

SolPEG Blendgutachten Solarpark Sinzing

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Sinzing in der Oberpfalz (Bayern)**

SolPEG GmbH

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

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

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.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisübersicht	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße Minoritenweg	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich.....	22
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich	23
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gasthaus Zur Walba	24
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P6, Golfplatz östlich (Bahn 11)	24
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P7, Golfplatz westlich (Bahn 8)	25
4.9	Messpunkt P8, Ortschaft Pentling / Reiterweg	28
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	31
5.1	Zusammenfassung	31
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	31
5.3	Sonstige Hinweise /Auffälligkeiten.....	32
6	Schlussbemerkung	32
7	Anhang	33 - 48

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Sinzing"

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Sinzing“ 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-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 „Sinzing“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der angrenzenden Straße, der Bahnstrecke der Donautalbahn sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist nicht notwendig da die verfügbaren Datenquellen (u.a. Google Earth 3D) und die beigebrachte Anlagen- und Fotodokumentation 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.

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

Das folgende Bild zeigt den Bereich der geplanten PV Anlage, die östlich verlaufende Bahnstrecke sowie den ausgeprägten Grünstreifen zwischen dem Minoritenweg und der PV Anlage.



Bild 2.1.2: Luftbild der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

Blick von Norden auf die Fläche der geplanten PV Anlage, momentan Betrieb von konventioneller Landwirtschaft.



Bild 2.1.3: Blick Richtung Südwesten auf die Fläche der PV Anlage (Quelle: BR Youtube Video 0bkmV_Yzb44, [Ausschnitt](#))

Blick von Süden auf die Fläche der geplanten PV Anlage (skizziert).



Bild 2.1.4: Blick Richtung Nordosten auf die Fläche der PV Anlage (Quelle: BR Video, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt Gebäude im Nordwesten und Südwesten der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude kaum von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber auch aufgrund der Entfernung wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen bzw. relativiert zu bewerten. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt. Aufgrund der besonderen Umgebung der Donau-Au werden einzelne Bereiche der Ortschaft Pentling auf der Ostseite der Donau untersucht obwohl diese in einer unkritischen Entfernung von ca. 1,2 km zur PV Anlage liegen.



Bild 2.2.1: Gebäude im Nordwesten und Südwesten der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Weitere Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau:

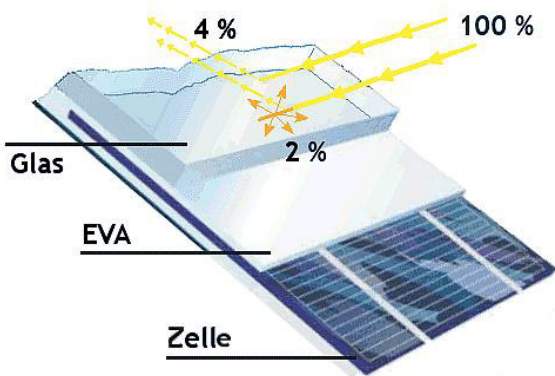


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 3.2.2 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

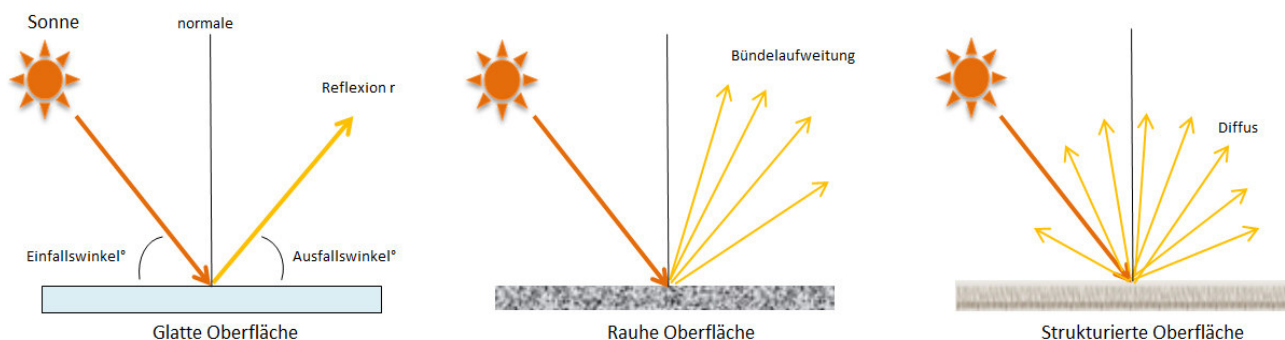


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Q-Cells 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.

MECHANISCHE SPEZIFIKATIONE

Format	1740 mm × 1030 mm × 32 mm (inklusive Rahmen)
Gewicht	19,9 kg
Frontabdeckung	3,2 mm thermisch vorgespanntes Glas mit Antireflexions-Technologie
Rückabdeckung	Verbundfolie
Rahmen	Schwarz eloxiertes Aluminium
Zelle	6 × 20 monokristalline Q.ANTUM Solarhalbzellen
Anschlussdose	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm

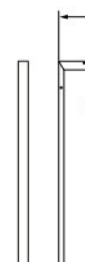


Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen 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.

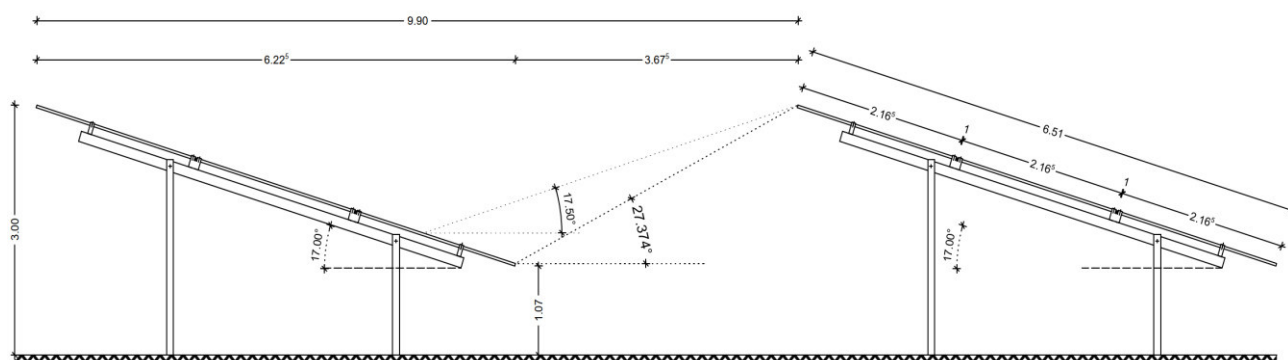


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Q-Cells (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 1,18 m, max. 3,0 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	7 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Bahnlinie	210° Richtung Südwest
Höhe Messpunkte Zugführer	2,0 m über Boden (Bahndamm)
Azimut Blickrichtung Zugführer ³	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

Hinweis zur Modulneigung: Zu Kontrollzwecken wurde die Simulation der PV Anlage auch mit einer Modulneigung von 16° und 21° durchgeführt. Im Ergebnis wurden keine signifikant anderen Werte ermittelt und demnach bleibt es dem Bauherrn überlassen ob die PV Anlage mit einer leicht abweichenden Modulneigung realisiert wird.

³ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

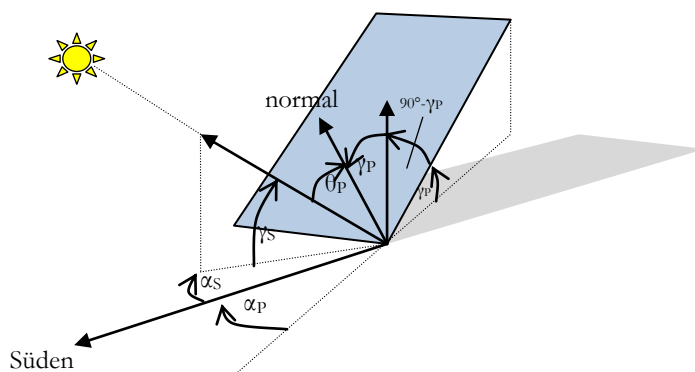


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse der potentiellen Blendwirkung wurden exemplarisch 8 Messpunkte festgelegt, u.a. auch solche, die erfahrungsgemäß nicht von Reflexionen betroffen sind. 1 Messpunkt im Bereich der Bahnstrecke, 1 Messpunkt auf der Straße Minoritenweg, 3 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden, 2 Messpunkte auf dem angrenzenden Golfplatz Sinzing sowie 1 Messpunkt im Bereich der Ortschaft Pentling, östlich der Donau. Für die einzelnen Messpunkte werden die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P8):



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1- P8) für die Analyse der Reflexionen (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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

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 fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁷ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

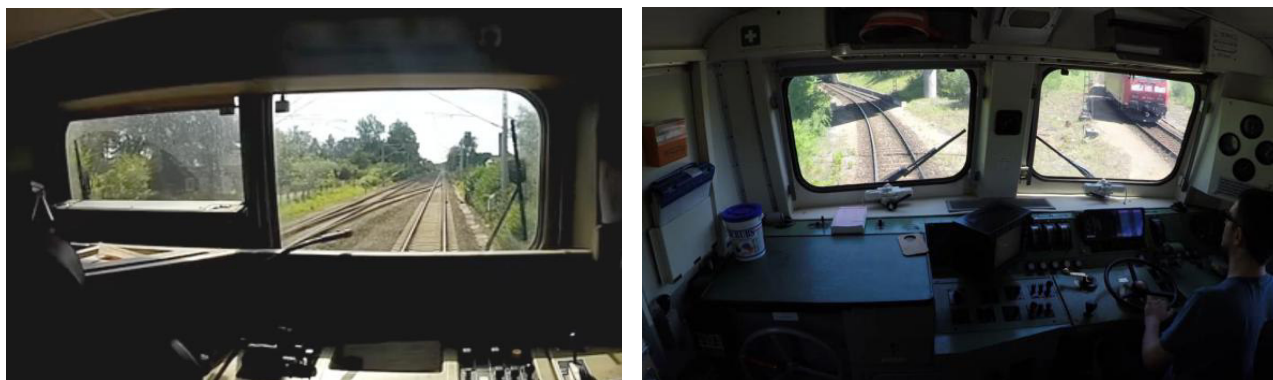


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

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. TMY8) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ 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/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die 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/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

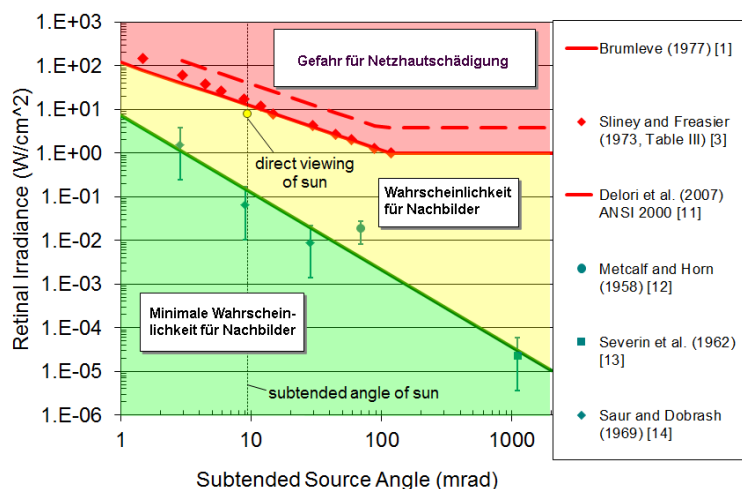


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ 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_cen_cfc_mean_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Sinzing wird für 7 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. Für schutzwürdige Räume im Sinne der Lichtleitlinie sind auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse teilweise um ca. 50% geringer, teilweise allerdings auch nicht mehr nachweisbar (n.n). Die unbereinigten Rohdaten finden sich im Anhang.

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.

Potentielle Reflexionen an den jeweiligen Messpunkten [Minuten pro Jahr]

Messpunkt	Reflexionen Minuten pro Jahr
P1 Straße Minoritenweg	535 ^W
P2 Bahnstrecke	1042 ^W
P3 Gebäude südwestlich	556 ^{EG}
P4 Gebäude nordwestlich	-
P5 Gebäude südlich, Gasthaus Zur Walba	-
P6 Golfplatz südlich (Golfbahn 11, Loch)	-
P7 Golfplatz westlich(Golfbahn 8, Loch)	209 ^G
P8 Ortschaft Pentling / Reiterweg	- ^E

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Wie bereits erwähnt wurde die Simulation der PV Anlage zu Kontrollzwecken auch mit einer Modulneigung von 16° und 21° durchgeführt. Im Ergebnis wurden erwartungsgemäß nur geringfügig abweichende Ergebnisse ermittelt und daher sind die Aussagen und Einschätzungen zu den einzelnen Messpunkten auch bei leicht abweichenden Modulneigungen gleichermaßen gültig. Die Simulationseinzelergebnisse mit abweichender Modulneigung sind in diesem Dokument nicht aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße Minoritenweg

Am Messpunkt P1 auf der Straße Minoritenweg können theoretisch bei der Fahrt Richtung Norden (Sinzing) Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch an insgesamt 535 Minuten pro Jahr und max. 15 Minuten pro Tag¹⁰ Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Potentielle Reflexionen können nur in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 bis 06:15 Uhr aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P1

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
29. April	08. Mai	7	60	06:00	06:07
24. Juni	25. Juni	5	10	06:00	06:05
29. Juni	10. August	15	465	06:00	06:15

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

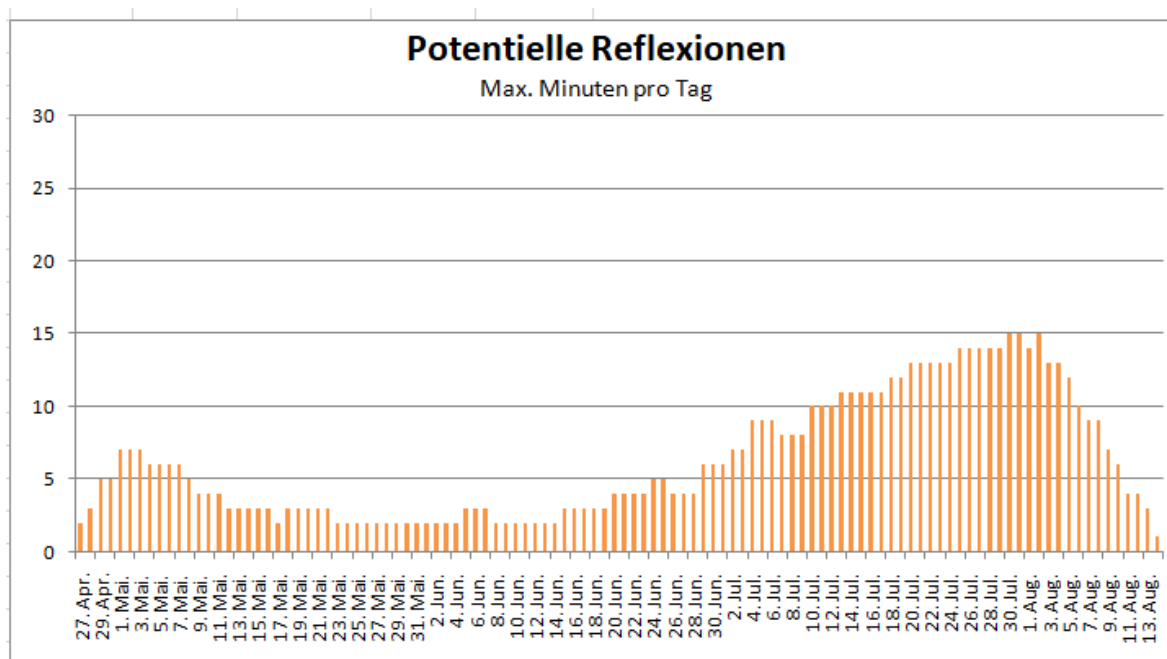


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind vornehmlich aufgrund der geringen zeitlichen Dauer im Sinne der Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die folgenden Ausführungen bestätigen diese Einschätzung unter Bezugnahme auf andere Aspekte.

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

Bei der Fahrt Richtung Norden liegen potentielle Reflexionen in einem Einfallswinkel von ca. 24° bis 41° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung und somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/- 20°).

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

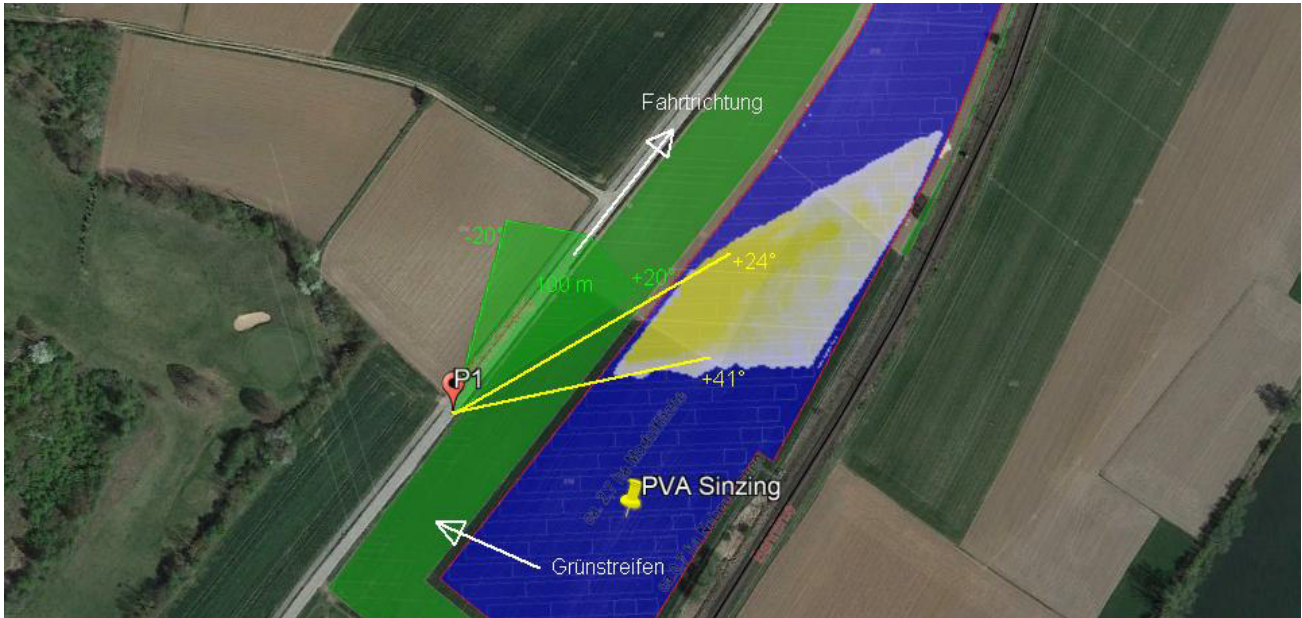


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der hellgrün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch mit +24° bis +41° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt beispielhaft die Situation am 11. Juli um 06:10 Uhr bei der Fahrt Richtung Norden und verdeutlicht, dass in solchen Konstellationen die tief stehende Sonne selbst die Ursache für Blendwirkungen darstellt.

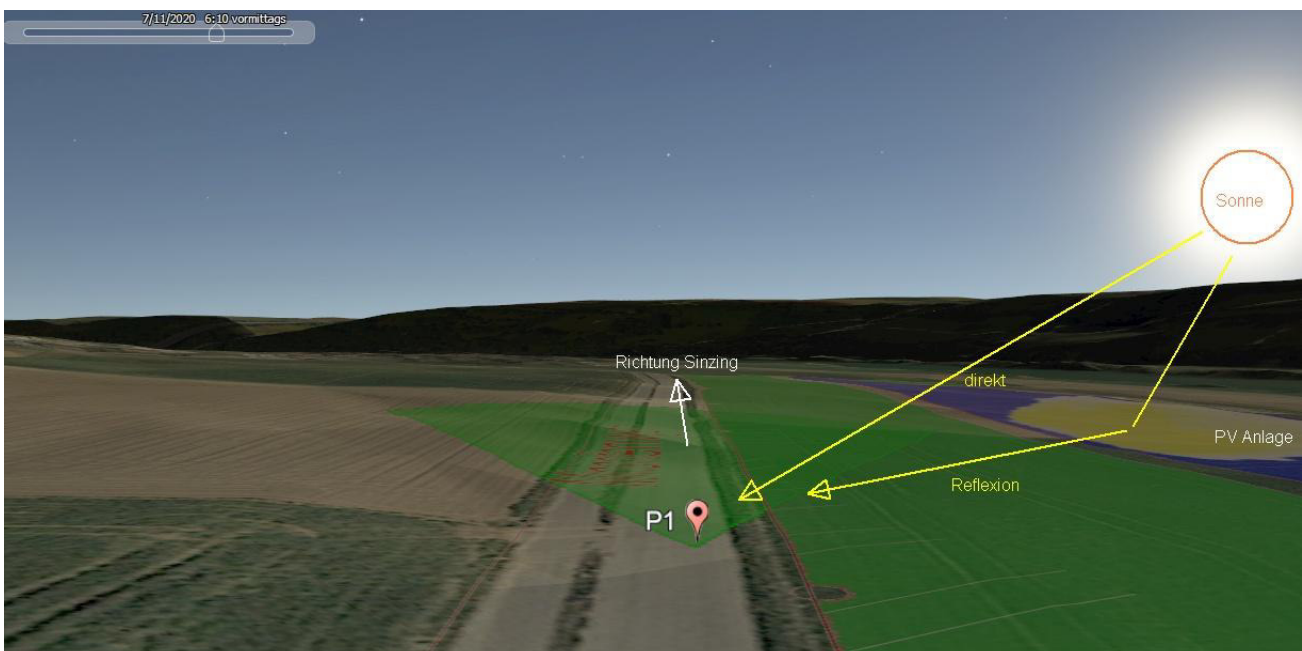


Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen ist zwischen dem Minoritenweg und der PV Anlage ein 30 m breiter Grünstreifen vorgesehen. Ein derart großer Abstand ist üblicherweise nur bei Projekten entlang von Autobahnen und nur in besonders sicherheitsrelevanten Abschnitten oder bei konkreten Ausbauvorhaben begründbar. Ansonsten gilt bei Autobahnen ein Abstand von 20 m zur Fahrbahn. Ein Abstand von 30 m ist unter Sicherheits- oder Blendschutzerwägungen nicht nachvollziehbar und es wird empfohlen die Systemplanung zu überprüfen.

Üblicherweise wird ein Grünstreifen mit 4 – 10 m Breite als ausreichend angesehen und eine Bepflanzung mit heimischen Gehölzen entlang der Geländegrenze kann bereits nach einem Jahr den direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle verhindern. Als Beispiel:



Bild 4.2.4: Sichtschutzmaßnahme mit einheimischen Gehölzmischungen (Quelle: SolPEG)

Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt, dass die Fläche der PV Anlage leicht abfallend Richtung Donauufer ca. 4 – 6 m unterhalb der Fahrbahn des Minoritenweg liegt. Eine Bepflanzung mit ca. 1 – 1,5 m hohen Gewächsen im Randbereich (Straße) wäre bereits ausreichend damit die PV Anlage von der Straße Minoritenweg nicht einsehbar ist. Die folgend Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf.

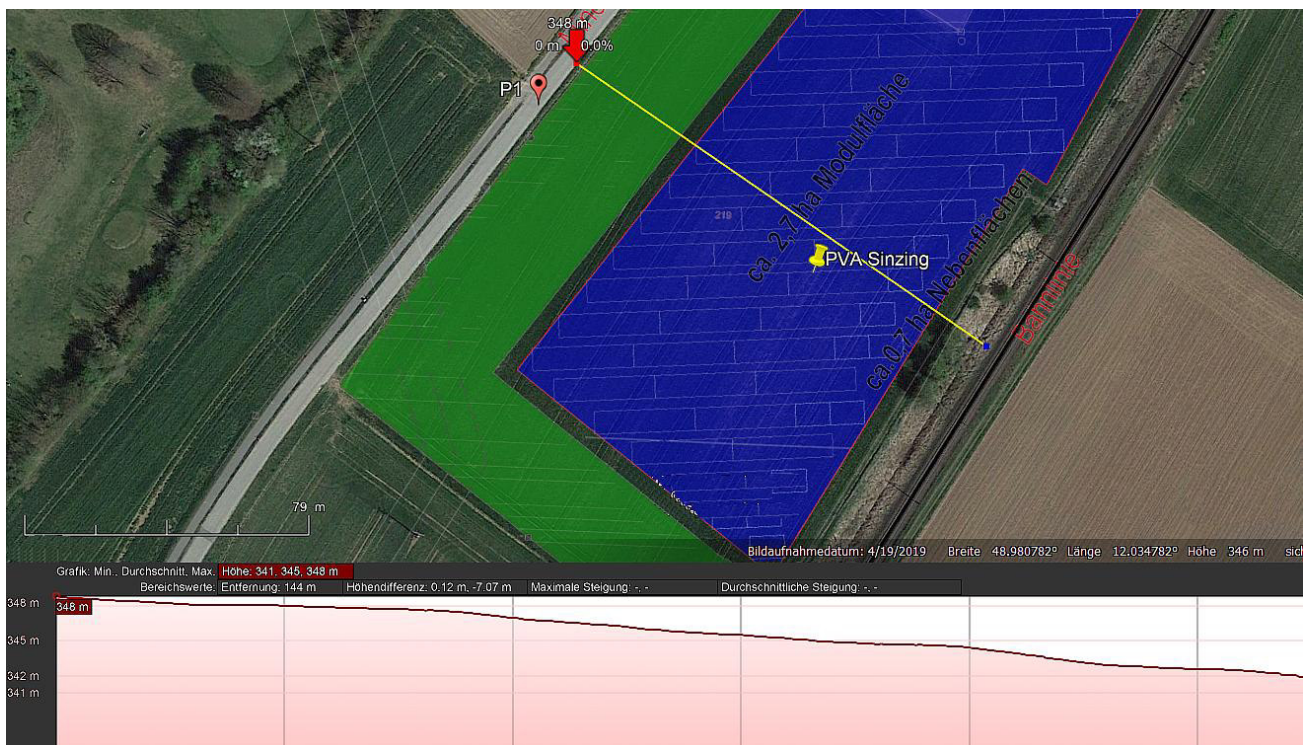


Bild 4.2.5: Geländeverlauf im Bereich der PV Anlage Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke der Donautalbahn können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Süden zwischen dem 15. Mai und dem 24. August in der Zeit zwischen 18:33 – 19:03 Uhr für maximal 20 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegt mit ca. $+65^\circ$ bis $+104^\circ$ westlich zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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



Bild 4.3.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Süden (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen¹¹ auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und sind diese jedoch zu vernachlässigen.

¹¹ Fläche der nicht bereinigten Simulationsergebnisse

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude südwestlich der PV Anlage können theoretisch kurzzeitig Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind rein rechnerisch an insgesamt 556 Minuten pro Jahr und max. 11 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Potentielle Reflexionen können nur in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:02 bis 06:28 Uhr aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
09. Mai	09. Mai	8	8	06:05	06:19
13. Mai	15. Mai	7	20	06:03	06:17
19. Mai	21. Mai	8	23	06:03	06:17
24. Mai	24. Juli	11	471	06:02	06:27
26. Juli	28. Juli	8	20	06:14	06:28

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

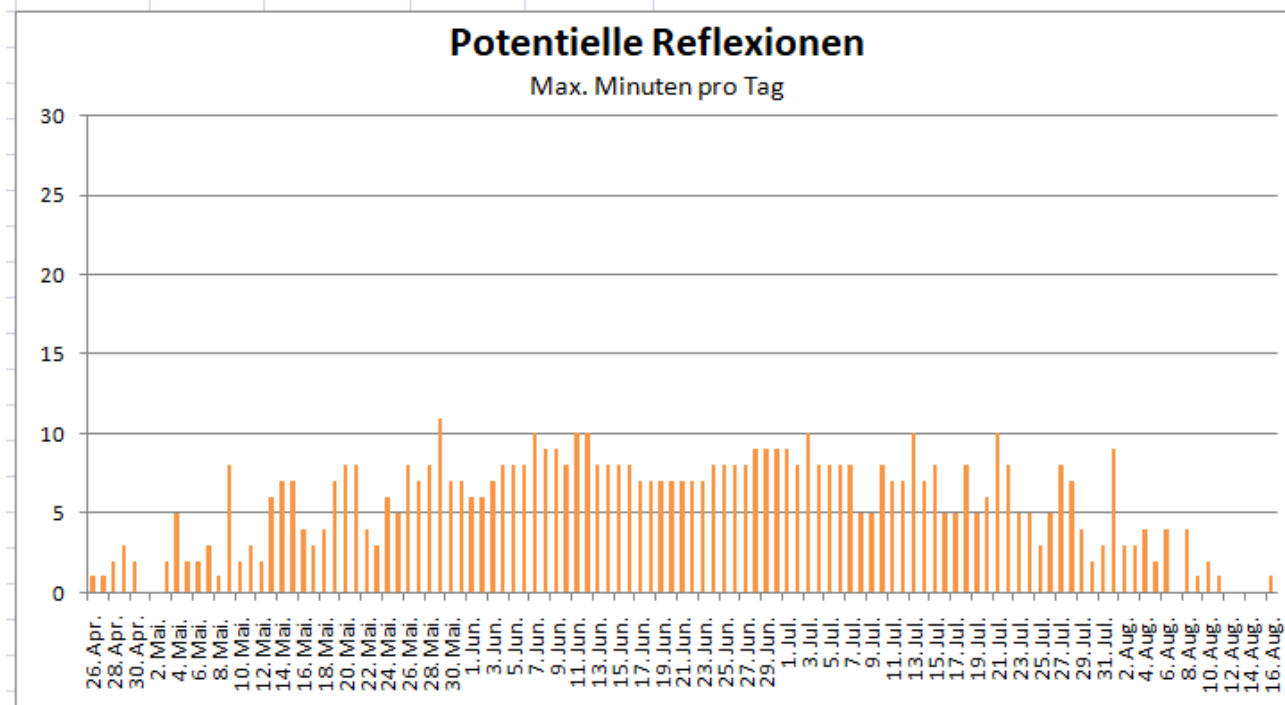


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht einerseits den schmalen Bereich mit potentiellen Reflexionen und auch die große Entfernung von ca. 210 m – 290 m zur Immissionsquelle. Darüber hinaus würde der geplante Grünstreifen einen zusätzlichen Sichtschutz darstellen, sodass die PV Anlage nicht einsehbar ist.



Bild 4.4.2: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV Anlage kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie ist nicht gegeben. Das gilt gleichermaßen auch für andere, weiter nördlich gelegene Gebäude.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gasthaus Zur Walba

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der Gastwirtschaft „Zur Walba“ wurde gewählt um beispielhaft auch weiter entfernt liegende Immissionsorte zu untersuchen. Auch der Messpunkt P5 kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und daher ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern, Gästen oder Mitarbeitern nicht gegeben. Bei der Analyse von Blendwirkungen werden Reflexionen untersucht die möglicherweise von einer Immissionsquelle ausgehen können. Reflexionen sind allerdings nicht zu verwechseln mit der reinen Sichtbarkeit des Objektes.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Gasthaus „Zur Walba“ mit Blick in Richtung Norden entlang der Donau und verdeutlicht, dass selbst mit geübtem Auge der Bereich der PV Anlage nicht auszumachen ist.



Bild 4.6.1: Blick Richtung Norden am Messpunkt P5 (Quelle: Dr. Peter Pommer)

U.a. die Entfernung von über 550 m und der Bewuchs von Büschen und Bäumen verhindern einen direkten Sichtkontakt und – wie bereits erwähnt - sind im Bereich der Gastwirtschaft Reflexionen durch die PV Anlage physikalisch nicht möglich.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P6, Golfplatz östlich (Bahn 11)

Messpunkt P6 im Bereich des Golfplatzes Sinzing östlich der PV Anlage (Bahn 11) kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Obwohl es keinerlei Vorgaben zur Beurteilung von Golfplätzen im Sinne von schutzwürdigen Zonen gibt, kann eine Beeinträchtigung von Golfspielern ausgeschlossen werden.

4.8 Ergebnisse am Messpunkt P7, Golfplatz westlich (Bahn 8)

Am Messpunkt P7 im Bereich des Golfplatzes Sinzing westlich der PV Anlage (Bahn 8) können nach Bereinigung der Rohdaten rein rechnerisch nur an insgesamt 209 Minuten pro Jahr und max. 8 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Potentielle Reflexionen können nur in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden, außerhalb der offiziellen Öffnungszeiten, zwischen 06:03 bis 06:29 Uhr aus östlicher Richtung auftreten.

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen und daher kann auch hier eine Beeinträchtigung von Golfspielern ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P7

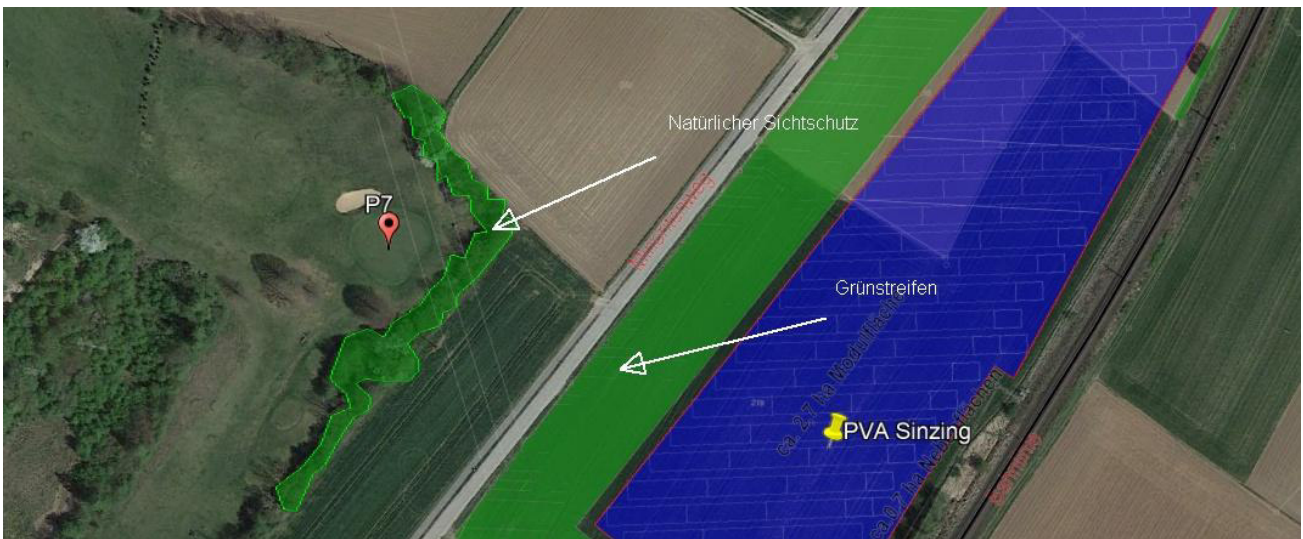


Bild 4.8.1: Situation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund des abfallenden Geländes besteht ein Höhenunterschied von ca. 7 m zur Fläche der PV Anlage und daher ist kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Die Simulation des Strahlenverlaufes bzw. die entsprechenden Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar. Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Bahn 8 und der PV Anlage.

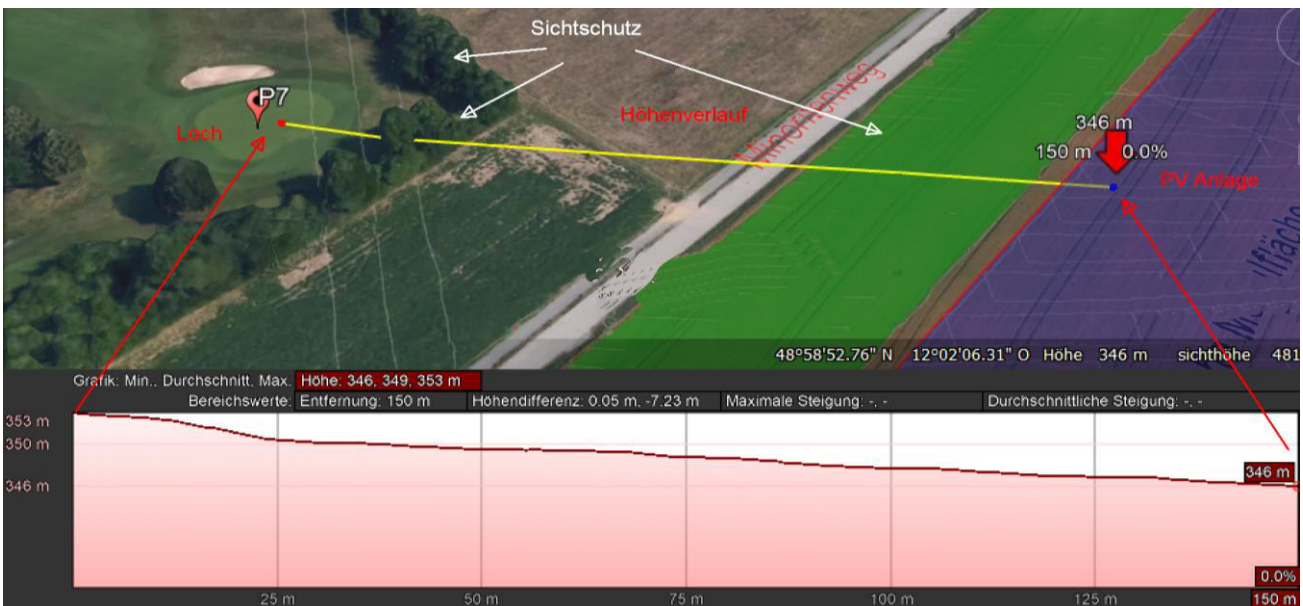


Bild 4.8.2: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P7 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die folgenden Bilder zeigen die Situation im Bereich des Lochs von Golfbahn 8. Links die 3D Darstellung der Simulation und rechts das entsprechende Foto in der Realität. Der Sichtschutz durch Büsche und Baume im südlichen und östlichen Bereich ist gut zu erkennen.

Die fotorealistische Darstellung (links) verdeutlicht, dass die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind um eine Einschätzung der Lage vor Ort zu erhalten.

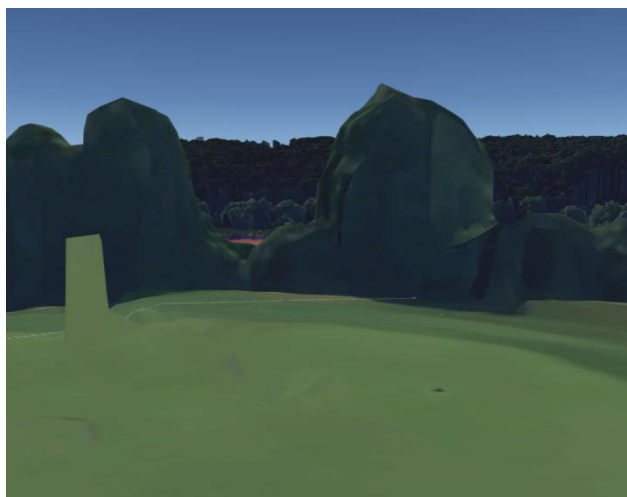


Bild 4.8.3: Fotorealistische Darstellung (Quelle: Google Earth)



Bild 4.8.4: Foto Loch Bahn 8 (Quelle: Auftraggeber)

In ähnlicher Weise stellt sich die Situation im Bereich des Abschlags auf Bahn 8 dar, auch hier wäre die PV Anlage überwiegend nicht einsehbar. Aber vornehmlich aufgrund der großen Entfernung von ca. 450 m zur Immissionsquelle wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.



Bild 4.8.5: Fotorealistische Darstellung (Quelle: Google Earth)



Bild 4.8.6: Foto Abschlag Bahn 8 (Quelle: Auftraggeber)

Die Golfbahn 1, westlich von Messpunkt P3 gelegen, wurde im Rahmen der Analyse ebenfalls untersucht. Hier wären theoretisch ähnlich geringfügige Ergebnisse wie auch am Messpunkt P3 zu erwarten, allerdings liegt dieser in einer Entfernung von ca. 380 m (kleinste Entfernung) zur Immissionsquelle. Potentielle Reflexionen wären aus folgenden Gründen insgesamt zu vernachlässigen:

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer (max. 11 Minuten pro Tag), dem frühen Auftreten morgens zwischen 06:02 bis 06:28 Uhr, der großen Entfernung zur Immissionsquelle und dem Sichtschutz durch Büsche und Bäume und zusätzlich durch den geplanten Grünstreifen Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse wurde auf eine detaillierte Darstellung von Reflexionen im Bereich der Golfbahn 1 verzichtet.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P7. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte angegeben, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld - OP Receptor (OP 7)

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

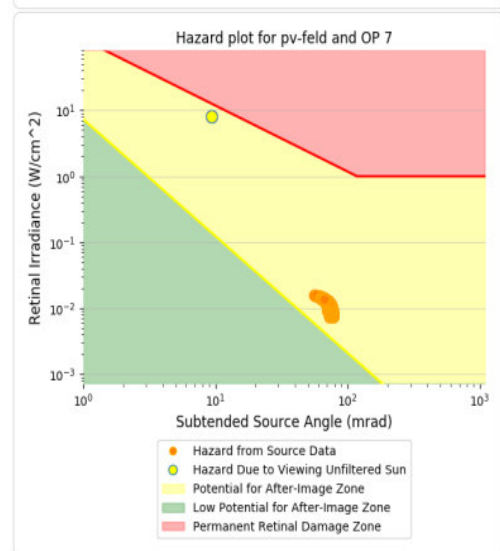
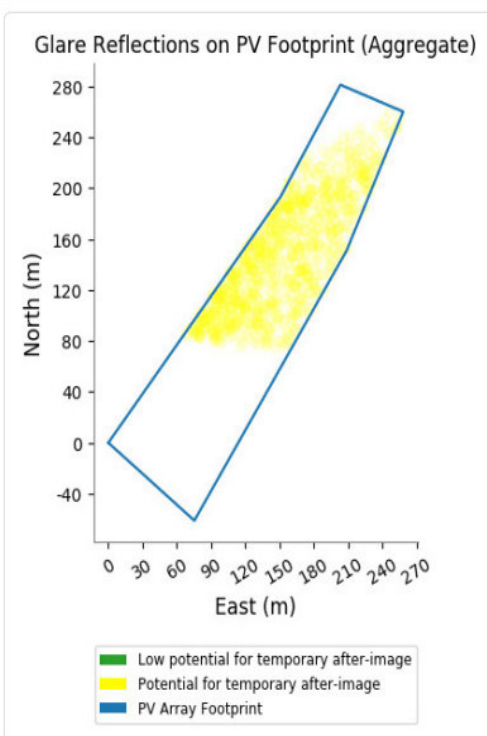
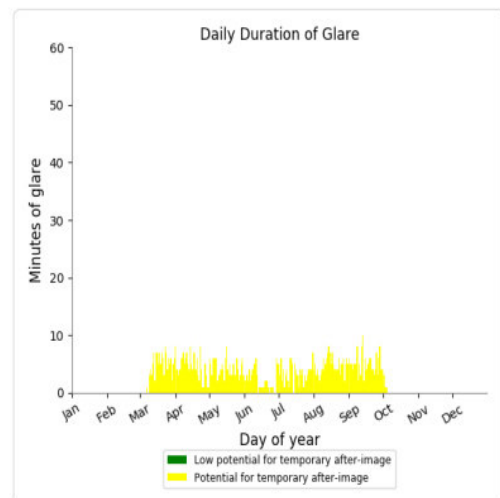
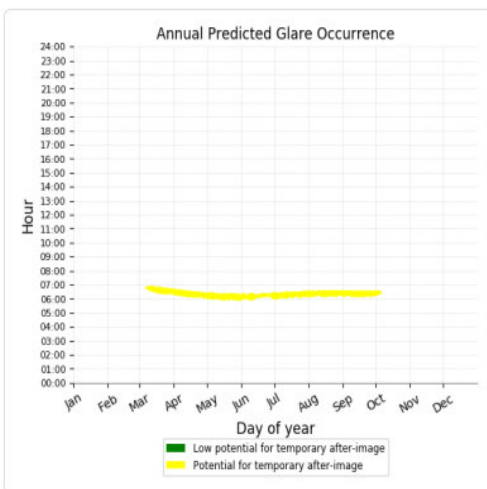


Bild 4.8.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P7 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.9 Messpunkt P8, Ortschaft Pentling / Reiterweg

Die Ortschaft Pentling befindet sich auf der Ostseite der Donau in einer Entfernung von ca 1,2 km zur Fläche der PV Anlage. Das Gehöft am Spitzweg liegt ca. 900 m entfernt (Luftlinie) und einzelne Wohnhäuser im Reiterweg ca. 1100 m.

Das folgende Bild zeigt den (virtuellen) Blick von der Ortsmitte in Richtung Westen über das Landgasthaus „Altes Tor“ auf die Kirche St. Johannes und Sinzing (überwiegend verdeckt durch andere Häuser, Bäume etc.).

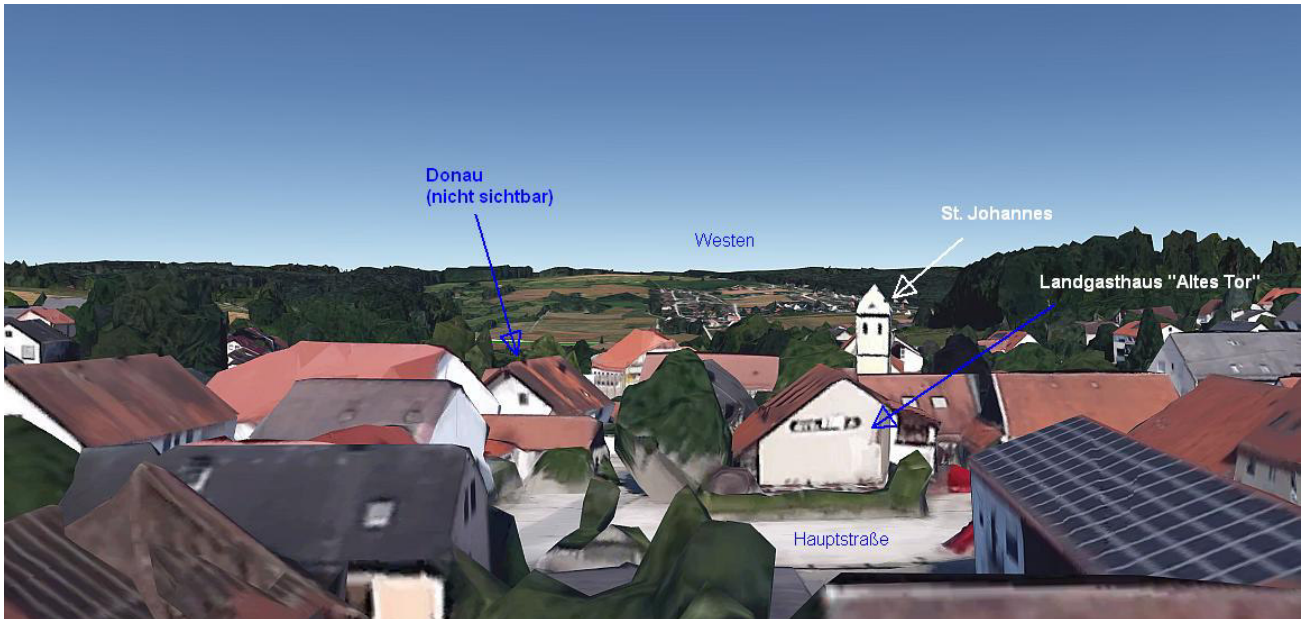


Bild 4.9.1: Blick von der Ortsmitte Pentling Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Für ca. 99% der Anwohner der Ortschaft Pentling sind weder die Donau, das Donautal noch die Fläche der PV Anlage einsehbar. Lediglich 1 oder 2 Gebäude am Ende der Straße Reiterweg haben einen privilegierten Blick Richtung Westen auf das Donautal. Bereits für die östlich dahinter gelegenen Gebäude in der Schulstraße wird dadurch der Blick auf das Donautal erschwert oder unmöglich.

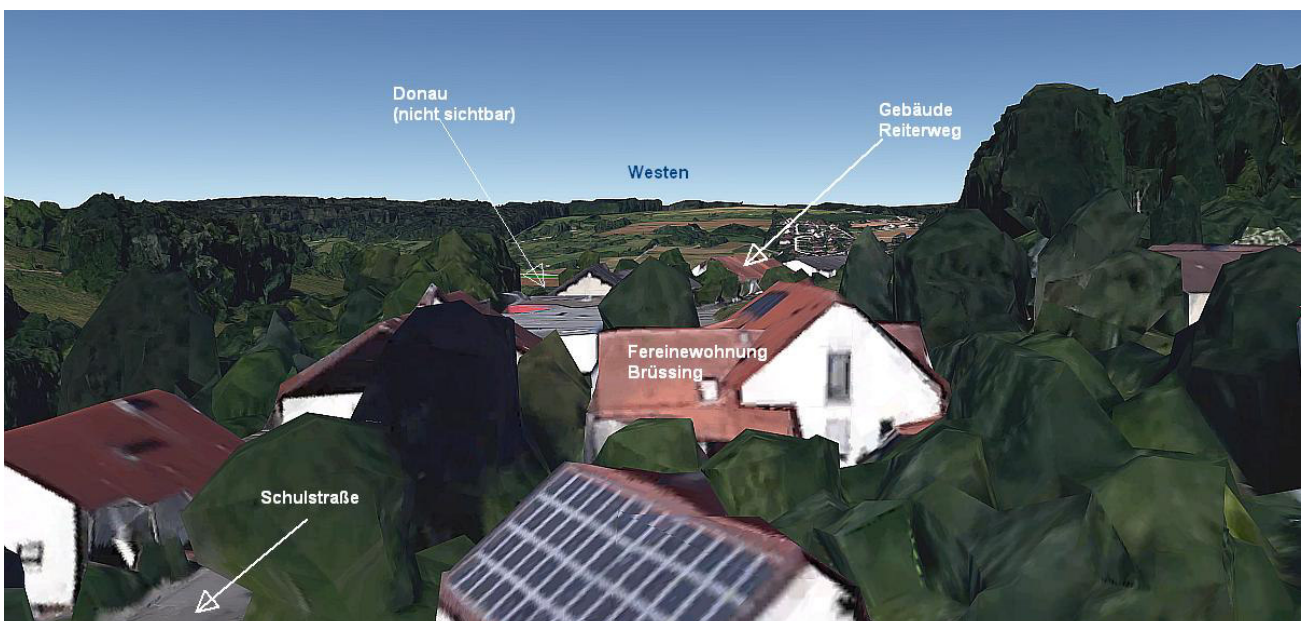


Bild 4.9.2: Blick von der Ferienwohnung Brüssing Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Messpunkt P8 im Bereich der Adresse Reiterweg 27 wurde gesondert untersucht obwohl aufgrund der Lage und der großen Entfernung zur PV Anlage keine Reflexionen zu erwarten sind. Die Analyse der Rohdaten zeigt erwartungsgemäß nur minimale Reflexionen der Kategorie „grün“, d.h. die Leuchtdichte der Reflexionen liegt in einem Wertebereich der keine Blendwirkung hervorrufen kann. Darüber hinaus sind selbst ohne Bereinigung der Rohdaten nur an insgesamt 384 Minuten pro Jahr Reflexionen möglich. Diese könnten rein rechnerisch jeweils in 2 Wochen Anfang März und Ende September zwischen 17:56 - 18:17 Uhr aus Richtung der untergehenden Sonne auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind erwartungsgemäß keine Reflexionen mehr nachweisbar.

Zur Übersicht zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P8. Es sind nur Reflexionen der Kategorie „grün“ vorhanden.

PV Feld - OP Receptor (OP 8)

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

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

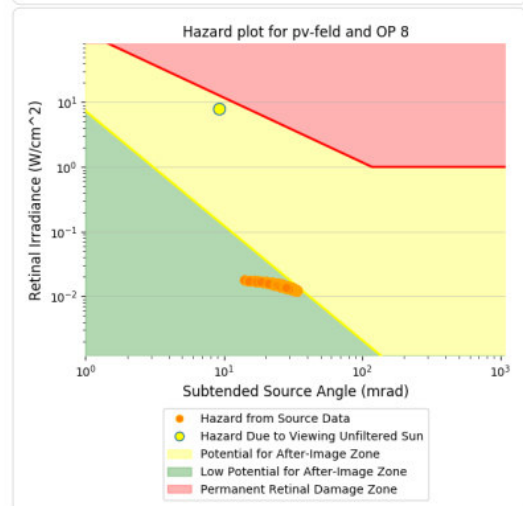
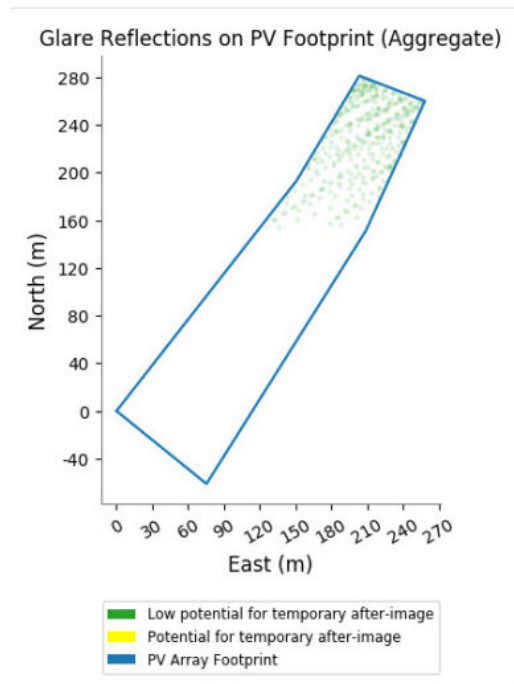
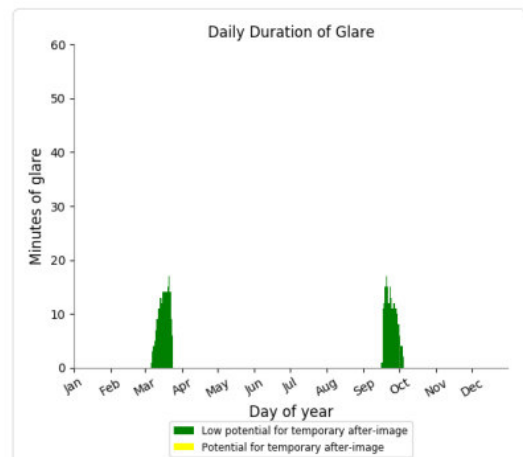
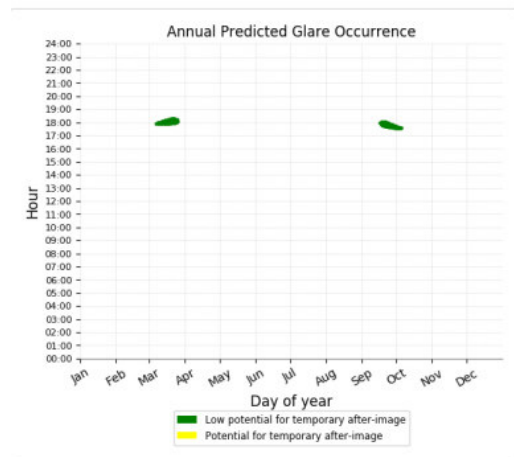


Bild 4.9.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P8 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Im Rahmen der Untersuchung einer potentiellen Blendwirkung kommt im Wesentlichen das Regelwerk der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) zur Anwendung. Dort werden Immissionsorte mit einer Entfernung von mehr als 100 m zur Immissionsquelle als nicht relevant angesehen bzw. sind diese relativiert zu betrachten. Die Wohngebäude im Reiterweg liegen in einer Entfernung von ca. 1100 m (Faktor 10) und können aufgrund der Bündelaufweitung von diffus reflektierten Lichtstrahlen bei dieser Entfernung keine „erhebliche Beeinträchtigung“ im Sinne der Lichtleitlinie erfahren. Ggf. wäre es möglich, dass die PV Anlage aus einem Fenster im Obergeschoss der Gebäude *sichtbar* ist, eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV Anlage (Gegenstand der Betrachtungen in diesem Gutachten) kann jedoch mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

Für das Gehöft im Spitzweg besteht kein direkter Sichtkontakt zur Donau und auch nicht zur Fläche der PV Anlage (ca. 900 m Entfernung). Eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die die PV Anlage und eine Beeinträchtigung der Anwohner im Sinne der Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

Von einer etwas erhöhten Position ist ggf. ein Blick auf den Ort Sinzing, die Autobahnbrücke, etc. möglich wie das folgende Foto zeigt. Blendwirkungen durch Reflexionen durch die Donau sind hier aber ebenfalls auszuschließen.



Bild 4.9.3: Blick von oberhalb des Gehöftes am Spitzweg Richtung Nordwesten (Quelle: Manfred Wöhrl)

Der Aspekt der visuellen Beeinträchtigung durch vermeintlich „unschöne“ Bauwerke (z.B. die Autobahnbrücke über die Donau) kann in diesem Gutachten nicht thematisiert werden und würde auch zu weit führen, da es sich vielfach um rein subjektive Einschätzungen handelt. Der gesellschaftliche Konsens für eine nachhaltige Energieversorgung wie u.a. 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) formuliert, sollte als Zielsetzung anerkannt werden und im Zweifel das Gemeinwohl Vorrang vor Einzelinteressen haben.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Berechnung der Reflexionen für 7 exemplarisch gewählte Messpunkte der geplanten PV Anlage „Sinzing“ ergibt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Blendwirkung durch Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke der Donautalbahn werden durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da diese in einem Einfallswinkel auftreten, der außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt. Reflexionen können nur wahrgenommen werden, wenn der Blick vom Gleisverlauf abgewendet wird und in die untergehende Sonne gerichtet wird. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der Straße Minoritenweg können theoretisch bei der Fahrt Richtung Norden in den frühen Morgenstunden geringfügig Reflexionen auftreten. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer ist allerdings nicht wahrscheinlich, da potentielle Reflexionen auch hier in einem Einfallswinkel auftreten, der außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt. Darüber hinaus ist in diesem Bereich ein Grünstreifen geplant, der einen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindert.

Für Anwohner der umliegenden Gebäude südwestlich der PV Anlage sind die ermittelten Reflexionen nicht relevant, da die Gesamtsummen pro Jahr und auch pro Tag deutlich unterhalb der Richtwerte der LAI Lichtleitlinie liegen. Darüber hinaus besteht aufgrund des abfallenden Geländeverlaufes kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung für Anwohner und Gäste bzw. für schutzwürdige Räume im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben. Obwohl es keine Vorgaben zur Beurteilung von Golfplätzen im Sinne von schutzwürdigen Zonen gibt, wurden zwei Messpunkte auf dem angrenzenden Golfplatz Sinzing untersucht. Als Ergebnis kann eine Beeinträchtigung von Golfspielern ausgeschlossen werden. Auch die gesonderte Untersuchung der Ortschaft Pentling östlich der Donau und insbesondere der Straße Reiterweg zeigt selbst ohne Bereinigung der Rohdaten keine relevanten Reflexionen. Für Anwohner entstehen erwartungsgemäß keine Beeinträchtigungen durch die PV Anlage.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4 und im Anhang.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Sinzing“ kann aufgrund der Dauer und Leuchtdichte als „geringfügig“ klassifiziert werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern, Verkehrsteilnehmern und Anwohnern durch Reflexionen durch die geplante PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine besonderen Sicht- oder Blendschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

5.3 Sonstige Hinweise / Auffälligkeiten

Abgesehen von den hier untersuchten und generell zu vermeidenden Lichtimmissionen sind Photovoltaik Anlagen ein wichtiger und gesellschaftlich überwiegend anerkannter Beitrag für nachhaltige und klimafreundliche Stromerzeugung. Darüber hinaus kommen verschiedene Untersuchungen¹² zu dem Ergebnis, dass Photovoltaik Freiflächenanlagen erwiesenermaßen einen positiven Effekt auf die Boden- und Grundwasserqualität haben und einen wichtigen Beitrag für die Biodiversität leisten.

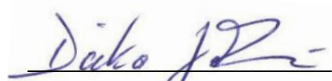
Im Gegensatz zu konventionell bewirtschafteten Landschaftsflächen wie z.B. Mais- oder Rapsfelder (u.a. auch für Biogas Anlagen), und auch im Gegensatz zu anderen Kultur- oder Freizeitflächen bieten PV Freiflächenanlagen auch ohne besondere Ausgleichsflächen einen geschützten Lebensraum für zahlreiche Pflanzen, Insekten und Kleinlebewesen. Der (aktuelle) Stand der Forschung und die Aussagen der Wissenschaftler zeigen recht eindeutige Ergebnisse in Bezug auf den sog. „net gain“ bei der Artenvielfalt in PV Freiflächenanlagen.

In Bezug auf den geplanten Grünstreifen der hier untersuchten PV Anlage ist zu prüfen, ob ein Planungsfehler vorliegt, da die Breite des geplanten Grünstreifens von 30 m sachlich nicht begründbar ist. Es besteht kein Risiko für Blendungen und daher wäre ein schmaler Grünstreifen von 4 – 10 m ausreichend für einen visuellen Sichtschutz – sofern dieser gewünscht ist. Auch in Bezug auf den positiven Einfluss auf die Artenvielfalt wäre ein schmalerer Grünstreifen ausreichend, da die Gesamtfläche der PV Anlage zu betrachten ist.

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 15.06.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

12 U.a. Artikel im PV-Magazin: <https://www.pv-magazine.de/2019/11/20/studie-solarparks-foerdern-biodiversitaet>

Zitierte Studie download : [Solarparks – Gewinne für die Biodiversität](#)

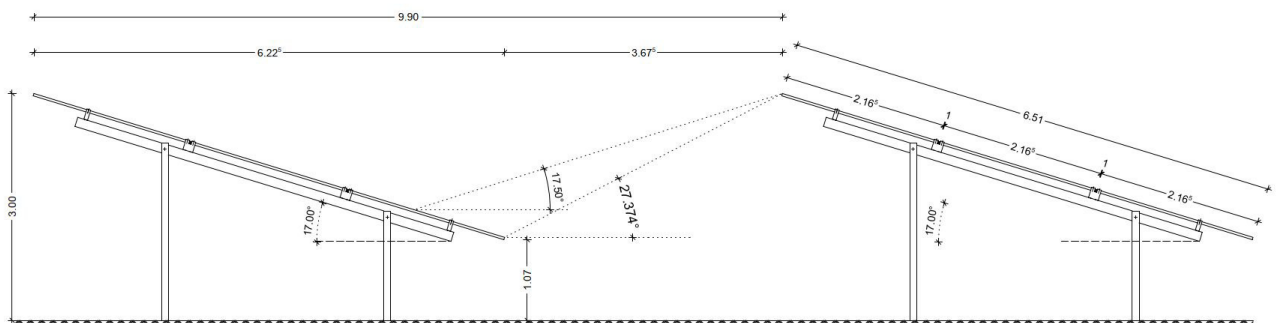
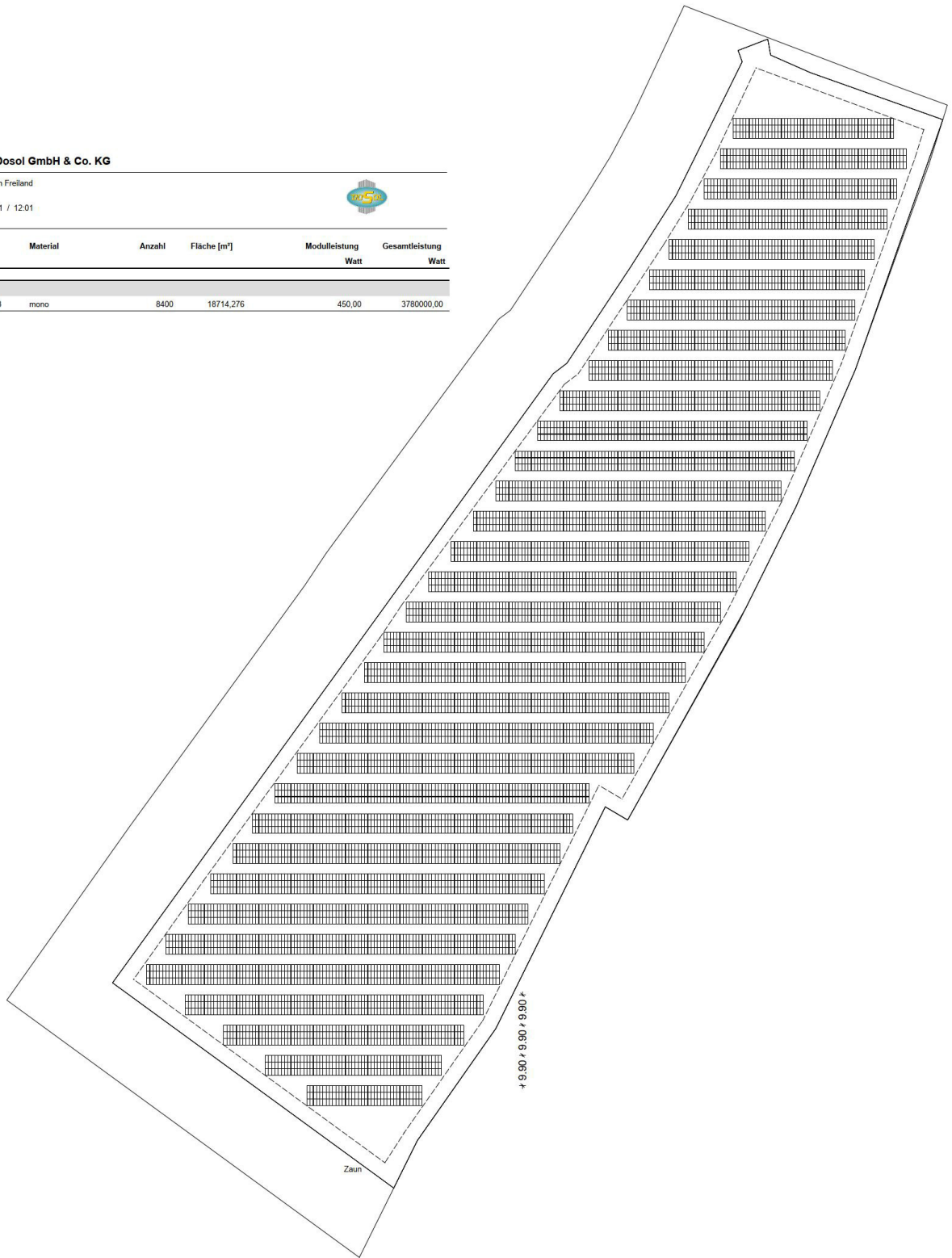
Artikel: <https://www.klimareporter.de/landwirtschaft/solarparks-beleben-agrar-wuesten>

Modulverlegung Dosol GmbH & Co. KG

Projekt: BV Espach Freiland
 Ersteller: HC
 Datum / Zeit: 27.05.2021 / 12:01
 Hinweis:



Nr.	Modultyp	Material	Anzahl	Fläche [m²]	Moduleistung Watt	Gesamtleistung Watt
Qcells						
1	Q.PEAK DUO XL-G9.3	mono	8400	18714,276	450,00	3780000,00



Q.PEAK DUO-G8

340-360

DAUERHAFT
HÖCHSTLEISTUNG



Q.ANTUM ZELLTECHNOLOGIE: NIEDRIGE LCOE

Höherer Ertrag pro Fläche und niedrigere BOS-Kosten dank hoher Leistungsklassen und einer Effizienz von bis zu 20,4%.



INNOVATIVE ALLWETTER-TECHNOLOGIE

Optimale Erträge bei allen Wetterlagen dank herausragendem Schwachlicht- und Temperaturverhalten.



ANHALTENDE LEISTUNGSSTÄRKE

Langfristige Ertragssicherheit dank Anti LID Technology, Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect und Traceable Quality Tra.Q™.



FÜR EXTREME WETTERBEDINGUNGEN GEEIGNET

Rahmen aus High-Tech-Aluminiumlegierung, zertifiziert für hohe Schnee- (5400Pa) und Windlasten (4000Pa).



INVESTITIONSSICHERHEIT

12 Jahre Produktgarantie sowie 25-jährige lineare Leistungsgarantie².



MODERNSTE SOLARMODULTECHNOLOGIE

Q.ANTUM DUO vereint aktuelle Halbzellentechnologie und innovative Zellverdrahtung mit der ausgereiften Q.ANTUM Technology.

¹ APT-Bedingungen nach IEC/TS 62804-1:2015, Methode B (-1500 V, 168h)

² Für weitere Informationen siehe Rückseite dieses Datenblatts.

DIE IDEALE LÖSUNG FÜR:



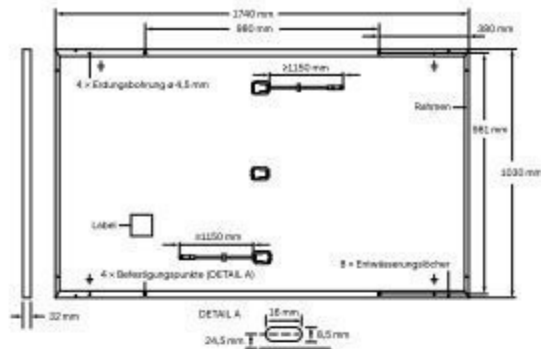
Private Aufdachanlagen



Kommerzielle und industrielle Aufdachanlagen

MECHANISCHE SPEZIFIKATIONEN

Format	1740 mm × 1030 mm × 32 mm (inklusive Rahmen)
Gewicht	19,9 kg
Frontabdeckung	3,2 mm thermisch vorgespanntes Glas mit Antireflexions-Technologie
Rückabdeckung	Verbundfolie
Rahmen	Schwarz eloxiertes Aluminium
Zelle	6 × 20 monokristalline Q ANTUM Solarhalbzellen
Anschlussdose	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Schutzart IP67, mit Bypassdioden
Kabel	4 mm ² Solarkabel; (+) ≥ 1150 mm, (-) ≥ 1150 mm
Steckverbinder	Stäubli MC4, Hanwha Q CELLS HQC4; IP68

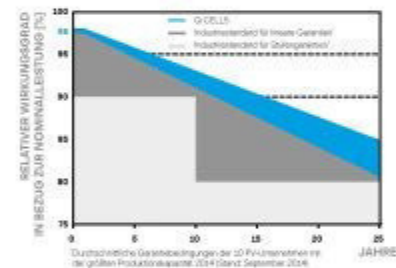


ELEKTRISCHE KENNGRÖSSEN

LEISTUNGSKLASSEN			340	345	350	355	360
MINIMALLEISTUNG BEI STANDARD TESTBEDINGUNGEN, STC ¹ (LEISTUNGSTOLERANZ +5 W / -0 W)							
Minimum	Leistung bei MPP ¹	P_{MPP} [W]	340	345	350	355	360
	Kurzschlussstrom ¹	I_{SC} [A]	10,63	10,68	10,74	10,79	10,84
	Leerlaufspannung ¹	U_{OC} [V]	40,20	40,45	40,70	40,95	41,19
	Strom bei MPP	I_{MPP} [A]	10,12	10,17	10,22	10,28	10,33
	Spannung bei MPP	U_{MPP} [V]	33,61	33,92	34,24	34,55	34,85
	Effizienz ²	η [%]	≥ 19,0	≥ 19,3	≥ 19,5	≥ 19,8	≥ 20,1
MINIMALLEISTUNG BEI NORMALEN BETRIEBSBEDINGUNGEN, NMOT ²							
Minimum	Leistung bei MPP	P_{MPP} [W]	254,6	258,4	262,1	265,9	269,6
	Kurzschlussstrom	I_{SC} [A]	8,56	8,61	8,65	8,69	8,74
	Leerlaufspannung	U_{OC} [V]	37,91	38,14	38,38	38,61	38,85
	Strom bei MPP	I_{MPP} [A]	7,96	8,00	8,05	8,09	8,13
	Spannung bei MPP	U_{MPP} [V]	31,98	32,28	32,57	32,87	33,16

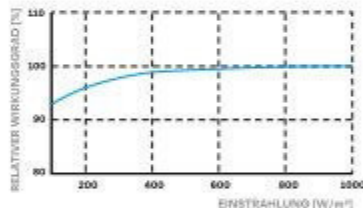
¹Messtoleranzen $P_{MPP} \pm 3\%$; I_{SC} ; $U_{OC} \pm 1\%$ bei STC: 1000 W/m², 25 ± 2°C, AM 1,5 nach IEC 60904-3 • ²800 W/m², NMOT, Spektrum AM 1,5

Q CELLS LEISTUNGSGARANTIE



Mindestens 98% der Nennleistung innerhalb des ersten Jahres. Danach max. 0,54% Degradation pro Jahr. Mindestens 93,1% der Nennleistung nach 10 Jahren. Mindestens 85% der Nennleistung nach 25 Jahren. Alle Daten innerhalb der Messtoleranzen. Volle Produkt- und Leistungsgarantien entsprechend der jeweils gültigen Garantien der Q CELLS Vertriebsgesellschaft Ihres Landes.

SCHWACHLICHTVERHALTEN



Typische Moduleleistung unter niedrigen Einstrahlungsbedingungen im Vergleich zu STC-Bedingungen (25°C, 1000 W/m²)

TEMPERATURKOEFFIZIENTEN

Temperaturkoeffizient I_{SC}	α [%/K]	+0,04	Temperaturkoeffizient U_{OC}	β [%/K]	-0,27
Temperaturkoeffizient P_{MPP}	γ [%/K]	-0,35	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

KENNGRÖSSEN ZUR SYSTEMEINBINDUNG

Maximale Systemspannung	U_{SYS} [V]	1000	Klassifizierung für PV-Module	Klasse II
Rückstrombelastbarkeit	I_R [A]	20	Brandklasse gemäß ANSI / UL 61730	C / TYPE 2
Max. zulässige Last, Druck / Zug	[Pa]	3600 / 2667	Zulässige Modultemperatur im Dauerbetrieb	-40°C - +85°C
Max. Testlast, Druck / Zug	[Pa]	5400 / 4000		

QUALIFIKATIONEN UND ZERTIFIKATE

VDE Quality Tested, IEC 61215:2016, IEC 61730:2016. Dieses Datenblatt entspricht der DIN EN 50380.



VERPACKUNGSMITTEL

Horizontale Verpackung	1780mm	1080mm	1208mm	673,8kg	28 Paletten	26 Paletten	32 Module
Vertikale Verpackung	1815mm	1150mm	1220mm	683kg	28 Paletten	24 Paletten	32 Module

HINWEIS: Den Anweisungen in der Installationsanleitung ist unbedingt Folge zu leisten. Weitere Informationen zur freigegebenen Nutzung der Produkte sind der Installations- und Betriebsanleitung zu entnehmen oder können beim Technischen Service erfragt werden. Q CELLS liefert Solarmodule in zwei verschiedenen Stapelmethoden (je nach Herstellungsort an) (Module sind horizontale oder vertikales verpackt). Detaillierte Informationen dazu finden sich im Dokument Verpackungs- und Transportinformationen, das bei Q CELLS erhältlich ist.

Hanwha Q CELLS GmbH

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



Site Configuration: Sinzing_



Created **Sept. 10, 2020 7:11 p.m.**
 Updated **Oct. 12, 2020 6:03 p.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: 43195.1215

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	384	6,514	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad
Approx. area: 28,090 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.980529	12.034043	346.98	2.00	348.98
2	48.982265	12.036103	346.44	2.00	348.44
3	48.983057	12.036822	346.25	2.00	348.25
4	48.982867	12.037573	342.87	2.00	344.87
5	48.981888	12.036897	342.50	2.00	344.50
6	48.979980	12.035073	343.25	2.00	345.25



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.981212	12.034062	348.44	2.00	350.44
OP 2	48.981959	12.037174	342.06	2.00	344.06
OP 3	48.979480	12.032131	349.97	2.00	351.97
OP 4	48.984338	12.033762	359.82	2.00	361.82
OP 5	48.974762	12.035758	337.76	2.00	339.76
OP 6	48.979480	12.035479	338.14	2.00	340.14
OP 7	48.981452	12.033032	353.27	2.00	355.27
OP 8	48.983409	12.052365	400.98	2.00	402.98

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	384	6,514	-	

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

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

PV Feld potential temporary after-image

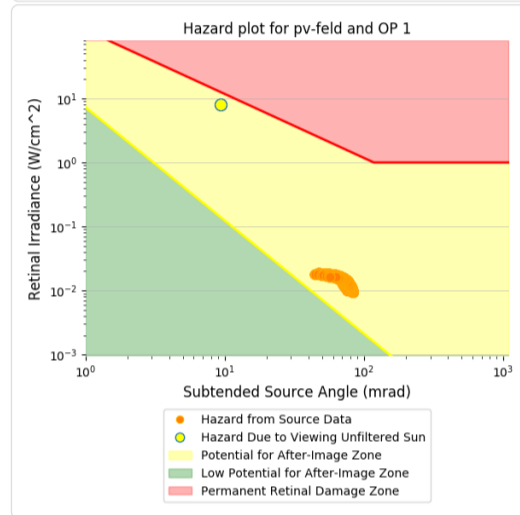
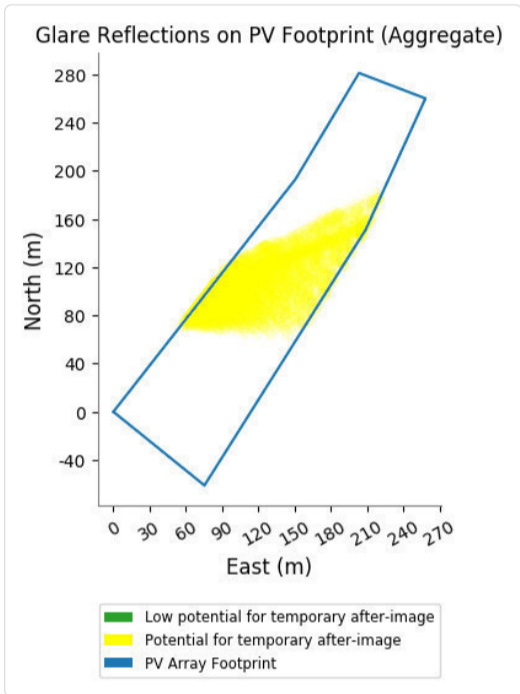
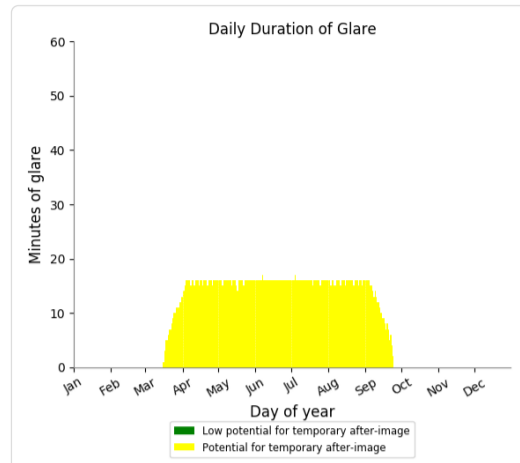
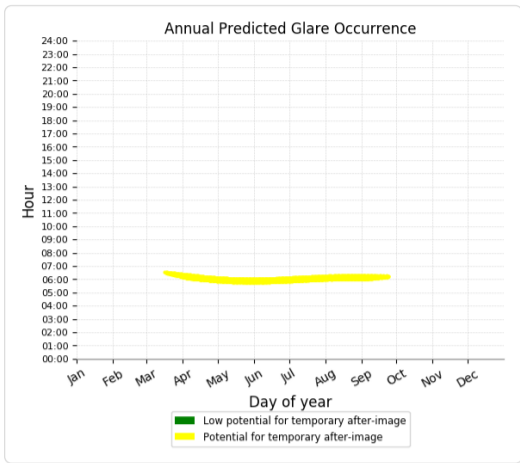


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2808
OP: OP 2	0	2202
OP: OP 3	0	630
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	874
OP: OP 8	384	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

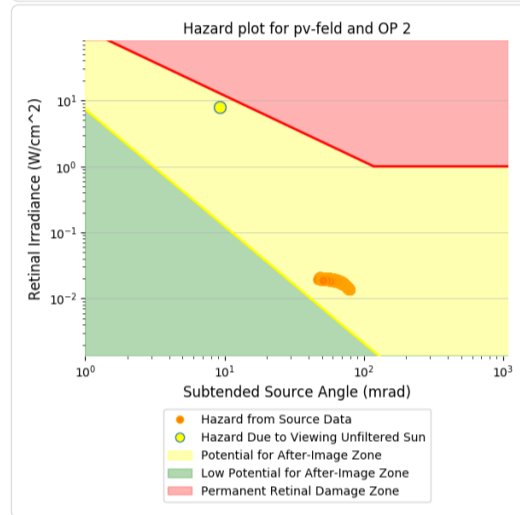
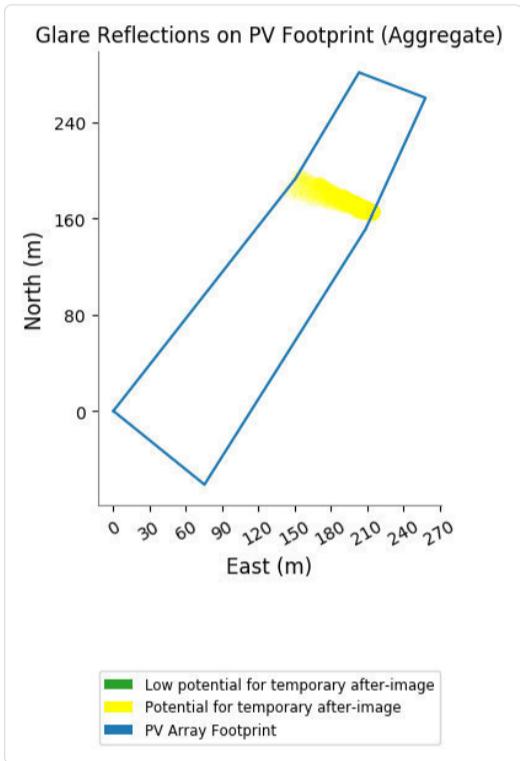
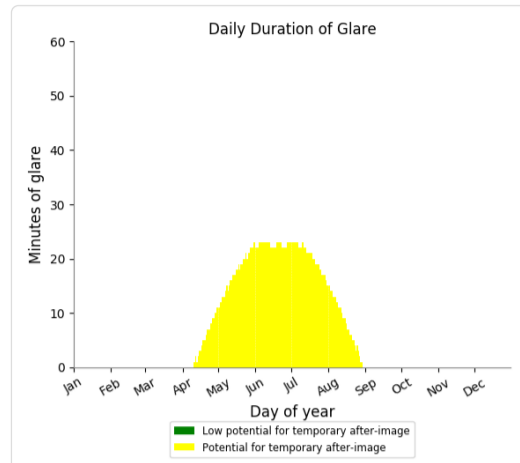
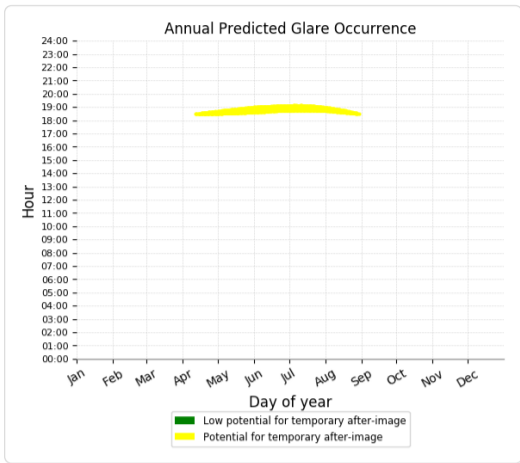
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,808 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

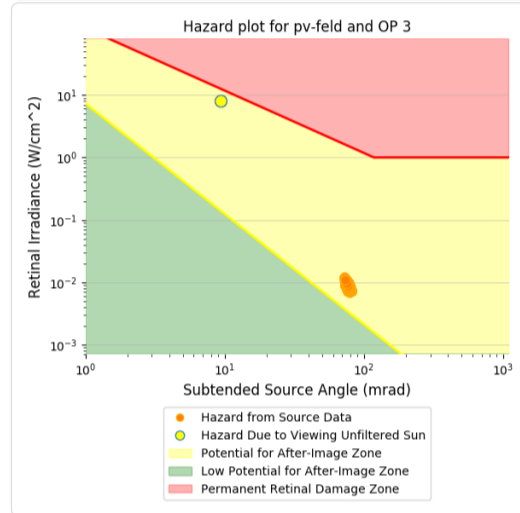
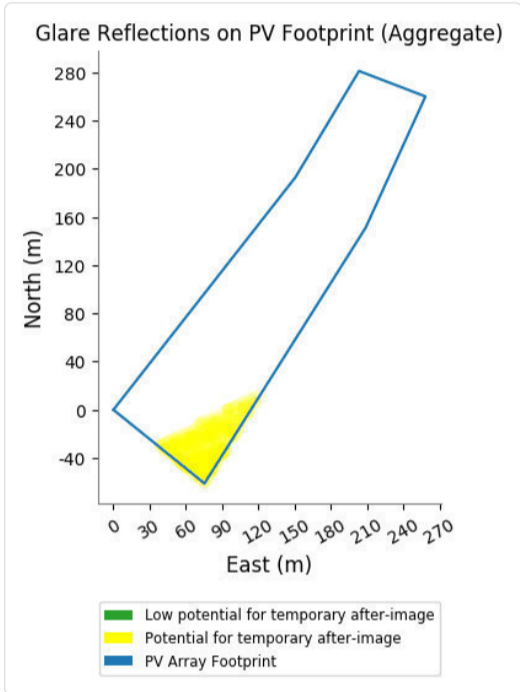
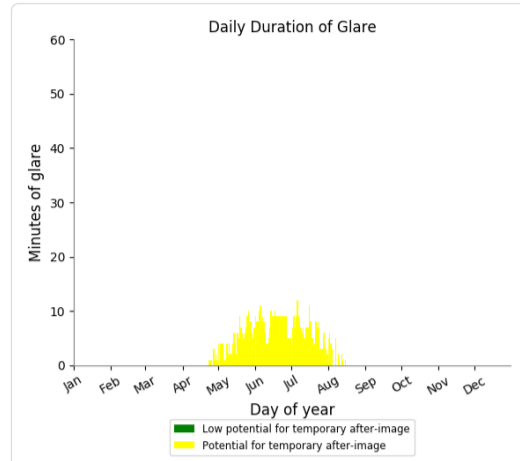
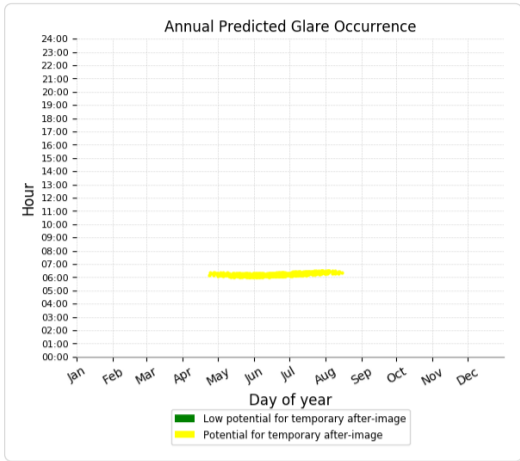
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,202 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 5)

No glare found

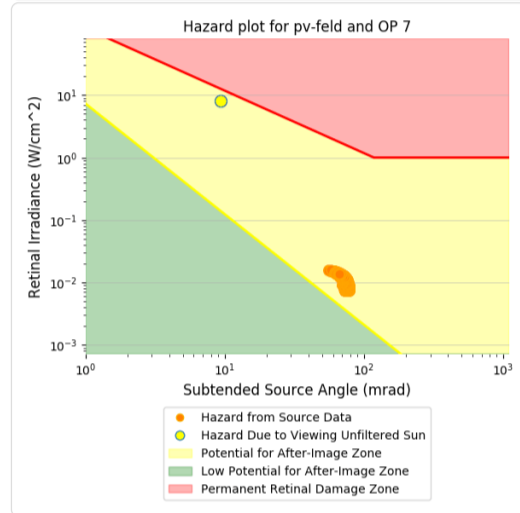
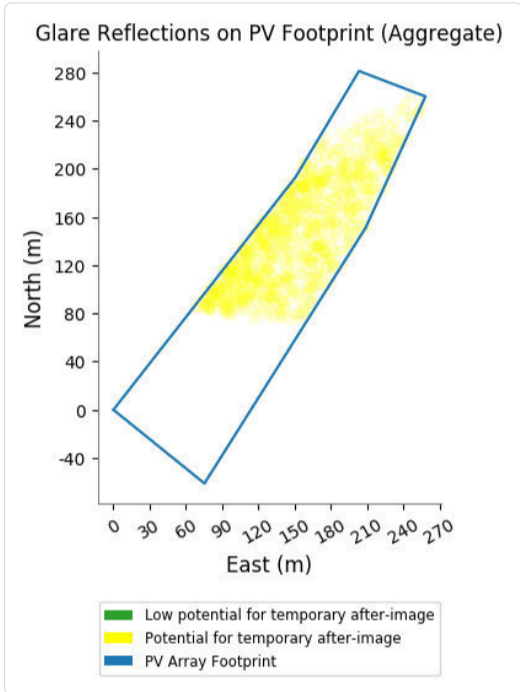
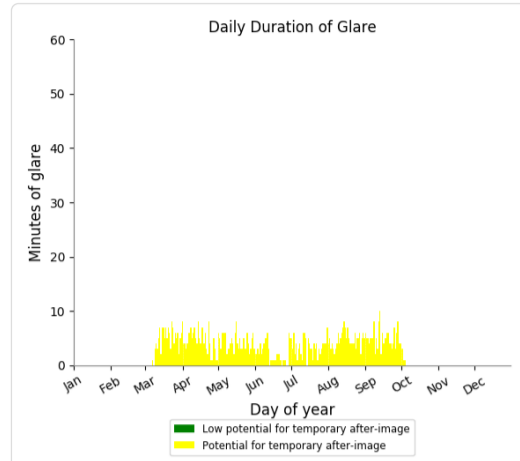
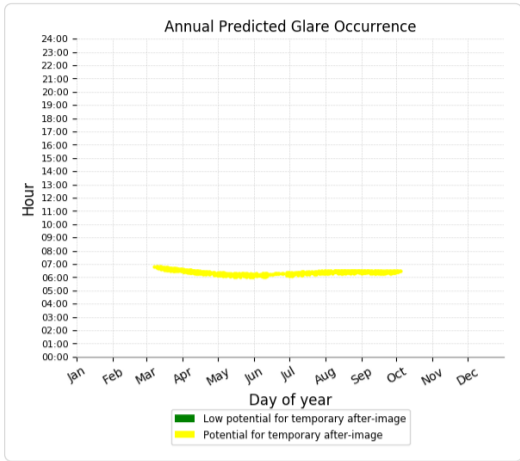
PV Feld - OP Receptor (OP 6)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 7)

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

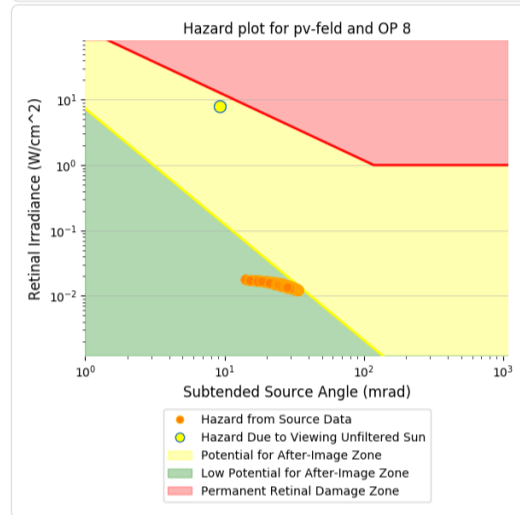
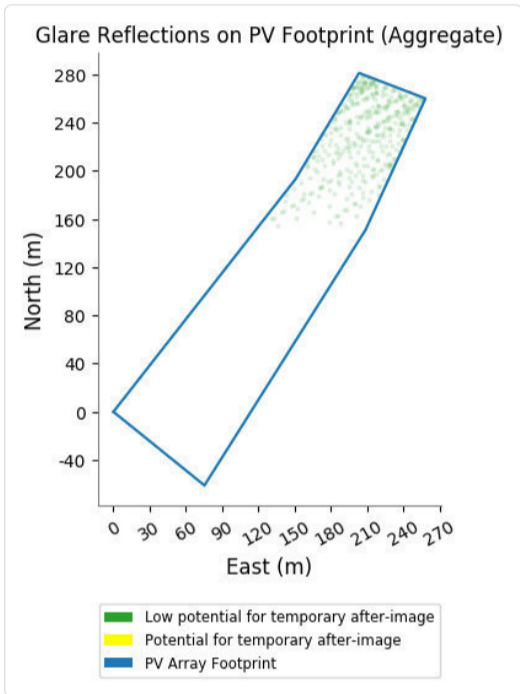
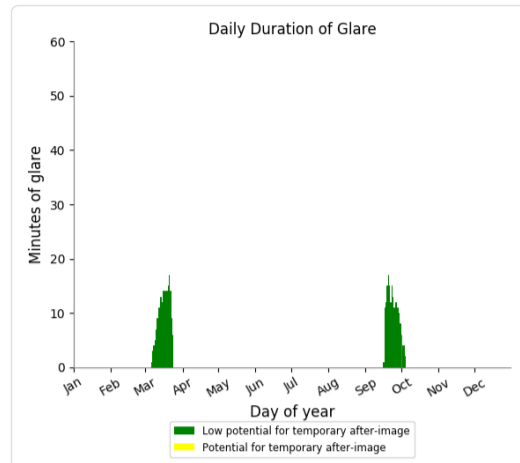
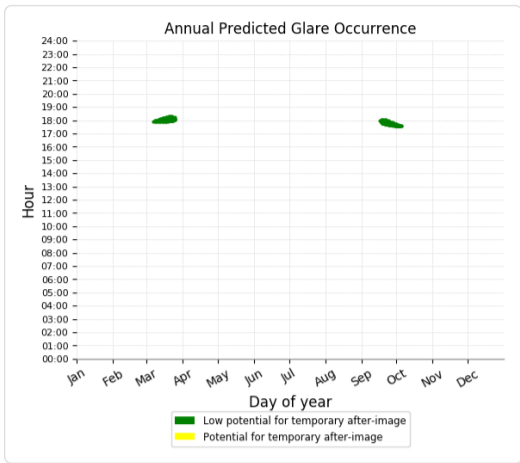
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 874 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 8)

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

- 384 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 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.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum 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.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

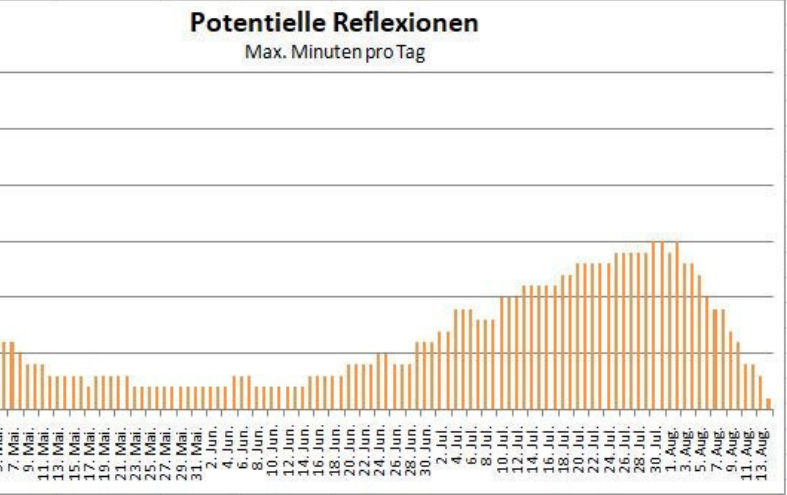
Reflektivität	Retinal Irradiance	Subtende d Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Sun Position
0,536039	0,016432	0,059347	93,2	0,1	0,998	-0,056	0,002	-0,998	0,042	0,038	
0,549821	0,016876	0,056333	92,6	0,1	0,999	-0,045	0,002	-0,999	0,033	0,03	
0,537336	0,016566	0,058588	92,8	0,3	0,999	-0,048	0,005	-0,999	0,034	0,034	
0,525136	0,016261	0,060968	92,9	0,4	0,999	-0,051	0,007	-0,999	0,035	0,039	
0,563963	0,017333	0,051733	91,9	0,1	0,999	-0,034	0,001	-0,999	0,025	0,023	
0,551152	0,017014	0,051095	92,1	0,2	0,999	-0,037	0,004	-0,999	0,026	0,027	
0,538633	0,016699	0,059096	92,3	0,4	0,999	-0,04	0,007	-0,999	0,026	0,031	
0,526399	0,016391	0,061546	92,5	0,6	0,999	-0,043	0,01	-0,999	0,027	0,035	
0,514444	0,016087	0,062112	92,7	0,7	0,999	-0,047	0,013	-0,999	0,028	0,04	
0,56533	0,017473	0,052286	91,5	0,2	1	-0,026	0,004	-1	0,017	0,019	
0,552485	0,01715	0,054663	91,7	0,4	1	-0,029	0,007	-1	0,018	0,024	
0,539932	0,016832	0,058702	91,9	0,5	0,999	-0,032	0,009	-0,999	0,019	0,028	
0,527666	0,01652	0,060824	92	0,7	0,999	-0,036	0,012	-0,999	0,019	0,032	
0,515678	0,016213	0,06306	92,2	0,9	0,999	-0,039	0,015	-0,999	0,02	0,037	
0,566698	0,017538	0,050716	91,1	0,4	1	-0,018	0,006	-1	0,01	0,016	
0,55382	0,017213	0,055535	91,2	0,5	1	-0,021	0,009	-1	0,01	0,02	
0,541235	0,016893	0,056861	91,4	0,7	1	-0,024	0,012	-1	0,011	0,025	
0,528937	0,016579	0,061101	91,6	0,8	1	-0,028	0,015	-1	0,012	0,029	
0,516918	0,016271	0,06204	91,8	1	0,999	-0,031	0,018	-0,999	0,012	0,033	
0,505173	0,015968	0,064241	92	1,2	0,999	-0,034	0,02	-0,999	0,013	0,038	
0,568071	0,017677	0,051237	90,6	0,5	1	-0,01	0,009	-1	0,002	0,013	
0,555161	0,017349	0,053584	90,8	0,7	1	-0,013	0,011	-1	0,003	0,017	
0,542544	0,017026	0,058085	90,9	0,8	1	-0,016	0,014	-1	0,003	0,022	
0,530214	0,016708	0,058491	91,1	1	1	-0,02	0,017	-1	0,004	0,026	
0,518165	0,016396	0,062732	91,3	1,1	1	-0,023	0,02	-1	0,005	0,03	
0,506389	0,01609	0,06264	91,5	1,3	0,999	-0,026	0,023	-0,999	0,005	0,035	
0,494882	0,015789	0,065073	91,7	1,5	0,999	-0,03	0,026	-0,999	0,006	0,039	
0,56945	0,017743	0,049337	90,1	0,6	1	-0,002	0,011	-1	-0,006	0,01	
0,556508	0,017413	0,054567	90,3	0,8	1	-0,005	0,014	-1	-0,005	0,014	
0,54386	0,017088	0,055477	90,5	1	1	-0,009	0,017	-1	-0,004	0,018	
0,5315	0,016769	0,060142	90,7	1,1	1	-0,012	0,02	-1	-0,004	0,023	
0,51942	0,016456	0,059622	90,9	1,3	1	-0,015	0,022	-1	-0,003	0,027	
0,507615	0,016148	0,063893	91,1	1,5	1	-0,018	0,025	-1	-0,002	0,031	
0,496079	0,015845	0,065949	91,2	1,6	0,999	-0,022	0,028	-0,999	-0,002	0,036	
0,484805	0,015548	0,067387	91,4	1,8	0,999	-0,025	0,031	-0,999	-0,001	0,04	
0,570837	0,017808	0,050419	89,7	0,8	1	0,006	0,013	-1	-0,013	0,007	
0,557864	0,017476	0,053113	89,8	0,9	1	0,003	0,016	-1	-0,013	0,011	
0,545186	0,01715	0,057084	90	1,1	1	-0,001	0,019	-1	-0,012	0,015	
0,532795	0,016829	0,060442	90,2	1,3	1	-0,004	0,022	-1	-0,011	0,019	
0,520686	0,016514	0,06182	90,4	1,4	1	-0,007	0,025	-1	-0,011	0,024	
0,508852	0,016205	0,060245	90,6	1,6	1	-0,011	0,028	-1	-0,01	0,028	
0,497287	0,015901	0,064609	90,8	1,8	0,999	-0,014	0,031	-0,999	-0,009	0,032	
0,485985	0,015602	0,066854	91	1,9	0,999	-0,017	0,034	-0,999	-0,008	0,037	

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
27. Apr.	2	06:07	06:08
28. Apr.	3	06:06	06:08
29. Apr.	5	06:03	06:07
30. Apr.	5	06:02	06:06
1. Mai.	7	06:00	06:06
2. Mai.	7	06:00	06:06
3. Mai.	7	06:00	06:06
4. Mai.	6	06:00	06:05
5. Mai.	6	06:00	06:05
6. Mai.	6	06:00	06:05
7. Mai.	6	06:00	06:05
8. Mai.	5	06:00	06:04
9. Mai.	4	06:00	06:04
10. Mai.	4	06:00	06:03
11. Mai.	4	06:00	06:03
12. Mai.	3	06:00	06:02
13. Mai.	3	06:00	06:02
14. Mai.	3	06:00	06:02
15. Mai.	3	06:00	06:02
16. Mai.	3	06:00	06:02
17. Mai.	2	06:00	06:01
18. Mai.	3	06:00	06:02
19. Mai.	3	06:00	06:02
20. Mai.	3	06:00	06:02
21. Mai.	3	06:00	06:02
22. Mai.	3	06:00	06:02
23. Mai.	2	06:00	06:01
24. Mai.	2	06:00	06:01
25. Mai.	2	06:00	06:01
26. Mai.	2	06:00	06:01
27. Mai.	2	06:00	06:01
28. Mai.	2	06:00	06:01
29. Mai.	2	06:00	06:01
30. Mai.	2	06:00	06:01
31. Mai.	2	06:00	06:01
1. Jun.	2	06:00	06:01
2. Jun.	2	06:00	06:01
3. Jun.	2	06:00	06:01
4. Jun.	2	06:00	06:01
5. Jun.	3	06:00	06:02
6. Jun.	3	06:00	06:02
7. Jun.	3	06:00	06:02
8. Jun.	3	06:00	06:02
9. Jun.	3	06:00	06:02
10. Jun.	3	06:00	06:02
11. Jun.	3	06:00	06:02
12. Jun.	3	06:00	06:02
13. Jun.	3	06:00	06:02
14. Jun.	3	06:00	06:02
15. Jun.	3	06:00	06:02
16. Jun.	3	06:00	06:02
17. Jun.	3	06:00	06:02
18. Jun.	3	06:00	06:02
19. Jun.	3	06:00	06:02
20. Jun.	3	06:00	06:02
21. Jun.	3	06:00	06:02
22. Jun.	3	06:00	06:02
23. Jun.	3	06:00	06:02
24. Jun.	3	06:00	06:02
25. Jun.	3	06:00	06:02
26. Jun.	3	06:00	06:02
27. Jun.	3	06:00	06:02
28. Jun.	3	06:00	06:02
29. Jun.	3	06:00	06:02
30. Jun.	3	06:00	06:02
1. Jul.	3	06:00	06:02
2. Jul.	3	06:00	06:02
3. Jul.	3	06:00	06:02
4. Jul.	3	06:00	06:02
5. Jul.	3	06:00	06:02
6. Jul.	3	06:00	06:02
7. Jul.	3	06:00	06:02
8. Jul.	3	06:00	06:02
9. Jul.	3	06:00	06:02
10. Jul.	3	06:00	06:02
11. Jul.	3	06:00	06:02
12. Jul.	3	06:00	06:02
13. Jul.	3	06:00	06:02
14. Jul.	3	06:00	06:02
15. Jul.	3	06:00	06:02
16. Jul.	3	06:00	06:02
17. Jul.	3	06:00	06:02
18. Jul.	3	06:00	06:02
19. Jul.	3	06:00	06:02
20. Jul.	3	06:00	06:02
21. Jul.	3	06:00	06:02
22. Jul.	3	06:00	06:02
23. Jul.	3	06:00	06:02
24. Jul.	3	06:00	06:02
25. Jul.	3	06:00	06:02
26. Jul.	3	06:00	06:02
27. Jul.	3	06:00	06:02
28. Jul.	3	06:00	06:02
29. Jul.	3	06:00	06:02
30. Jul.	3	06:00	06:02
31. Jul.	3	06:00	06:02
1. Aug.	3	06:00	06:02
2. Aug.	3	06:00	06:02
3. Aug.	3	06:00	06:02
4. Aug.	3	06:00	06:02
5. Aug.	3	06:00	06:02
6. Aug.	3	06:00	06:02
7. Aug.	3	06:00	06:02
8. Aug.	3	06:00	06:02
9. Aug.	3	06:00	06:02
10. Aug.	3	06:00	06:02
11. Aug.	3	06:00	06:02
12. Aug.	3	06:00	06:02
13. Aug.	3	06:00	06:02

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 1
29.04.2020	08.05.2020	7	60	06:00	06:07	
24.06.2020	25.06.2020	5	10	06:00	06:05	
29.06.2020	10.08.2020	15	465	06:00	06:15	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 1:
535 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
475 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
60 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2783 Einträgen /-37):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



(W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtending d Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 7	
541,9838	2	0,446824	0,013736	0,063665	98,6	0	0,989	-0,149	0	-0,989	0,114	0,096	18. Apr.	2	06:25	06:26	22.04.2020	23.04.2020	7	12	06:17	06:24		
543,1851	2	0,449005	0,013833	0,066539	97,7	0,3	0,991	-0,134	0,005	-0,991	0,099	0,09	19. Apr.	3	06:22	06:25	26.04.2020	27.04.2020	7	13	06:10	06:22		
545,6741	2	0,438888	0,013583	0,066575	97,9	0,5	0,991	-0,137	0,008	-0,991	0,1	0,094	20. Apr.	2	06:19	06:21	30.04.2020	30.04.2020	5	5	06:08	06:19		
548,1583	2	0,428985	0,013337	0,063629	98,1	0,6	0,99	-0,14	0,011	-0,99	0,1	0,098	21. Apr.	2	06:20	06:21	04.05.2020	04.05.2020	5	5	06:14	06:19		
543,7992	2	0,460481	0,014203	0,065062	97	0,3	0,992	-0,123	0,005	-0,992	0,091	0,082	22. Apr.	5	06:17	06:23	10.05.2020	10.05.2020	5	5	06:04	06:17		
546,2724	2	0,450084	0,013945	0,063114	97,2	0,4	0,992	-0,126	0,007	-0,992	0,092	0,087	23. Apr.	7	06:17	06:24	12.05.2020	13.05.2020	5	10	06:03	06:15		
548,7409	2	0,439924	0,013692	0,062575	97,4	0,6	0,992	-0,129	0,01	-0,992	0,092	0,091	24. Apr.	4	06:14	06:22	16.05.2020	17.05.2020	6	12	06:02	06:16		
541,9604	2	0,483188	0,014853	0,062543	96,2	0,1	0,994	-0,108	0,001	-0,994	0,082	0,071	25. Apr.	3	06:14	06:19	22.05.2020	22.05.2020	5	5	06:11	06:16		
544,4226	2	0,472263	0,014583	0,063041	96,4	0,2	0,994	-0,112	0,004	-0,994	0,083	0,075	26. Apr.	6	06:12	06:20	09.06.2020	12.06.2020	8	26	06:03	06:17		
546,8802	2	0,461588	0,014318	0,062965	96,6	0,4	0,993	-0,115	0,007	-0,993	0,083	0,079	27. Apr.	7	06:10	06:22	28.06.2020	01.07.2020	7	24	06:07	06:21		
549,333	2	0,451157	0,014057	0,067313	96,8	0,6	0,993	-0,118	0,01	-0,993	0,084	0,084	28. Apr.	2	06:09	06:21	11.07.2020	12.07.2020	8	14	06:12	06:24		
551,781	2	0,440963	0,0138	0,067598	97	0,7	0,993	-0,121	0,013	-0,993	0,085	0,088	29. Apr.	2	06:13	06:16	14.07.2020	15.07.2020	5	10	06:11	06:24		
549,9336	2	0,46269	0,014432	0,061817	96,1	0,5	0,994	-0,107	0,009	-0,994	0,076	0,076	30. Apr.	5	06:08	06:19	19.07.2020	20.07.2020	5	10	06:18	06:26		
557,2175	2	0,432006	0,013653	0,06883	96,7	1	0,993	-0,117	0,018	-0,993	0,078	0,089	1. Mai.	3	06:12	06:20	22.07.2020	23.07.2020	5	10	06:13	06:26		
559,636	2	0,422241	0,013403	0,069392	96,9	1,2	0,993	-0,12	0,021	-0,993	0,079	0,093	2. Mai.	3	06:13	06:19	31.07.2020	31.07.2020	5	5	06:20	06:28		
562,0498	2	0,412699	0,013156	0,069647	97,1	1,4	0,992	-0,123	0,024	-0,992	0,079	0,098	3. Mai.	4	06:08	06:14	02.08.2020	02.08.2020	5	5	06:22	06:28		
540,8261	2	0,508292	0,015592	0,057906	94,9	0	0,996	-0,086	0	-0,996	0,066	0,056	4. Mai.	5	06:14	06:19	05.08.2020	05.08.2020	6	6	06:21	06:29		
543,2619	2	0,496778	0,015307	0,060566	95,1	0,2	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,066	0,06	5. Mai.	4	06:06	06:18	07.08.2020	07.08.2020	5	5	06:18	06:27		
555,372	2	0,443032	0,013955	0,067265	96,1	1	0,994	-0,106	0,018	-0,994	0,07	0,082	6. Mai.	4	06:12	06:19	09.08.2020	10.08.2020	6	11	06:16	06:29		
557,7801	2	0,433008	0,013699	0,067961	96,3	1,2	0,994	-0,109	0,02	-0,994	0,07	0,086	7. Mai.	4	06:13	06:16	12.08.2020	12.08.2020	6	6	06:18	06:27		
560,1835	2	0,423212	0,013447	0,064561	96,5	1,3	0,993	-0,112	0,023	-0,993	0,071	0,09	8. Mai.	3	06:06	06:11	15.08.2020	15.08.2020	5	5	06:21	06:29		
564,9762	2	0,404287	0,012955	0,070774	96,8	1,7	0,992	-0,119	0,029	-0,992	0,072	0,099	9. Mai.	2	06:14	06:18	18.08.2020	18.08.2020	5	5	06:22	06:29		
551,1564	2	0,475663	0,014869	0,060055	95,1	0,7	0,996	-0,088	0,011	-0,996	0,06	0,065	#####	5	06:04	06:17								
553,5587	2	0,464886	0,014596	0,065356	95,2	0,8	0,996	-0,091	0,014	-0,996	0,061	0,07	#####	2	06:09	06:11								
555,9564	2	0,454356	0,014327	0,061891	95,4	1	0,995	-0,095	0,017	-0,995	0,061	0,074	#####	5	06:03	06:15								
558,3496	2	0,444066	0,014063	0,06505	95,6	1,1	0,995	-0,098	0,02	-0,995	0,062	0,078	#####	5	06:03	06:14								
563,1218	2	0,424185	0,013548	0,065857	96	1,5	0,994	-0,105	0,026	-0,994	0,064	0,087	#####	3	06:09	06:16								
565,501	2	0,414583	0,013297	0,065534	96,2	1,6	0,994	-0,108	0,029	-0,994	0,064	0,091	#####	3	06:08	06:12								
567,8754	2	0,405201	0,013051	0,071227	96,4	1,8	0,993	-0,111	0,031	-0,993	0,065	0,096	#####	6	06:09	06:16								
542,1872	2	0,52261	0,016071	0,054659	93,8	0,1	0,998	-0,067	0,002	-0,998	0,05	0,045	#####	6	06:02	06:15								
547,0073	2	0,499172	0,015487	0,057859	94,2	0,5	0,997	-0,074	0,008	-0,997	0,051	0,054	#####	4	06:03	06:14								
551,8093	2	0,476792	0,014922	0,063331	94,6	0,8	0,997	-0,08	0,014	-0,997	0,053	0,062	#####	3	06:09	06:16								
556,5931	2	0,455421	0,014377	0,065948	95	1,1	0,996	-0,087	0,02	-0,996	0,054	0,071	#####	3	06:08	06:12								
558,9781	2	0,4451	0,014112	0,065011	95,2	1,3	0,996	-0,09	0,022	-0,996	0,055	0,075	#####	4	06:04	06:16								
561,3585	2	0,435014	0,013851	0,062996	95,4	1,5	0,995	-0,093	0,025	-0,995	0,055	0,079	#####	5	06:11	06:16								
563,7342	2	0,425159	0,013594	0,067842	95,5	1,6	0,995	-0,097	0,028	-0,995	0,056	0,084	#####	3	06:08	06:13								
566,1053	2	0,415529	0,013342	0,065021	95,7	1,8	0,995	-0,1	0,031	-0,995	0,057	0,088	#####	3	06:09	06:13								
568,4718	2	0,406118	0,013094	0,065685	95,9	1,9	0,994	-0,103	0,034	-0,994	0,057	0,092	#####	4	06:02	06:11								
570,8335	2	0,396922	0,012851	0,068378	96,1	2,1	0,994	-0,106	0,037	-0,994	0,058	0,097	#####	3	06:07	06:10								
552,4354	2	0,477921	0,014975	0,064415	94,2	0,9	0,997	-0,072	0,016	-0,997	0,045	0,059	#####	2	06:02	06:10								
561,9254	2	0,436022	0,013897	0,068054	94,9	1,6	0,996	-0,086	0,028	-0,996	0,048	0,076	#####	4	06:02	06:09								
564,2865	2	0,426138	0,013639	0,069308	95,1	1,8	0,996	-0,089	0,031	-0,996	0,048	0,081	#####	3	06:10	06:15								
566,643	2	0,416479	0,013385	0,069758	95,3	1,9	0,995	-0,092	0,033	-0,995	0,049	0,085	#####	4	06:04	06:13								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 7:

209 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

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

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

8 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 935 Einträgen /-156):

- 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Min)

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag

30

25

