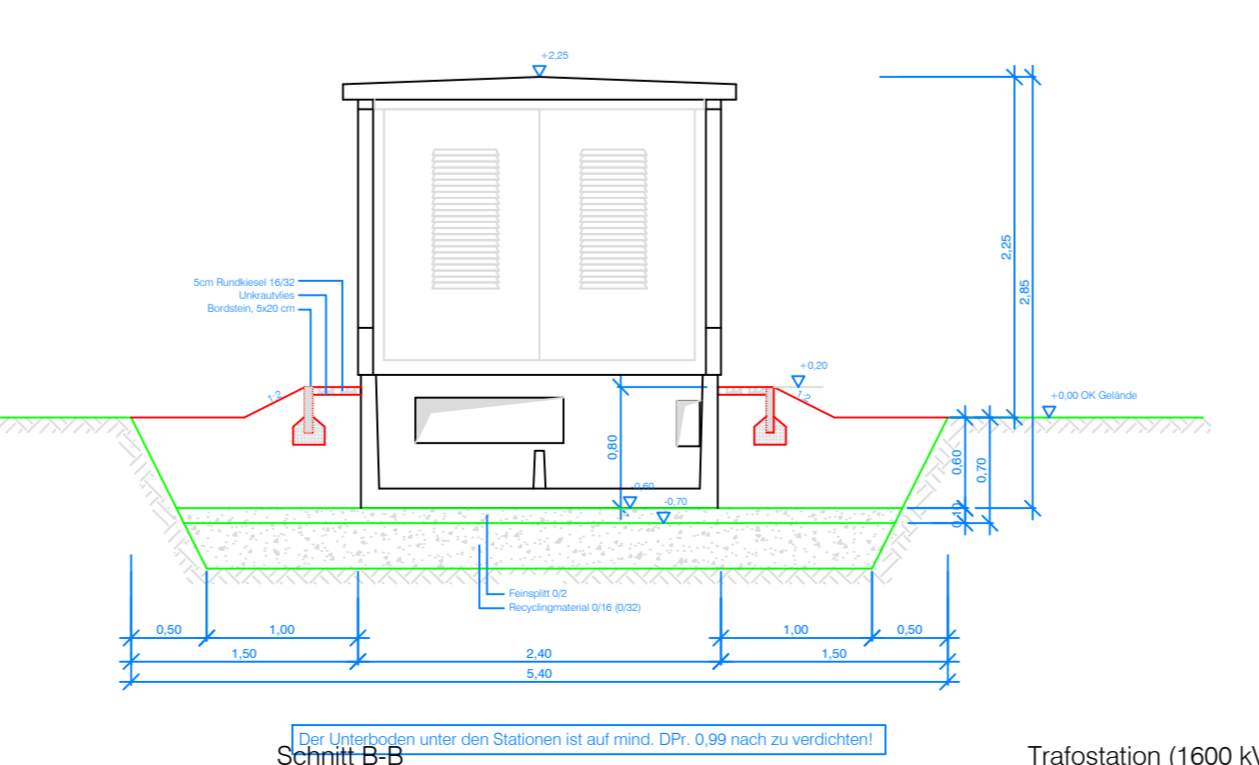
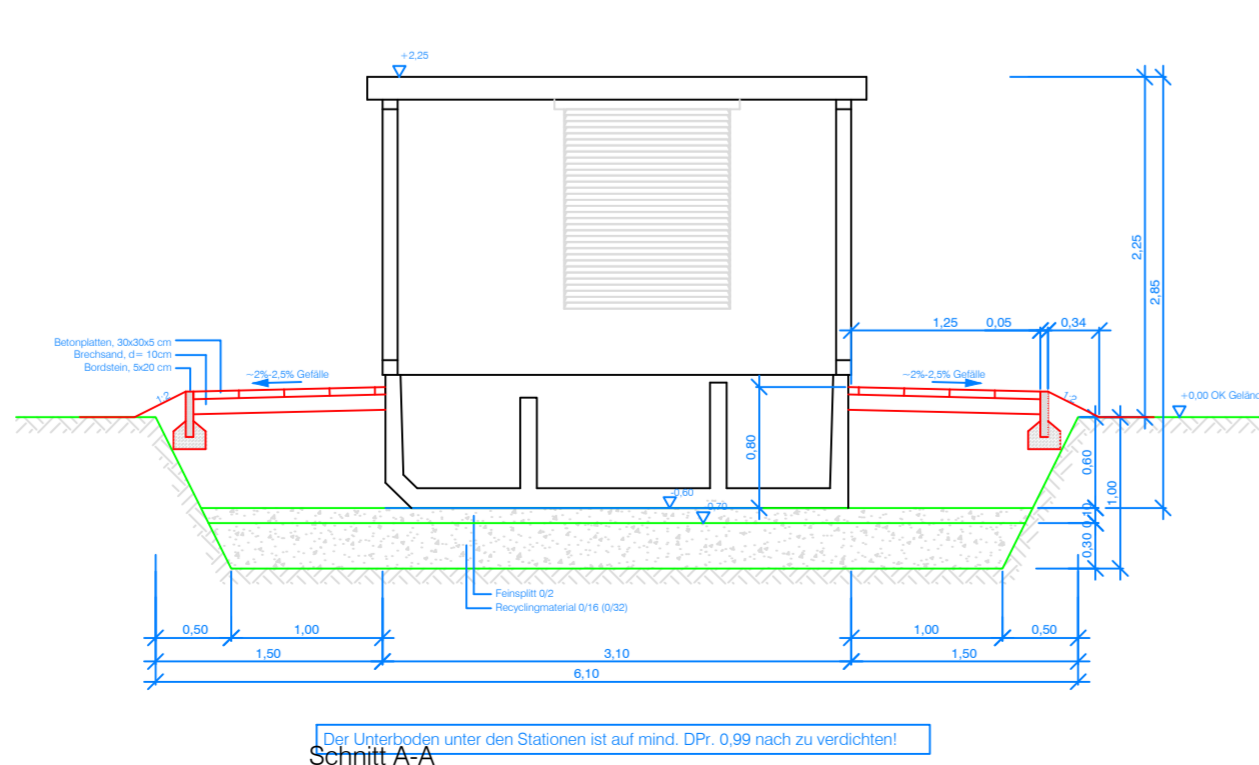
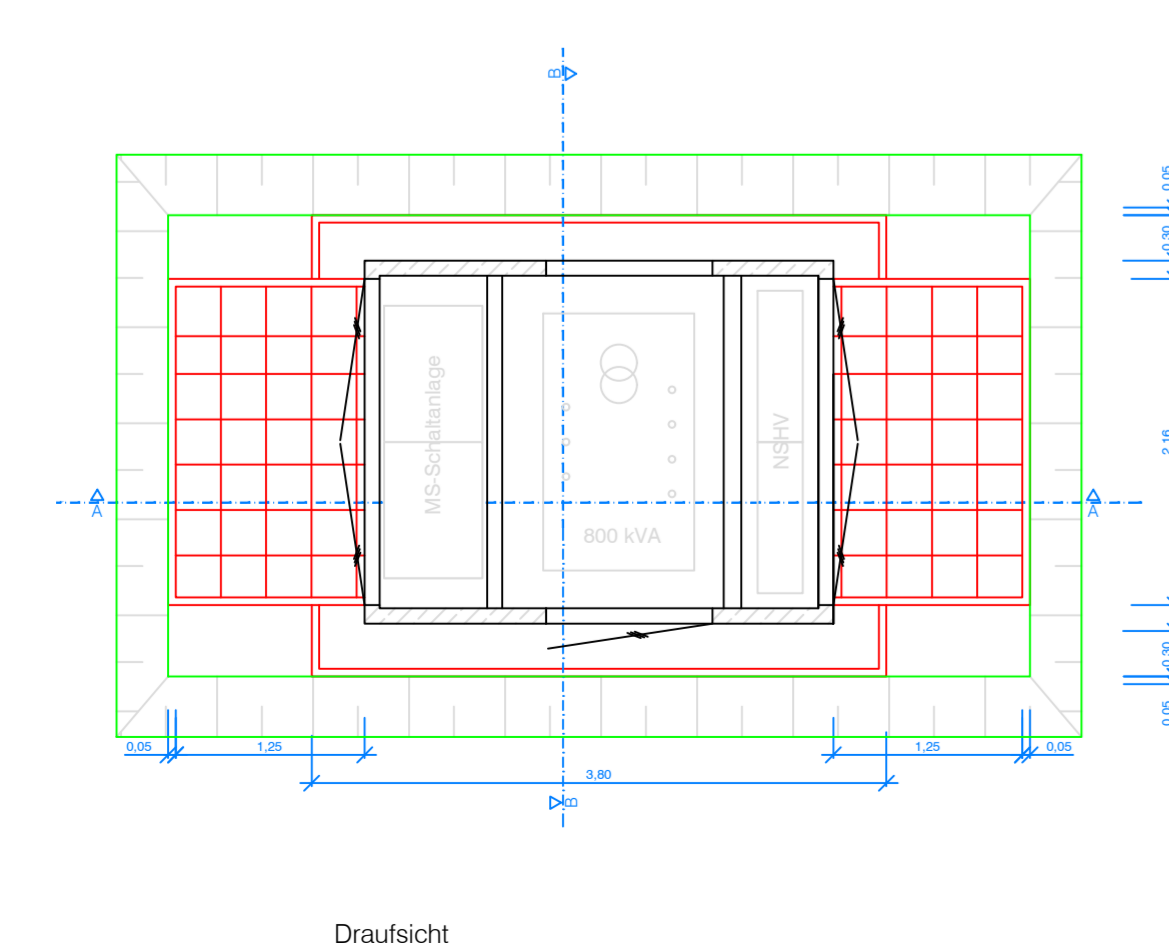
  
Dieko Jacobi

## 7 Anhang

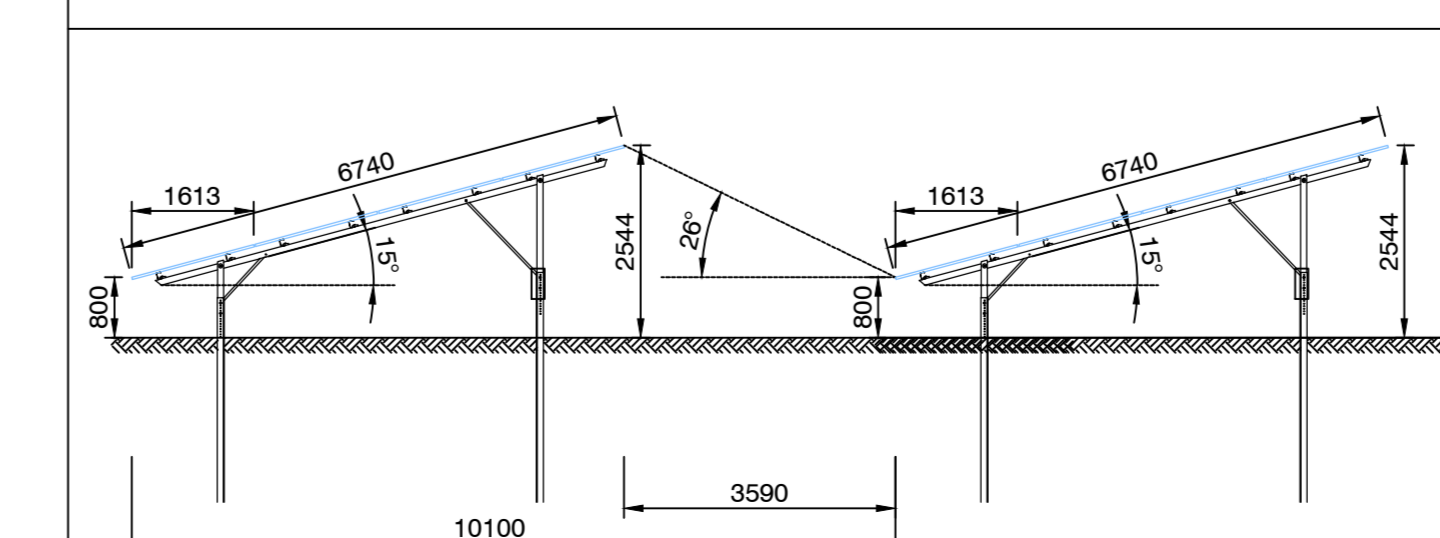




© GeoBasis-DE/LVermGeo SH (www.LVermGeoSH.schleswig-holstein.de) Vermessungsbüro Nebel & Partner, 2018



**Technische Daten:**  
 Modultyp: Q Cells Q Plus-G4.3  
 Leistung MPP: 285 Wp  
 Leerlaufspannung: 39,92 V  
 Kurzschlussstrom: 9,46 A  
 Maße: 1 670x 1000x32 mm  
 MPP-Spannung: 31,99 V  
 MPP-Strom: 8,91 A  
 Modulanzahl gesamt: 40.512 Stück  
 installierte Leistung gesamt: 11.545,92 kWp



- Legende:**
- Gestell PV-Module 4 x 32 Module hochkant
  - Gestell PV-Module 4 x 16 Module hochkant
  - Trafostation
  - Zuwegung befestigter Weg
  - Zaun
  - Tor
  - Überfahrten
  - Baugrenze
  - Grenze des räumlichen Geltungsbereichs
  - Private Verkehrsflächen
  - Wasserflächen, zu erhalten
  - Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft (s. textliche Festsetzung Nr. 1.5)
  - Umgrenzung von Flächen zum Anpflanzen von Bäumen, Sträuchern und sonstigen Bepflanzungen / Biotopschutzstreifen (siehe textliche Festsetzung 1.6)
  - Umgrenzung von Schutzgebieten und Schutzobjekten im Sinne des Naturschutzrechts, gem. § 30 BNatSchG - gesetzlich geschütztes Biotop (Feldhecke und Kleingewässer) gem. § 21 Abs. 1 LNatSchG (siehe textliche Festsetzung Nr. 1.8)
  - Umgrenzung von Schutzgebieten und Schutzobjekten im Sinne des Naturschutzrechts, gem. § 30 BNatSchG - gesetzlich geschütztes Biotop (Feldhecke und Kleingewässer) gem. § 21 Abs. 1 LNatSchG (außerhalb des Geltungsbereichs zur Information)
  - Wasserleitung (Bestand)
  - Vorhandene Grundstücksgrenzen
  - Bemäßung in Metern
  - Flurstücksnummer
  - Flurgrenze
- z.B. 4  
z.B. 7/2

Index	Datum	Name	Änderung
A	24.01.2019	AK	B-Plan aktualisiert, Legende ergänzt

Alle Zeichnungsinhalte sind durch den Auftragnehmer vor Ausführungsbeginn eigenverantwortlich zu prüfen. Bei Unstimmigkeiten sind diese dem Vertragspartner bzw. den verantwortlichen Fachplanern anzuzeigen. Zeichnungsnummern und Index beachten. Zeichnungen verlieren ihre Gültigkeit und werden nicht eingezogen mit Erscheinen einer neuen Zeichnung.

Version	Metrisch	Europ. Proj.	Name	Blattgröße
Gezeichnet	17.01.2019	AK		1
Geprüft	17.01.2019	M. Rei.		1
Genehmigt				1

**Sonnenergie Osterhof 18 GmbH & Co.KG Osterhof 25899 Gaimsbüll**

Projekt: **Solarpark Tiebensee Ost**

Bemerkung: **Vorhaben- und Erschließungsplan**

Diese Zeichnung ist © von der Sonnenergie Osterhof 18 GmbH & Co.KG und somit urheberrechtlich geschützt. Sie darf ohne unsere ausdrückliche Zustimmung weder vervielfältigt noch in irgendeiner Weise verwendet oder Dritten mitgeteilt bzw. weitergegeben werden.

Planstand:  
 Zeichn.-Nr.: **1045\_3\_LP-200\_Neuenkirchen**  
 Status: 25.01.2019 Projekt-Nr. 2 Planart: Projektname



# Q.PLUS-G4.3 280-290

## Q.ANTUM SOLAR MODULE

The new high-performance module **Q.PLUS-G4.3** is the ideal solution for all applications thanks to its innovative cell technology **Q.ANTUM**. The world-record cell design was developed to achieve the best performance under real conditions – even with low radiation intensity and on clear, hot summer days.



### Q.ANTUM TECHNOLOGY: LOW LEVELIZED COST OF ELECTRICITY

Higher yield per surface area and lower BOS costs and higher power classes and an efficiency rate of up to 17.7%.



### INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY

Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.



### ENDURING HIGH PERFORMANCE

Long-term yield security with Anti-PID Technology<sup>1</sup>, Hot-Spot Protect and Traceable Quality Tra.Q™.



### EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (4000 Pa).



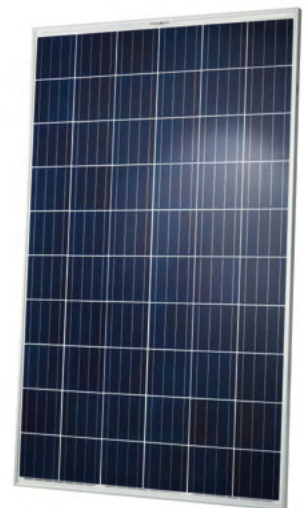
### MAXIMUM COST REDUCTIONS

Up to 10% lower logistics costs due to higher module capacity per box.



### A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty<sup>2</sup>.



www.VDEinfo.com  
ID: 40032587

<sup>1</sup> APT test conditions according to IEC/TS 62804-1:2015, method B (-1500V, 168h)

<sup>2</sup> See data sheet on rear for further information.

### THE IDEAL SOLUTION FOR:



Rooftop arrays on residential buildings



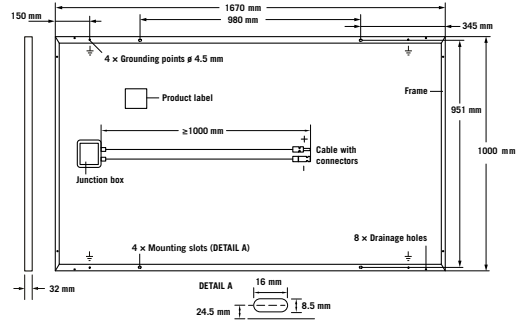
Rooftop arrays on commercial/industrial buildings



Ground-mounted solar power plants

## MECHANICAL SPECIFICATION

<b>Format</b>	1670 mm × 1000 mm × 32 mm (including frame)
<b>Weight</b>	18.5 kg
<b>Front Cover</b>	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
<b>Back Cover</b>	Composite film
<b>Frame</b>	Anodised aluminium
<b>Cell</b>	6 × 10 Q.ANTUM solar cells
<b>Junction box</b>	66-77 mm × 115-90 mm × 15-19 mm Protection class ≥ IP67, with bypass diodes
<b>Cable</b>	4 mm <sup>2</sup> Solar cable; (+) 1000 mm, (-) 1000 mm
<b>Connector</b>	Multi-Contact, MC4, IP65 and IP68

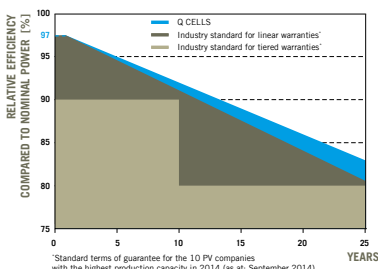


## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS		280	285	290	
<b>MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC<sup>1</sup> (POWER TOLERANCE +5 W / -0 W)</b>					
Minimum	<b>Power at MPP<sup>2</sup></b>	<b>P<sub>MPP</sub></b>	280	285	290
	<b>Short Circuit Current*</b>	<b>I<sub>SC</sub></b>	9.41	9.46	9.52
	<b>Open Circuit Voltage*</b>	<b>V<sub>OC</sub></b>	38.97	39.22	39.48
	<b>Current at MPP*</b>	<b>I<sub>MPP</sub></b>	8.84	8.91	8.98
	<b>Voltage at MPP*</b>	<b>V<sub>MPP</sub></b>	31.67	31.99	32.29
	<b>Efficiency<sup>2</sup></b>	<b>η</b>	≥ 16.8	≥ 17.1	≥ 17.4
<b>MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NOC<sup>3</sup></b>					
Minimum	<b>Power at MPP<sup>2</sup></b>	<b>P<sub>MPP</sub></b>	207.0	210.7	214.4
	<b>Short Circuit Current*</b>	<b>I<sub>SC</sub></b>	7.58	7.63	7.68
	<b>Open Circuit Voltage*</b>	<b>V<sub>OC</sub></b>	36.37	36.61	36.84
	<b>Current at MPP*</b>	<b>I<sub>MPP</sub></b>	6.93	6.99	7.05
	<b>Voltage at MPP*</b>	<b>V<sub>MPP</sub></b>	29.87	30.15	30.42

<sup>1</sup>1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, spectrum AM 1.5 G    <sup>2</sup>Measurement tolerances STC ± 3%; NOC ± 5%    <sup>3</sup>800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, spectrum AM 1.5 G    \* typical values, actual values may differ

## Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY

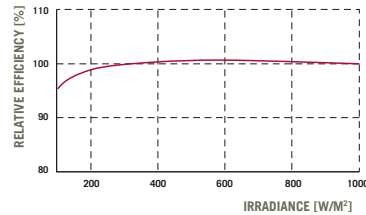


At least 97% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.6% degradation per year.  
At least 92% of nominal power up to 10 years.  
At least 83% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

<sup>1</sup>Standard terms of guarantee for the 10 PV companies with the highest production capacity in 2014 (as at: September 2014)

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup>).

## TEMPERATURE COEFFICIENTS

<b>Temperature Coefficient of I<sub>SC</sub></b>	<b>α</b> [%/K]	+0.04	<b>Temperature Coefficient of V<sub>OC</sub></b>	<b>β</b> [%/K]	-0.29
<b>Temperature Coefficient of P<sub>MPP</sub></b>	<b>γ</b> [%/K]	-0.40	<b>Normal Operating Cell Temperature</b>	<b>NOCT</b> [°C]	45

## PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

<b>Maximum System Voltage</b>	<b>V<sub>sys</sub></b> [V]	1000	<b>Safety Class</b>	II
<b>Maximum Reverse Current</b>	<b>I<sub>r</sub></b> [A]	20	<b>Fire Rating</b>	C
<b>Push/Pull Load (Test-load in accordance with IEC 61215)</b>	[Pa]	5400/4000	<b>Permitted Module Temperature On Continuous Duty</b>	-40 °C up to +85 °C

## QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

VDE Quality Tested, IEC 61215 (Ed. 2); IEC 61730 (Ed. 1), Application class A  
This data sheet complies with DIN EN 50380.



## PARTNER

**NOTE:** Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

Engineered in Germany



## Site Configuration: Neuenkirchen Tiebensee



Created **Jan. 30, 2019 12:32 p.m.**  
 Updated **Jan. 30, 2019 12:42 p.m.**  
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m<sup>2</sup>**  
 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: 24896.1215

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

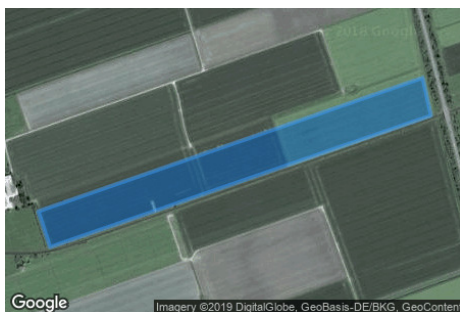
PV name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	160.0	237	18,179	-

## Component Data

### PV Array(s)

**Name:** PV Feld  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 160.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Light textured glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.220054	9.025382	0.00	1.00	1.00
2	54.220932	9.024888	0.98	1.00	1.98
3	54.224206	9.041067	0.01	1.00	1.01
4	54.223278	9.041410	0.51	1.00	1.51



### Route Receptor(s)

**Name:** Bahnlinie  
**Route type** Two-way  
**View angle:** 20.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.224206	9.046436	0.00	2.00	2.00
2	54.219866	9.025214	0.09	2.00	2.09

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.221267	9.023633	1.10	2.00	3.10
OP 2	54.219893	9.023912	1.00	2.00	3.00
OP 3	54.221253	9.031968	0.68	2.00	2.68
OP 4	54.223548	9.043110	1.00	2.00	3.00

# PV Array Results

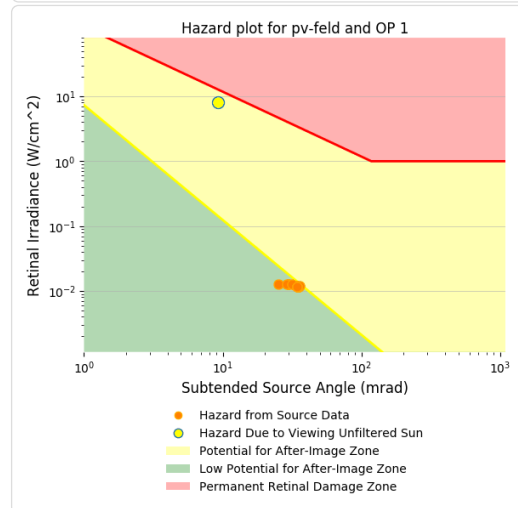
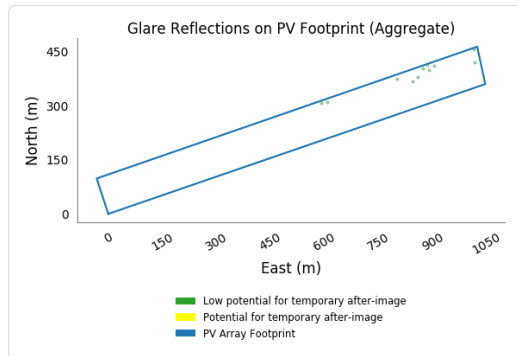
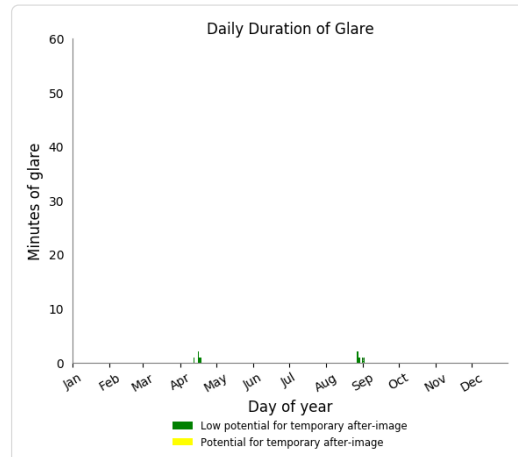
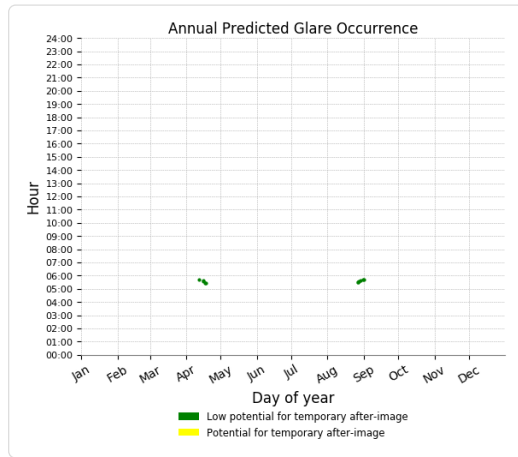
## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	11	0
OP: OP 2	90	2770
OP: OP 3	75	8761
OP: OP 4	61	4155
Route: Bahnlinie	0	2493

## PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

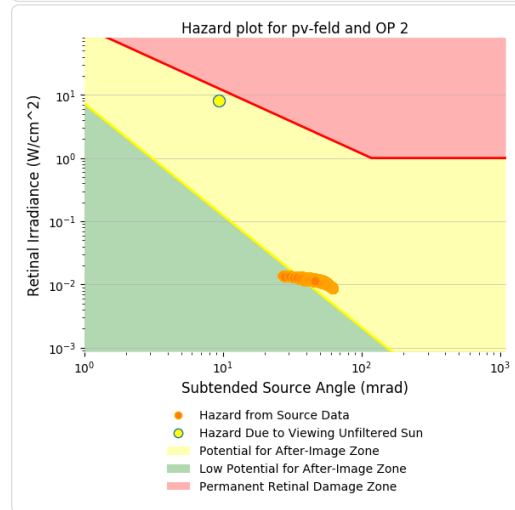
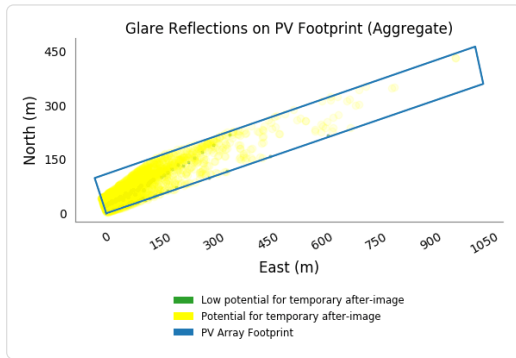
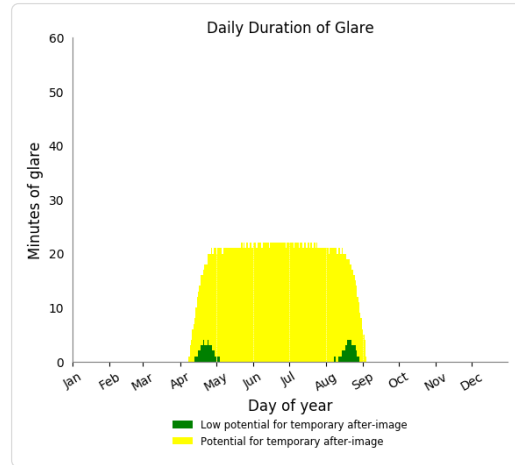
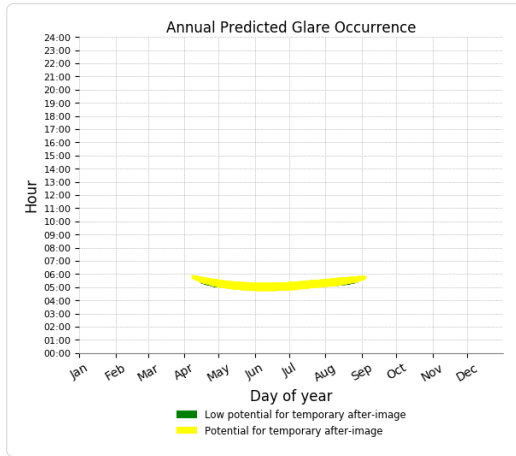
- 11 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

- 90 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,770 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

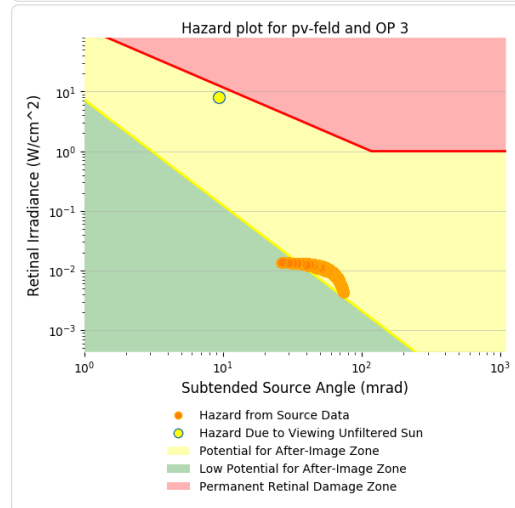
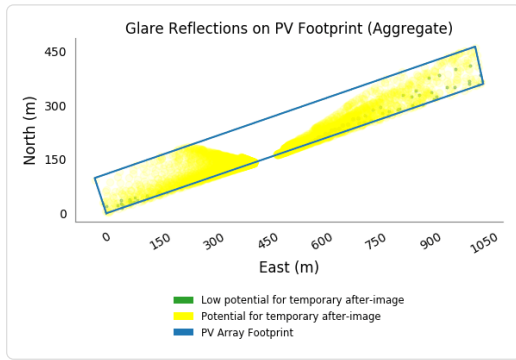
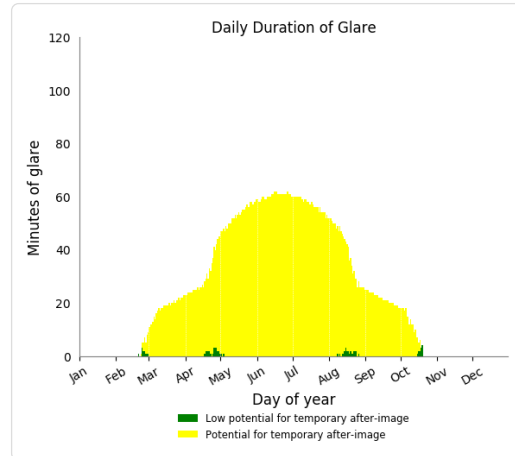
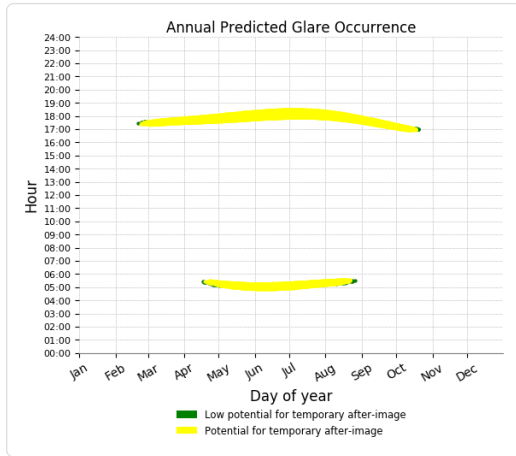




### PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

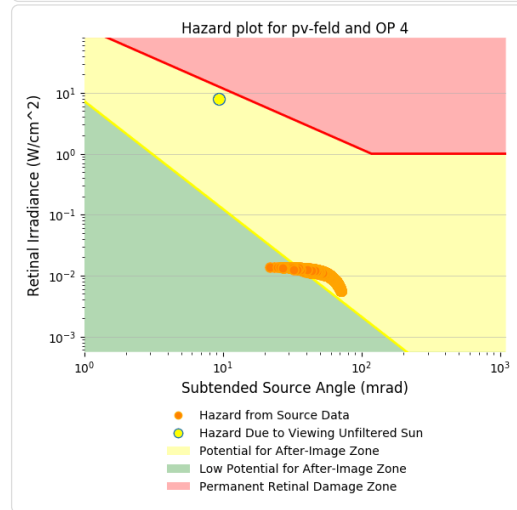
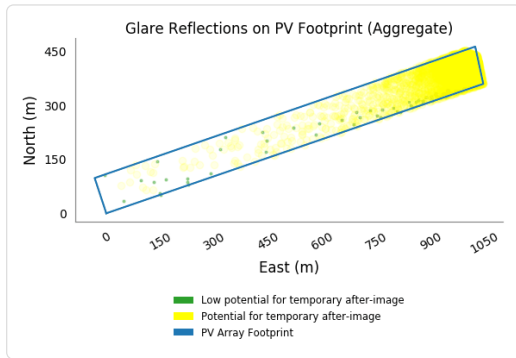
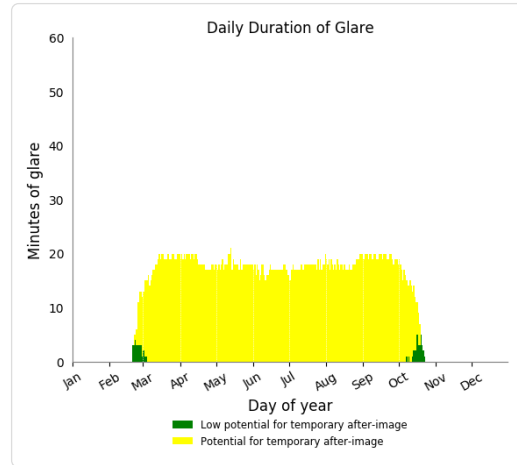
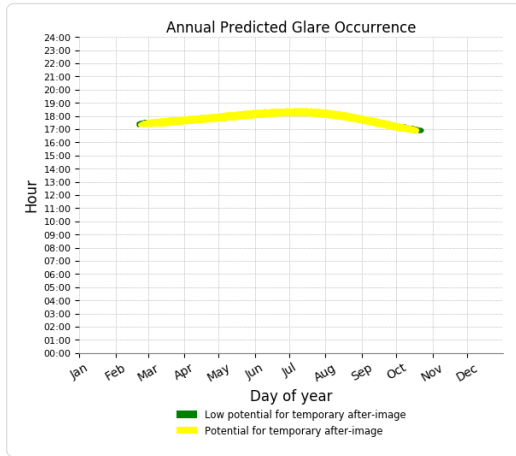
- 75 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 8,761 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

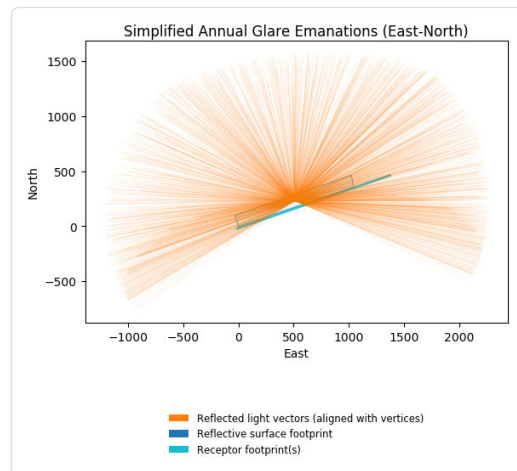
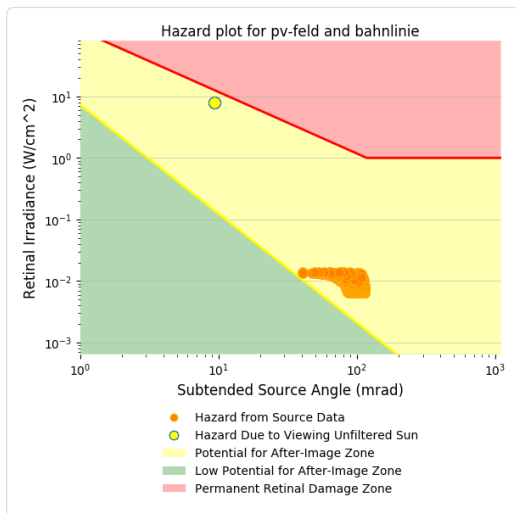
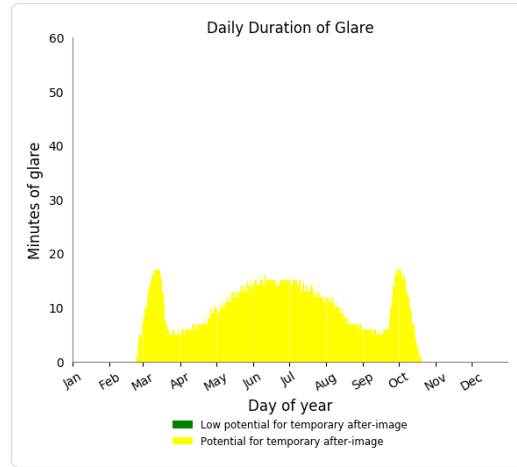
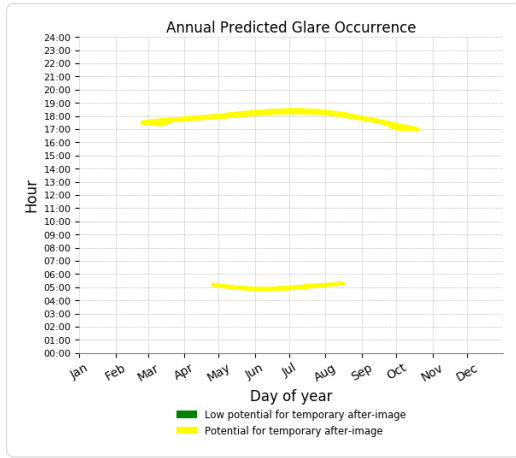
- 61 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,155 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld - Route Receptor (Bahnlinie)

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.
- 2,493 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Glare vectors placed at PV centroid for clarity. Actual glare-spot location vary.

## 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 **User's Manual** for assumptions and limitations not listed here.