

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Buchholz

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

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

## Inhalt

1	Auftrag .....	3
1.1	Beauftragung .....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang .....	3
2	Systembeschreibung .....	4
2.1	Standort Übersicht .....	4
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, Gebäude östlich, Hauptstraße 3 .....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude südöstlich, Hauptstraße 10 .....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südlich, Hauptstraße 12 .....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich, Hauptstraße 2 .....	20
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich, Hauptstraße 4/5 .....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	22
6	Schlussbemerkung .....	22
7	Anhang .....	23 - 33

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Buchholz

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Buchholz“ für die Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<sup>1</sup>, 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 „Buchholz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist notwendig da die verfügbaren Datenquellen und zur Verfügung gestellte Informationen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten zu vermitteln.

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle 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.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in der Ortschaft Buchholz in Mecklenburg-Vorpommern. Im Osten und Süden der Fläche befinden sich einzelne Wohn- und Wirtschaftsgebäude. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Grünfläche in der Ortschaft Buchholz, ca. 8,5 km nordwestlich von Grimmen in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.1585°N, 12.933°O, 21 m ü.N.N.</a>
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 30 m (kleinste Entfernung)
Entfernung zu angrenzenden Straßen	n.v.

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 Fläche und Umgebung



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



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

Blick von der PV Fläche Richtung Osten auf die teilweise fensterlosen Lager- und Wirtschaftsgebäude. Das Wohngebäude an der Adresse Hauptstraße 3 ist verdeckt bzw. nicht einsehbar. Rechts im Bild, in ca. 150 m Entfernung das Wohngebäude an der Adresse Hauptstraße 10.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Osten auf umliegende Gebäude (Quelle: Auftraggeber)

Blick über die PV Fläche Richtung Nordwesten auf den Carport an der Adresse Hauptstraße 2, im Hintergrund, verdeckt, das Wohngebäude.



Bild 2.1.5: Blick über die Fläche der PV Anlage Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber)

### 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:

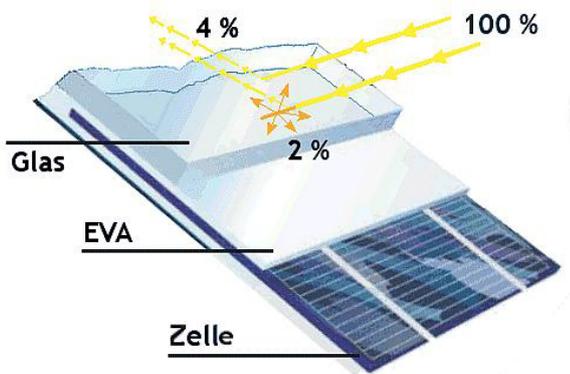


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

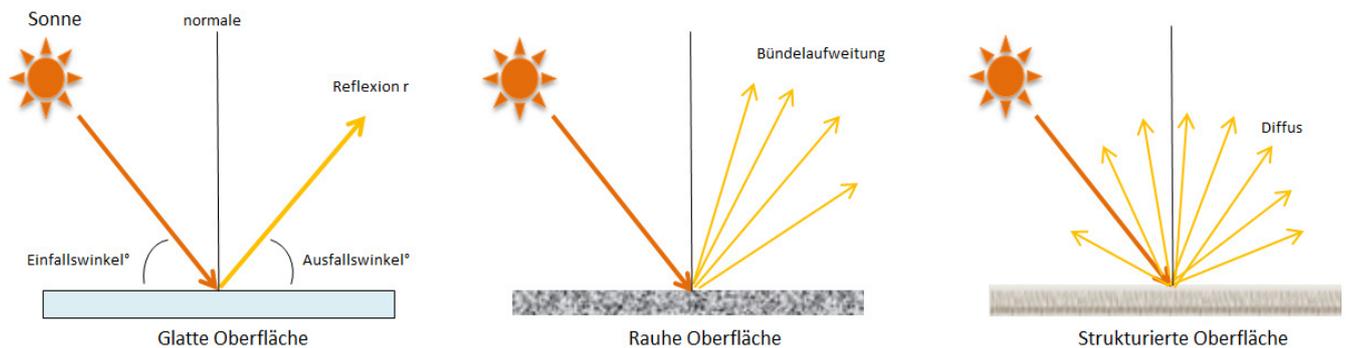


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

### Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

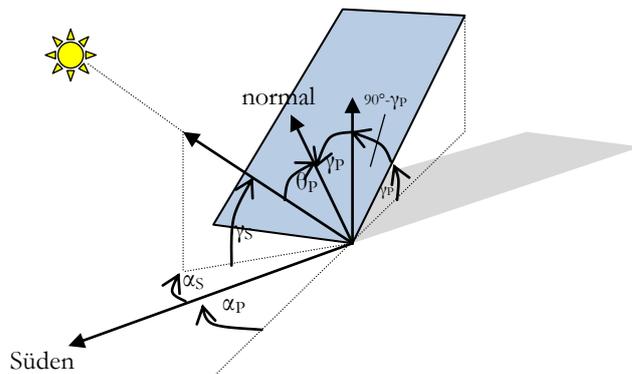


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>2</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>3</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

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

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

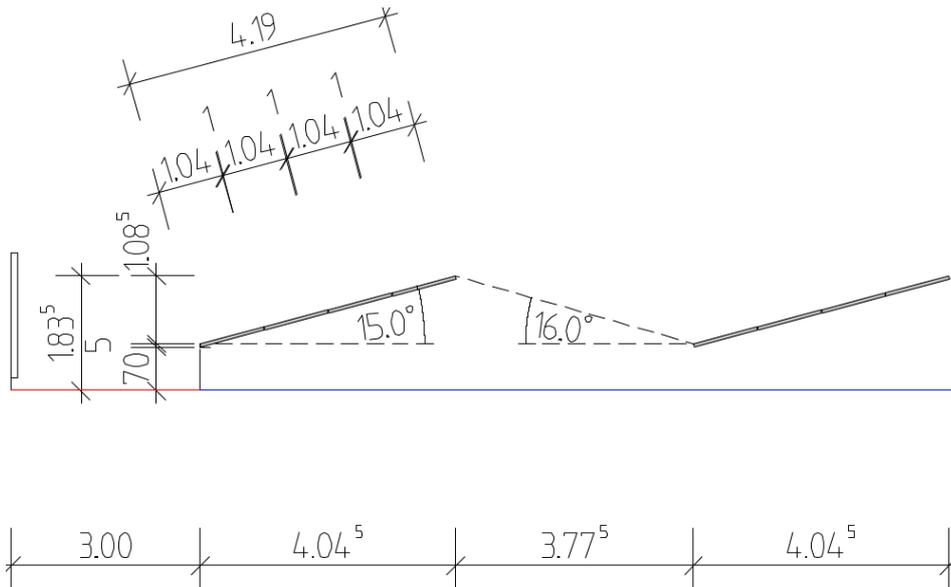


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Hersteller)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	ca. 191,5° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche <sup>5</sup>	min. 0,70 m, max. 1,85 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,4 m
Anzahl Messpunkte Gebäude	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (mittlere Höhe), 6 m

<sup>5</sup> Die Installation der Modultische befindet sich in der ehemaligen Kiesgrube, ca.2 m unterhalb der regulären Bodenoberkante

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Buchholz wurden insgesamt 5 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude festgelegt. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte:

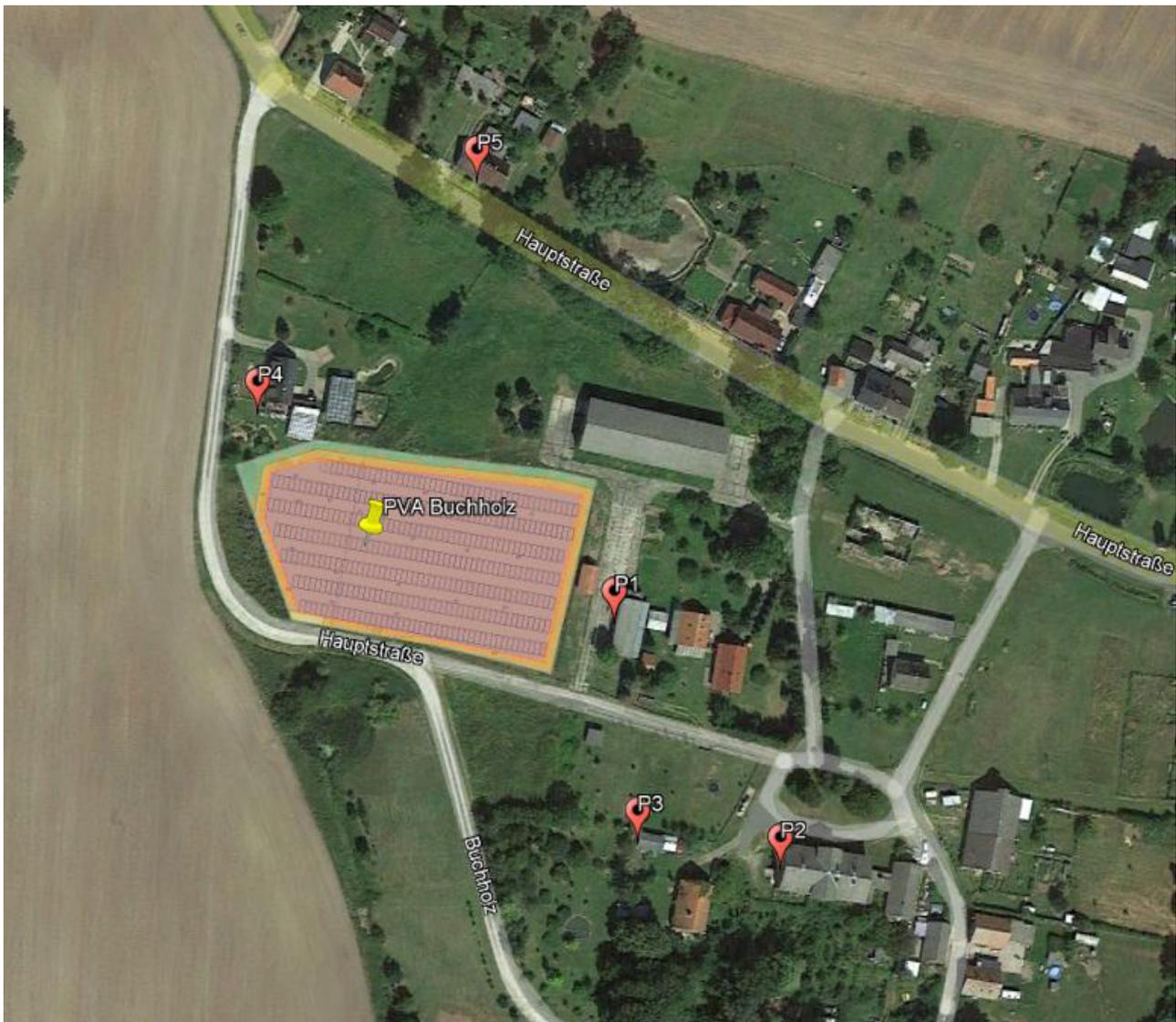


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>6</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 Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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

Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

## Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

<sup>6</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 78 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

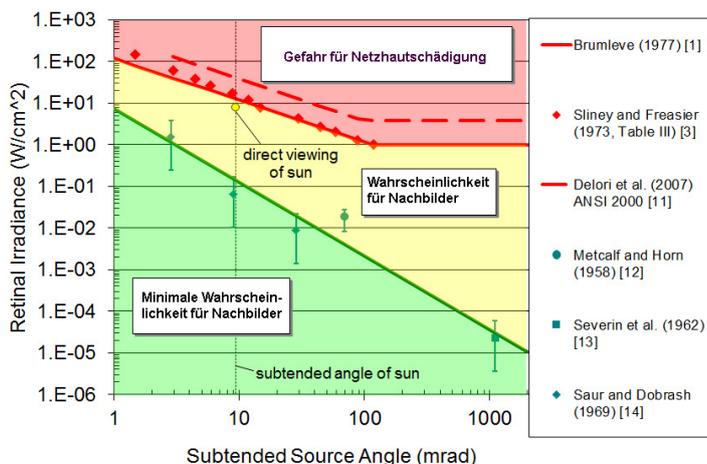


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>8</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2020\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Buchholz 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 Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Die morgens und abends dicht über dem Horizont stehende Sonne ist in der Regel aufgrund von Hindernissen verdeckt, daher ist eine Sonnenhöhe von weniger als 10° über dem Horizont zu vernachlässigen<sup>9</sup>. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]**

Messpunkt	PV Feld
P1 Gebäude östlich, Hauptstraße 3	6827 <sup>S</sup>
P2 Gebäude südöstlich, Hauptstraße 10	1711 <sup>DE</sup>
P3 Gebäude südlich, Hauptstraße 12	-
P4 Gebäude nordwestlich, Hauptstraße 2	-
P5 Gebäude nördlich, Hauptstraße 4/5	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>S</sup> Aufgrund der Geländestruktur/Hindernissen oder Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

<sup>9</sup> Ein Gebäude oder Wald mit einer Höhe von 14 m in einer Entfernung von 80 m zur Immissionsquelle entspricht ca. 10°

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Gebäude östlich, Hauptstraße 3

Am Messpunkt P1 im Bereich der östlich gelegenen Gebäude können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 04. April und dem 07. September, abends in der Zeit zwischen 17:52 - 19:25 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Zur Veranschaulichung ist in der folgenden Skizze das Auftreten von potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 grafisch dargestellt.

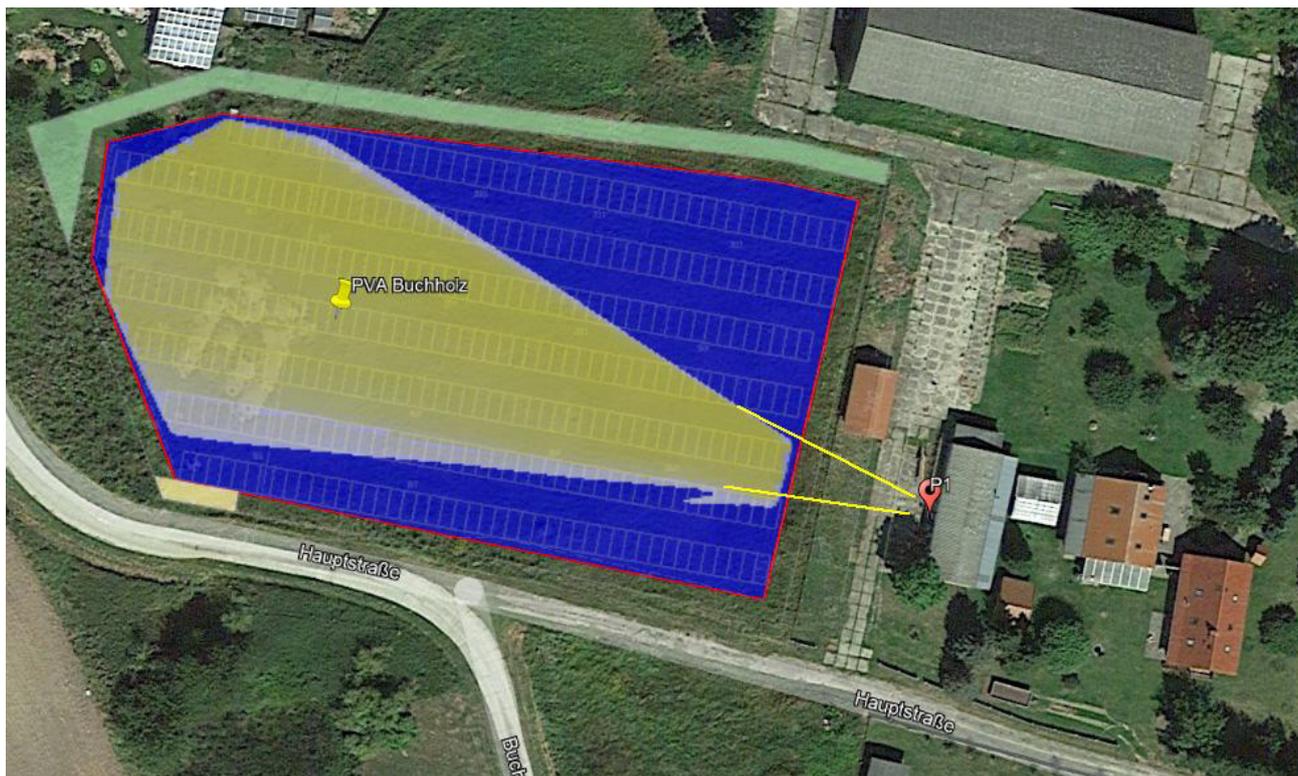


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Gelb/Weiß markierten Bereich entspricht den unbereinigten Rohdaten. In diesem Bereich können theoretisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das Gebäude am Messpunkt P1 dient als Werkstatt und daher ist von üblichen Arbeitszeiten auszugehen. Potentielle Reflexionen können demnach nur abends, außerhalb der üblichen Arbeitszeiten auftreten und werden daher als weniger bzw. nicht relevant eingestuft. Die weiter östlich gelegenen Gebäude haben keinen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle und sind daher nicht von potentiellen Reflexionen betroffen. Das folgende Foto zeigt die westliche Fassade des Gebäudes und 3 der 4 Fenster.



Bild 4.2.1: Blick Richtung Osten auf das Werkstattgebäude (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Es ist nicht bekannt aber wenig wahrscheinlich, dass sich direkt am Fenster ein Arbeitsplatz befindet, da das direkt einfallende Sonnenlicht vermutlich störend wirken würde.

Die rechnerisch ermittelten Minutenwerte (Tabelle 3) liegen zwar über den Empfehlungen aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kann eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie im Bereich von Messpunkt P1 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der östlichen Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Weitere Maßnahmen sind daher nicht erforderlich. Einheimische Gehölze mit einer Höhe von ca. 1,40 m - 2,20 m reduzieren potentielle Reflexionen auf einen tolerierbaren Wert. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft eine mehrreihige Bepflanzung, das rechte Bild zeigt die Höhe nach ca. 1 Jahr.



Bild 4.2.1: Sichtschutzmaßnahme mit einheimischen Gehölzmischungen (Quelle: SolPEG, bearbeitet)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude südöstlich, Hauptstraße 10

Am Messpunkt P2 im Bereich des südöstlich gelegenen Wohngebäudes an der Adresse Hauptstraße 10, können rein rechnerisch nur im oberen Stockwerk an insgesamt 1711 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können nur in bestimmten Jahreszeiten in den Abendstunden zwischen 18:52 - 19:25 Uhr an max. 27 Minuten pro Tag<sup>10</sup> aus westlicher Richtung auftreten.

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

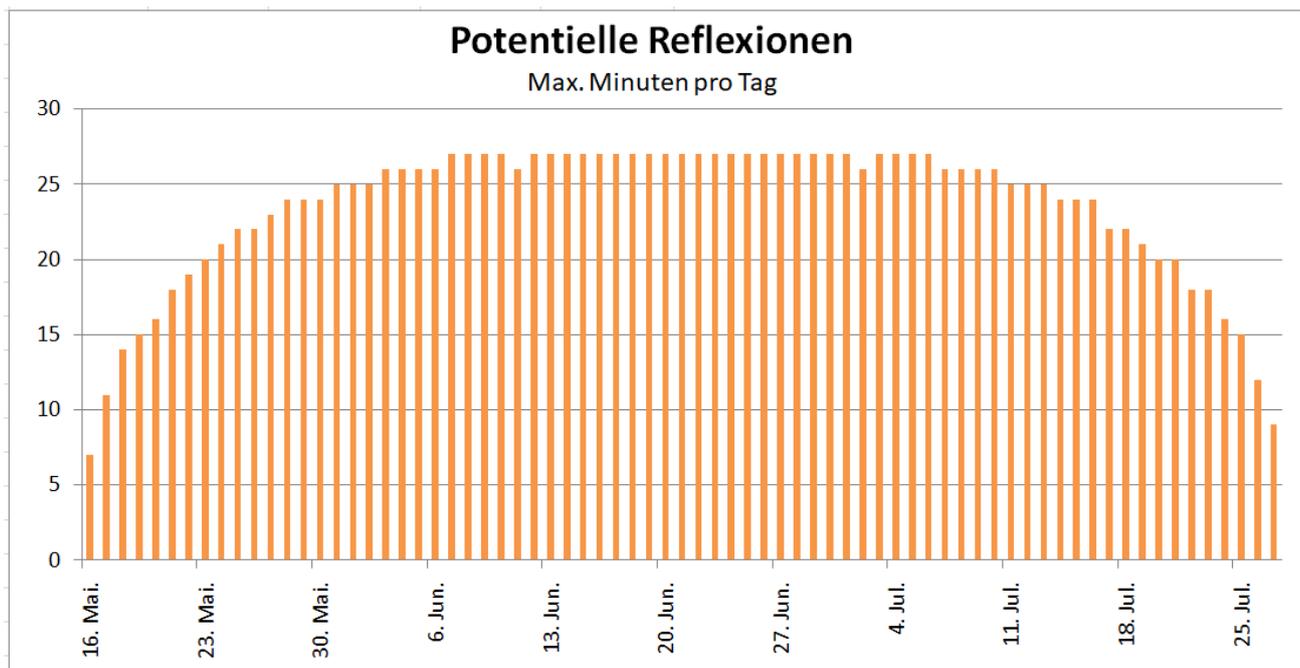


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der zeitlichen Dauer pro Jahr und auch pro Tag sind potentielle Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen.

Eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus befindet sich zwischen den Gebäuden und der PV Anlage ein natürlicher Sichtschutz aus Büschen und Bäumen, sodass im Erdgeschoss die Wahrscheinlichkeit für die Wahrnehmung von Reflexionen nicht gegeben ist.

Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

<sup>10</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Aber selbst wenn an einzelnen Tagen in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten sollten, so haben diese nicht zwangsläufig eine Blendwirkung zur Folge. Die folgende Skizze verdeutlicht, dass es unter Berücksichtigung des Einfallswinkels überwiegend lediglich zu einer partiellen Raumaufhellung kommt. Außenbereiche wie Balkon oder Terrasse sind nicht vorhanden.

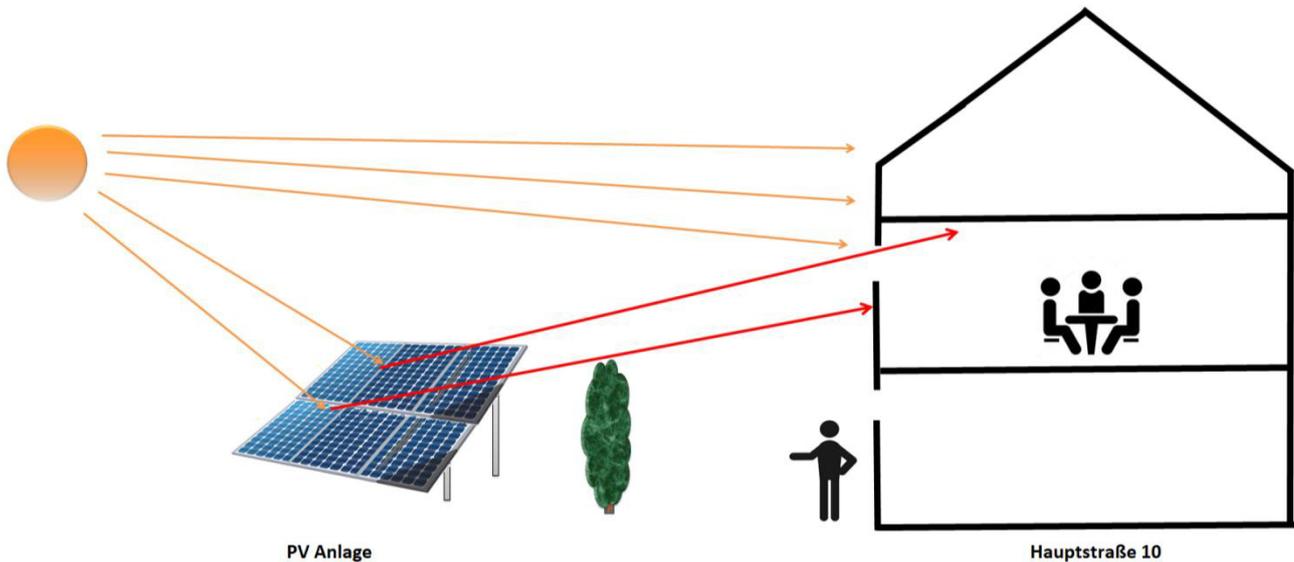


Bild 4.3.2: Strahlenverlauf im Obergeschoss / Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG)

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Fassade des Gebäudes aus Richtung der PV Anlage.



Bild 4.2.1: Blick Richtung Osten auf das Werkstattgebäude (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

In die nach Norden ausgerichteten Fenster können aufgrund des Einfallswinkels keine Reflexionen einfallen.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südlich, Hauptstraße 12

Messpunkt P3 im Bereich der südlich gelegenen Gebäude an der Adresse Hauptstraße 3 kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich, Hauptstraße 2

Am Messpunkt P4 im Bereich der nordwestlich gelegenen Gebäude an der Adresse Hauptstraße 2 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Daten geprüft. Hier zeigt sich, dass nur an insgesamt 72 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage möglich wären. Aufgrund der zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. keine Fenster in Richtung der PV Anlage) kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung ist in der folgenden Skizze dennoch das Auftreten von potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 grafisch dargestellt.



Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Darüber hinaus verdeutlicht die Skizze, dass potentielle Reflexionen den Bereich des Wohngebäudes nicht erreichen können. Der Strahlengang der rechnerisch ermittelten Reflexionen ist in der Realität nicht möglich.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben (hier nur Gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen.

#### 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.
- 72 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

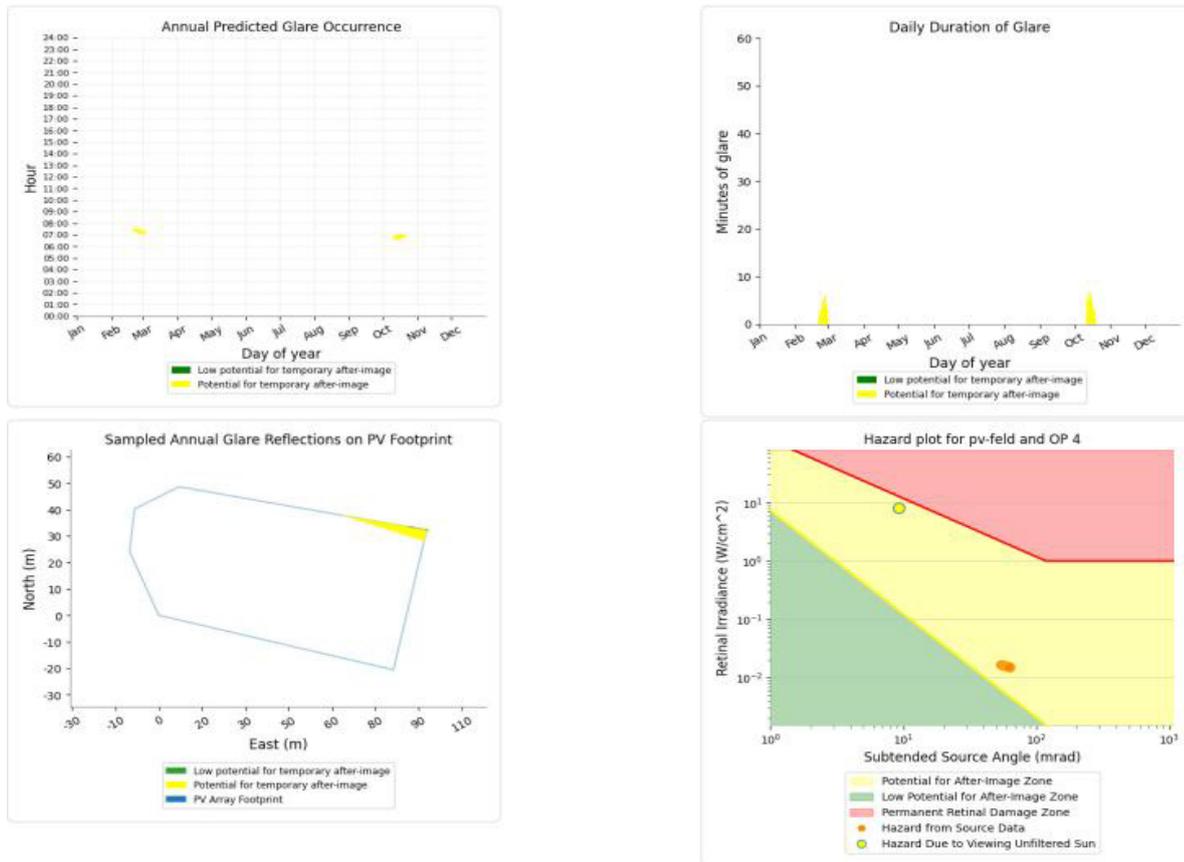


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Das Diagramm "Daily Duration of Glare" zeigt die Verteilung der Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf anhand der Rohdaten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich, Hauptstraße 4/5

Messpunkt P5 im Bereich der nördlich gelegenen Gebäude an der Adresse Hauptstraße 4/5 wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz (Physik) nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Buchholz“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>11</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der PV Anlage zeigt für Anwohner der umliegenden Gebäude nur teilweise eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Überwiegend liegt die zeitliche Gesamtdauer (Minuten pro Jahr und auch Minuten pro Tag) unterhalb der in der Lichtleitlinie als relevant angenommenen Werte. Darüber hinaus besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zwischen den untersuchten Messpunkten und der Immissionsquelle und daher müssen die rechnerisch ermittelten Zahlen relativiert werden.

Weitere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen.

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

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

## 6 Schlussbemerkung

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

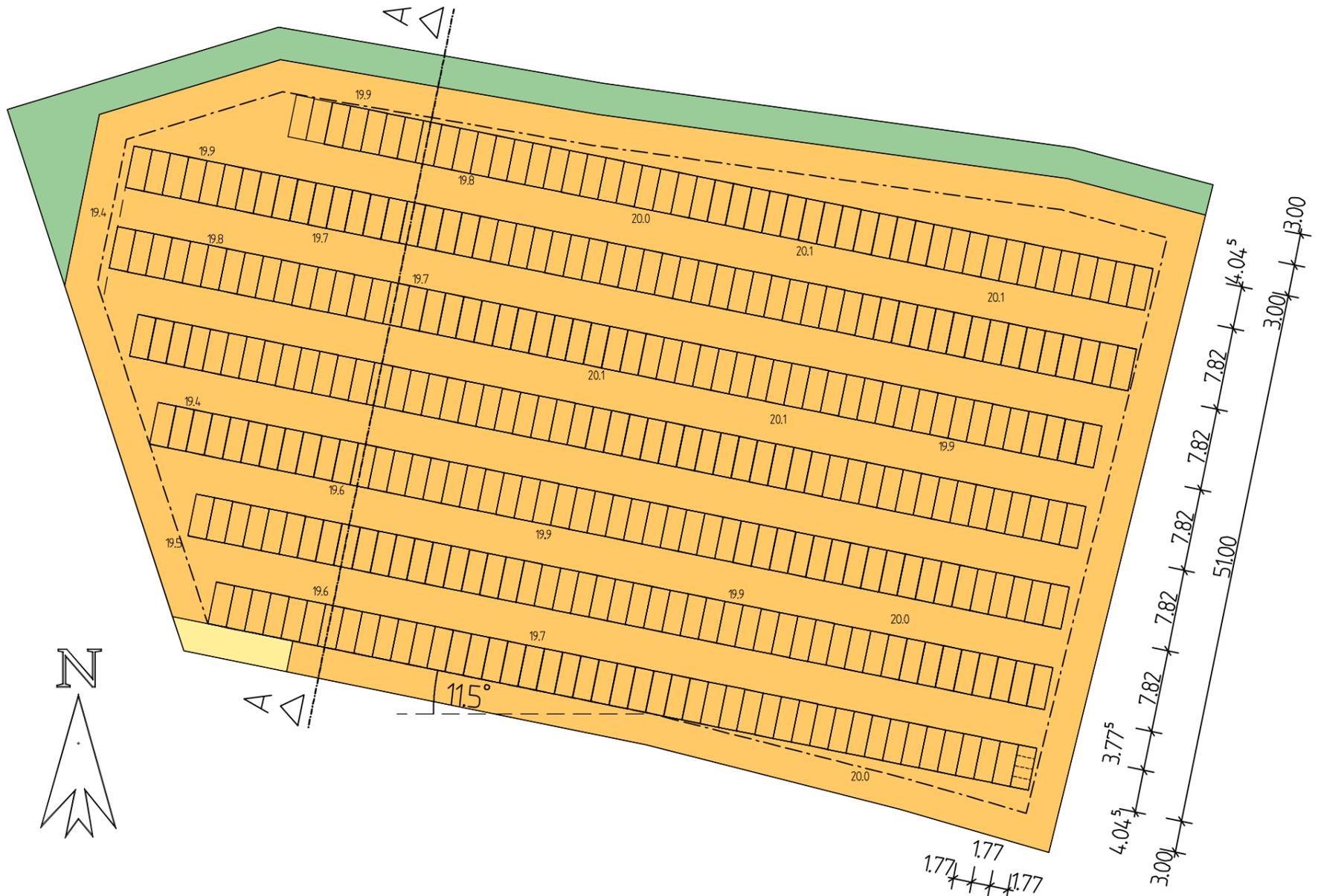
Hamburg, den 30.06.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>11</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

# Modulplan

M 1 : 500



Plangrundlage ist der Bestandsplan als Lage- u. Höhenplan M 1:250 erstellt vom Vermessungsbüro MAB vom 25.03.2020 mit der Eintragung der vorh. Gebäude und der Flurstücksgrenzen (Höhenbezug DHHN 2016).

Flächen:  
 SO-PV 5.732 m<sup>2</sup>  
 Verkehrsfl. 32 m<sup>2</sup>  
 Grünfläche 389 m<sup>2</sup>  
 Gesamtgröße: 6.173 m<sup>2</sup>

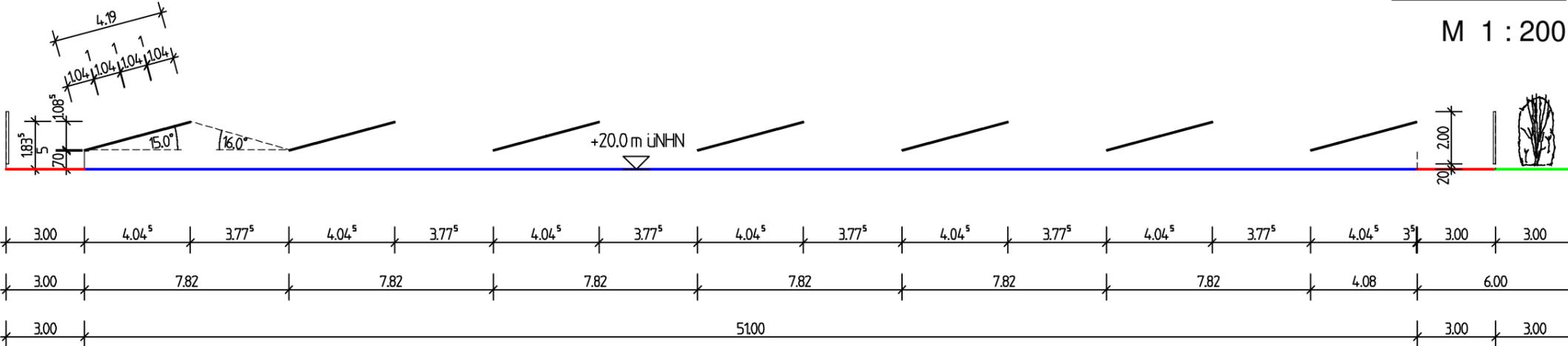
Festsetzungen:  
 GRZ 0,5 2.866 m<sup>2</sup>

Baufeld  
 Abstand 3,0 m 4.875 m<sup>2</sup>

Module:  
 1.038 x 1.755 mm  
 4x 350 = 1.400 Stck.  
 Fläche 350x 4,05 x 1,77 = 2.509 m<sup>2</sup>  
 GRZ vorh. 0,44

# Schnitt A-A

M 1 : 200



Blattgröße: (A3) H x B = 297 x 420 mm

VORENTWURF zur Satzung zum selbständigen Bebauungsplan Nr. 1 Sondergebiet "Solarpark Buchholz" der Gemeinde Gremersdorf-Buchholz

29.01.2021

# 60M HC 430-450 Watt

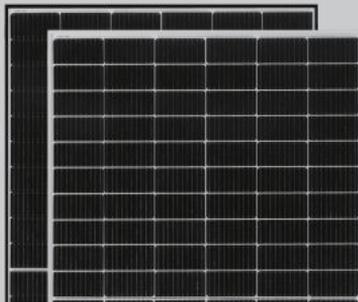
## MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

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

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

## TIGER Pro



## KEY FEATURES



### Multi Busbar Solar Cell

J1BB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### PID Resistance

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



### Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation  
25 year linear power warranty



### Low-light Performance

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



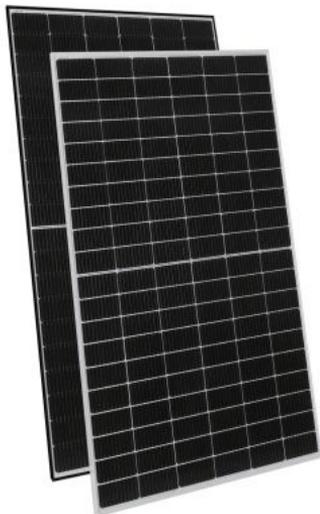
### Severe Weather Resilience

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



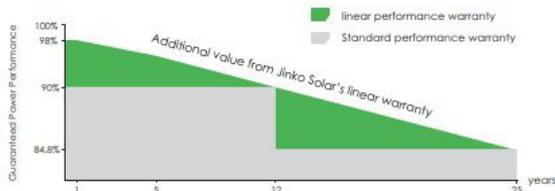
### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance

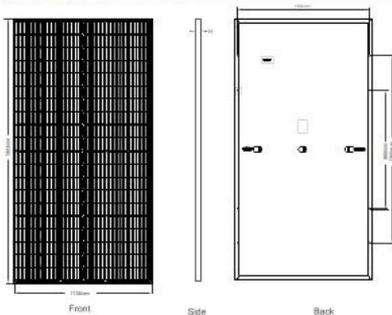


## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty  
0.55% Annual Degradation Over 25 Years



## Engineering Drawings



### MECHANICAL



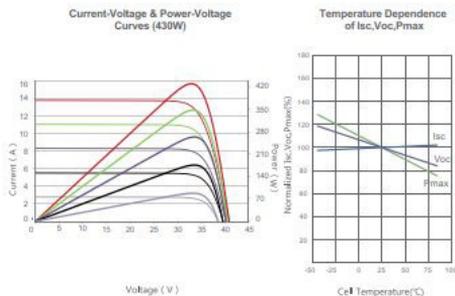
Length	±2mm
Width	±2mm
Height	±1mm
Row Pitch	±2mm

## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

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

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

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

## SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.82V	31.58V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.88V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

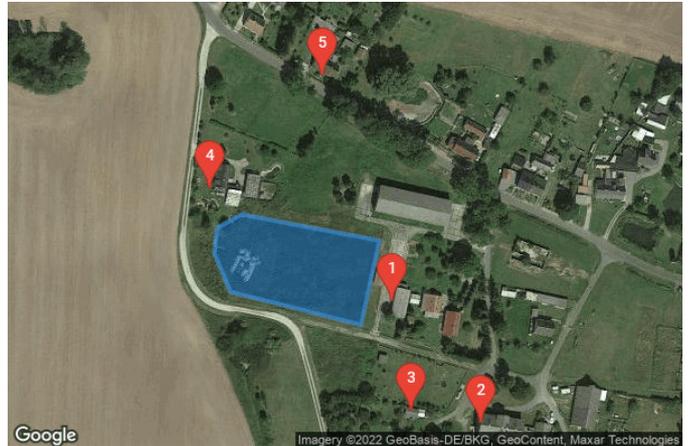
\* Power measurement tolerance: ± 3%

# Buchholz

## Buchholz

**Created** July 5, 2022  
**Updated** July 5, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 71816.12663

**Project type** Basic  
**Project status:** active  
**Category** 500 kW to 1 MW  
**(1,000 kW / 32,400 m<sup>2</sup> limit)**



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
**Ocular transmission coefficient:** 0.5  
**Pupil diameter:** 0.002 m  
**Eye focal length:** 0.017 m  
**Sun subtended angle:** 9.3 mrad

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

## 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	192.0	0	11,637	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 4,856 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld

**Footprint area:** 4,856 m<sup>2</sup>

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0 deg

**Orientation:** 192.0 deg

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Vary reflectivity with sun position?** Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes

**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.158279	12.932182	20.16	1.40	21.56
2	54.158496	12.932027	21.08	1.40	22.48
3	54.158641	12.932053	20.99	1.40	22.39
4	54.158716	12.932290	21.18	1.40	22.58
5	54.158568	12.933604	20.99	1.40	22.39
6	54.158094	12.933427	20.53	1.40	21.93

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.158225	12.933723	21.65	2.00	23.65
OP 2	54.157543	12.934570	21.88	6.00	27.88
OP 3	54.157612	12.933910	21.67	2.00	23.67
OP 4	54.158859	12.931990	20.91	2.00	22.91
OP 5	54.159497	12.933063	21.98	2.00	23.98

## Summary of PV Glare Analysis

*PV configuration and total predicted glare*

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	192.0	0	11,637	-	

### Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	31	521	1532	1712	1685	1729	1669	975	72	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

*Results for each PV array and receptor*

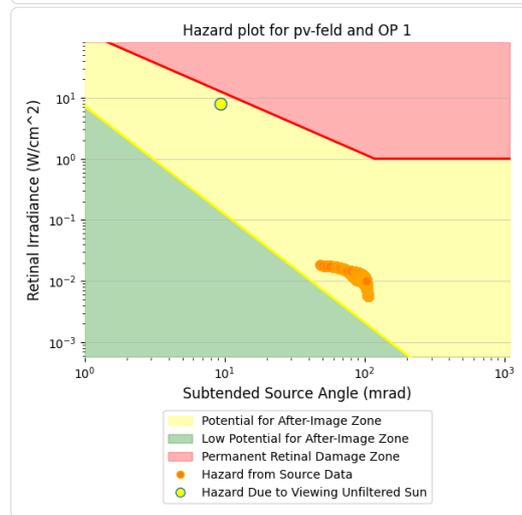
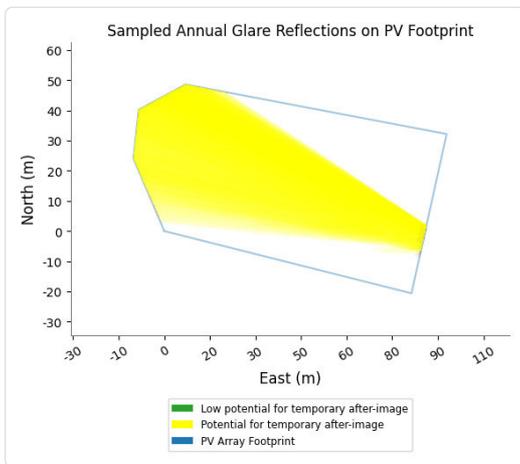
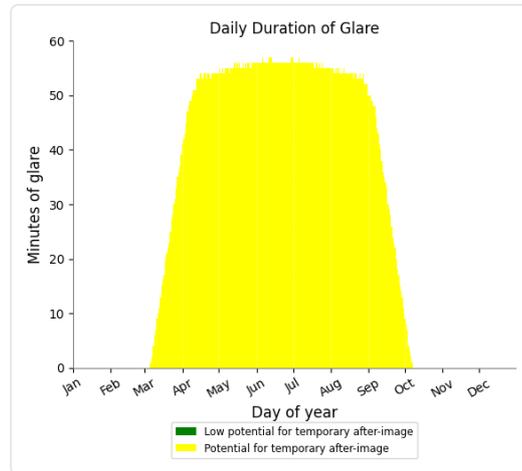
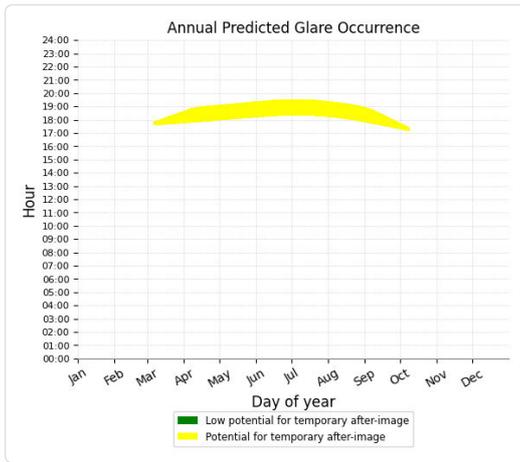
### PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	9854
OP: OP 2	0	1711
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	72
OP: OP 5	0	0

### PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

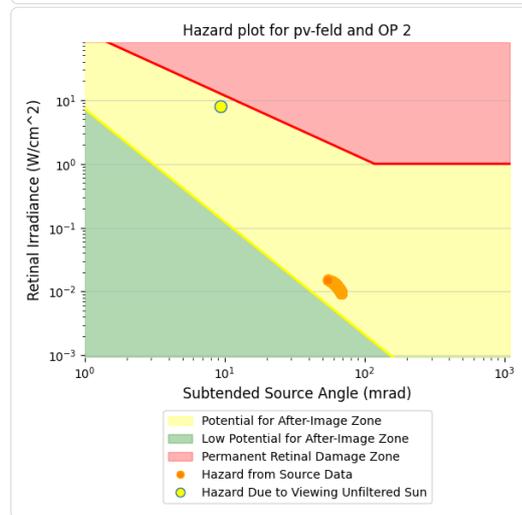
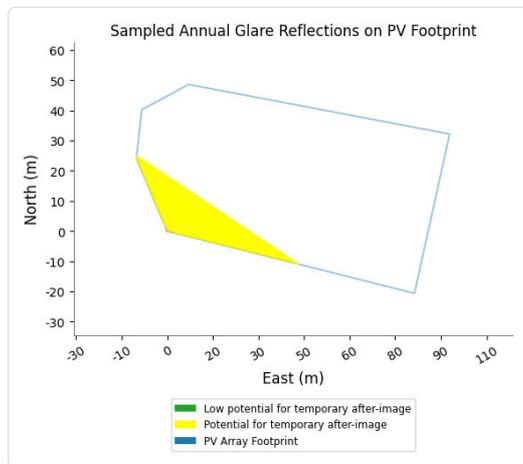
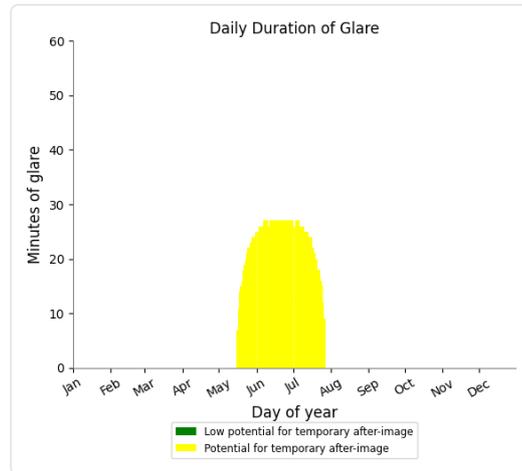
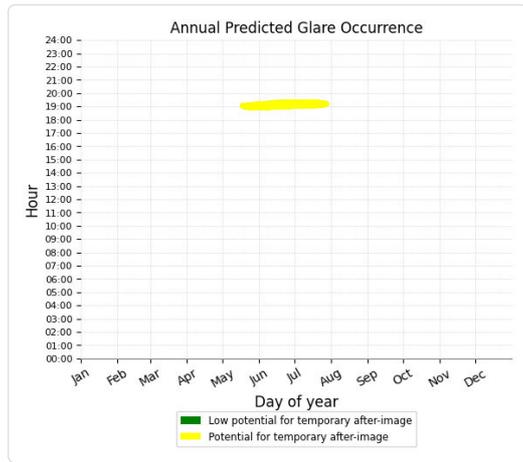
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 9,854 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,711 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



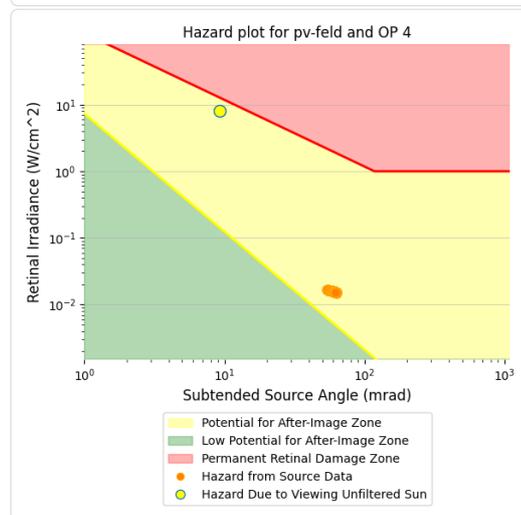
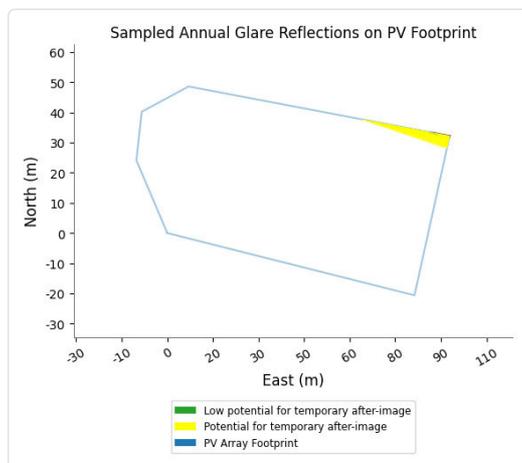
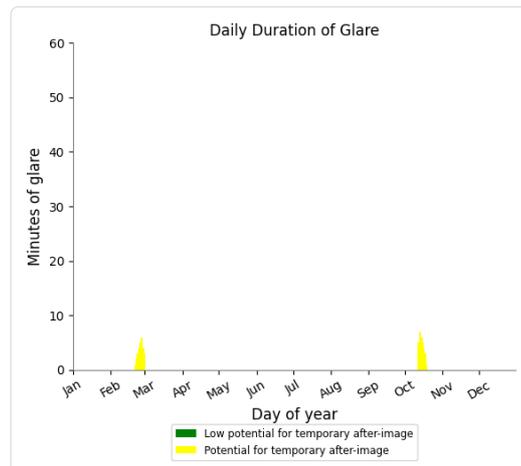
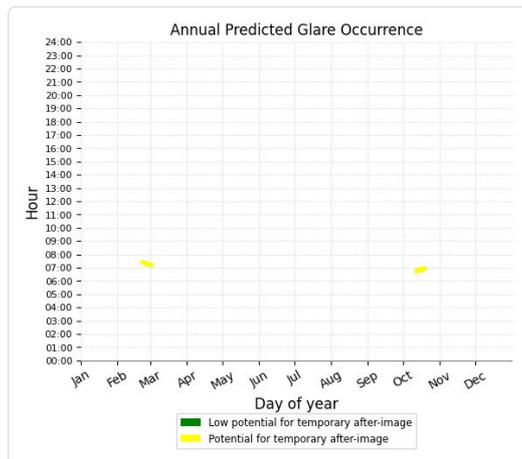
### PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

## 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.
- 72 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld - OP Receptor (OP 5)

No glare found

## Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- 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 detailed assumptions and limitations not listed here.



	Cornel Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Seite	Tag	Anzahl Minuten	Anfang Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2022-05-16 19:01:00	0,011139	637,9022	2	0,375634	0,013591	0,058908	7,5	292,3	-0,917	0,376	0,13	0,909	-0,417	0,024	16. Mai	7	19:01	19:07	16.05.2022	27.07.2022	27	1711	18:52	19:25	
2022-05-16 19:02:00	0,011125	636,2761	2	0,382821	0,013815	0,058831	7,4	292,5	-0,916	0,38	0,128	0,908	-0,419	0,021	17. Mai	11	18:59	19:09							
2022-05-16 19:03:00	0,011357	634,6471	2	0,390138	0,014043	0,05782	7,2	292,7	-0,915	0,383	0,126	0,907	-0,42	0,017	18. Mai	14	18:57	19:10							
2022-05-16 19:04:00	0,011461	633,0153	2	0,397587	0,014275	0,05723	7,1	292,9	-0,914	0,386	0,123	0,907	-0,422	0,013	19. Mai	15	18:56	19:10							
2022-05-16 19:05:00	0,011556	631,3807	2	0,40517	0,014509	0,056602	7	293,1	-0,913	0,389	0,121	0,906	-0,423	0,009	20. Mai	16	18:55	19:10							
2022-05-16 19:06:00	0,011655	629,7433	2	0,412889	0,014748	0,055937	6,8	293,3	-0,912	0,393	0,119	0,905	-0,425	0,006	21. Mai	18	18:54	19:11							
2022-05-16 19:07:00	0,011745	628,1073	2	0,420747	0,014989	0,05523	6,7	293,5	-0,911	0,396	0,116	0,904	-0,427	0,002	22. Mai	19	18:53	19:11							
2022-05-17 18:59:00	0,010831	642,5871	2	0,355982	0,012974	0,060392	8	292,1	-0,918	0,372	0,138	0,908	-0,417	0,033	23. Mai	20	18:53	19:12							
2022-05-17 19:00:00	0,010948	640,9726	2	0,362799	0,013189	0,059936	7,8	292,2	-0,917	0,375	0,136	0,908	-0,419	0,03	24. Mai	21	18:52	19:12							
2022-05-17 19:01:00	0,011063	639,3553	2	0,369739	0,013408	0,05945	7,7	292,4	-0,916	0,378	0,134	0,907	-0,42	0,026	25. Mai	22	18:52	19:13							
2022-05-17 19:02:00	0,011175	637,7351	2	0,376805	0,013629	0,058941	7,5	292,6	-0,915	0,382	0,131	0,906	-0,422	0,022	26. Mai	22	18:52	19:13							
2022-05-17 19:03:00	0,011284	636,1121	2	0,383998	0,013854	0,058403	7,4	292,8	-0,914	0,385	0,129	0,906	-0,423	0,019	27. Mai	23	18:52	19:14							
2022-05-17 19:04:00	0,01139	634,4863	2	0,39132	0,014082	0,057835	7,3	293	-0,913	0,388	0,127	0,905	-0,425	0,015	28. Mai	24	18:52	19:15							
2022-05-17 19:05:00	0,011493	632,8576	2	0,398775	0,014314	0,057234	7,1	293,2	-0,912	0,391	0,124	0,904	-0,427	0,011	29. Mai	24	18:52	19:15							
2022-05-17 19:06:00	0,011591	631,2262	2	0,406363	0,014549	0,056597	7	293,4	-0,911	0,394	0,122	0,904	-0,428	0,007	30. Mai	24	18:52	19:15							
2022-05-17 19:07:00	0,011684	629,592	2	0,414087	0,014787	0,055919	6,9	293,6	-0,91	0,398	0,12	0,903	-0,43	0,004	31. Mai	25	18:52	19:16							
2022-05-17 19:08:00	0,011772	627,9549	2	0,421949	0,015028	0,055204	6,7	293,8	-0,909	0,401	0,117	0,902	-0,432	0	1. Jun.	25	18:52	19:16							
2022-05-17 19:09:00	0,011852	626,3151	2	0,429951	0,015273	0,054422	6,6	294	-0,907	0,404	0,115	0,901	-0,433	-0,004	2. Jun.	25	18:52	19:16							
2022-05-18 18:57:00	0,010532	648,6281	2	0,337494	0,012416	0,061673	8,4	291,8	-0,919	0,367	0,146	0,908	-0,417	0,043	3. Jun.	26	18:53	19:18							
2022-05-18 18:58:00	0,010656	647,0311	2	0,343963	0,012623	0,061285	8,3	292	-0,918	0,371	0,144	0,907	-0,418	0,039	4. Jun.	26	18:53	19:18							
2022-05-18 18:59:00	0,010777	645,4312	2	0,350549	0,012833	0,060871	8,1	292,2	-0,917	0,374	0,142	0,907	-0,42	0,035	5. Jun.	26	18:53	19:18							
2022-05-18 19:00:00	0,010896	643,8285	2	0,357253	0,013046	0,060431	8	292,4	-0,916	0,377	0,139	0,906	-0,422	0,031	6. Jun.	26	18:53	19:18							
2022-05-18 19:01:00	0,011012	642,2229	2	0,364079	0,013262	0,059961	7,9	292,6	-0,915	0,38	0,137	0,906	-0,423	0,028	7. Jun.	27	18:53	19:19							
2022-05-18 19:02:00	0,011126	640,6146	2	0,371028	0,013481	0,059468	7,7	292,8	-0,914	0,383	0,135	0,905	-0,425	0,024	8. Jun.	27	18:53	19:19							
2022-05-18 19:03:00	0,011238	639,0034	2	0,378103	0,013704	0,058955	7,6	293	-0,913	0,387	0,132	0,904	-0,427	0,02	9. Jun.	27	18:54	19:20							
2022-05-18 19:04:00	0,011345	637,3894	2	0,385304	0,013929	0,058402	7,5	293,2	-0,912	0,39	0,13	0,903	-0,428	0,017	10. Jun.	27	18:54	19:20							
2022-05-18 19:05:00	0,01145	635,7726	2	0,392635	0,014158	0,057825	7,3	293,4	-0,911	0,393	0,128	0,903	-0,43	0,013	11. Jun.	26	18:55	19:20							
2022-05-18 19:06:00	0,011551	634,153	2	0,400097	0,014391	0,057212	7,2	293,5	-0,909	0,396	0,125	0,902	-0,432	0,009	12. Jun.	27	18:55	19:21							
2022-05-18 19:07:00	0,011648	632,5307	2	0,407693	0,014626	0,056565	7,1	293,7	-0,908	0,4	0,123	0,901	-0,433	0,005	13. Jun.	27	18:55	19:21							
2022-05-18 19:08:00	0,011741	630,9055	2	0,415424	0,014865	0,055881	6,9	293,9	-0,907	0,403	0,121	0,9	-0,435	0,002	14. Jun.	27	18:56	19:22							
2022-05-18 19:09:00	0,011825	629,2776	2	0,423293	0,015108	0,055132	6,8	294,1	-0,906	0,406	0,118	0,9	-0,437	-0,002	15. Jun.	27	18:56	19:22							
2022-05-18 19:10:00	0,011905	627,6469	2	0,431302	0,015354	0,054352	6,7	294,3	-0,905	0,409	0,116	0,899	-0,438	-0,006	16. Jun.	27	18:56	19:22							
2022-05-18 18:56:00	0,010329	651,6514	2	0,326237	0,012058	0,06245	8,7	291,7	-0,918	0,366	0,152	0,907	-0,418	0,048	17. Jun.	27	18:56	19:22							
2022-05-18 18:57:00	0,010455	650,0631	2	0,332489	0,012259	0,0621	8,6	291,9	-0,917	0,369	0,149	0,906	-0,42	0,044	18. Jun.	27	18:56	19:22							
2022-05-18 18:58:00	0,010579	648,472	2	0,338854	0,012463	0,061726	8,5	292,1	-0,916	0,372	0,147	0,906	-0,422	0,04	19. Jun.	27	18:57	19:23							
2022-05-18 18:59:00	0,010701	646,878	2	0,345335	0,01267	0,061322	8,3	292,3	-0,915	0,376	0,145	0,905	-0,423	0,037	20. Jun.	27	18:57	19:23							
2022-05-19 19:00:00	0,01082	645,2812	2	0,351932	0,01288	0,060895	8,2	292,5	-0,914	0,379	0,142	0,905	-0,425	0,033	21. Jun.	27	18:57	19:23							
2022-05-19 19:01:00	0,010938	643,6816	2	0,358648	0,013094	0,060445	8,1	292,7	-0,913	0,382	0,14	0,904	-0,427	0,029	22. Jun.	27	18:57	19:23							
2022-05-19 19:02:00	0,011052	642,0792	2	0,365486	0,01331	0,059963	7,9	292,9	-0,912	0,385	0,138	0,903	-0,428	0,026	23. Jun.	27	18:58	19:24							
2022-05-19 19:03:00	0,011166	640,4739	2	0,372446	0,01353	0,059467	7,8	293,1	-0,911	0,389	0,135	0,903	-0,43	0,022	24. Jun.	27	18:58	19:24							
2022-05-19 19:04:00	0,011275	638,8659	2	0,379531	0,013752	0,058935	7,6	293,3	-0,91	0,392	0,133	0,902	-0,431	0,018	25. Jun.	27	18:58	19:24							
2022-05-19 19:05:00	0,011382	637,255	2	0,386744	0,013978	0,058381	7,5	293,5	-0,909	0,395	0,131	0,901	-0,433	0,015	26. Jun.	27	18:58	19:24							
2022-05-19 19:06:00	0,011485	635,6414	2	0,394085	0,014208	0,05779	7,4	293,7	-0,908	0,398	0,128	0,9	-0,435	0,011	27. Jun.	27	18:58	19:24							
2022-05-19 19:07:00	0,011585	634,025	2	0,401557	0,01444	0,057169	7,2	293,9	-0,907	0,401	0,126	0,9	-0,436	0,007	28. Jun.	27	18:59	19:25							
2022-05-19 19:08:00	0,01168	632,4058	2	0,409163	0,014676	0,056509	7,1	294,1	-0,906	0,405	0,124	0,899	-0,438	0,004	29. Jun.	27	18:59	19:25							
2022-05-19 19:09:00	0,011769	630,7838	2	0,416904	0,014916	0,055799	7	294,3	-0,905	0,408	0,121	0,898	-0,44	0	30. Jun.	27	18:59	19:25							
2022-05-19 19:10:00	0,011852	629,1591	2	0,424782	0,015158	0,055047	6,8	294,5	-0,904	0,411	0,119	0,897	-0,441	-0,004	1. Jul.	27	18:59	19:25							
2022-05-20 18:55:00	0,010148	656,0152	2	0,315488	0,011739	0,063173	9	291,7	-0,918	0,365	0,157	0,906	-0,42	0,053	2. Jul.	26	18:59	19:24							
2022-05-20 18:56:00	0,010275	654,4414	2	0,321534	0,011935	0,062845	8,9	291,9	-0,917	0,368	0,155	0,906	-0,421	0,05	3. Jul.	27	18:59	19:25							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:  
1711 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
1406 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
305 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
27 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1712 Einträgen):  
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 6° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)