

Entlang des Kanals ist eine Böschung vorhanden und es besteht ein Höhenunterschied von ca. 7 m – 9 m zwischen dem Nord-Ostsee-Kanal und der Fläche der PV Anlage. Für kleinere Schiffe und Boote ist die PV Anlage nicht einsehbar und dementsprechend können diese nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden.

Das folgende Foto im Bereich von Messpunkt P5 in ca. 25 m Höhe zeigt den Blick aus der Brücke Richtung Westen in der Realität. Links im Bild lässt sich evtl. die Fläche PV Anlage erahnen aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist diese auch aus erhöhter Position nicht einsehbar.



Bild 4.5.2: Foto im Bereich von Messpunkt P5 (Quelle: Youtube Video -y0A4SvIYlk, Ausschnitt bearbeitet)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude westlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können rein rechnerisch an insgesamt 1103 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 05:35 – 06:16 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Gesamtdauer mit liegt bereits deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexion zu vernachlässigen. Darüber hinaus steht die Sonne an 240 von 1103 Minuten dicht über dem Horizont (weniger als 5°) und ist überwiegend durch Büsche und Bäume im Bereich „Alte Eider“ verdeckt. Im Bereich der Gebäude sind Reflexionen durch die PV Anlage überwiegend nicht wahrnehmbar. Eine Beeinträchtigung bzw. eine „erhebliche Belästigung“ von Anwohnern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6 (OP 6). Die Farben (hier nur Gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Diagramm gezeigten 1103 Minuten entsprechen den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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.
- 1,103 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

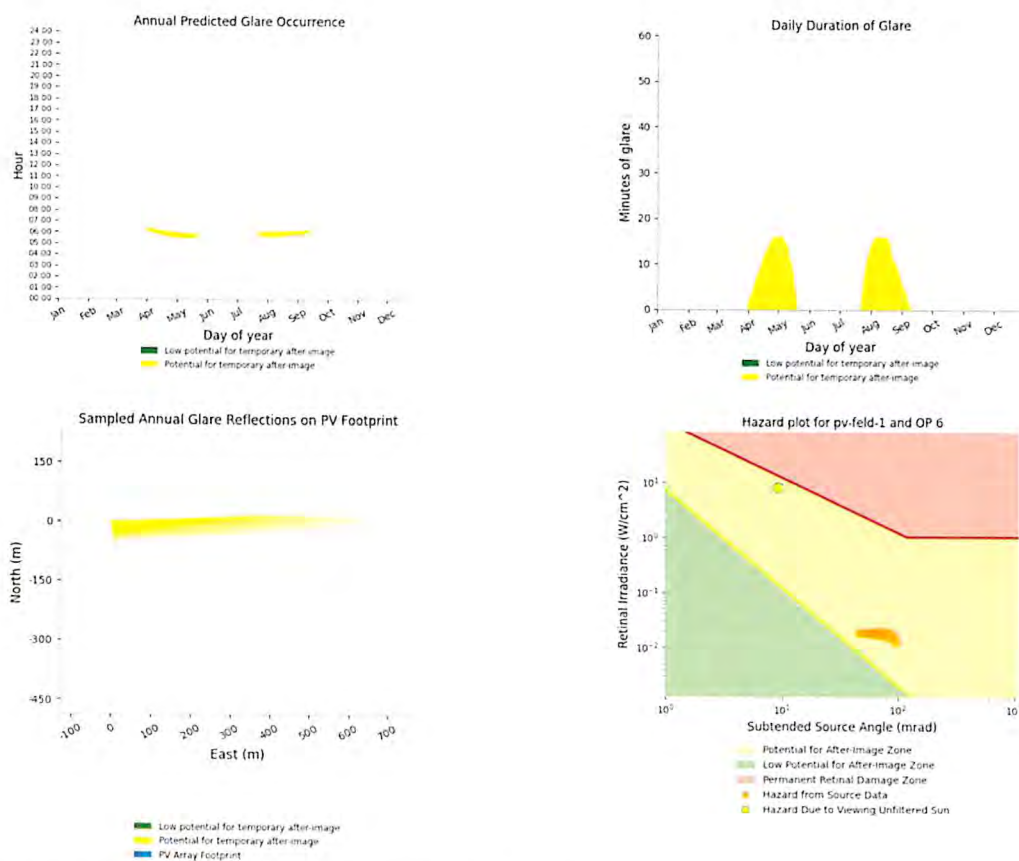


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Bovenau Osterrade“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ 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 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Für den Schiffsverkehr auf dem Nord-Ostsee-Kanal wurden Messpunkte an verschiedenen Positionen und in unterschiedlicher Höhe untersucht. Potentielle Reflexionen sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung des Schiffsverkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Auf der Bovenauer Straße südlich von Sehestedt-Süd lediglich könnte in einem kleinen Abschnitt ein Teil von PV Feld 1 sichtbar sein. Dieses liegt allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Potentielle Reflexionen wurden analysiert aber nicht weiter ausgeführt da keine Beeinträchtigungen für den fließenden Verkehr festgestellt wurden.

Auch für Anwohner im Bereich der Straße Wiesengrund westlich der PV Anlage können Beeinträchtigungen durch Reflexionen aufgrund der geringen zeitlichen Dauer im Sinne der Licht-Leitlinie ausgeschlossen werden. Darüber hinaus besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Weitere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen.

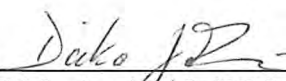
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

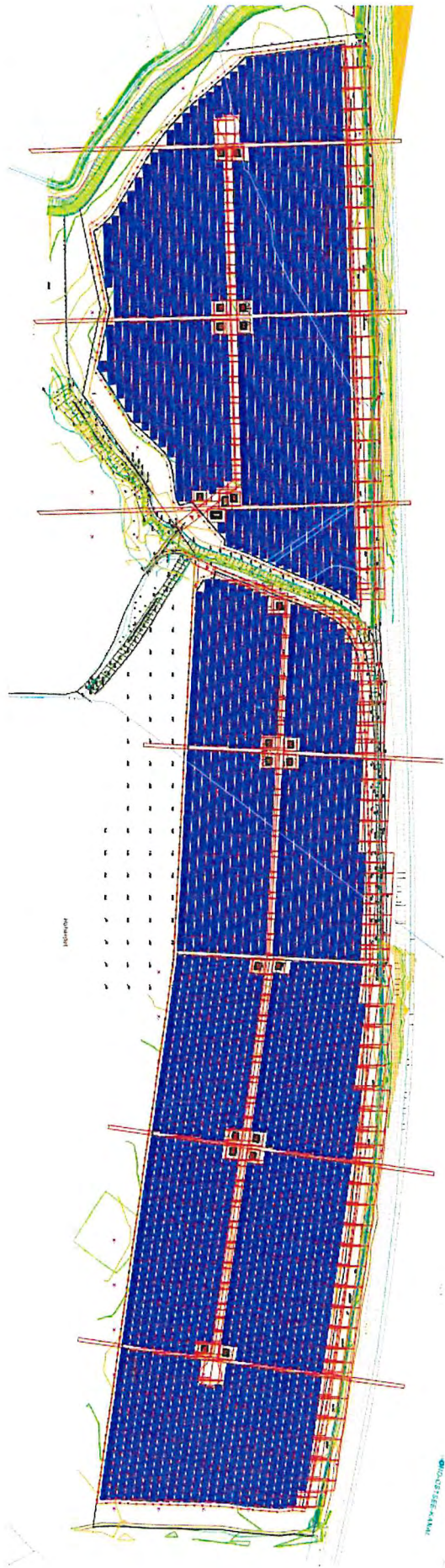
6 Schlussbemerkung

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.

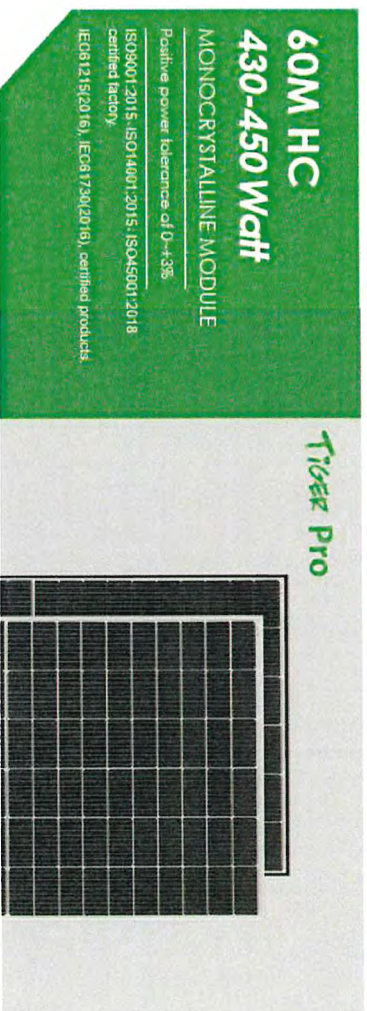
Hamburg, den 08.09.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



MONSIEUR A. M. M.

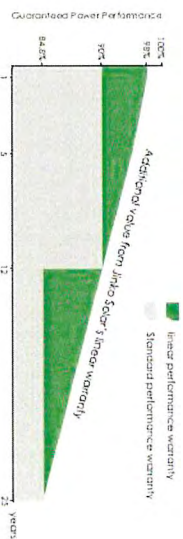


KEY FEATURES

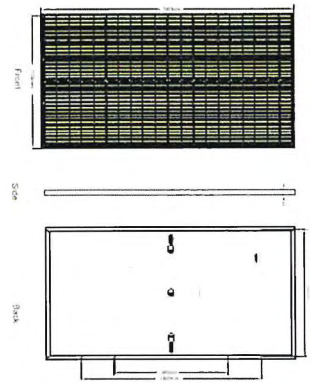
- 
Multi Busbar Solar Cell
 1.88 solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
PID Resistance
 Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for most production.
- 
Higher Lifetime Power Yield:
 0.55% annual power degradation
 25 Year linear power warranty
- 
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

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

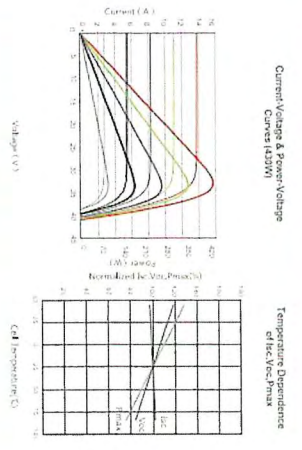
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 Years



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence

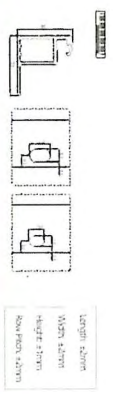


Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
Module cells	120 (6x20)
Dimensions	1903 x 1134 x 30mm (74.92 x 44.65 x 1.18 inch)
Weight	24.2kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating
Frame	High Transmittance Tempered Glass
Junction Box	Anodized Aluminum Alloy
Output Cables	IP68 Rated TUV 1x4.0mm ² (+)280mm, (-)145 mm or Customized length

Packaging Configuration

35pcs/pallet, 70pcs/stack, 840pcs/40HQ Container
(Two pallets + One stack)



SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60H-LD-MB	MM435-60H-LD-MB	MM440-60H-LD-MB	MM445-60H-LD-MB
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp
Maximum Power (Voltage) (Vmp)	33.62V	31.00V	33.62V	31.27V
Maximum Power Current (Imp)	12.82A	10.29A	12.84A	10.35A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.80V	38.67V	40.64V	38.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A
Module Efficiency, STC (%)	18.93%	18.93%	20.16%	20.16%
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C			
Maximum system voltage	1000V/1500VDC (IEC)			
Maximum series fuse rating	25A			
Power tolerance	0~+3%			
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C			
Temperature coefficient of Voc	-0.28%/°C			
Temperature coefficient of Isc	0.049%/°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%



ForgeSolar

Osterrade

Osterrade

Created Sept. 8, 2022
 Updated Sept. 8, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Site ID 75499.13350

Project type Advanced
 Project status: active
 Category 10 MW to 100 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

Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

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 1	18.0	179.0	0	1,187	-
PV Feld 2	18.0	182.0	57	96	-
PV Feld 3	18.0	187.0	173	1,584	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 326,157 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 132,363 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 179.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.362325	9.830841	8.12	2.00	10.12
2	54.362475	9.836463	8.28	2.00	10.28
3	54.362419	9.840712	9.18	2.00	11.18
4	54.360881	9.839778	10.88	2.00	12.88
5	54.360699	9.839081	11.02	2.00	13.02
6	54.360537	9.837944	13.19	2.00	15.19
7	54.359912	9.836720	12.00	2.00	14.00
8	54.360018	9.835379	11.00	2.00	13.00
9	54.359856	9.834253	8.14	2.00	10.14
10	54.361000	9.831817	8.39	2.00	10.39
11	54.361537	9.831066	9.37	2.00	11.37

Name: PV Feld 2
Footprint area: 69,098 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 182.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.362333	9.841321	5.43	2.00	7.43
2	54.362452	9.841858	4.68	2.00	6.68
3	54.362470	9.847029	6.82	2.00	8.82
4	54.360745	9.846836	6.56	2.00	8.56
5	54.360970	9.840967	4.98	2.00	6.98
6	54.361195	9.840581	6.53	2.00	8.53

Name: PV Feld 3
Footprint area: 124,696 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 187.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.362476	9.847182	7.24	2.00	9.24
2	54.362357	9.850647	12.02	2.00	14.02
3	54.361813	9.856344	8.07	2.00	10.07
4	54.359979	9.856237	7.34	2.00	9.34
5	54.360704	9.846994	7.03	2.00	9.03

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.363646	9.832985	2.00	10.00	12.00
OP 2	54.363696	9.834744	2.00	40.00	42.00
OP 3	54.364271	9.843692	2.00	3.00	5.00
OP 4	54.363646	9.847683	2.00	10.00	12.00
OP 5	54.363608	9.850151	2.00	40.00	42.00
OP 6	54.361821	9.828275	5.63	2.00	7.63

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 1	18.0	179.0	0	1,187	-	
PV Feld 2	18.0	182.0	57	96	-	
PV Feld 3	18.0	187.0	173	1,584	-	

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-1 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	42	301	250	0	74	435	74	11	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	14	14	0	0	0	0	29	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	23	24	0	0	0	0	27	22	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	25	0	0	0	0	0	24	6	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	6	404	185	0	0	0	27	425	140	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 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	0	0
OP: OP 5	0	84
OP: OP 6	0	1103

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

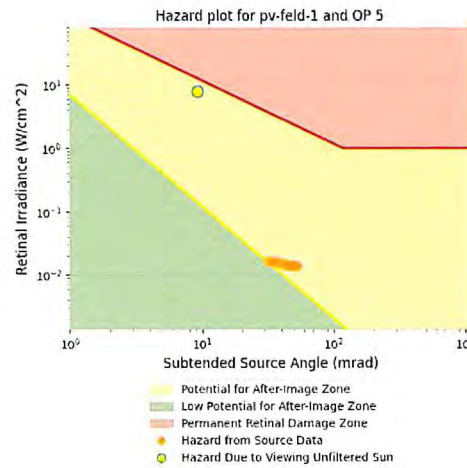
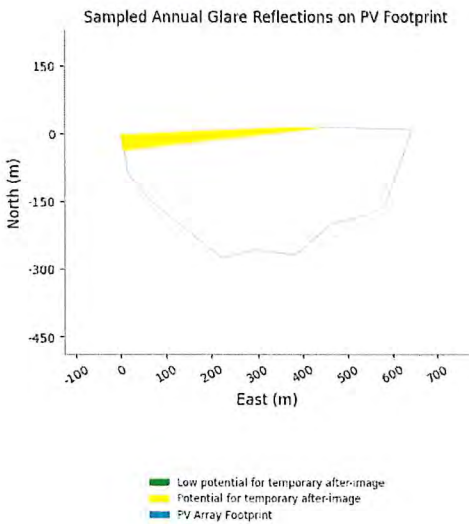
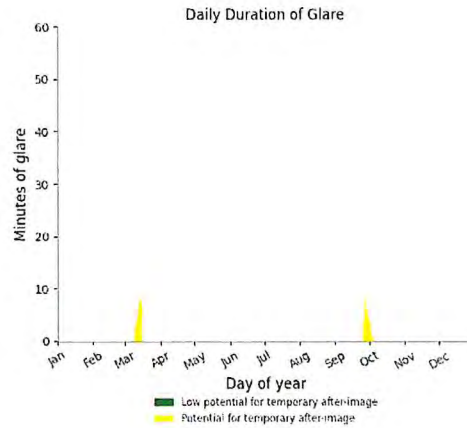
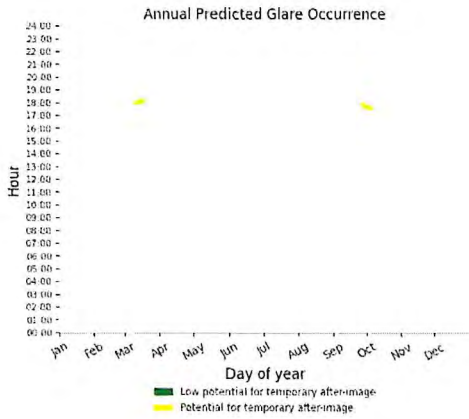
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

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

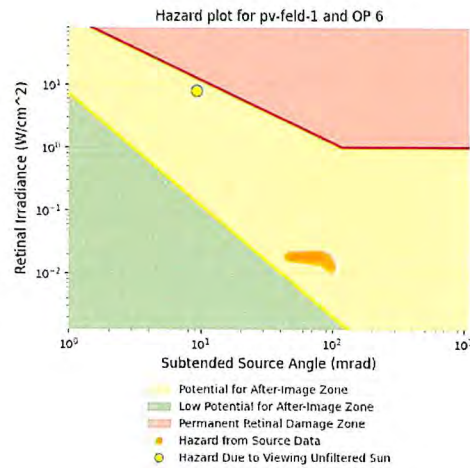
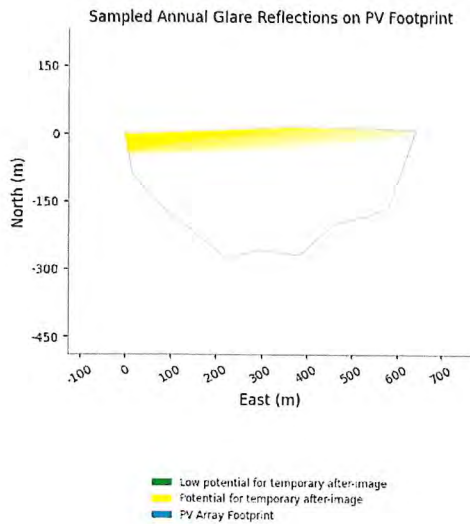
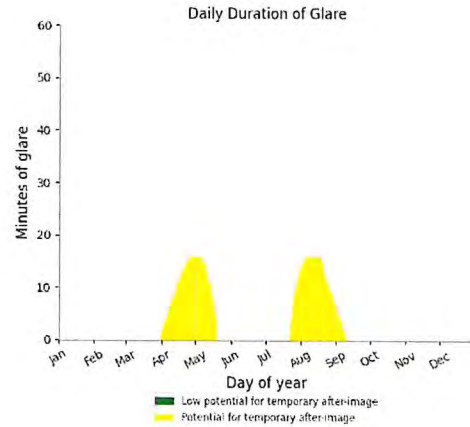
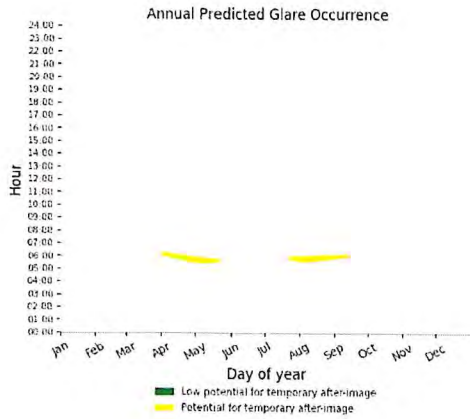
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 84 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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.
- 1,103 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	41
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	57	55

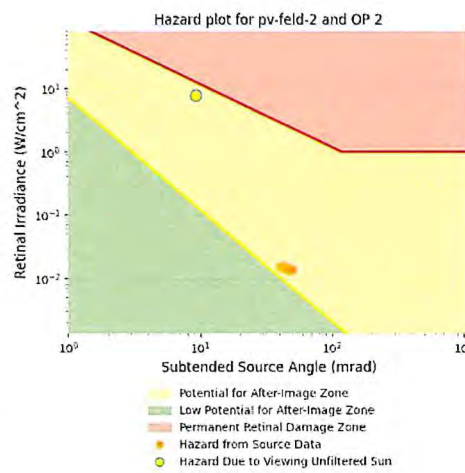
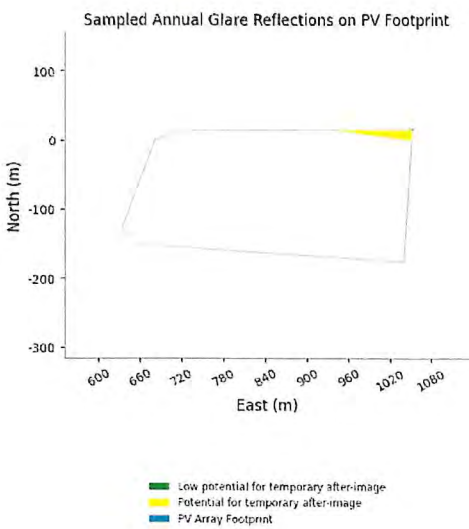
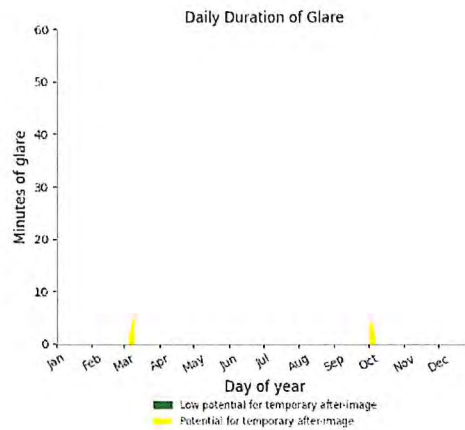
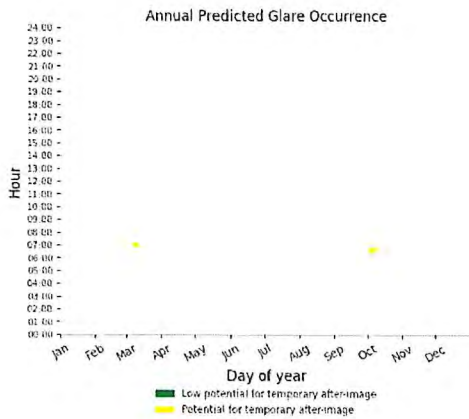
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld 2 - 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.
- 41 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

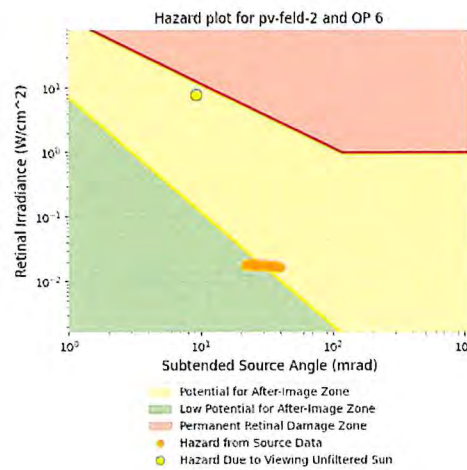
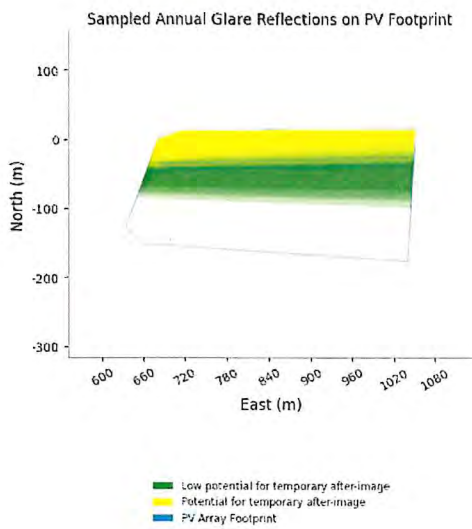
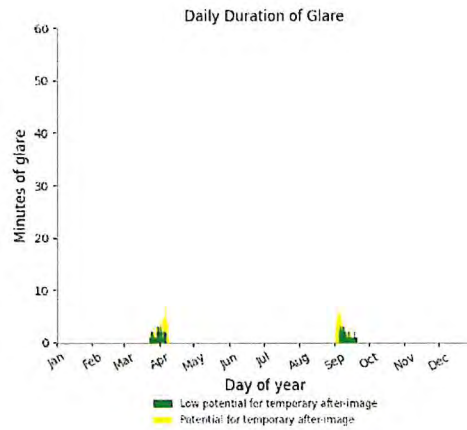
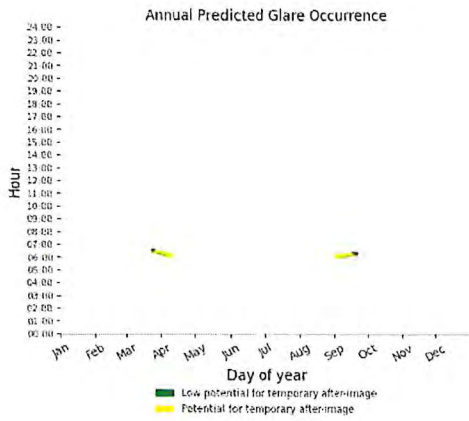
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

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

- 57 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 55 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



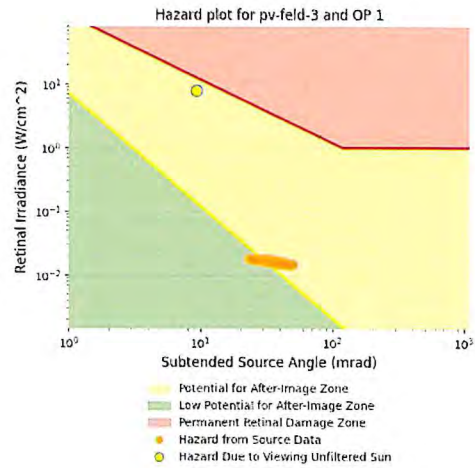
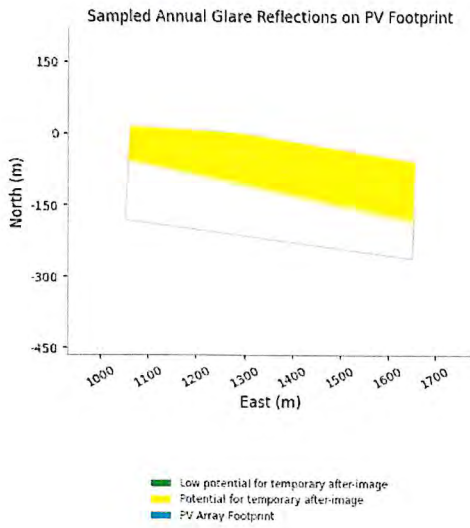
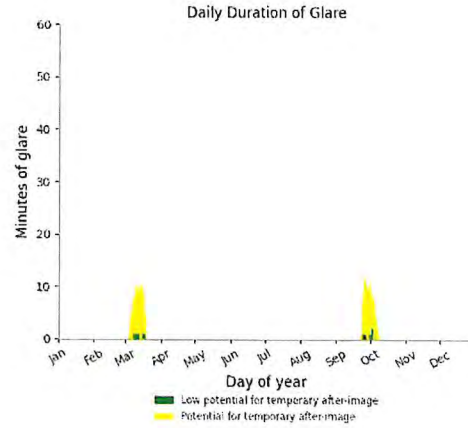
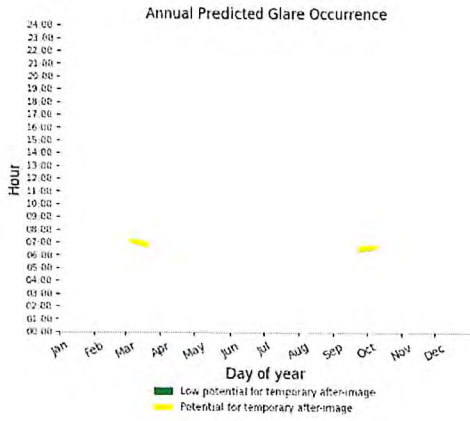
PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	20	232
OP: OP 2	26	511
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	127	841

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

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

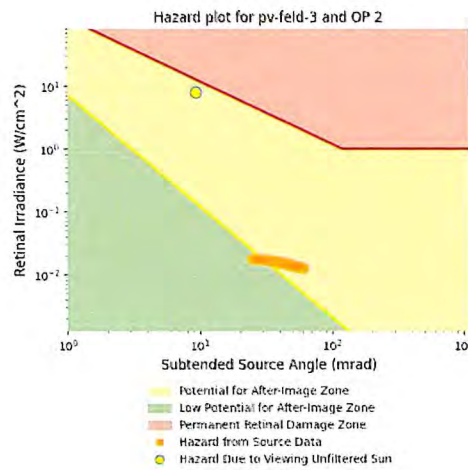
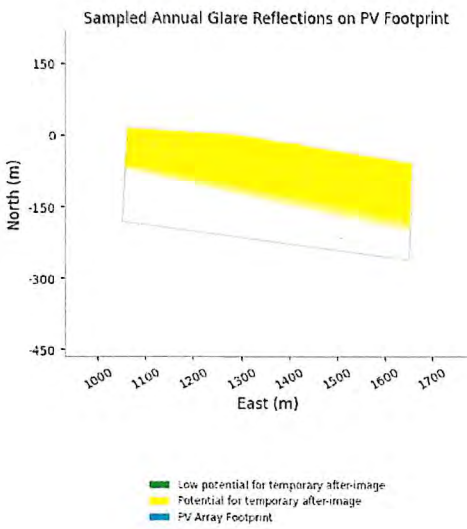
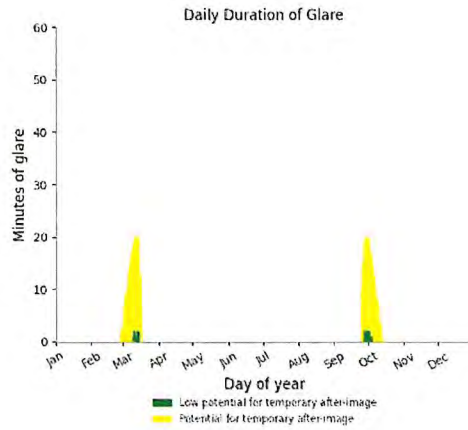
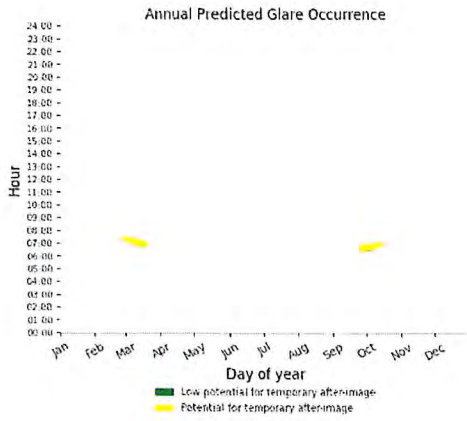
- 20 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 232 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

- 26 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 511 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

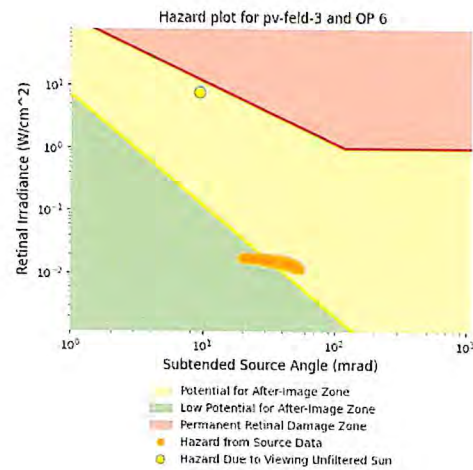
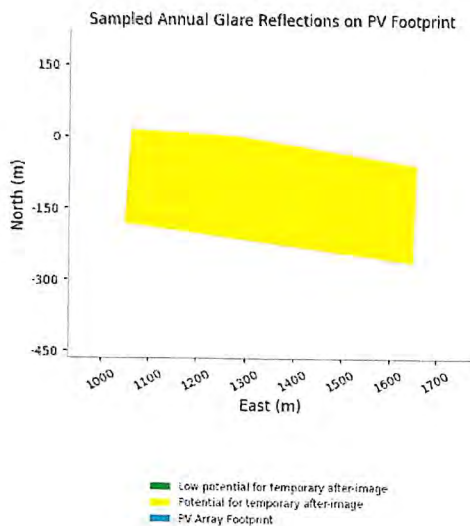
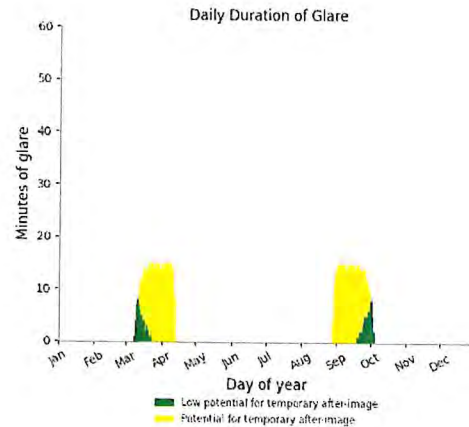
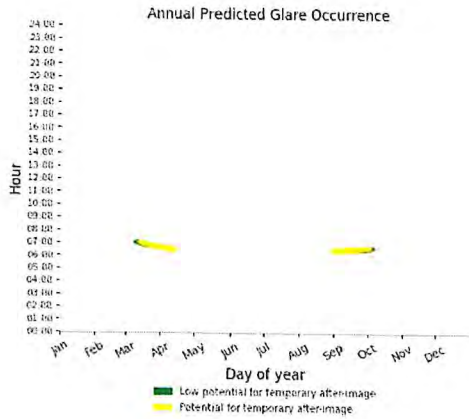
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 6)

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

- 127 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 841 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 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help** page for detailed assumptions and limitations not listed here.