

SolPEG Blendgutachten Agri-PV-Anlage Neu Boltenhagen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Neu Boltenhagen 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	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L26 nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L26 nördlich.....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L26 nordöstlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang.....	21 - 30

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten Agri-PV-Anlage Neu Boltenhagen

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 Agri-PV-Anlage „Neu Boltenhagen“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden 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. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der Agri-PV-Anlage „Neu Boltenhagen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der L26 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort 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 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 Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich südwestlich der Ortschaft Neu Boltenhagen in Mecklenburg-Vorpommern. Nördlich der Fläche verläuft die L26. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich der Ortschaft Neu Boltenhagen in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist leicht hügelig, teilweise leicht ansteigend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	54.060°N 13.592°O 17 m ü.N.N.
Abstand zur L26	Baugrenze ca. 15 m, PV-Module ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 200 m – 250 m

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

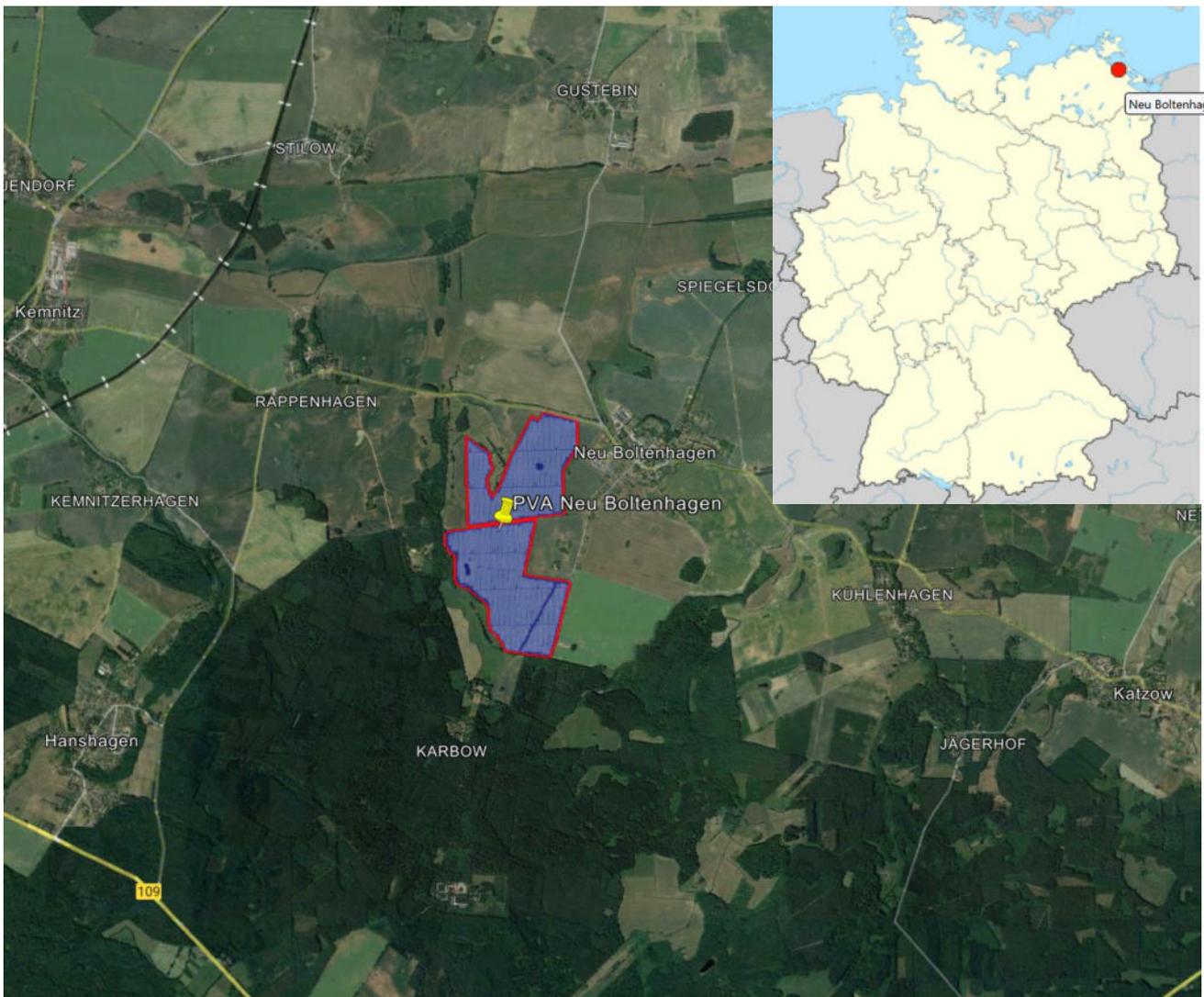


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung

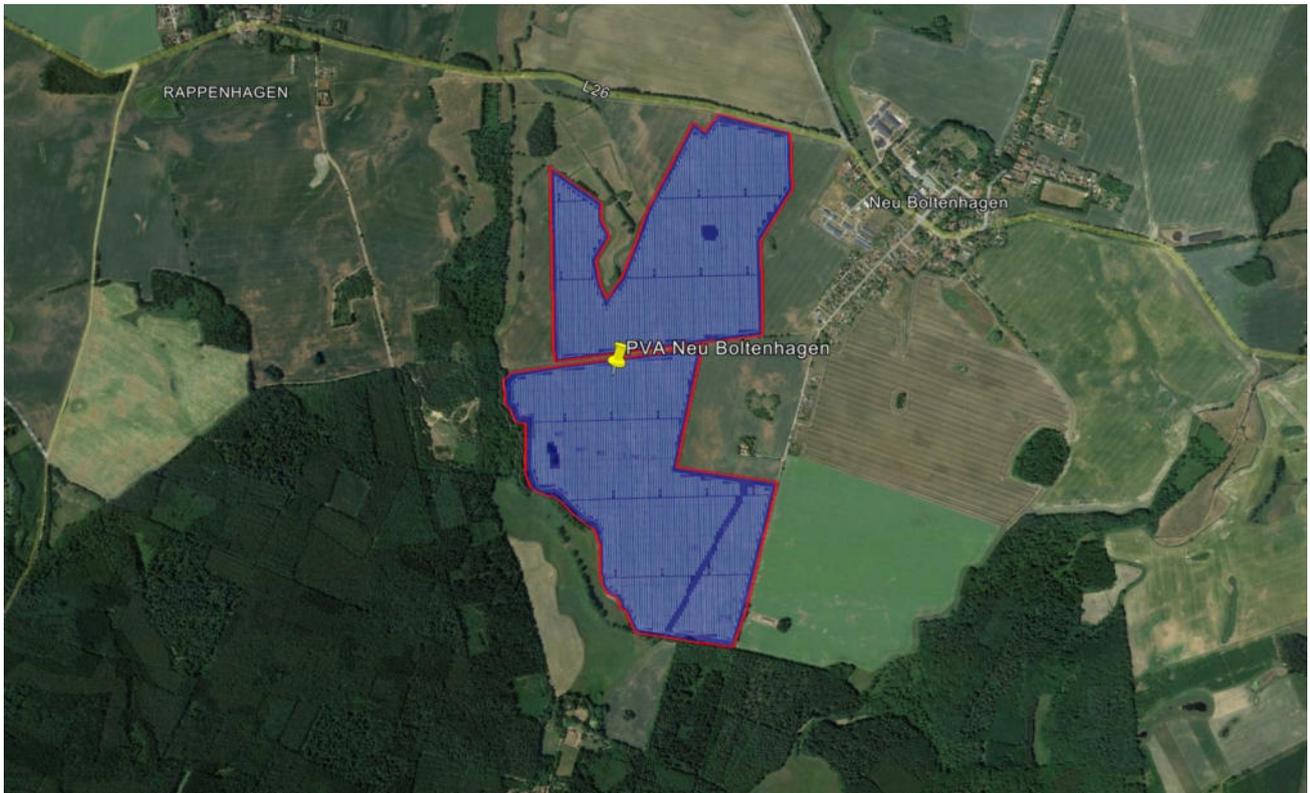


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV-Anlage

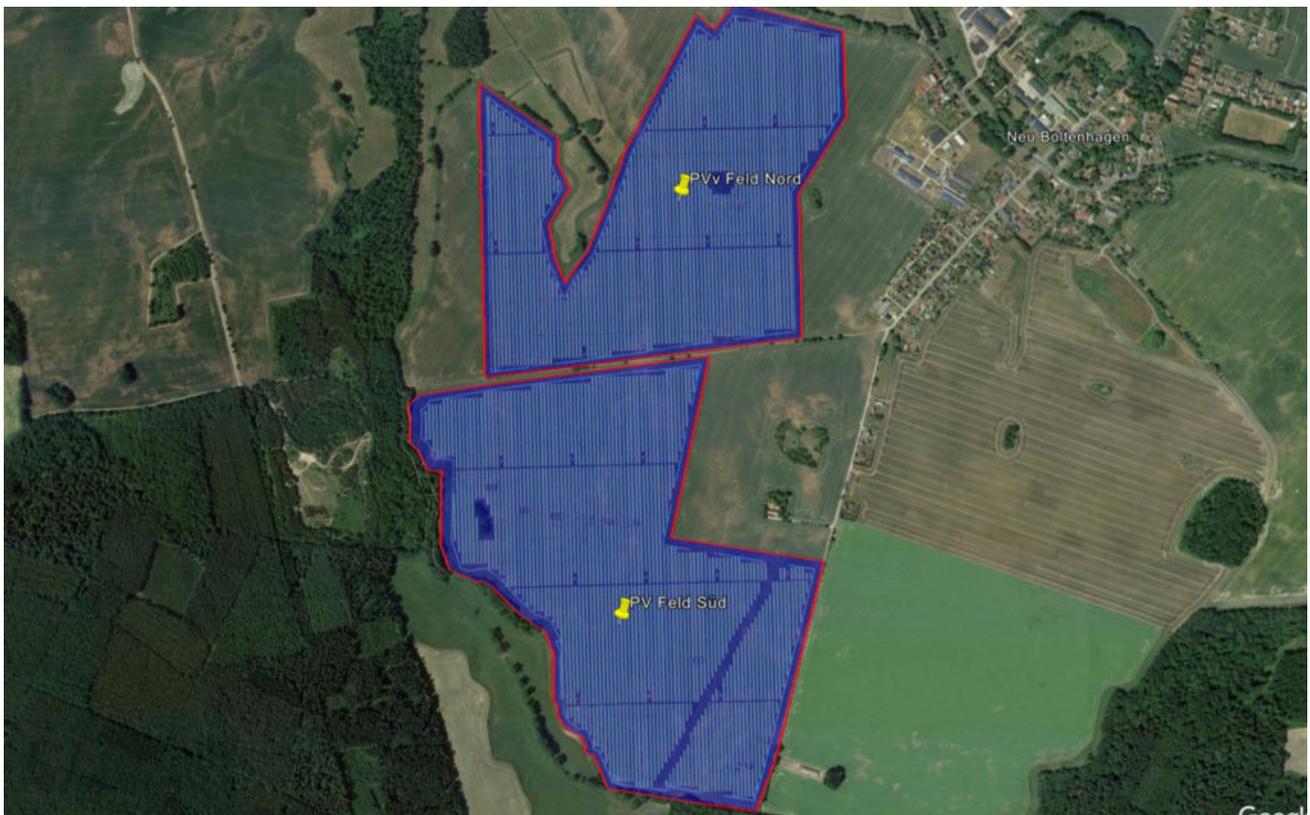


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Das folgende Foto zeigt den Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld Nord.



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

Blick Richtung Südwesten auf das PV-Feld Süd (im Hintergrund).



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 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 Nord und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Osten von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung von über 200 m ist eine Blendwirkung allerdings wenig wahrscheinlich. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht untersucht.



Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung 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 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

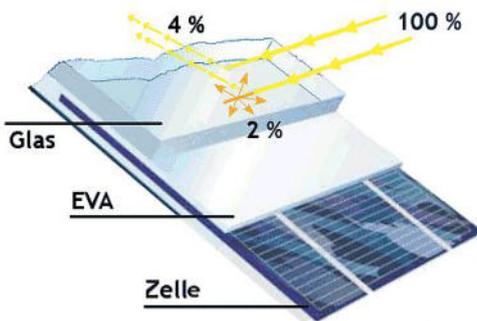


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-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.

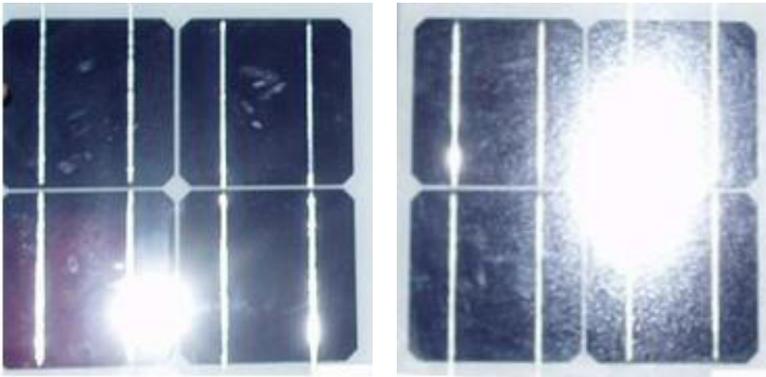


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

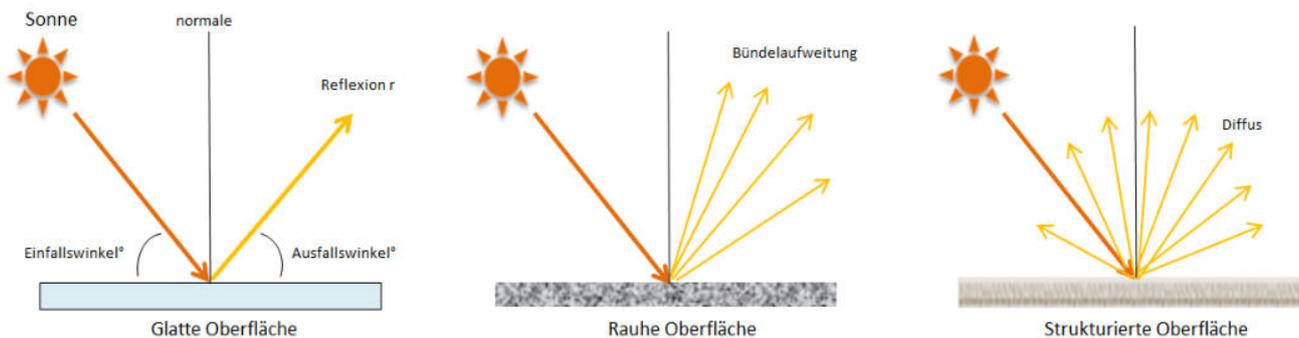


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Jolywood mit regulären Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung. Die folgende Skizze zeigt beispielhaft die Angaben zur Antireflexionsschicht.

Mechanical Properties	
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33,5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

*Heat strengthened glass

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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

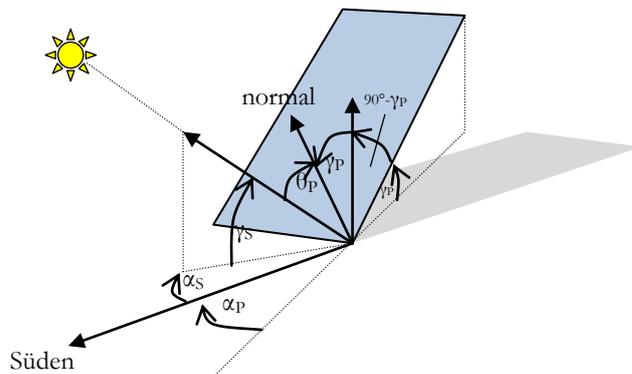


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die hier betrachtete PV-Anlage (Agri-PV) wird als 1-achsiges Nachführsystem (Tracker) realisiert, d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

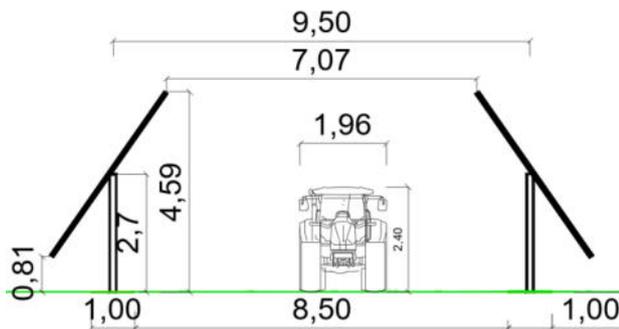


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung) und Beispielbild

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Jollywood (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation Nachführsystem	1-achsiges Nachführsystem, +/-60° Neigung
Achsen Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - 4,60 m, Achse: 2,7 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Fahrzeuge ⁷) und Personen (Erdgeschoss)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

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 auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Neu Boltenhagen wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der L26 sowie 2 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die untersuchten Messpunkte:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ 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 ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. 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.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

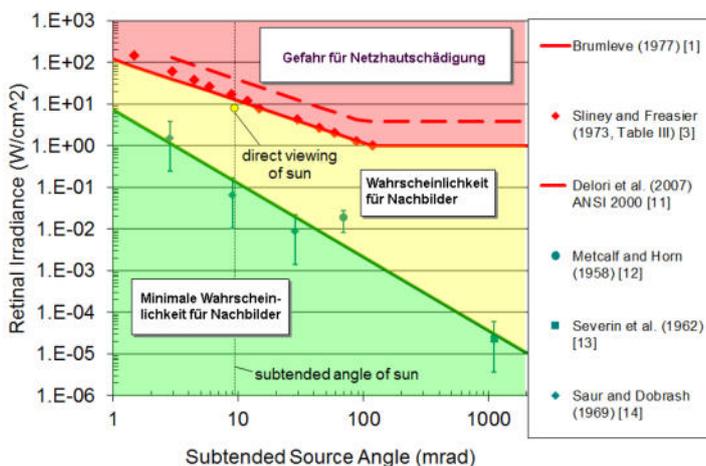


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Neu Boltenhagen wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2,0 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 nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

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 3.6.1 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die 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 folgenden 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 ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L26 nordwestlich	54.070091	13.590716	9,92	11,92	nicht relevant ^{WE}
P2 L26 nördlich	54.069247	13.599149	13,65	15,65	nicht relevant ^W
P3 L26 nordöstlich	54.068114	13.605747	12,39	14,39	-
P4 Gebäude östlich	54.067106	13.605476	14,93	16,93	-
P5 Gebäude südöstlich	54.062512	13.604458	15,92	17,92	-

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

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L26 nordwestlich

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch im Winter, zwischen dem 03. Dezember - 08. Januar, zwischen 12:30 - 14:04 Uhr, für 5 bis max. 61 Minuten aus südlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. 165° bis 193° (südlich, absolut) allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der sehr großen Entfernung von über 400 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P1 auf der L26 kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

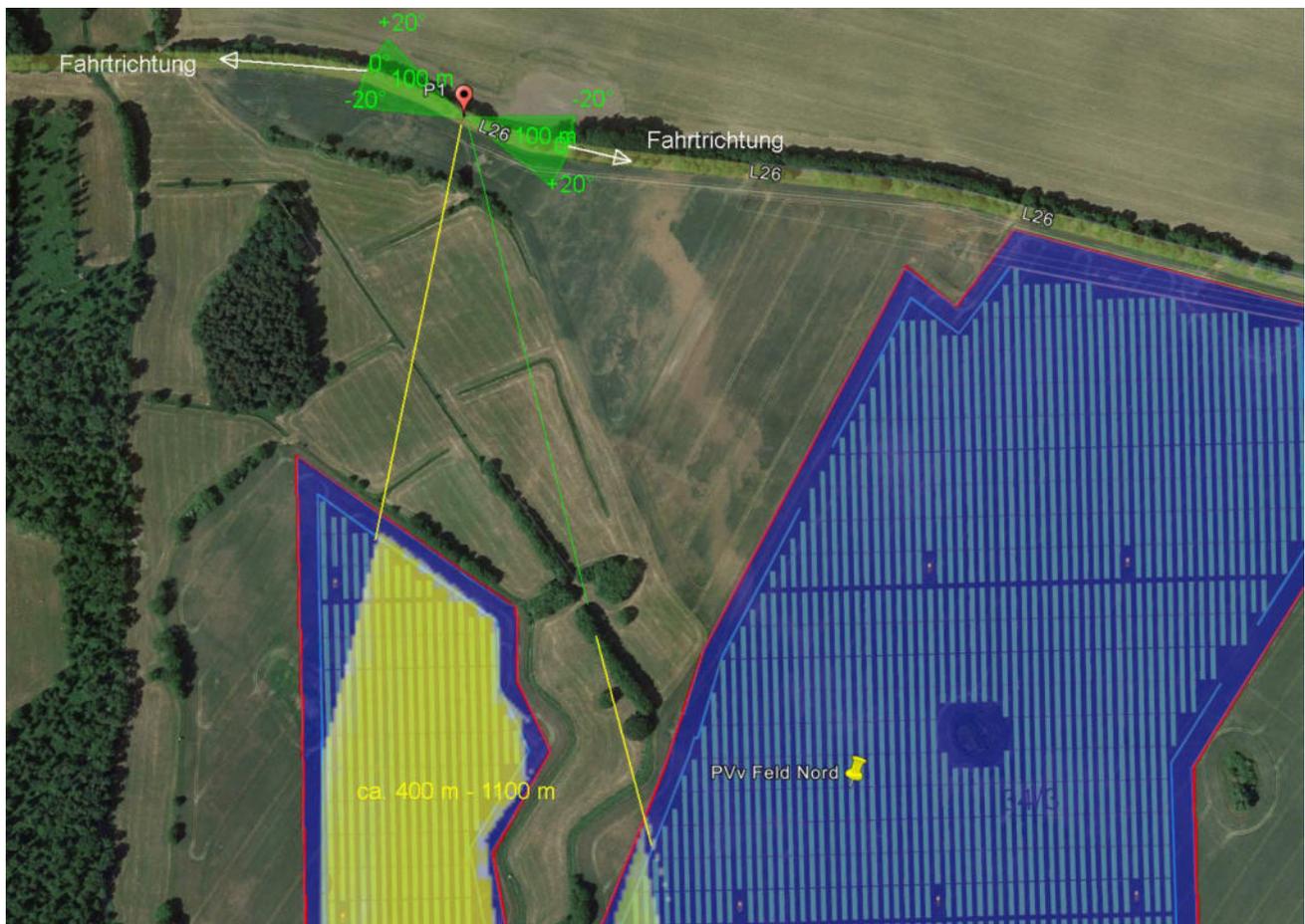


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das PV-Nachführsystem ist von der L26 bei einem Schulterblick evt. in der Ferne teilweise sichtbar aber aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L26 nördlich

Am Messpunkt P2 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch im Winter, zwischen dem 18. November - 21. Januar, zwischen 11:50 - 14:16 aus südlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. 149° bis 199° (südlich, absolut) allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der großen Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Dies gilt sowohl für die Fahrt Richtung Westen als auch nach Osten.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P2 auf der L26 kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Aufgrund der Höhe der Konstruktion von 2,7 m (Achse) ist überwiegend nur die Unterseite der PV-Module sichtbar, die weiter entfernt liegenden PV-Module sind verdeckt. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar. Im relevanten Zeitraum im November-Januar können bei einem Schulterblick nach Süden (in Richtung Sonne), - rein rechnerisch - Reflexionen durch die PV-Anlage wahrnehmbar sein. In diesen Jahreszeiten steht die Sonne dicht über dem Horizont ist daher überwiegend selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen – sofern in Richtung Sonnen geblickt wird.

Die folgende Skizze zeigt beispielhaft den Strahlenverlauf der Sonnenstrahlen und der Reflexionen.

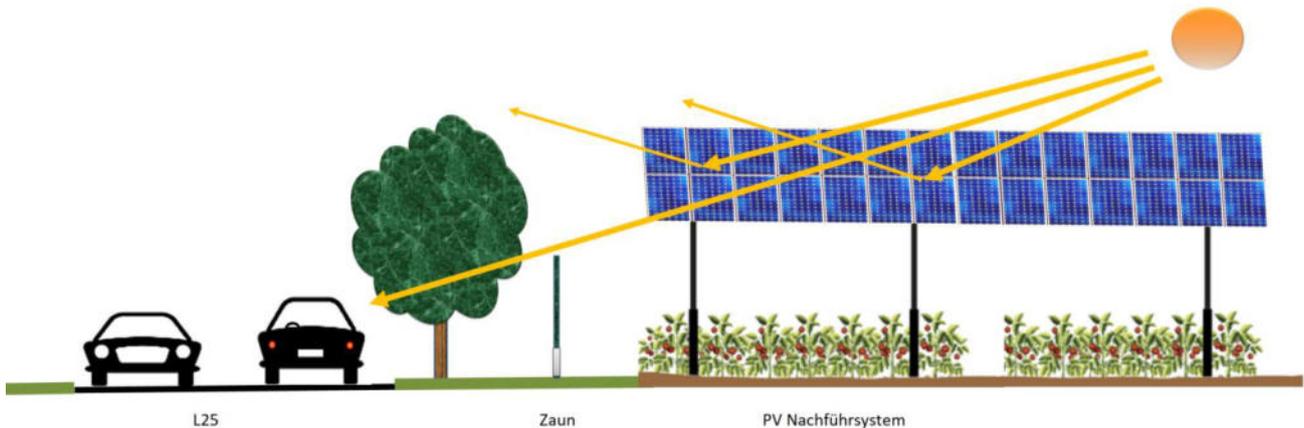


Bild 4.2.2: Strahlenverlauf im Bereich der PV-Anlage (Quelle: SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L26 nordöstlich

Messpunkt P3 am Ortseingang der Ortschaft Neu Boltenhagen wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage in diesem Bereich ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude östlich der PV-Anlage an der Adresse Alte Dorfstraße 12 können keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist ausgeschlossen. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV-Anlage an der Adresse Karbower Weg 43 können keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist ausgeschlossen. Dies gilt gleichermaßen auch für die weiter südlich gelegenen Gebäude, östlich von PV-Feld Süd.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Neu Boltenhagen kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁵ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Die PV-Anlage ist ein Nachführsystem (Tracker), d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV-Anlage zeigt für Fahrzeugführer auf der L26 nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der Gebäude der Ortschaft Neu Boltenhagen sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

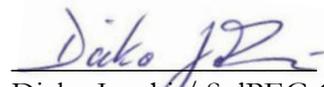
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

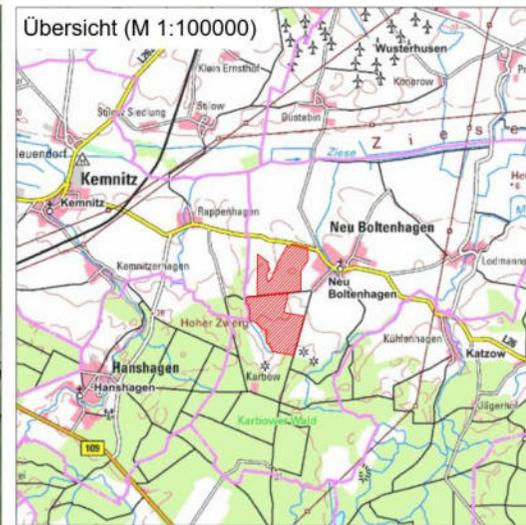
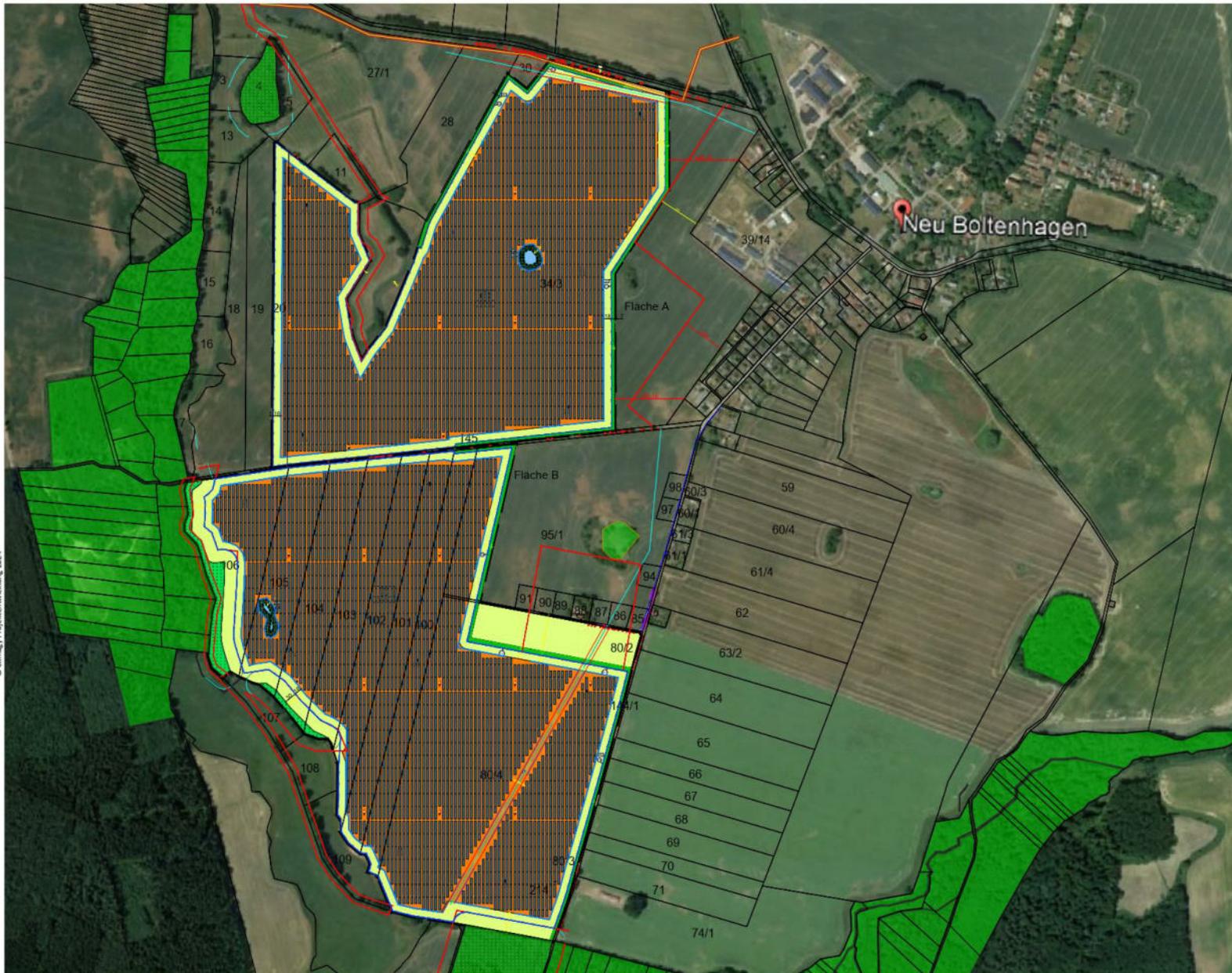
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 29.04.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁵ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

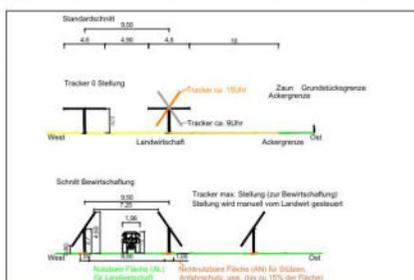
© Climagy Projektentwicklung 2024



Projektdaten	
Gesamtflächen	- ca. 136,65 ha
Baugrenze	- ca. 109,72 ha
DC Leistung (Module)	
Modultyp	- N-Type Series / 580 Wp
Anz. Modultische (2x26)	- 3.466
Anz. Modultische (2x13)	- 240
Anz. Module	- 186.472
Anlagenleistung (DC)	- 108,153760 MWp
AC Leistung (Wechselrichter)	
Wechselrichtertyp	- SMA SC 4400UP
Anz. Wechselrichter	- 20
Wechselrichterleistung Gesamt (AC)	- 88,00 MVA
Reihenabstand	- 4,90 m

Legende			
	Flurstücksgrenze		Abwasserleitung
	Flurstücksnummer		Breitbandleitung
	Modultisch		Gasleitung
	Wechselrichterstandort		Stromleitung
	Zaun		Gewässern
	Baugrenze		Randeingrünung
	Anlagenumgrenzung		Biotope
	Bauverbotszone		Wald
	Landwirtschaftsfläche		
	SO Fläche		

Fläche	Anlagenstatistik				Flächenstatistik			
	Anzahl Tische 2*26	Anzahl Tische 2*13	Anz. Mod.	Anlagenleistung (MWp)	Anzahl WR	Anlagenumgrenzung (ha)	Zaun (ha)	Baugrenze (ha)
A	1.597	100	85.644	49,673520	9	59,67	57,78	49,91
B	1.869	140	100.828	58,480240	11	76,98	67,65	59,81
Gesamt:	3.466	240	186.472	108,153760	20	136,65	125,43	109,72



Climagy Projektentwicklung GmbH
Gräselnstraße 1
97509 Koltzheim-OT Zellitzheim
Tel.: +49 9385 9804 - 2211
www.climagy.de

Projekt: Neu Boltenhagen

Adresse/ Koordinaten:	Bundesland: Mecklenburg-Vorpommern Kreis: Vorpommern-Greifswald Gemeinde: Neu Boltenhagen WGS 84: 54.0608°N 13.5954°O	Datum: 03.05.2024
Gezeichnet von:	PS/M. Baldi	Maßstab/ Plangröße: 1:10000/ A3
Planinhalt:	Vorplanung	Revision: R06.1

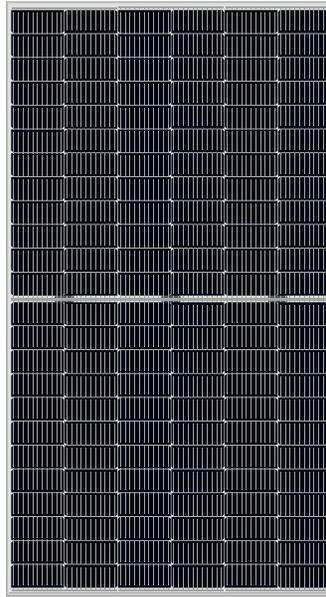
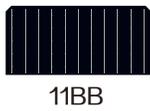
Weitergabe sowie Vervielfältigung dieses Dokuments, Verwertung und Mitteilung seines Inhalts sind verboten, soweit nicht ausdrücklich gestattet. Zuwiderhandlungen verpflichten zu Schadenersatz.

JW-HD144N

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

545-570W

Cell Type



570W

Maximum Power Output

22.00%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Tolerance



Additional Power Generation Gain

At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



Better Weak Illumination Response

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE

High bifaciality, high power output, saving BOS cost



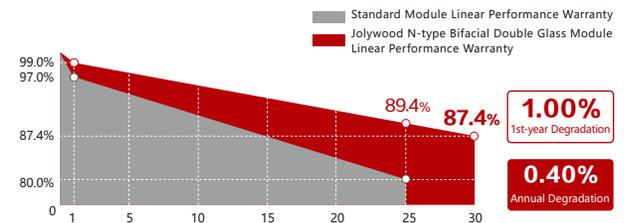
Wider Applicability

BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- 100% EL tests

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

Additional Insurance Backed by Munich Re



JW-HD144N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	545	550	555	560	565	570
MPP Voltage (Vmp) (V)	41.8	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8
MPP Current (Imp) (A)	13.04	13.10	13.16	13.21	13.27	13.32
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	50.0	50.2	50.4	50.6	50.8	51.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	13.81	13.87	13.93	13.99	14.05	14.11
Module Efficiency (%)	21.03	21.23	21.42	21.61	21.80	22.00

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	412	416	420	424	427	431
MPP Voltage (Vmp) (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	39.9	40.2
MPP Current (Imp) (A)	10.51	10.56	10.61	10.65	10.70	10.74
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	47.8	48.0	48.2	48.4	48.6	48.7
Short Circuit Current (Isc) (A)	11.13	11.18	11.23	11.28	11.33	11.38

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

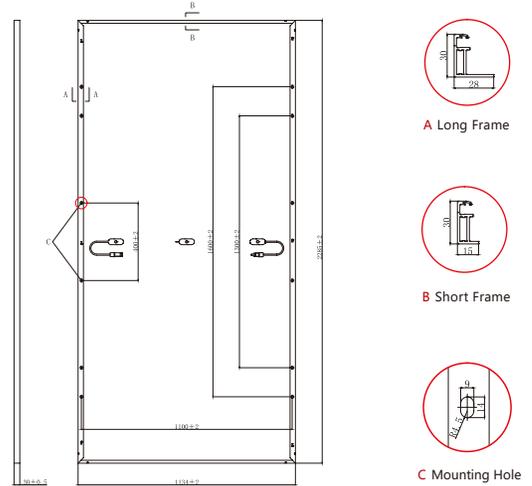
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

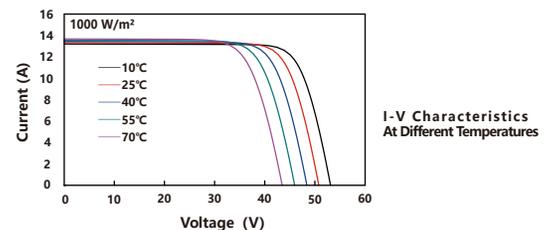
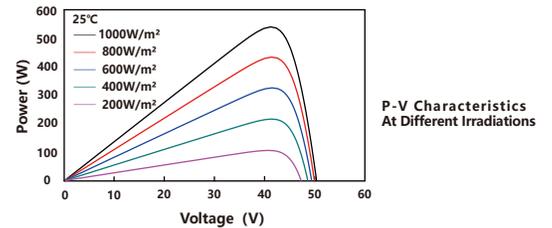
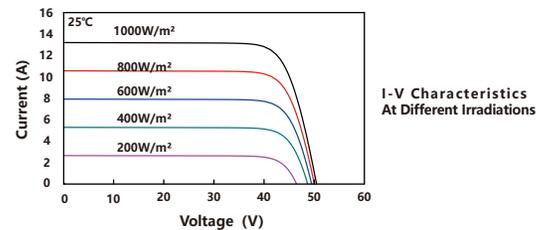
With Different Power Generation Gain (regarding 545W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	589	41.8	14.07	50.0	14.90
15	610	41.9	14.59	50.1	15.45
20	632	41.9	15.10	50.1	15.99
25	654	41.9	15.62	50.1	16.54
30	676	41.9	16.13	50.1	17.08

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD144N-545



Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet		35	
Pallet/Container	5	10	18
Piece/Container	175	350	630

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.

Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone, Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500

TEL: +86 523 80612799 Email: mkt@jolywood.cn

DOC.#: TZ-MP-160 REV: B

Version 2021.03 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

www.jolywood.cn



Neu Boltenhagen

Neu Boltenhagen

Created Apr 30, 2024
Updated Apr 30, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 117981.20262

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 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	SA tracking	SA tracking	4,150	7,918	-
PV Feld Sued	SA tracking	SA tracking	0	0	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 1,157,356 m²

Name: PV Feld Nord
Footprint area: 539,157 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.067163	13.588468	9.25	2.70	11.95
2	54.060582	13.588642	15.94	2.70	18.64
3	54.061425	13.600937	17.05	2.70	19.75
4	54.064989	13.600851	11.14	2.70	13.84
5	54.066475	13.602568	12.79	2.70	15.49
6	54.068263	13.602675	12.57	2.70	15.27
7	54.068717	13.598191	16.57	2.70	19.27
8	54.068339	13.597697	17.17	2.70	19.87
9	54.068452	13.596753	18.20	2.70	20.90
10	54.065078	13.593470	10.66	2.70	13.36
11	54.063264	13.592590	12.14	2.70	14.84
12	54.062458	13.591625	13.01	2.70	15.71
13	54.063377	13.590981	13.21	2.70	15.91
14	54.064158	13.590831	12.22	2.70	14.92
15	54.064939	13.591818	10.80	2.70	13.50
16	54.065392	13.591024	11.19	2.70	13.89
17	54.065984	13.591002	10.63	2.70	13.33

Name: PV Feld Sued
Footprint area: 618,199 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.060838	13.596855	19.75	2.70	22.45
2	54.056691	13.595181	20.35	2.70	23.05
3	54.056042	13.601361	25.42	2.70	28.12
4	54.050922	13.599151	33.11	2.70	35.81
5	54.051325	13.595224	25.36	2.70	28.06
6	54.051149	13.595159	25.85	2.70	28.55
7	54.051376	13.593464	25.13	2.70	27.83
8	54.052535	13.592413	26.08	2.70	28.78
9	54.052887	13.591426	21.28	2.70	23.98
10	54.054651	13.591319	24.00	2.70	26.70
11	54.056150	13.588572	20.20	2.70	22.90
12	54.056187	13.587284	18.28	2.70	20.98
13	54.057132	13.587027	18.58	2.70	21.28
14	54.058719	13.587199	17.37	2.70	20.07
15	54.058845	13.586212	17.74	2.70	20.44
16	54.059097	13.586018	17.75	2.70	20.45
17	54.059928	13.586040	15.97	2.70	18.67
18	54.060155	13.586555	16.70	2.70	19.40

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.070091	13.590716	9.92	2.00	11.92
OP 2	54.069247	13.599149	13.65	2.00	15.65
OP 3	54.068114	13.605747	12.39	2.00	14.39
OP 4	54.067106	13.605476	14.93	2.00	16.93
OP 5	54.062512	13.604458	15.92	2.00	17.92

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld Nord	SA tracking	SA tracking	4,150	7,918	-	
PV Feld Sued	SA tracking	SA tracking	0	0	-	-

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)	1018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	794	272
pv-feld-nord (yellow)	2335	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1475	3338

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

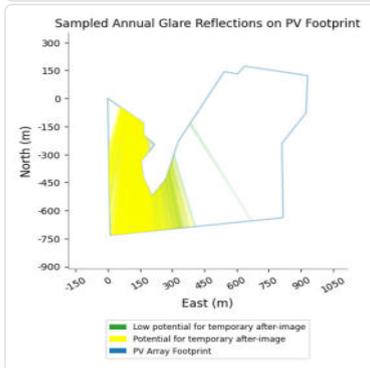
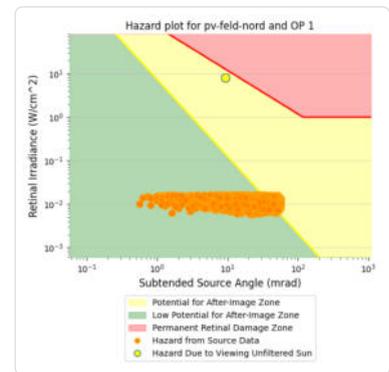
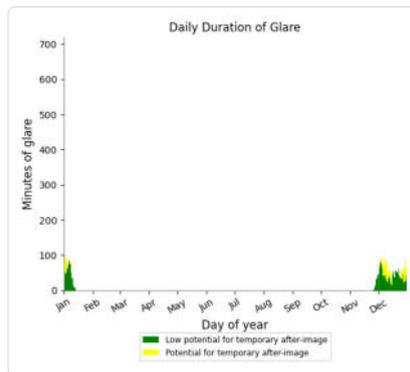
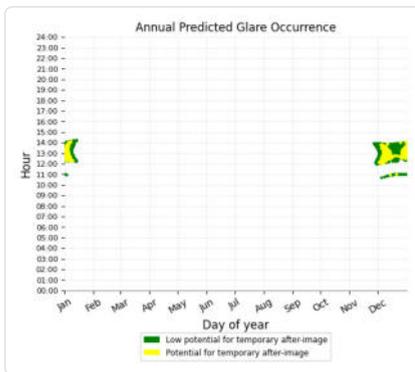
PV Feld Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2019	770
OP: OP 2	2131	7148
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:

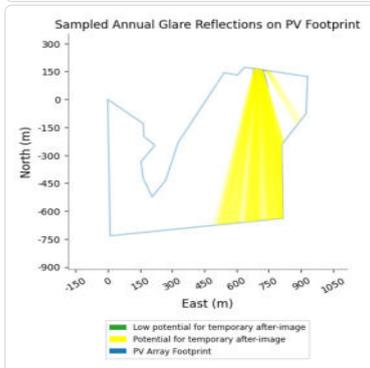
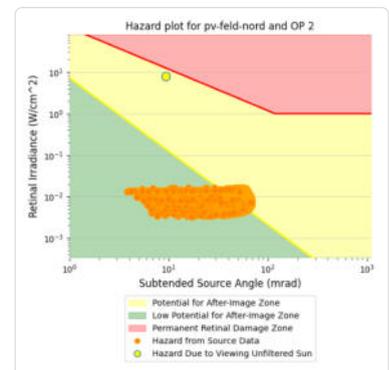
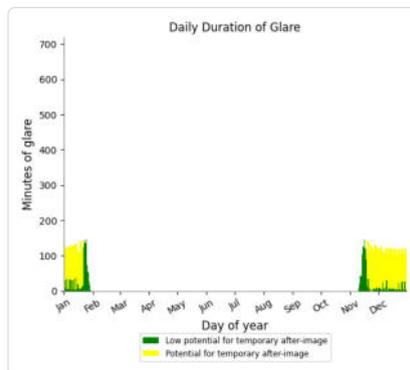
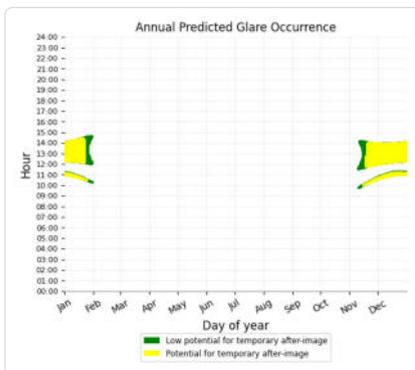
- 2,019 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 770 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord: OP 2

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

- 2,131 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 7,148 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 no glare found

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

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.

