

Blendgutachten

PV-Anlage Hart



kumandra
energy

financing & engineering

Version	Datum	Ersteller	Änderung
1	13.01.2026	AG	

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung und Methodik	3
2	Haftungsausschluss	4
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	4
4	Anlagenbeschreibung	5
4.1	Beschreibung der PV-Anlage	5
4.2	Definition der PV-Arrays	6
4.3	Definition der Sichtpunkte	7
4.3.1	Anforderungen nach LAI	7
4.3.2	Schutzwürdige Räume in der Umgebung / Auswahl der Sichtpunkte	8
4.3.3	Definition der Hindernisse	8
5	Blendanalyse	10
5.1	Auswertungsmethodik	10
5.2	Gesamtergebnis	11
5.2.1	Sichtpunkt OP 1	11
5.2.2	Sichtpunkt OP 2	11
5.2.3	Sichtpunkt OP 3	13
5.2.4	Sichtpunkt OP 4	13
6	Zusammenfassung und Empfehlung	13
7	Literaturverzeichnis	14
Anhang A	Annahmen und Limitationen von SGHAT / ForgeSolar	15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage der PVA - Quelle: Google Earth Pro	5
Abbildung 2: Belegungsplan der Anlage	6
Abbildung 3: Definierte PV-Arrays	7
Abbildung 4: Sichtpunkte und 100m Umkreis um die PVA	8
Abbildung 5: Definiertes Hindernis - Dach inkl. Vorstand OP1	9
Abbildung 6: Definiertes Hindernis - Giebel Nebengebäude OP1.....	9
Abbildung 7: Definiertes Hindernis - Hecke/Sichtschutz im Süden	9
Abbildung 8: Zeitliches Auftreten der Blendung über das Jahr, OP 2	11
Abbildung 9: Tägliche Blendungsdauer über das Jahr, OP 2.....	12
Abbildung 10: Lokalisation der Blendwirkung innerhalb des PV-Feldes,OP 2	12
Abbildung 11: Gefährdung durch die PVA im Vergleich zu direktem Sonnenlicht, OP 2	12

1 Aufgabenstellung und Methodik

Kumandra Energy GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, eine Analyse der möglichen Blendwirkungen für folgende, geplante Photovoltaikanlage (PVA) zu untersuchen und zu bewerten.

Tabelle 1: Projektdaten

Auftraggeber	H-W-K Besitzgesellschaft GmbH & Co. KG
Projektname	PV Hart
Adresse	Gemeinde: 83539 Pfaffing
Planungsstand	<input checked="" type="checkbox"/> Planung <input type="checkbox"/> Im Bau <input type="checkbox"/> Bestand

Es wird untersucht, ob die geplanten Solarmodule der PVA das einfallende Sonnenlicht in einer Weise reflektieren, die zu erheblichen Belästigungen oder Beeinträchtigungen an nachfolgenden Immissionsorten (siehe Kapitel 4.3) führen kann:

- Schutzwürdige Räume
- Straßenverkehr (höherrangige Straßen)

Die Blendanalyse dient dem Zweck mögliche Blendwirkungen (englisch „glare“) der (PVA) auf Wohn- und Bürogebäude und Verkehrswege zu ermitteln. Erhebliche Belästigungen oder Beeinträchtigungen infolge der Sonnenlichtreflexion sollen vermieden werden. Im ersten Schritt werden mögliche Blendungseffekte im Schutzraum der zu Grunde liegenden Anlagenkonfiguration beurteilt.

Generell stellen Reflexionen von Photovoltaikanlagen Immissionen im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes (§ 3 Abs. 2 BImSchG) dar. In Deutschland wurde die Bewertungsmethodik von der „Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)“ im Anhang 2 des Dokuments „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ dargelegt (Stand 03.11.2015).

Zur Auswertung der möglichen Blendeffekte wurde die Software „ForgeSolar“ von Sims Industries verwendet. Die Software basiert auf dem „Solar Glare Hazard Analysis Tool“ (SGHAT) der Sandia National Laboratories.

Mögliche Reflexionen/Blendwirkungen der PVA werden hierzu mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute für ein ganzes Jahr berechnet. Die Topografie der PVA und der Sichtpunkte wird berücksichtigt. Zusätzlich werden programmbedingt jedoch einige Vereinfachungen getroffen:

- Durchgehend wolkenloser Himmel (Worst-case Betrachtung)
- Vereinfachte Anlagenkonfiguration (nur eine Orientierung und ein Aufstellwinkel je Feld)
- Keine Berücksichtigung von Hindernissen (Bäume, Gebäude, Sichtschutz, etc.), sofern nicht extra eingezeichnet

Trotz dieser Vereinfachungen gehört ForgeSolar zu den etabliertesten und professionellsten Programmen zur Erstellung von Blendanalysen und -gutachten. Eine weiterführende Auflistung der Annahmen und Einschränkungen bzgl. der Simulation befindet sich in Anhang A.

2 Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde ausschließlich für den Gebrauch des Auftraggebers und in dessen Auftrag erstellt. Berechnungen und Auswertungen erfolgten nach bestem Wissen und Gewissen. Fehler oder Irrtümer können, trotz gewissenhafter Durchführung nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für Folgeschäden, die aus der Nutzung der Analyse resultieren wird keine Haftung übernommen. Die Haftung für Schadensersatz bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz bleibt unberührt. Bei Weitergabe des Dokuments an Dritte darf dieses weder verändert noch bearbeitet werden. Eine Haftung gegenüber Dritten, die sich den Inhalt dieses Dokuments zunutze machen, ist grundsätzlich ausgeschlossen.

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Laut LAI-Leitfaden sind Immissionsorte in einem Umkreis von 100 Metern um die PVA für die Analyse relevant. Punkte, die sich außerhalb dieses Bereichs befinden sind meist unproblematisch. Von der definierten Anlage geht eine Blendung auf Sichtpunkt OP 2 aus.

Die mögliche Blendung auf OP 1 wird von dem Nebengebäude nördlich von OP 1 und dem Dachvorstand von OP 1 blockiert, weshalb hier keine Blendwirkung von der PVA ausgeht. An Sichtpunkt OP 2 beträgt die Blendwirkung 1698 Minuten pro Jahr und maximal 18 Minuten pro Tag.

Auf die Sichtpunkte OP 3 und OP 4 wirkt keine Blendung ausgehend von der PVA ein.

Die auftretenden Blendungen liegen unter den nach LAI [1] festgelegten Grenzwerten von 30 Minuten täglich und 1800 Minuten pro Jahr.

Diese Ergebnisse sind nur gültig, wenn die geplante Hecke bzw. der Sichtschutz im Süden der PVA in einer Höhe von 2,5 Metern umgesetzt wird. Andernfalls muss die Blendwirkung erneut untersucht werden.

4 Anlagenbeschreibung

4.1 Beschreibung der PV-Anlage

Die geplante PVA befindet sich in Freiburg im Breisgau (Stadtgebiet Waldsee). Tabelle 2 beinhaltet die Informationen der Anlage:

Tabelle 2: Anlagendaten

Parameter / Information	Wert
Koordinaten (Breite, Länge)	48.026329, 12.10494
Anlagenart	Freiflächenanlage
Modultyp	Monokristallin Doppelglas N-Typ i-TOPCon MODUL mit Antireflexbeschichtung
Aufständerung	Festaufständerung
Flächengröße	ca. 9568 m ²
Modulneigung	18 °
Modulausrichtung	Südausrichtung – Azimuth: 4,06 °
Abstand Modulunterkante – Boden (Freiflächenanlage)	ca. 2,10 m
Abstand Moduloberkante – Boden (Freiflächenanlage)	ca. 3,58 m

Abbildung 1 zeigt die Flächen der geplanten PVA. Abbildung 2 den Belegungsplan der Anlage.



Abbildung 1: Lage der PVA - Quelle: Google Earth Pro



Abbildung 2: Belegungsplan der Anlage

4.2 Definition der PV-Arrays

PV-Arrays stellen eine modellhafte Abbildung der späteren PV-Anlage dar. Hierzu wird die Fläche der PV-Anlage, die Ausrichtung sowie Orientierung der Module definiert. Zusätzlich können Modul/Glasqualitäten ausgewählt werden. Für unterschiedliche Ausrichtungen oder Neigungswinkel sind mehrere PV-Arrays zu definieren. Abbildung 3 zeigt das definierte Array. Die genaue Definition der PVA (Array) ist dem zugehörigen Simulationsbericht zu entnehmen.



Abbildung 3: Definierte PV-Arrays

4.3 Definition der Sichtpunkte

4.3.1 Anforderungen nach LAI

Die zu simulierenden Sichtpunkte (Engl. Receptors) sind gemäß LAI-Leitfaden festzulegen. Sie sind wie folgt auszuwählen:

- Immissionsorte im Umkreis von 100 Metern oder weniger um die PVA
 - schutzwürdige Gebäude:
 - Wohnräume
 - Schlafräume
 - Unterrichtsräume
 - Büro / Praxisräume
 - Bei unbebauten (aber genehmigten Flächen), 2m über Gelände des Flurstücks

Höherrangige Straßen und Schienenwege sollten ebenfalls in der Analyse berücksichtigt werden.

4.3.2 Schutzwürdige Räume in der Umgebung / Auswahl der Sichtpunkte

Ab einem Abstand zwischen Immissionsort (z. B. Wohngebäude) und PVA von 100 m können erhebliche Belästigungen in der Regel pauschal ausgeschlossen werden [1]. Abbildung 4 stellt den Bereich, der 100 Meter oder näher an den PVA liegt als Schraffur dar. Eine Übersicht der definierten Sichtpunkte ist in Tabelle 3 dargestellt. Im 100 m Bereich um die PVA befinden sich keine schutzwürdigen, höherrangigen Straßen.

Die Höhe der Sichtpunkte wurde anhand von durch den Auftraggeber bereitgestellten Aufnahmen abgeschätzt.



Abbildung 4: Sichtpunkte und 100m Umkreis um die PVA

Tabelle 3: Übersicht der Sichtpunkte

Sichtpunkt	Koordinaten	Höhe Sichtpunkt [m]
1	48.0260802247189, 12.1044002784152	3,10
2	48.0255903525407, 12.1041790427587	4,00
3	48.0255286042683, 12.1047169200576	4,20
4	48.0250583743398, 12.1053815110875	3,20

4.3.3 Definition der Hindernisse

Das Gebäude von Sichtpunkt OP 1 besitzt auf der Nordseite für die Blendwirkung relevante Fenster. Auf der zur PVA gewandten Seite (Ostseite) befinden sich keine relevanten Fenster. Daher wird das Dach inklusive Dachvorstand als Hindernis in der Simulation definiert (siehe Abbildung 5). Ebenfalls wird das Dach des nördlich gelegenen Nebengebäudes von OP 1 als Hindernis definiert, da sich diese in der Linie zwischen Sichtpunkt und PVA befindet (siehe Abbildung 6).

An der südlichen Seite der PVA ist eine Hecke/Sichtschutzzaun geplant. Diese wird ebenfalls als Hindernis in der Simulation berücksichtigt (siehe Abbildung 7). Eine Übersicht der Hindernisse ist befindet sich in Tabelle 4. Die Höhe der Sichtpunkte wurde anhand von durch den Auftraggeber bereitgestellten Aufnahmen abgeschätzt.

Name: Dachvorstand_OP1
 Upper edge height: 3.2 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.026082	12.104502	498.66
2	48.025971	12.104496	498.70

Abbildung 5: Definiertes Hindernis - Dach inkl. Vorstand OP1

Name: Giebel Nebengebäude OP 1
 Upper edge height: 3.1 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.026165	12.104520	498.72
2	48.026080	12.104511	498.66

Abbildung 6: Definiertes Hindernis - Giebel Nebengebäude OP1

Name: Hecke_Sichtschutz
 Upper edge height: 2.5 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.025877	12.104573	498.81
2	48.025852	12.105706	494.86

Abbildung 7: Definiertes Hindernis - Hecke/Sichtschutz im Süden

Tabelle 4: Definierte Hindernisse

Hindernis	Koordinaten	Höhe Sichtpunkt [m]
Dach inkl. Vorstand OP 1	48.026082, 12.104502 48.025971, 12.104496	3,20
Dach Garage OP 1	48.026165, 12.104520 48.026080, 12.104511	3,10
Sichtschutz / Hecke Süden	48.025877, 12.104573 48.025852, 12.105706	2,50

5 Blendanalyse

5.1 Auswertungsmethodik

In der Simulation von ForgeSolar wird die Intensität der Blendwirkungen in drei Kategorien unterteilt:

- Grün (Engl. Green glare): Niedrige, kurzzeitige Blendungen - Beeinträchtigung der Retina unwahrscheinlich
- Gelb (Engl. Yellow glare): Blendungen mit potenziellen Nachbildern beim Schließen der Augen (z.B. hellen Punkt auf der Retina) – Beeinträchtigungen speziell für Verkehrswege zu erwarten
- Rot – Permanente Schädigung der Retina

Intensitäten im gelben Bereich sollten möglichst nur kurzzeitig auftreten oder besser durch geeignete Maßnahmen vermieden werden.

Zusätzlich wird in der LAI-Richtlinie eine zulässige Blendung in Anlehnung an das BImSchG wie folgt festgelegt:

- Blendeffekte weniger als 30 Minuten am Tag, und
- Blendeffekte weniger als 30 Stunden (1800 Minuten) pro Kalenderjahr.

Blendwirkungen durch PVA gelten als vernachlässigbar, wenn die Reflexionen der Module mit einem Differenzwinkel von kleiner 10° zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig die Höhe der Sonne unter 5° beträgt. Sind beide Bedingungen erfüllt, überlagern die Sonnenstrahlen die Blendwirkung der PVA (in Anlehnung an [1]). Diese Reflexionen stellen dann keine zusätzliche Blendung dar.

5.2 Gesamtergebnis

Das folgende Kapitel stellt die Ergebnisse der Simulation [2] für die definierten Sichtpunkte dar. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Blendwirkung der einzelnen der PVA.

Tabelle 5: Blendwirkung von der PVA ausgehend

Jährliche Blendung Kategorie „Grün“		Jährliche Blendung Kategorie „Gelb“	
Minuten	Stunden	Minuten	Stunden
1329	22,1	369	6,2

Tabelle 6: Gesamt-Blendwirkung auf die Sichtpunkte

Sichtpunkt	Jährliche Blendung Kategorie „Grün“		Jährliche Blendung Kategorie „Gelb“	
	Minuten	Stunden	Minuten	Stunden
OP 1	0	0	0	0,0
OP 2	1329	22,1	369	6,2
OP 3	0	0,0	0	0,0
OP 4	0	0,0	0	0,0

5.2.1 Sichtpunkt OP 1

An Sichtpunkt OP 1 tritt keine Blendung durch die PVA auf.

5.2.2 Sichtpunkt OP 2

An diesem Sichtpunkt entsteht eine jährliche Blendung von 1698 Minuten durch die PVA auf. Diese tritt von Ende April (30.04.) bis Mitte August (13.08.), jeweils zwischen 06:05 Uhr und 06:34 Uhr auf (siehe Abbildung 8). Der Maximalwert der täglichen Blendung beträgt ca. 18 Minuten (siehe Abbildung 9). Abbildung 10 lokalisiert die Blendwirkung innerhalb des Feldes. Abbildung 11 zeigt die Intensität der Blendung im Vergleich zur direkten Sonneneinstrahlung.

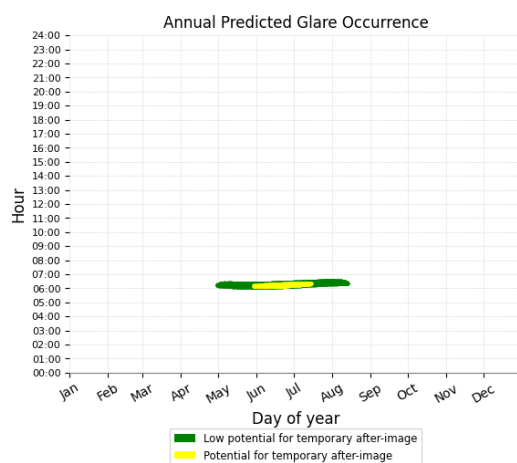


Abbildung 8: Zeitliches Auftreten der Blendung über das Jahr, OP 2

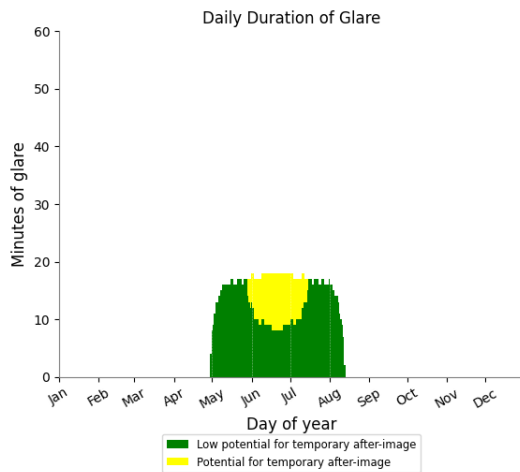


Abbildung 9: Tägliche Blendungsdauer über das Jahr, OP 2

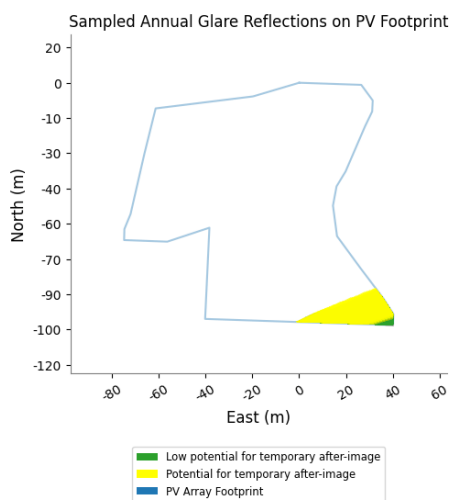


Abbildung 10: Lokalisation der Blendwirkung innerhalb des PV-Feldes, OP 2

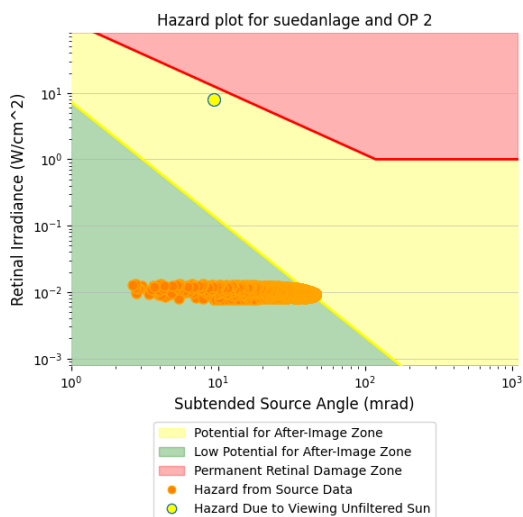


Abbildung 11: Gefährdung durch die PVA im Vergleich zu direktem Sonnenlicht, OP 2

5.2.3 Sichtpunkt OP 3

An Sichtpunkt OP 3 tritt keine Blendung durch die PVA auf.

5.2.4 Sichtpunkt OP 4

An Sichtpunkt OP 4 tritt keine Blendung durch die PVA auf.

6 Zusammenfassung und Empfehlung

Laut LAI-Leitfaden sind Immissionsorte in einem Umkreis von 100 Metern um die PVA für die Analyse relevant. Punkte, die sich außerhalb dieses Bereichs befinden sind meist unproblematisch. Von der definierten Anlage geht eine Blendung auf Sichtpunkt OP 2 aus.

Die mögliche Blendung auf OP 1 wird von dem Nebengebäude nördlich von OP 1 und dem Dachvorstand von OP 1 blockiert, weshalb hier keine Blendwirkung von der PVA ausgeht. An Sichtpunkt OP 2 beträgt die Blendwirkung 1698 Minuten pro Jahr und maximal 18 Minuten pro Tag.

Auf die Sichtpunkte OP 3 und OP 4 wirkt keine Blendung ausgehend von der PVA ein.

Die auftretenden Blendungen liegen unter den nach LAI [1] festgelegten Grenzwerten von 30 Minuten täglich und 1800 Minuten pro Jahr.

Diese Ergebnisse sind nur gültig, wenn die geplante Hecke bzw. der Sichtschutz im Süden der PVA in einer Höhe von 2,5 Metern umgesetzt wird. Andernfalls muss die Blendwirkung erneut untersucht werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichimmissionen (Leitfaden),“ 2012.
- [2] Kumandra Energy GmbH & Co. KG, „260113_HART_ForgeSolar,“ Traunstein, 2026.

Anhang A Annahmen und Limitationen von SGHAT / ForgeSolar

Assumptions & Limitations

Summary of assumptions and abstractions required by the SGHAT/ForgeSolar analysis methodology

1. Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
2. Result data files and plots are retained for two years after analysis completion. Files must be downloaded and saved if additional persistence is required.
3. The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
4. 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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.
5. Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.
6. 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.)
7. The algorithm assumes that the PV array is aligned with a plane defined by the approximate total heights of the PV vertices. For increased accuracy, the user should perform runs using minimum and maximum values for the vertex heights to bound the height of the plane containing the solar array. Doing so will expand the range of observed solar glare when compared to results using a single height value.
8. The algorithm does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
9. The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
10. The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
11. 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.
12. 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.
13. Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.