

Blendgutachten

Agrovoltaikanlage an der B303 bei Ebersdorf



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Bayernatlas

Flächen Flurnummern 310, 311, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 337, 338, 339, 340, 343, 346, 347, 350 und 351/6 der Gemarkung Ebersdorf b.Coburg

Immissionsorte B303 und nordöstlich gelegene Wohnbebauung

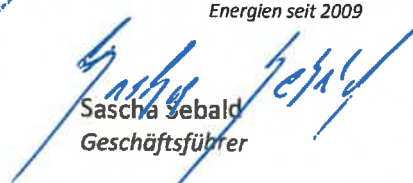
Vorhabenträger Uwe Siller
Am Graben 10
96237 Ebersdorf b.Coburg

Gutachter Solwerk GmbH
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim

Solwerk

Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Siffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

28.10.2022

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. <i>Anlass</i>	3
1.2. <i>Fazit</i>	3
2. Grundlagen	4
2.1. <i>Situation vor Ort</i>	4
2.2. <i>Reflexionsgesetz</i>	5
2.3. <i>Bewertungsbasis</i>	6
2.4. <i>Haftungshinweise</i>	7
2.5. <i>Herangehensweise</i>	7
3. Untersuchung	9
3.1. <i>Gefährdungsbereich</i>	9
3.2. <i>Grad der Beeinträchtigung</i>	9
<i>Ergebnisauswertung</i>	12
4. Anlagen	12

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Bayernatlas	1
Abbildung 2 - Auslegungsplanung des Auftraggebers.....	4
Abbildung 3 - Systemschnitt des Modultisches vom Auftraggeber	5
Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	5
Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	8
Abbildung 6 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	9
Abbildung 7 - Simulation Ort und B303 - Quelle: ForgeSolar.....	10
Abbildung 8 - Dauer der Blendung für Anlagenteil B und die B303.....	12

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Südlich der B303 bei Ebersdorf soll eine Freiflächen-Photovoltaikanlage entstehen. Im Zuge der Beteiligung der Träger öffentlicher Belange hat die Untere Straßenverkehrsbehörde und der Immissionsschutz des Landratsamts Coburg Bedenken angemeldet. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung im Vorfeld für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Sowohl die B303 als auch die untersuchten Wohngebiete sind mit der LAI-Lichtschutzrichtlinie vereinbar. Am nördlichen und östlichen Zaunstück der Anlage ist bis zum Auswachsen der Hecke auf 2m Höhe, zum Schutz der Straße, eine Blendschutzmatte mit bis zu 2m Höhe anzubringen.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort	Anlagenteil	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
Gemeinde Ebersdorf (OP 1)	A	keines	Ja	keines
Gemeinde Ebersdorf (OP 2)	B	gering	Ja	gering
B303 in westlicher Fahrtrichtung	A	gering	Ja	gering
B303 in östlicher Fahrtrichtung	B	gering	Ja	gering

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

Im Plangebiet sollen entsprechend den aktuellen technischen und baulichen Standards für Freiflächenphotovoltaikanlagen Modulreihen montiert werden.



Abbildung 2 - Auslegungsplanung des Auftraggebers

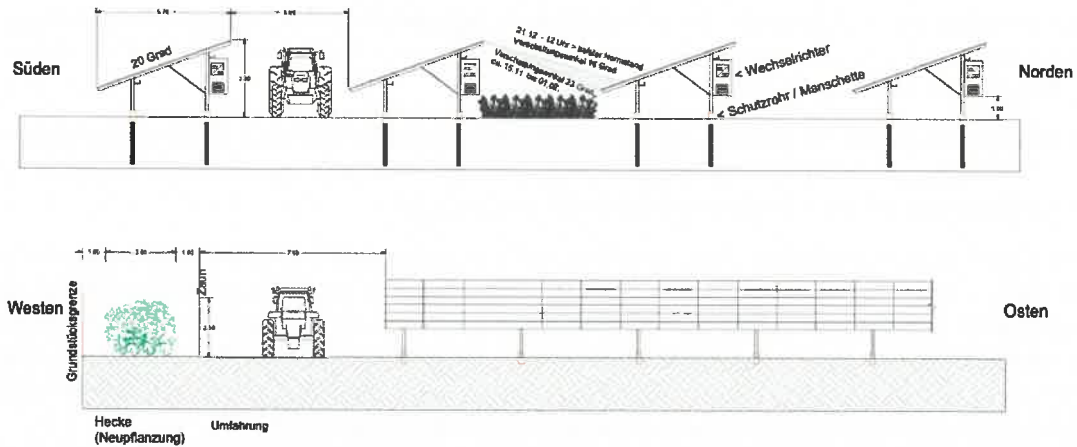


Abbildung 3 - Systemschnitt des Modultisches vom Auftraggeber

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt laut Angabe des Auftraggebers, abhängig von der Geländeneigung, gegen Süden ausgerichtet. Die maximale Höhe der Module beträgt 3,5m. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 20° was dem gängigsten Standard entspricht.

2.2. Reflexionsgesetz

Jede glatte und nicht durchsichtige Oberfläche kann grundsätzlich reflektieren – somit theoretisch auch Teile eines Solarmoduls. Nach dem Reflexionsgesetz ist dabei der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen – oder anders ausgedrückt: Ausfallswinkel = Einfallswinkel.

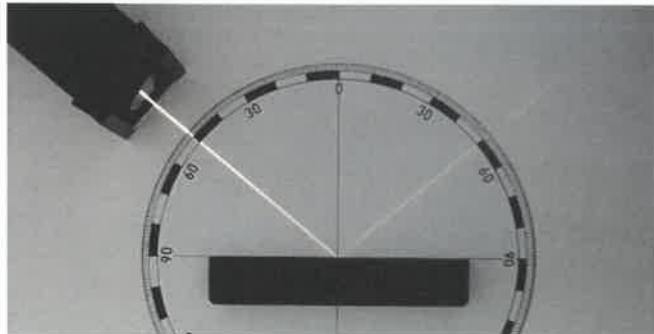


Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. In diesen Fällen ist jeder einzelne Teillichtstrahl individuell zu betrachten.

Eine Reflexion bedeutet für ein Solarmodul, dass auftreffendes Licht nicht bis zu der stromerzeugenden Solarzelle vordringt, sondern bereits an der gläsernen Frontscheibe abgelenkt wird. So „wegreflektiertes“ Licht kann keinen Strom erzeugen und erwirtschaftet dadurch auch keine Erlöse für den Betreiber des Solarmoduls. Es ist daher ein großes Bestreben aller Hersteller von Solarmodulen Frontgläser zu verwenden, welche möglichst kein einfallendes Licht reflektieren. Derartige, mit sog. „blendarmen Solarglas“ ausgestattete Module reflektieren bei einem durchschnittlichen Sonneinfallswinkel nur ca. 4-6% der einfallenden Sonnenstrahlen. Eine normale Fensterscheibe reflektiert bei diesen Bedingungen zum Vergleich etwa 15%.

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist demnach relativ hoch, so dass Blendwirkungen durch gerichtete Strahlung mit zunehmendem Abstand eher als helle Flecken der bestrahlten Oberflächen und als kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhaltens von Modulen im Modell zu deren Ungunsten angenommen, diese würden ideal reflektieren – also zu 100%.

Eine nennenswerte Reflektion weist ein Modul erst auf, wenn Licht mit einem Einfallswinkel von über 50° auf dieses trifft. Eine intensive Blendwirkung könnte folglich unter Berücksichtigung der Modulneigung nur erreicht werden, wenn eine Sonnenstandhöhe von unter 15° vorliegt und dadurch genügend Licht reflektiert wird. Dies kann vorwiegend nur in den frühen Morgenstunden oder am Abend erfolgen, wenn die Sonne tief genug steht. Zu diesem Zeitpunkt ist eine Blendung durch die Sonne selbst jedoch wahrscheinlicher und intensiver als die Reflektion durch ein Solarmodul.

Zusätzlich setzt sich in kurzer Zeit Staub auf dem Modul ab, welches die Oberfläche „abstumpfen“ lässt und eine Reflektion abschwächt. Da dieser Umstand jedoch nur schwer in Zahlen zu fassen ist, wird er bei der folgenden Betrachtung vernachlässigt, sollte jedoch abschließend honoriert werden.

2.3. Bewertungsbasis

Wie aus der vorangegangenen Erläuterung zum Reflektionsverhalten hervorgeht, ist die Grundlage im Detail sehr komplex. Neben schwer abbildbaren Umständen – z.B. Teilstreuung des Lichts oder Verschmutzung – spielen auch subjektive Belange – z.B. wahrgenommener Grad einer Blendung – eine Rolle.

Um dennoch eine nachvollziehbare und objektive Beurteilung der Situation vornehmen zu können, arbeitet dieses Gutachten anhand des Bewertungsmodelles für großflächige Photovoltaikanlagen der LAI-Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (Ministerium für Umwelt, 2012).

Diese definiert unter der idealisierten Annahme

- die Sonne ist punktförmig
- das Modul ist ideal verspiegelt
- die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang

eine Anlage als problematisch, wenn

- eine Sichtbeziehung zwischen Anlage und Immissionsort existiert
 - o Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt liegt
 - o Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - o Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten ist nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich
- die Summe der maximal möglichen astronomischen Blenddauer unter Berücksichtigung umliegender Anlagen über 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden (1.800 Minuten) pro Jahr beträgt
 - o Eindeutige Beeinträchtigung

- es sich um eine zusätzliche Blendung handelt
 - o Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul.

2.4. Haftungshinweise

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Es entspricht den allgemeinen anerkannten Regeln der Technik. Irrtümer und Abweichungen sind jedoch nicht vollständig auszuschließen, ebenso wenig wie Fehler der verwendeten Hilfsmittel. Dafür haften wir ausdrücklich nicht. Gewährleistungen jeder Art sind somit ausgeschlossen.

Bei der Erstellung eines Gutachtens wird auch auf die Informationen des Kunden / Bauherren / Vorhabenträger zurückgegriffen. Dieser übernimmt die Gewähr dafür, dass diese vollständig und richtig sind.

Die Firma Solwerk gewährleistet, dass das Gutachten nach den allgemeinen Regeln der Technik zum Zeitpunkt der Auftragserteilung ausgeführt wurde. Im Falle eines Verstoßes dieser Gewährleistung haften wir als Ersteller unter Ausschluss weiterer Rechte und Ansprüche auf kostenfreie Erbringung solcher Leistungen, die zur Korrektur der fehlerhaften Leistungen notwendig sind. Ansprüche verjähren innerhalb von einem Jahr nach Erbringung der Leistung.

Die Gesamthaftung der Fa. Solwerk aus der Erstellung des Gutachtens ist begrenzt auf die vom Kunden / Bauherren / Vorhabenträger hierfür gezahlte Vergütung. Die Haftung für indirekte oder Folgeschäden ist – außer im Falle des Vorsatzes – ausgeschlossen. Als indirekte oder Folgeschäden gelten z.B. Nutzungsausfall, entgangener Gewinn, Minderverfügbarkeit oder fehlende Verfügbarkeit der Anlage, Kosten der Ersatzbeschaffung, Mehrkosten bei der Realisierung des Projektes, erhöhte Investitionskosten oder Minderleistung oder Mindererträge der Anlage sowie sonstige zusätzliche oder erhöhte Kosten.

2.5. Herangehensweise

Die Überlegungen und Herangehensweisen dieser Stellungnahme gründen auf den Angaben des Auftraggebers, sowie den vom Ihm zur Verfügung gestellten Plänen. Zu diesen gehören vor allem:

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Ausrichtung und Winkel der Module wurden in Absprache mit dem Auftraggeber mit 180° in den Süden und 20° Neigung angenommen

In einem ersten Schritt wird geprüft, ob die sich die Immissionsorte in einem 100m Gefährdungsbereich befinden und wenn ja, ob eine Blickbeziehung zu diesem herrscht.

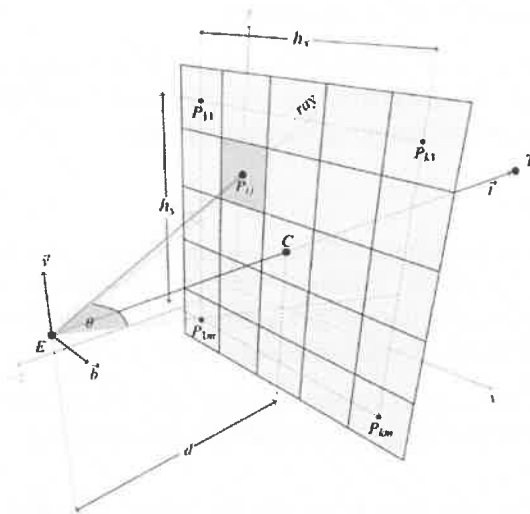


Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopographie der Verlauf der Sonne im Minutentakt simuliert und die Dauer einer möglichen Einwirkung auf einzelne Immissionsorte bestimmt. Dies erfolgt mittels der Software ForgeSolar.

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und fachlich beurteilt.

3. Untersuchung

3.1. Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m nicht mehr als relevant zu betrachten. Allerdings ist dies nur ein Richtwert und die LAI gibt an, dass „größere“ Anlagen auch eine Blendwirkung haben können, die über 100m hinausgeht. Im vorliegenden Fall grenzen sowohl die B303 als auch die Gemeinde Ebersdorf mehr oder weniger direkt an die geplante Anlage an, so dass ein Abstand von mehr als 100m nicht gegeben ist.

3.2. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von $50^{\circ}21'$ und ein Längengrad von $11^{\circ}05'$ für die Anlage angenommen.

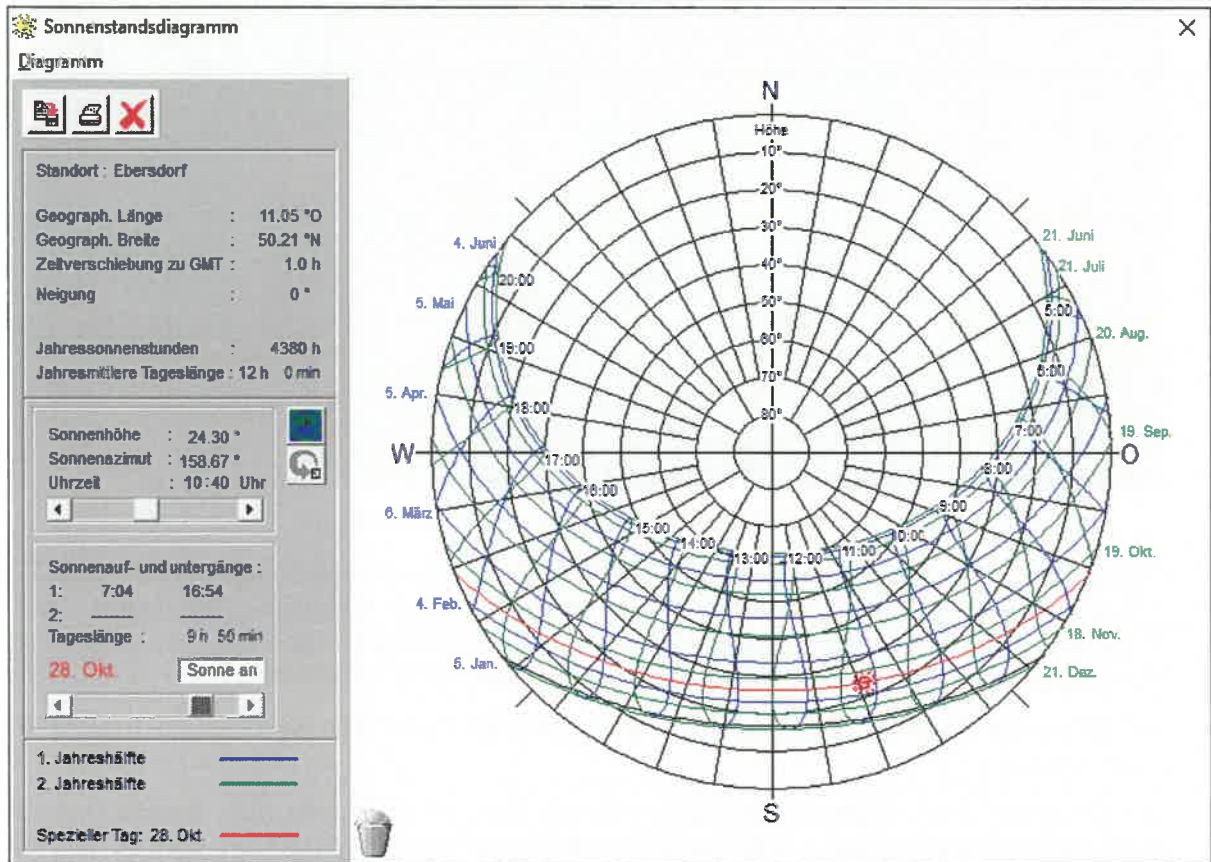


Abbildung 6 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort der Anlage ($50^{\circ}21' N$, $11^{\circ}05' O$) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut Annahme werden die Module streng südlich ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blendung im Norden unwahrscheinlich. Im Norden steht die Sonne niemals und kann deswegen auch nicht in die

nördliche Richtung blenden. Eine südliche Blendung wäre bei einer reinen Ausrichtung gegen Süden unwahrscheinlich, da die Strahlung aufgrund der Neigung der Solarpaneele nach oben abgelenkt wird. Da die Bundesstraße aber leicht in den Nordosten verläuft ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne im Osten (Sonnenaufgang) oder im Westen (Sonnenuntergang) steht. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren. Dabei wurde eventueller Bewuchs am Rande der Photovoltaikanlage, die zu einem zusätzlichen Blendschutz führen kann, außer Acht gelassen, um einen möglichst ungünstigen Fall für den Fahrer zu simulieren.



Abbildung 7 - Simulation Ort und B303 - Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung zeigt den Simulationsaufbau. Da die Fläche von einem Schutzstreifen für Leitungsführung geteilt wird, wurde sie in 2 Teile aufgeteilt, von denen Teil A den südlichen Anlagenteil darstellt, und Anlagenteil B den nördlichen. Insgesamt wurden über 40 Eckpunkte gezogen, um nach Möglichkeit die ganze Blendwirkung der Photovoltaik-Freiflächenanlage annähernd darzustellen.

Auf Grund der Angaben des Planers wurde als oberster Punkt eine Bauhöhe 3,5 m über Grund angenommen.

Die türkisenen Linien stellen die Strecke dar, die ein Auto oder LKW zurücklegt. Insgesamt wurden 2 Fahrstrecken simuliert. Dabei wurden die Höhen der Fahrer ebenfalls variiert, um auch Busse und LKW abzudecken.

Die Punkte 1 und 2 stellen nach Absprache mit dem LRA Coburg die kritischsten Punkte der Wohnbebauung dar. Es ist daher anzunehmen, dass alle anderen Beobachtungspunkte in der Wohnbebauung noch weniger geblendet werden.

Tabelle 2: Blendungsgefährdung – Quelle: ForgeSolar

AGV B303 sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	66
Route: Route 1	0	34
Route: Route 2	0	0

AGV B303 nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	448
OP: OP 2	0	82
Route: Route 1	0	1518
Route: Route 2	0	0

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 1800 Minuten im Jahr genannt. Dies wird selbst in Summe von den Anlagenteilen nicht erreicht.

Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Auch die tägliche Dauer wird in keinem Fall erreicht. Die Ergebnisse der Simulation befinden sich im Anhang, es werden hier aber kurz die einige exemplarische Bilder gezeigt.

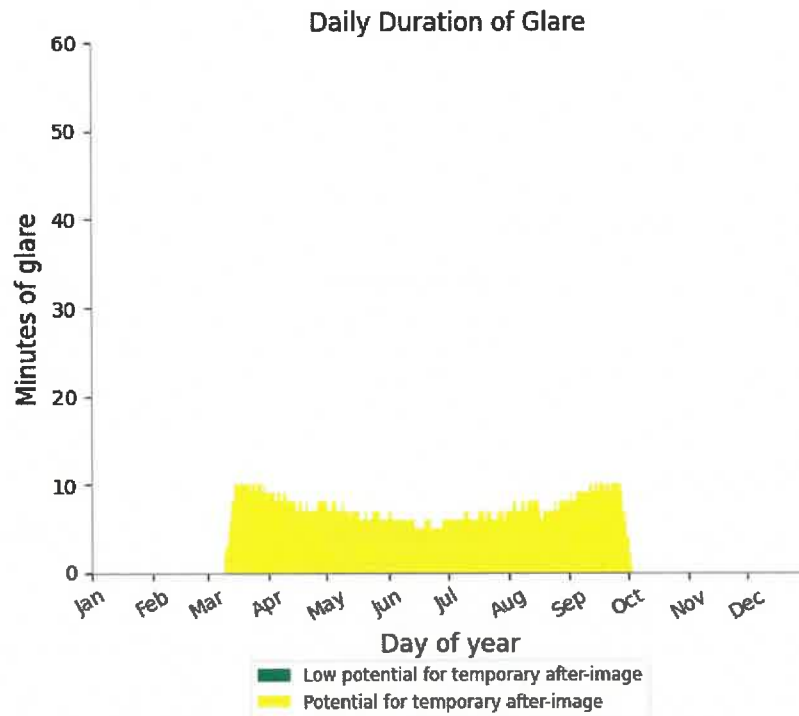


Abbildung 8 - Dauer der Blendung für Anlagenteil B und die B303

Wie man in Abbildung 8 erkennen kann, wird die tägliche Blendungsdauer von 30 Minuten nie überschritten. Man liegt eher im Bereich von 10 Minuten. Wie man in Tabelle 2 erkennen kann, ist der nördliche Anlagenteil mit 1500 Minuten auch der mit der höchsten Blenddauer. Die 1800 Minuten werden hier ebenfalls nicht erreicht. In Summe ist für alle Anlagenteile festzustellen, dass bei einem Blendschutzzaun von 2m Höhe die LAI-Richtlinie in jedem Fall erfüllt wird.

Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu keiner Überschreitung der als zulässig erklärten Blendzeiträumen kommt. Dies gilt für alle abgeprüften Punkte. Zudem ist fraglich ob aufgrund des starken Bewuchses in Richtung Ebersdorf dort eine Sichtbeziehung gegeben ist.

Da mit einem 2m hohen Blendschutz im Norden und im Osten der Anlage simuliert wurde, wird empfohlen, dass solange die umlaufende Hecke der Anlage nicht 2m Höhe erreicht hat, am nördlichen und östlichen Zaunstück der Anlage, zum Schutz der Straße eine Blendschutzmatte mit bis zu 2m Höhe angebracht wird.

Zusätzlich ist anzumerken, dass die Module in der Realität eben nicht ideal spiegeln, sondern nur etwa 4-6% des Lichts reflektieren – keine 100%. Sobald sich der erste Staub auf die Oberfläche legt, nimmt dieser Wert zusätzlich fortlaufend ab, so dass es fraglich ist, ob es unter den real existierenden Bedingungen, abseits der ideal angenommen Simulationen überhaupt zu einer Blendung kommt.

4. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

B303

Siller Schutz

Client: Siller

Created Aug. 29, 2022
 Updated Oct. 28, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Site ID 74751.13202

Project type Advanced
 Project status: active
 Category 500 kW to 1 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 Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **Off**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
AGV B303 nord	20.0	180.0	0	2,048	-
AGV B303 sued	20.0	180.0	0	100	-

Component Data

PV Array(s)

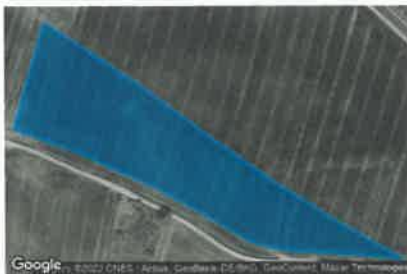
Total PV footprint area: 72,377 m²

Name: AGV B303 nord
Footprint area: 54,114 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.220685	11.056803	332.14	1.00	333.14
2	50.220490	11.056696	331.81	3.50	335.31
3	50.220216	11.056570	331.93	1.00	332.93
4	50.219948	11.056444	334.21	3.50	337.71
5	50.219665	11.056317	336.04	1.00	337.04
6	50.219590	11.056672	335.18	3.50	338.68
7	50.219404	11.056543	336.29	1.00	337.29
8	50.219171	11.056419	336.24	3.50	339.74
9	50.218896	11.057090	334.91	1.00	335.91
10	50.218663	11.057685	332.80	3.50	336.30
11	50.218474	11.058088	331.49	1.00	332.49
12	50.218248	11.058592	329.73	3.50	333.23
13	50.218069	11.058984	329.15	1.00	330.15
14	50.217873	11.059418	327.57	3.50	331.07
15	50.217729	11.059820	326.43	1.00	327.43
16	50.217602	11.060126	326.11	3.50	329.61
17	50.217468	11.060470	325.41	1.00	326.41
18	50.217365	11.060751	325.08	3.50	328.58
19	50.217812	11.061086	325.70	1.00	326.70
20	50.218148	11.061266	325.28	3.50	328.78
21	50.218296	11.061360	325.05	1.00	326.05
22	50.218660	11.060765	326.04	3.50	329.54
23	50.218996	11.060228	326.98	1.00	327.98
24	50.219373	11.059568	328.96	3.50	332.46
25	50.219669	11.058989	329.08	1.00	330.08
26	50.219933	11.058463	329.87	3.50	333.37
27	50.220189	11.057927	329.76	1.00	330.76
28	50.220381	11.057538	331.23	3.50	334.73
29	50.220470	11.057339	331.34	1.00	332.34
30	50.220558	11.057136	331.10	3.50	334.60
31	50.220632	11.056941	331.98	1.00	332.98

Name: AGV B303 sued
Footprint area: 18,264 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.219039	11.056346	335.53	1.00	336.53
2	50.218256	11.055997	335.52	3.50	339.02
3	50.218098	11.056663	335.07	1.00	336.07
4	50.217801	11.057684	333.08	3.50	336.58
5	50.217576	11.058312	332.06	1.00	333.06
6	50.217372	11.058843	330.07	3.50	333.57
7	50.217324	11.059202	327.70	1.00	328.70
8	50.217293	11.059894	325.57	3.50	329.07
9	50.217255	11.060618	324.38	1.00	325.38
10	50.217370	11.060302	325.39	3.50	328.89
11	50.217585	11.059733	326.35	1.00	327.35
12	50.217846	11.059089	329.07	3.50	332.57
13	50.218168	11.058376	331.71	1.00	332.71
14	50.218608	11.057443	333.76	3.50	337.26
15	50.218848	11.056885	335.51	1.00	336.51
16	50.219069	11.056360	335.62	3.50	339.12

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.217228	11.063956	317.57	1.50	319.07
2	50.217566	11.063334	320.31	2.80	323.11
3	50.217830	11.062862	322.13	1.50	323.63
4	50.218136	11.062339	323.59	2.80	326.39
5	50.218388	11.061910	324.37	1.50	325.87
6	50.218707	11.061361	326.83	2.80	329.63
7	50.218982	11.060905	327.65	1.50	329.15
8	50.219241	11.060454	328.39	2.80	331.19
9	50.219502	11.059998	329.78	1.50	331.28
10	50.219847	11.059384	330.85	2.80	333.65
11	50.220152	11.058808	331.30	1.50	332.80
12	50.220432	11.058244	331.25	2.80	334.05
13	50.220667	11.057739	330.62	1.50	332.12
14	50.220913	11.057172	331.11	2.80	333.91
15	50.221188	11.056490	330.56	1.50	332.06
16	50.221400	11.055873	329.49	2.80	332.29

Name: Route 2
Route type One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.221342	11.055840	329.14	1.50	330.64
2	50.221142	11.056448	330.53	2.80	333.33
3	50.220872	11.057175	331.16	1.50	332.66
4	50.220637	11.057714	330.66	2.80	333.46
5	50.220397	11.058245	331.27	1.50	332.77
6	50.220123	11.058779	331.22	2.80	334.02
7	50.219824	11.059361	330.94	1.50	332.44
8	50.219480	11.059972	329.85	2.80	332.65
9	50.219216	11.060416	328.36	1.50	329.86
10	50.218940	11.060893	327.43	2.80	330.23
11	50.218680	11.061322	326.55	1.50	328.05
12	50.218365	11.061869	324.06	2.80	326.86
13	50.218098	11.062312	323.29	1.50	324.79
14	50.217807	11.062827	322.06	2.80	324.86
15	50.217531	11.063312	320.22	1.50	321.72
16	50.217207	11.063924	317.39	2.80	320.19

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.219414	11.061370	329.63	2.00	331.63
OP 2	50.218563	11.063135	324.17	2.00	326.17

Obstruction Components

Name: Blendschutz

Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	50.220701	11.056808	332.11
2	50.220393	11.057554	331.23
3	50.219532	11.059295	329.06
4	50.219008	11.060249	327.08
5	50.218289	11.061401	324.89
6	50.217795	11.061101	325.69
7	50.217356	11.060775	324.99
8	50.217232	11.060630	324.22

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	
AGV B303 nord	20.0	180.0	0	2,048	-	
AGV B303 sued	20.0	180.0	0	100	-	

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
agv-b303-nor (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
agv-b303-nor (yellow)	0	0	190	243	210	170	197	235	275	7	0	0
agv-b303-sue (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
agv-b303-sue (yellow)	0	0	28	22	0	0	0	4	44	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

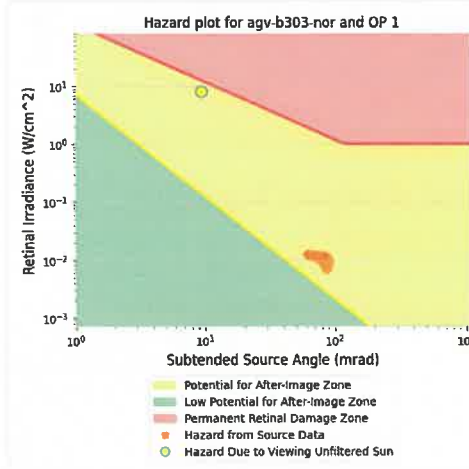
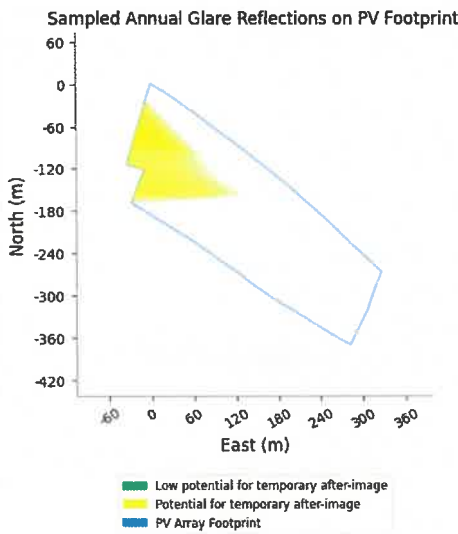
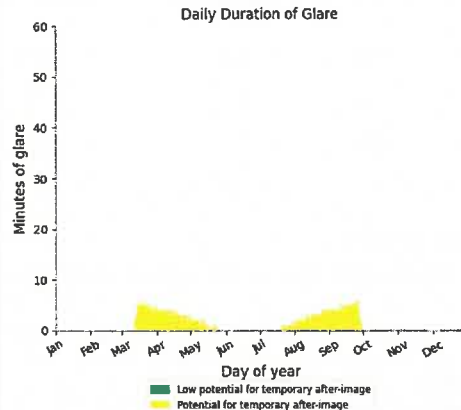
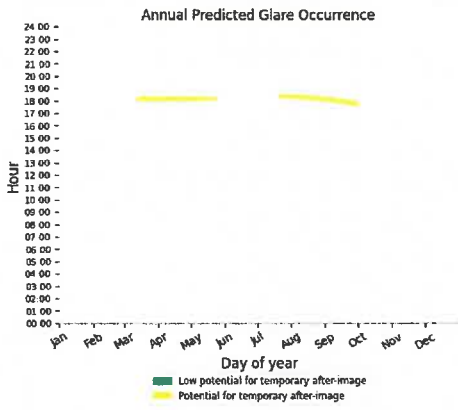
AGV B303 nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	448
OP: OP 2	0	82
Route: Route 1	0	1518
Route: Route 2	0	0

AGV B303 nord - OP Receptor (OP 1)

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

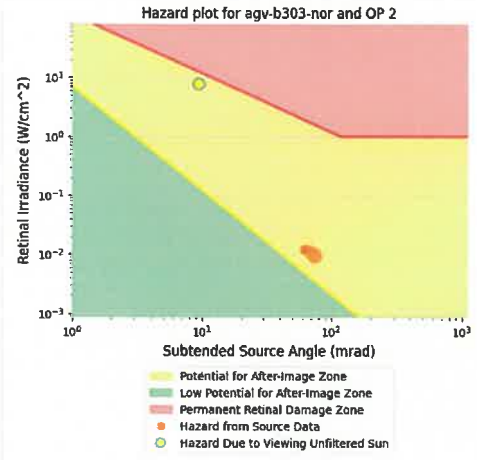
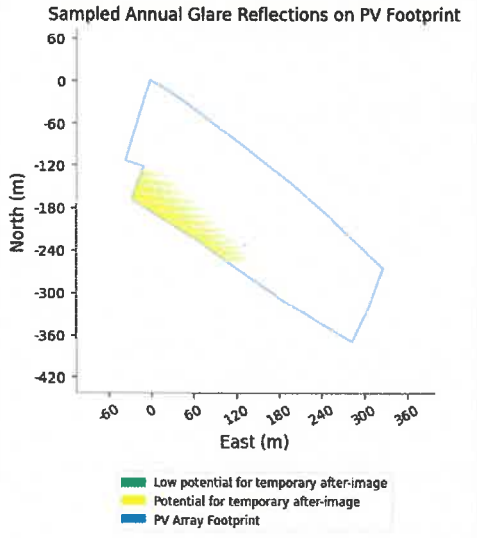
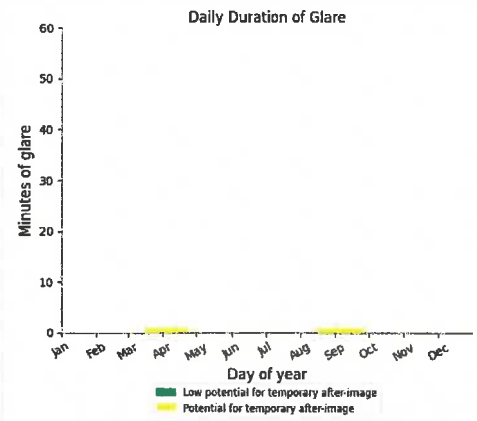
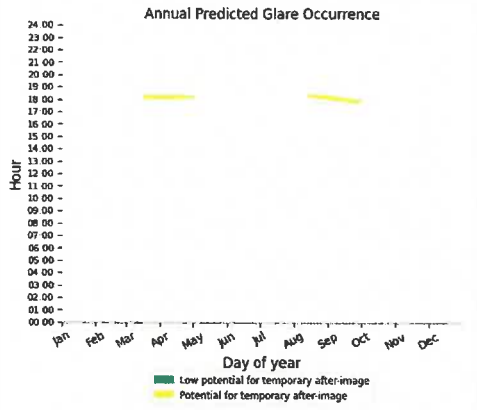
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 448 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



AGV B303 nord - OP Receptor (OP 2)

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

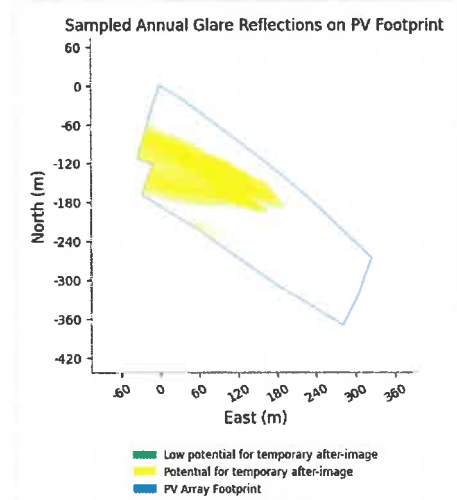
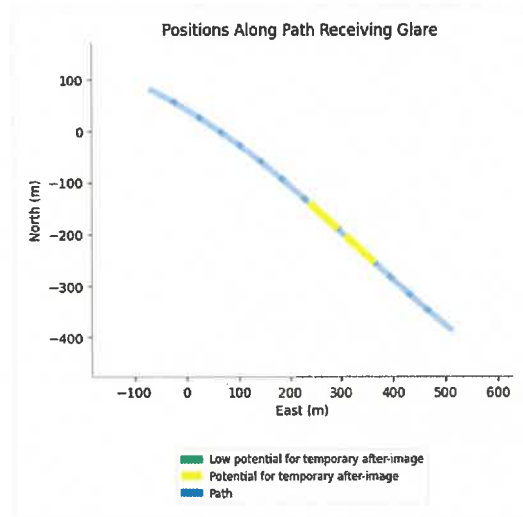
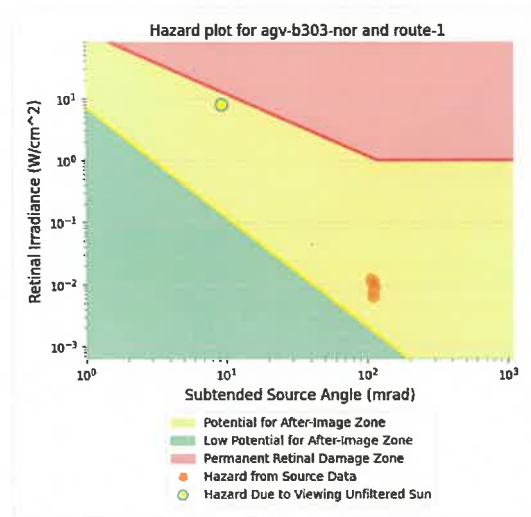
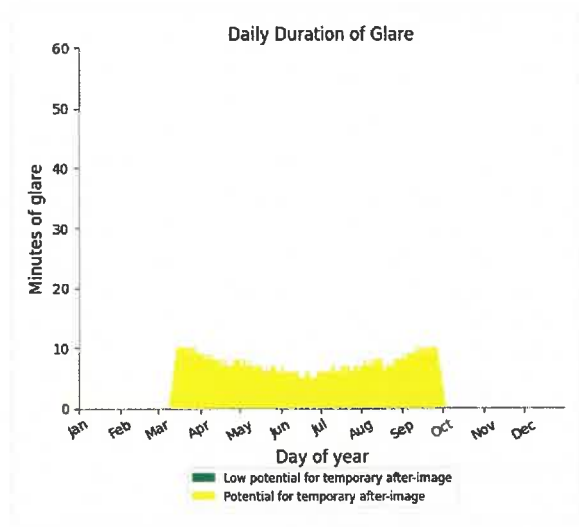
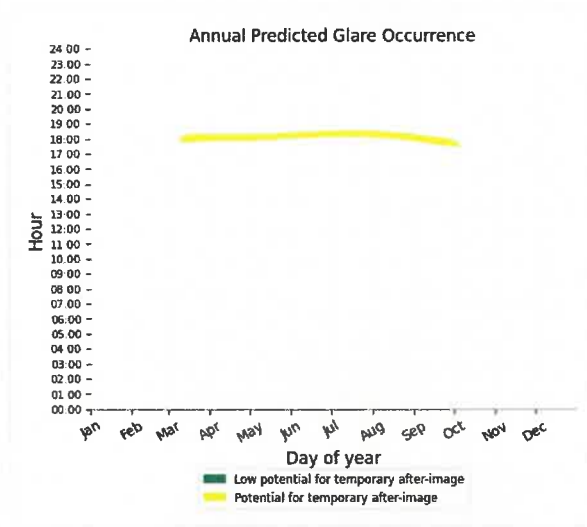
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 82 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



AGV B303 nord - Route Receptor (Route 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.
- 1,518 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



AGV B303 nord - Route Receptor (Route 2)

No glare found

AGV B303 sued potential temporary after-image

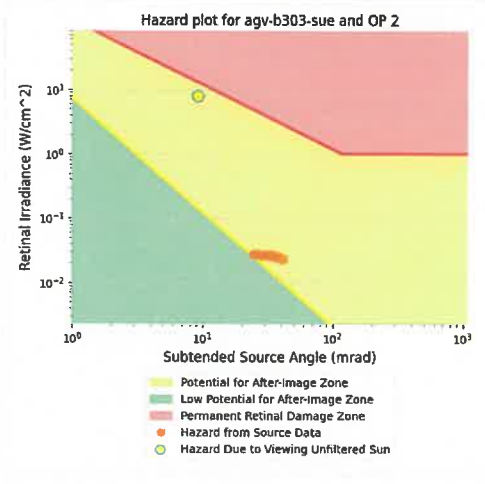
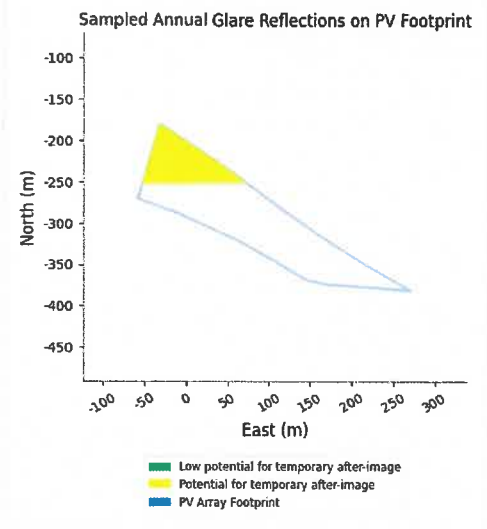
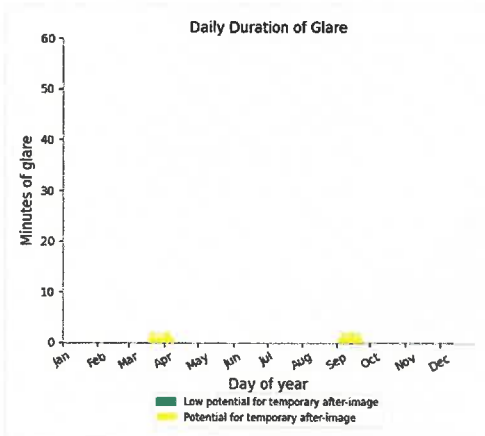
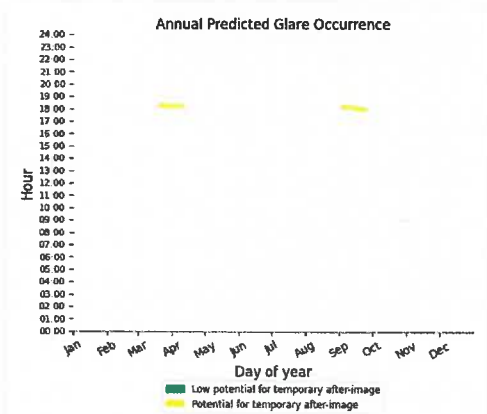
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	66
Route: Route 1	0	34
Route: Route 2	0	0

AGV B303 sued - OP Receptor (OP 1)

No glare found

AGV B303 sued - OP Receptor (OP 2)

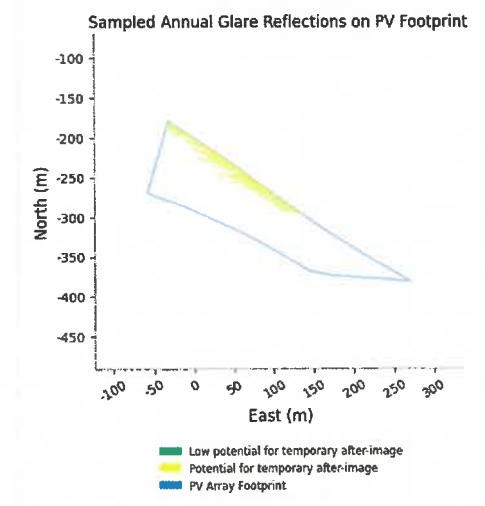
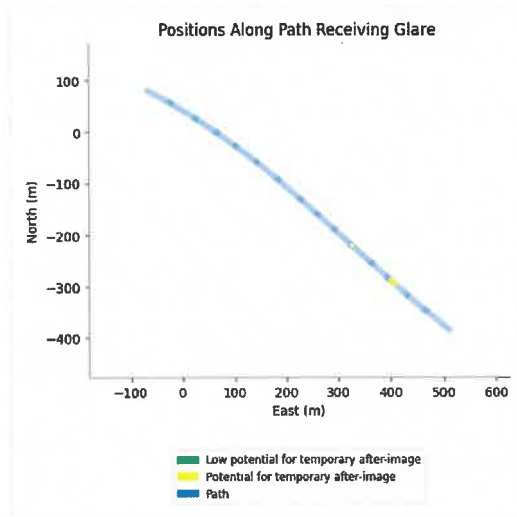
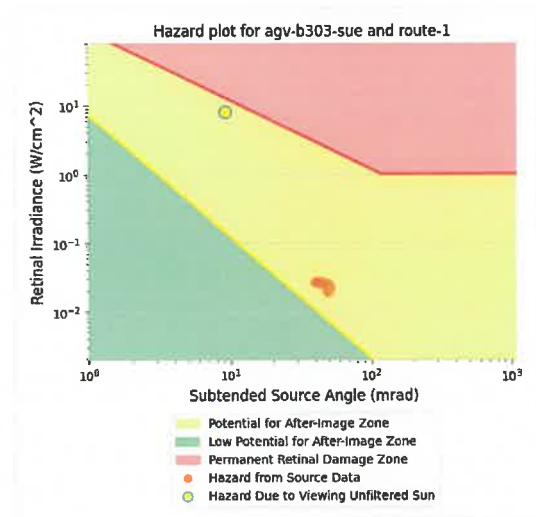
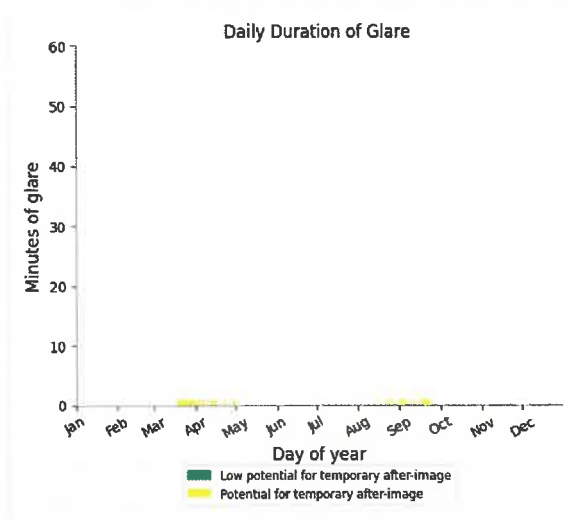
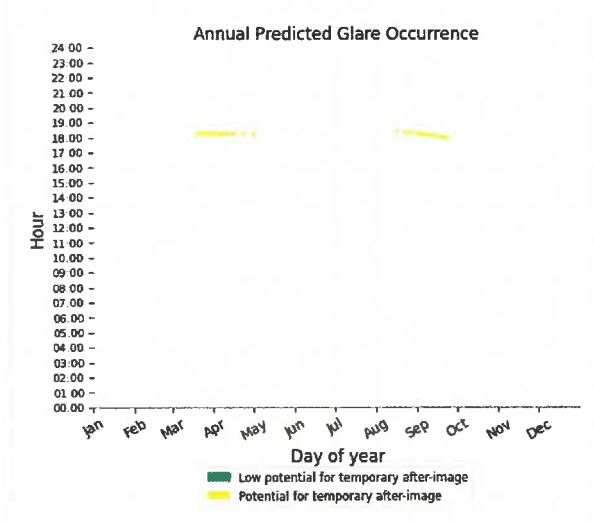
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 66 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



AGV B303 sued - Route Receptor (Route 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.
- 34 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



AGV B303 sued - Route Receptor (Route 2)

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 combine 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.

