

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Ivendorf kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ 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 Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der Ivendorfer Landstraße nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Auf der östlich verlaufenden Bahnstrecke Lübeck-Travemünde können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der umliegenden Gebäude (u.a. Werkshallen Skandinavienkai) sind aufgrund der örtlichen Gegebenheiten keine oder keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

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

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es 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 27.01.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

9

5

7

3

2

1

I
H
G
F
E
D
C
B
A



6

5

4

3

2

1



Solarstrommodule MONOKRISTALLIN

Rahmen



Mono S4

Halbzellen-Modul
effiziente Energiegewinnung

MBB

Mono S4 - Halfcut

405 W • 410 W

- Halbzellen-Modul - Hohe Effizienz, hohe Sicherheit, hohe Zuverlässigkeit
- Hochtransparentes, selbstreinigendes Glas
- Hervorragende Leistungen auch unter schwachen Lichtverhältnissen
- Resistent gegen Umwelteinflüsse: Ammoniak- & Salznebelbeständigkeit
- Multibusbar-Technologie
- Flächennutzungsgrad 209,72 W/m² bei 410 W
- Deutsche Garantie



Mono S4 - Halfcut

Elektrische Daten unter STC (Standard Test Conditions: 1000 W/m², 25 °C, AM 1,5)

Nennleistung	P_{max}	405 W	410 W
Sortiergrenzen der Leistung		0/+3 %	0/+3 %
Spannung	U_{MPP}	31,52 V	31,76 V
Leerlaufspannung	U_{OC}	37,42 V	37,66 V
Strom	I_{MPP}	12,85 A	12,91 A
Kurzschlussstrom	I_{SC}	13,60 A	13,66 A
Wirkungsgrad		20,71 %	20,96 %

Temperaturdaten

Betriebstemperaturbereich		- 40° C bis + 85° C
Nennbetriebstemperatur der Zelle		5 bis 85 %
Temperaturkoeffizient Leistung	$T_k(P_{MPP})$	-0,36 %/K
Temperaturkoeffizient Spannung	$T_k(U_{OC})$	-0,28 %/K
Temperaturkoeffizient Strom	$T_k(I_{SC})$	0,05 %/K

Weitere Angaben

Anzahl Zellen	108 monokristalline Halbzellen (6 x 18)	MBB
Zellgröße	182 x 91 mm	
Modulgröße	1724 x 1134 x 30 mm	
Modulrahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung	
Max. Systemspannung	1500 V	
Rückstrombelastbarkeit	25 A	
Glasabdeckung	3,2 mm	
Modulgewicht	ca. 21,5 kg	
Modulanschluss & Kabel	MC4 kompatibel, 4,0 mm ² , Kabellänge: (+) ≥ 1100 mm, (-) ≥ 1100 mm	
Anschlussdose	Schutzklasse IP68	
Hagelschutz	Eiskugeln mit max. 25 mm Ø u. einer Geschwindigkeit bis 23 m/s	
Schneelast	5400 Pa $\hat{=}$ 550 kg/m ²	

15 Jahre Produktgarantie, 25 Jahre lineare Leistungsgarantie gemäß unseren zusätzlichen Garantiebedingungen für Solarstrommodule der Produktlinie „Mono S4“, die wir Ihnen gerne zuschicken.

Es sind aufgrund der Toleranz der Antireflexbeschichtung farbliche Unterschiede bei den All Black Modulen möglich.

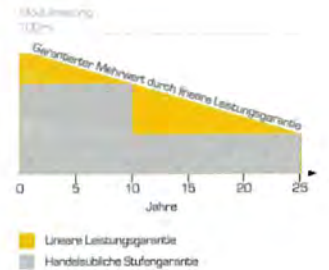
Irrtum und technische Änderungen mit ggfs. entsprechenden Nachzertifizierungen vorbehalten. Abb. ähnlich.

Maße und Gewichte Verpackungssysteme

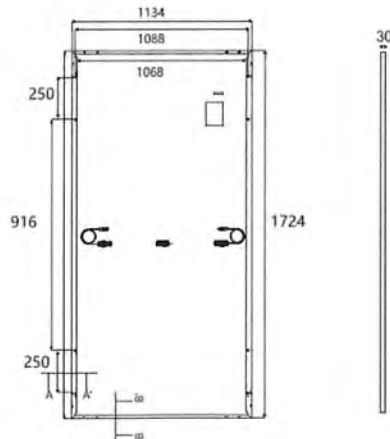
LKW	
Maße Palette (L/W/H)	176/114/127,5 cm
Gewicht Palette	ca. 785 kg
Module pro Palette	36
Module pro LKW	936

Verschiffung

Maße Palette (L/W/H)	176/114/127,5 cm
Gewicht Palette	ca. 785 kg
Module pro Palette	36
Module pro Container [40' HC]	864



Mono S4 - Halfcut (Halb-Zellen-Modul)



Hinweis:
Polarität beachten!

Ihr Fachhändler:

Solar Fabrik GmbH
Hermann-Niggemann-Str. 7
63846 Laufach
Deutschland

Telefon: +49 (0)6093 20770-0
Telefax: +49 (0)6093 20770-99
E-Mail: info@solar-fabrik.de
Internet: www.solar-fabrik.de

Ivendorf

Ivendorf

Created Jan. 27, 2023
 Updated Jan. 27, 2023
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC+1
 Site ID 83135.14713

Project type Basic
 Project status: active
 Category 500 kW to 1 MW
 (1,000 kW / 32,400 m² limit)



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	15.0	180.0	4,536	10,468	-
PV Feld Sued	15.0	180.0	2,929	2,861	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 14,963 m²

Name: PV Feld Nord
 Footprint area: 12,165 m²
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 15.0 deg
 Orientation: 180.0 deg
 Rated power: -
 Panel material: Smooth glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.947226	10.852122	17.22	2.00	19.22
2	53.947236	10.853029	17.73	2.00	19.73
3	53.947071	10.853023	17.03	2.00	19.03
4	53.947068	10.852718	16.88	2.00	18.88
5	53.946861	10.852709	17.07	2.00	19.07
6	53.946868	10.852911	16.90	2.00	18.90
7	53.946765	10.852921	16.12	2.00	18.12
8	53.946251	10.852208	16.49	2.00	18.49
9	53.945625	10.851344	18.41	2.00	20.41
10	53.945648	10.850475	21.39	2.00	23.39



Name: PV Feld Sued
 Footprint area: 2,798 m²
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 15.0 deg
 Orientation: 180.0 deg
 Rated power: -
 Panel material: Smooth glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.945405	10.850373	22.15	2.00	24.15
2	53.945399	10.850861	21.01	2.00	23.01
3	53.945244	10.850856	20.28	2.00	22.28
4	53.944673	10.850212	22.59	2.00	24.59
5	53.944676	10.849879	24.19	2.00	26.19
6	53.945089	10.850083	23.60	2.00	25.60
7	53.945404	10.850339	22.20	2.00	24.20



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.946210	10.850805	18.79	2.00	20.79
OP 2	53.946302	10.852456	16.36	2.50	18.86
OP 3	53.945794	10.853609	14.03	2.00	16.03
OP 4	53.944783	10.851666	22.02	2.00	24.02
OP 5	53.947934	10.850883	14.22	2.00	16.22

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld Nord	15.0	180.0	4,536	10,468	-	
PV Feld Sued	15.0	180.0	2,929	2,861	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-nord (green)	0	1	391	380	419	432	433	397	408	120	0	0
pv-feld-nord (yellow)	0	0	685	1225	1409	1365	1410	1329	1045	50	0	0
pv-feld-sued (green)	0	0	226	578	403	377	388	498	459	0	0	0
pv-feld-sued (yellow)	0	0	0	261	677	715	710	496	2	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

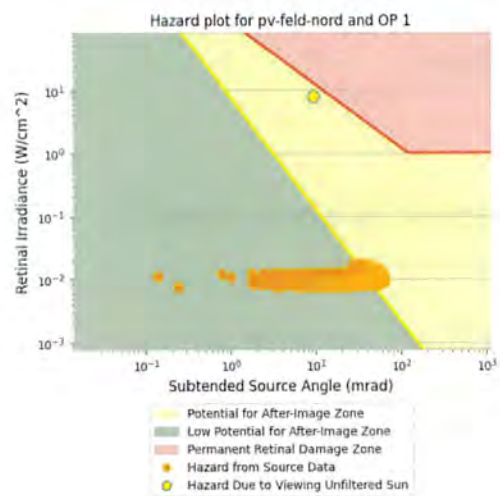
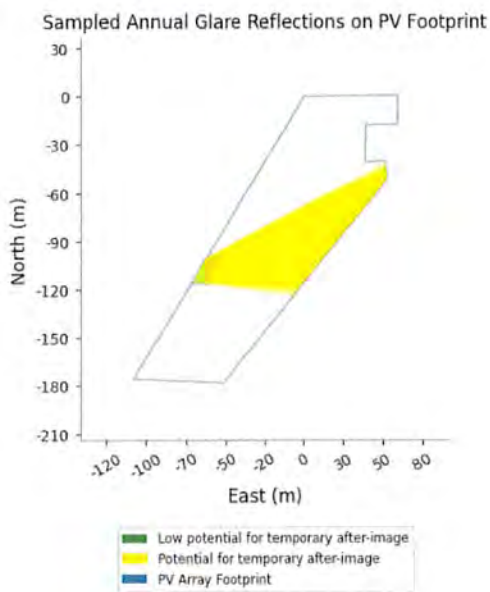
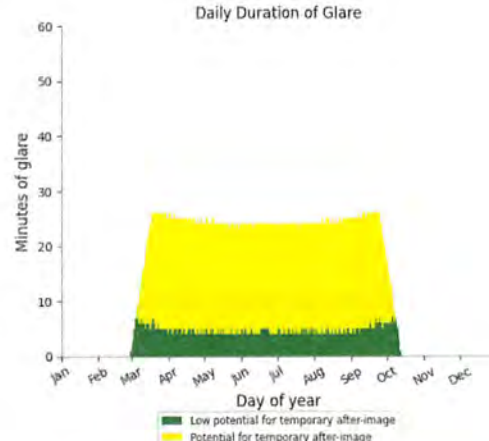
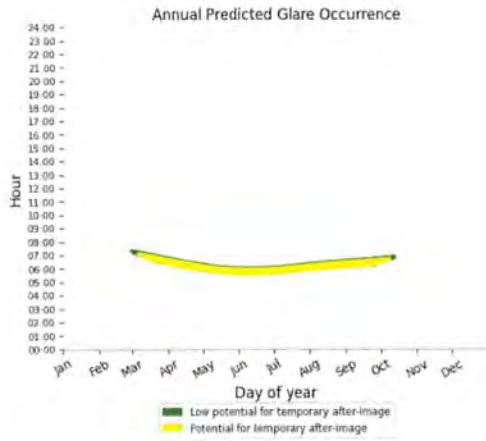
PV Feld Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1067	4078
OP: OP 2	1899	5969
OP: OP 3	1570	421
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 1)

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

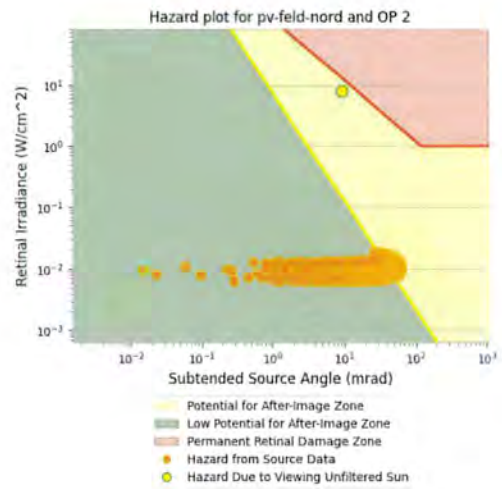
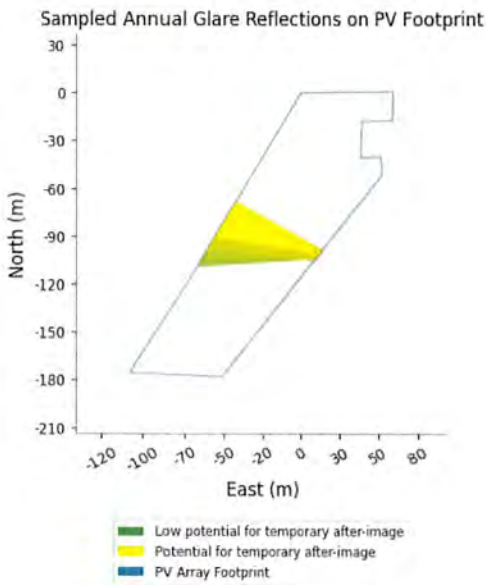
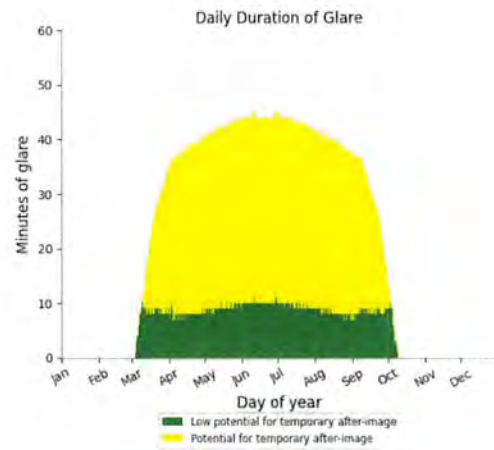
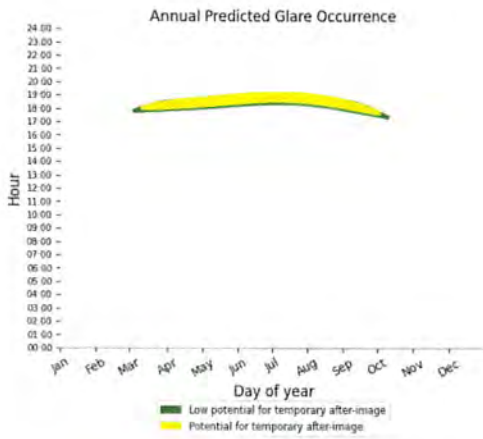
- 1,067 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,078 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord - OP Receptor (OP 2)

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

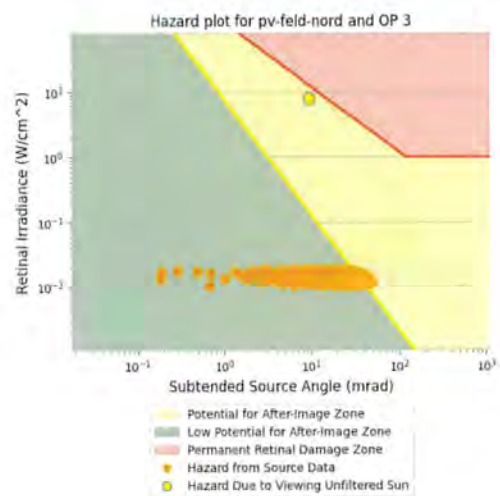
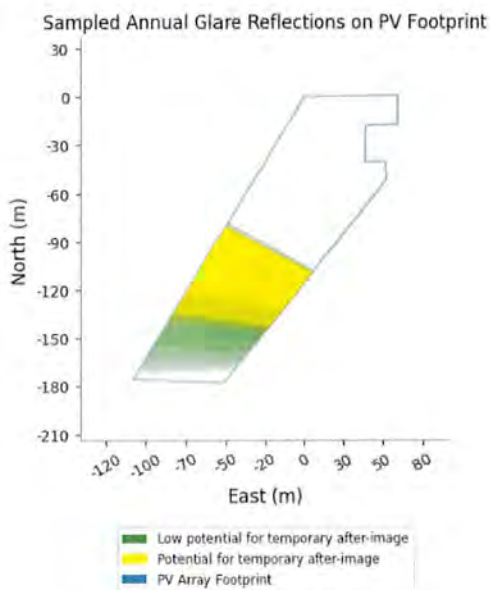
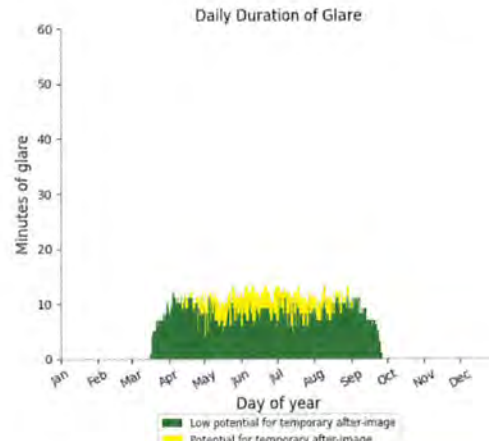
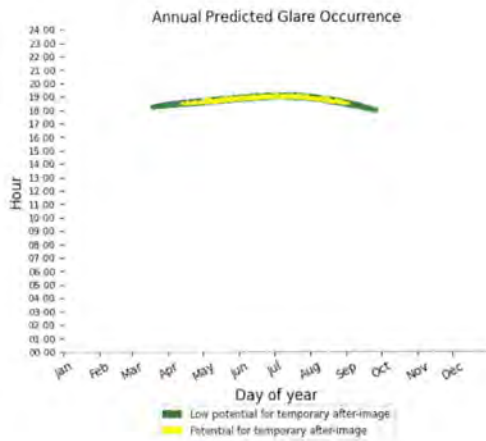
- 1,899 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,969 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord - OP Receptor (OP 3)

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

- 1,570 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 421 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld Sued potential temporary after-image

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	2929	2861
OP: OP 5	0	0

PV Feld Sued - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Sued - OP Receptor (OP 2)

No glare found

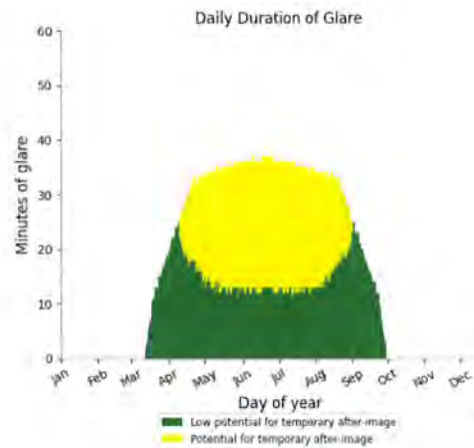
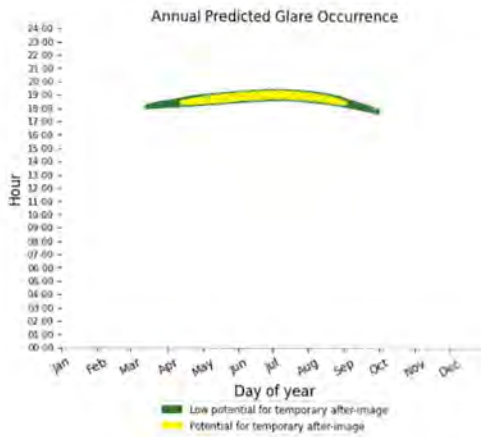
PV Feld Sued - OP Receptor (OP 3)

No glare found

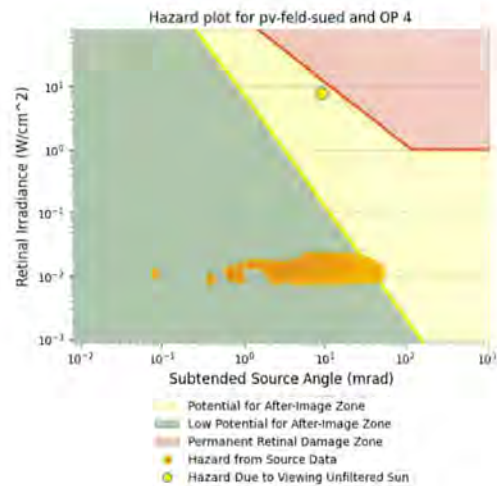
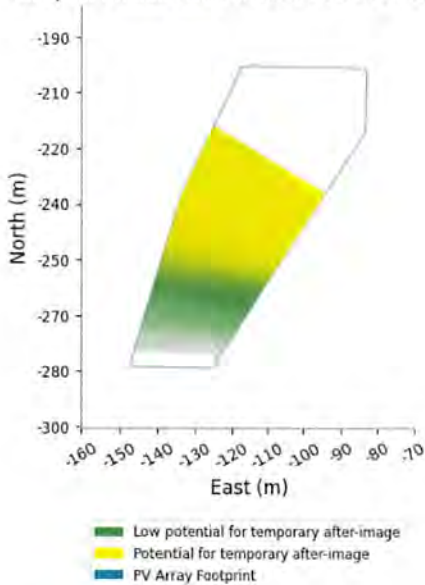
PV Feld Sued - OP Receptor (OP 4)

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

- 2,929 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,861 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



PV Feld Sued - OP Receptor (OP 5)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the

maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

