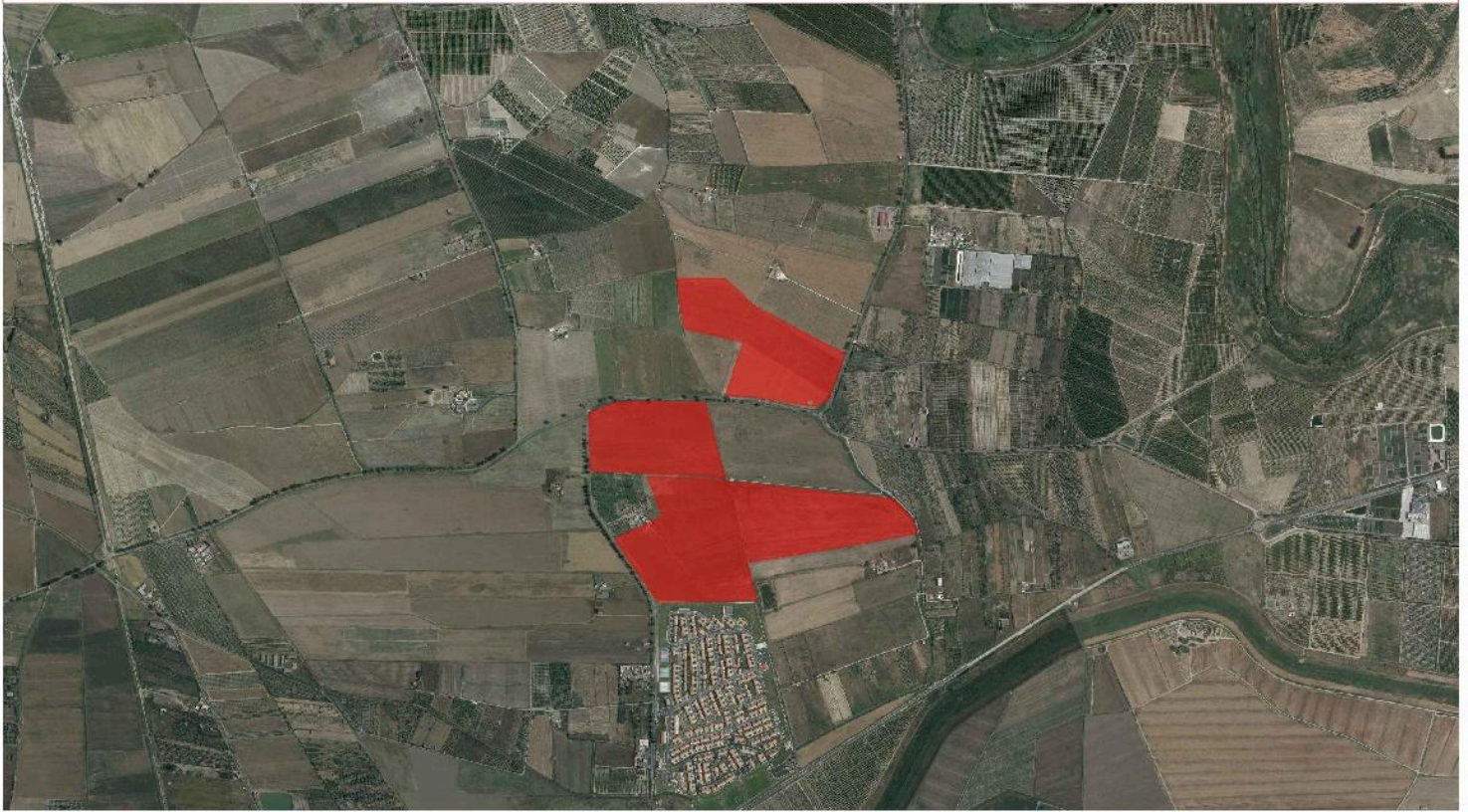


Provincia di CATANIA - Comune di BELPASSO



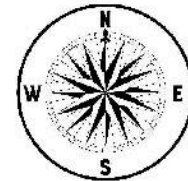
DATA	REV	REDATTO	VERIFICATO	RIESAMINATO	OGGETTO REVISIONE
18/04/2024	00	M.G./S.C.	S.C.	Salvatore Camillieri	Prima emissione

Committente:

X-ELIO+

X-ELIO BELPASSO S.R.L.
Corso Vittorio Emanuele II n.349
00186 Roma (RM)
P.IVA: 16952761001
www.x-elio.com/italy

Progettazione esecutiva:



GEOSTUDIOGROUP STP S.r.l.
Via Dott. Lino Blundo n.3
97100 Ragusa (RG)
P.IVA: 01635940883
www.geostudiogroup.net

<u>CODICE:</u>	<u>TITOLO:</u> Relazione sulla navigazione aerea
<u>Opera:</u> Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato "LA ROSA" della potenza 44,681 MWp (40 MW in A.C.), con sistema di accumulo integrato da 20,25 MW e di tutte le opere connesse ed infrastrutture da realizzarsi nel Comune di Belpasso (CT).	<u>Progettista</u> Ing. Salvatore Camillieri
<u>UBICAZIONE IMPIANTO</u> C.da Finocchiara - Belpasso (CT)	
<u>DATA PRIMA EMISSIONE:</u> 18/04/2024	<u>SCALA:</u> -

Sommario

1.	INTRODUZIONE	2
2.	INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E QUOTE	2
3.	TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO E DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	8
4.	POSSIBILE INTERFERENZA DOVUTA ALL'ALTEZZA DELL'IMPIANTO	11
5.	LOCALIZZAZIONE SU CARTOGRAFIA CTR O IGM	13
6.	SEZIONI VERTICALI	13
7.	VERIFICA DELL'ABBAGLIAMENTO VISIVO	13
8.	VALUTAZIONE DEI RISCHI DA ABBAGLIAMENTO DOVUTI AI MODULI FOTOVOLTAICI.....	16
9.	CALCOLO ABBAGLIAMENTO.....	17
10.	CONCLUSIONI.....	20

Allegati:

Allegato 1 – Simulazione abbagliamento impianto La Rosa

Allegato 2 – Certificazione antiriflesso produttore moduli fotovoltaici

1. INTRODUZIONE

La società X-ELIO Belpasso S.R.L., con sede in Corso Vittorio Emanuele II n. 349, 00186 Roma, intende realizzare un impianto fotovoltaico denominato “La Rosa” della potenza totale di 44.681MWp con sistema di accumulo integrato da 20,25 MW e delle relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi nel Comune di Belpasso (CT), Regione Sicilia.

L’impianto concorre al soddisfacimento delle esigenze di energia pulita e sviluppo sostenibile sancite dal Protocollo internazionale di Kyoto del 1997 e delle Direttive Europee da questo scaturite.

Data la vicinanza con le piste aeree degli aeroporti di Catania Fontanarossa e Sigonella, è doveroso considerare e prevedere i possibili effetti dell’impianto fotovoltaico sulle operazioni di volo. Gli aspetti che saranno valutati sono i seguenti:

- la possibile interferenza fisica dell’impianto con i velivoli: a tal fine si valuterà l’altezza dell’impianto, intesa come altezza di tutti i singoli componenti, attraverso la valutazione delle interferenze tra i manufatti stessi e le superfici di delimitazione degli ostacoli;
- il possibile abbagliamento che i piloti, in fase di decollo, volo ed atterraggio, potrebbero patire a causa della luce riflessa dai moduli fotovoltaici.

Per ognuno dei precedenti aspetti, sarà valutato il rischio e verranno proposte soluzioni che lo minimizzano.

2. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E QUOTE

L’impianto fotovoltaico denominato “La Rosa” verrà realizzato nella parte centro-orientale della Regione Sicilia, nel Comune di Belpasso (CT) - c/da Finocchiarà, sulle aree censite al Catasto Terreni del Comune di Belpasso Foglio n° 98 p.lla n. 626, 802 e Foglio n°101 p.lle 45, 46, 84, 85, 86, 100, 101, 138, 139, 140, 141, 142 con estensione complessiva di circa 674169 m².

Il terreno direttamente interessato dall’installazione dell’impianto FV, presenta quote assolute s.l.m. comprese tra 22 m e 24 m.

L’area d’intervento ricade topograficamente nella tavoletta II quadrante NE del Foglio 269 della carta d’Italia dell’I.G.M. alla scala 1:25000 e denominata “Gerbini” e nella sezione n° 633160 della Carta Tecnica Regionale edita dalla Regione Siciliana – Assessorato del Territorio e dell’Ambiente.

La tabella seguente riporta le coordinate baricentriche del sito in gradi decimali e l’intervallo di quota in m s.l.m..

Latitudine	Longitudine	Quota (m s.l.m.)
37.432079°	14.909920°	22-24

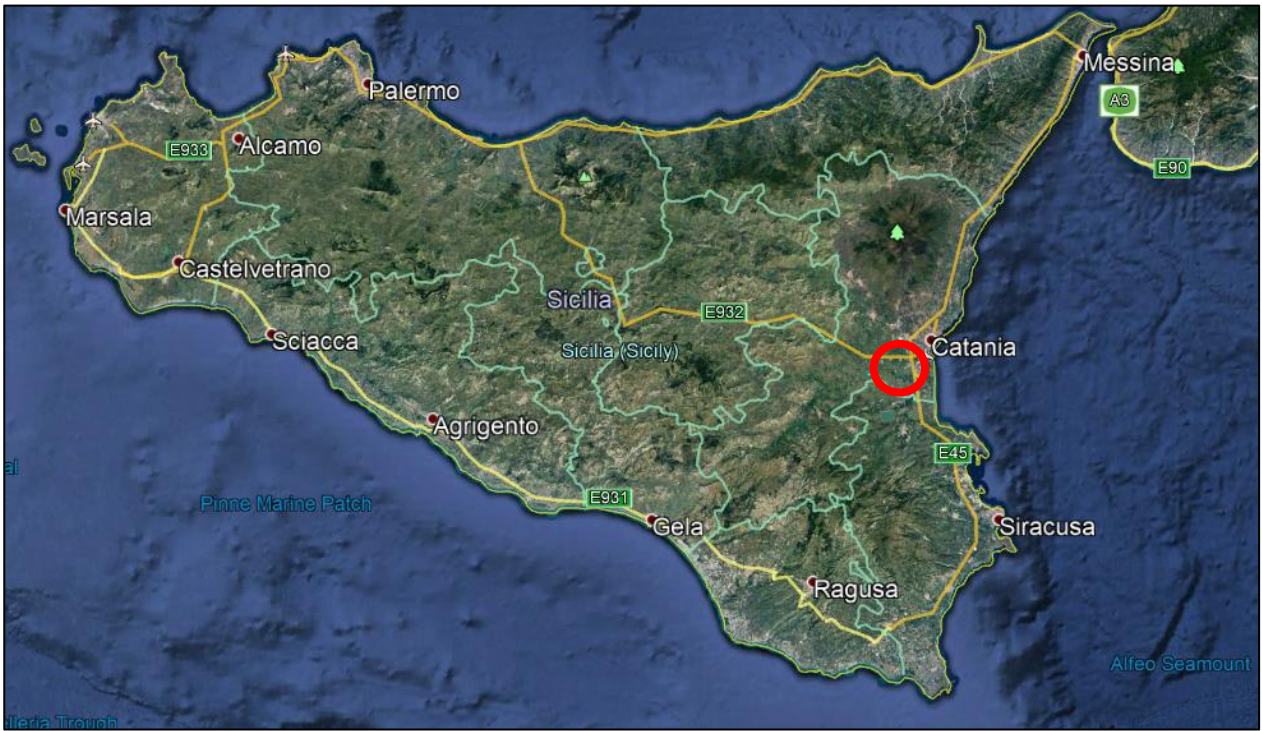


Figura 1 Inquadramento impianto su ortofoto su larga scala



Figura 2 Inquadramento impianto su ortofoto su larga scala



Figura 3 Inquadramento impianto su ortofoto su scala ristretta



Figura 4 Inquadramento impianto su mappa stradale



Figura 5 Inquadramento impianto su planimetria catastale



Figura 6 Inquadramento impianto su planimetria catastale – Area Nord

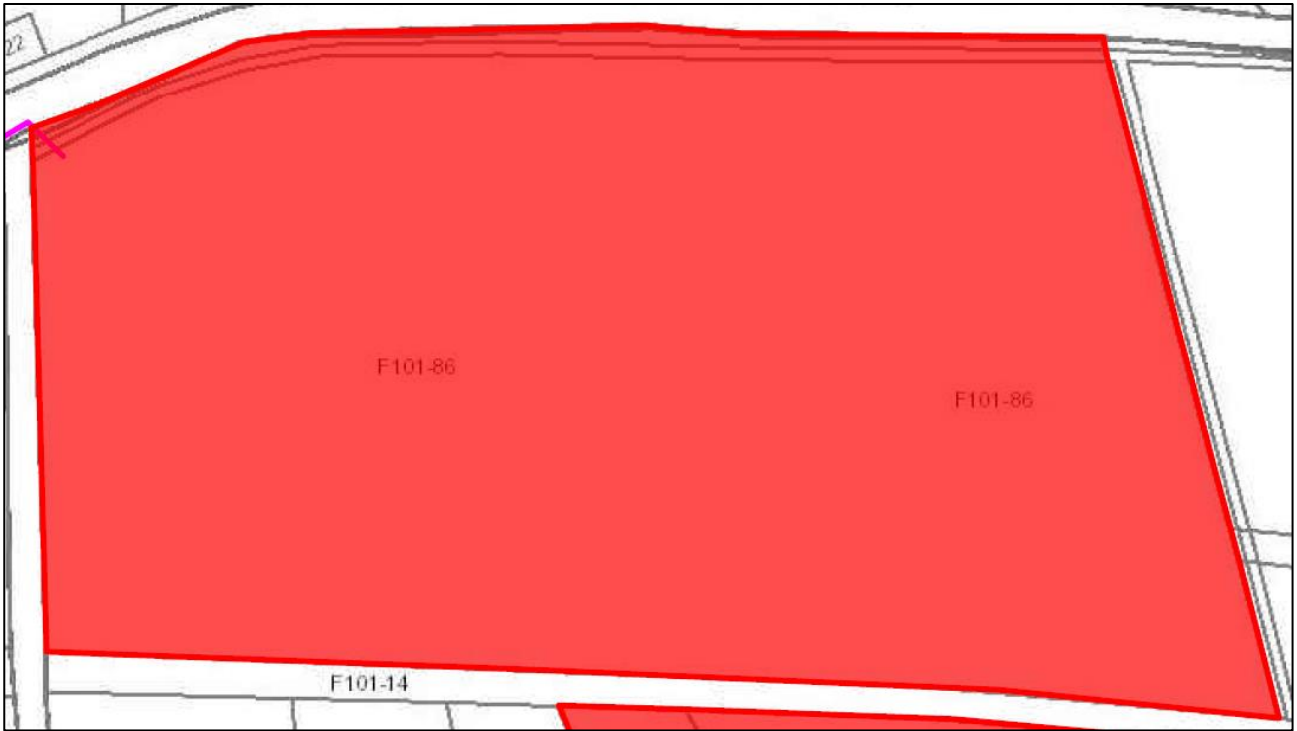


Figura 7 Inquadramento impianto su planimetria catastale – Area Ovest

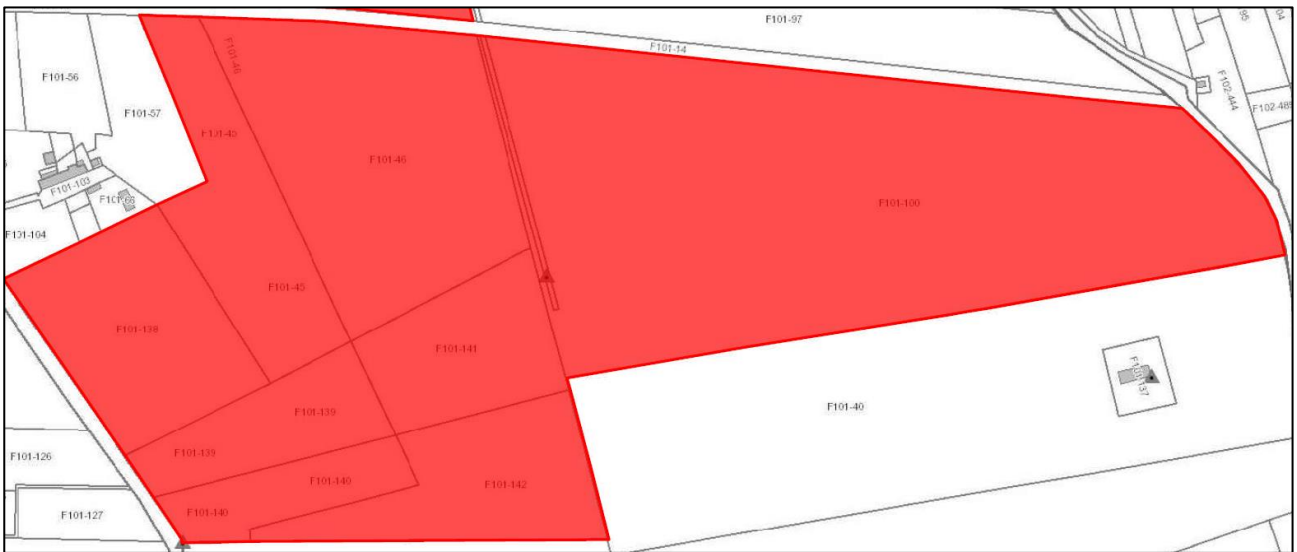


Figura 8 Inquadramento impianto su planimetria catastale – Area Sud

3. TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO E DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

La potenza nominale di picco dell'Impianto Fotovoltaico prevista è di 44,681 MWp e verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale mediante collegamento in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi - Paternò”. Si prevede un sistema di accumulo integrato da 20,25 MW.

La consistenza dell'impianto in oggetto si può sintetizzare nei seguenti sistemi:

- sistema di generazione o campo fotovoltaico (moduli e strutture di sostegno)
- sistema di conversione e trasformazione (inverter);
- sistema di accumulo BESS;
- sottostazione di consegna dell'energia nella RTN ad AT (SSE area gestore) completa di opere ed impianti accessori;

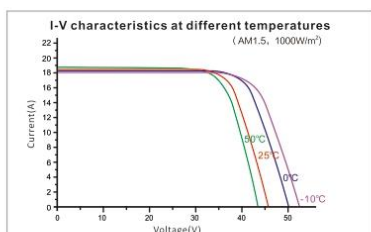
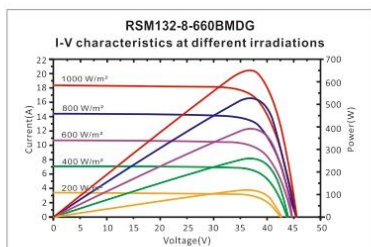
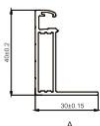
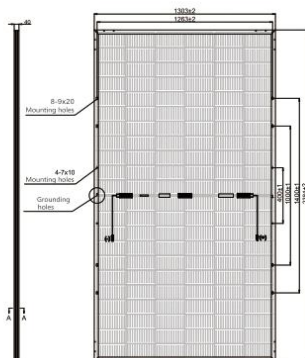
In particolare il progetto prevede l'utilizzo di 2455 strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale da 28 moduli bifacciali della potenza unitaria di 650 Wp, per complessivi 68.740 moduli fotovoltaici bifacciali della potenza unitaria di 650 Wp, tipo Risen Titan “RSM132-8-650BMDG”. La potenza complessiva in corrente continua risulta di 44,681 MWp di picco, in modo tale da avere una potenza totale, in corrente alternata, di 40 MWac.

Le strutture ad inseguimento monoassiale, di altezza massima 2,55 m nella posizione di massima inclinazione dei moduli fotovoltaici, saranno distanziate le une dalle altre, in direzione Est-Ovest, di circa 4,50 m (interasse strutture).

MODULI FOTOVOLTAICI

Moduli fotovoltaici scelti per la progettazione del presente impianto, saranno costituiti da celle di silicio cristallino, di colore grigio in modo da essere compatibile con i colori del contesto, di potenza pari a 650 Wp, connesse in serie/parallelo tra loro ed incapsulate con vetro studiato appositamente per aver un effetto “**non riflettente**” e non produrre riflessione o bagliore significativo. Le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici previsti in progetto sono riportate nella seguente figura:

Dimensions of PV Module Unit: mm



Our Partners:

REM132-BMDG-12BB-EN-H1-1-2021

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-635BMDG	RSM132-8-640BMDG	RSM132-8-645BMDG	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	635	640	645	650	655	660
Open Circuit Voltage-Voc(V)	44.89	45.09	45.29	45.49	45.69	45.89
Short Circuit Current-Isc(A)	18.03	18.08	18.13	18.18	18.23	18.28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.32	37.51	37.69	37.87	38.05	38.23
Maximum Power Current-Imp(A)	17.02	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27
Module Efficiency (%) *	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Model Number	RSM132-8-635BMDG	RSM132-8-640BMDG	RSM132-8-645BMDG	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	699	704	710	715	721	726
Open Circuit Voltage-Voc(V)	44.89	45.09	45.29	45.49	45.69	45.89
Short Circuit Current-Isc(A)	19.83	19.89	19.94	20.00	20.05	20.11
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.32	37.51	37.69	37.87	38.05	38.23
Maximum Power Current-Imp(A)	18.72	18.78	18.83	18.89	18.94	19.00

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-635BMDG	RSM132-8-640BMDG	RSM132-8-645BMDG	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	481.0	484.9	488.6	492.4	496.2	500.0
Open Circuit Voltage-Voc (V)	41.75	41.93	42.12	42.31	42.49	42.68
Short Circuit Current-Isc (A)	14.78	14.83	14.87	14.91	14.95	14.99
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.63	34.81	34.98	35.14	35.31	35.48
Maximum Power Current-Imp (A)	13.89	13.93	13.97	14.01	14.05	14.09

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×40mm
Weight	40kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)/350mm, Negative(-)/350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

Number of modules per container	40ft(HQ)
Number of modules per pallet	459
Number of pallets per container	27
Number of pallets per container	17
Box gross weight[kg]	1130

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2021 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

Figura 9 Scheda Tecnica Moduli Fotovoltaici

Il modulo scelto in fase progettuale potrà essere cambiato in fase esecutiva per quanto disponibili nel panorama commerciale del momento, preferendo moduli di simili caratteristiche elettriche e performance migliori non incorrendo in una variante sostanziale del progetto approvato, con la possibilità di scegliere tra la soluzione bifacciale e monofacciale, che in ogni caso, saranno con superfici antiriflesso analoghe o, in tal senso, più performanti di quelle previste in progetto.

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI PANNELLI

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici costituenti il campo saranno costituite da profilati assemblati, in acciaio zincato, ognuna delle quali ospiterà i moduli, e saranno ancorate su pali metallici infissi al terreno. La funzione dei trackers monoassiali, oltre a quella di sostegno, è anche di ottimizzare l'esposizione di quest'ultimi nei confronti della radiazione solare.

Le sopradette strutture saranno pertanto, prefabbricate, portanti ed indipendenti l'una con l'altra.

La soluzione prevede l'utilizzo di inseguitori motorizzati che consentiranno di variare l'inclinazione dei pannelli sulla direttrice E-O al fine di inseguire l'inclinazione del sole sull'orizzonte e massimizzare la produzione di energia in particolare nelle prime ed ultime ore di sole della giornata.

Ogni tracker si muove indipendentemente dagli altri, guidati dal proprio sistema di guida.

Le figure sottostanti mostrano le posizioni estreme, la posizione assunta al mezzogiorno solare e gli intervalli di rotazione dei trackers.

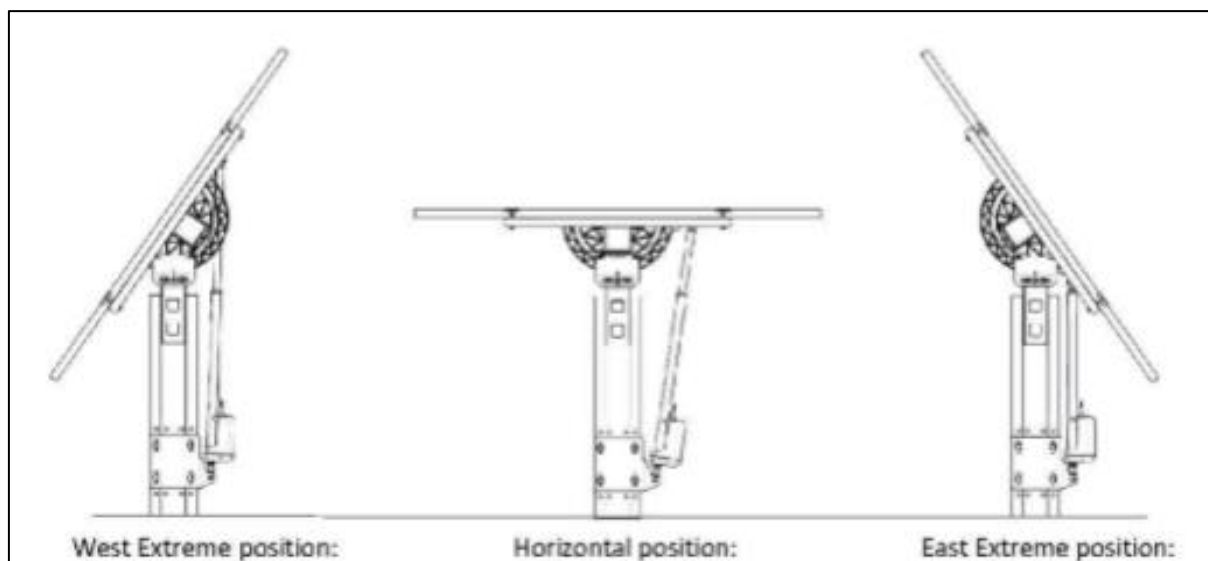


Figura 10 Trackers monoassiali

Le strutture di sostegno, ad inseguimento mono-assiale, presentano altezza massima 2,55 m, distanziate le une dalle altre, in direzione Est-Ovest, di circa 4,50 m (interasse strutture).

4. POSSIBILE INTERFERENZA DOVUTA ALL'ALTEZZA DELL'IMPIANTO

Per valutare l'interferenza con i requisiti di sicurezza dell'aeroporto legati agli ostacoli presenti nei pressi della pista che potrebbero interferire con le operazioni ordinarie e straordinarie di volo, occorre fare riferimento all'altezza dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

Tale verifica viene effettuata attraverso l'analisi delle cosiddette superfici di delimitazione ostacoli, il cui scopo è mantenere lo spazio aereo attorno ad un aeroporto libero dagli ostacoli, di modo che tutte le operazioni di volo che si svolgono su di esso possano essere effettuate in piena sicurezza. Pertanto, tutti gli ostacoli sull'aeroporto e zone adiacenti sono vincolati a determinate altezze massime, affinché non penetrino nelle superfici stabilite.

In base alla Verifica Preliminare – Verifica dei Potenziali Ostacoli per la Navigazione Aerea dell'ENAV, sono da sottoporre a valutazione di compatibilità per il rilascio dell'autorizzazione ENAC, i nuovi impianti/manufatti e le strutture che risultano interferire con specifici settori definiti per gli aeroporti civili con procedure strumentali e che costituiscono per la loro particolarità opere speciali - potenziali pericoli per la navigazione aerea, come nel caso degli impianti fotovoltaici.

I settori sono di seguito descritti.

Settore 1: area rettangolare piana che comprende la pista e si estende longitudinalmente oltre i fine pista e relative zone di arresto (stopway) per una distanza di almeno 60 m o, se presenti, alla fine delle clearways, e simmetricamente rispetto all'asse pista per i 150 m (ampiezza complessiva 300 m).

Settore 2: piano inclinato, definito per ogni direzione di decollo e atterraggio, che si estende dai bordi del Settore 1 avente le seguenti caratteristiche:

- a) Bordo interno di larghezza ed elevazione pari a quelle del Settore 1 dal quale si origina (ovvero, quota dal fine pista o, se presente, dal bordo esterno della clearway), limiti laterali, aventi origine dalle estremità dei bordi del Settore 1, con una divergenza uniforme per ciascun lato del 15%;
- b) Pendenza longitudinale valutata lungo il prolungamento dell'asse pista pari a 1,2% (1:83);
- c) Lunghezza di 2.500 m.

Devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti (manufatti e le strutture che ricadono nei primi 1350 m del Settore 2, indipendentemente dalla loro altezza, anche se al di sotto del piano 1,2%. Dopo detta distanza dovrà essere sottoposto all'iter valutativo solo ciò che risulta penetrare il piano inclinato 1,2%.

Settore 3: piani inclinati che si estendono all'esterno dei settori 1 e 2 aventi le seguenti caratteristiche:

- a) Bordo interno di larghezza ed elevazione pari a quelle del Settore 1 dal quale si origina;
- b) Limiti laterali costituiti dai bordi del Settore 2;
- c) Pendenza longitudinale pari a 1,2% (1:83);
- d) Lunghezza di 2.500 m dal bordo del Settore 1.

Devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture che ricadono nei primi 200 m del Settore 3, indipendentemente dalla loro altezza, anche se al di sotto del piano inclinato del 1,2%. Dopo detta distanza dovrà essere sottoposto all'iter valutativo solo ciò che risulta penetrare il piano inclinato 1,2%.

Settore 4: superficie orizzontale posta ad una altezza di 30 m sulla quota della soglia più bassa (THR) dell'aeroporto di riferimento, di forma circolare con raggio di 15 km centrato sull'ARP che si estende all'esterno dei Settori 2 e 3.

Devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture che penetrano la superficie sopra descritta.

Settore 5: area circolare con centro nell'ARP che si estende all'esterno del Settore 4 fino ad una distanza di 45 km. Nell'ambito di detto settore devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi manufatti/impianti e le attrezzature con altezza dal suolo uguale o superiore a.

a) 45 m

b) Oppure 60 m se situati entro centri abitati, quando nelle vicinanze (raggio 200 m) sono già presenti ostacoli inamovibili di altezza uguale o superiore a 60 m.

Settore 5A: area quotata, definita per specifici aeroporti e contenuta nel Settore 5, delimitata da 4 vertici identificati da coordinate geografiche WGS 84. Nell'ambito di detto settore devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti aventi un'altitudine al top (altezza fuori terra della struttura più la quota sul livello medio del mare del terreno alla base) uguale o superiore a quella del Settore 5° considerato. Per gli impianti/manufatti situati al di sotto di detto settore, valgono i parametri selettivi definiti per il Settore 5.

Impianti fotovoltaici – edifici/strutture con caratteristiche costruttive potenzialmente riflettenti: per la strutture in oggetto, che possono dare luogo a fenomeni di riflessione e/o abbagliamento per i piloti, è richiesta l'istruttoria dell'ENAC quando risultino ubicati a una distanza inferiore a 6 km dall'ARP dal più vicino aeroporto e, nel caso specifico di impianti fotovoltaici, abbiano una superficie uguale o superiore a 500 mq, ovvero per iniziative edilizie che comportino più edifici su singoli lotti, quando la somma delle singole installazioni sia uguale o superiore a 500 mq ed il rapporto tra la superficie coperta dalle pannellature ed il lotto di terreno interessato dalla edificazione non sia inferiore ad un terzo.

Dalla verifica preliminare degli ostacoli e pericoli per la navigazione aerea, si evince che l'impianto, non interessano settori 1, 2, 3, 4, 5 e 5A, come definite nella figura a seguire "VERIFICA PRELIMINARE", ma ricade, in parte, nel raggio di 6 km dall'aeroporto di Sigonella.

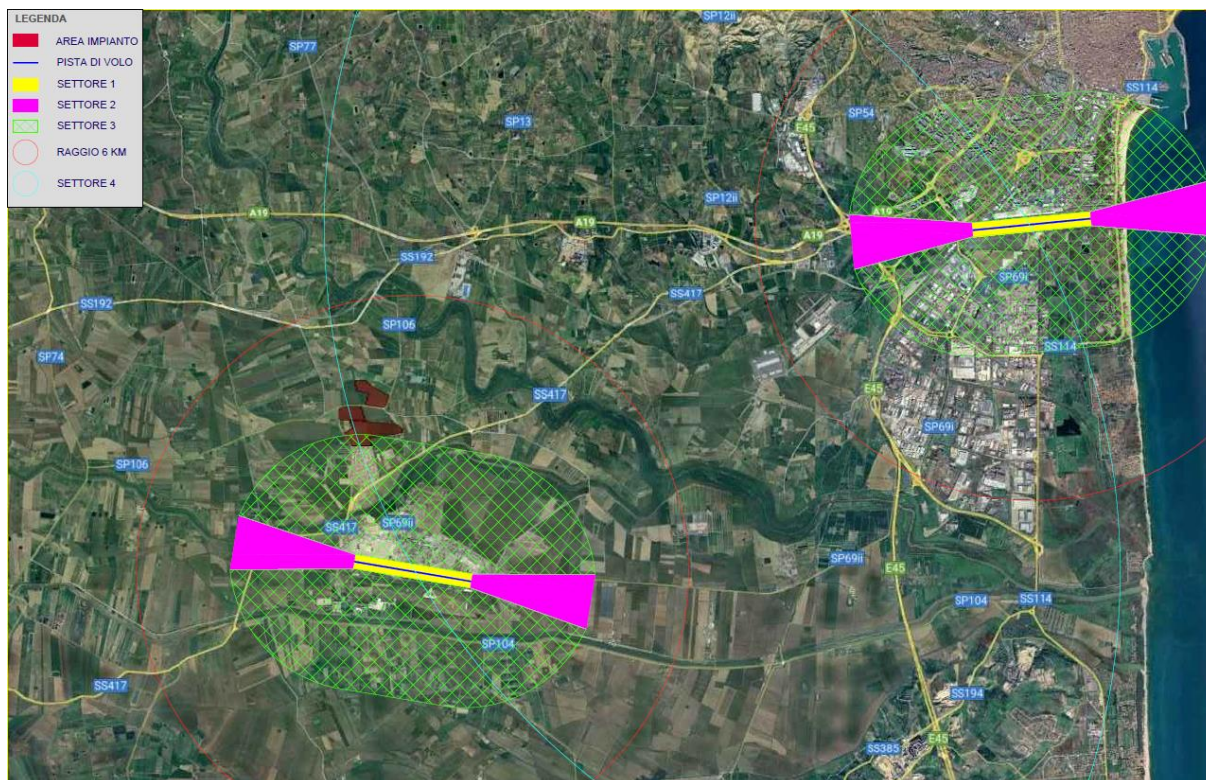


Figura 11 Settori "Verifica Preliminare" e aree impianto

In base allo studio preliminare non si è riscontrato evidenza di influenza dell'impianto fotovoltaico in oggetto con i settori definiti dai criteri selettivi della verifica preliminare; pertanto non sono previsti sistemi di segnalazione né diurna né notturna.

5. LOCALIZZAZIONE SU CARTOGRAFIA CTR O IGM

Per la localizzazione delle nuove installazioni relativamente alla pista di volo dell'aeroporto di Catania e alla pista militare "Sigonella", su cartografia in scala 1:25.000, si allega tavola IGM.

6. SEZIONI VERTICALI

Per la visualizzazione delle sezioni verticali delle aree di impianto e relative strutture si rimanda all'allegato con rappresentazione plano-altimetrica.

7. VERIFICA DELL'ABBAGLIAMENTO VISIVO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso

Quest'ultima componente non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma viene precedentemente riflesso o scomposto.

Considerato l'insieme di un impianto fotovoltaico, gli elementi che sicuramente possono generare i fenomeni di abbagliamento maggiori sono i moduli fotovoltaici.

Il fenomeno di abbagliamento generato dai moduli fotovoltaici nelle ore diurne, dipende da diversi aspetti fra i quali:

- movimento apparente del sole nella volta celeste;
- tecnologia dei moduli fotovoltaici e rivestimento dei moduli;
- struttura ed orientamento;
- diffusione della luce nell'atmosfera.

In conseguenza alla rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il sole sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente, il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo nel mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 giugno).

In considerazione dell'altezza dal suolo dei moduli e del fatto che le strutture ruotano nel corso del dì da est ad ovest, il verificarsi e l'entità dei fenomeni di riflessione della radiazione incidente sarebbero ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

Per quanto concerne la tecnologia dei moduli fotovoltaici, le perdite per riflessione rappresentano uno dei fattori che influiscono sull'efficienza di un modulo fotovoltaico. Per minimizzare tali perdite per riflessione, viene utilizzato quale rivestimento anteriore dei moduli e delle celle solari, un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza, il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco, che lo differenzia dalle comuni superfici vetrate.

Inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte da un rivestimento trasparente antiriflesso, grazie al quale penetra più luce nella cella. Senza tale rivestimento la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

Esistono diversi studi sia sperimentali che teorici per calcolare le perdite per riflessione dei moduli fotovoltaici.

Sulla base dei modelli ottici¹, **si è calcolato che le perdite di riflessione di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino, quali quelli adoperati nel presente progetto, variano fra il 2% ed il 3%, pertanto la componente di luce riflessa può considerarsi trascurabile.**

Occorre anche considerare che le molecole componenti l'aria, danno luogo ad assorbimento, riflessione e

scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti, riducendo la percentuale di luce solare che viene riflessa dalle superfici del modulo fotovoltaico.

Alla luce di quanto sopra esposto e sulla base dell'esperienza già maturata su impianti realizzati in prossimità di altri aeroporti, si può concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto ai moduli fotovoltaici è da ritenersi trascurabile nel computo degli impatti conseguenti l'intervento in oggetto.

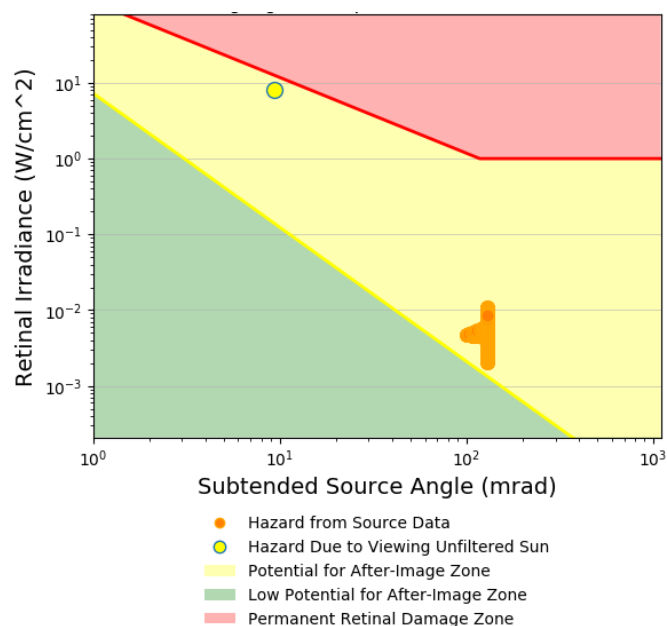
¹E.A. Sjerps-Koomen, E.A. Albers, W.C. Turkenburg, "A simple model for PV module reflection losses under field conditions", Solar Energy 57 (1996) 421-43

8. VALUTAZIONE DEI RISCHI DA ABBAGLIAMENTO DOVUTI AI MODULI FOTOVOLTAICI

L'abbagliamento dovuto alla riflessione della radiazione solare da parte di superfici riflettenti in generale, può essere definito come un momentaneo lampo di luce o una sorgente continua di luminosità eccessiva. I rischi dovuti all'abbagliamento possono manifestarsi come potenziali lesioni permanenti agli occhi (come l'ustione retinica) o potenziale disabilità temporanea (immagine residua), o ancora possono essere fonte di distrazione che può essere molto pericolosa in caso dei piloti di aereo o degli automobilisti.

I metodi analitici per la determinazione della radiazione proveniente da superfici riflettenti in funzione della distanza e delle caratteristiche fisiche della sorgente sono riportati in letteratura¹ e sviluppati prevalentemente presso i Sandia National Laboratories del Department of Energy (DOE) di Albuquerque, USA. I calcoli permettono di determinare sia l'irradiazione retinica, che rappresenta la potenza della radiazione che penetra nella pupilla e colpisce la retina ed è espressa in W/cm^2 , che l'angolo sotteso dalla sorgente, che dipende dalla dimensione della sorgente e dalla distanza fra la sorgente e l'occhio ed è espressa in $mrad$.

La valutazione dei rischi potenziali dovuti all'abbagliamento può essere rappresentata mediante il grafico seguente, che mette in correlazione l'irradiazione retinica (W/cm^2) con l'angolo sotteso dalla sorgente ($mrad$), identificando tre zone: la zona a basso impatto potenziale (area verde), la zona a medio impatto per immagine residua (area gialla) e la zona di potenziale danno permanente alla retina per ustione retinica (area rosa).



¹ Clifford K. Ho, Cheril M. Ghanbari, Richard B. Diver, Methodology to assess potential glint and glare hazards from concentrating solar power plants: analytical models and experimental validation – Concentrating Solar Technologies Department – Sandia National Laboratories

Dal grafico sopra riportato si evince che se l'irradiazione retinica è sufficientemente elevata, per un dato angolo sotteso dalla sorgente, possono verificarsi danni permanenti alla retina.

Per la valutazione ed il calcolo dell'abbagliamento dovuto alla presente installazione fotovoltaica è stato utilizzato il software “*Solar Glare Hazard Analysis Tool v. 3.0 (SGHAT v.3.0)*”, sviluppato dal *Department of Energy (DOE) Sandia National Laboratories*, che si basa sulle metodologie di calcolo riportate nell'articolo sopra citato.

Il software permette di determinare, in funzione della località di installazione dell'impianto, della tipologia e delle caratteristiche dello stesso:

- quando e dove si verifica l'abbagliamento per una data installazione fotovoltaica;
- il calcolo dell'irradianza retinica e dell'angolo sotteso dalla sorgente in funzione delle sue dimensioni e della distanza dal punto di osservazione e di conseguenza i potenziali effetti sulla retina per un osservatore posto in un dato punto, sulla base dei dati del grafico sopra riportato.

Le assunzioni e i limiti del software *SGHAT* sono le seguenti:

- il software attualmente è valido solo per superfici riflettenti piane;
- il software non tiene conto in modo rigoroso della geometria del sistema (distanza fra le strutture di supporto, altezza variabile delle stringhe dovute alla morfologia del terreno etc...);
- il software assume che le strutture di supporto sono installate su un terreno pianeggiante la cui altezza s.l.m. è quella data da *Google Map*;
- il software non considera ostacoli naturali o artificiali come colline, alberi, edifici posti fra il punto di osservazione e il campo fotovoltaico;
- l'irraggiamento sui moduli viene determinato mediante la DNI massima per il sito in oggetto, determinando le variazioni durante l'arco del giorno in modo approssimato mediante algoritmo di calcolo interno.

9. CALCOLO ABBAGLIAMENTO

I dati di input inseriti nel software per la simulazione di abbagliamento, relativi all'ubicazione ed identificazione del campo fotovoltaico, sono riportati nella tabella di riepilogo sottostante.

Project: **Belpasso "La Rosa"**

Site configuration: **Untitled**

Created 17 Apr, 2024

Updated 17 Apr, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Site ID 117068.20129

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 V2



PV Arrays

Name: PV array 1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.433411	14.905442	25.29	4.00	29.29
2	37.431093	14.905571	25.74	4.00	29.74
3	37.430923	14.907931	23.57	4.00	27.57
4	37.429458	14.908318	24.32	4.00	28.32
5	37.429117	14.908404	24.43	4.00	28.43
6	37.428640	14.906558	25.62	4.00	29.62
7	37.426288	14.908532	24.07	4.00	28.07
8	37.426118	14.913081	24.67	4.00	28.67
9	37.427106	14.912996	23.13	4.00	27.13
10	37.427754	14.912652	23.06	4.00	27.06
11	37.428844	14.920077	21.78	4.00	25.78
12	37.430344	14.918403	22.10	4.00	26.10
13	37.430753	14.911665	24.97	4.00	28.97
14	37.433683	14.910807	24.60	4.00	28.60

Name: PV array 2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.437943	14.909434	25.67	4.00	29.67
2	37.437875	14.911622	25.04	4.00	29.04
3	37.435012	14.916686	21.68	4.00	25.68
4	37.433172	14.916000	23.17	4.00	27.17
5	37.433751	14.911536	23.96	4.00	27.96
6	37.435796	14.912094	24.09	4.00	28.09
7	37.436307	14.909777	24.27	4.00	28.27

I punti di osservazione (OP), rispetto ai quali è stato effettuato il calcolo dell'abbagliamento visivo a partire dall'area di impianto, sono riportati nella tabella di seguito.

Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	37.403246	14.909047	23.95	5.00
OP 2	2	37.400246	14.935912	20.92	5.00
OP 3	3	37.402837	14.935912	18.88	5.00
OP 4	4	37.406315	14.909390	24.17	5.00
OP 5	5	37.406724	14.906472	24.50	20.00
OP 6	6	37.403656	14.906301	24.15	20.00
OP 7	7	37.403724	14.939174	20.21	20.00
OP 8	8	37.399837	14.939775	18.43	20.00
OP 9	9	37.404337	14.897632	24.24	50.00
OP 10	10	37.408224	14.897546	25.11	50.00
OP 11	11	37.399565	14.946727	17.83	50.00
OP 12	12	37.403928	14.946384	18.13	50.00
OP 13	13	37.408861	14.886847	27.73	80.00
OP 14	14	37.404702	14.887105	26.56	80.00
OP 15	15	37.401770	14.956112	17.10	80.00
OP 16	16	37.399179	14.955597	17.01	80.00

Il risultato dell'analisi condotta viene riassunto nei grafici sotto riportati.

GLARE ANALYSIS RESULTS

Summary of Glare

PV Array Name	Tilt (°)	Orient (°)	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-

10.CONCLUSIONI

Dalle analisi effettuate nei paragrafi specifici si può osservare che:

1. **non si riscontra interferenza dell'impianto fotovoltaico** denominato "La Rosa", **con i settori definiti dai criteri selettivi della verifica preliminare;**
2. **il calcolo della luce riflessa** in relazione all'area ed alle caratteristiche di impianto oggetto di studio, nonché ai punti di osservazione fissati, **evidenzia l'assenza di fenomeni di abbagliamento.**

Si può quindi concludere che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico denominato "La Rosa" non causa ne ostacoli ne pericoli alla navigazione aerea.

Allegato 1 – Simulazione Abbagliamento Impianto Sardella

Allegato 2 – Certificazione antiriflesso produttore moduli fotovoltaici

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Belpasso "La Rosa"**

Site configuration: **Untitled**

Analysis conducted by Salvatore Camillieri (scamillieri@geostudiogroup.net) at 16:03 on 17 Apr, 2024.

U.S. FAA 2013 Policy Adherence

The following table summarizes the policy adherence of the glare analysis based on the 2013 U.S. Federal Aviation Administration Interim Policy 78 FR 63276. This policy requires the following criteria be met for solar energy systems on airport property:

- No "yellow" glare (potential for after-image) for any flight path from threshold to 2 miles
- No glare of any kind for Air Traffic Control Tower(s) ("ATCT") at cab height.
- Default analysis and observer characteristics (see list below)

ForgeSolar does not represent or speak officially for the FAA and cannot approve or deny projects. Results are informational only.

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
2-mile flight path(s)	N/A	No flight paths analyzed
ATCT(s)	N/A	No ATCT receptors designated

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

FAA Policy 78 FR 63276 can be read at <https://www.federalregister.gov/d/2013-24729>

SITE CONFIGURATION

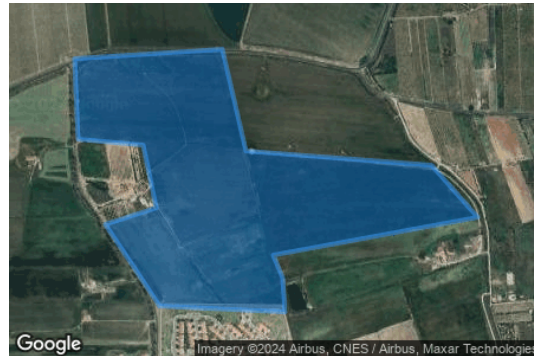
Analysis Parameters

DNI: peaks at 1,000.0 W/m²
 Time interval: 1 min
 Ocular transmission coefficient: 0.5
 Pupil diameter: 0.002 m
 Eye focal length: 0.017 m
 Sun subtended angle: 9.3 mrad
 Site Config ID: 117068.20129
 Methodology: V2



PV Array(s)

Name: PV array 1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.433411	14.905442	25.29	4.00	29.29
2	37.431093	14.905571	25.74	4.00	29.74
3	37.430923	14.907931	23.57	4.00	27.57
4	37.429458	14.908318	24.32	4.00	28.32
5	37.429117	14.908404	24.43	4.00	28.43
6	37.428640	14.906558	25.62	4.00	29.62
7	37.426288	14.908532	24.07	4.00	28.07
8	37.426118	14.913081	24.67	4.00	28.67
9	37.427106	14.912996	23.13	4.00	27.13
10	37.427754	14.912652	23.06	4.00	27.06
11	37.428844	14.920077	21.78	4.00	25.78
12	37.430344	14.918403	22.10	4.00	26.10
13	37.430753	14.911665	24.97	4.00	28.97
14	37.433683	14.910807	24.60	4.00	28.60

Name: PV array 2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.437943	14.909434	25.67	4.00	29.67
2	37.437875	14.911622	25.04	4.00	29.04
3	37.435012	14.916686	21.68	4.00	25.68
4	37.433172	14.916000	23.17	4.00	27.17
5	37.433751	14.911536	23.96	4.00	27.96
6	37.435796	14.912094	24.09	4.00	28.09
7	37.436307	14.909777	24.27	4.00	28.27

Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	37.403246	14.909047	23.95	5.00
OP 2	2	37.400246	14.935912	20.92	5.00
OP 3	3	37.402837	14.935912	18.88	5.00
OP 4	4	37.406315	14.909390	24.17	5.00
OP 5	5	37.406724	14.906472	24.50	20.00
OP 6	6	37.403656	14.906301	24.15	20.00
OP 7	7	37.403724	14.939174	20.21	20.00
OP 8	8	37.399837	14.939775	18.43	20.00
OP 9	9	37.404337	14.897632	24.24	50.00
OP 10	10	37.408224	14.897546	25.11	50.00
OP 11	11	37.399565	14.946727	17.83	50.00
OP 12	12	37.403928	14.946384	18.13	50.00
OP 13	13	37.408861	14.886847	27.73	80.00
OP 14	14	37.404702	14.887105	26.56	80.00
OP 15	15	37.401770	14.956112	17.10	80.00
OP 16	16	37.399179	14.955597	17.01	80.00

GLARE ANALYSIS RESULTS

Summary of Glare

PV Array Name	Tilt (°)	Orient (°)	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-

Total annual glare received by each receptor

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
OP 1	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
OP 5	0	0
OP 6	0	0
OP 7	0	0
OP 8	0	0
OP 9	0	0
OP 10	0	0
OP 11	0	0
OP 12	0	0
OP 13	0	0
OP 14	0	0
OP 15	0	0
OP 16	0	0

Results for: PV array 1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
OP 1	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
OP 5	0	0
OP 6	0	0
OP 7	0	0
OP 8	0	0
OP 9	0	0
OP 10	0	0
OP 11	0	0
OP 12	0	0
OP 13	0	0
OP 14	0	0
OP 15	0	0
OP 16	0	0

Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 2

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 3

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 4

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 5

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 6

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 7

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 8

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 9

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 10

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 11

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 12

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 13

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 14

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 15

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 16

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Results for: PV array 2

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
OP 1	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
OP 5	0	0
OP 6	0	0
OP 7	0	0
OP 8	0	0
OP 9	0	0
OP 10	0	0
OP 11	0	0
OP 12	0	0
OP 13	0	0
OP 14	0	0
OP 15	0	0
OP 16	0	0

Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 2

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 3

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 4

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 5

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 6

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 7

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 8

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 9

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 10

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 11

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 12

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 13

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 14

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 15

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 16

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

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.

Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to V1 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.)

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.

The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual results and glare occurrence may differ.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Refer to the Help page at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Belpasso "La Rosa"**

Site configuration: **Untitled**

Created 17 Apr, 2024

Updated 17 Apr, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Site ID 117068.20129

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 V2



Glare Policy Adherence

The following table estimates the policy adherence of this glare analysis according to the **2021** U.S. Federal Aviation Administration Policy:

Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports

This policy may require the following criteria be met for solar energy systems on airport property:

- No glare of any kind for Air Traffic Control Tower(s) ("ATCT") at cab height.
- Default analysis and observer characteristics, including 1-minute time step.

ForgeSolar is not affiliated with the U.S. FAA and does not represent or speak officially for the U.S. FAA. ForgeSolar cannot approve or deny projects - results are informational only. Contact the relevant airport and FAA district office for information on policy and requirements.

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
ATCT(s)	N/A	No ATCT receptors assessed

The referenced policy can be read at <https://www.federalregister.gov/d/2021-09862>

Component Data

This report includes results for PV arrays and Observation Point ("OP") receptors marked as ATCTs. Components that are not pertinent to the policy, such as routes, flight paths, and vertical surfaces, are excluded.

PV Arrays

Name: PV array 1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.433411	14.905442	25.29	4.00	29.29
2	37.431093	14.905571	25.74	4.00	29.74
3	37.430923	14.907931	23.57	4.00	27.57
4	37.429458	14.908318	24.32	4.00	28.32
5	37.429117	14.908404	24.43	4.00	28.43
6	37.428640	14.906558	25.62	4.00	29.62
7	37.426288	14.908532	24.07	4.00	28.07
8	37.426118	14.913081	24.67	4.00	28.67
9	37.427106	14.912996	23.13	4.00	27.13
10	37.427754	14.912652	23.06	4.00	27.06
11	37.428844	14.920077	21.78	4.00	25.78
12	37.430344	14.918403	22.10	4.00	26.10
13	37.430753	14.911665	24.97	4.00	28.97
14	37.433683	14.910807	24.60	4.00	28.60

Name: PV array 2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.437943	14.909434	25.67	4.00	29.67
2	37.437875	14.911622	25.04	4.00	29.04
3	37.435012	14.916686	21.68	4.00	25.68
4	37.433172	14.916000	23.17	4.00	27.17
5	37.433751	14.911536	23.96	4.00	27.96
6	37.435796	14.912094	24.09	4.00	28.09
7	37.436307	14.909777	24.27	4.00	28.27

Observation Point ATCT Receptors

No ATCT receptors were included in the analysis.

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

No ATCT receptors were included in the analysis.

PV: PV array 1

No ATCT receptors assessed.

PV: PV array 2

No ATCT receptors assessed.

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

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.

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.

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.

The analysis 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.

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.)

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.

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.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Belpasso "La Rosa"**

Site configuration: **Untitled**

Created 17 Apr, 2024

Updated 17 Apr, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 117068.20129

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 V2



Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.433411	14.905442	25.29	4.00	29.29
2	37.431093	14.905571	25.74	4.00	29.74
3	37.430923	14.907931	23.57	4.00	27.57
4	37.429458	14.908318	24.32	4.00	28.32
5	37.429117	14.908404	24.43	4.00	28.43
6	37.428640	14.906558	25.62	4.00	29.62
7	37.426288	14.908532	24.07	4.00	28.07
8	37.426118	14.913081	24.67	4.00	28.67
9	37.427106	14.912996	23.13	4.00	27.13
10	37.427754	14.912652	23.06	4.00	27.06
11	37.428844	14.920077	21.78	4.00	25.78
12	37.430344	14.918403	22.10	4.00	26.10
13	37.430753	14.911665	24.97	4.00	28.97
14	37.433683	14.910807	24.60	4.00	28.60

Name: PV array 2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.437943	14.909434	25.67	4.00	29.67
2	37.437875	14.911622	25.04	4.00	29.04
3	37.435012	14.916686	21.68	4.00	25.68
4	37.433172	14.916000	23.17	4.00	27.17
5	37.433751	14.911536	23.96	4.00	27.96
6	37.435796	14.912094	24.09	4.00	28.09
7	37.436307	14.909777	24.27	4.00	28.27

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	37.403246	14.909047	23.95	5.00
OP 2	2	37.400246	14.935912	20.92	5.00
OP 3	3	37.402837	14.935912	18.88	5.00
OP 4	4	37.406315	14.909390	24.17	5.00
OP 5	5	37.406724	14.906472	24.50	20.00
OP 6	6	37.403656	14.906301	24.15	20.00
OP 7	7	37.403724	14.939174	20.21	20.00
OP 8	8	37.399837	14.939775	18.43	20.00
OP 9	9	37.404337	14.897632	24.24	50.00
OP 10	10	37.408224	14.897546	25.11	50.00
OP 11	11	37.399565	14.946727	17.83	50.00
OP 12	12	37.403928	14.946384	18.13	50.00
OP 13	13	37.408861	14.886847	27.73	80.00
OP 14	14	37.404702	14.887105	26.56	80.00
OP 15	15	37.401770	14.956112	17.10	80.00
OP 16	16	37.399179	14.955597	17.01	80.00

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and OP 1

No glare found

PV array 1 and OP 2

No glare found

PV array 1 and OP 3

No glare found

PV array 1 and OP 4

No glare found

PV array 1 and OP 5

No glare found

PV array 1 and OP 6

No glare found

PV array 1 and OP 7

No glare found

PV array 1 and OP 8

No glare found

PV array 1 and OP 9

No glare found

PV array 1 and OP 10

No glare found

PV array 1 and OP 11

No glare found

PV array 1 and OP 12

No glare found

PV array 1 and OP 13

No glare found

PV array 1 and OP 14

No glare found

PV array 1 and OP 15

No glare found

PV array 1 and OP 16

No glare found

PV: PV array 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0

PV array 2 and OP 1

No glare found

PV array 2 and OP 2

No glare found

PV array 2 and OP 3

No glare found

PV array 2 and OP 4

No glare found

PV array 2 and OP 5

No glare found

PV array 2 and OP 6

No glare found

PV array 2 and OP 7

No glare found

PV array 2 and OP 8

No glare found

PV array 2 and OP 9

No glare found

PV array 2 and OP 10

No glare found

PV array 2 and OP 11

No glare found

PV array 2 and OP 12

No glare found

PV array 2 and OP 13

No glare found

PV array 2 and OP 14

No glare found

PV array 2 and OP 15

No glare found

PV array 2 and OP 16

No glare found

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

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.

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.

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.

The analysis 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.

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.)

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.

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.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.