

Bekanntmachung über die öffentliche Auslegung des Entwurfes des
Bebauungsplans Nr. 2 „Solarpark Splietsdorf“ der Gemeinde
Splietsdorf nach § 3 Abs. 2 i. V. m. § 233 Abs. 1 Baugesetzbuch
(BauGB)

SolPEG Blendgutachten PVA Grimmen / Splietsdorf

Inhalt

Blendgutachten, Stand: Februar 2020.....	2
Ergänzendes Blendgutachten, Stand: März 2023.....	32

Blendgutachten Solarpark Grimmen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage
Grimmen in Mecklenburg-Vorpommern**

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>

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, Bahnübergang Süd	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte.....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnübergang B 194.....	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich	17
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Einmündung B 194	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	20
5.1	Zusammenfassung	20
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	20
6	Schlussbemerkung	20

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Grimmen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Wattmanufactur GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Grimmen“ für die Bahnstrecke Berlin-Stralsund, für Verkehrsteilnehmer 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-Leitlinie¹, 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 „Grimmen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die einspurige Bahnlinie Berlin-Stralsund, Verkehrsteilnehmer 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 ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 2-3 km nördlich der Ortschaft Grimmen und ca. 20 km südlich von Stralsund in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Fläche verläuft auf ca. 1800 m Länge die einspurige Bahnstrecke Berlin-Stralsund. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche ca. 2 km nördlich der Ortschaft Grimmen, ca. 20 km südlich von Stralsund in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	54.128°N, 13.035°O 13 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 1800 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m - 70 m
Abstand zur Straße NVP12	ca. 170 m (relevante Blickrichtung)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 90 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)

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)

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 Wohn- bzw. Geschäftsgebäude östlich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude in diesem Bereich von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage theoretisch erreicht werden. Zwischen den Gebäuden und der PV Anlage befindet sich allerdings teilweise ein Waldstück, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Auch aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung ist für andere Gebäude nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen. Die östliche gelegene Kleingartensiedlung wird nicht analysiert.

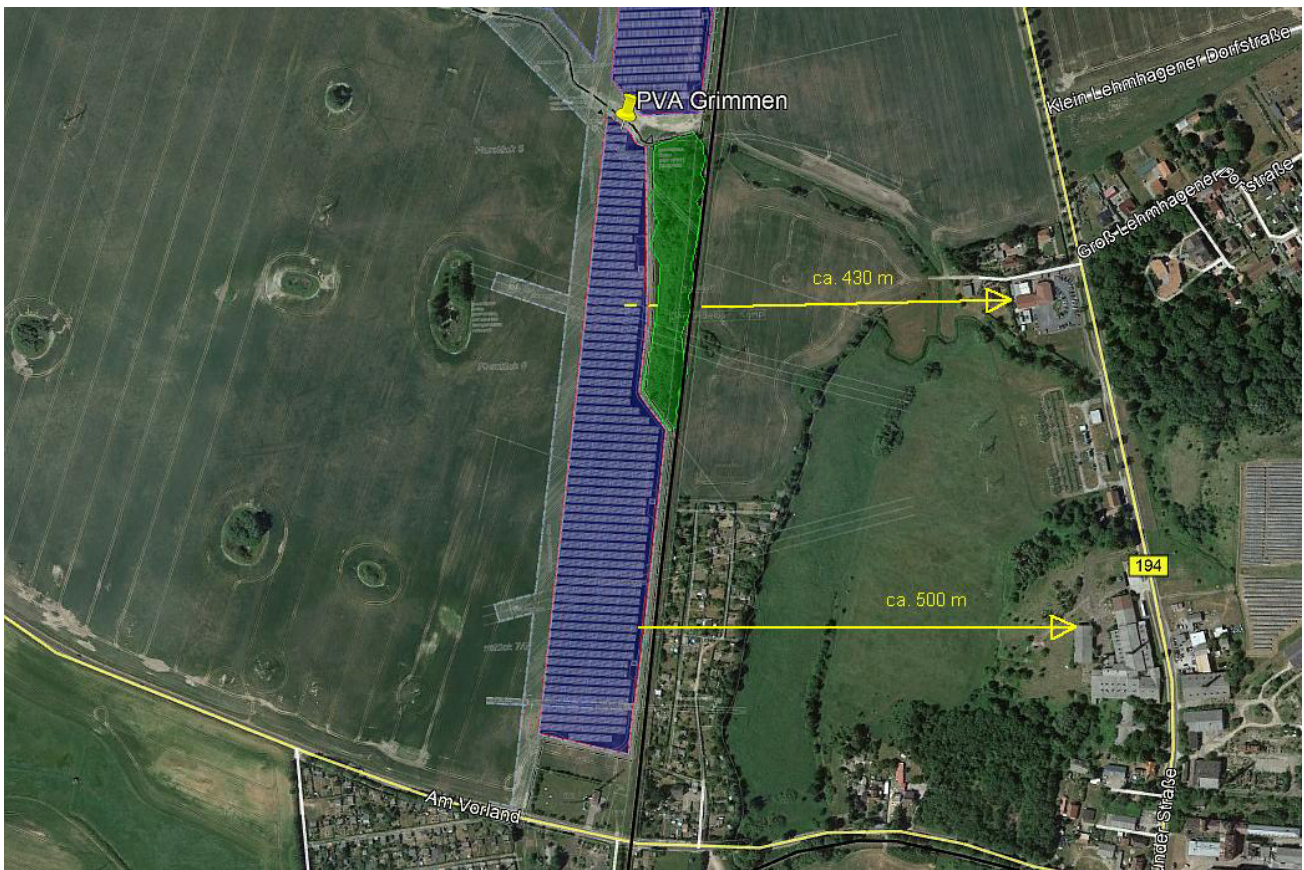


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich östlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

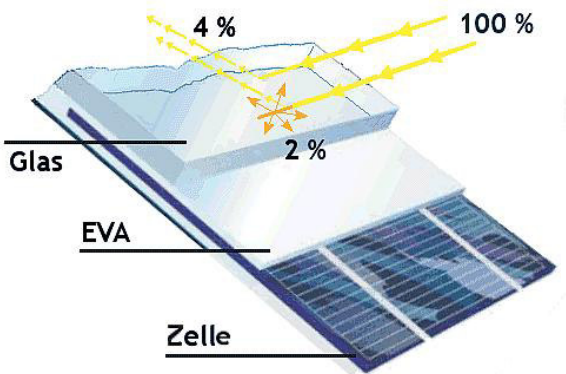


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

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 3.5.1 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 Bündelauflösung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.

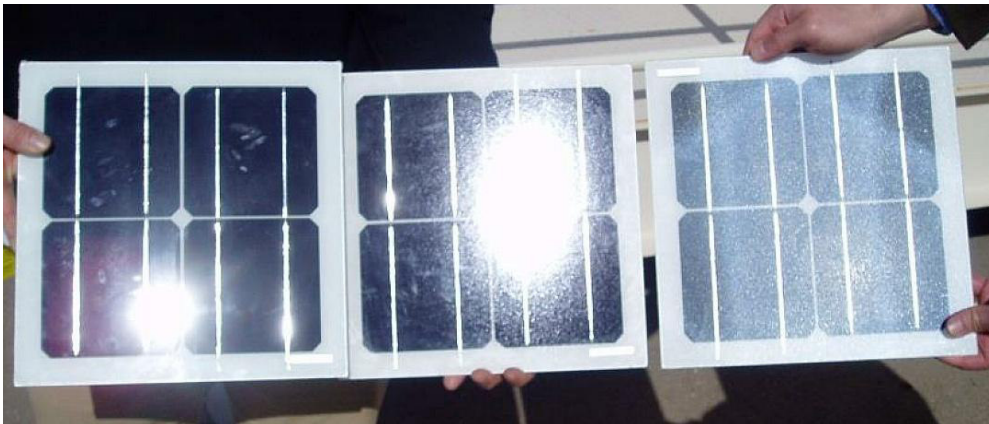


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

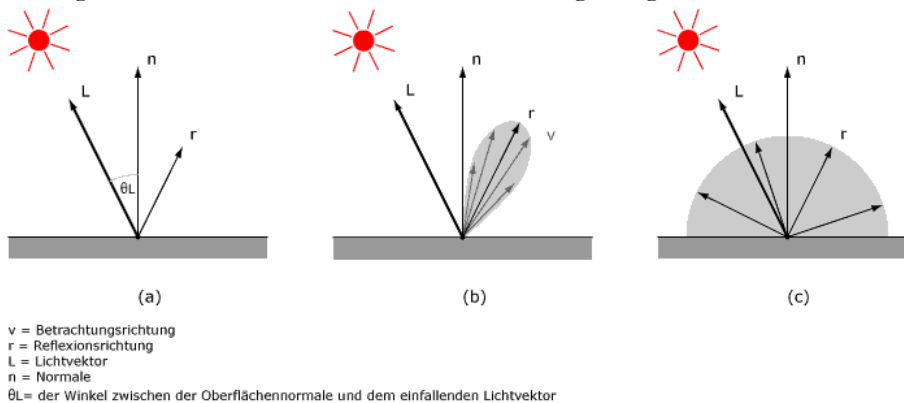


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers GCL zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers 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.

TECHNISCHE DATEN

Typ Solarzelle	Mono 156,75×156,75 mm
Anzahl der Zellen	60 Zellen (6×10)
Modulabmessungen L*B*H (mm)	1640×992×35 mm (64,56 × 39,05 × 1,38 Zoll)
Gewicht (kg)	18,1kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm (0,13 Zoll)
Rückseitenfolie	Weiss
Rahmen	Silber, eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP68 Eingestuft

Bild 3.2.5: Auszug aus GCL Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

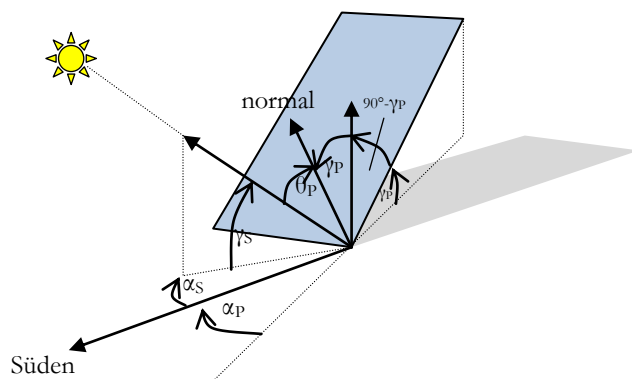


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

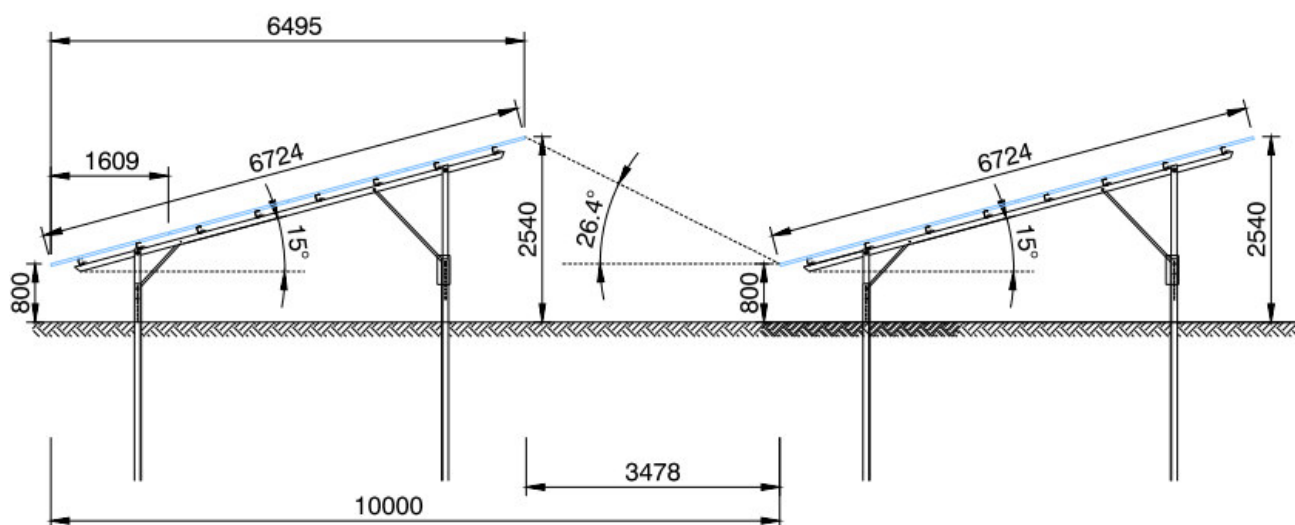


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	GCL, Monokristallin
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,6 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,70 m, gerundet
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe)

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 einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Grimmen wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke und 2 weitere Messpunkte auf angrenzenden Verkehrswegen und 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 5 gewählten Messpunkte P1-P5:

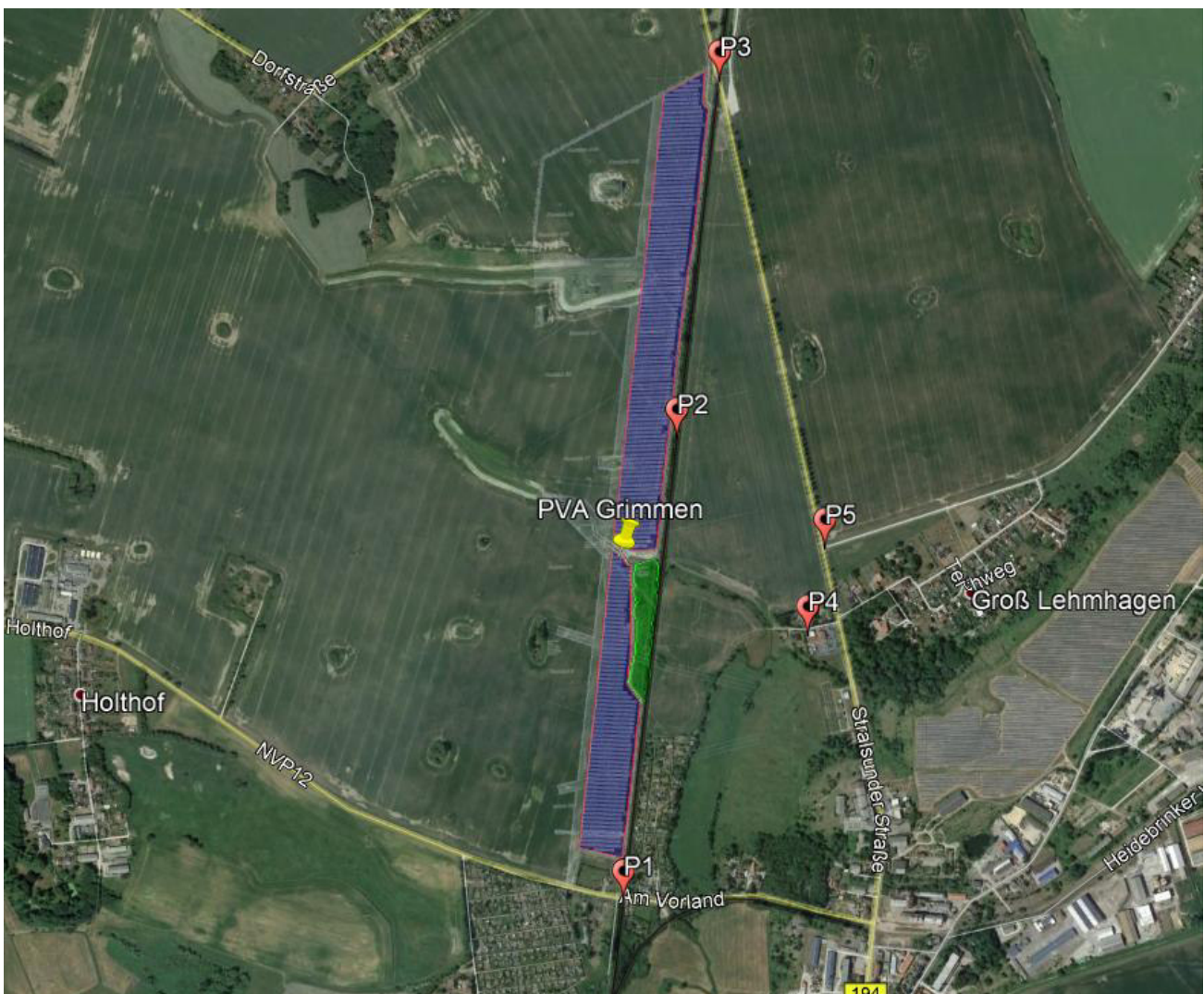


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und 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 fehlt⁵ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

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

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 sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

⁶ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁷ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png

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 $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist.

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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Grimmen wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer.

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 30-50% geringer, teilweise allerdings auch nicht mehr nachweisbar (n.n.). Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Wie bereits erwähnt kann die Simulation das Gelände nicht korrekt verarbeiten. Es wird vielmehr der direkte Strahlenverlauf berechnet, ohne die Hindernisse zwischen Immissionsquelle und Immissionsort zu berücksichtigen. Daher sind die Minutenwerte des Simulationsergebnisses nur eingeschränkt zu verwenden und müssen im Kontext mit den jeweiligen Erläuterungen gesehen werden.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Individuelle Ausführungen erfolgen in Abschnitt 4 gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld	
	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke Süd / Bahnübergang Kreisstraße NVP12	-	-
P2 Bahnstrecke Mitte	-	9994 ^W
P3 Bahnstrecke Nord / Bahnübergang B 194	-	n.n.
P4 Gebäude östlich der PV Anlage	-	n.n.
P5 Einmündung Klein Lehmhagener Dorfstraße auf B 194	-	n.n.

■ „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

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnübergang Süd

Messpunkt P1 am Bahnübergang an der Kreisstraße Am Vorland (NVP12) kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern und Verkehrsteilnehmern kann ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Nach Bereinigung der Rohdaten könnten am Messpunkt P2 auf der östlich verlaufenden Bahnstrecke theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 24. März und dem 18. September, zwischen 16:52 - 18:50 Uhr westlich der Bahnstrecke auftreten. Der Einfallswinkel liegt bei der Fahrt Richtung Norden oder Süden jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage können daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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



Bild 4.3.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich. Im gelben/weiß markierten Bereich können potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Lt. aktuellem Fahrplan⁸ wird die Strecke in einem stündlichen Zeittakt befahren. Die Züge in dem betreffenden Zeitraum wären Richtung Berlin der RE 5 3517 und der RE 5 13065. Richtung Stralsund die Züge RE 5 3514 und RE 5 13062.

⁸ DB Kursbuch KB205

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnübergang B 194

Am Messpunkt P3, im Bereich des Bahnüberganges an der Bundesstraße B 194 im Norden der PV Anlage, sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Dies liegt u.a. darin begründet, dass hier der Differenzwinkel zwischen Immissionsquelle und Sonne weniger als 10° beträgt, bzw. sich die Sonne dicht über dem Horizont befindet. In solchen Konstellationen sind die Ergebnisse als nicht relevant zu bewerten da die Sonne selbst die Ursache für eine potentielle Blendwirkung darstellt. Darüber hinaus könnten potentielle Reflexionen nur in einem Einfallswinkel auftreten, der deutlich außerhalb der für Zug- und Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt. Eine Beeinträchtigung von Zugführern und Verkehrsteilnehmern kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden und auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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. Nach Bereinigung der Rohdaten sind jedoch keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Eine Blendwirkung durch die PV Anlage in den betreffenden Gebäuden kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P4 anhand der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die gelben/weißen Punkte symbolisieren die potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage. Nach Bereinigung wären die markierten Bereiche deutlich weniger und kleiner. Da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle aufgrund des natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume nicht vorhanden ist, stellt die Skizze den theoretisch berechneten Fall dar. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. 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 3.3 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.

PV Feld - 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.
- 2,415 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

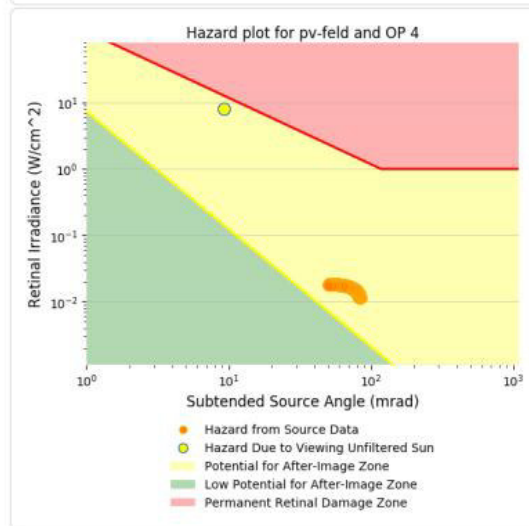
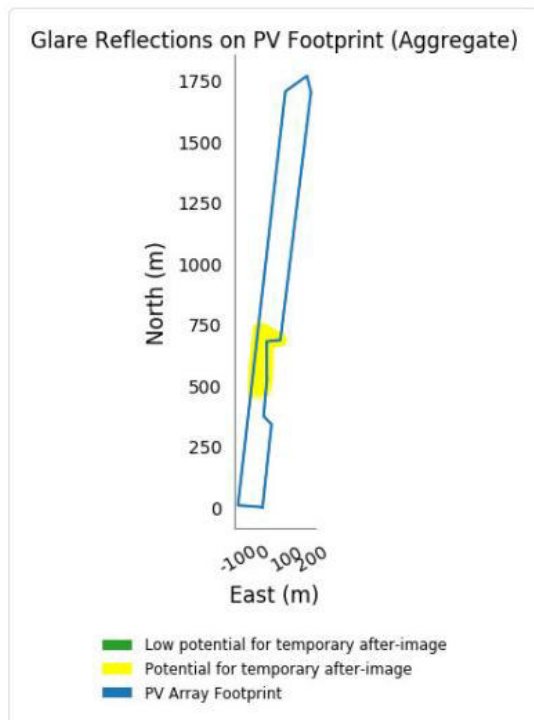
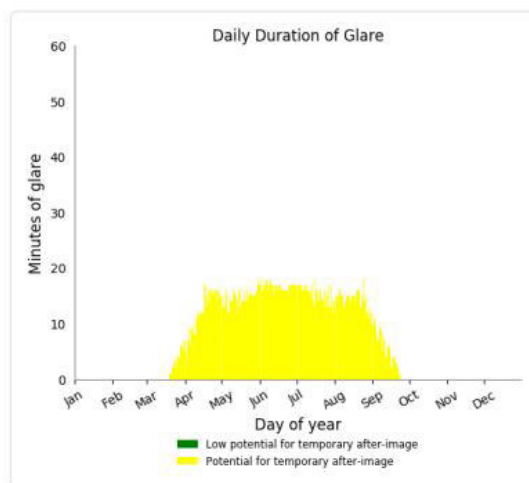
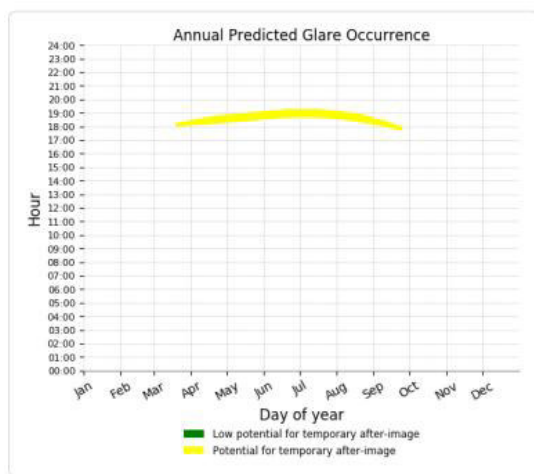


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Einmündung B 194

Am Messpunkt P5, im Bereich der Einmündung der Klein Lehmhagener Dorfstraße auf die B 194, sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Die Betrachtung der unbereinigten Rohdaten zu Kontrollzwecken verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen sind. Darüber hinaus wird ein direkter Sichtkontakt durch Büsche und Bäume entlang des Bahndammes verhindert. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

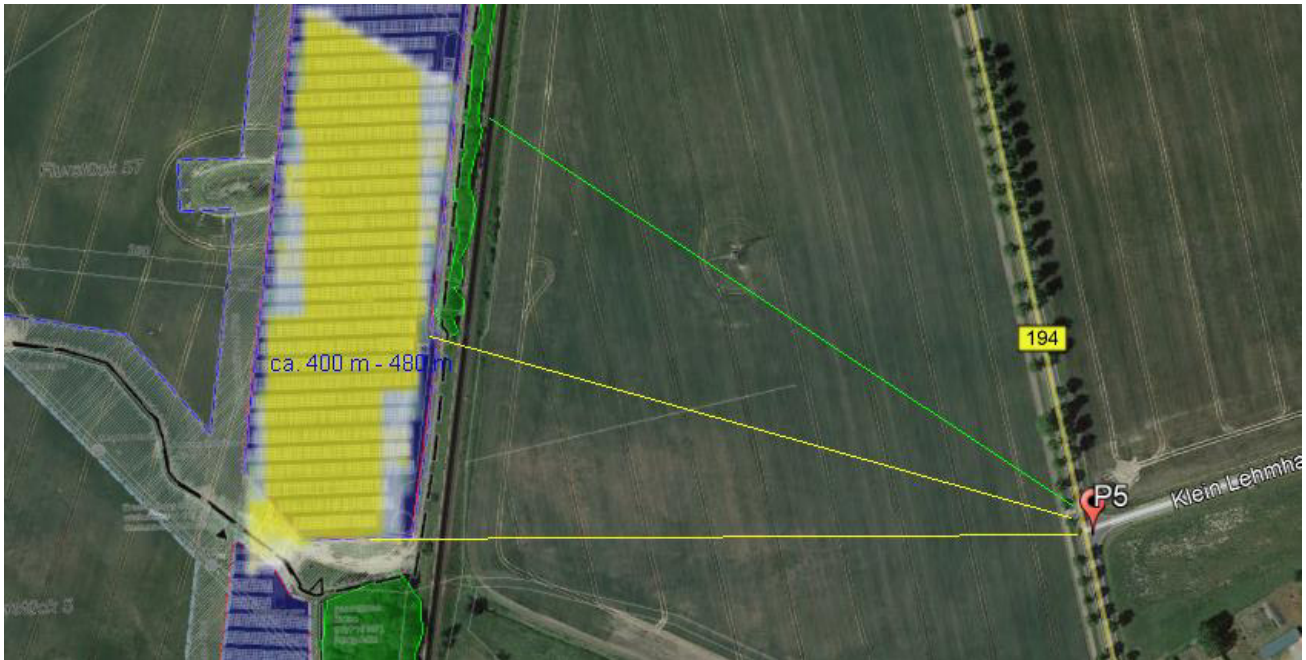


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die folgende Skizze zeigt den Messpunkt P5 am 23. April mit Blick Richtung Westen (Pseudo 3D).

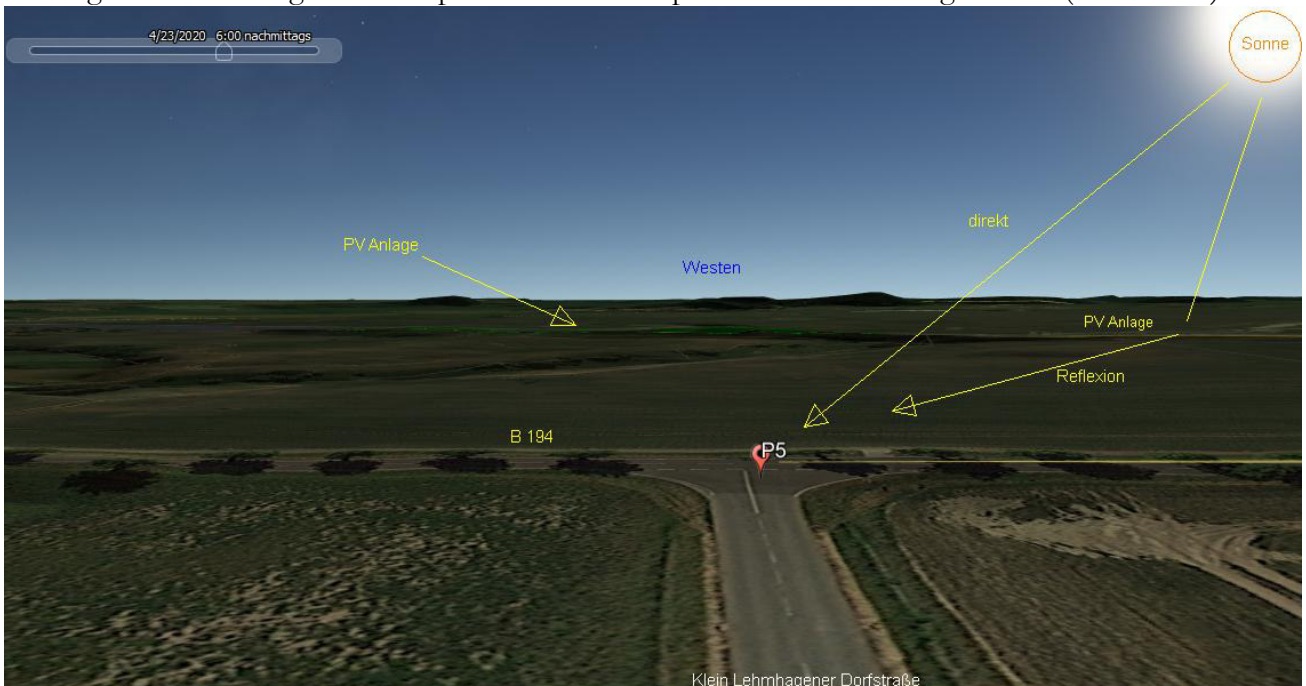


Bild 4.6.2: Situation am Messpunkt P5, Pseudo 3D, Blick Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Grimmen PV Module des Herstellers GCL mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt lediglich für einen Messpunkt (im Verlauf der Bahnstrecke) eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

An den übrigen Messpunkten sind nach Bereinigung der Rohdaten keine relevanten Reflexionen vorhanden, bzw. liegen unterhalb der Nachweisgrenze. Für zwei Messpunkte wurden Skizzen auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt, diese dienen lediglich der Veranschaulichung.

Selbst bei Anwendung der Rohdaten wäre der überwiegende Teil der Reflexionen nicht relevant, da aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Darüber hinaus wären potentielle Reflexionen auch aufgrund einer großen Entfernung zur Immissionsquelle 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 Grimmen kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ 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. Zug- und Fahrzeugführer (PKW/LKW) und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt.

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

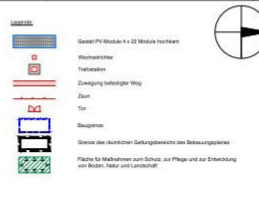
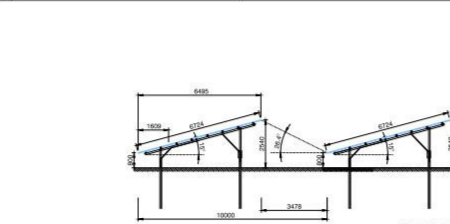
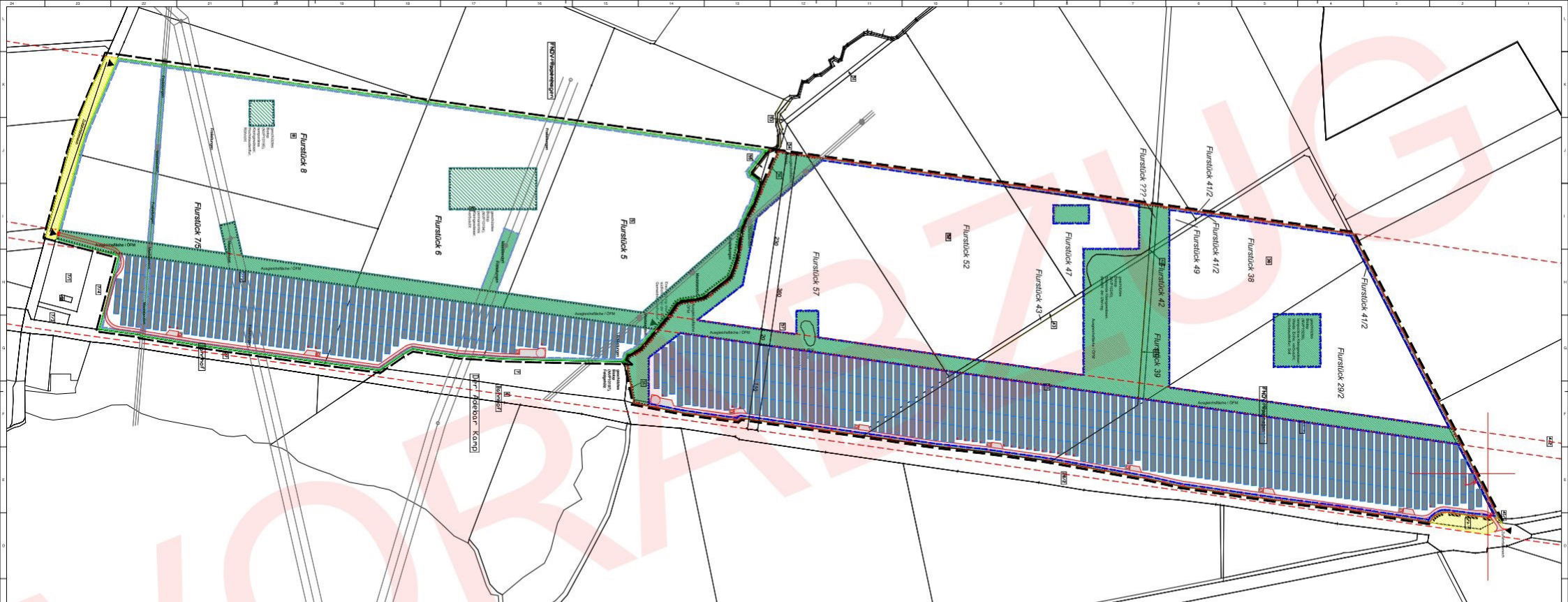
6 Schlussbemerkung

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 24.02.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Technische Daten Generator

Modell: CGL-0642000
 Leistung: 6110 Wp
 Leistungsspannung: 20,80 V
 Kurzschlussstrom: 3,26 A
 Modulkoeffizient gemäss IEC 61853-1
 Maximaler Leistungswert: 36,970 kWp
 Invertierte Leistungswert: 11,150 kWp

Technische Daten Substrat

Modell: CGL-0642000
 Leistung: 20,80 Wp
 Leistungsspannung: 20,80 V
 Kurzschlussstrom: 3,26 A
 Modulkoeffizient gemäss IEC 61853-1
 Invertierte Leistungswert: 5,72 kWp

Technische Daten Wechselrichter

Modell: M66-150
 Leistung: 150 kW
 Nennleistung AC (MPP): 80 kW
 Nennleistung AC (MPPT): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP2): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP3): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP4): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP5): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP6): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP7): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP8): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP9): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP10): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP11): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP12): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP13): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP14): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP15): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP16): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP17): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP18): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP19): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP20): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP21): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP22): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP23): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP24): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP25): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP26): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP27): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP28): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP29): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP30): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP31): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP32): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP33): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP34): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP35): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP36): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP37): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP38): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP39): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP40): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP41): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP42): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP43): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP44): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP45): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP46): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP47): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP48): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP49): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP50): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP51): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP52): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP53): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP54): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP55): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP56): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP57): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP58): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP59): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP60): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP61): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP62): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP63): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP64): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP65): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP66): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP67): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP68): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP69): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP70): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP71): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP72): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP73): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP74): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP75): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP76): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP77): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP78): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP79): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP80): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP81): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP82): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP83): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP84): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP85): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP86): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP87): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP88): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP89): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP90): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP91): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP92): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP93): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP94): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP95): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP96): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP97): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP98): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP99): 80 kW
 Nennleistung AC (MPP100): 80 kW

Modul	Montage	Leistung	Modell	Hersteller
Alle Zeichnungsblätter sind durch die Aufhängeweise der Ankerungsgruppen gegeneinander zu prüfen. Bei Unstimmigkeiten ist dies dem Verantwortlichen zu melden und entsprechende Änderungen durchzuführen. Zeichnungsgruppen und diese beachten. Zeichnungen verlieren ihre Gültigkeit, sind werden nicht angepasst mit Änderungen einer neuen Zeichnung.				

WATT MANUFACTURER
 Wattmanufactur GmbH & Co. KG
 Osterhof
 25859 Gaimbüll

Projekt	Mission	Start	Ende	Status	Version	Datum
1	1.1700					

Projekt: Solarpark Grimmen und Spieltendorf

Modulbelegungplan

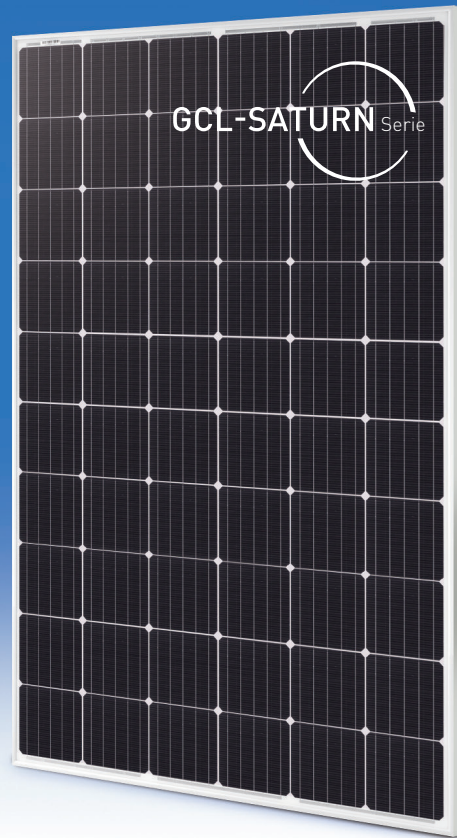
Entwurf

Blatt-Nr.: 1069_3_LP_200_Grimmen_Spieltendorf

Blatt-Datei: 20200226_035908BD | Dieke Jacob / SaPFG Grimmen | 10.01.2020



GCL-M6/60 GCL-M6/60H Monokristallines Modul 280-315W



315W

Maximale Leistung

19,4%

Maximale Moduleffizienz

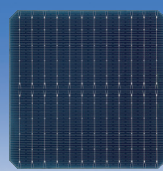
0~+5W

Leistungstoleranz

Zelltyp



5BB



MBB



Hohe Effizienz durch hervorragende Beschichtung und einer fortschrittlichen Modultechnologie



Eine ausgewählte Beschichtung und eine stringente Prozesskontrolle garantieren eine hohe PID Resistenz der Module



Sandstrahltest, Salznebeltest und Ammoniaktest bestanden; Anpassbar an raue Umweltbedingungen



Optimierter Systemertrag durch Sortierung der Module nach Stromklassen



Eine spezielle Zellenverarbeitung garantiert hohe Leistungen auch bei niedriger Strahlungsintensität



Zusätzlicher Ertrag und leichte Wartung durch ein hoch transparentes selbstreinigendes Glas

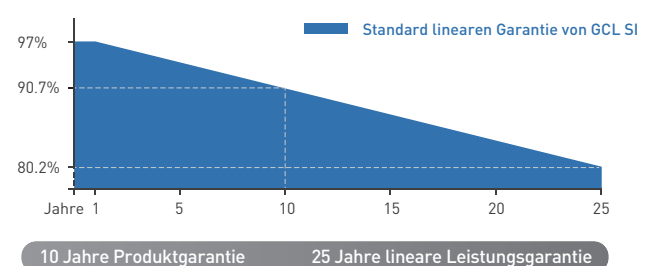
Unternehmensvorstellung

Das Unternehmen GCL System Integration Technology Co. Ltd (002506 Shenzhen Aktie) (GCL System) ist Teil der GOLDEN CONCORD Group (GCL), eines internationalen Energiekonzerns, der sich auf die Gewinnung erneuerbarer und umweltfreundlicher Energien spezialisiert hat. Die Unternehmensgruppe wurde im Jahr 1990 gegründet und beschäftigt derzeit 30.000 Mitarbeiter.

GCL liefert langfristig verlässliche Leistung

- Führender Hersteller von PV-Modulen aus kristallinem Silizium
- Vollautomatisierte Produktion und weltbeste Technologie
- Strenge Qualitätskontrollen gewährleisten den hohen Standard: ISO9001:2015, ISO 14001: 2015 und OHSAS: 18001 2007
- Unter erschwerten Umweltbedingungen getestet (Salzdämpfe, Ammoniakkorrosion und Sandabriebtest: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Dauerbelastungstests
- 2x100% EL Prüfung gewährleistet mangelfreie Module

Lineare Leistungsgarantie



* Nähere Details finden Sie in den Standardgarantiebedingungen von GCL

Assurance supplémentaire appuyé par Swiss RE



* Nähere Details erhalten Sie von GCL

GCL-M6/60 GCL-M6/60H

GCL-Saturn-Serie Monokristallines Modul

280-315W

Elektrische Angaben (STC*)

Parameter	Einheit	280	285	290	295	300	305	310	315
Ausgangsleistung	P _{max} (W)	280	285	290	295	300	305	310	315
Spannung im MPP	V _{mp} (V)	31,60	31,80	32,00	32,20	32,40	32,60	32,80	33,00
Strom im MPP	I _{mp} (A)	8,86	8,96	9,06	9,16	9,26	9,36	9,46	9,55
Leerlaufspannung	V _{oc} (V)	38,70	38,90	39,10	39,30	39,50	39,70	39,90	40,10
Kurzschlussstrom	I _{sc} (A)	9,46	9,54	9,63	9,69	9,78	9,87	9,96	10,04
Modulwirkungsgrad	(%)	17,2	17,5	17,8	18,1	18,4	18,7	19,1	19,4
Leistungstoleranz	(W)	0~+5							

* Strahlungsintensität 1000 W/m², Modultemperatur 25°C, Luftmasse 1,5

Elektrische Angaben (NOCT*)

Parameter	Einheit	208.20	211.68	215.78	219.03	222.60	226.50	230.43	233.78
Ausgangsleistung	P _{max} (W)	208.20	211.68	215.78	219.03	222.60	226.50	230.43	233.78
Spannung im MPP	V _{mp} (V)	29.20	29.40	29.60	29.80	30.00	30.20	30.40	30.60
Strom im MPP	I _{mp} (A)	7.13	7.20	7.29	7.35	7.42	7.50	7.58	7.64
Leerlaufspannung	V _{oc} (V)	35.90	36.10	36.30	36.50	36.60	36.80	37.00	37.20
Kurzschlussstrom	I _{sc} (A)	7.65	7.72	7.79	7.84	7.91	7.98	8.05	8.12

* Strahlungsintensität 800 W/m², Umgebungstemperatur 20°C, Windgeschwindigkeit 1 m/s.

TECHNISCHE DATEN

Typ Solarzelle	Mono 156,75×156,75 mm
Anzahl der Zellen	60 Zellen (6×10)
Modulabmessungen L*B*H (mm)	1640×992×35 mm (64,56 × 39,05 × 1,38 Zoll)
Gewicht (kg)	18,1kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm (0,13 Zoll)
Rückseitenfolie	Weiss
Rahmen	Silber, eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP68 Eingestuft
Kabel	4,0 mm ² (0,006 Zoll ²), 1000 mm (39,4 Zoll)
Anzahl der Dioden	3
Windlast / Schneelast	2400Pa/5400Pa*
Stecker	HT03

* Ausführlichere Informationen dazu bitte im Montagehandbuch von GCLSI nachschlagen

Temperaturwerte

Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)	45±2°C
Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0.06%/°C
Temperaturkoeffizient von V _{oc}	-0.30%/°C
Temperaturkoeffizient von P _{MAX}	-0.39%/°C

Verpackungseinheiten

Module pro Karton	30 Stück
Module pro 40-Container	840 Stück

Einsatzbereich

Betriebstemperatur	-40~+85°C
Maximale Systemspannung	1000V DC
	1500V DC-(H)
Maximale Absicherung	15A

Wahlweise

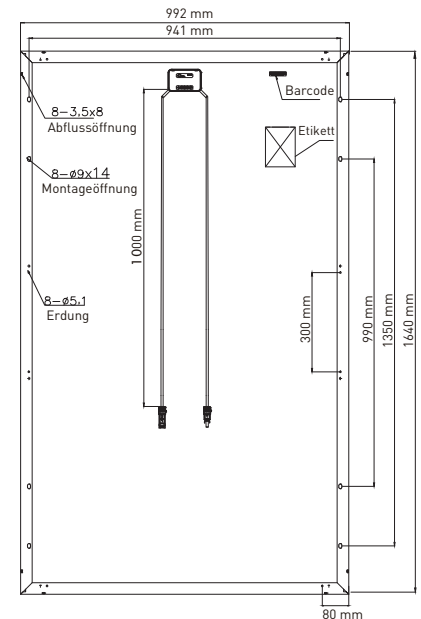
Stecker: Original MC4



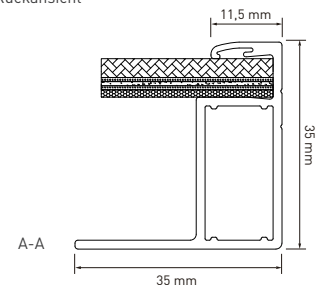
Weitere Informationen erhalten Sie unter

Webseite: en.gclsi.com E-mail: gclsisales@gclsi.com

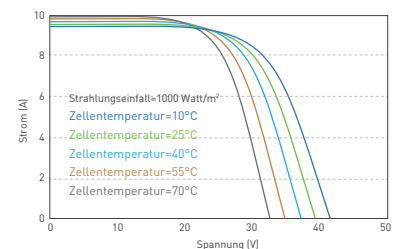
Modul Abmessungen



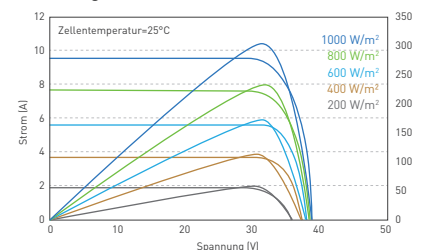
Rückansicht



U-I Kurve bei Temperaturunterschied (300 W)



U-I/P-U Kurve bei unterschiedlichem Strahlungseinfall (300 W)



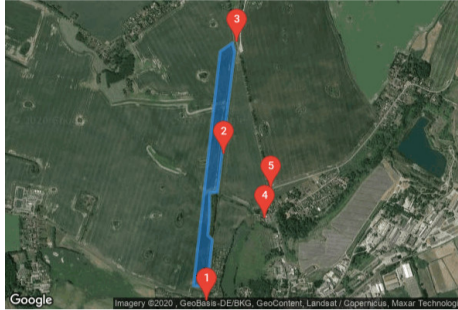
ACHTUNG: INSTALLATIONSANWEISUNGEN VOR DER VERWENDUNG DES PRODUKTS LESEN



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Grimmen

Project site configuration details and results.



Created **Feb. 24, 2020 7:50 a.m.**
 Updated **Feb. 24, 2020 7:51 a.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 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 **UTC+1**
 Site Configuration ID: 35901.1215

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

PV name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
PV Feld	15.0	180.0	0	22,817	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.122339	13.035198	11.35	1.70	13.05
2	54.122408	13.033653	10.20	1.70	11.90
3	54.137646	13.036625	18.43	1.70	20.13
4	54.138218	13.037988	20.08	1.70	21.78
5	54.137621	13.038234	19.57	1.70	21.27
6	54.128494	13.036314	11.82	1.70	13.52
7	54.128437	13.035455	10.64	1.70	12.34
8	54.127023	13.035466	11.23	1.70	12.93
9	54.125684	13.035262	11.27	1.70	12.97
10	54.125394	13.035756	12.07	1.70	13.77

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.121412	13.035146	11.56	2.00	13.56
OP 2	54.130953	13.037031	16.28	2.00	18.28
OP 3	54.138274	13.038509	21.13	2.00	23.13
OP 4	54.126777	13.041629	12.07	2.00	14.07
OP 5	54.128707	13.042315	13.05	2.00	15.05

PV Array Results

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	16104
OP: OP 3	0	1491
OP: OP 4	0	2415
OP: OP 5	0	2807

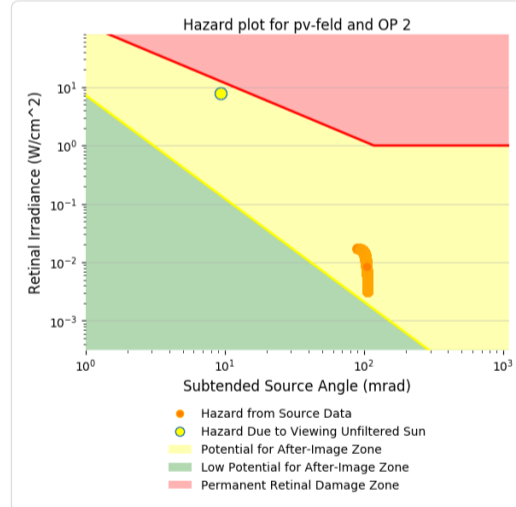
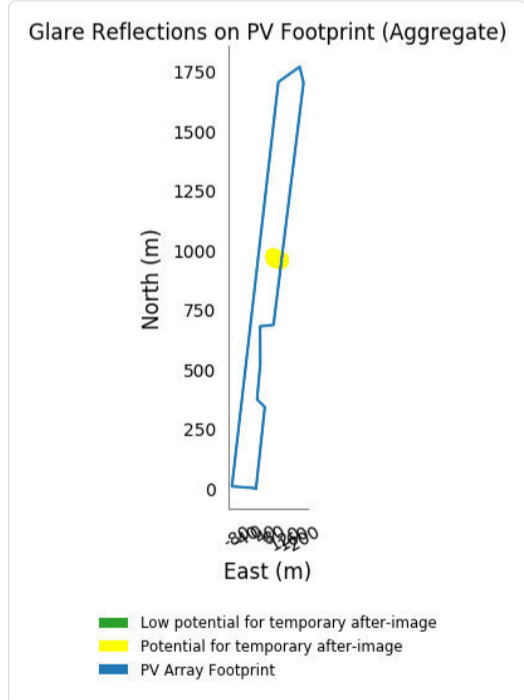
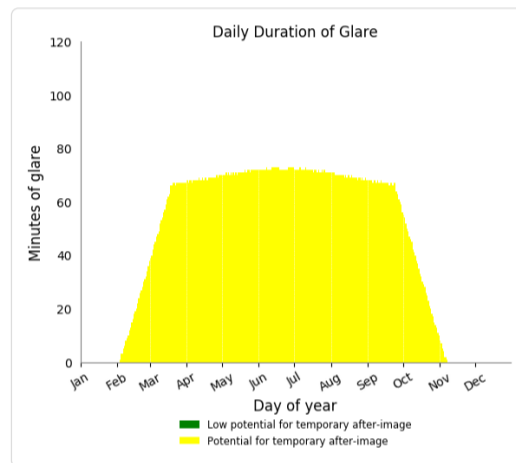
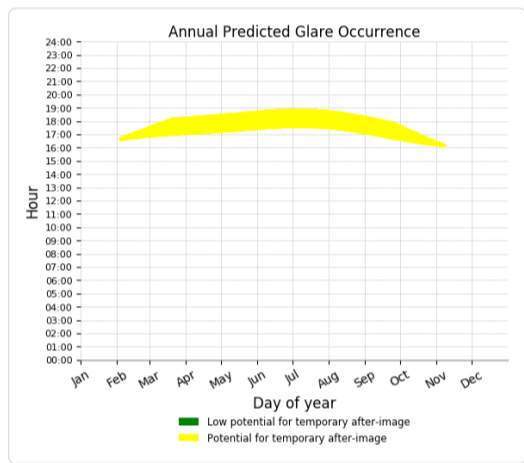
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

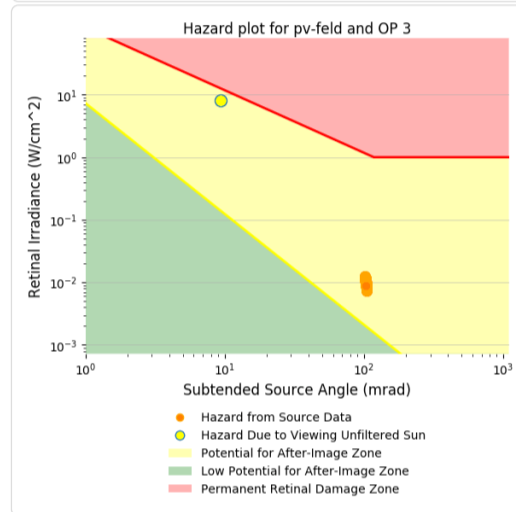
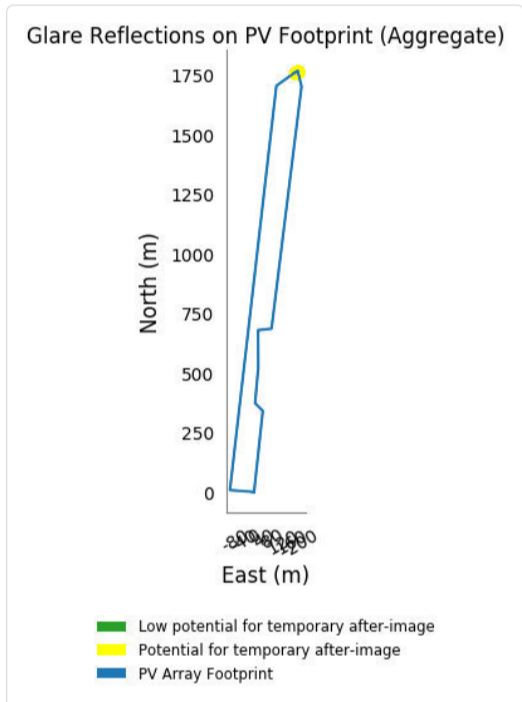
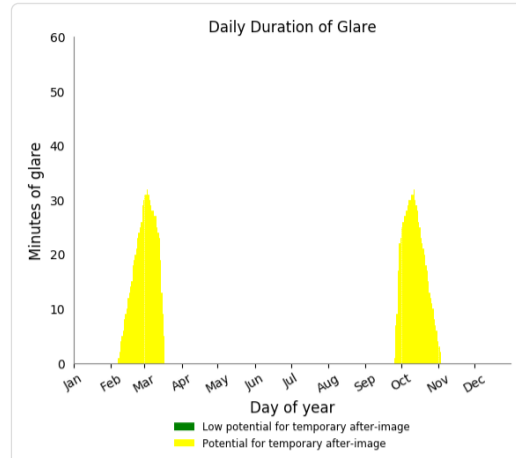
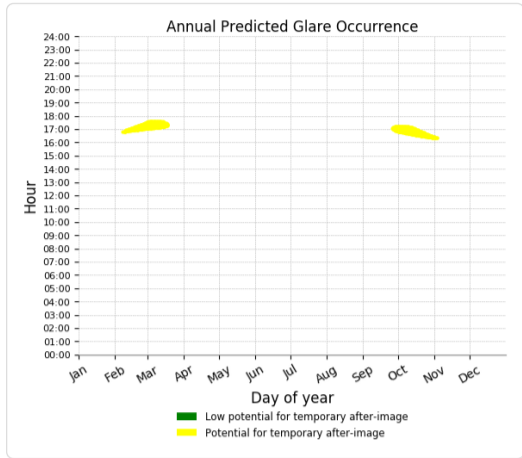
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 16,104 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

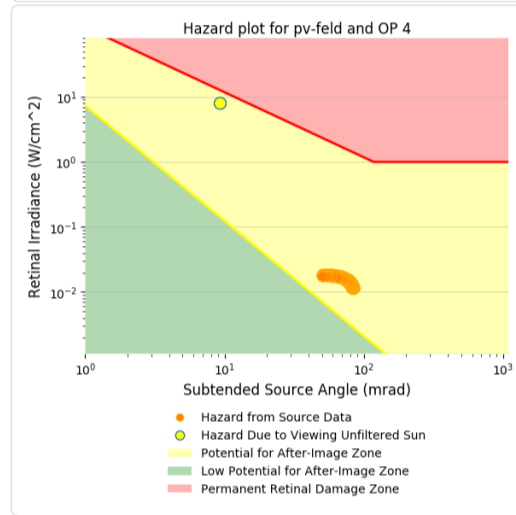
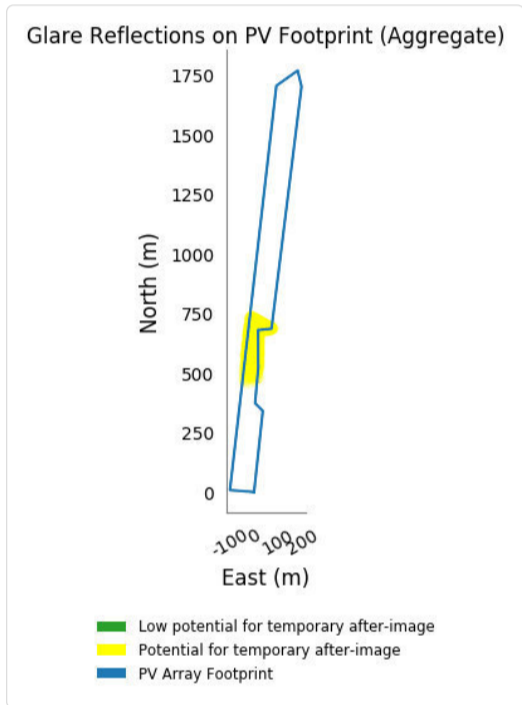
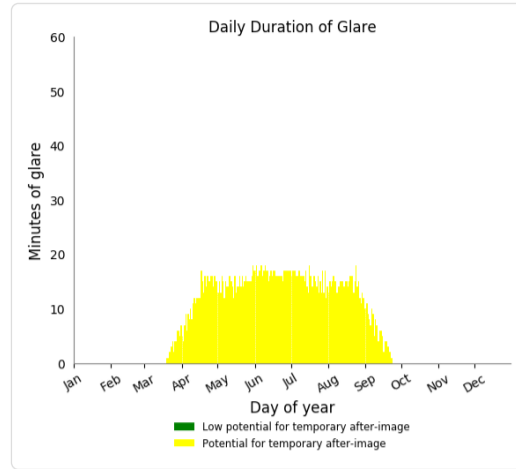
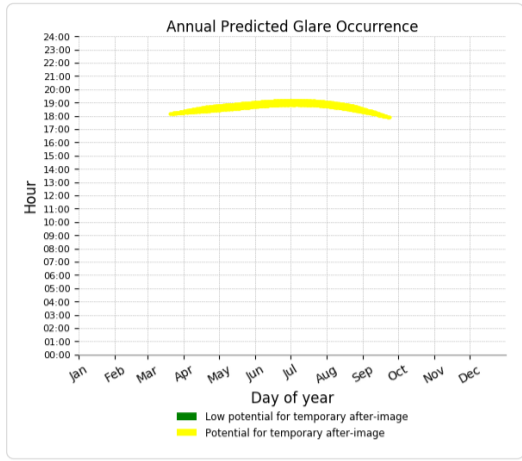
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,491 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

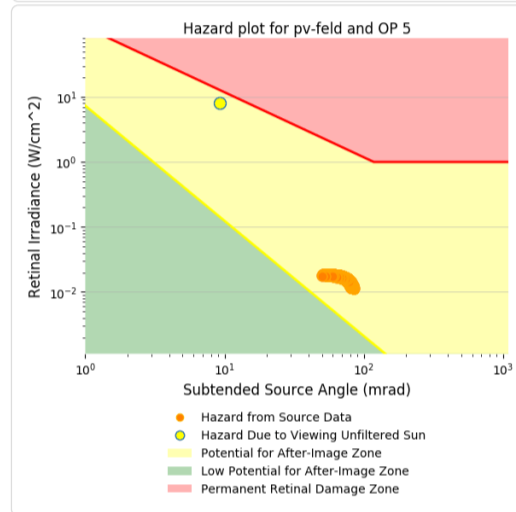
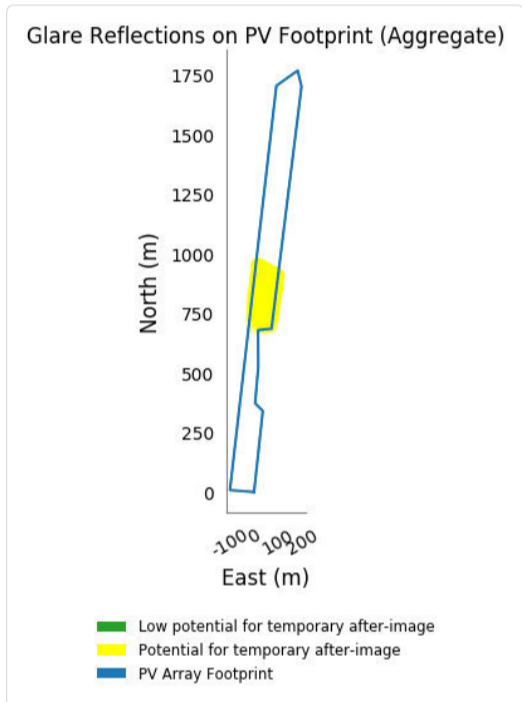
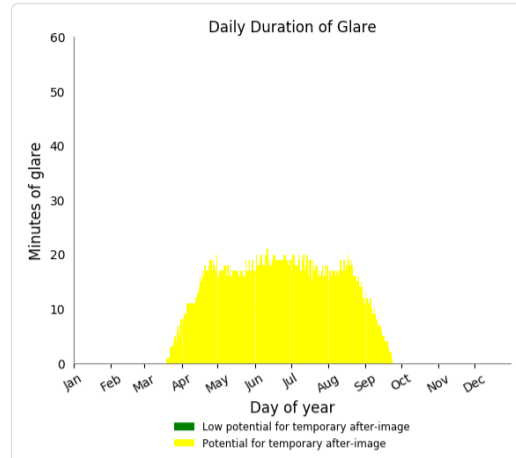
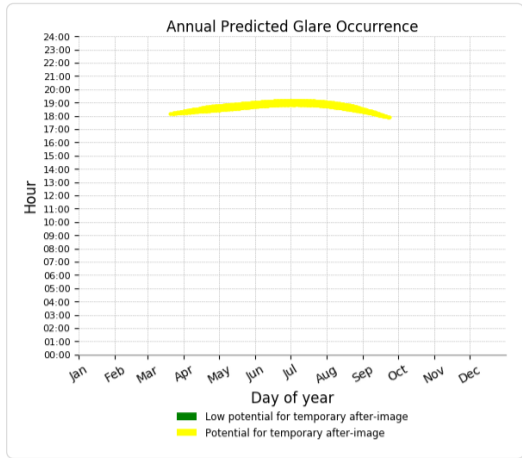
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,415 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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.
- 2,807 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.

Retinal reflectivity	irradiance (W/cm²)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth h (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 incidence angle (deg)	Datum	Minu erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P2	
0,280	0,009	0,104	240,100	0,000	-0,867	-0,499	0,000	0,87	0,431	0,250	82,600	21.03.2019	2	17:03	17:04	24.03.2019	18.09.2019	73	9994	16:52	18:50	
0,270	0,009	0,104	240,200	0,300	-0,868	-0,496	0,005	0,87	0,427	0,252	82,400	22.03.2019	3	17:04	17:06							
0,280	0,009	0,104	240,400	0,100	-0,870	-0,493	0,002	0,87	0,426	0,249	82,500	23.03.2019	5	17:04	17:08							
0,280	0,009	0,104	240,600	0,000	-0,872	-0,490	0,000	0,87	0,424	0,245	82,700	24.03.2019	7	17:04	17:10							
0,270	0,008	0,104	240,600	0,400	-0,871	-0,491	0,007	0,87	0,422	0,251	82,300	25.03.2019	8	17:05	17:12							
0,280	0,009	0,104	240,800	0,200	-0,873	-0,488	0,004	0,87	0,420	0,248	82,500	26.03.2019	10	17:05	17:14							
0,280	0,009	0,104	241,000	0,100	-0,875	-0,485	0,002	0,88	0,419	0,244	82,700	27.03.2019	11	17:05	17:15							
0,270	0,008	0,104	240,800	0,600	-0,872	-0,489	0,011	0,87	0,418	0,254	82,100	28.03.2019	13	17:06	17:18							
0,270	0,008	0,104	241,000	0,500	-0,874	-0,485	0,009	0,87	0,416	0,250	82,300	29.03.2019	15	17:06	17:20							
0,280	0,009	0,104	241,200	0,400	-0,876	-0,482	0,006	0,88	0,414	0,247	82,500	30.03.2019	16	17:06	17:21							
0,280	0,009	0,104	241,400	0,200	-0,878	-0,479	0,004	0,88	0,413	0,243	82,600	31.03.2019	17	17:07	17:23							
0,290	0,009	0,104	241,600	0,100	-0,879	-0,476	0,002	0,88	0,411	0,240	82,800	01.04.2019	20	17:07	17:26							
0,260	0,008	0,104	241,100	0,700	-0,876	-0,483	0,013	0,88	0,412	0,253	82,100	02.04.2019	21	17:07	17:27							
0,270	0,009	0,104	241,300	0,600	-0,877	-0,480	0,011	0,88	0,410	0,249	82,300	03.04.2019	23	17:07	17:29							
0,270	0,009	0,104	241,500	0,500	-0,879	-0,477	0,009	0,88	0,409	0,246	82,400	04.04.2019	24	17:08	17:31							
0,280	0,009	0,104	241,700	0,400	-0,881	-0,474	0,006	0,88	0,407	0,242	82,600	05.04.2019	25	17:08	17:32							
0,280	0,009	0,104	241,900	0,200	-0,882	-0,471	0,004	0,88	0,405	0,239	82,800	06.04.2019	28	17:08	17:35							
0,290	0,009	0,104	242,100	0,100	-0,884	-0,467	0,002	0,88	0,404	0,235	82,900	07.04.2019	29	17:09	17:37							
0,260	0,008	0,104	241,300	1,000	-0,877	-0,481	0,017	0,88	0,407	0,256	81,900	08.04.2019	30	17:10	17:39							
0,260	0,008	0,104	241,500	0,900	-0,879	-0,477	0,015	0,88	0,406	0,252	82,000	09.04.2019	32	17:09	17:40							
0,270	0,009	0,104	241,700	0,700	-0,880	-0,474	0,013	0,88	0,404	0,249	82,200	10.04.2019	33	17:10	17:42							
0,270	0,009	0,104	241,900	0,600	-0,882	-0,471	0,011	0,88	0,403	0,245	82,400	11.04.2019	35	17:10	17:44							
0,280	0,009	0,104	242,100	0,500	-0,884	-0,468	0,008	0,88	0,401	0,242	82,600	12.04.2019	36	17:10	17:45							
0,280	0,009	0,104	242,300	0,400	-0,885	-0,465	0,006	0,89	0,399	0,238	82,700	13.04.2019	37	17:11	17:47							
0,290	0,009	0,104	242,500	0,200	-0,887	-0,462	0,004	0,89	0,398	0,234	82,900	14.04.2019	39	17:11	17:49							
0,290	0,009	0,104	242,700	0,100	-0,889	-0,459	0,002	0,89	0,396	0,231	83,100	15.04.2019	41	17:12	17:52							
0,260	0,008	0,104	241,600	1,100	-0,880	-0,475	0,020	0,88	0,401	0,255	81,800	16.04.2019	43	17:11	17:53							
0,260	0,008	0,104	241,800	1,000	-0,882	-0,472	0,017	0,88	0,400	0,251	82,000	17.04.2019	44	17:12	17:55							
0,270	0,009	0,104	242,000	0,900	-0,883	-0,469	0,015	0,88	0,398	0,248	82,200	18.04.2019	45	17:13	17:57							
0,270	0,009	0,104	242,300	0,700	-0,885	-0,466	0,013	0,89	0,397	0,244	82,400	19.04.2019	47	17:13	17:59							
0,280	0,009	0,104	242,500	0,600	-0,887	-0,462	0,011	0,89	0,395	0,241	82,500	20.04.2019	48	17:13	18:00							
0,280	0,009	0,104	242,700	0,500	-0,888	-0,459	0,008	0,89	0,393	0,237	82,700	21.04.2019	49	17:13	18:01							
0,290	0,009	0,104	242,900	0,400	-0,890	-0,456	0,006	0,89	0,392	0,234	82,900	22.04.2019	50	17:14	18:03							
0,290	0,009	0,104	243,100	0,200	-0,892	-0,453	0,004	0,89	0,390	0,230	83,000	23.04.2019	51	17:15	18:05							
0,300	0,009	0,104	243,300	0,100	-0,893	-0,450	0,002	0,89	0,389	0,226	83,200	24.04.2019	53	17:15	18:07							
0,260	0,008	0,104	242,000	1,300	-0,883	-0,469	0,022	0,88	0,395	0,254	81,800	25.04.2019	54	17:15	18:08							
0,260	0,008	0,104	242,200	1,100	-0,885	-0,466	0,020	0,89	0,394	0,250	82,000	26.04.2019	56	17:15	18:10							
0,270	0,009	0,104	242,400	1,000	-0,886	-0,463	0,017	0,89	0,392	0,247	82,100	27.04.2019	57	17:16	18:12							
0,270	0,009	0,104	242,600	0,900	-0,888	-0,460	0,015	0,89	0,390	0,243	82,300	28.04.2019	59	17:16	18:14							
0,280	0,009	0,104	242,800	0,700	-0,890	-0,457	0,013	0,89	0,389	0,240	82,500	29.04.2019	59	17:17	18:15							
0,280	0,009	0,104	243,000	0,600	-0,891	-0,454	0,011	0,89	0,387	0,236	82,700	30.04.2019	61	17:16	18:16							
0,290	0,009	0,104	243,200	0,500	-0,893	-0,450	0,008	0,89	0,386	0,233	82,800	01.05.2019	62	17:17	18:18							
0,290	0,009	0,104	243,400	0,300	-0,894	-0,447	0,006	0,89	0,384	0,229	83,000	02.05.2019	64	17:17	18:20							

SolPEG Blendgutachten PVA Grimmen / Splietsdorf – Ergänzung

Östlich der PV Anlage befindet sich eine Kleinsiedlung ohne weitere Kennzeichnung. Es konnte nicht geklärt werden in welcher Form die Besitzer/Pächter organisiert sind. Entlang der westlichen Geländegrenze der Siedlung verläuft die Bahnstrecke Berlin-Stralsund, über dem Gebiet verläuft eine Überlandleitung und im nördlichen Bereich befindet sich ein Hochspannungsmasten. Südöstlich befindet sich ein Mobilfunk Sendemast und südlich verläuft die Verbindungsstraße K12 zur B 194.

Die überwiegende Zahl der Schrebergärten ist – wie überlich - von Büschen und Bäumen umgeben, aber insbesondere die, die direkt an der Bahnstrecke liegen. Die Bepflanzung dient einerseits als Sichtschutz aber evt. auch als Lärmschutz – soweit dies bei dem geringen Abstand zur Bahnstrecke überhaupt möglich ist.

Die folgenden Skizzen zeigen den südlichen und den nördlichen Abschnitt der Kleingartenanlage. Die Skizzen verdeutlichen, dass nahezu alle Schrebergärten im Bereich der Bahnstrecke (und somit mit Blick in Richtung der PV Anlage) von einem Sichtschutz aus Büschen und Bäumen umgeben sind. Die weiter östlich gelegenen Schrebergärten liegen „in zweiter Reihe“ und haben aufgrund der geringen Bauhöhe keinen Sichtkontakt zur Bahnstrecke.

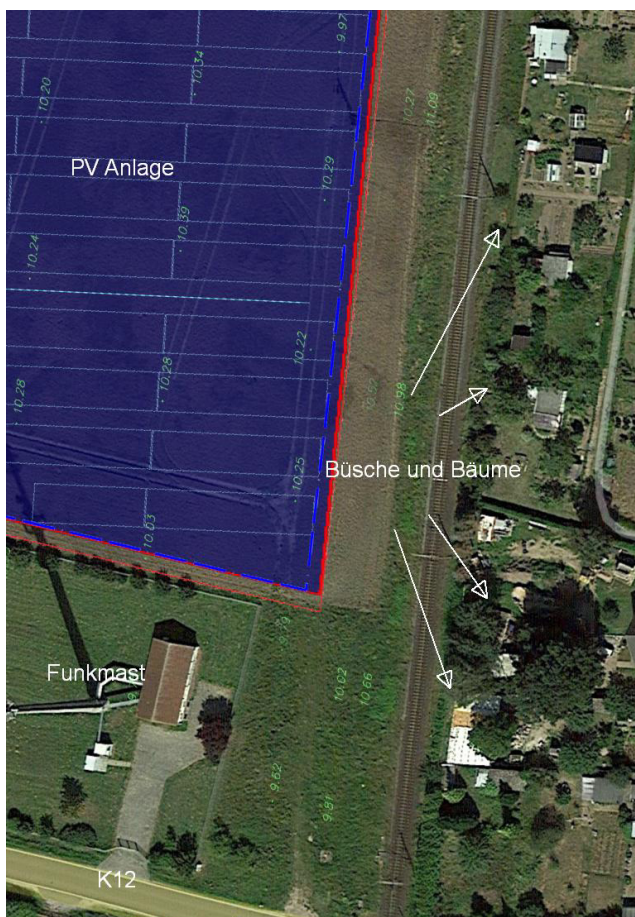


Bild 1: Südlicher Abschnitt der Kleingartenanlage

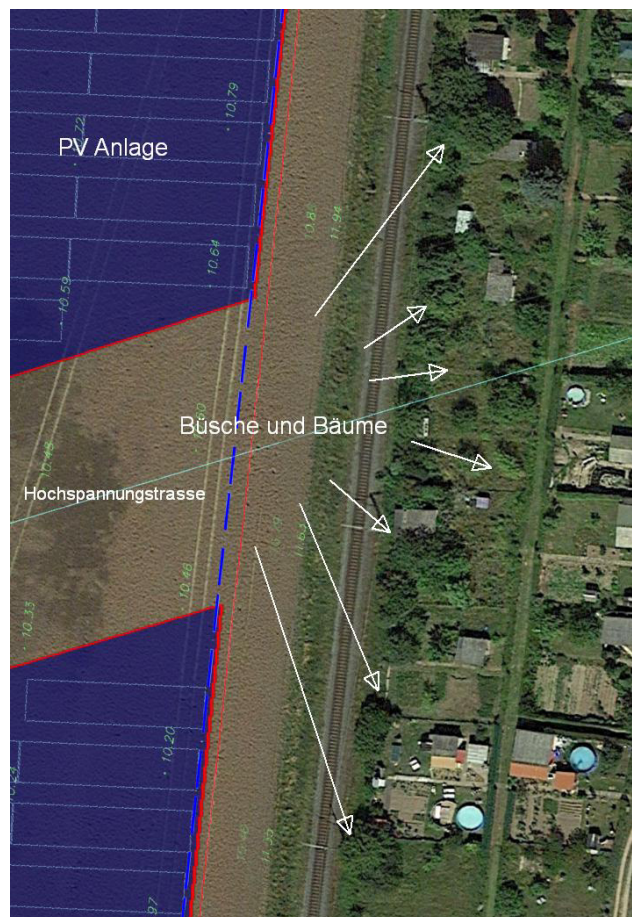


Bild 2: Nördlicher Abschnitt (Quelle: Google Earth)

Sicherlich kann für die jeweiligen Nutzer ein gewisser Freizeitwert anerkannt werden aber objektiv betrachtet kann das Areal nicht als Naherholungsgebiet o.ä. gewertet werden.

Bei der Simulation von potentiellen Reflexionen durch PV Anlagen werden neben rein formellen Aspekten und rechnerisch ermittelten Ergebnissen auch unterschiedliche Interessen abgewogen. Formell sind Kleingarten- oder Schrebergartensiedlungen nicht als Wohn- oder Arbeitsstätte anerkannt und dürfen dementsprechend nicht dauerhaft bewohnt werden. U.a. aus diesem Grund sind derartige Flächen nicht als schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie anzusehen und werden dementsprechend nicht weiter analysiert. Dieser Umstand ist für Betroffene evt. bedauerlich – sofern eine Beeinträchtigung unter den zuvor genannten Aspekten überhaupt vorliegt – aber in Abwägung mit formellen Aspekten ist das Vorgehen als korrekt zu werten.

Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig¹ die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

Im konkreten Fall wurde im Rahmen der Erstellung des SolPEG Blendgutachtens (Februar 2020) intern allerdings auch ein Messpunkt im Bereich der Schrebergartensiedlung überprüft, die Ergebnisse aus den o.g. Gründen aber nicht näher ausgeführt. Demnach können in bestimmten Jahreszeiten (Mai - September) rein rechnerisch in den Abendstunden Reflexionen aus westlicher Richtung auftreten, die absoluten Zahlen sind allerdings tolerierbar.

Insbesondere mit Hinblick auf den vorhandenen Sichtschutz aus Büschen und Bäumen sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar. Es handelt sich hier teilweise um alten, privaten Baumbestand, der zwar rechtlich gesehen keinen dauerhaften Sichtschutz darstellt aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden.

Die entscheidenden Aussagen des SolPEG Blendgutachtens vom 24.02.2020 behalten weiterhin ihre Gültigkeit. In Bezug auf Immissionsschutzrechtliche Vorgaben bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

Hamburg, den 31.03.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹ <https://oberlandesgericht-braunschweig.schleswig-holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>