

Blendgutachten

Groß Godems III / Ruhner Berge 200 m

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage
Groß Godems III / Ruhner Berge 200 m
in Mecklenburg-Vorpommern**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
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	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	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A24 Südost	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A24 Süd	20
4.3	Umliegenden Gebäude	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang	23 - 31

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlagen Groß Godems III / Ruhner Berge 200 m

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlagen Groß Godems III für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A24 und ggf. 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 den geplanten PV Anlagen eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A24 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

Einzelne Aspekte der Lichtleitlinie 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 Fläche der PV Anlage befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet zwischen den Ortschaften Groß Godems und Poltnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Südlich der Fläche verläuft die Autobahn A24. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen südöstlich der Ortschaft Groß Godems (Mecklenburg-Vorpommern), ca. 8,8 km südlich von Parchim. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.346°N, 11.826°O 54 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A24	ca. 980 m
Abstand zum Fahrbahnrand A24	ca. 40 m - 42 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Kein Gebäude in relevanter Blickrichtung

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



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

Detailansicht

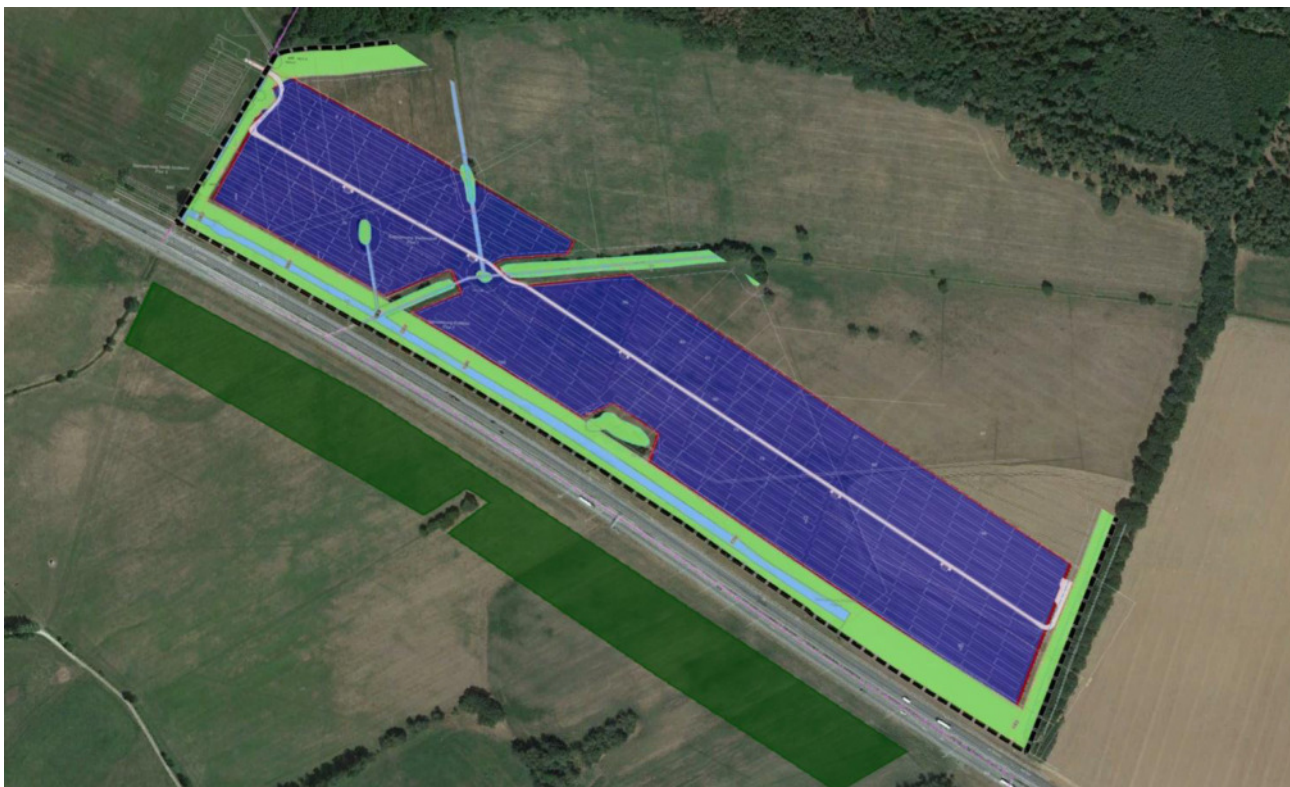


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV Fläche. Blick von Süden nach Norden auf die PV Fläche



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Blick von Westen nach Osten auf die PV Fläche.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, 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 die PV Fläche sowie Gebäude der südwestlich gelegenen Ortschaft Karrenzin. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage nicht erreicht werden.

Aber auch aufgrund der Entfernung von über 1500 m wären Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen nicht wahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund wird dieser Standort nicht weiter analysiert.



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. 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 grundsätz-
lich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI
Lichtleitlinie 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 (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

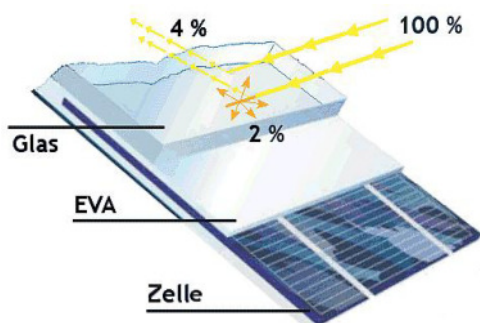


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.niederbayern.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.

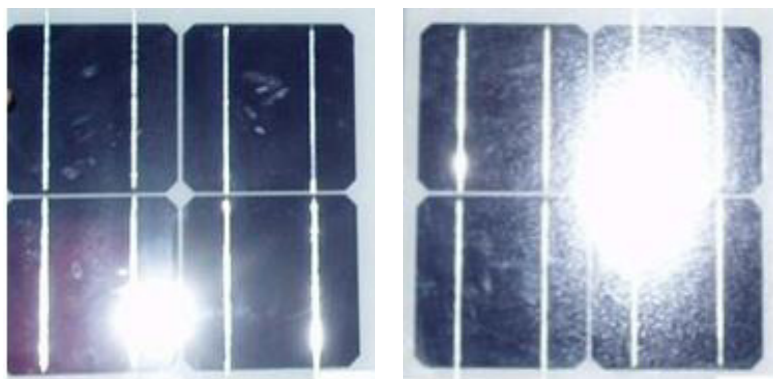


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

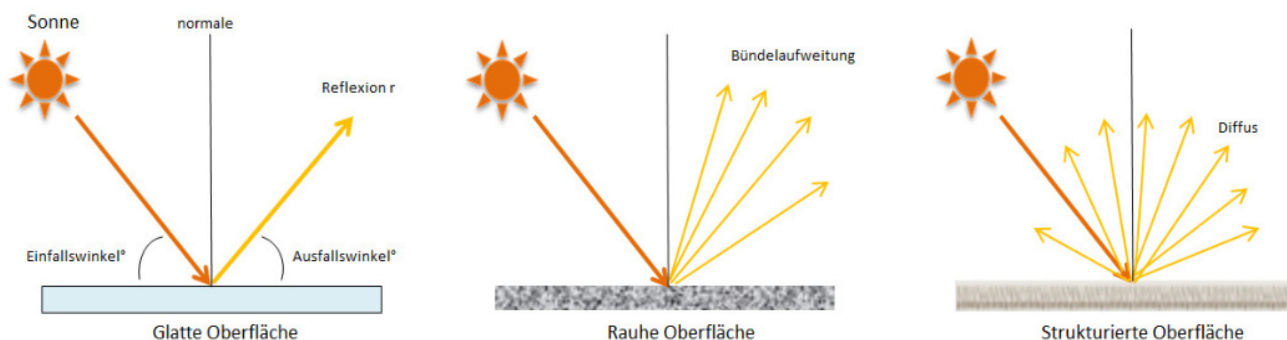


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers Golden Solar 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.

MECHANISCHE DATEN

Solarzellen	132 Halbzellen, N-Type, HJT Zellen
Abmessungen (mm)	2384×1303×35
Gewicht (kg)	38.5
Frontabdeckung	2,0 mm antireflexbeschichtetes Solarglas
Rückabdeckung	2,0 mm Solarglas
Rahmen	eloxierter Aluminiumrahmen
Anschlussdose	3 Dioden, IP68 gemäß IEC 62790

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

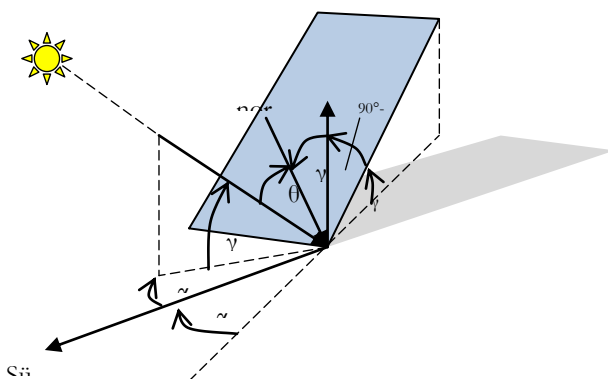


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 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.

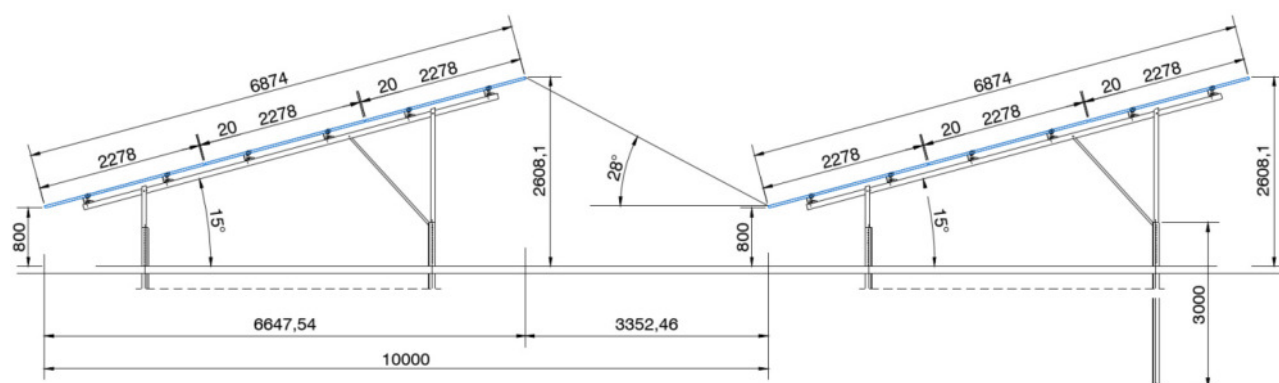


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Golden Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	207° und 212° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,60 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,5 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Sichtwinkel Fahrzeugführer ⁸	Fahrtrichtung +/- 20°, ca. 100 m Sichtweite
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (Sitzhöhe PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁹)

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

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 ist der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

⁹ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlagen wurden insgesamt 2 Messpunkte im Verlauf der A24 festgelegt. Gebäude des Dorfes Karrenzin wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die festgelegten Messpunkte:

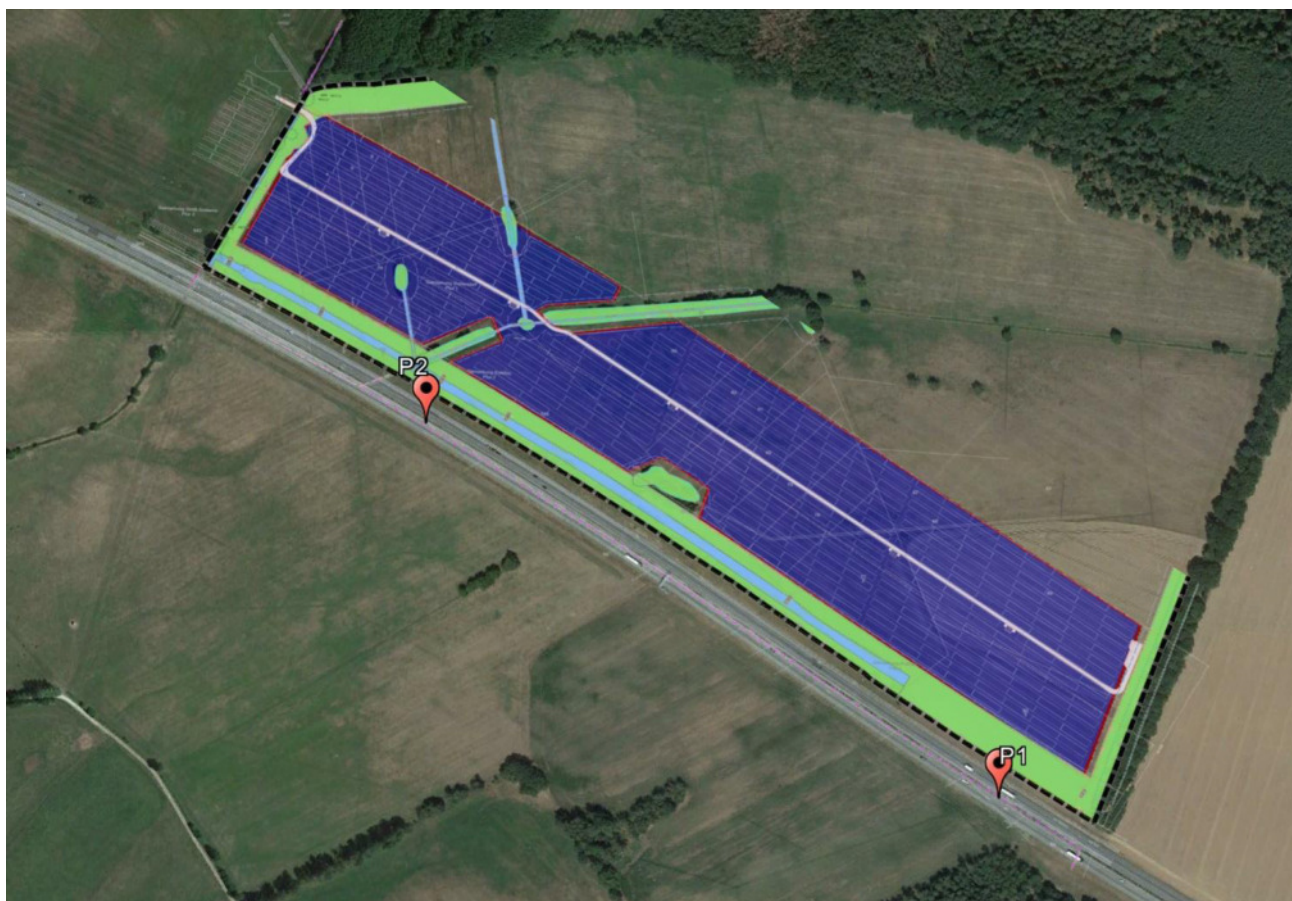


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

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

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.

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 vereinzelt noch die Forderung erhoben, dass eine Blendwirkung durch PV Anlagen im Randbereich von Autobahnen zu 100% auszuschließen ist. Eine derartig pauschale Forderung ist in Bezug auf die realen Verhältnisse im Straßenverkehr sachlich nicht begründbar und daher rechtlich nicht haltbar. 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“.

Eine Forderung nach 100%iger Blendungsfreiheit entspricht einer Diskriminierung von PV Anlagen, wenn diese Forderung nicht auf alle in den Straßenverkehr eingebrachten Immissionsquellen angewendet wird. Dementsprechend müssten alle potentiell reflektierenden Fahrzeugteile (Windschutzscheiben, Lackierungen, Chromteile u.a.) zum Erlöschen der Betriebs- und/oder Fahrerlaubnis führen, da es nicht zu 100% auszuschließen ist, dass derartige Fahrzeugteile Blendungen verursachen. Konsequenterweise müssten auch Reflexionen durch Schilder oder Gebäude im Bereich der Autobahn 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 Nachtadaption des menschlichen Auges sind Blendungen, z.B. durch falsch eingestellte Scheinwerfer, durch lichtstarke LED Scheinwerfer oder auch durch Lichtsignale (Lichthupe) von LKWs als Signal zum Spurwechsel überholender LKWs, gravierender zu bewerten als Reflexionen auf PV Modulen bei Tageslichtadaption 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 potentielle 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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹¹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹² 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 Lichtleitlinie 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.

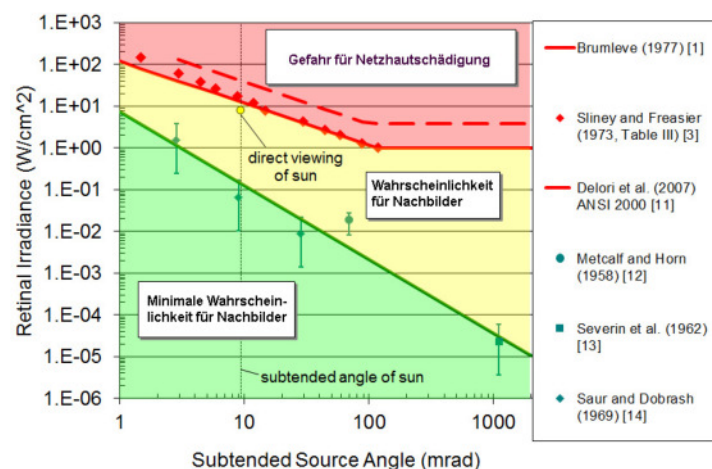


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹¹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹² 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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der Erweiterung der PV Anlagen wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte für die PV Anlage bzw. an den jeweiligen Immissionsorten 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/Ausführungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 A24 Südost	2419 ^{WE}
P2 A24 Süd	3345 ^{WES}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A24 Südost

Am Messpunkt P1 auf der A24 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten in bestimmten Jahreszeiten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind allerdings aufgrund der großen Entfernung von ca. 680 m – 880 m zur Immissionsquelle zu vernachlässigen, in der Realität sind die Reflexionen nicht wahrnehmbar.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P1 grafisch dargestellt.



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

Der hellgrüne Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Im gelb/weiß markierten Bereich, in großer Entfernung, können potentiell Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese sind allerdings in der Realität aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht wahrnehmbar.

Auch bei der Fahrt Richtung Südosten können theoretisch in geringen Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aber auch diese rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind zu vernachlässigen, da die Einfallswinkel mit -46° bis -52° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^{\circ}$, 100 m Sichtweite) liegen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P1 durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der A24 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar rechts im Bild teilweise sichtbar ist aber potentielle Reflexionen sind aufgrund der großer Entfernung und der örtlichen Gegebenheiten nicht wahrnehmbar.

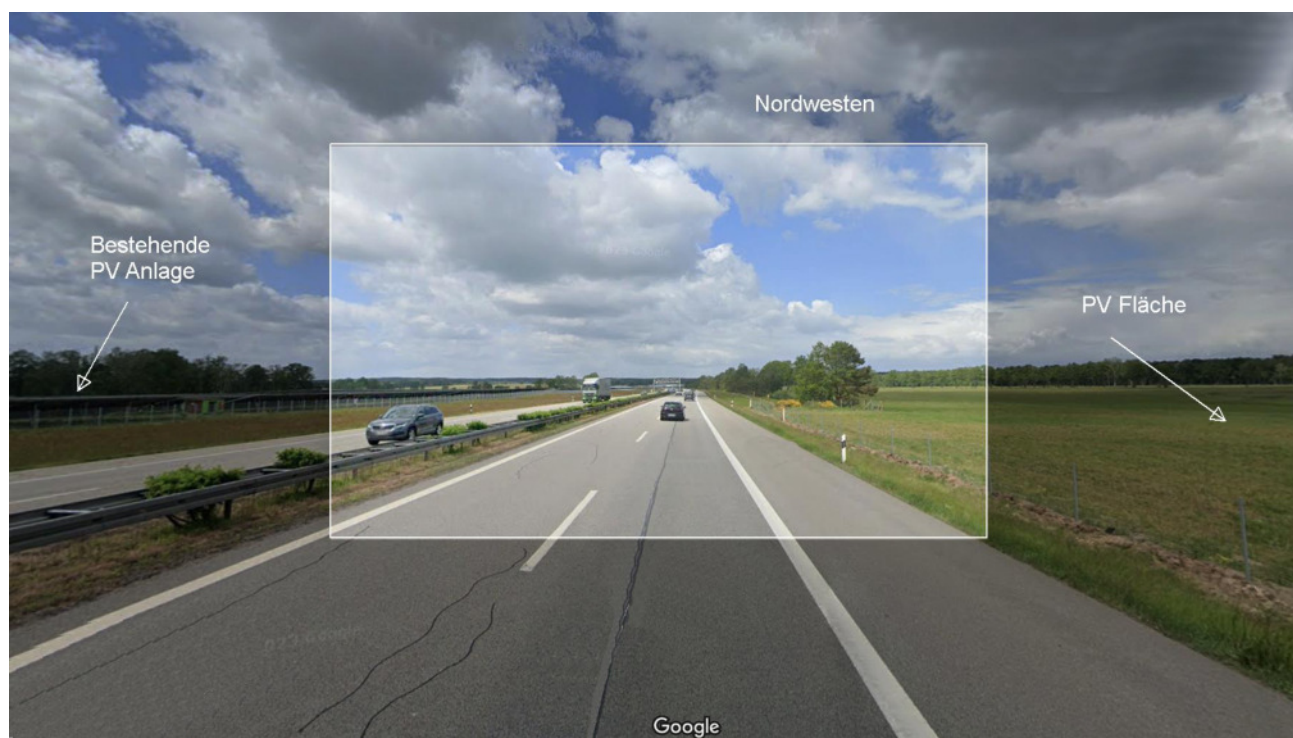


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Süddosten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Statistische Auswertung:

Eine umfassende Wahrscheinlichkeitsanalyse legt die Bewertung nahe, dass das Auftreten der ermittelten Reflexionen statistisch nicht signifikant ist. Diese Analyse stützt sich auf die Annahme, dass die A3 das gesamte Jahr (365 Tage) über uneingeschränkt befahrbar ist, was insgesamt 525.600 Minuten entspricht. Die statistische Wahrscheinlichkeit für das Eintreten von Reflexionen und somit für die Möglichkeit der Wahrnehmung dieser Reflexionen liegt bei lediglich 0,460%. Blendungen durch Scheinwerfer können überwiegend nur nachts auftreten, Reflexionen von Sonnenlicht auf PV Modulen allerdings nur bei Tageslicht. Für den hier betrachteten Standort wurden 269.638 Minuten pro Jahr¹³ mit Tageslicht ermittelt. Bezogen auf das Tageslicht beträgt die statistische Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen daher etwa 0,897%.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass Reflexionen bei Tageslicht nur dann möglich sind, wenn die Sonne nicht durch Wolken verdeckt oder abgeschwächt wird. Lt. Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) liegt die langjährige, durchschnittliche Wolkenbedeckung in der betrachteten Region bei etwa 62,5%. Demnach ist im Durchschnitt nur in 37,5% der Zeit mit wolkenlosem Himmel zu rechnen (sogenannte „clear sky“ Bedingungen). Daraus ergibt sich eine voraussichtliche Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen am Messpunkt P1 von lediglich ca. 0,173% im Jahresverlauf bzw. etwa 0,336% während der Zeiten mit Tageslicht.

Basierend auf dieser statistischen Auswertung ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 derart gering, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine Blendung als **nicht signifikant** bewertet wird.

¹³ Lt. Angaben des Global Monitoring Laboratory (National Oceanic and Atmospheric Administration, www.noaa.gov)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A24 Süd

Am Messpunkt P2 auf der A24 können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 15. März und dem 27. September in den frühen Morgenstunden zwischen 06:19 – 07:37 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit -37° bis -51° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können Reflexionen den Immissionsort allerdings ohnehin nicht erreichen. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können auch bei der Fahrt Richtung Nordwesten zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel in einem relevanten Winkel erreichen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung im Bereich von Messpunkt P2 durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P2 grafisch dargestellt.

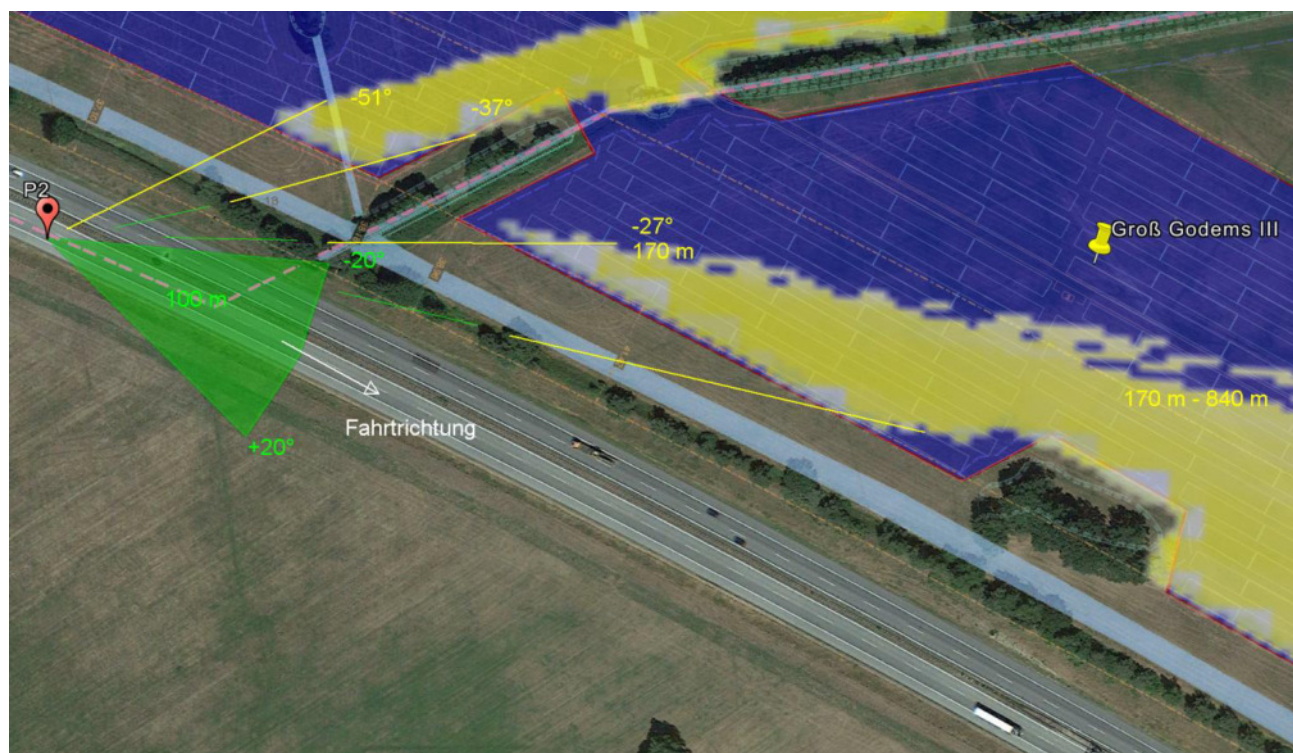


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der hellgrüne Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) bei der Fahrt Richtung Südosten. In den gelb/weiß markierten Bereichen, außerhalb des relevanten Sichtwinkels und überwiegend durch Bewuchs verborgen, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der A24.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf der A24 bei der Fahrt Richtung Südosten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar rechts im Bild teilweise sichtbar ist aber potentielle Reflexionen sind aufgrund der großer Entfernung und der örtlichen Gegebenheiten nicht wahrnehmbar.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süddosten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Das Foto zeigt auch den Bewuchs von Büschen und Bäumen entlang der Fahrbahn, der als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden kann.

Statistische Auswertung:

Der Richtung der Fahrbahn im Bereich von Messpunkt P2 ist leicht anders als am Messpunkt P1 und daher ist die rechnerisch ermittelte Anzahl von Minuten mit potentiellen Reflexionen pro Jahr leicht höher. Aber auch für den Messpunkt P2 kommt die statistische Auswertung zum Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P2 mit 0,465% derart gering ist, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine potenzielle Blendwirkung als **nicht signifikant** bewertet wird - auch wenn eine direkte Sichtachse bestehen würde.

4.3 Umliegenden Gebäude

Im näheren und weiteren Umfeld der PV Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Dementsprechend ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ nicht gegeben.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten der PV Anlagen Groß Godems III / Ruhner Berge kann als „vernachlässigbar“ klassifiziert¹⁴ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. und unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als nicht signifikant eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten Erweiterung der PV Anlagen Groß Godems III / Ruhner Berge mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 2 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische bzw. hypothetische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Basierend auf der statistischen Auswertung ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen auf der westlich verlaufenden Autobahn A24 derart gering, dass daraus resultierend eine potenzielle Blendwirkung als nicht signifikant bewertet wird. Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese zu vernachlässigen. Auch bei einem kurzzeitigen Schulterblick kann eine Blendwirkung durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keinem Zeitpunkt Reflexionen den Rückspiegel in einem relevanten Winkel erreichen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV Anlage oder gar eine Blendung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

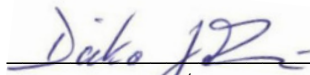
Im näheren und weiteren Umfeld sind keine Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

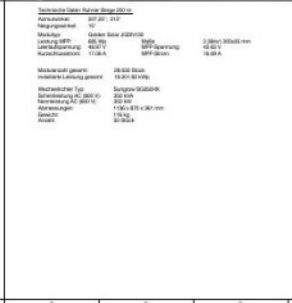
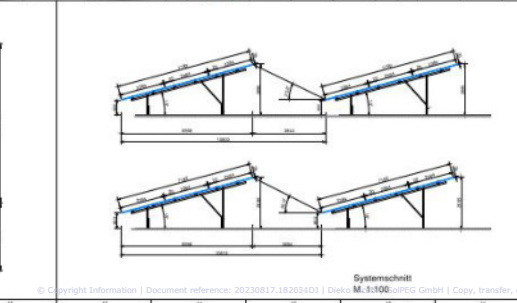
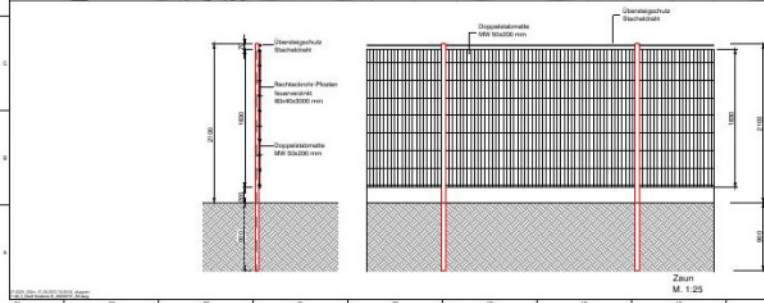
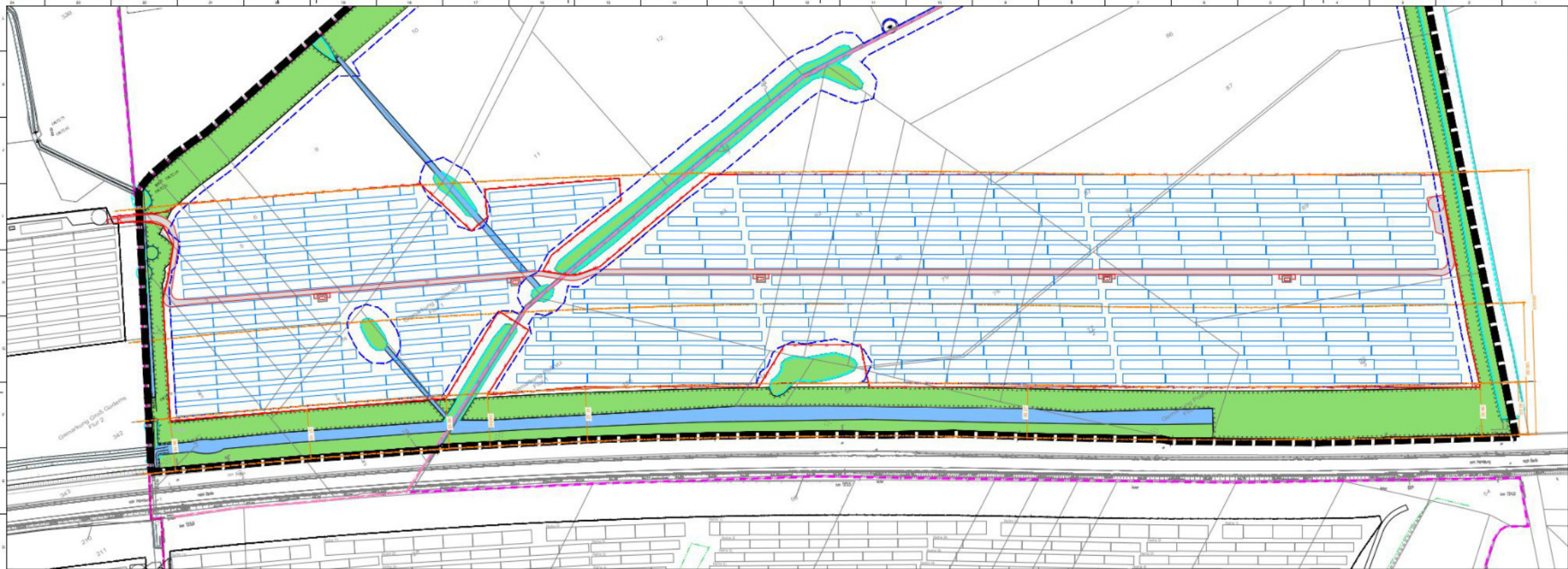
6 Schlussbemerkung

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 17.08.2023


Dieko Jacob / SolPEG GmbH

¹⁴ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





GOLDEN SOLAR

Effizientere Solarenergie erzeugen !

JGDN132

Heterojunction bifaziales PV-Modul



Based on 210mm wafer, 12 bus-bar N-Type bifacial HJT half cut cells



Modulleistung bis zu 710W, Effizienz bis zu 22.85%



MBB-Halbschnittzellen-Technologie zur Minimierung der Auswirkungen von Mikrorissen und ohne Schnittverluste der Module



Kein BO-LID, hervorragende Anti-LeTID- und Anti-PID-Leistung.
Geringe Leistungsdegradation, hoher Energieertrag



Bessere Schattentoleranz



Schneelast bis zu 5400 Pa, Windlast bis zu 2400 Pa

675W~710W



Super Größe



HJT Technologie



20 Jahre Produktgarantie



30 Jahre Leistungsgarantie

25 Jahre

90% Leistungsgarantie



30 Jahre

89% Leistungsgarantie



www.jgsolar.cn



STC/NMOT

STC (Standard Test Bedingungen) : Einstrahlung 1000 W/m²; Zelltemperatur 25° C; Air Mass 1,5.
 NMOT (Modul-Nennbetriebstemperatur) : Einstrahlung 800 W/m²; AM 1,5; Umgebungstemperatur 20 °C; Windstärke 1 m/s.

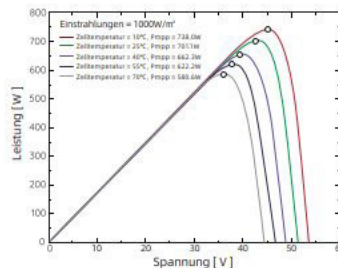
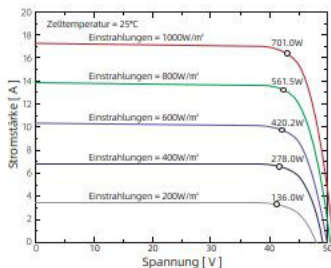
Model	JGDN132-675	JGDN132-680	JGDN132-685	JGDN132-690	JGDN132-695	JGDN132-700	JGDN132-705	JGDN132-710
Leistungstoleranz (0→5W)	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
P _{max} (W)	675	566	680	569	685	574	690	578
V _{mp} (V)	42.25	40.05	42.44	40.24	42.63	40.43	42.82	40.62
I _{mp} (A)	16.03	14.13	16.05	14.15	16.09	14.19	16.14	14.24
V _{oc} (V)	48.84	46.24	48.91	46.31	48.97	46.37	49.04	46.44
I _{sc} (A)	16.91	14.91	16.98	14.98	17.06	15.06	17.14	15.14
Effizienz (%)	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53	22.70	22.85

BSTC

BSTC (Bifaziale Standard-Testbedingungen): Vorderseitige Bestrahlung 1000W/m²; rückseitige Reflexionsbestrahlung 135W/m²; AM=1,5; Umgebungstemperatur 25°C.

Model	JGDN132-675	JGDN132-680	JGDN132-685	JGDN132-690	JGDN132-695	JGDN132-700	JGDN132-705	JGDN132-710
Power Tolerance (0→5W)	BSTC	BSTC	BSTC	BSTC	BSTC	BSTC	BSTC	BSTC
P _{max} (W)	745	750	756	761	767	772	778	783
V _{mp} (V)	42.25	42.44	42.63	42.82	43.02	43.21	43.40	43.53
I _{mp} (A)	17.68	17.70	17.75	17.80	17.85	17.90	17.95	18.02
V _{oc} (V)	48.84	48.91	48.97	49.04	49.10	49.17	49.24	49.30
I _{sc} (A)	18.65	18.73	18.82	18.91	18.99	19.09	19.18	19.27

KENNLINIEN:



MECHANISCHE DATEN

Solarzellen	132 Halbzellen, N-Type, HJT Zellen
Abmessungen (mm)	2384×1303×35
Gewicht (kg)	38.5
Frontabdeckung	2,0 mm antireflexbeschichtetes Solarglas
Rückabdeckung	2,0 mm Solarglas
Rahmen	eloxierter Aluminiumrahmen
Anschlussdose	3 Dioden, IP68 gemäß IEC 62790
Anschlusskabel	PV-Kabel 4 mm ² ; 0,3 m lang gemäß EN 50618
Stecker	MC4-Evo2 gemäß IEC 62852, IP68 nach Anschluss
Verpackung	31Module pro Palette, 558Module pro 40'HC Container

SYSTEMDESIGN

Max. Systemspannung (V)	1500
Max. Sicherungsbemessung der Reihenschaltung (A)	35
Max. Prüflast (inkl. Sicherheitsfaktor von 1,5) (Pa)	5400/2400
Brandschutzklasse	CLASS C (EN13501-1)
Betriebstemperatur (°C)	-40 to +85

GARANTIE

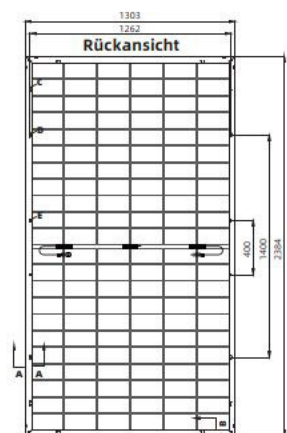
Produktgarantie	20 Jahre
Leistungsgarantie	30 Jahre
Leistung nach 1 Jahr	≥98.5%
Jährliche Degradation (% pro Jahr)	0.4
Leistung nach 30 Jahren	≥89%

TEMPERATURKOEFFIZIENTEN

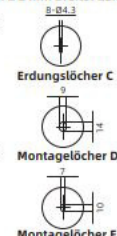
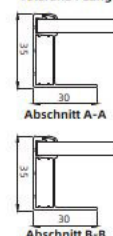
Temperaturkoeffizient I _{sc}	+0.026 %/°C
Temperaturkoeffizient V _{oc}	-0.223 %/°C
Temperaturkoeffizient P _{mp}	-0.243 %/°C
Modul-Nennbetriebstemperatur (NMOT)	43 ± 3/°C

Golden Solar Europe / Janergy GmbH
 Add: Rhöndorfer Straße 85, 53604 Bad Honnef
 Germany www.janergy.de info@janergy.de

*Die in diesem Datenblatt enthaltenen Spezifikationen und Hauptmerkmale können aufgrund der fortlaufenden Innovation und Produktverbesserung leicht von unseren tatsächlichen Produkten abweichen. Golden Solar behält sich das Recht vor, die hier beschriebenen Informationen jederzeit und ohne weitere Ankündigung zu ändern.



Maße in mm
 Toleranz : Länge: ± 2 mm Breite: ±2mm



Stolpe

Gross Godems III

Created Aug 17, 2023
Updated Aug 17, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 97810.12488

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: **Off**

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	205.0	0	7,292	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 141,817 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 141,817 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 205.0 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	53.347565	11.822192	53.46	1.50	54.96
2	53.346161	11.826902	53.98	1.50	55.48
3	53.346088	11.826886	53.78	1.50	55.28
4	53.345961	11.825615	53.88	1.50	55.38
5	53.345703	11.825808	53.47	1.50	54.97
6	53.345903	11.827696	53.85	1.50	55.35
7	53.343626	11.834804	56.48	1.50	57.98
8	53.342242	11.833994	57.92	1.50	59.42
9	53.344215	11.828093	54.54	1.50	56.04
10	53.344420	11.828307	54.43	1.50	55.93
11	53.344702	11.827342	53.92	1.50	55.42
12	53.344587	11.826891	53.83	1.50	55.33
13	53.345376	11.824349	53.75	1.50	55.25
14	53.345624	11.825201	53.26	1.50	54.76
15	53.345820	11.825100	53.41	1.50	54.91
16	53.345506	11.823834	54.05	1.50	55.55
17	53.346284	11.821087	53.91	1.50	55.41



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.342106	11.832700	57.13	2.00	59.13
OP 2	53.345383	11.822076	54.18	2.00	56.18

Obstruction Components

Name: Bewuchs 1
Upper edge height: 6.0 m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.345346	11.823851	54.64
2	53.345724	11.825064	52.84



Name: Bewuchs 2
Upper edge height: 6.0 m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.344388	11.827167	55.30
2	53.344593	11.827403	54.55
3	53.344305	11.827660	55.22
4	53.344350	11.828046	54.43



Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	205.0	0	7,292	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	147	488	352	832	1178	1050	407	491	314	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

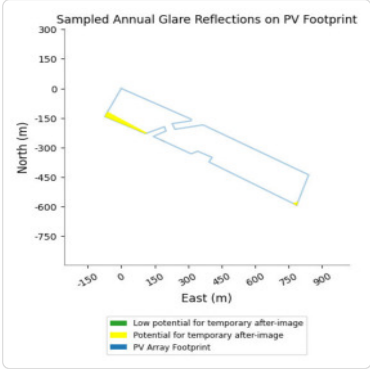
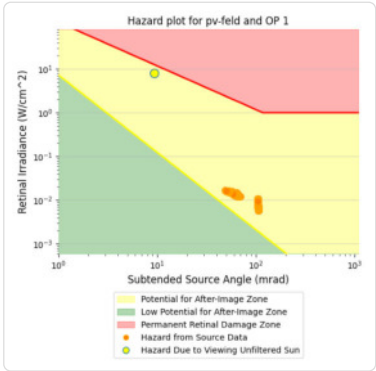
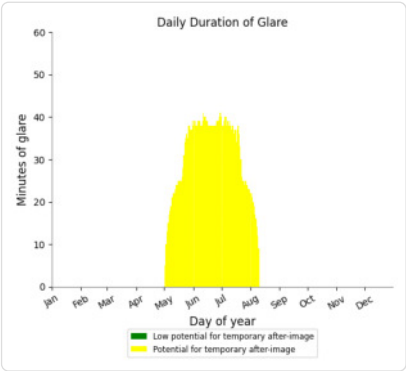
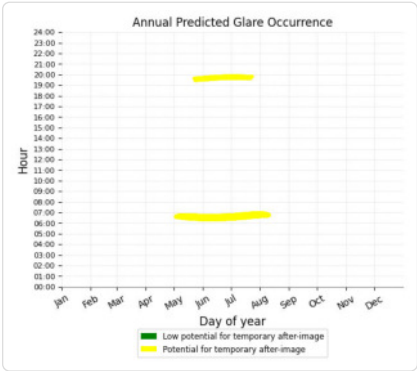
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3142
OP: OP 2	0	4150

PV Feld: OP 1

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

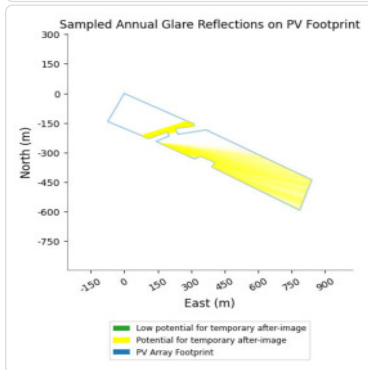
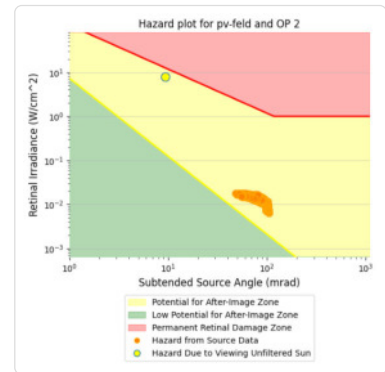
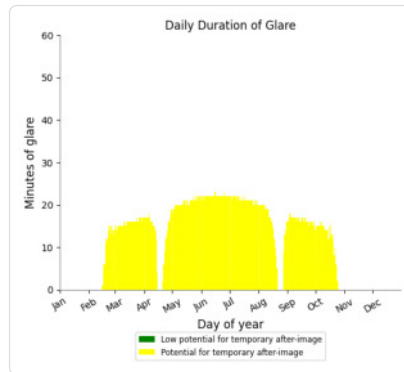
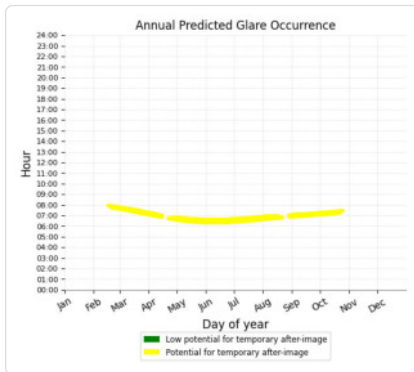
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,142 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,150 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 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.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sun Position	Anzahl Minuten	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2			
2023-02-15 07:59:00	0,01195	589,5829	2	0,458839	0,015344	0,054719	2,4	116,3	0,896	-0,442	0,043	-0,906	0,42	0,048	13. Mrz.	2	07:37	07:38	15. März	14. April	18	457	06:51	07:37
2023-02-16 07:58:00	0,01209	592,1116	2	0,456918	0,015345	0,055684	2,6	115,9	0,899	-0,436	0,045	-0,909	0,414	0,047	14. Mrz.	4	07:35	07:38	22. April	27. September	23	2888	06:19	07:18
2023-02-17 07:54:00	0,012649	586,2566	2	0,481953	0,016026	0,055829	2,3	114,9	0,906	-0,42	0,041	-0,915	0,402	0,034	15. Mrz.	5	07:33	07:37	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 3345 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 2130 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 1215 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 23 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4151 Einträgen): 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)					
2023-02-17 07:55:00	0,012642	589,0563	2	0,47276	0,015795	0,056977	2,5	115,2	0,905	-0,424	0,043	-0,914	0,404	0,038	16. Mrz.	6	07:31	07:36						
2023-02-17 07:56:00	0,012842	591,8489	2	0,463751	0,015567	0,059435	2,6	115,3	0,903	-0,427	0,045	-0,913	0,406	0,042	17. Mrz.	9	07:27	07:35						
2023-02-17 07:57:00	0,012267	594,6344	2	0,454922	0,015343	0,056891	2,7	115,5	0,902	-0,43	0,048	-0,912	0,407	0,046	18. Mrz.	10	07:25	07:34						
2023-02-17 07:58:00	0,012168	597,4129	2	0,446269	0,015121	0,057418	2,9	115,6	0,9	-0,433	0,05	-0,911	0,409	0,049	19. Mrz.	11	07:23	07:33						
2023-02-17 07:59:00	0,011865	600,1842	2	0,437789	0,014903	0,056538	3	115,9	0,898	-0,436	0,052	-0,91	0,411	0,053	20. Mrz.	12	07:20	07:31						
2023-02-18 07:49:00	0,013257	577,685	2	0,51844	0,016987	0,054894	1,9	113,7	0,915	-0,401	0,034	-0,921	0,389	0,018	21. Mrz.	15	07:17	07:31						
2023-02-18 07:52:00	0,013174	586,0692	2	0,489191	0,016261	0,057797	2,3	113,1	0,911	-0,411	0,041	-0,919	0,394	0,029	22. Mrz.	16	07:15	07:30						
2023-02-18 07:54:00	0,012972	591,6241	2	0,470655	0,015793	0,059087	2,6	114,7	0,908	-0,417	0,046	-0,917	0,397	0,037	23. Mrz.	16	07:13	07:28						
2023-02-18 07:55:00	0,012641	594,3911	2	0,461664	0,015564	0,058172	2,7	114,9	0,906	-0,421	0,048	-0,916	0,399	0,041	24. Mrz.	17	07:12	07:28						
2023-02-18 07:57:00	0,012289	599,904	2	0,444219	0,015115	0,058257	3	115,3	0,903	-0,427	0,053	-0,914	0,402	0,048	25. Mrz.	16	07:12	07:27						
2023-02-18 07:58:00	0,012039	602,6498	2	0,435757	0,014895	0,057776	3,2	115,5	0,901	-0,43	0,055	-0,913	0,404	0,052	26. Mrz.	16	07:11	07:26						
2023-02-19 07:46:00	0,013881	577,4655	2	0,536625	0,017576	0,055879	1,8	112,9	0,921	-0,389	0,032	-0,925	0,379	0,009	27. Mrz.	17	07:09	07:25						
2023-02-19 07:48:00	0,013124	583,0059	2	0,516159	0,017068	0,053654	2,1	113,1	0,918	-0,395	0,036	-0,924	0,382	0,017	28. Mrz.	17	07:08	07:24						
2023-02-19 07:49:00	0,013576	585,766	2	0,506232	0,016819	0,05767	2,2	113,5	0,916	-0,398	0,039	-0,923	0,384	0,02	29. Mrz.	17	07:07	07:23						
2023-02-19 07:50:00	0,013871	588,5194	2	0,496505	0,016573	0,060598	2,4	113,7	0,915	-0,401	0,041	-0,922	0,386	0,024	30. Mrz.	16	07:06	07:21						
2023-02-19 07:51:00	0,013179	591,2659	2	0,486973	0,016331	0,057647	2,5	113,1	0,919	-0,405	0,043	-0,922	0,387	0,028	31. Mrz.	17	07:05	07:21						
2023-02-19 07:52:00	0,013542	594,0056	2	0,477632	0,016092	0,061038	2,6	114,1	0,912	-0,408	0,046	-0,921	0,389	0,032	1. Apr.	17	07:04	07:20						
2023-02-19 07:53:00	0,013531	596,7384	2	0,468478	0,015856	0,062145	2,8	114,3	0,91	-0,411	0,048	-0,92	0,391	0,036	2. Apr.	17	07:02	07:18						
2023-02-19 07:54:00	0,012956	599,4643	2	0,459508	0,015624	0,059858	2,9	114,5	0,909	-0,414	0,051	-0,919	0,392	0,04	3. Apr.	17	07:02	07:18						
2023-02-19 07:55:00	0,013379	602,1833	2	0,450717	0,015394	0,063592	3	114,7	0,907	-0,417	0,053	-0,918	0,394	0,043	4. Apr.	17	07:01	07:17						
2023-02-19 07:56:00	0,012509	604,8953	2	0,442103	0,015168	0,059411	3,2	114,9	0,906	-0,421	0,055	-0,917	0,396	0,047	5. Apr.	17	06:59	07:15						
2023-02-19 07:58:00	0,011987	610,2983	2	0,425387	0,014725	0,058359	3,4	115,3	0,902	-0,427	0,06	-0,915	0,399	0,055	6. Apr.	18	06:58	07:15						
2023-02-20 07:43:00	0,013422	574,6451	2	0,555484	0,018105	0,050571	1,7	112,1	0,926	-0,376	0,029	-0,93	0,369	0	7. Apr.	17	06:58	07:14						
2023-02-20 07:45:00	0,01405	580,1617	2	0,534219	0,017579	0,056862	2	112,5	0,923	-0,382	0,034	-0,928	0,372	0,008	8. Apr.	16	06:56	07:12						
2023-02-20 07:48:00	0,013725	588,3868	2	0,503897	0,016816	0,058567	2,4	113,1	0,919	-0,392	0,041	-0,926	0,377	0,019	9. Apr.	16	06:55	07:11						
2023-02-20 07:49:00	0,013733	591,1152	2	0,494193	0,016569	0,059815	2,5	113,3	0,918	-0,395	0,044	-0,925	0,379	0,023	10. Apr.	16	06:54	07:10						
2023-02-20 07:50:00	0,012953	593,8367	2	0,484684	0,016325	0,056264	2,6	113,5	0,916	-0,398	0,046	-0,924	0,381	0,027	11. Apr.	15	06:54	07:09						
2023-02-20 07:51:00	0,013352	596,5515	2	0,475366	0,016084	0,059939	2,8	113,3	0,915	-0,401	0,049	-0,924	0,382	0,031	12. Apr.	15	06:52	07:07						
2023-02-20 07:52:00	0,013567	599,2595	2	0,466235	0,015847	0,062405	2,9	113,9	0,913	-0,405	0,051	-0,923	0,384	0,035	13. Apr.	14	06:51	07:05						
2023-02-20 07:53:00	0,013125	601,9607	2	0,457287	0,015613	0,061705	3,1	114,1	0,911	-0,408	0,053	-0,922	0,386	0,038	14. Apr.	12	06:51	07:03						
2023-02-20 07:54:00	0,013135	604,655	2	0,448518	0,015382	0,062202	3,2	114,3	0,91	-0,411	0,056	-0,921	0,387	0,042	15. Apr.	4	06:55	06:58						
2023-02-20 07:55:00	0,012508	607,3424	2	0,439925	0,015154	0,059475	3,3	114,5	0,908	-0,414	0,058	-0,92	0,389	0,046	21. Apr.	2	06:44	06:45						
2023-02-20 07:56:00	0,012375	610,0228	2	0,431504	0,01493	0,059819	3,5	114,7	0,907	-0,417	0,06	-0,919	0,391	0,05	22. Apr.	6	06:43	06:48						
2023-02-20 07:57:00	0,01214	612,6963	2	0,423252	0,014708	0,059474	3,6	114,9	0,905	-0,421	0,063	-0,918	0,392	0,054	23. Apr.	9	06:42	06:50						
2023-02-21 07:43:00	0,014698	580,1181	2	0,542233	0,017841	0,059327	2	111,9	0,927	-0,372	0,034	-0,932	0,363	0,003	24. Apr.	12	06:40	06:51						
2023-02-21 07:44:00	0,014195	582,8481	2	0,531735	0,017578	0,057702	2,1	112,1	0,926	-0,376	0,037	-0,931	0,365	0,006	25. Apr.	13	06:40	06:52						
2023-02-21 07:45:00	0,014423	585,5716	2	0,521449	0,017319	0,060197	2,3	112,4	0,925	-0,379	0,039	-0,93	0,367	0,01	26. Apr.	14	06:39	06:52						
2023-02-21 07:47:00	0,012887	590,9988	2	0,501491	0,01681	0,053407	2,5	112,7	0,922	-0,385	0,044	-0,929	0,37	0,018	27. Apr.	16	06:38	06:53						
2023-02-21 07:48:00	0,013763	593,7024	2	0,491813	0,016561	0,060027	2,7	112,9	0,92	-0,389	0,046	-0,928	0,372	0,022	28. Apr.	16	06:38	06:53						
2023-02-21 07:50:00	0,013072	599,0896	2	0,473035	0,016073	0,058281	2,9	113,3	0,917	-0,395	0,051	-0,926	0,375	0,03	29. Apr.	17	06:36	06:52						
2023-02-21 07:51:00	0,0128	601,773	2	0,463928	0,015835	0,057788	3,1	113,5	0,916	-0,398	0,054	-0,926	0,377	0,033	30. Apr.	19	06:35	06:53						
2023-02-21 07:52:00	0,01283	604,4497	2	0,455004	0,015599	0,059197	3,2	113,7	0,914	-0,401	0,056	-0,925	0,379	0,037	1. Mai.	18	06:35	06:52						
2023-02-21 07:53:00	0,012692	607,1196	2	0,446259	0,015367	0,059534	3,3	113,9	0,913	-0,405	0,058	-0,924	0,38	0,041	2. Mai.	19	06:34	06:52						
2023-02-21 07:54:00	0,012476	609,7827	2	0,43769	0,015138	0,059358	3,5	114,1	0,911	-0,408	0,061	-0,923	0,382	0,045	3. Mai.	19	06:34	06:52						
2023-02-21 07:55:00	0,012458	612,4389	2	0,429292	0,014912	0,060455	3,6	114,3	0,909	-0,411	0,063	-0,922	0,384	0,049	4. Mai.	20	06:33	06:52						
2023-02-21 07:56:00	0,012272	615,0882	2	0,421063	0,014689	0,060453	3,8	114,5	0,908	-0,414	0,066	-0,921	0,385	0,053	5. Mai.	20	06:32	06:51						

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-05-02 06:35:00	0,016875	730,4393	2	0,258069	0,010692	0,104174	15,9	85,7	0,959	0,072	0,273	-0,99	-0,139	0,001			2. Mai.	5	06:35	06:39		02. Mai	10. August	27	2419	06:19	07:00	
2023-05-02 06:36:00	0,016599	731,9722	2	0,253014	0,010504	0,104242	16	85,9	0,959	0,069	0,276	-0,991	-0,137	0,005			3. Mai.	10	06:34	06:43								
2023-05-02 06:37:00	0,016325	733,5015	2	0,248054	0,01032	0,104307	16,2	86,1	0,958	0,066	0,278	-0,991	-0,135	0,009			4. Mai.	13	06:33	06:45								
2023-05-02 06:38:00	0,016056	735,027	2	0,243189	0,010138	0,10437	16,3	86,3	0,958	0,062	0,281	-0,991	-0,133	0,012			5. Mai.	15	06:33	06:47								
2023-05-02 06:39:00	0,01579	736,5488	2	0,238416	0,00996	0,10443	16,5	86,5	0,957	0,059	0,283	-0,991	-0,132	0,016			6. Mai.	17	06:32	06:48								
2023-05-03 06:34:00	0,016894	731,3914	2	0,257993	0,010702	0,104181	15,9	85,3	0,958	0,079	0,275	-0,989	-0,146	0			7. Mai.	18	06:31	06:48								
2023-05-03 06:35:00	0,016618	732,9152	2	0,252947	0,010515	0,104249	16,1	85,5	0,958	0,076	0,277	-0,99	-0,144	0,003			8. Mai.	19	06:30	06:48								
2023-05-03 06:36:00	0,016344	734,4354	2	0,247997	0,010331	0,104314	16,2	85,7	0,957	0,072	0,28	-0,99	-0,142	0,007			9. Mai.	21	06:29	06:49								
2023-05-03 06:37:00	0,016075	735,9518	2	0,24314	0,010149	0,104377	16,4	85,9	0,957	0,069	0,282	-0,99	-0,14	0,011			10. Mai.	21	06:29	06:49								
2023-05-03 06:38:00	0,015808	737,4646	2	0,238376	0,009971	0,104437	16,5	86,1	0,956	0,065	0,285	-0,99	-0,138	0,015			11. Mai.	22	06:28	06:49								
2023-05-03 06:39:00	0,015546	738,9737	2	0,233702	0,009795	0,104496	16,7	86,3	0,956	0,062	0,287	-0,99	-0,136	0,019			12. Mai.	22	06:28	06:49								
2023-05-03 06:40:00	0,015287	740,4791	2	0,229117	0,009623	0,104552	16,8	86,5	0,955	0,059	0,29	-0,991	-0,135	0,022			13. Mai.	23	06:27	06:49								
2023-05-03 06:41:00	0,015031	741,9808	2	0,22462	0,009453	0,104607	17	86,7	0,955	0,055	0,292	-0,991	-0,133	0,026			14. Mai.	24	06:26	06:49								
2023-05-03 06:42:00	0,014779	743,4787	2	0,220208	0,009286	0,104659	17,1	86,9	0,954	0,052	0,295	-0,991	-0,131	0,03			15. Mai.	24	06:26	06:49								
2023-05-03 06:43:00	0,01453	744,973	2	0,21588	0,009122	0,104709	17,3	87,1	0,954	0,049	0,297	-0,991	-0,129	0,034			16. Mai.	25	06:25	06:49								
2023-05-04 06:33:00	0,016917	732,319	2	0,257986	0,010716	0,104187	16	84,9	0,957	0,085	0,276	-0,988	-0,152	-0,002			17. Mai.	25	06:25	06:49								
2023-05-04 06:34:00	0,01664	733,8338	2	0,252948	0,010528	0,104255	16,2	85,1	0,957	0,082	0,279	-0,989	-0,15	0,002			18. Mai.	25	06:24	06:48								
2023-05-04 06:35:00	0,016367	735,345	2	0,248005	0,010344	0,10432	16,3	85,3	0,956	0,079	0,281	-0,989	-0,148	0,006			19. Mai.	25	06:24	06:48								
2023-05-04 06:36:00	0,016097	736,8525	2	0,243156	0,010162	0,104383	16,5	85,5	0,956	0,075	0,284	-0,989	-0,147	0,01			20. Mai.	26	06:23	06:48								
2023-05-04 06:37:00	0,015831	738,3563	2	0,238399	0,009984	0,104443	16,6	85,7	0,955	0,072	0,286	-0,989	-0,145	0,013			21. Mai.	25	06:23	06:47								
2023-05-04 06:38:00	0,015568	739,8565	2	0,233732	0,009808	0,104501	16,8	85,9	0,955	0,069	0,289	-0,99	-0,143	0,017			22. Mai.	25	06:24	06:48								
2023-05-04 06:39:00	0,015309	741,353	2	0,229154	0,009635	0,104558	16,9	86,1	0,954	0,065	0,291	-0,99	-0,141	0,021			23. Mai.	25	06:23	06:47								
2023-05-04 06:40:00	0,015053	742,8459	2	0,224662	0,009466	0,104613	17,1	86,3	0,954	0,062	0,294	-0,99	-0,139	0,025			24. Mai.	25	06:23	06:47								
2023-05-04 06:41:00	0,014801	744,3351	2	0,220256	0,009299	0,104665	17,2	86,5	0,953	0,059	0,296	-0,99	-0,137	0,028			25. Mai.	26	06:22	06:47								
2023-05-04 06:42:00	0,014552	745,8205	2	0,215934	0,009134	0,104716	17,4	86,7	0,953	0,055	0,299	-0,99	-0,136	0,032			26. Mai.	25	06:22	06:46								
2023-05-04 06:43:00	0,014307	747,3023	2	0,211694	0,008973	0,104765	17,5	86,9	0,952	0,052	0,301	-0,99	-0,134	0,036			27. Mai.	26	06:21	06:46								
2023-05-04 06:44:00	0,014065	748,7804	2	0,207535	0,008814	0,104812	17,7	87,1	0,952	0,049	0,304	-0,99	-0,132	0,04			28. Mai.	26	06:21	06:46								
2023-05-04 06:45:00	0,013826	750,2547	2	0,203456	0,008658	0,104858	17,8	87,3	0,951	0,045	0,306	-0,991	-0,13	0,044			29. Mai.	26	06:21	06:46								
2023-05-05 06:33:00	0,016666	734,7282	2	0,253017	0,010544	0,104259	16,3	84,7	0,956	0,088	0,28	-0,988	-0,157	0,001			30. Mai.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:34:00	0,016393	736,2305	2	0,248081	0,010359	0,104325	16,4	84,9	0,955	0,085	0,283	-0,988	-0,155	0,004			31. Mai.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:35:00	0,016123	737,7292	2	0,243239	0,010178	0,104387	16,6	85,1	0,955	0,082	0,285	-0,988	-0,153	0,008			1. Jun.	26	06:21	06:46								
2023-05-05 06:36:00	0,015857	739,2243	2	0,238487	0,009999	0,104448	16,7	85,3	0,955	0,078	0,288	-0,988	-0,151	0,012			2. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-05 06:37:00	0,015594	740,7157	2	0,233826	0,009824	0,104506	16,9	85,5	0,954	0,075	0,29	-0,989	-0,149	0,016			3. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:38:00	0,015334	742,2035	2	0,229253	0,009651	0,104563	17	85,7	0,954	0,072	0,293	-0,989	-0,147	0,019			4. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:39:00	0,015078	743,6877	2	0,224766	0,009481	0,104618	17,2	85,9	0,953	0,068	0,295	-0,989	-0,146	0,023			5. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:40:00	0,014826	745,1682	2	0,220365	0,009314	0,10467	17,3	86,1	0,953	0,065	0,297	-0,989	-0,144	0,027			6. Jun.	27	06:19	06:45								
2023-05-05 06:41:00	0,014577	746,645	2	0,216047	0,009149	0,104721	17,5	86,3	0,952	0,062	0,3	-0,989	-0,142	0,031			7. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-05 06:42:00	0,014332	748,1182	2	0,211812	0,008988	0,10477	17,6	86,5	0,951	0,058	0,302	-0,99	-0,14	0,034			8. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:43:00	0,014089	749,5876	2	0,207657	0,008829	0,104817	17,8	86,7	0,951	0,055	0,305	-0,99	-0,138	0,038			9. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:44:00	0,013851	751,0534	2	0,203581	0,008672	0,104863	17,9	86,9	0,95	0,052	0,307	-0,99	-0,137	0,042			10. Jun.	26	06:20	06:45								
2023-05-05 06:45:00	0,013616	752,5155	2	0,199582	0,008518	0,104908	18,1	87,1	0,95	0,048	0,31	-0,99	-0,135	0,046			11. Jun.	27	06:19	06:45								
2023-05-05 06:46:00	0,013384	753,9739	2	0,195661	0,008367	0,104952	18,2	87,3	0,949	0,045	0,312	-0,99	-0,133	0,05			12. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-05 06:47:00	0,013156	755,4286	2	0,191814	0,008219	0,104993	18,4	87,5	0,948	0,042	0,315	-0,99	-0,131	0,053			13. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-06 06:32:00	0,016696	735,5987	2	0,253156	0,010562	0,104262	16,3	84,3	0,955	0,095	0,281	-0,987	-0,163	-0,001			14. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-06 06:33:00	0,016422	737,0923	2	0,248226	0,010377	0,104327	16,5	84,5	0,954	0,091	0,284	-0,987	-0,161	0,003			15. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-06 06:34:00	0,016152	738,5824	2	0,243388	0,010196	0,10439	16,6	84,7	0,954	0,088	0,286	-0,987	-0,159	0,007			16. Jun.	27	06:20	06:46								
2023-05-06 06:35:00	0,015886	740,0688	2	0,238642	0,010017	0,104451	16,8	84,9	0,954	0,085	0,289	-0,987	-0,157	0,01			17. Jun.	26	06:21	06:46								
2023-05-06 06:36:00	0,015623	741,5516	2	0,233985	0,009841	0,10451	16,9	85,1	0,953	0,081	0,291	-0,988	-0,156	0,014			18. Jun.	26	06:21	06:46								
2023-05-06 06:37:00	0,015363																											