

SolPEG Blendgutachten Solarpark Hohwacht Schmiedendorf

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Hohwacht in Schleswig-Holstein**

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
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich	21
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B202 nördlich	23
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B202 nordöstlich	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordöstlich	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang	26 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Hohwacht

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Hohwacht Schmiedendorf“ (im Verlauf auch als „Hohwacht bezeichnet) auf die B202, die Bahnstrecke Malente–Lütjenburg sowie auf Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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. Lichtleitlinie¹, 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 Lichtleitlinie 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 „Hohwacht“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bundesstraße sowie ggf. 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 potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich der Ortschaft Lütjenburg in Schleswig-Holstein, ca. 5 km südwestlich von Hohwacht (Ostsee). Östlich der Fläche verläuft die momentan stillgelegte Bahnstrecke Malente–Lütjenburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich der Ortschaft Lütjenburg in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	54.285°N, 10.606°O, 28 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang Bahnstrecke	ca. 840 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	185 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	90 m, nordöstlich nicht relevant

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage.



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

Fotos der PV Flächen. Blick von Südosten nach Nordwesten auf das PV Feld Süd.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG, Standortbegehung)

Blick von Süden nach Norden auf das PV Feld Nord.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die nördliche PV Fläche und die relevante Umgebung. Die nordöstlich der PV Anlage gelegenen Gebäude können theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber in der Realität besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten keine direkte Sichtverbindung zur PV Anlage. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

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 (Textures) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

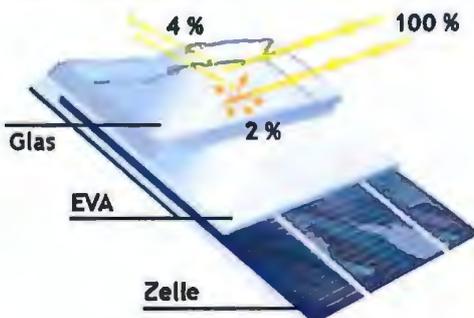


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.schleswig-holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

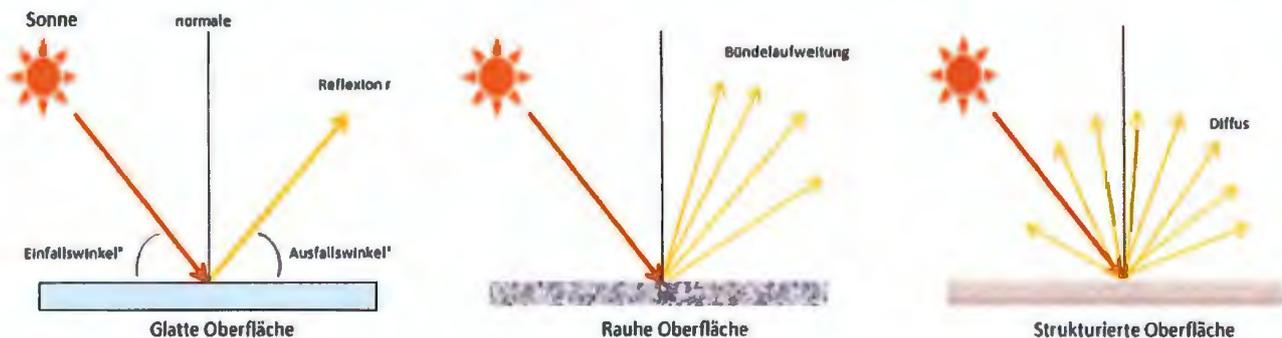


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length,
length can be customized
Glass: Dual glass
2.0mm coated tempered glass

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 25A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C

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, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

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

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

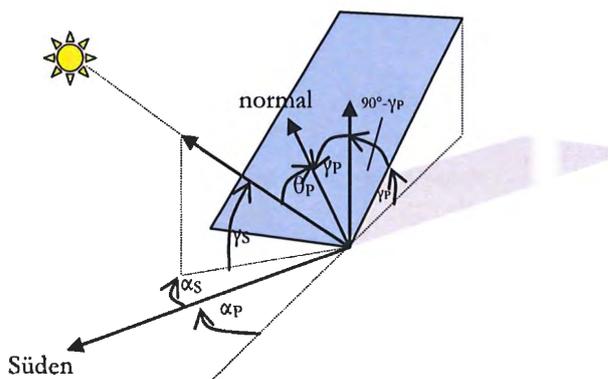


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-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.

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

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

⁶ 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 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.

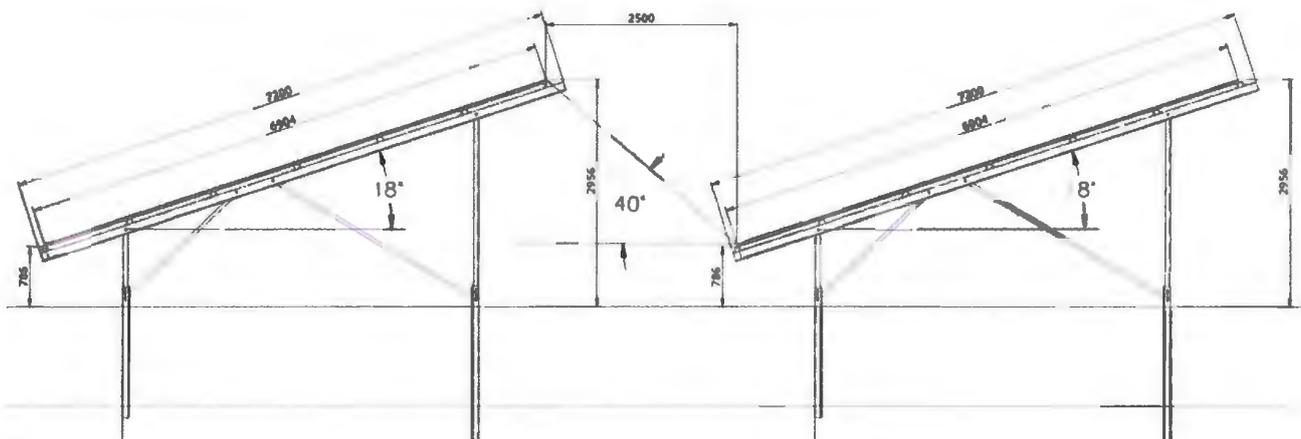


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Modulneigung	18°
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,96 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	Bahnstrecke 2,5 m, ansonsten 2,0 m über Boden ⁷
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel ⁸	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite
Anzahl der Messpunkte	5 Messpunkte ⁹ (siehe Skizze 3.5.1)

⁷ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁸ 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.

⁹ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Hohwacht wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der B202, 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 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 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 belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹⁰ 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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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.

¹⁰ Licht Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

100%ige Blendfreiheit

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Demnach ist die Privilegierung derartiger Bauvorhaben höher zu gewichten als das unter 9 Abs. 1 FStrG formulierte allgemeine Bauverbot innerhalb des 40 m Randstreifens von Autobahnen.

Trotz des politischen und gesellschaftlichen Konsens und der damit einhergehenden verwaltungsrechtlichen Vorgabe zur vereinfachten und priorisierten Genehmigung von Bauvorhaben im Segment der Erneuerbaren Energien wird die Forderung erhoben, dass eine Blendwirkung durch PV Anlagen im Randbereich von Autobahnen „in jeder Form“ auszuschließen ist. Eine derartig pauschale Forderung ist in Bezug auf die realen Verhältnisse im Straßenverkehr sachlich nicht begründbar und daher rechtlich nicht haltbar. PV Anlagen sind nicht pauschal eine (abstrakte) Gefahrenquelle und eine Blendwirkung als Resultat von Reflexionen ist - unabhängig von rechnerisch ermittelten Ergebnissen - immer ein subjektives Erleben. Nicht alle im Straßenverkehr auftretenden Reflexionen führen zwangsläufig zu einer relevanten Blendwirkung und nicht zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung der sog. „Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs“.

Im Zuge solcher Forderung wird oft auf die LAI Lichtleitlinie verwiesen (die auch bei SolPEG Blendgutachten zur Anwendung kommt), die allerdings keine konkreten Hinweise und Empfehlungen für die Analyse und auch nicht für die Bewertung von „bewegten Immissionsorten“ enthält.

Die pauschale Forderung nach 100%iger Blendungsfreiheit widerspricht der lt. §9 Abs. 8 FStrG vorgesehenen Möglichkeit für Ausnahmegenehmigungen und kommt einer Diskriminierung von PV Anlagen gleich, wenn diese Forderung nicht auf alle in den Straßenverkehr eingebrachten Immissionsquellen angewendet wird. In der Konsequenz müssten alle potenziell reflektierenden Fahrzeugteile (Windschutzscheiben, Lackierungen, Chromteile u.a.) zum Erlöschen der Betriebserlaubnis führen, da es nicht zu 100% auszuschließen ist, dass derartige Fahrzeugteile Blendungen verursachen. Auch Reflexionen durch Schilder oder Gebäude im Bereich der Autobahn müssten zu jeder Zeit zu 100% ausgeschlossen werden – was in der Realität ebenfalls nicht möglich ist.

Auch Reflexionen von Sonnenlicht auf regennasser Fahrbahn stellt eine Beeinträchtigung bzw. Gefährdung dar, die ggf. durch den Autobahnbetreiber mittels eines entsprechenden Fahrbahnbelags oder durch andere geeignete Maßnahmen (z.B. temporäre Sperrungen) verhindert werden könnte/müsste. Ggf. könnte es sogar zu Schadensersatzforderungen gegenüber dem Autobahnbetreiber kommen – insbesondere wenn es sich um Streckenabschnitte handelt, auf denen es wiederholt zu derartigen Konstellationen kommt.

Bei derartigen Konstellationen wird allerdings argumentiert, dass die sichere und umsichtige Fahrzeugführung gemäß §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) im Wesentlichen in der Verantwortung des Fahrzeugführers liegt und dieser hat die Fahrweise den aktuellen Sichtverhältnissen entsprechend anzupassen.

In Bezug auf die Nachtadaptation des menschlichen Auges sind Blendungen, z.B. durch falsch eingestellte Scheinwerfer, durch lichtstarke LED Scheinwerfer oder auch durch Lichtsignale (Lichtlupe) von LKWs als Signal zum Spurwechsel überholender LKWs, gravierender zu bewerten als Reflexionen auf PV Modulen bei Tageslichtadaptation des Auges.

Im Gegensatz zu möglichst glänzenden Lackierungen bei Fahrzeugen kommen bei den aktuell marktüblichen PV Modulen Moduloberflächen durch Anti-Reflexionsschichten und/oder andere Technologien zum Einsatz. Derartige Technologien reduzieren die Leuchtdichte, sodass potenzielle Reflexionen im Normalfall nicht geeignet sind eine relevante Blendwirkung hervorzurufen. Es ist daher geboten in jedem Fall eine Abwägung für die konkrete Situation durchzuführen, eine pauschale Forderung nach einer 100%igen Blendfreiheit ist daher zurückzuweisen.

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹³) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ von ca. 62,5 % 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 Tagesadaption 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.

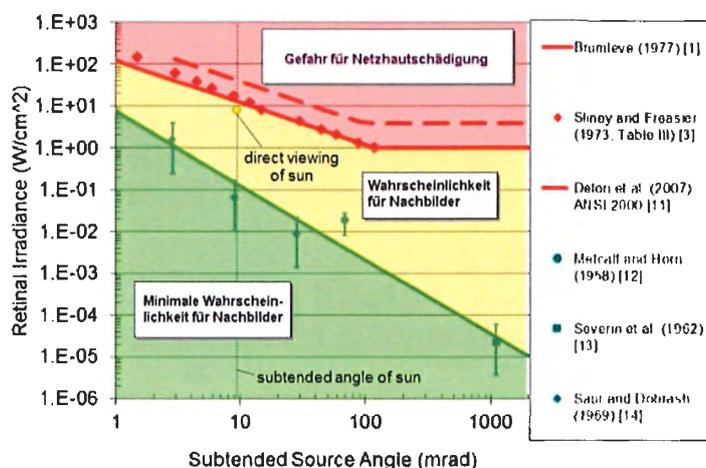


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁴ 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_2022_17.png

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse 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 3.6.3: 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 sollte die noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Hohwacht wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 3 m ist unrealistisch und liegt außerhalb des Median.

Das Ergebnis der Simulation 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 LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren 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.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht.

In folgendem Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁵ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke südöstlich	54.283165	10.609715	26.74	28.74	nicht relevant ^{WS}
P2 Bahnstrecke nordöstlich	54.286778	10.606990	25.54	27.54	nicht relevant ^{WS}
P3 B202 nördlich	54.290560	10.601296	11.99	13.99	-
P4 B202 nordöstlich	54.290033	10.608172	17.36	19.36	-
P5 Gebäude nordöstlich	54.289144	10.606412	21.72	23.72	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur

¹⁵ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Die eingleisige Bahnstrecke Malente–Lütjenburg ist aktuell stillgelegt, wird aber neben einer gelegentlichen touristischen Nutzung (Draisinenverkehr) seit 2022 als Forschungsbahnstrecke¹⁶ genutzt und daher analysiert. Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 29. April - 14. August zwischen 19:34 - 20:24 Uhr für 5 bis max. 32 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit -42° bis -54° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von (evt. zukünftigen) Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Es sind aktuell keine DB Signalanlagen vorhanden aber die Sichtbarkeit wäre nicht beeinträchtigt. Bei der Fahrt Richtung Südosten ist - wenn überhaupt - nur die Rückseite der PV Anlage sichtbar, Reflexionen sind ausgeschlossen.

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

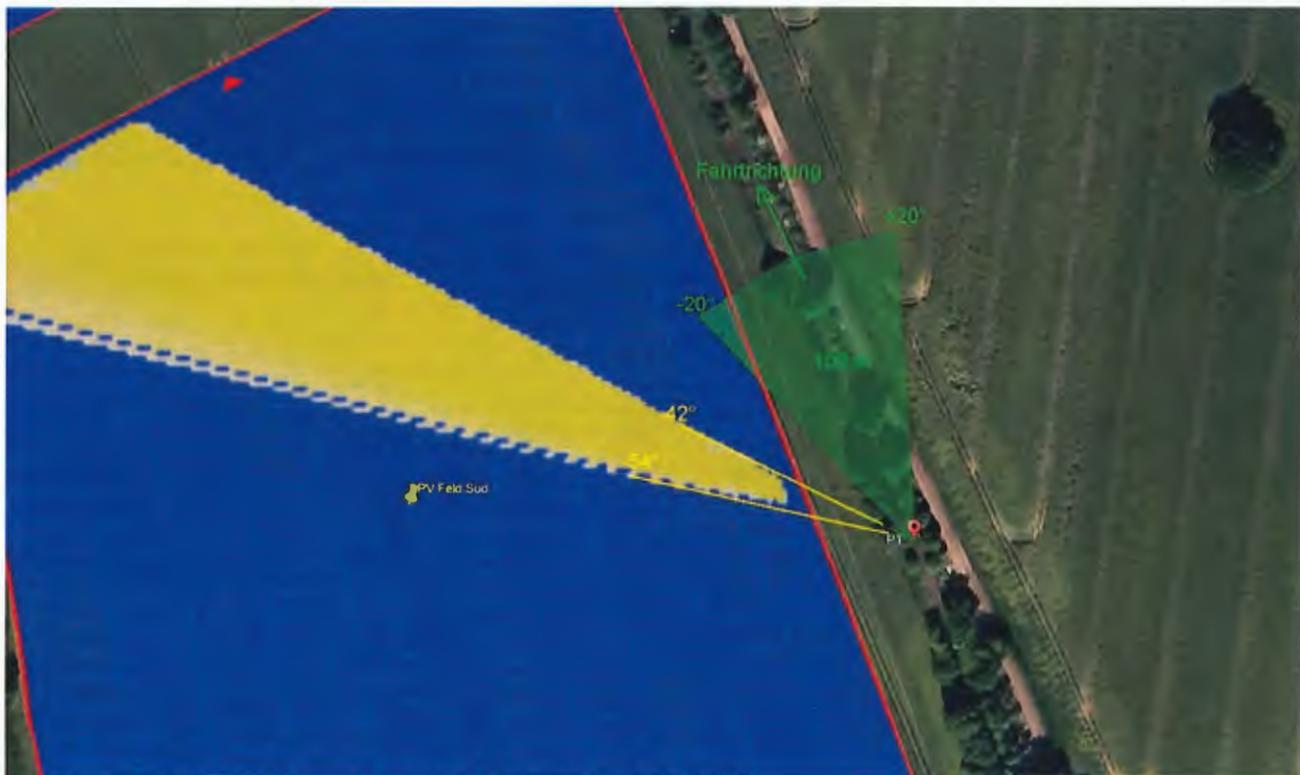


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen nicht relevant – sofern diese überhaupt sichtbar sein sollten.

¹⁶ <https://www.uni-kiel.de/de/forschung/detailansicht/news/20221123-reakt>

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG Ortsbegehung)

Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage evt. teilweise sichtbar sein könnte sofern der ausgeprägte Bewuchs entlang der Bahnstrecke gerodet werden sollte. Potenzielle Reflexionen wären allerdings weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 24. März - 18. September zwischen 18:18 - 19:53 Uhr für 5 bis max. 50 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca. -41° bis -53° auch hier deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Zugführers.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG)

Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage aufgrund von ausgeprägtem Bewuchs entlang der Bahnstrecke nicht einsehbar ist. Selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, wären potenzielle Reflexionen weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B202 nördlich

Messpunkt P3 auf der B202 im Bereich der Einmündung der Königsberger Straße wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation für Messpunkt P3 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P3 mit Blick Richtung Osten. Die Fläche der PV Anlage befindet sich ca. 350 m rechts (südlich), nicht einsehbar hinter Bäumen.



Bild 4.3.1: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, September 2022, Ausschnitt)

Auch etwas weiter östlich im Bereich der Bahnbrücke ist die PV Anlage zu keinem Zeitpunkt einsehbar.



Bild 4.3.2: Foto etwas östlich von Messpunkt P3, Fahrt Richtung Osten (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B202 nordöstlich

Auch Messpunkt P4 auf der B202 im Bereich der Einmündung der Königsberger Straße wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation auch für Messpunkt P4 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P4 mit Blick Richtung Westen. Die Fläche der PV Anlage befindet sich ca. 250 m links (südlich), nicht einsehbar hinter Gebäuden und Bäumen.



Bild 4.3.1: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, September 2022, Ausschnitt)

Auch etwas weiter westlich auf der B202 ist die PV Anlage zu keinem Zeitpunkt einsehbar.



Bild 4.4.2: Foto etwas westlich von Messpunkt P4, Fahrt Richtung Westen (Quelle: SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordöstlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude nordöstlich der PV Anlage an der Adresse Schmiedendorf 7B wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Hohwacht Schmiedendorf“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁷ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Wolken, Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als nicht signifikant eingestuft werden. Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Hohwacht mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische bzw. hypothetische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der aktuell nur zu Forschungszwecken befahrenen Bahnstrecke Malente–Lütjenburg sind rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen möglich aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Auf der nördlich verlaufenden B202 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Auch im Bereich der nordöstlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

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

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse 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 06.10.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁷ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD

530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

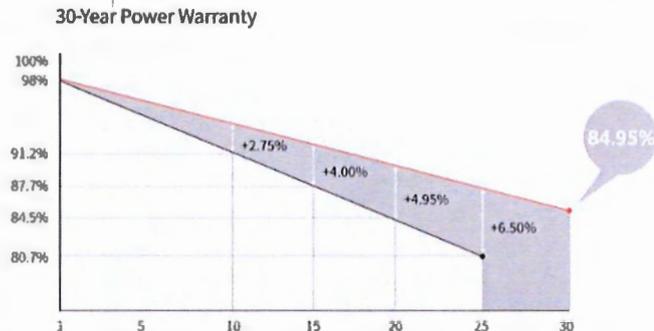
0~3%
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

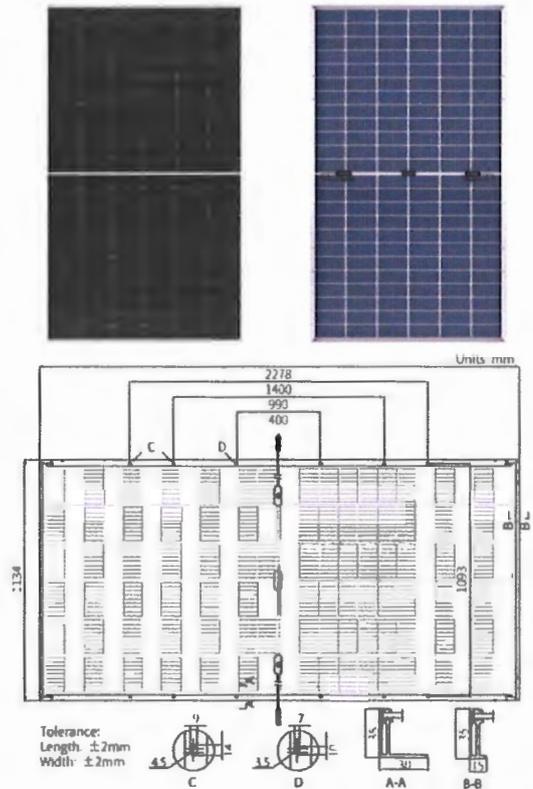
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LRS or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

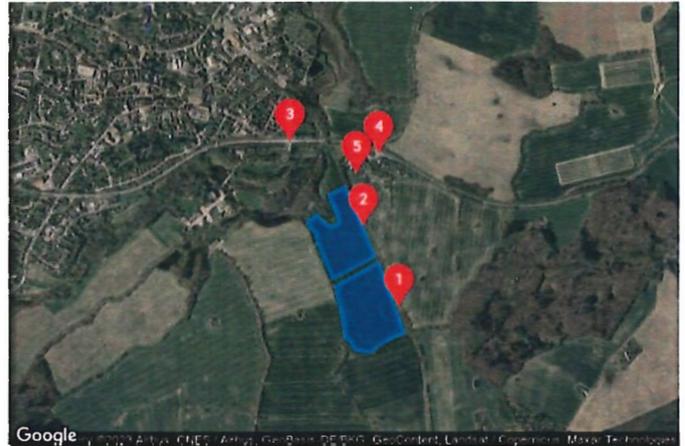
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

Hohwacht

Hohwacht

Created Oct 07, 2023
Updated Oct 07, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 102401.17849

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 m
Eye focal length: 0.017 m
Sun subtended angle: 9.3 mrad

PV Analysis Methodology: Version 2
Enhanced subtended angle calculation: On

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 Nord	18.0	180.0	5,677	6,926	-
PV Feld Sued	18.0	180.0	455	2,789	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 164,406 m²

Name: PV Feld Nord
 Footprint area: 71,698 m²
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 18.0 deg
 Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
 Panel material: Smooth glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 8.43 mrad

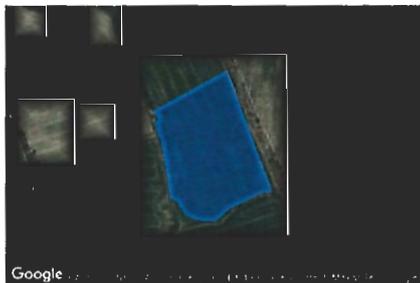
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.286897	10.602666	23.48	2.00	25.48
2	54.287248	10.603310	22.39	2.00	24.39
3	54.286772	10.604136	23.97	2.00	25.97
4	54.286735	10.604490	24.54	2.00	26.54
5	54.286803	10.604876	23.78	2.00	25.78
6	54.286973	10.605069	22.43	2.00	24.43
7	54.287317	10.604898	21.59	2.00	23.59
8	54.288137	10.604308	23.40	2.00	25.40
9	54.288501	10.605509	25.30	2.00	27.30
10	54.285394	10.607784	27.49	2.00	29.49
11	54.284417	10.604587	30.09	2.00	32.09
12	54.286064	10.603385	27.57	2.00	29.57
13	54.286440	10.603299	26.18	2.00	28.18
14	54.286641	10.602967	25.42	2.00	27.42



Name: PV Feld Sued
 Footprint area: 92,708 m²
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 18.0 deg
 Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
 Panel material: Smooth glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.284048	10.604812	28.67	2.00	30.67
2	54.285094	10.608073	28.16	2.00	30.16
3	54.281931	10.610090	25.86	2.00	27.86
4	54.281893	10.609672	26.72	2.00	28.72
5	54.281461	10.608181	30.73	2.00	32.73
6	54.281142	10.607558	30.47	2.00	32.47
7	54.281142	10.606915	30.34	2.00	32.34
8	54.281279	10.606250	29.11	2.00	31.11
9	54.281687	10.605842	27.91	2.00	29.91
10	54.281718	10.605584	27.56	2.00	29.56
11	54.282977	10.605262	26.55	2.00	28.55
12	54.283697	10.604919	28.53	2.00	30.53
13	54.283897	10.605016	28.62	2.00	30.62



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.283165	10.609715	26.74	2.00	28.74
OP 2	54.286778	10.606990	25.54	2.00	27.54
OP 3	54.290560	10.601296	11.99	2.00	13.99
OP 4	54.290033	10.608172	17.36	2.00	19.36
OP 5	54.289144	10.606412	21.72	2.00	23.72

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 Nord	18.0	180.0	5,677	6,926	-	
PV Feld Sued	18.0	180.0	455	2,789	-	

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-nord (green)	0	0	313	643	1023	1245	1228	696	525	4	0	0
pv-feld-nord (yellow)	0	0	84	1079	1410	1288	1362	1374	329	0	0	0
pv-feld-sued (green)	0	0	0	0	69	237	149	0	0	0	0	0
pv-feld-sued (yellow)	0	0	0	24	729	932	899	205	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

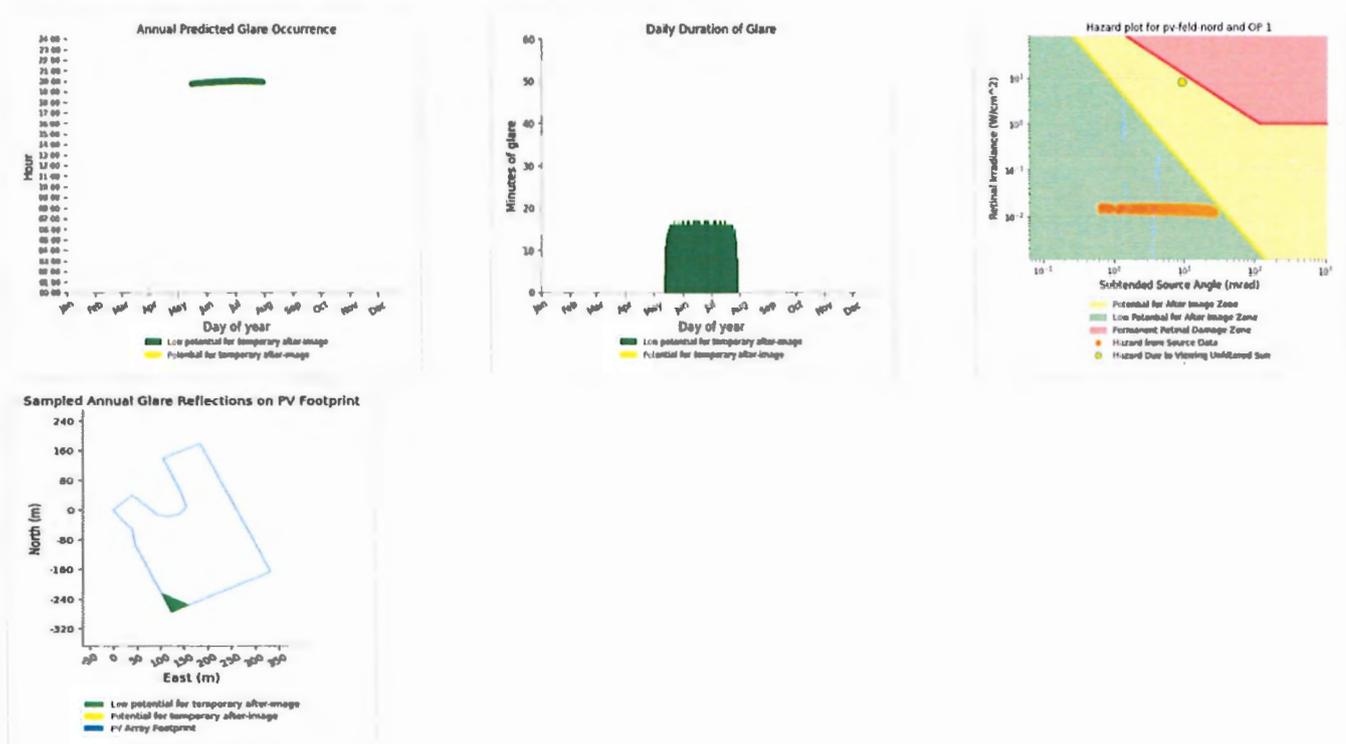
PV Feld Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1248	0
OP: OP 2	4429	6926
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld Nord: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

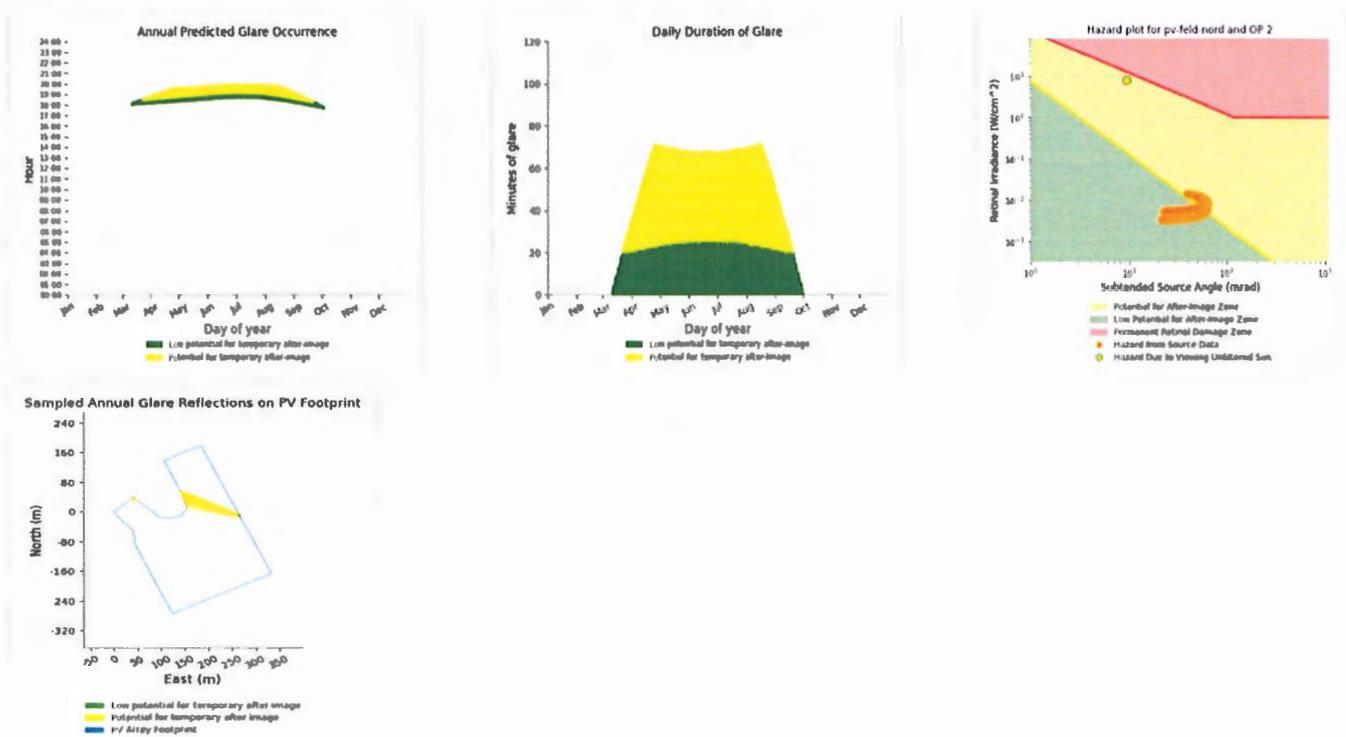
- 1,248 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 4,429 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,926 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord: OP 3

No glare found

PV Feld Nord: OP 4

No glare found

PV Feld Nord: OP 5

No glare found

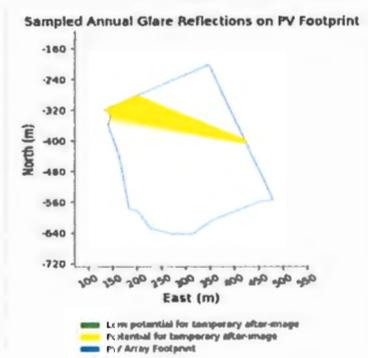
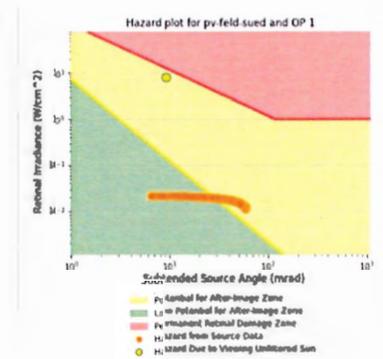
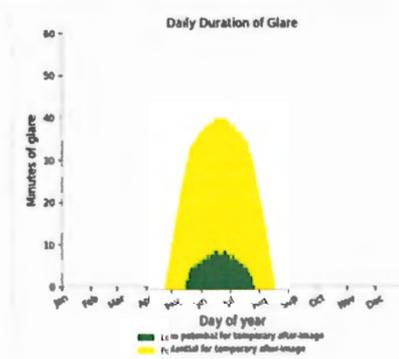
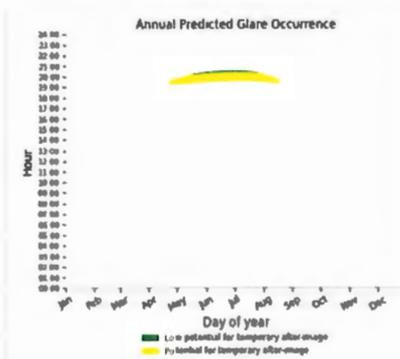
PV Feld Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	455	2789
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld Sued: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 455 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,789 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Sued: OP 2

No glare found

PV Feld Sued: OP 3

No glare found

PV Feld Sued: OP 4

No glare found

PV Feld Sued: 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 automatically 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.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subleaded Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	5
-04-25 19:33:00	0,010654	645,0307	2	0,388575	0,014216	0,051495	8	281	-0,972	0,19	0,14	0,972	-0,236	0,002	
-04-26 19:34:00	0,010709	646,003	2	0,388502	0,014235	0,051816	8,2	281,4	-0,97	0,196	0,142	0,97	-0,242	0	
-04-26 19:35:00	0,010879	644,2505	2	0,396588	0,014492	0,051639	8	281,6	-0,97	0,2	0,14	0,97	-0,244	-0,004	
-04-27 19:34:00	0,010582	648,7198	2	0,380592	0,014004	0,052196	8,4	281,6	-0,969	0,199	0,147	0,969	-0,248	0,001	
-04-27 19:35:00	0,010761	646,9806	2	0,388505	0,014256	0,052101	8,3	281,8	-0,969	0,203	0,144	0,969	-0,249	-0,003	
-04-27 19:36:00	0,010834	645,238	2	0,396577	0,014513	0,051161	8,1	282	-0,968	0,206	0,142	0,968	-0,25	-0,007	
-04-27 19:37:00	0,010969	643,8921	2	0,404811	0,014775	0,0507	8	282,2	-0,968	0,21	0,139	0,968	-0,251	-0,011	
-04-28 19:35:00	0,010639	649,6931	2	0,380685	0,014028	0,0525	8,6	282	-0,967	0,206	0,149	0,967	-0,254	-0,001	
-04-28 19:36:00	0,010797	647,9637	2	0,388586	0,014281	0,052239	8,4	282,2	-0,967	0,209	0,146	0,967	-0,255	-0,005	
-04-29 19:37:00	0,010918	646,231	2	0,396645	0,014538	0,051669	8,3	282,4	-0,966	0,213	0,144	0,966	-0,257	-0,009	
-04-29 19:38:00	0,01096	644,4949	2	0,404866	0,0148	0,050484	8,1	282,6	-0,966	0,216	0,141	0,966	-0,258	-0,013	
-04-29 19:39:00	0,010542	654,1015	2	0,373123	0,013943	0,052846	8,8	282,2	-0,966	0,209	0,153	0,966	-0,259	0,001	
-04-29 19:35:00	0,010722	652,3885	2	0,380858	0,014093	0,052765	8,7	282,4	-0,965	0,212	0,151	0,965	-0,261	-0,003	
-04-29 19:36:00	0,010871	650,6722	2	0,388747	0,014347	0,052423	8,5	282,6	-0,965	0,216	0,148	0,965	-0,262	-0,007	
-04-29 19:37:00	0,010944	648,9525	2	0,396795	0,014605	0,051481	8,4	282,8	-0,965	0,219	0,146	0,965	-0,263	-0,011	
-04-29 19:38:00	0,011175	647,2295	2	0,405004	0,014868	0,051743	8,2	283	-0,964	0,223	0,143	0,964	-0,264	-0,015	
-04-29 19:39:00	0,011298	645,5032	2	0,413377	0,015134	0,051167	8,1	283,2	-0,964	0,226	0,141	0,964	-0,266	-0,019	
-04-30 19:35:00	0,010601	655,0673	2	0,373385	0,013973	0,053132	8,9	282,6	-0,964	0,216	0,155	0,964	-0,266	-0,001	
-04-30 19:36:00	0,01074	653,2639	2	0,381111	0,014123	0,052731	8,8	282,8	-0,964	0,219	0,153	0,964	-0,267	-0,005	
-04-30 19:37:00	0,010881	651,6572	2	0,388991	0,014377	0,052325	8,6	283	-0,963	0,222	0,15	0,963	-0,268	-0,009	
-04-30 19:38:00	0,010918	649,9472	2	0,397029	0,014636	0,051105	8,5	283,2	-0,963	0,226	0,148	0,963	-0,27	-0,013	
-04-30 19:39:00	0,011208	648,2339	2	0,405227	0,014899	0,051812	8,4	283,4	-0,962	0,229	0,145	0,962	-0,271	-0,017	
-04-30 19:40:00	0,011327	646,5173	2	0,413589	0,015166	0,051203	8,2	283,6	-0,962	0,233	0,143	0,962	-0,272	-0,021	
-04-30 19:41:00	0,011434	644,7974	2	0,422117	0,015438	0,050497	8,1	283,8	-0,962	0,236	0,141	0,962	-0,274	-0,025	
-05-01 19:35:00	0,010478	657,7298	2	0,366161	0,01366	0,053452	9,2	282,8	-0,963	0,218	0,16	0,963	-0,271	0,001	
-05-01 19:36:00	0,010658	656,0392	2	0,373728	0,013906	0,053381	9	283	-0,962	0,222	0,157	0,962	-0,272	-0,003	
-05-01 19:37:00	0,010804	654,3453	2	0,381447	0,014157	0,053024	8,9	283,2	-0,962	0,225	0,155	0,962	-0,273	-0,007	
-05-01 19:38:00	0,010877	652,6482	2	0,389319	0,014411	0,052692	8,8	283,4	-0,962	0,229	0,152	0,962	-0,275	-0,011	
-05-01 19:39:00	0,011113	650,9478	2	0,397348	0,01467	0,052405	8,6	283,6	-0,961	0,232	0,15	0,961	-0,276	-0,015	
-05-01 19:40:00	0,011239	649,2441	2	0,405537	0,014933	0,051856	8,5	283,8	-0,961	0,236	0,147	0,961	-0,277	-0,019	
-05-01 19:41:00	0,011354	647,5371	2	0,413889	0,015201	0,051212	8,3	284	-0,96	0,239	0,145	0,96	-0,278	-0,023	
-05-01 19:42:00	0,011457	645,8269	2	0,422407	0,015473	0,050469	8,2	284,2	-0,96	0,242	0,142	0,96	-0,28	-0,027	
-05-01 19:43:00	0,011544	644,1134	2	0,431093	0,015749	0,049609	8	284,4	-0,959	0,246	0,14	0,959	-0,281	-0,031	
-05-02 19:35:00	0,010353	660,3763	2	0,359179	0,013453	0,053726	9,4	283	-0,961	0,221	0,164	0,961	-0,276	0,002	
-05-02 19:36:00	0,010539	658,6984	2	0,366593	0,013696	0,053719	9,3	283,2	-0,961	0,225	0,161	0,961	-0,277	-0,002	
-05-02 19:37:00	0,010711	657,0173	2	0,374155	0,013943	0,053579	9,2	283,4	-0,961	0,228	0,159	0,961	-0,278	-0,006	
-05-02 19:38:00	0,010815	655,3329	2	0,381867	0,014194	0,052894	9	283,6	-0,96	0,232	0,157	0,96	-0,279	-0,009	
-05-02 19:39:00	0,011017	653,6453	2	0,389733	0,014449	0,052948	8,9	283,8	-0,96	0,235	0,154	0,96	-0,281	-0,013	
-05-02 19:40:00	0,011149	651,9543	2	0,397735	0,014708	0,052456	8,7	284	-0,959	0,238	0,152	0,959	-0,282	-0,017	
-05-02 19:41:00	0,01127	650,2602	2	0,405937	0,014972	0,051871	8,6	284,2	-0,959	0,242	0,149	0,959	-0,283	-0,021	
-05-02 19:42:00	0,01138	648,5628	2	0,41428	0,015239	0,051191	8,4	284,4	-0,958	0,245	0,147	0,958	-0,285	-0,025	
-05-02 19:43:00	0,011477	646,8621	2	0,422789	0,015512	0,050408	8,3	284,6	-0,958	0,249	0,144	0,958	-0,286	-0,029	
-05-02 19:44:00	0,011558	645,1583	2	0,431466	0,015788	0,049495	8,2	284,8	-0,957	0,252	0,142	0,957	-0,287	-0,033	
-05-02 19:45:00	0,011618	643,4512	2	0,440314	0,016069	0,048426	8	284,9	-0,957	0,255	0,139	0,957	-0,289	-0,037	
-05-03 19:36:00	0,01042	661,3419	2	0,359598	0,013492	0,054018	9,5	283,4	-0,96	0,228	0,166	0,96	-0,282	0	
-05-03 19:37:00	0,010599	659,6734	2	0,367109	0,013736	0,053953	9,4	283,5	-0,959	0,231	0,163	0,959	-0,283	-0,004	
-05-03 19:38:00	0,01074	658,0017	2	0,374667	0,013983	0,053566	9,3	283,7	-0,959	0,235	0,161	0,959	-0,284	-0,008	
-05-03 19:39:00	0,010808	656,3267	2	0,382375	0,014234	0,052601	9,1	283,9	-0,958	0,238	0,158	0,958	-0,286	-0,012	
-05-03 19:40:00	0,011056	654,6485	2	0,390236	0,01449	0,053008	9	284,1	-0,958	0,241	0,156	0,958	-0,287	-0,016	

Anzahl		Minuten			Millionen Im					
Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
25. Apr.	1	19:33	19:33	29. April	14. August	32	2770	19:34	20:24	
26. Apr.	2	19:34	19:35							
27. Apr.	4	19:34	19:37							
28. Apr.	4	19:35	19:37							
29. Apr.	6	19:34	19:39							
30. Apr.	7	19:35	19:41							
1. Mai.	9	19:35	19:46							
2. Mai.	11	19:35	19:46							
3. Mai.	11	19:36	19:46							
4. Mai.	13	19:36	19:48							
5. Mai.	14	19:37	19:50							
6. Mai.	16	19:37	19:52							
7. Mai.	17	19:36	19:52							
8. Mai.	18	19:37	19:54							
9. Mai.	19	19:37	19:55							
10. Mai.	20	19:38	19:57							
11. Mai.	22	19:38	19:59							
12. Mai.	23	19:38	20:00							
13. Mai.	24	19:39	20:02							
14. Mai.	25	19:39	20:03							
15. Mai.	27	19:39	20:05							
16. Mai.	27	19:40	20:06							
17. Mai.	27	19:40	20:07							
18. Mai.	28	19:40	20:07							
19. Mai.	28	19:41	20:08							
20. Mai.	28	19:41	20:08							
21. Mai.	29	19:41	20:09							
22. Mai.	28	19:42	20:09							
23. Mai.	29	19:42	20:10							
24. Mai.	29	19:43	20:11							
25. Mai.	29	19:44	20:12							
26. Mai.	29	19:44	20:12							
27. Mai.	30	19:44	20:13							
28. Mai.	30	19:44	20:13							
29. Mai.	29	19:45	20:13							
30. Mai.	30	19:45	20:14							
31. Mai.	30	19:45	20:14							
1. Jun.	30	19:46	20:15							
2. Jun.	31	19:46	20:16							
3. Jun.	30	19:47	20:16							
4. Jun.	30	19:47	20:16							

Zeitpunkt	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard θ	Reflectivity	Retical Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
09-11 12:06:00	0,002985	675,679		0,142137	0,005447	0,027287	8,3	250,4	-0,932	-0,332	0,144	0,932	0,184	0,311	22. Mrz.	1	18:30	18:30	
09-11 12:07:00	0,003142	673,4754		0,145058	0,005541	0,02615	8,1	250,6	-0,934	-0,328	0,141	0,934	0,183	0,307	23. Mrz.	3	18:30	18:32	
09-12 12:07:00	0,003009	676,5451		0,141299	0,005422	0,024026	8,5	250,8	-0,934	-0,325	0,147	0,934	0,176	0,31	24. Mrz.	5	18:30	18:34	
09-12 12:08:00	0,003163	674,3569		0,144211	0,005516	0,027227	8,3	251,1	-0,936	-0,321	0,145	0,936	0,175	0,306	25. Mrz.	6	18:31	18:36	
09-12 12:09:00	0,003311	672,1628		0,147184	0,005611	0,029979	8,2	251,3	-0,937	-0,318	0,142	0,937	0,174	0,302	26. Mrz.	8	18:31	18:38	
09-12 12:10:00	0,003455	669,9628		0,150221	0,005708	0,032381	8	251,5	-0,939	-0,315	0,14	0,939	0,172	0,298	27. Mrz.	9	18:32	18:40	
09-13 12:07:00	0,003041	679,553		0,140473	0,005414	0,025209	8,6	251,3	-0,936	-0,317	0,15	0,936	0,168	0,308	28. Mrz.	11	18:32	18:42	
09-13 12:08:00	0,003193	677,386		0,143374	0,005508	0,028263	8,5	251,5	-0,938	-0,314	0,148	0,938	0,167	0,304	29. Mrz.	12	18:32	18:43	
09-13 12:09:00	0,003339	675,213		0,146337	0,005604	0,030903	8,4	251,7	-0,939	-0,311	0,146	0,939	0,166	0,3	30. Mrz.	14	18:33	18:46	
09-13 12:10:00	0,003481	673,0342		0,149364	0,005702	0,033214	8,2	251,9	-0,941	-0,307	0,143	0,941	0,164	0,297	31. Mrz.	15	18:34	18:48	
09-13 12:11:00	0,00362	670,8496		0,152456	0,005801	0,03526	8,1	252,1	-0,942	-0,304	0,141	0,942	0,163	0,293	1. Apr.	17	18:33	18:49	
09-14 12:07:00	0,002914	684,2511		0,136829	0,00531	0,027921	9	251,5	-0,937	-0,313	0,156	0,937	0,162	0,31	2. Apr.	18	18:34	18:51	
09-14 12:08:00	0,00307	682,1159		0,139659	0,005403	0,026341	8,8	251,7	-0,938	-0,31	0,154	0,938	0,16	0,307	3. Apr.	19	18:35	18:53	
09-14 12:09:00	0,00322	679,9748		0,14255	0,005498	0,02926	8,7	251,9	-0,94	-0,307	0,151	0,94	0,159	0,303	4. Apr.	21	18:36	18:56	
09-14 12:10:00	0,003364	677,8279		0,145503	0,005594	0,031796	8,6	252,1	-0,941	-0,303	0,149	0,941	0,158	0,299	5. Apr.	23	18:35	18:57	
09-14 12:11:00	0,003505	675,6753		0,148519	0,005692	0,034022	8,4	252,3	-0,943	-0,3	0,147	0,943	0,157	0,295	6. Apr.	24	18:36	18:59	
09-14 12:12:00	0,003643	673,5168		0,1516	0,005791	0,035999	8,3	252,6	-0,944	-0,297	0,144	0,944	0,155	0,291	7. Apr.	25	18:37	19:01	
09-14 12:13:00	0,003779	671,3527		0,154746	0,005892	0,037762	8,1	252,8	-0,945	-0,293	0,142	0,945	0,154	0,287	8. Apr.	26	18:37	19:02	
09-14 12:14:00	0,003912	669,1827		0,157961	0,005995	0,039946	8	253	-0,947	-0,29	0,139	0,947	0,153	0,283	9. Apr.	28	18:37	19:04	
09-15 12:08:00	0,002937	685,0022		0,136038	0,005285	0,024171	9,2	251,9	-0,939	-0,306	0,159	0,939	0,154	0,309	10. Apr.	30	18:38	19:07	
09-15 12:09:00	0,00309	682,8814		0,138858	0,005378	0,027426	9	252,1	-0,94	-0,303	0,157	0,94	0,153	0,305	11. Apr.	31	18:38	19:08	
09-15 12:10:00	0,003237	680,7549		0,141738	0,005473	0,030223	8,9	252,4	-0,942	-0,299	0,155	0,942	0,151	0,301	12. Apr.	33	18:38	19:10	
09-15 12:11:00	0,00338	678,6226		0,144681	0,005569	0,03266	8,8	252,6	-0,943	-0,296	0,152	0,943	0,15	0,297	13. Apr.	34	18:39	19:12	
09-15 12:12:00	0,003519	676,4846		0,147686	0,005667	0,034807	8,6	252,8	-0,944	-0,293	0,15	0,944	0,149	0,293	14. Apr.	35	18:40	19:14	
09-15 12:13:00	0,003656	674,3409		0,150756	0,005766	0,036717	8,5	253	-0,946	-0,289	0,147	0,946	0,147	0,289	15. Apr.	36	18:40	19:15	
09-15 12:14:00	0,00379	672,1915		0,153892	0,005867	0,038425	8,3	253,2	-0,947	-0,286	0,145	0,947	0,146	0,285	16. Apr.	38	18:40	19:17	
09-15 12:15:00	0,003922	670,0364		0,157095	0,00597	0,03996	8,2	253,4	-0,949	-0,283	0,143	0,949	0,145	0,282	17. Apr.	39	18:41	19:19	
09-15 12:16:00	0,004053	667,8757		0,160368	0,006075	0,041345	8,1	253,6	-0,95	-0,279	0,14	0,95	0,144	0,278	18. Apr.	40	18:42	19:21	
09-16 12:08:00	0,002968	687,8334		0,13526	0,005277	0,025366	9,4	252,4	-0,94	-0,299	0,163	0,94	0,146	0,307	19. Apr.	42	18:41	19:22	
09-16 12:09:00	0,003119	685,7326		0,13807	0,00537	0,028472	9,2	252,6	-0,942	-0,295	0,16	0,942	0,145	0,303	20. Apr.	43	18:42	19:24	
09-16 12:10:00	0,003265	683,6261		0,14094	0,005465	0,031153	9,1	252,8	-0,943	-0,292	0,158	0,943	0,143	0,3	21. Apr.	44	18:43	19:26	
09-16 12:11:00	0,003406	681,5139		0,143872	0,005561	0,033497	9	253	-0,945	-0,289	0,156	0,945	0,142	0,296	22. Apr.	46	18:43	19:28	
09-16 12:12:00	0,003544	679,396		0,146867	0,005659	0,03557	8,8	253,2	-0,946	-0,285	0,153	0,946	0,141	0,292	23. Apr.	47	18:43	19:29	
09-16 12:13:00	0,003679	677,2725		0,149926	0,005759	0,037416	8,7	253,4	-0,947	-0,282	0,151	0,947	0,14	0,288	24. Apr.	48	18:44	19:31	
09-16 12:14:00	0,003813	675,1432		0,153051	0,005861	0,039307	8,5	253,6	-0,949	-0,279	0,148	0,949	0,138	0,284	25. Apr.	50	18:44	19:33	
09-16 12:15:00	0,003944	673,0084		0,156243	0,005964	0,041058	8,4	253,8	-0,95	-0,275	0,146	0,95	0,137	0,28	26. Apr.	49	18:45	19:33	
09-16 12:16:00	0,004074	670,8679		0,159504	0,006069	0,042902	8,3	254,1	-0,952	-0,272	0,144	0,952	0,136	0,276	27. Apr.	48	18:46	19:33	
09-16 12:17:00	0,004203	668,7218		0,162835	0,006176	0,044814	8,1	254,3	-0,953	-0,269	0,141	0,953	0,134	0,272	28. Apr.	49	18:46	19:34	
09-17 12:08:00	0,002835	690,6114		0,131756	0,005161	0,023037	9,7	252,6	-0,941	-0,295	0,169	0,941	0,139	0,31	29. Apr.	48	18:46	19:33	
09-17 12:09:00	0,00299	688,5303		0,134497	0,005252	0,026514	9,6	252,8	-0,942	-0,291	0,166	0,942	0,138	0,306	30. Apr.	48	18:47	19:34	
09-17 12:10:00	0,003138	686,4436		0,137296	0,005345	0,02948	9,4	253	-0,944	-0,288	0,164	0,944	0,137	0,302	1. Mai.	48	18:47	19:34	
09-17 12:11:00	0,003281	684,3511		0,140156	0,005444	0,032052	9,3	253,2	-0,945	-0,285	0,161	0,945	0,135	0,298	2. Mai.	48	18:48	19:35	
09-17 12:12:00	0,00342	682,253		0,143078	0,005537	0,034908	9,1	253,4	-0,946	-0,281	0,159	0,946	0,134	0,294	3. Mai.	48	18:48	19:35	
09-17 12:13:00	0,003557	680,1493		0,146062	0,005635	0,03631	9	253,7	-0,948	-0,278	0,157	0,948	0,133	0,29	4. Mai.	47	18:49	19:35	
09-17 12:14:00	0,003691	678,04		0,14911	0,005734	0,038096	8,9	253,9	-0,949	-0,275	0,154	0,949	0,132	0,286	5. Mai.	47	18:50	19:36	
09-17 12:15:00	0,003823	675,925		0,152224	0,005836	0,039699	8,7	254,1	-0,95	-0,271	0,152	0,95	0,13	0,282	6. Mai.	47	18:50	19:36	
09-17 12:16:00	0,003953	673,8045		0,155406	0,005939	0,041443	8,6	254,3	-0,952	-0,268	0,149	0,952	0,129	0,278	7. Mai.	46	18:50	19:35	
09-17 12:17:00	0,004082	671,6784		0,158655	0,006044	0,042449	8,4	254,5	-0,953	-0,265	0,147	0,953	0,128	0,274	8. Mai.	47	18:50	19:36	
09-17 12:18:00	0,00421	669,5468		0,161974	0,006151	0,043627	8,3	254,7	-0,954	-0,261	0,144	0,954	0,126	0,27	9. Mai.	46	18:51	19:36	

Minuten	Minuten im	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
24. März	50	09:16	18:18	19:53				

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
6916 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
4347 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
2569 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
50 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 113356 Einträgen (-4429):
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

