

SolPEG Blendgutachten Solarpark Elmenhorst

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Elmenhorst in Mecklenburg-Vorpommern**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
4	Ergebnisse	13
4.1	Allgemeine Hinweise	13
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2	16
4.4	Ergebnisse an Messpunkt P3	18
4.5	Ergebnisse an Messpunkt P4	19
4.6	Ergebnisse an Messpunkt P5	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	21
5.1	Zusammenfassung	21
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Elmenhorst"

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Elmenhorst“ zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. gemäß der daraus resultierenden sog. Licht-Leitlinie¹ sind technische Anlagen, die das Sonnenlicht reflektieren, so auszuführen, dass es bei Anwohnern und Verkehrsteilnehmern nicht zu erheblichen Störungen kommt. Die Licht-Leitlinie wurde durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und dient als Basis für Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Elmenhorst“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Die dabei 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 Blendwirkung vor Ort ist nicht Bestandteil des Auftrags.

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

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich ca. 1 km nordöstlich der Ortschaft Elmenhorst in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet, ca. 9,5 km südlich von Stralsund in Mecklenburg-Vorpommern. Westlich der Anlage verläuft auf einer Länge von ca. 1 km die eingleisige Bahnstrecke Berlin–Stralsund (Berliner Nordbahn²). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche nordöstlich des Ortes Elmenhorst, ca. 9,5 km südlich von Stralsund. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	54.220°N, 13.081°O, 24 m ü.N.N
Entfernung zur Bahnlinie	ca. 18 m - 35 m
Grenzlänge entlang der Bahnlinie	ca. 1100 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 12 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	22 m - 200 m (relevanter Blickwinkel)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

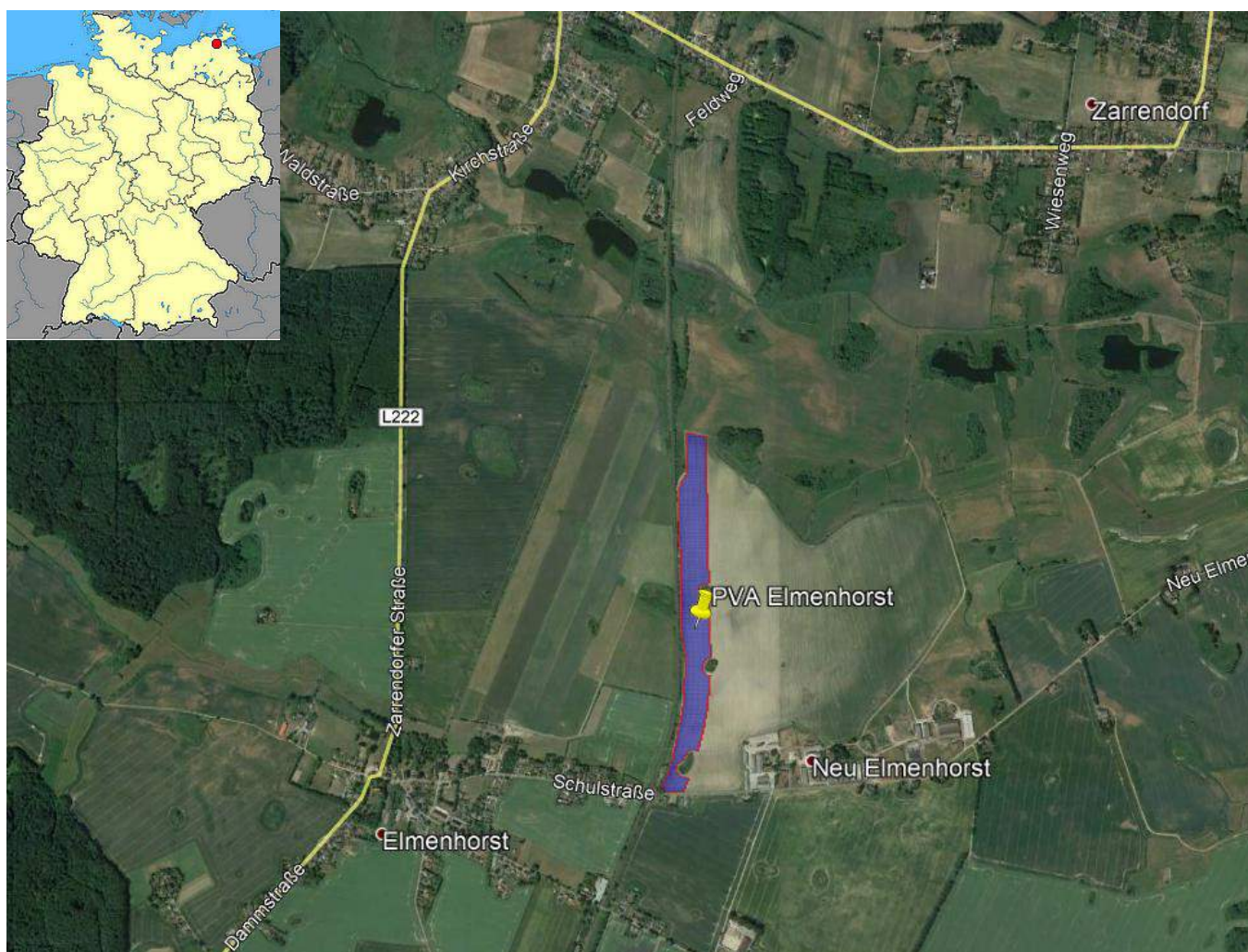


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Bahnlinie Berlin-Stralsund (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² DB Streckennummer 6088, DB Kursbuchstrecke 205

Das folgende Bild zeigt den nördlichen Bereich der geplanten PV Anlage



Bild 2.1.2: Detail der nördlichen Grenze der PVA mit Bahnlinie (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den südlichen Bereich der geplanten PV Anlage.



Bild 2.1.3: Detail der südlichen Grenze der PVA mit Bahnlinie (Quelle: SolPEG)

Die folgenden Bilder wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt.



Bild 2.1.4: Blick von Süden Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber)



Bild 2.1.5: Blick von Südwesten Richtung Norden (Quelle: Auftraggeber)

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.

Das folgende Bild zeigt Gebäude im Osten und Westen der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität besteht allerdings aufgrund von Bewuchs durch Büsche und Bäume kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Die Standorte werden dennoch analysiert.

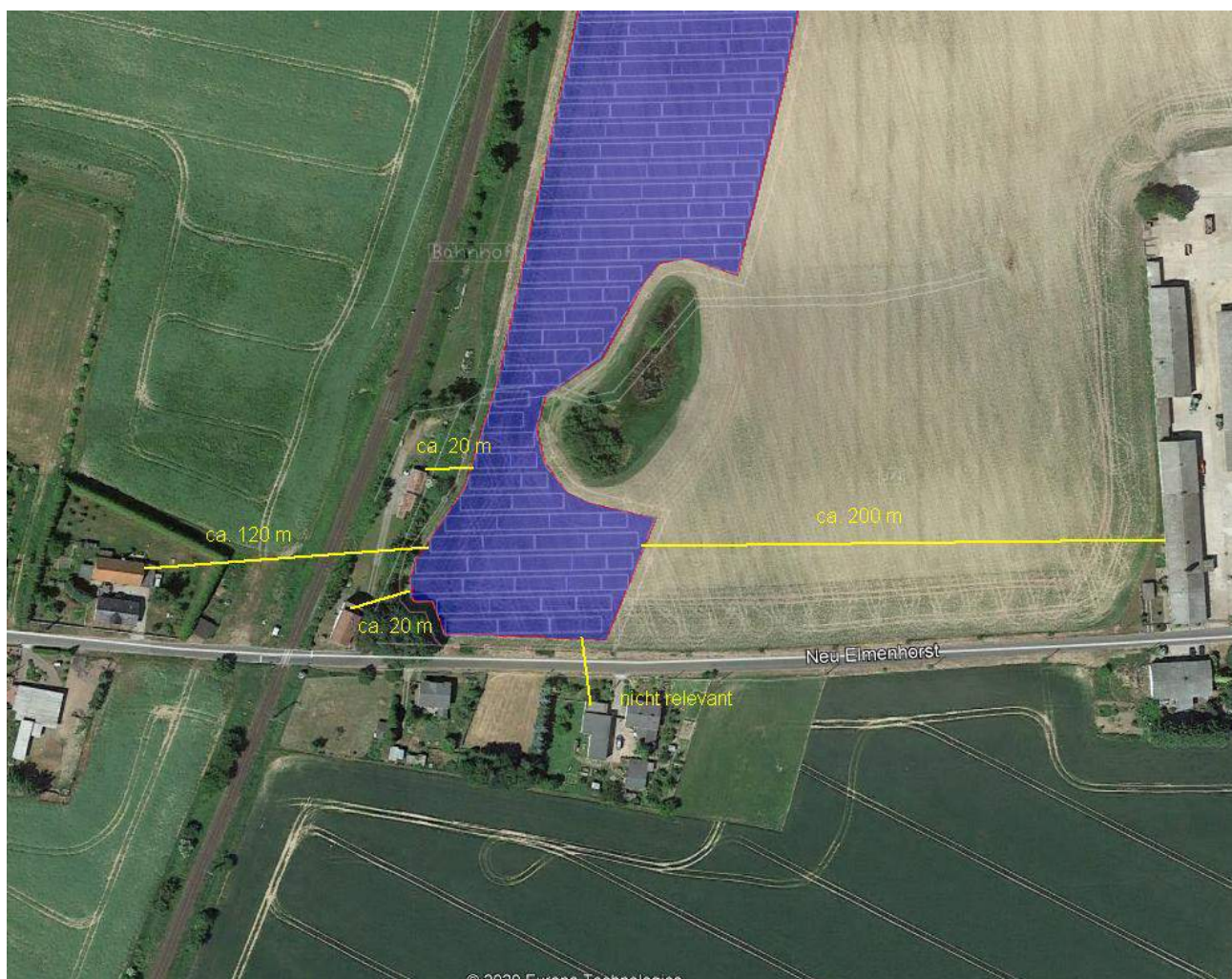


Bild 2.2.1: Gebäude im Osten und Westen der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

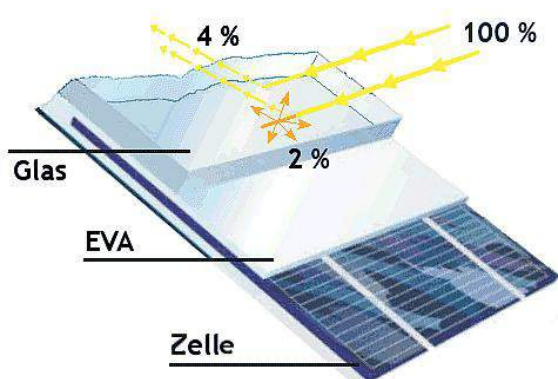


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

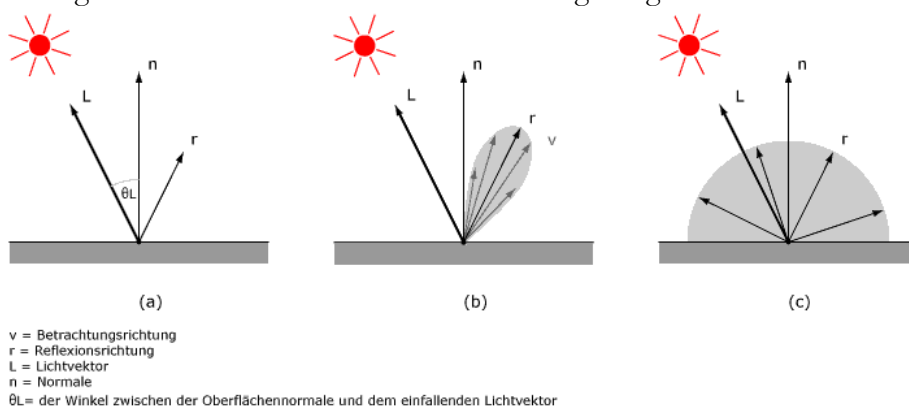


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

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

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV Anlage

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

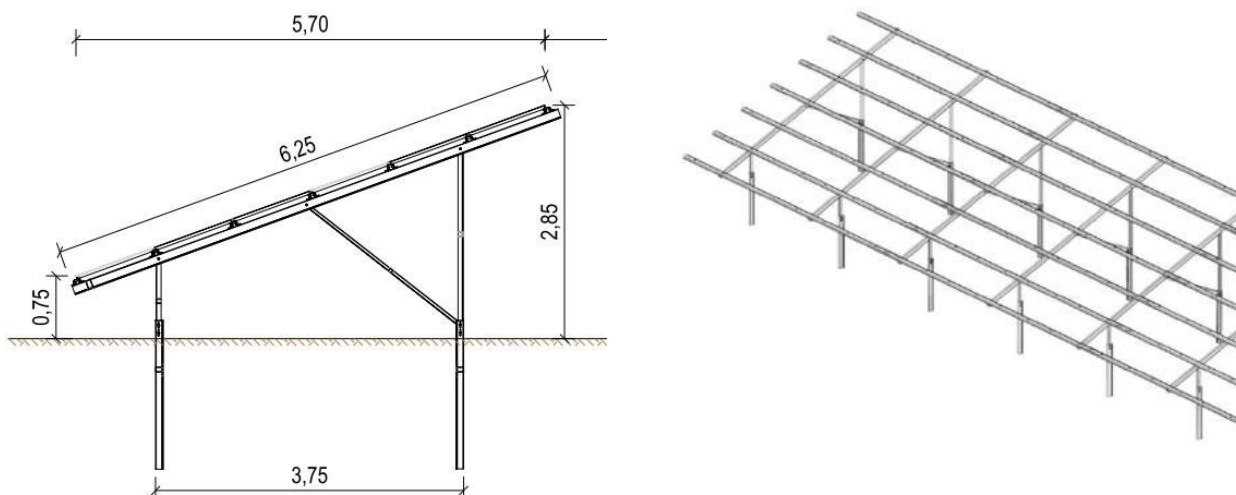


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Bahnlinie	339° Richtung Nordwest
Höhe Messpunkte Zugführer	2,0 m über Boden inkl. Bahndamm
Azimut Blickrichtung Zugführer ³	Fahrtrichtung +/- 20°

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

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

3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21 ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

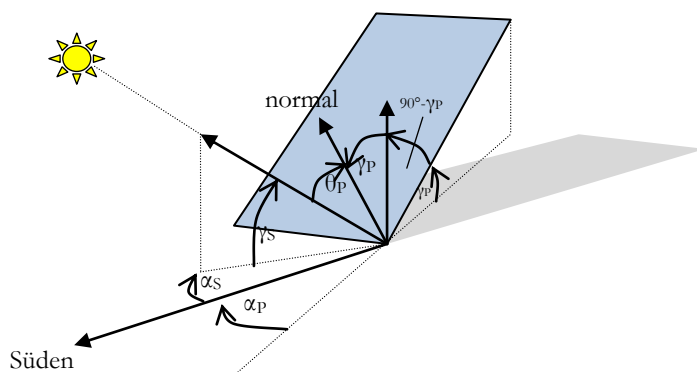


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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>

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse der potentiellen Blendwirkung wurden exemplarisch 2 Messpunkte entlang der Bahnlinie gewählt, 1 Messpunkt im Bereich des Bahnüberganges sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P5):



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1 - P5) für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4 Ergebnisse

4.1 Allgemeine Hinweise

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also feste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen.

Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Aufgrund von fehlenden Richtlinien für den Flug-, Schienen- und Fahrzeugverkehr kommt die eher allgemein gehaltene Empfehlung zur Anwendung, wonach bei Bauvorhaben eine Gefährdung von Verkehrsteilnehmern durch Lichtimmissionen zu vermeiden ist. Da sich die hier berechneten Simulationsergebnisse auf feste Standorte beziehen, werden diese für Verkehrswege entsprechend relativiert betrachtet.

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 Adaptions- und Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärffpunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berechnet, die aufgrund des Strahlenverlaufs physikalisch möglich sind. In den Ergebniswerten sind daher auch Reflexionen enthalten, die teilweise weit von der Immissionsquelle entfernt sind. Solche Extremwerte werden entsprechend geringer gewichtet bzw. relativiert bewertet, insbesondere wenn die Immissionsquelle weiter als 100 m entfernt ist.

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

Sonstige Einflüsse

Wie bereits ausgeführt (Abschnitt 3.4) geht die Simulation der Reflexionen zu jedem Zeitpunkt von clear-sky Bedingungen aus, d.h. klarem Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

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

Sonderfall Zugführer

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



Bild 4.1.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen derartige Schienenfahrzeuge über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen.



Bild 4.1.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 281, rechts ICE (Quelle: Wikipedia CC0 1.0 Lizenz, bearbeitet)

Diese Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der relevante Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert ist. Das Simulationsprogramm hingegen ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse sind daher nur bedingt verwendbar.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke westlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten⁸ keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass Reflexionen nur in den frühen Morgenstunden aus östlicher Richtung auftreten können und in diesen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt.

Erst wenn die Kriterien für die Bereinigung der Rohdaten verändert/herabgesetzt werden, sind an nur 6 Tagen pro Jahr (01. April – 06. April) für maximal 6 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Aber selbst dann liegen potentielle Reflexionen mit ca. $+44^\circ$ bis $+102^\circ$ östlich zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.



Bild 4.2.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Bei der Fahrt Richtung Norden könnten potentielle Reflexionen in der gelb/weiß markierten Flächen auftreten.

Die hier gelb/weiß markierte Fläche entspricht den nicht bereinigten Simulationsergebnissen. Nach Bereinigung der Daten wäre die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Rohdaten befinden sich im Anhang.

⁸ Als nicht relevante Reflexionen werden Ergebnisse ausgenommen, die in einem Winkel von unter 10° zur Sonne auftreten, da in solchen Situationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können nach Bereinigung der Rohdaten zwischen dem 24. April - 02. Mai und zwischen dem 05. Juli – 17. August in der Zeit zwischen 06:00 Uhr - 06:14 Uhr für max. 14 Minuten pro Tag Reflexionen auftreten.

In diesem Bereich beträgt der Azimut der Bahnstrecke ca. $18^\circ/198^\circ$ und auch hier liegen potentielle Reflexionen mit ca. $+39^\circ$ bis $+87^\circ$ östlich (rechts) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

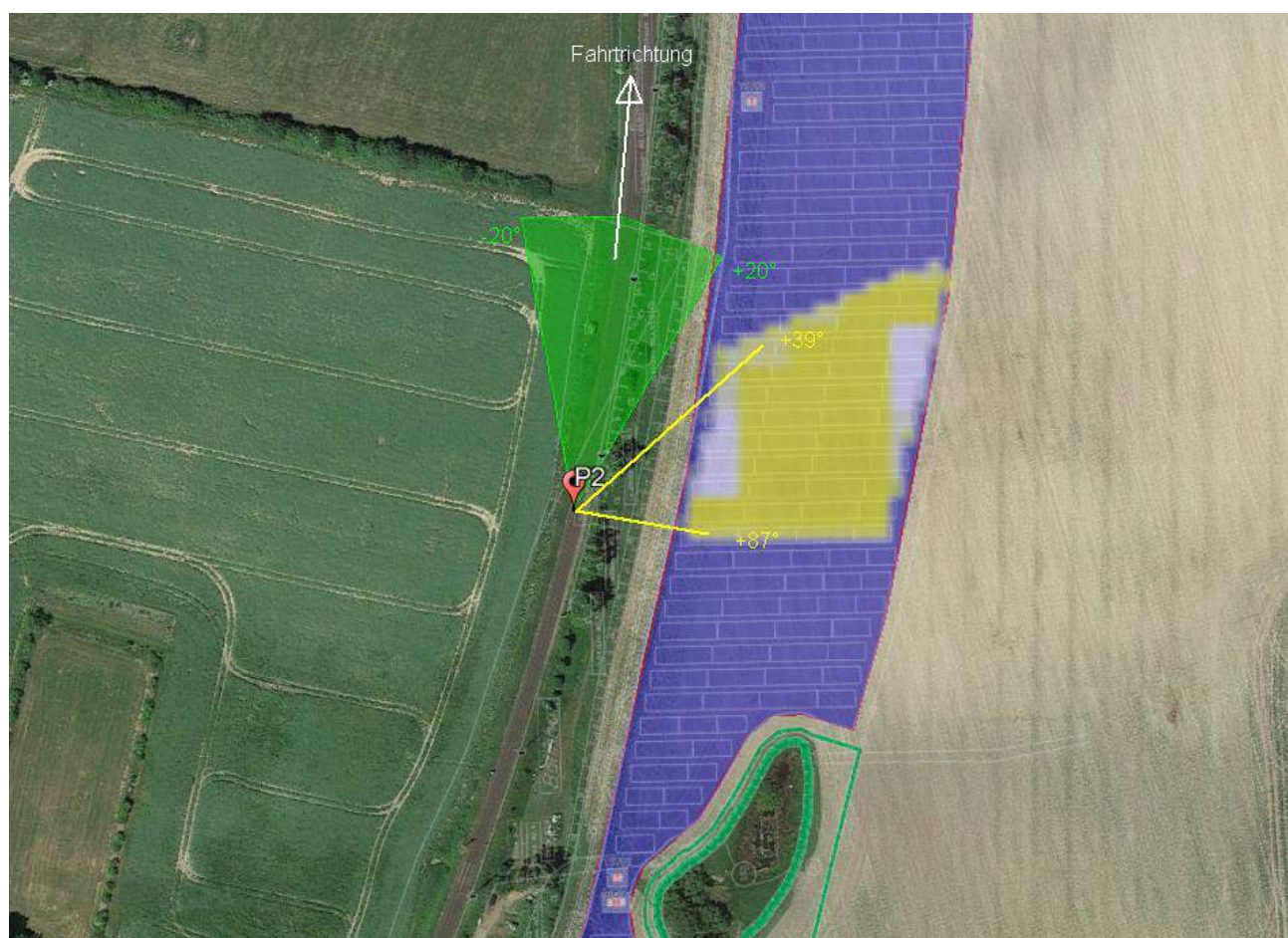


Bild 4.3.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Norden (Fahrtrichtung ± 20 , ca. 100 m). Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen⁹ auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und sind diese jedoch zu vernachlässigen.

⁹ Fläche der nicht bereinigten Simulationsergebnisse

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P2. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte für einen ortsfesten Standort berechnet, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang. Die minutengenauen Rohdaten der Berechnungsergebnisse sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,891 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

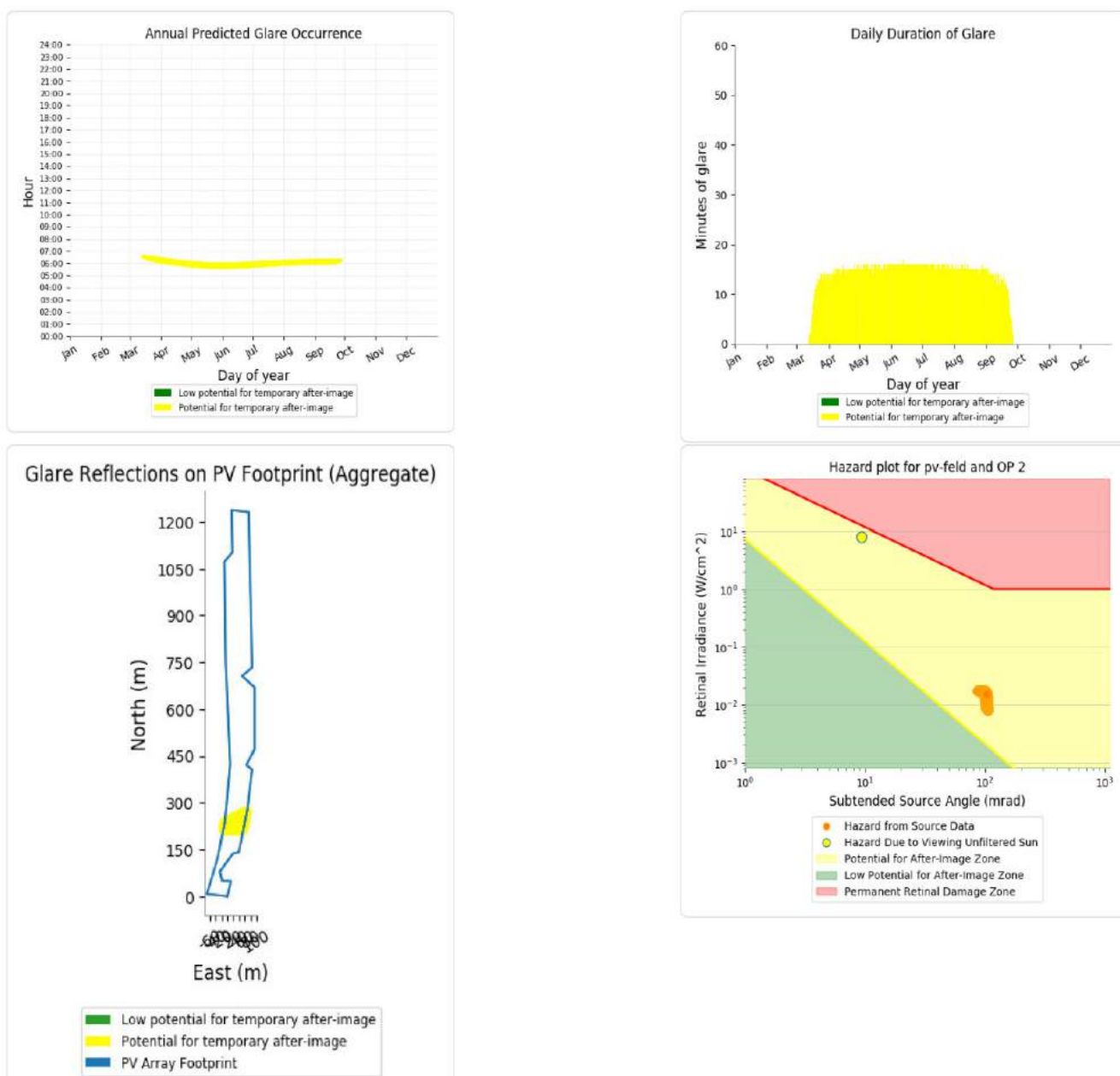


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse an Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 im Bereich des Bahnüberganges können rein rechnerisch zwischen dem 22. April und dem 19. August in der Zeit zwischen 06:00 – 06:19 Uhr für maximal 19 Minuten pro Tag Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die theoretisch ermittelten Ergebnisse sind aufgrund der zeitlichen Dauer zu vernachlässigen aber dies ist nicht allein ausschlaggebend für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung. Relevant ist vielmehr der Umstand, dass potentielle Reflexionen den Messpunkt P3 nicht erreichen können, da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle von einem natürlichen Sichtschutz durch Büsche und Bäume verhindert wird.

Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3



Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

4.5 Ergebnisse an Messpunkt P4

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südwestlich der PV Anlage können zwischen dem 18. April und 23. August theoretisch morgens zwischen 06:00 – 06:24 Uhr an maximal 23 Minuten pro Tag (max. 1598 Minuten pro Jahr) Reflexionen auftreten. Die Tages- und auch Jahreswerte liegen unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und somit sind mögliche Beeinträchtigungen als vernachlässigbar anzusehen. Eine Beeinträchtigung der Anwohner im Sinne der Lichtleitlinie („eine erhebliche Belästigung“) kann ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus besteht hier - wie auch am Messpunkt P3 - ein Sichtschutz aus Büschen und Bäumen besteht und somit werden potentielle Reflexionen nochmals reduziert.

Das folgende Bild verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3. Die Blickrichtung ist von der PV Anlage in Richtung Südwesten auf das Gebäude. Die Büsche und Bäume sind zum Zeitpunkt der Aufnahme (Februar) noch unbelaubt, bilden aber dennoch bereits einen merklichen Sichtschutz.



Bild 4.5.1: Blick auf die Gebäude südöstlich der PV Anlage (Quelle: Auftraggeber)

Das folgende Bild zeigt die östliche Fassade des Gebäudes hinter noch den unbelaubten Büschen und Bäumen.



Bild 4.5.2: Blick auf die Gebäude südöstlich der PV Anlage (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

4.6 Ergebnisse an Messpunkt P5

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage können zwischen dem 30. April und 14. August theoretisch abends zwischen 18:06 – 18:21 Uhr an maximal 11 Minuten pro Tag bzw. maximal 710 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Werte liegen deutlich unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher ist eine weitere Analyse nicht erforderlich. Eine Beeinträchtigung der Anwohner im Sinne der Lichtleitlinie („eine erhebliche Belästigung“) kann ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P5.

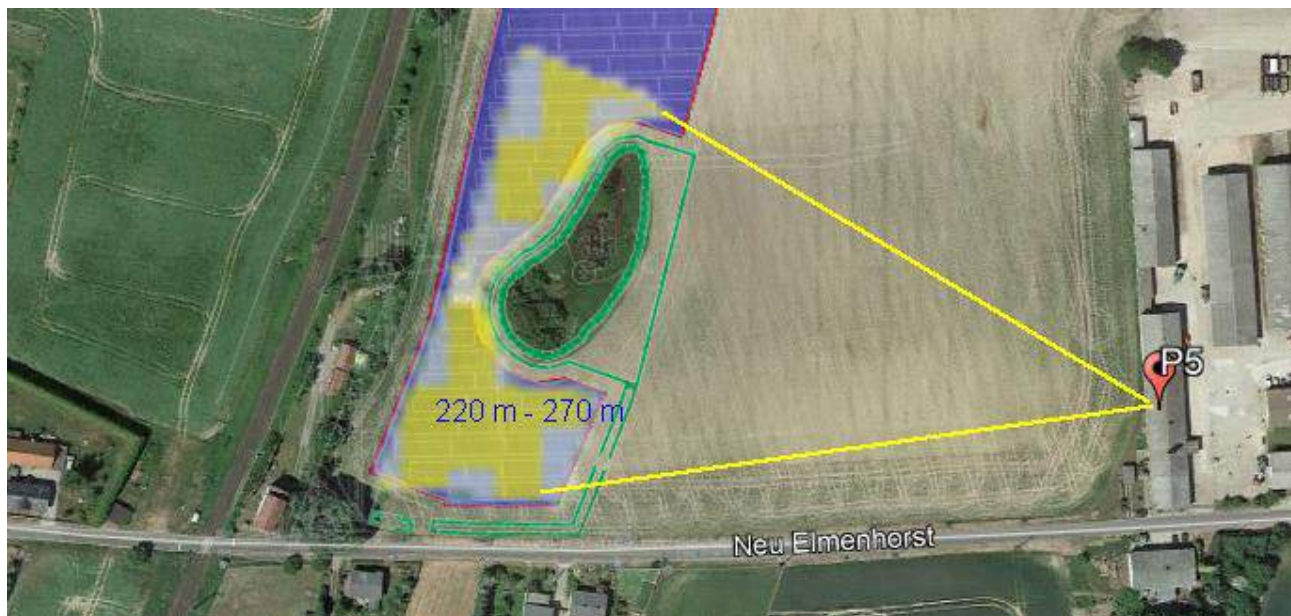


Bild 4.6.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus können potentielle Reflexion hier nur in Entfernungen von ca. 220 m – 270 m auftreten und sind daher relativiert zu bewerten. Mit zunehmender Entfernung zur Immissionsquelle reduziert sich aufgrund der Bündelaufweitung der Lichtstrahlen die Leuchtdichte und damit eine potentielle Blendwirkung.

Das folgende Bild zeigt den Blick vom Gelände der PV Anlage in Richtung Osten auf die Gebäude im Bereich von Messpunkt P5.



Bild 4.6.2: Blick Richtung Osten auf Messpunkt P5 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Berechnung der Reflexionen für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte der geplanten PV Anlage „Elmenhorst“ ergibt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Blendwirkung durch Reflexionen.

Zugführer auf der Bahnstrecke Berlin-Stralsund werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt, da diese in einem Einfallswinkel auftreten, der außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt. Reflexionen können nur wahrgenommen werden, wenn der Blick vom Gleisverlauf abgewendet wird und in die aufgehende Sonne gerichtet wird. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Für Anwohner der umliegenden Gebäude sind die berechneten Reflexionen nicht relevant, da die Gesamtsummen pro Jahr und auch pro Tag deutlich unterhalb der Richtwerte der Lichtleitlinie liegen. Darüber hinaus besteht aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung für Anwohner bzw. für schutzwürdige Räume im Sinne der Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

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

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Elmenhorst“ kann aufgrund der Dauer und Leuchtdichte als „geringfügig“ klassifiziert werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

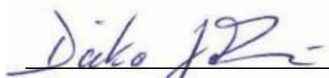
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten derartiger Reflexion als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

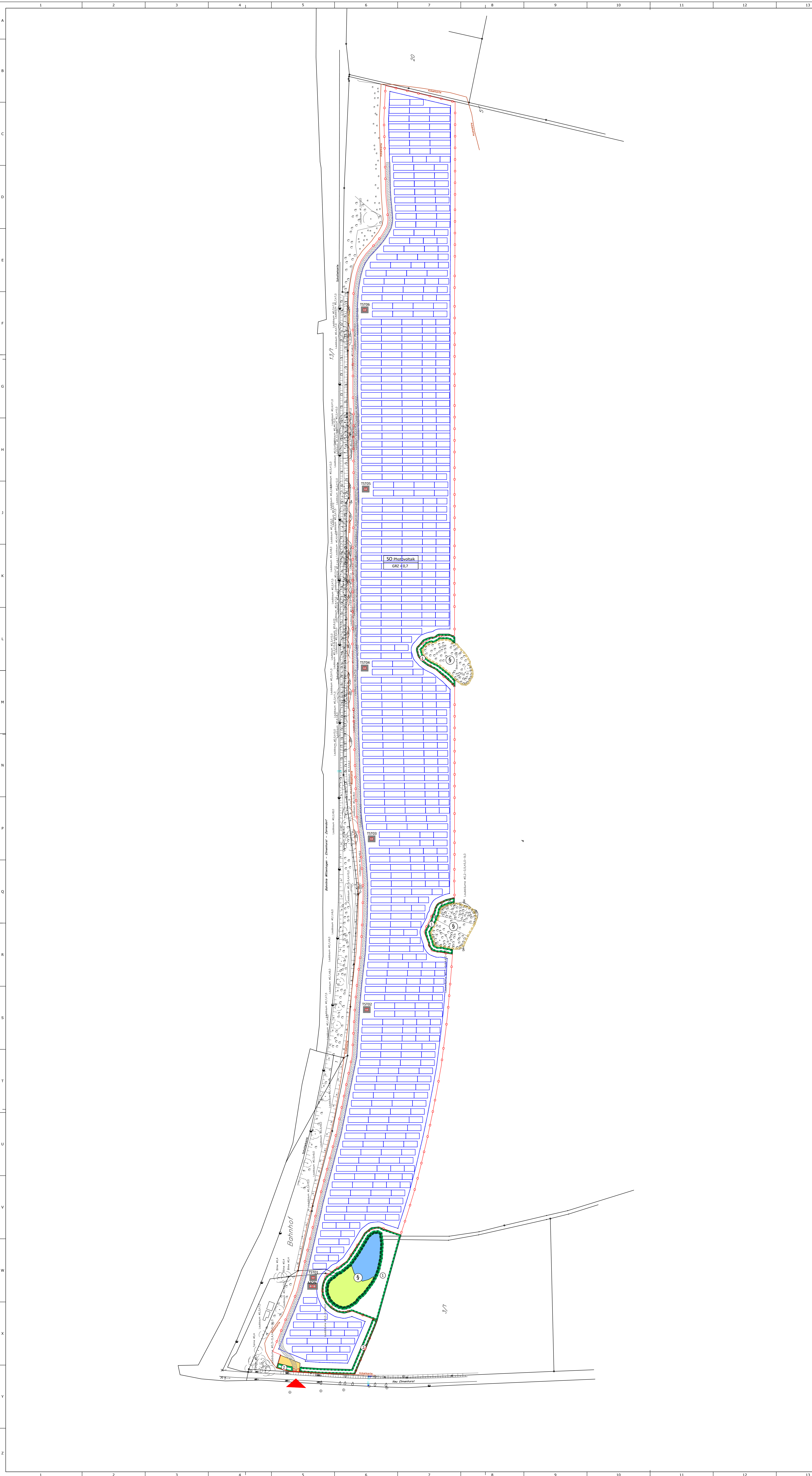
Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 02.06.2020


Dieko Jacobi



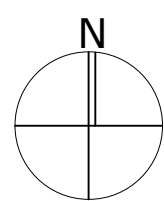
Legende

- Baugrenze lt. BPlan
- geplanter Zaun (h=2m)
Gesamtlänge ca. XXXm
- Geplante Zufahrt
- Tore
Anzahl:
- Modultisch
- Transformatorstation
- Monitoring Container
- PVA Hauptwege / Schotterbett
Gesamtfläche ca. XXXm²

PVA Elmenhorst

Modul
Typ: Jinko Solar JKM330M-60-V
Anzahl: 38.520 Stk.
Modulleistung: 330 Wp
DC-Gesamtleistung: 12.711,60 kWp

Unterkonstruktion
Neigung: 20°
Reihenabstand: 2,30 m



1:1250
0m 20m 40m 60m 80m 100m

A0-portrait

Bilder: Enerparc AG Zirkunweg 2 20359 Hamburg	Editor Check Allowed Norm	Date:	Name:	General contractor: ENE PVA	
		2020-05-26	MAG		
		Address:	Zirkunweg 2 / Astra Tower 20359 Hamburg (Germany) Telephone: +49 40 756 644 9-0 Fax: +49 40 756 644 9-65		

Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

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



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID Resistance

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



Low-light Performance

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



Severe Weather Resilience

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

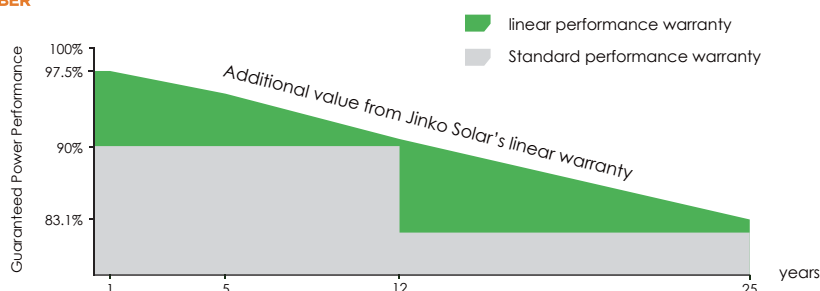


Durability Against Extreme Environmental Conditions

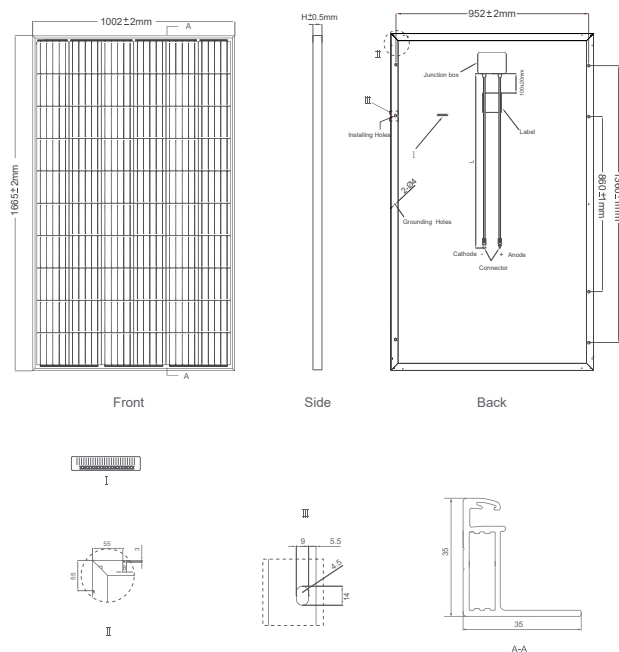
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

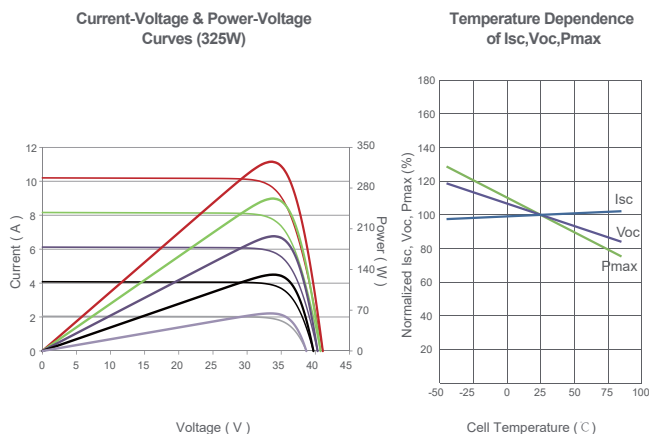


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet , 62pcs/stack, 868pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC	158.75×158.75mm
No. of cells	60 (6×10)	
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)	
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)	
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length 900mm or Customized Length	

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315M-60-V		JKM320M-60-V		JKM325M-60-V		JKM330M-60-V		JKM335M-60-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Short-circuit Current (Isc)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Module Efficiency STC (%)	18.88%		19.18%		19.48%		19.78%		20.08%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM315-335M-60-V-A2-EN



Site Configuration: Elmenhorst



Created **June 3, 2020 9:28 a.m.**
Updated **June 3, 2020 9:49 a.m.**
DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m^2**
Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
Timezone **UTC+1**
Site Configuration ID: 39754.1215

Summary of Results

 Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	15,957	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad
Approx. area: 91,362 sq-m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.216759	13.080421	25.05	2.00	27.05
2	54.217198	13.080614	24.01	2.00	26.01
3	54.217204	13.080163	24.21	2.00	26.21
4	54.217474	13.080034	23.36	2.00	25.36
5	54.217988	13.080710	23.57	2.00	25.57
6	54.218032	13.081032	23.61	2.00	25.61
7	54.219274	13.081483	24.46	2.00	26.46
8	54.220416	13.081719	23.76	2.00	25.76
9	54.220541	13.081418	23.87	2.00	25.87
10	54.220993	13.081848	23.57	2.00	25.57
11	54.222774	13.081848	23.92	2.00	25.92
12	54.223101	13.081204	23.74	2.00	25.74
13	54.223345	13.081719	23.40	2.00	25.40
14	54.227817	13.081547	17.21	2.00	19.21
15	54.227880	13.080646	17.66	2.00	19.66
16	54.226663	13.080689	19.83	2.00	21.83
17	54.226387	13.080270	21.50	2.00	23.50
18	54.223480	13.080340	23.94	2.00	25.94
19	54.220560	13.080571	23.85	2.00	25.85
20	54.218929	13.080303	24.56	2.00	26.56
21	54.217866	13.079927	23.49	2.00	25.49
22	54.216828	13.079359	25.54	2.00	27.54

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.225498	13.079862	23.07	2.00	25.07
OP 2	54.218724	13.079712	25.33	2.00	27.33
OP 3	54.216628	13.078478	27.30	2.00	29.30
OP 4	54.216817	13.078918	26.43	2.00	28.43
OP 5	54.217036	13.083746	26.43	2.00	28.43

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	0	15,957	-	

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

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

PV Feld potential temporary after-image

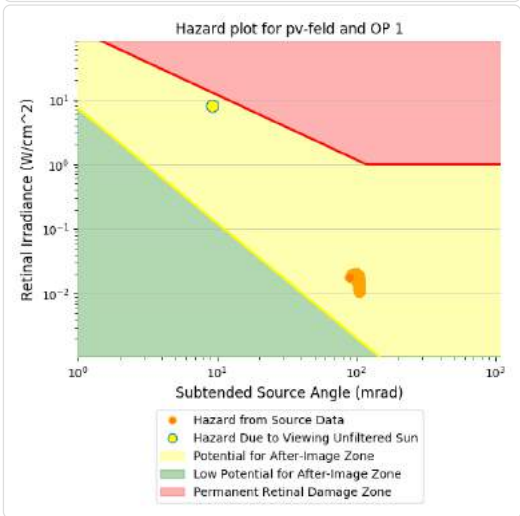
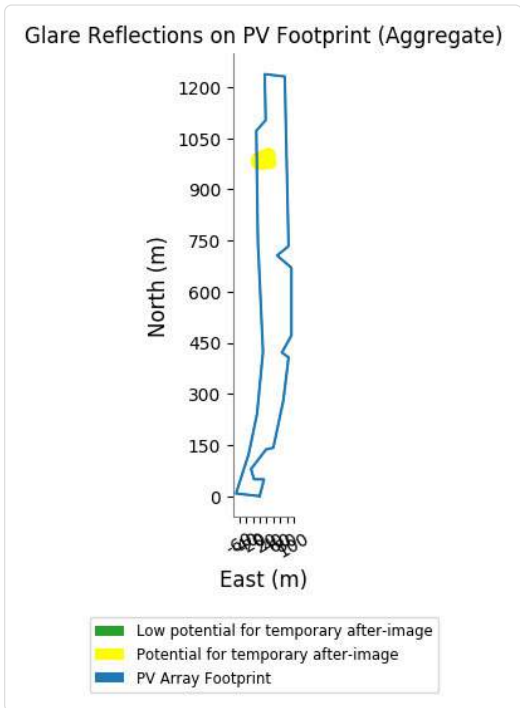
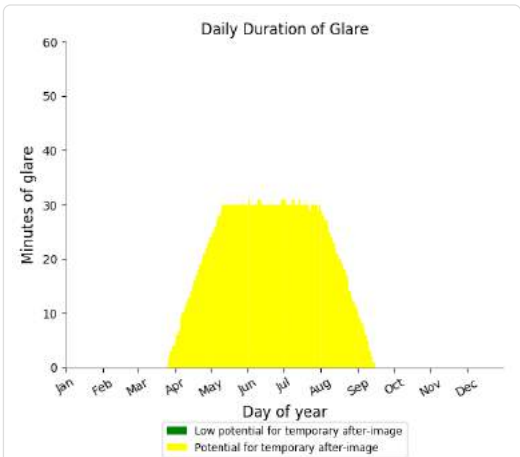
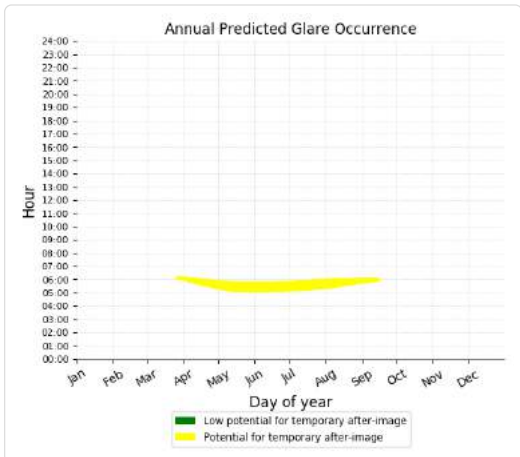


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3902
OP: OP 2	0	2891
OP: OP 3	0	3216
OP: OP 4	0	4551
OP: OP 5	0	1397

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

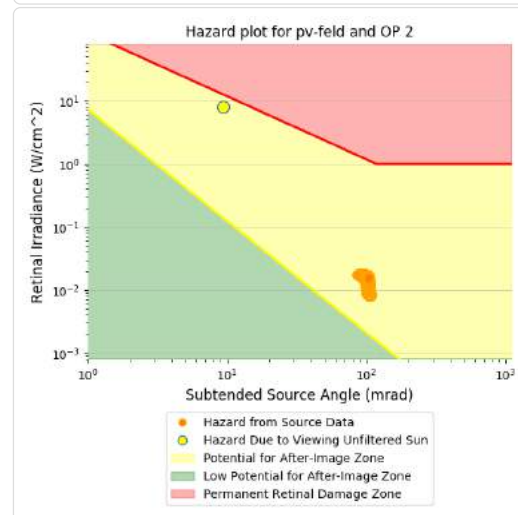
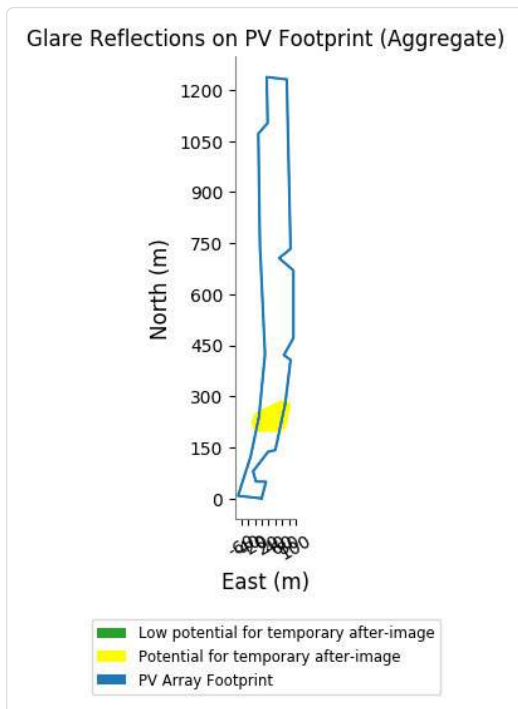
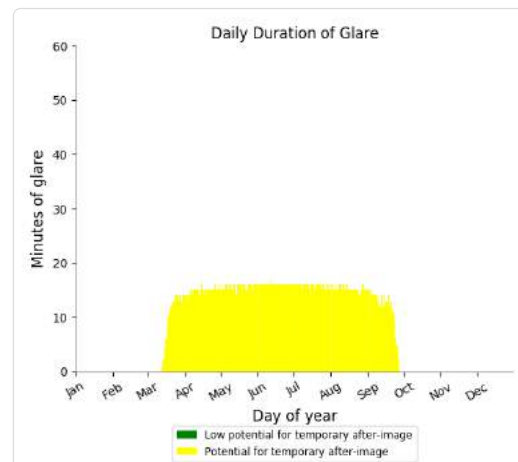
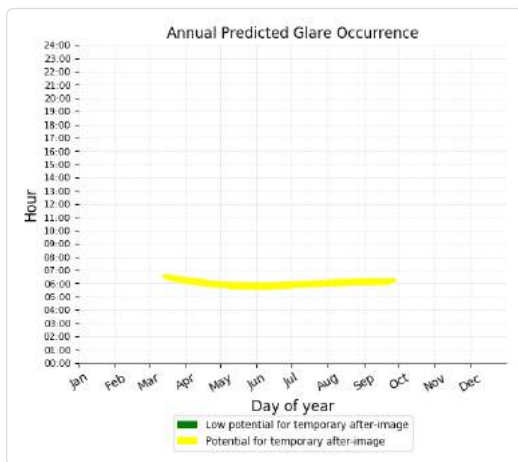
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,902 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

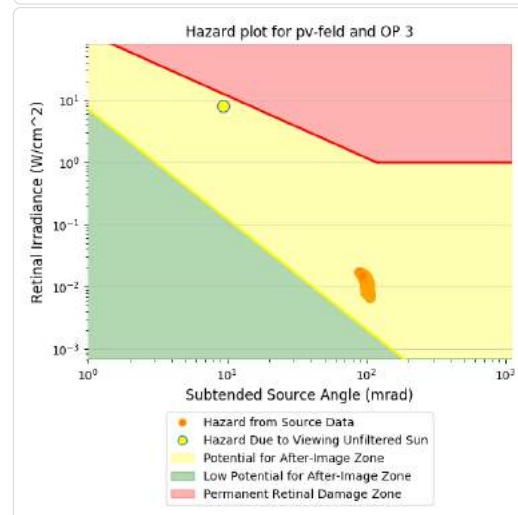
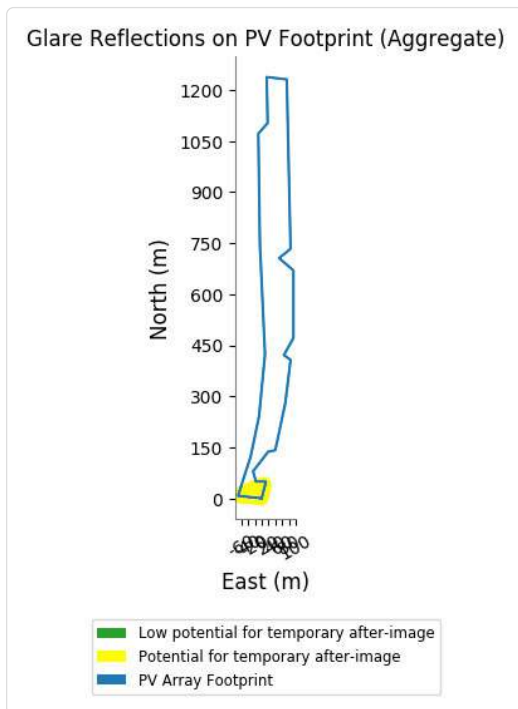
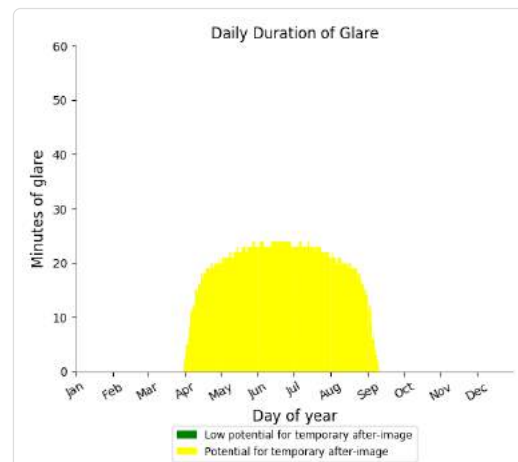
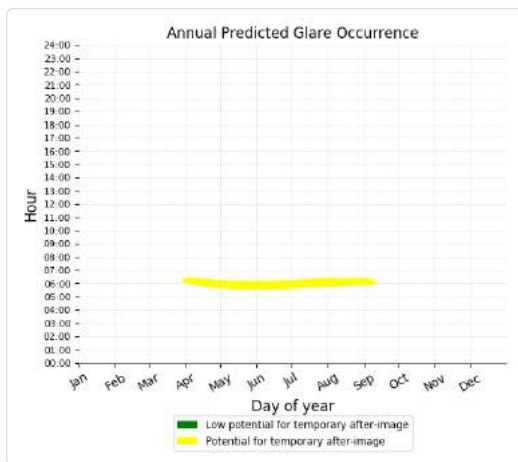
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,891 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

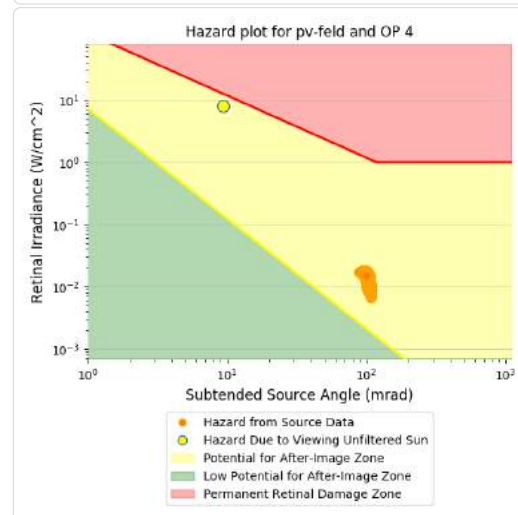
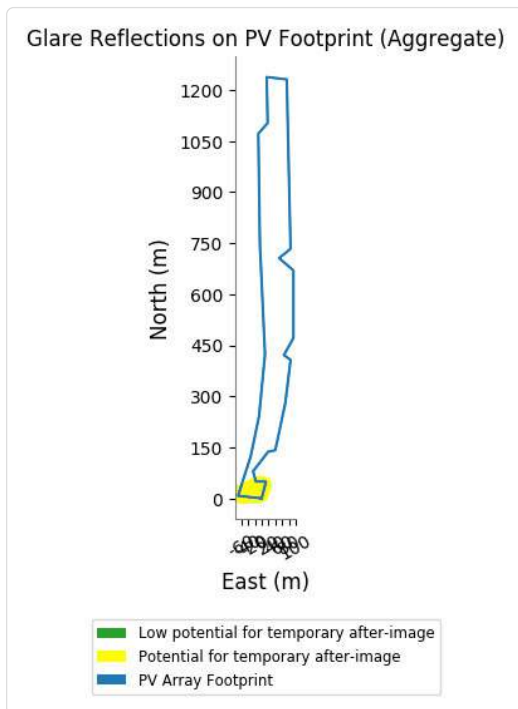
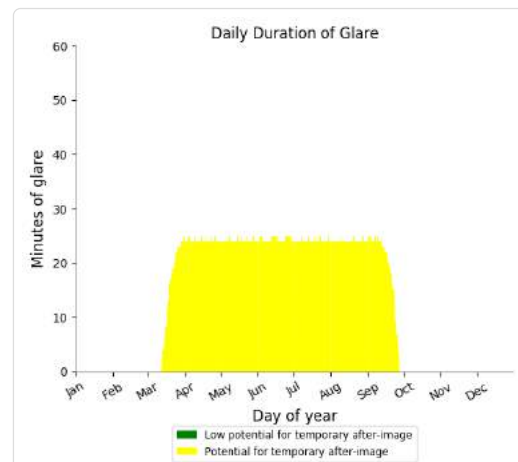
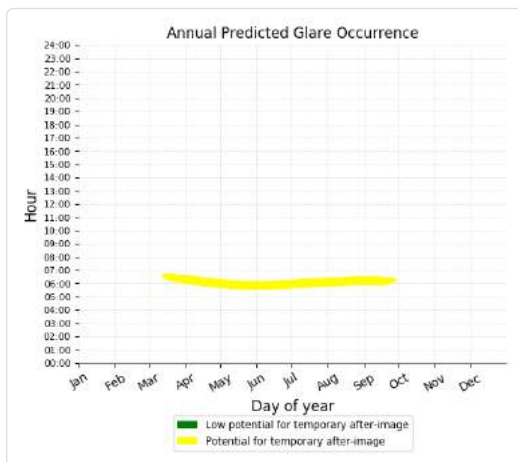
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,216 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

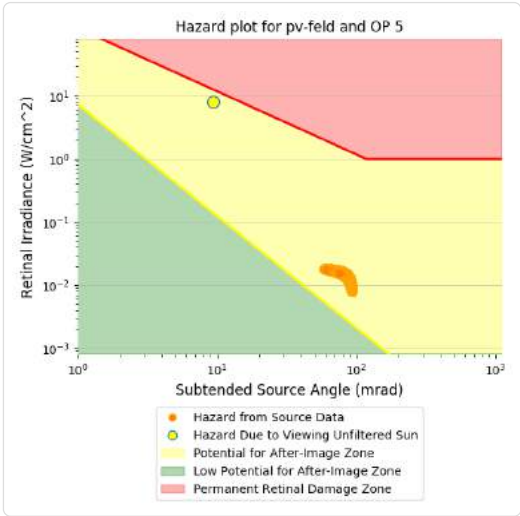
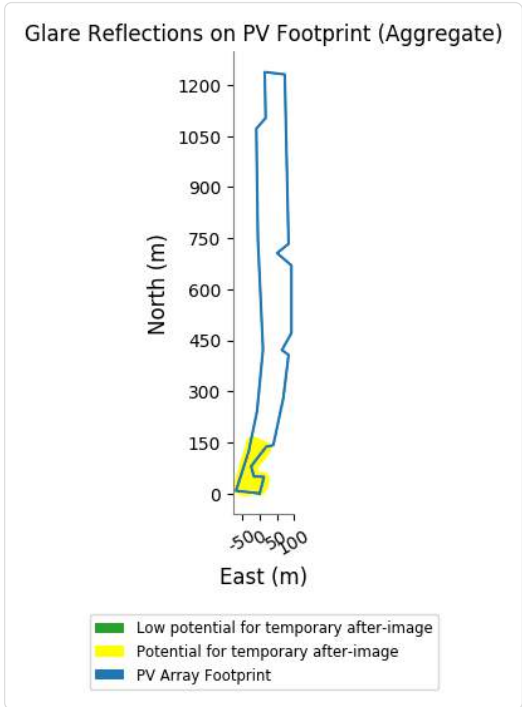
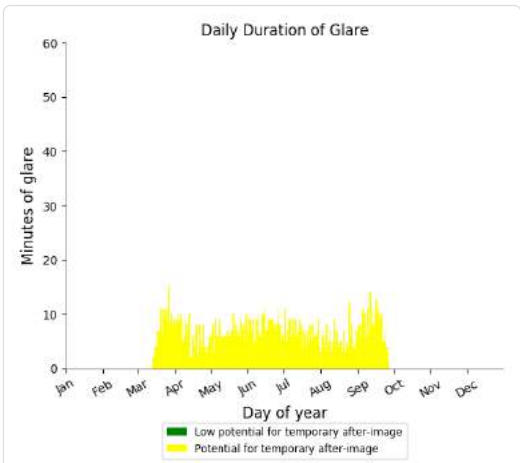
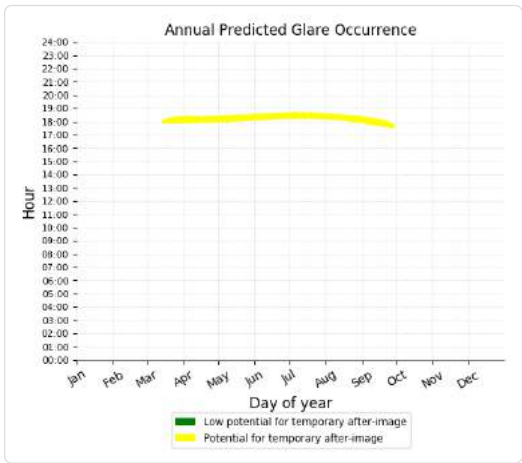
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,551 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,397 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

Solar Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl			Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste		Messpunkt 2	
													Minuten	Anfang	Ende					Zeit	Letzte Zeit		
2	0,498336	0,015299	0,102766	95,5	0	0,995	-0,096	0	-0,995	0,074	0,062	22. Apr.	2	06:08	06:09	24.04.2020	02.05.2020	8	54	06:00	06:07		
2	0,508159	0,01562	0,095554	94,9	0	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,065	0,055	23. Apr.	4	06:05	06:08	05.07.2020	17.08.2020	14	428	06:00	06:14		
2	0,497271	0,015355	0,103065	95,1	0,2	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,066	0,06	24. Apr.	5	06:03	06:07								
2	0,518183	0,015949	0,096251	94,3	0,1	0,997	-0,074	0,001	-0,997	0,056	0,049	25. Apr.	7	06:01	06:07								
2	0,507071	0,015676	0,10314	94,5	0,2	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,057	0,053	26. Apr.	8	06:00	06:07								
2	0,496199	0,015408	0,10044	94,7	0,4	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,058	0,057	27. Apr.	7	06:00	06:06								
2	0,485562	0,015145	0,102535	94,9	0,5	0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,059	0,061	28. Apr.	6	06:00	06:05								
2	0,528411	0,016212	0,098964	93,6	0,1	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,047	0,042	29. Apr.	6	06:00	06:05								
2	0,517072	0,015935	0,100946	93,8	0,3	0,998	-0,067	0,005	-0,998	0,048	0,046	30. Apr.	5	06:00	06:04								
2	0,505978	0,015662	0,100416	94	0,4	0,998	-0,07	0,007	-0,998	0,049	0,051	1. Mai.	5	06:00	06:04								
2	0,495123	0,015393	0,094464	94,2	0,6	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,05	0,055	2. Mai.	5	06:00	06:04								
2	0,484503	0,015129	0,10294	94,4	0,7	0,997	-0,077	0,012	-0,997	0,051	0,059	3. Mai.	4	06:00	06:03								
2	0,474113	0,014869	0,104168	94,6	0,8	0,997	-0,081	0,015	-0,997	0,052	0,063	4. Mai.	4	06:00	06:03								
2	0,550673	0,016917	0,098461	92,8	0	0,999	-0,048	0	-0,999	0,037	0,031	5. Mai.	4	06:00	06:03								
2	0,538848	0,016626	0,100078	93	0,2	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,038	0,035	6. Mai.	4	06:00	06:03								
2	0,527278	0,016341	0,091025	93,2	0,3	0,998	-0,055	0,005	-0,998	0,039	0,04	7. Mai.	2	06:00	06:01								
2	0,515958	0,01606	0,096073	93,4	0,4	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,04	0,044	8. Mai.	2	06:00	06:01								
2	0,504882	0,015783	0,097597	93,6	0,6	0,998	-0,062	0,01	-0,998	0,041	0,048	9. Mai.	2	06:00	06:01								
2	0,494046	0,015511	0,102734	93,8	0,7	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,042	0,052	#####	1	06:00	06:00								
2	0,483444	0,015243	0,099779	94	0,9	0,997	-0,069	0,015	-0,997	0,043	0,056	#####	1	06:00	06:00								
2	0,47307	0,01498	0,102134	94,2	1	0,997	-0,073	0,018	-0,997	0,044	0,061	#####	1	06:00	06:00								
2	0,56156	0,017273	0,094007	92,1	0	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,028	0,024	#####	1	06:00	06:00								
2	0,549496	0,016976	0,093535	92,3	0,2	0,999	-0,041	0,003	-0,999	0,029	0,029	20. Jun.	1	06:00	06:00								
2	0,537692	0,016684	0,095796	92,5	0,3	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,03	0,033	21. Jun.	1	06:00	06:00								
2	0,526143	0,016397	0,098187	92,7	0,5	0,999	-0,048	0,008	-0,999	0,031	0,037	22. Jun.	1	06:00	06:00								
2	0,514842	0,016113	0,098007	92,9	0,6	0,999	-0,051	0,011	-0,999	0,032	0,041	23. Jun.	1	06:00	06:00								
2	0,503786	0,015835	0,100363	93,1	0,8	0,998	-0,055	0,013	-0,998	0,033	0,046	24. Jun.	1	06:00	06:00								
2	0,492969	0,015561	0,098966	93,3	0,9	0,998	-0,058	0,016	-0,998	0,034	0,05	25. Jun.	2	06:00	06:01								
2	0,482385	0,015291	0,103357	93,5	1,1	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,035	0,054	26. Jun.	2	06:00	06:01								
2	0,472029	0,015026	0,102685	93,8	1,2	0,998	-0,065	0,021	-0,998	0,037	0,058	27. Jun.	2	06:00	06:01								
2	0,461898	0,014764	0,103996	94	1,4	0,997	-0,069	0,024	-0,997	0,038	0,062	28. Jun.	2	06:00	06:01								
2	0,572666	0,017561	0,085854	91,5	0,1	1	-0,026	0,001	-1	0,019	0,018	29. Jun.	3	06:00	06:02								
2	0,560359	0,017259	0,099191	91,7	0,2	1	-0,029	0,004	-1	0,02	0,022	30. Jun.	4	06:00	06:03								
2	0,548318	0,016962	0,098109	91,9	0,4	0,999	-0,033	0,006	-0,999	0,021	0,026	1. Jul.	4	06:00	06:03								
2	0,536536	0,016669	0,099323	92,1	0,5	0,999	-0,037	0,009	-0,999	0,022	0,03	2. Jul.	4	06:00	06:03								
2	0,525008	0,016381	0,10028	92,3	0,7	0,999	-0,04	0,012	-0,999	0,023	0,035	3. Jul.	4	06:00	06:03								
2	0,513728	0,016097	0,101623	92,5	0,8	0,999	-0,044	0,014	-0,999	0,024	0,039	4. Jul.	4	06:00	06:03								
2	0,502692	0,015818	0,093476	92,7	1	0,999	-0,047	0,017	-0,999	0,025	0,043	5. Jul.	5	06:00	06:04								
2	0,491895	0,015544	0,09589	92,9	1,1	0,999	-0,051	0,019	-0,999	0,027	0,047	6. Jul.	5	06:00	06:04								
2	0,48133	0,015274	0,10204	93,1	1,2	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,028	0,052	7. Jul.	5	06:00	06:04								
2	0,470993	0,015008	0,098741	93,3	1,4	0,998	-0,058	0,024	-0,998	0,029	0,056	8. Jul.	5	06:00	06:04								
2	0,460879	0,014747	0,104327	93,5	1,5	0,998	-0,061	0,027	-0,998	0,03	0,06	9. Jul.	6	06:00	06:05								
2	0,571442	0,017623	0,097767	91	0,3	1	-0,018	0,004	-1	0,011	0,015	10. Jul.	6	06:00	06:05								
2	0,559159	0,017319	0,094068	91,3	0,4	1	-0,022	0,007	-1	0,012	0,019	11. Jul.	7	06:00	06:06								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 2:

482 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

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

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

14 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2892 Einträgen /-20):

1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Sun	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 3
1	0,523531	0,017262	0,08777	86,8	2,7	0,997	0,055	0,047	-0,997	-0,072	0	19. Apr.	2	06:13	06:14	22.04.2020	19.08.2020	19	1300	06:00	06:19		
2	0,449774	0,015208	0,093303	88,3	3,7	0,997	0,03	0,064	-0,997	-0,065	0,03	20. Apr.	4	06:11	06:14								
2	0,511388	0,016937	0,089234	86,6	3	0,997	0,059	0,052	-0,997	-0,079	0,002	21. Apr.	4	06:10	06:13								
2	0,439365	0,014918	0,094096	88	4	0,997	0,034	0,07	-0,997	-0,071	0,032	22. Apr.	6	06:08	06:13								
2	0,429934	0,014648	0,094422	88,2	4,2	0,997	0,031	0,073	-0,997	-0,07	0,036	23. Apr.	8	06:05	06:12								
2	0,499568	0,016677	0,091461	86,4	3,3	0,996	0,063	0,058	-0,996	-0,086	0,004	24. Apr.	10	06:03	06:12								
2	0,448261	0,015229	0,09444	87,4	4	0,996	0,045	0,071	-0,996	-0,08	0,025	25. Apr.	11	06:01	06:11								
2	0,438646	0,014954	0,09405	87,6	4,2	0,996	0,042	0,073	-0,996	-0,079	0,029	26. Apr.	12	06:00	06:11								
2	0,429235	0,014683	0,094558	87,8	4,3	0,996	0,038	0,076	-0,996	-0,078	0,033	27. Apr.	12	06:00	06:11								
2	0,393555	0,013646	0,095914	88,6	4,9	0,996	0,024	0,086	-0,996	-0,074	0,05	28. Apr.	11	06:00	06:10								
2	0,498747	0,016775	0,090094	85,9	3,5	0,996	0,071	0,061	-0,996	-0,093	0,001	29. Apr.	11	06:00	06:10								
2	0,428569	0,014764	0,094209	87,4	4,5	0,996	0,046	0,079	-0,996	-0,086	0,031	30. Apr.	10	06:00	06:09								
2	0,419378	0,014496	0,094626	87,6	4,7	0,996	0,042	0,081	-0,996	-0,085	0,035	1. Mai.	10	06:00	06:09								
2	0,401578	0,013973	0,096301	88	4,9	0,996	0,035	0,086	-0,996	-0,083	0,043	2. Mai.	10	06:00	06:09								
2	0,392962	0,013719	0,0957	88,2	5,1	0,996	0,032	0,089	-0,996	-0,082	0,048	3. Mai.	10	06:00	06:09								
2	0,384529	0,013469	0,096166	88,4	5,2	0,995	0,028	0,091	-0,995	-0,08	0,052	4. Mai.	9	06:00	06:08								
2	0,487306	0,016457	0,091231	85,7	3,8	0,995	0,075	0,066	-0,995	-0,1	0,003	5. Mai.	9	06:00	06:08								
2	0,437311	0,015022	0,09422	86,7	4,5	0,995	0,057	0,079	-0,995	-0,095	0,024	6. Mai.	9	06:00	06:08								
2	0,42794	0,01475	0,094713	86,9	4,7	0,995	0,054	0,082	-0,995	-0,093	0,028	7. Mai.	8	06:00	06:07								
2	0,418767	0,014482	0,095898	87,1	4,8	0,995	0,05	0,084	-0,995	-0,092	0,032	8. Mai.	8	06:00	06:07								
2	0,40979	0,014218	0,096296	87,3	5	0,995	0,046	0,087	-0,995	-0,091	0,037	9. Mai.	8	06:00	06:07								
2	0,486585	0,016499	0,093365	85,3	4	0,994	0,082	0,069	-0,994	-0,108	0	#####	7	06:00	06:06								
2	0,476177	0,016201	0,093079	85,5	4,1	0,994	0,079	0,072	-0,994	-0,106	0,005	#####	7	06:00	06:06								
2	0,427348	0,014785	0,09552	86,5	4,9	0,995	0,061	0,085	-0,995	-0,101	0,026	#####	7	06:00	06:06								
2	0,418194	0,014516	0,096505	86,7	5	0,995	0,057	0,087	-0,995	-0,1	0,03	#####	7	06:00	06:06								
2	0,409234	0,014252	0,09547	86,9	5,1	0,995	0,054	0,09	-0,995	-0,099	0,034	#####	7	06:00	06:06								
2	0,391882	0,013737	0,096925	87,3	5,4	0,994	0,047	0,095	-0,994	-0,097	0,043	#####	7	06:00	06:06								
2	0,359337	0,012758	0,097158	88,1	6	0,994	0,033	0,105	-0,994	-0,093	0,059	#####	6	06:00	06:05								
2	0,351629	0,012524	0,097162	88,3	6,2	0,994	0,029	0,107	-0,994	-0,092	0,064	#####	6	06:00	06:05								
2	0,47552	0,016242	0,091685	85	4,3	0,993	0,086	0,075	-0,993	-0,114	0,002	#####	6	06:00	06:05								
2	0,465354	0,015948	0,094642	85,3	4,4	0,994	0,083	0,077	-0,994	-0,113	0,006	#####	6	06:00	06:05								
2	0,426795	0,014821	0,094464	86,1	5	0,994	0,068	0,088	-0,994	-0,109	0,023	#####	6	06:00	06:05								
2	0,417659	0,014551	0,095297	86,3	5,2	0,994	0,065	0,09	-0,994	-0,108	0,027	#####	6	06:00	06:05								
2	0,408718	0,014286	0,095936	86,5	5,3	0,994	0,061	0,093	-0,994	-0,107	0,032	#####	6	06:00	06:05								
2	0,399965	0,014025	0,09642	86,7	5,5	0,994	0,058	0,095	-0,994	-0,106	0,036	#####	6	06:00	06:05								
2	0,391399	0,013769	0,095825	86,9	5,6	0,994	0,054	0,098	-0,994	-0,104	0,04	#####	6	06:00	06:05								
2	0,383014	0,013517	0,097404	87,1	5,8	0,994	0,051	0,1	-0,994	-0,103	0,044	#####	6	06:00	06:05								
2	0,374807	0,013269	0,097152	87,3	5,9	0,994	0,047	0,103	-0,994	-0,102	0,048	#####	6	06:00	06:05								
2	0,366774	0,013026	0,097017	87,5	6	0,993	0,044	0,105	-0,993	-0,101	0,053	#####	6	06:00	06:05								
2	0,343687	0,012321	0,097292	88,1	6,5	0,993	0,033	0,113	-0,993	-0,098	0,065	#####	6	06:00	06:05								
2	0,464763	0,015935	0,092653	84,8	4,6	0,993	0,09	0,08	-0,993	-0,121	0,004	#####	6	06:00	06:05								
2	0,417165	0,01454	0,094637	85,8	5,3	0,993	0,072	0,093	-0,993	-0,115	0,025	#####	5	06:00	06:04								

Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	S L	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 4
2	0,498336	0,015299	0,096113	95,5	0	0,995	-0,096	0	-0,995	0,074	0,062		15. Apr.	1	06:22	06:22	18.04.2020	23.08.2020	23	1598	06:00	06:24	
2	0,487668	0,01504	0,098401	95,7	0,2	0,995	-0,1	0,003	-0,995	0,075	0,066		16. Apr.	2	06:20	06:21							
2	0,508159	0,01562	0,097563	94,9	0	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,065	0,055		17. Apr.	4	06:18	06:21							
2	0,497271	0,015355	0,099953	95,1	0,2	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,066	0,06		18. Apr.	6	06:15	06:20							
2	0,486618	0,015093	0,097889	95,3	0,3	0,996	-0,092	0,006	-0,996	0,067	0,064		19. Apr.	7	06:13	06:19							
2	0,476195	0,014835	0,100291	95,5	0,5	0,995	-0,096	0,008	-0,995	0,068	0,068		20. Apr.	9	06:11	06:19							
2	0,518183	0,015949	0,094222	94,3	0,1	0,997	-0,074	0,001	-0,997	0,056	0,049		21. Apr.	9	06:10	06:18							
2	0,507071	0,015676	0,09626	94,5	0,2	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,057	0,053		22. Apr.	11	06:08	06:18							
2	0,496199	0,015408	0,099097	94,7	0,4	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,058	0,057		23. Apr.	13	06:05	06:17							
2	0,485562	0,015145	0,101047	94,9	0,5	0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,059	0,061		24. Apr.	14	06:03	06:16							
2	0,475156	0,014885	0,099321	95,1	0,7	0,996	-0,088	0,012	-0,996	0,06	0,066		25. Apr.	16	06:01	06:16							
2	0,464974	0,01463	0,101298	95,3	0,8	0,996	-0,092	0,014	-0,996	0,061	0,07		26. Apr.	17	06:00	06:16							
2	0,528411	0,016212	0,100564	93,6	0,1	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,047	0,042		27. Apr.	16	06:00	06:15							
2	0,517072	0,015935	0,102051	93,8	0,3	0,998	-0,067	0,005	-0,998	0,048	0,046		28. Apr.	15	06:00	06:14							
2	0,505978	0,015662	0,094603	94	0,4	0,998	-0,07	0,007	-0,998	0,049	0,051		29. Apr.	14	06:00	06:13							
2	0,495123	0,015393	0,098048	94,2	0,6	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,05	0,055		30. Apr.	14	06:00	06:13							
2	0,484503	0,015129	0,100339	94,4	0,7	0,997	-0,077	0,012	-0,997	0,051	0,059		1. Mai.	14	06:00	06:13							
2	0,474113	0,014869	0,101952	94,6	0,8	0,997	-0,081	0,015	-0,997	0,052	0,063		2. Mai.	13	06:00	06:12							
2	0,463947	0,014613	0,100493	94,8	1	0,996	-0,084	0,017	-0,996	0,053	0,067		3. Mai.	13	06:00	06:12							
2	0,454001	0,014362	0,10214	95	1,1	0,996	-0,088	0,02	-0,996	0,054	0,072		4. Mai.	13	06:00	06:12							
2	0,550673	0,016917	0,093808	92,8	0	0,999	-0,048	0	-0,999	0,037	0,031		5. Mai.	12	06:00	06:11							
2	0,538848	0,016626	0,097387	93	0,2	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,038	0,035		6. Mai.	12	06:00	06:11							
2	0,527278	0,016341	0,099796	93,2	0,3	0,998	-0,055	0,005	-0,998	0,039	0,04		7. Mai.	11	06:00	06:10							
2	0,515958	0,01606	0,101503	93,4	0,4	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,04	0,044		8. Mai.	11	06:00	06:10							
2	0,504882	0,015783	0,102759	93,6	0,6	0,998	-0,062	0,01	-0,998	0,041	0,048		9. Mai.	10	06:00	06:09							
2	0,494046	0,015511	0,096737	93,8	0,7	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,042	0,052		#####	10	06:00	06:09							
2	0,483444	0,015243	0,099483	94	0,9	0,997	-0,069	0,015	-0,997	0,043	0,056		#####	10	06:00	06:09							
2	0,47307	0,01498	0,101361	94,2	1	0,997	-0,073	0,018	-0,997	0,044	0,061		#####	9	06:00	06:08							
2	0,462921	0,01472	0,102711	94,4	1,2	0,997	-0,077	0,02	-0,997	0,045	0,065		#####	9	06:00	06:08							
2	0,452991	0,014465	0,101466	94,6	1,3	0,997	-0,08	0,023	-0,997	0,047	0,069		#####	9	06:00	06:08							
2	0,443276	0,014214	0,102853	94,8	1,5	0,996	-0,084	0,026	-0,996	0,048	0,073		#####	9	06:00	06:08							
2	0,56156	0,017273	0,096446	92,1	0	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,028	0,024		#####	8	06:00	06:07							
2	0,549496	0,016976	0,091544	92,3	0,2	0,999	-0,041	0,003	-0,999	0,029	0,029		#####	8	06:00	06:07							
2	0,537692	0,016684	0,095956	92,5	0,3	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,03	0,033		#####	8	06:00	06:07							
2	0,526143	0,016397	0,098839	92,7	0,5	0,999	-0,048	0,008	-0,999	0,031	0,037		#####	8	06:00	06:07							
2	0,514842	0,016113	0,100833	92,9	0,6	0,999	-0,051	0,011	-0,999	0,032	0,041		#####	7	06:00	06:06							
2	0,503786	0,015835	0,102273	93,1	0,8	0,998	-0,055	0,013	-0,998	0,033	0,046		#####	7	06:00	06:06							
2	0,492969	0,015561	0,095056	93,3	0,9	0,998	-0,058	0,016	-0,998	0,034	0,05		#####	8	06:00	06:07							
2	0,482385	0,015291	0,098427	93,5	1,1	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,035	0,054		#####	8	06:00	06:07							
2	0,472029	0,015026	0,100651	93,8	1,2	0,998	-0,065	0,021	-0,998	0,037	0,058		#####	7	06:00	06:06							
2	0,461898	0,014764	0,102212	94	1,4	0,997	-0,069	0,024	-0,997	0,038	0,062		#####	7	06:00	06:06							
2	0,451985	0,014507	0,103355	94,2	1,5	0,997	-0,072	0,026	-0,997	0,039	0,067		#####	7	06:00	06:06							
2	0,442286	0,014255	0,102282	94,4	1,6	0,997	-0,076	0,029	-0,997	0,04	0,071		#####	7	06:00	06:06							

Global Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 5
2	0,497271	0,015261	0,079525	264,9	0,2	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,066	0,06	22. Apr.	1	18:05	18:05	30.04.2020	03.05.2020	8	27	18:06	18:21		
2	0,508159	0,015525	0,07859	265,1	0	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,065	0,055	23. Apr.	1	18:07	18:07	05.05.2020	15.07.2020	11	546	18:07	18:37		
2	0,485562	0,015016	0,080757	265,1	0,5	-0,996	-0,085	0,009	0,996	0,059	0,061	24. Apr.	2	18:05	18:09	17.07.2020	19.07.2020	7	20	18:21	18:36		
2	0,496199	0,015277	0,076063	265,3	0,4	-0,997	-0,081	0,007	0,997	0,058	0,057	25. Apr.	3	18:05	18:11	21.07.2020	30.07.2020	9	67	18:19	18:36		
2	0,507071	0,015542	0,073177	265,5	0,2	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,057	0,053	26. Apr.	3	18:07	18:11	02.08.2020	03.08.2020	7	13	18:18	18:33		
2	0,518183	0,015811	0,074842	265,7	0,1	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,056	0,049	27. Apr.	2	18:06	18:10	05.08.2020	06.08.2020	8	13	18:16	18:31		
2	0,484503	0,015096	0,078326	265,6	0,7	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,051	0,059	28. Apr.	3	18:05	18:11	08.08.2020	09.08.2020	7	12	18:17	18:30		
2	0,495123	0,015359	0,077953	265,8	0,6	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,05	0,055	29. Apr.	4	18:07	18:17	12.08.2020	12.08.2020	7	7	18:15	18:23		
2	0,505978	0,015627	0,078688	266	0,4	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,049	0,051	30. Apr.	6	18:06	18:18	14.08.2020	14.08.2020	5	5	18:14	18:21		
2	0,517072	0,015898	0,073948	266,2	0,3	-0,998	-0,067	0,005	0,998	0,048	0,046	1. Mai.	7	18:06	18:18								
2	0,473307	0,01491	0,079252	265,8	1	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,044	0,061	2. Mai.	6	18:08	18:21					Potentielle Reflexionen am Messpunkt 5: 710 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 493 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September) 217 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai) 11 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1398 Einträgen /-320): 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang) 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)			
2	0,483444	0,015172	0,077418	266	0,9	-0,997	-0,069	0,015	0,997	0,043	0,056	3. Mai.	8	18:08	18:19								
2	0,494046	0,015438	0,079771	266,2	0,7	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,042	0,052	4. Mai.	3	18:10	18:17								
2	0,504882	0,015708	0,075273	266,4	0,6	-0,998	-0,062	0,01	0,998	0,041	0,048	5. Mai.	9	18:09	18:22								
2	0,527278	0,016262	0,076107	266,8	0,3	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,039	0,04	6. Mai.	6	18:09	18:20								
2	0,538848	0,016546	0,069991	267	0,2	-0,999	-0,052	0,003	0,999	0,038	0,035	7. Mai.	6	18:07	18:19								
2	0,550673	0,016834	0,070701	267,2	0	-0,999	-0,048	0	0,999	0,037	0,031	8. Mai.	9	18:07	18:22								
2	0,472029	0,014919	0,083012	266,2	1,2	-0,998	-0,065	0,021	0,998	0,037	0,058	9. Mai.	5	18:12	18:17								
2	0,482385	0,015182	0,079602	266,5	1,1	-0,998	-0,062	0,019	0,998	0,035	0,054	10. Mai.	7	18:09	18:19								
2	0,492969	0,015449	0,079855	266,7	0,9	-0,998	-0,058	0,016	0,998	0,034	0,05	11. Mai.	6	18:09	18:21								
2	0,503786	0,01572	0,073915	266,9	0,8	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,033	0,046	12. Mai.	6	18:11	18:23								
2	0,514842	0,015996	0,077053	267,1	0,6	-0,999	-0,051	0,011	0,999	0,032	0,041	13. Mai.	6	18:12	18:19								
2	0,526143	0,016276	0,073918	267,3	0,5	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,031	0,037	14. Mai.	6	18:10	18:19								
2	0,56156	0,017144	0,069617	267,9	0	-0,999	-0,037	0,001	0,999	0,028	0,024	15. Mai.	7	18:09	18:24								
2	0,48133	0,015254	0,077391	266,9	1,2	-0,998	-0,054	0,022	0,998	0,028	0,052	16. Mai.	7	18:12	18:22								
2	0,491895	0,015524	0,079277	267,1	1,1	-0,999	-0,051	0,019	0,999	0,027	0,047	17. Mai.	6	18:12	18:24								
2	0,513728	0,016076	0,077129	267,5	0,8	-0,999	-0,044	0,014	0,999	0,024	0,039	18. Mai.	7	18:11	18:23								
2	0,525008	0,016359	0,070347	267,7	0,7	-0,999	-0,04	0,012	0,999	0,023	0,035	19. Mai.	7	18:10	18:25								
2	0,536536	0,016647	0,068344	267,9	0,5	-0,999	-0,037	0,009	0,999	0,022	0,03	20. Mai.	10	18:10	18:25								
2	0,548318	0,016939	0,069534	268,1	0,4	-0,999	-0,033	0,006	0,999	0,021	0,026	21. Mai.	6	18:12	18:23								
2	0,560359	0,017236	0,064128	268,3	0,2	-1	-0,029	0,004	1	0,02	0,022	22. Mai.	8	18:13	18:25								
2	0,44999	0,014477	0,084669	266,7	1,9	-0,998	-0,057	0,033	0,998	0,023	0,062	23. Mai.	6	18:12	18:27								
2	0,459867	0,014734	0,082271	266,9	1,7	-0,998	-0,054	0,03	0,998	0,022	0,057	24. Mai.	7	18:12	18:23								
2	0,469962	0,014996	0,077321	267,1	1,6	-0,998	-0,05	0,027	0,998	0,021	0,053	25. Mai.	6	18:12	18:27								
2	0,48028	0,015262	0,077707	267,3	1,4	-0,999	-0,047	0,025	0,999	0,02	0,049	26. Mai.	9	18:14	18:26								
2	0,490825	0,015533	0,075293	267,5	1,3	-0,999	-0,043	0,022	0,999	0,019	0,045	27. Mai.	7	18:14	18:26								
2	0,501603	0,015808	0,076256	267,7	1,1	-0,999	-0,04	0,02	0,999	0,018	0,041	28. Mai.	8	18:14	18:28								
2	0,512618	0,016087	0,076243	267,9	1	-0,999	-0,036	0,017	0,999	0,016	0,036	29. Mai.	5	18:13	18:24								
2	0,523876	0,016371	0,07724	268,1	0,8	-0,999	-0,032	0,015	0,999	0,015	0,032	30. Mai.	8	18:13	18:28								
2	0,535382	0,016659	0,073975	268,3	0,7	-1	-0,029	0,012	1	0,014	0,028	31. Mai.	10	18:14	18:29								
2	0,547141	0,016953	0,068933	268,5	0,5	-1	-0,025	0,01	1	0,013	0,024	1. Jun.	7	18:16	18:28								
2	0,559159	0,01725	0,06648	268,7	0,4	-1	-0,022	0,007	1	0,012	0,019	2. Jun.	9	18:16	18:28								
2	0,449005	0,014538	0,082849	267,2	2	-0,998	-0,05	0,036	0,998	0,015	0,059	3. Jun.	9	18:16	18:30								