

Regione Siciliana

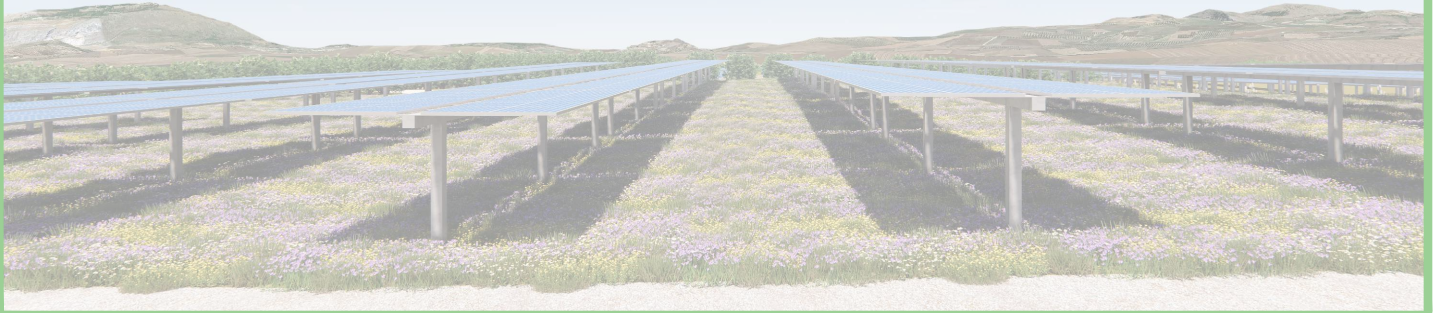



Comune di Trapani

Libero Consorzio Comunale di Trapani

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 40.111,50 kWp E POTENZA NOMINALE AC 33.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI TRAPANI (TP) - C/DA PALAZZEDDO



Elaborato:	VERIFICA POTENZIALI OSTACOLI E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA E ABBAGLIAMENTO VISIVO		
Relazione:	Redatto:	Approvato:	Rilasciato:
REL_22	S. Maltese	AP ENGINEERING	AP ENGINEERING
		Foglio A4	Prima Emissione
Progetto: IMPIANTO KINISIA 4	Data: 19/10/2022	Committente: GREEN FIFTEEN S.R.L. Via Augusto Righi, 7 - 37135 Verona (VR)	
Cantiere: TRAPANI C/DA PALAZZEDDO		Progettista: 	



INDICE

1. PREMESSA	2
2. CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO.....	4
2.1. Società proponente	4
2.2. Localizzazione impianto.....	4
2.3. Tipo di impianto.....	7
2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84.....	9
2.5. Altezza e quota	9
3. VERIFICA PRELIMINARE	12
4. ASSEVERAZIONE DI INCLUSIONE ITER VALUTATIVO	13
5. VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI.....	14
5.1. Analisi del fenomeno dell'abbagliamento.....	14
5.2. Metodologie di valutazione dell'impatto visivo	16
5.2.1. Riflettività dei moduli fotovoltaici	16
5.2.3. Analisi geometriche	18
5.3. Simulazione tramite software	18
5.4. Strutture aeroportuali alimentate dal sole	21
5.5. Conclusioni	22
ALLEGATI.....	23

1. PREMESSA

La Società Green Fifteen S.r.l. ("G.F." o "la Società") intende realizzare nel Comune di Trapani (TP), in località Palazzetto, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica.

L'impianto avrà una potenza DC complessiva installata di 40.111,50 kWp, calcolata come la somma delle potenze dei moduli fotovoltaici e una potenza AC complessiva di 33.000 kW, calcolata come la somma delle singole potenze degli inverter. La Società, in data 13 Giugno 2022, ha presentato istanza di voltura a Terna S.p.A., accettata da quest'ultima in data 01/07/2022, per rilevare una Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione (STMG) precedentemente ottenuta dalla Società Manni Energy S.r.l. (cedente) in data 24 Settembre 2020, formalmente accettata dalla stessa Manni Energy in data 13 Gennaio 2021. La STMG prevede che l'impianto agro-fotovoltaico debba essere collegato in antenna con la sezione a 220 kV della nuova Stazione Elettrica denominata "PARTANNA 2" ubicata nel comune di Marsala (TP).

A seguito del ricevimento della STMG è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

1. *Impianto agro-fotovoltaico con sistema mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 40.111,50 kWp, ubicato in località Palazzetto, nel Comune di Trapani (TP);
2. *Dorsale di collegamento interrata*, in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla SEU Kinisia 4. Il percorso della nuova linea interrata si svilupperà per una lunghezza di circa 19.526 m;
3. *Nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SEU) 30/220 kV*, di proprietà della Società, il quale condividerà con altri produttori lo stallo partenza linea e lo stallo arrivo linea presso la SE "Partanna 2", da realizzarsi nel comune di Marsala (TP);
4. *Elettrodotto a 220 kV condiviso*, per il collegamento tra la futura stazione elettrica di trasformazione 30/220 kV e la nuova Stazione Elettrica RTN "PARTANNA 2", avente una lunghezza di circa 150 m;
5. *Nuova Stazione Elettrica RTN 220 kV* denominata "PARTANNA 2", da ubicare nel comune di Marsala (TP), di proprietà del gestore di rete (TERNA S.p.a.).

Le opere di cui ai precedenti punti 1. e 2. costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico. Le opere di cui ai precedenti punti 3. e 4. costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza per la connessione.

La Stazione Elettrica RTN 220 kV di cui al punto 5. rappresenta il Progetto Definitivo dell'Impianto di Rete, tale opera, già realizzata, reso disponibile da Terna S.p.A., è comune a più impianti alimentati da fonti rinnovabili che potrebbero essere realizzati nelle aree circostanti l'impianto agro-fotovoltaico, la stessa è stata autorizzata dalle autorità competenti nell'ambito della procedura di Autorizzazione Unica, ai sensi del D.lgs. 387/03, per un impianto eolico da realizzarsi nei Comuni di Marsala e Salemi (si faccia riferimento al Decreto del Dirigente Generale – Dipartimento dell'Energia – Assessorato dell'Energia e dei servizi di pubblica utilità N. 186 del 26 Marzo 2018, pubblicato sul sito della Regione Siciliana).

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 2 | 23

Il Campo agro-fotovoltaico si svilupperà su una superficie complessiva di circa 60 Ha; i terreni agricoli sono attualmente utilizzati come seminativi. La Società, nell'ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con tracker monoassiale, in quanto permette di mantenere una distanza significativa tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (area libera minima 5,00 m), consentendo la coltivazione tra le strutture di piante aromatiche/officinali e colture da erbaio/foraggio, con l'impiego di mezzi meccanici.

Con la soluzione impiantistica proposta, si tenga presente che:

- su 60 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 20,36 Ha (circa il 34% della superficie totale), tale rapporto è dato dal prodotto dell'area del singolo tracker (72,6 m²) per il numero di tracker che compongono l'impianto (2.805);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, cabine di trasformazione e control room) è di circa 2,91 Ha;
- l'impianto sarà circondato da una fascia di vegetazione al fine di mitigare l'impatto paesaggistico, avente una larghezza minima di 10 mt;
- la superficie esclusa dall'intervento sarà utilizzata per la coltivazione arboree ortive ed officinali;
- Copertura permanente con leguminose da granella per la realizzazione di superfici destinate al pascolo apistico.

L'intera area è stata opzionata dalla Società, che ha stipulato diversi contratti preliminari di compravendita con gli attuali proprietari dei fondi oggetto dell'iniziativa.

Il Cavidotto in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra il Quadro Generale di Media Tensione del campo agro-fotovoltaico e la Sottostazione di Elettrica Utente, sarà posato lungo la SP29, la SP35, la SP8 e la SP69, per poi finire la sua corsa nella SEU Kinisia 4, ubicata nel territorio Comunale di Marsala foglio di mappa 189, part. 53.

2. CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO

2.1. Società proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società Green Fifteen S.r.l., società a responsabilità limitata con socio unico, costituita il 26 Gennaio 2022 le cui quote sono interamente di proprietà della Società Manni Energy S.r.l. La Società ha sede legale ed operativa in Verona (VR), Via Augusto Righi n. 7 ed è iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Verona, con numero REA VR - 452684, C.F. e P.IVA 04874430236. La Società ha come oggetto sociale lo studio, la progettazione, la costruzione, la gestione e l'esercizio commerciale di impianti per la produzione di energia elettrica, di energia termica e di energia di qualsiasi tipo (quali, a titolo esemplificativo, la cogenerazione, i rifiuti, la fonte solare ed eolica).

Denominazione: GREEN FIFTEEN S.R.L.
 Indirizzo sede legale ed operativa: Verona (VR), Via Augusto Righi, n.7
 Codice Fiscale e Partita IVA: 04874430236
 Numero REA: VR - 452684
 Capitale Sociale: € 10.000,00
 Socio Unico: MANNI ENERGY S.R.L.
 PEC: greenfifteen@legalmail.it

2.2. Localizzazione impianto

L'area in cui è prevista la realizzazione del impianto agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Trapani (Provincia di Trapani), in località Palazzetto, avente una quota media di circa 90 mt s.l.m. e si sviluppa a nord della SP 29.

L'accessibilità all'area è consentita attraverso una rete di stradelle di campagna che confluiscono sulla SP 29. Inoltre, i punti di accesso all'impianto sono distribuiti lungo il perimetro mediante 2 passi carrai posizionati uno ad est e uno ad ovest dell'area di impianto.

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Cartografia I.G.M. in scala 1:50.000, foglio n° 605 Paceco
- Cartografia I.G.M. in scala 1:25.000, tavoletta n° 605 – I quadrante Paceco
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1:10.000, n°605080

L'area, sulla quale è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico, è divisa in diversi fondi, la Società ha provveduto a stipulare e successivamente registrare diversi contratti preliminari di compravendita in modo da raggiungere una superficie adatta all'importanza dell'iniziativa. Gli estremi catastali dei fondi di terreno oggetto dei contratti sono riassunti nella tabella successiva e ricadono interamente nel Comune di Trapani (TP).

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 4 | 23

Comune	Foglio	Particella	Estensione	Proprietà	Tipo di contratto
Trapani	187	13	04.59.50	COPPOLA GIACOMO COPPOLA FRANCESCO COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	14	04.57.20	COPPOLA GIACOMO COPPOLA FRANCESCO COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	15	04.72.80	COPPOLA GIACOMO COPPOLA FRANCESCO COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	1	09.39.00	COPPOLA GIACOMO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	16	04.50.00	COPPOLA GIACOMO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	11	02.32.30	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	12	02.24.90	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	21	02.83.80	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	9	02.33.00	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	15	00.00.73	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	16	00.80.00	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	17	00.84.50	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	20	01.17.50	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	30	00.63.10	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	31	00.93.30	COPPOLA ROCCO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	3	05.49.30	COPPOLA GIROLAMO ANTONINO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	21	00.76.30	COPPOLA GIROLAMO ANTONINO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	28	00.84.80	COPPOLA GIROLAMO ANTONINO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	6	02.93.60	COPPOLA GIROLAMO ANTONINO	COMPRAVENDITA
Trapani	186	7	00.00.73	COPPOLA GIROLAMO ANTONINO	COMPRAVENDITA
Trapani	187	5	00.91.90	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	186	2	00.00.46	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	186	29	00.79.90	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	186	3	01.76.00	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	186	4	00.80.90	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	186	5	00.82.70	GIURLANDA SALVATORE	COMPRAVENDITA
Trapani	187	25	02.95.10	MAZZARA MICHELE	COMPRAVENDITA

Pertanto, la superficie totale del terreno in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è pari a 60 Ha, 03 are, 32 centiare.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 5 | 23

❖ A sud-ovest dell’impianto in progetto si trova l’ARP (Airport Reference Point) **“Vincenzo Florio”** ubicato nei pressi di Marsala (TP) ad una distanza inferiore a 15 km (circa 13 km in linea d’aria).

Pertanto, facendo riferimento alla guida *“Verifica Preliminare”* ENAC (aggiornata al 16 febbraio 2015), dove sono indicate le caratteristiche degli impianti/strutture che devono essere sottoposti all’iter valutativo, l’impianto ricade, per il suddetto aeroporto di riferimento, all’interno del **“Settore 4”**. Testualmente si legge:

Settore 4: superficie orizzontale posta ad un’altezza di 30 m sulla quota della soglia pista più bassa (THR) dell’aeroporto di riferimento, di forma circolare con raggio di 15 km centrato sull’ARP (Aerodrome Reference Point – dato rilevabile dall’AIP-Italia) 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.



Figura 1 – Ubicazione dell’ARP “Vincenzo Florio” rispetto all’impianto in progetto. Evidenziato il Settore 4 (settore in cui ricade l’impianto in progetto).

2.3. Tipo di impianto

L'impianto in progetto è del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio) avente una potenza DC di 40.111,50 kWp. Il parco sarà costituito da n. 11 unità di generazione aventi una potenza AC di 33.000 kW. Il Campo, nel dettaglio, è diviso nel seguente modo:

DATI SOTTOCAMPI

Descrizione	N. tracker	N. moduli	Pdc (kWp)	Pac (kWp)	Huawei – SUN2000-215 KTL
Sotto campo 1	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 2	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 3	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 4	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 5	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 6	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 7	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 8	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 9	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 10	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Sotto campo 11	255	6.630	3.646,50	3.000,00	n.15 Inverter
Totale	2.805	72.930	40.111,5	33.000,00	n.165 inverter

Ogni stringa è composta da 26 moduli, per un totale di 72.930 moduli. I moduli previsti di tipo monocristallino, hanno una potenza nominale di 550 Wp, con un'efficienza di conversione del 21,50%. Le strutture di sostegno dei moduli saranno disposte in file parallele con asse in direzione Nord-Sud, ad una distanza di interasse pari a 9,80 m. Le strutture saranno equipaggiate con un sistema tracker che permetterà di ruotare $\pm 55^\circ$ la struttura porta moduli durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione rispetto ai raggi solari.



Figura 2 – Layout impianto agro-fotovoltaico

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 7 | 23

Schematicamente, l'impianto fotovoltaico è dunque caratterizzato dai seguenti elementi:

- N° 11 unità di generazione da 3.646,50 kWp, costituite da moduli fotovoltaici. La potenza totale installata è pari a 40.111,50 kWp, per un totale di 72.930 moduli fotovoltaici;
- N° 165 unità di conversione da 200 kW, dove avviene la conversione DC/AC;
- N° 11 trasformatori elevatori 0,4/30 kV, dove avviene il cambio di tensione da bassa a media;
- N° 1 cabina quadro generale di Media Tensione;
- N° 1 Edificio Magazzino/Sala Controllo;
- N° 1 Sistema di sbarre AT condiviso con altri produttori;
- N° 1 Stalla partenza linea condiviso con altri produttori;
- N° 1 Cavidotto AT 220 kV condiviso con altri produttori;
- N° 1 Stallo arrivo linea a 220 kV condiviso con altri produttori.

Impianto elettrico e impianto di utenza, costituito da:

- N° 1 rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, sicurezza, illuminazione, TVCC, forza motrice ecc.);
- N° 1 rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica e/o RS485 per il controllo dell'impianto fotovoltaico (parametri elettrici relativi alla generazione di energia) e trasmissione dati via modem o via satellite;
- N° 1 rete di distribuzione dell'energia elettrica in MT in cavidotto interrato costituito da un cavo a 30 kV per la connessione del Campo Agro-fotovoltaico alla Sottostazione di Trasformazione AT/MT;
- N° 1 Sottostazione di trasformazione MT/AT e relativo collegamento alla RTN (si faccia riferimento al progetto definitivo dell'Impianto di Utenza);
- N° 1 Sistema di sbarre AT condiviso con altri produttori;
- N° 1 Cavidotto AT 220 kV condiviso con altri produttori;
- N° 1 Stallo arrivo linea a 220 kV condiviso con altri produttori.

Opere civili di servizio, costituite principalmente da basamenti cabine/power station, edifici prefabbricati, opere di viabilità, posa cavi, recinzione, fosso di guardia e ripristino laghetti esistenti.

2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84

Il baricentro dell'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

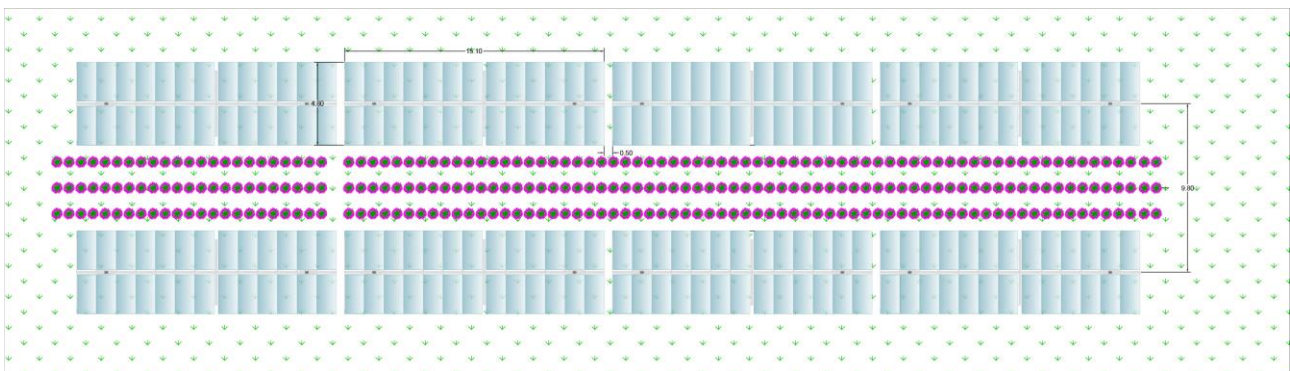
	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	37° 56' 38.393" N	12° 38' 30.311" E	90 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 3 – Ubicazione area di impianto dal satellite

2.5. Altezza e quota



Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 23

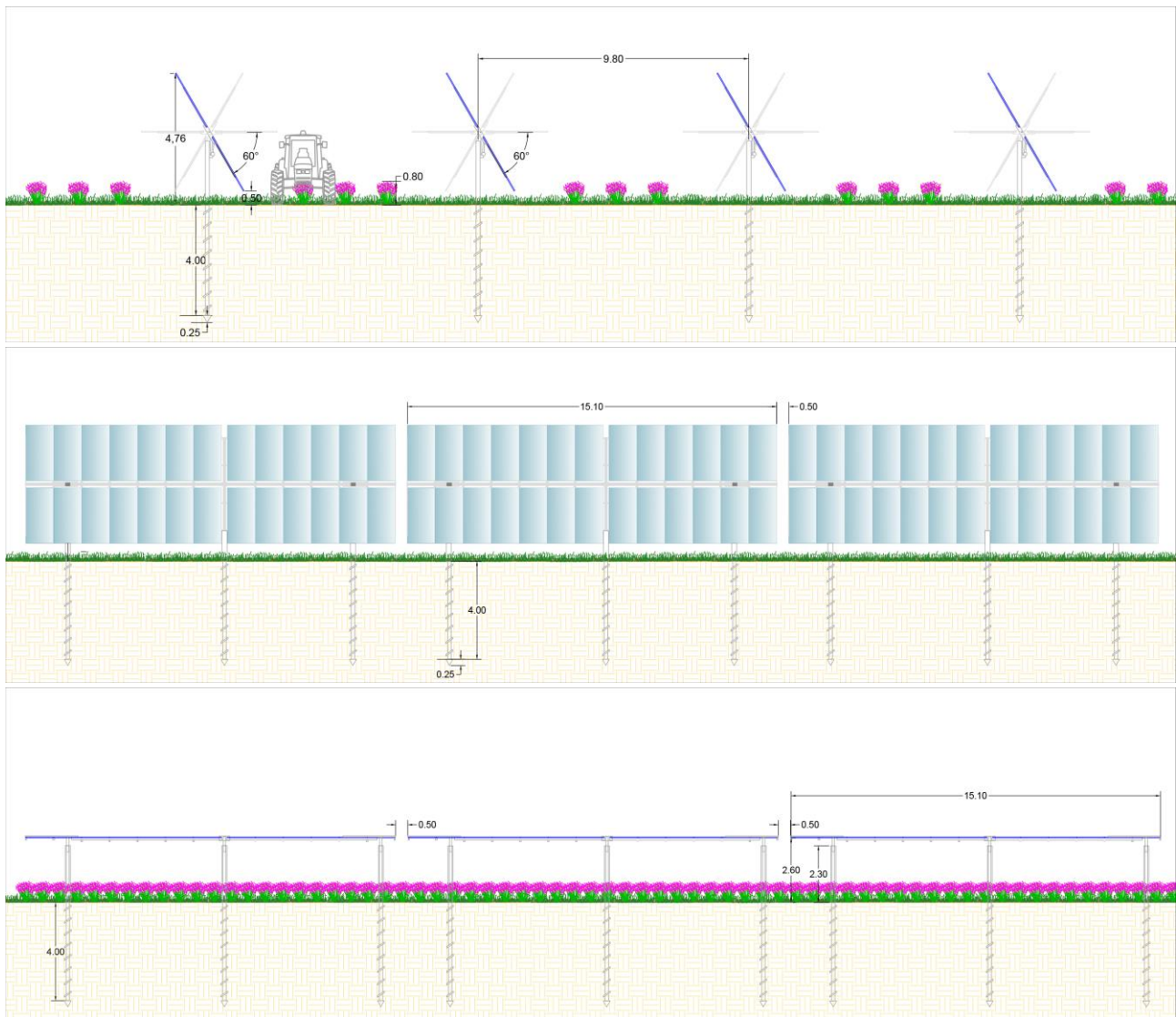


Figura 4 – Altezza e quota dei moduli fotovoltaici

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rotolito), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 9,80 mt), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale 26 moduli disposti su due file in verticale);
- L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 23

L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata. Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 11 | 23

3. VERIFICA PRELIMINARE

Al fine di effettuare la verifica preliminare dell'impianto fotovoltaico, ci si è avvalsi dell'Utility di pre-analisi disponibile sul sito dell'ENAC (<https://www.enac.gov.it/aeroporti/infrastrutture-aeroportuali/ostacoli-e-pericoli-per-la-navigazione-aerea/verifica-preliminare>) inserendo nel tool le informazioni richieste relative alle opere progettuali da valutare ed è stata avviata l'analisi.

Il report di verifica generato dal sistema (successiva Tabella 2) riporta il seguente risultato: "Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione /navigazione/RADAR di EVAV S.p.A."

REPORT						
Richiedente						
Nome/Società:	GREEN FIFTEEN	Cognome/Rag.	S.R.L.			
C.F./P.IVA:	04874430236	Comune	VERONA			
Provincia	VR	CAP:	37135			
Indirizzo:	VIA AUGUSTO RIGHI	N° Civico:	7			
Mail:		PEC:	greenfifteen@legalmail.it			
Telefono:		Cellulare:				
Fax :						
Tecnico						
Nome:	SALVATORE	Cognome:	MALTESE			
Matricola:	1514	Albo:	ARCHITETTI PPC TRAPANI			
Ostacolo: Impianto fotovoltaico						
Materiale:	Silicio Monocristallino					
<input type="checkbox"/>	Ostacolo posizionato nel Centro Abitato					
<input type="checkbox"/>	Presenza ostacolo con altezza AGL uguale o superiore a 60 m entro raggio 200 m					
Gruppo Geografico		SICILIA-TP-TRAPANI-C/DA PALAZZEDDO				
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	37° 56' 38.393" N	12° 38' 30.311" E	90.0 m	4.76 m	94.76 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" (www.enac.gov.it)						

Tabella 2 – Report interferenze

4. ASSEVERAZIONE DI INCLUSIONE ITER VALUTATIVO

Il sottoscritto Arch. Pianificatore Salvatore Maltese, nato a Salemi (TP) il 22/03/1988, iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. della Provincia di Trapani al n.1514, consapevole delle responsabilità e delle pene stabilite dalla legge per false attestazioni e mendaci dichiarazioni (artt. 75 e 76 D.P.R. 445 del 28 dicembre 2000), sotto la sua personale responsabilità ed ai sensi degli artt. 359 e 481 del Codice Penale:

- Constatati i dati tecnici delle opere contenuti nel progetto generale dell'opera;
- Consultate le disposizioni ENAC/ENAV, pubblicate sul sito dell'Ente, relative alla *"Verifica Preliminare – Verifica potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea"*;
- Verificata l'assenza di Avio, Eli ed Idrosuperfici nell'ambito delle fasce di rispetto identificate dal documento ENAC/ENAV *"Verifica Potenziali Ostacoli e pericoli per la navigazione aerea"*, come dall'elenco risultante sul sito dell'ENAV;
- Considerato che l'altezza massima delle opere in progetto, rispetto al suolo, è pari a 4,80 mt per i moduli fotovoltaici e 3,00 mt per i locali servizi;
- Visto che l'impianto agro-fotovoltaico denominato *"Kinisia 4 – c/da Palazzetto"* si trova, rispetto l'ARP *"Vincenzo Florio"* ubicato nei pressi di Marsala (TP), ad una distanza inferiore a 15 km (circa 13 Km in linea d'aria);
- Visto il report di verifica generato dal sistema dalla quale si legge *"Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione /navigazione/RADAR di EVAV S.p.A."*;
- Considerato che le opere in progetto rientrano fra le *"opere speciali"*, come definite al punto 2.f. dalle citate linee guida ENAC/ENAV, trattandosi di impianti fotovoltaici e relative opere di connessione alla rete RTN e, a seguito delle sopraindicate analisi, sussistono le condizioni che rendano necessaria la preventiva istruttoria autorizzativa;
- Considerato che le opere in progetto ricadono all'interno del **"Settore 4"** descritto nel documento ENAC/ENAV *"Verifica Potenziali Ostacoli e pericoli per la navigazione aerea"*;
- Considerato che l'aeroporto di Trapani è classificato *"militare aperto al traffico aereo civile"* e i servizi di assistenza al volo sono forniti dal personale del 37° Stormo anche agli aerei civili, pertanto, la valutazione di assoggettabilità riguarda i soli aspetti relativi alla salvaguardia delle operazioni aeree civili;
- Infine, tale valutazione riguarda gli aspetti relativi alla salvaguardia delle operazioni aeree civili, come definite dalle linee guida ENAC/ENAV, e pertanto non solleva la società Green Fifteen S.r.l. dall'onere di procedere con la richiesta dei pareri/autorizzazioni da parte dell'Aeronautica Militare, per quanto di competenza.

ASSEVERA

Alla luce di quanto esposto, il caso in esame rientra fra quelli per i quali sussistono i criteri di assoggettabilità all'iter valutativo e, pertanto, l'opera dovrà essere valutata sotto gli aspetti aeronautici, secondo le citate linee guida ENAC/ENAV.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 13 | 23

5. VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI

Con l'emissione delle Linee Guida **2022/002-APT** Ed. n.1 del 26.04.2022 l'ENAC ha ritenuto necessario affrontare e chiarire quali siano gli studi da intraprendere per la realizzazione di un impianto fotovoltaico in presenza di aree aeroportuali nei dintorni.

In ambito nazionale il compito di ENAC è quello di rimuovere o escludere il costituirsi di fattori ambientali che possano indurre fenomeni di abbagliamento ai piloti o agli operatori di torre. L'ambito territoriale interessato dalla Superficie Orizzontale Interna e Conica (6km dalla soglia pista per aeroporti di categoria 3 e 4) è soggetto alle prescrizioni del "Regolamento per la Costruzione e l'Esercizio degli Aeroporti" cap. 4.12.2, ove si pone la necessità di valutare l'eventuale pericolo alla navigazione aerea rappresentato dalla presenza di ampie superfici riflettenti, potenzialmente abbaglianti, che possano comportare una riduzione o distorsione della visione per piloti ed operatori di controllo del traffico aereo.

5.1. Analisi del fenomeno dell'abbagliamento

Come si legge dalle **LG-2022/002-APT**, l'*abbagliamento* è la sensazione negativa percepita da chi guarda, generata dalla presenza di una zona significativamente più luminosa. La risposta dell'occhio alle variazioni di intensità luminosa dell'ambiente, può portare alla riduzione delle prestazioni visive. L'abbagliamento si può classificare a seconda dell'incidenza del raggio proveniente dalla fonte luminosa:

- **Diretto:** raggio luminoso che colpisce direttamente la fovea;
- **Indiretto:** che incide su zone più periferiche.

la stessa terminologia si usa a seconda se il fascio colpisce l'osservatore direttamente o indirettamente, quindi riflesso da una superficie, come nel caso di grandi superfici complanari riflettenti quali i campi fotovoltaici o le facciate specchiate degli edifici.

La conseguenza dell'abbagliamento, in termini fisiologici, può essere:

- **Debilitante:** quando vi è un peggioramento istantaneo, temporaneo, ma reversibile delle funzioni visive;
- **Infastidite:** quando provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi astenopeci e difficoltà di concentrazione, riduzione della capacità di attenzione, aumento delle probabilità di errore, riduzione del rendimento.

Per descrivere le conseguenze della riflessione solare sulle superfici riflettenti, la letteratura in materia introduce i concetti di "**bagliore**" e "**luccichio**" definendoli:

- **glint** (luccichio): momentaneo lampo di luce
- **glare** (bagliore): sorgente continua di luminosità eccessiva

Il "**luccichio**" (*glint*) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del sole nel pannello solare.

Lo scintillio improvviso potrebbe causare disturbo ad un osservatore che dovesse passare nei pressi di un pannello solare/campo fotovoltaico ad una certa velocità.

L'abbagliamento continuativo (*glare*) è invece una fonte continua di eccessiva luminosità. Potrebbe essere sperimentato ad esempio da un osservatore stazionato situato nel percorso della luce solare riflessa dalla faccia del pannello.



Figura 6 – Esempi tipici di abbagliamento causato da ampie superficie riflettenti
(Fonte immagine sito: <https://www.pagerpower.com/news/glinc-glare-definition/>. Autore Micha Jost)

L'impatto dell'abbagliamento è legato tra la posizione del sole, la posizione e l'elevazione dei moduli solari, la riflettività della superficie dei moduli, le dimensioni dell'installazione nonché la posizione dell'osservatore e qualsiasi potenziale barriera tra essi interposta.

È importante sottolineare che l'impatto dell'abbagliamento sulla persona è ancora poco compresa livello scientifico e dipende anche dalla percezione soggettiva dell'osservatore.

Alcuni fattori di influenza sono:

- la posizione della fonte di abbagliamento nel campo visivo dell'osservatore
- la complessità del compito visivo richiesto all'osservatore
- l'età dell'osservatore ed il suo stato di salute generale
- la stagionalità (tipicamente più sensibile durante l'autunno rispetto all'estate)
- la luminosità dell'ambiente circostante

5.2. Metodologie di valutazione dell'impatto visivo

Sulla base dei dati disponibili in letteratura e dall'analisi delle pratiche inviate all'Ente negli ultimi anni, è possibile fare le seguenti assunzioni in merito alla valutazione dell'impatto visivo causato dalle installazioni fotovoltaiche:

- l'intensità di una riflessione causata dai pannelli solari può variare dal 2% al 50% della luce incidente a seconda dell'angolo di incidenza, e, di conseguenza, a seconda del periodo dell'anno nel qual si svolge l'analisi;
- le linee guida pubblicate da altri Paesi mostrano che l'intensità dei riflessi dei pannelli solari è uguale se non inferiore a quella di uno specchio d'acqua e simile a quella causata dal vetro.

5.2.1. Riflettività dei moduli fotovoltaici

La riflettività si riferisce alla luce che viene riflessa dalle superfici. I potenziali effetti della riflettività sono **lucichio** (un lampo momentaneo di luce intensa) e **abbagliamento** (una fonte continua di luce intensa). Entrambi gli effetti possono causare abbagliamento e conseguente breve perdita della vista, nota come "cecità flash".

La quantità di luce riflessa dalla superficie di un pannello solare dipende dalla quantità di luce solare che colpisce la superficie, dalla sua riflettività superficiale, dalla posizione geografica, dal periodo dell'anno, dalla copertura nuvolosa e dall'orientamento del pannello solare.

Esistono due tipi di riflessione che possono verificarsi su una superficie; *speculare* e *diffusa*. La riflessione *speculare* è una riflessione diretta che produce un tipo di luce più "concentrato". Si verifica quando la luce riflette su una superficie liscia o lucida come il vetro o l'acqua naturale. La riflessione *diffusa*, invece, produce un tipo di luce meno "focalizzata". La riflessione diffusa si verifica a causa della luce che si riflette su una superficie ruvida come vegetazione, cemento o acqua ondulata. Il principale tipo di riflettanza dei pannelli solari fotovoltaici è **speculare** a causa della trama simile al vetro dello strato esterno dei pannelli.

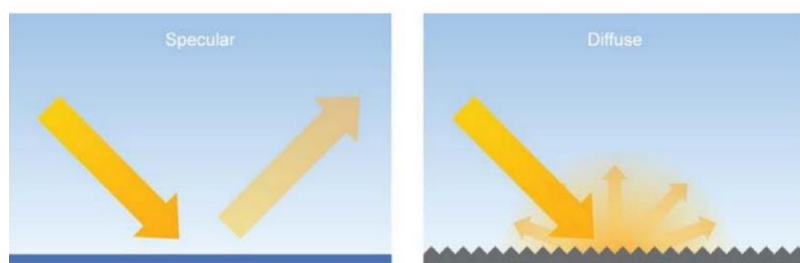


Figura 54 – Riflessione speculare e diffusa

(ACRP synthesis 28 "Investigating safety of Energy Technologies on Airports and Aviation, Federal Aviation Administration, 2011)

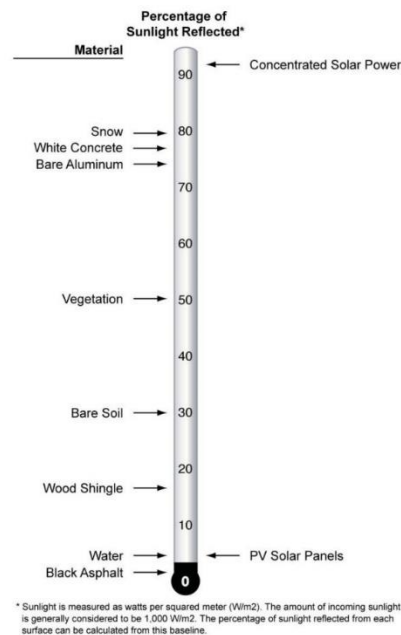


Figura 55 – Grafico della scala di riflettività (ACRP synthesis 28 "Investigating safety of Energy Technologies on Airports and Aviation, Federal Aviation Administration, 2011)

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 16 | 23

Per tale motivo la società intende utilizzare pannelli LONGI Solar. La LONGI Green Energy Technology (LONGI Solar) produce moduli fotovoltaici (PV) conformi a molti standard internazionali inclusa IEC 61215:2016 (qualificazione del progetto e approvazione del tipo) e IEC 61730:2016 (Qualifica di sicurezza dei moduli fotovoltaici). Al fine di ottimizzare la produzione di energia e ridurre la riflessione della luce dal modulo fotovoltaico, sia il vetro che le celle solari scelte in progetto, sono dotate di uno strato antiriflesso. Inoltre i moduli fotovoltaici previsti sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>21%) e ad elevata potenza nominale (550 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 530~550M

21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~+5W
POWER
TOLERANCE

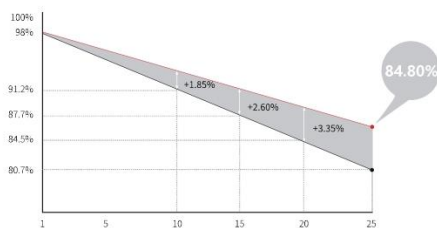
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

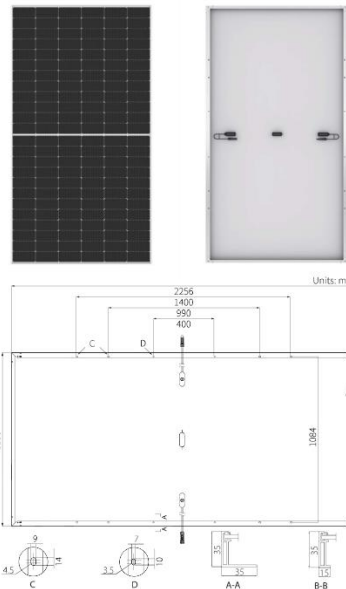
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , 400, -200mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C	
	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210701V13)

Tabella 2 – Caratteristiche preliminari dei moduli

Committente:

Progettista:

GREEN FIFTEEN S.R.L.



Pag. 17 | 23

5.2.3. Analisi geometriche

Data la geometria ed il percorso noto del sole, si può prevedere quando la luce solare si rifletterà su una superficie fissa (come ad esempio il pannello solare) o quando entrerà in contatto con un recettore fisso (ad esempio, torre di controllo o pilota).

In qualsiasi luogo, il sole si muove nel cielo ogni giorno e il suo percorso nel cielo cambia durante l'anno. Ciò a sua volta altera la destinazione delle riflessioni risultanti poiché l'angolo di riflessione per i pannelli solari sarà lo stesso dell'angolo con cui il sole colpisce i pannelli. Maggiore è la superficie riflettente, maggiore sarà la probabilità di impatti abbaglianti.

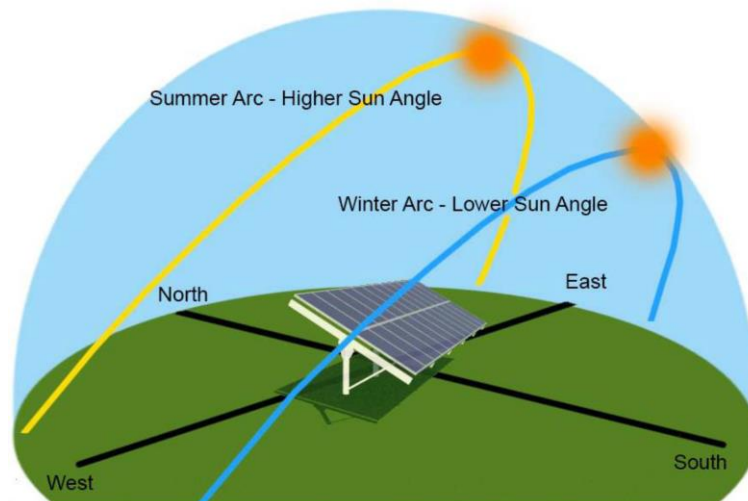


Figura 13 – Percorso del sole sulla volta celeste
 Fonte immagine Innovision, Solar Photovoltaic Glint & Glare Study Aviation Specific, October 2019)

Poiché l'intensità della luce riflessa dal pannello solare diminuisce con l'aumentare della distanza, ci si chiede: quanto è necessario essere lontani da una superficie riflessa dal sole per evitare la cecità da flash? A livello scientifico è noto che tale distanza è direttamente proporzionale alla dimensione dell'array in questione, ma in letteratura ancora non risulta presente un metodo consolidato di valutazione. L'analisi geometrica è pertanto considerabile quale metodo di valutazione "qualitativo", da integrare con un'analisi della riflettività, un test in campo o una valutazione logico-analitica.

5.3. Simulazione tramite software

Le valutazioni analitico-geometriche, precedente illustrate, relative all'impianto in progetto sono state effettuate tramite il software **GlareGauge/ForgeSolar** basato sull'algoritmo SGHAT v.3 (*Solar Glare Hazard Analysis Tool*) e sviluppato dal *Sandia National Laboratory*, applicativo riconosciuto dall'Autorità degli Stati Uniti FAA.

La simulazione dovrà evidenziare l'assenza di fenomeni di abbagliamento persistente sia per i piloti in avvicinamento, sia per gli aeromobili in fase di decollo/rullaggio e la totale assenza di riflessione in direzione degli operatori della torre di controllo in ragione della inclinazione (*tilt*) e dell'orientamento di cui i pannelli sono dotati.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 18 | 23

L'analisi si basa su una serie di dati di input relativi alla località, alle caratteristiche dell'installazione, alle operazioni aeronautiche previste ed alla posizione degli osservatori di torre di controllo:

Caratteristica	Input del modello	Opzioni
Progetto	Fuso Orario	
Vettore fotovoltaico	Altezza da terra	
	Inclinazione del modulo	
	Orientamento del modulo (azimut)	
	Materiale della superficie del modulo	
	Tracciamento	Singolo, Doppio o Nessuno
Superficie verticale	Altezza superiore	
	Altezza inferiore	
	Doppia faccia	Si o No
Percorso di volo	Direzione	
	Pendenza di scorrimento	
	Altezza di attraversamento della soglia	
Punto di osservazione	Latitudine	
	Longitudine	
	Altezza fuori terra	
	OP è una torre di controllo del traffico aereo	Si o No

Per ogni punto di osservazione, il software è in grado di determinare:

- ora del giorno in cui verifica l'abbagliamento;
- durata giornaliera dell'abbagliamento;
- variazione stagionale dell'abbagliamento;
- posizione dell'abbagliamento sul diagramma di irraggiamento retinale.

L'abbagliamento a carattere debilitante che espone il pilota ad un bagliore improvviso (*glint*) viene scongiurato verificando l'impatto del fenomeno sui punti rappresentativi delle traiettorie di volo e rispetto alla posizione della torre di controllo del traffico aereo. L'abbagliamento a carattere infastidente che espone il pilota a fonti luminose persistenti nel proprio campo visivo (*glare*) può essere escluso verificando se, in termini di *azimut* e *zenit*, esistano raggi riflessi paralleli ed opposti alle direttrici di avvicinamento.

L'abbagliamento sperimentato in tutti i punti di osservazione identificati, viene quindi classificato, in base al libello di rischio oculare, in una delle tre categoria di impatto potenziale di immagine residua, secondo il diagramma di irraggiamento retinale (zona verde, gialla o rossa).

L'installazione è ritenuta accettabile quando i risultati della simulazione restituiscono i fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.

Qualora l'esito della simulazione dovesse restituire la presenza di fenomeni di abbagliamento ricadenti nella zona rossa (danno retinico permanente), non sarà possibile accettare il rischio e si renderà necessario rivedere la progettazione del sistema.

Qualora invece dovessero verificarsi probabili fenomeni di abbagliamento in zona gialla, occorrerà approfondire l'analisi e valutare attentamente i tempi di esposizione effettiva e l'implementazione di eventuali misure di mitigazione.

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO POTENZA NOMINALE AC 33 MW - C.DA PALAZZEDDO (TP)**

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC DI 40.111,50 kWp E UNA POTENZA NOMINALE AC 33.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI TRAPANI (TP) - C/DA PALAZZEDDO

Site configuration: **KINISIA 4**

Client: GREEN FIFTEEN S.R.L.

Created 30 Aug, 2022

Updated 31 Aug, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 74884.13232

Category 10 MW to 100 MW

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

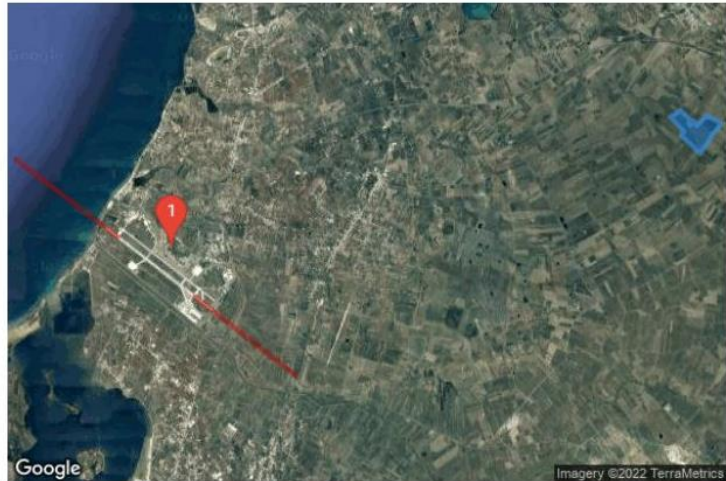
Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,593	26.6	0	0.0	77,540,000.0

Total annual 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
FP 1	989	16.5	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	604	10.1	0	0.0

Figura 7 – Dati iniziali progetto e risultato della simulazione tramite ForgeSolar

In seguito a quanto esposto, si è analizzato il progetto oggetto di studio, in relazione all'aeroporto al più vicino "Vincenzo Florio" ubicato nei pressi di Marsala (TP) a 13 km in linea d'aria a Sud-Ovest dall'impianto.

Sono stati considerati tre punti recettori:

Committente:	Progettista:	Pag. 20 23
GREEN FIFTEEN S.R.L.		

- 1) Braccio 1 (FP1) aeroporto “Vincenzo Florio” orientamento N/O;
- 2) Braccio 2 (FP2) aeroporto “Vincenzo Florio” orientamento S/E;
- 3) Punto di Osservazione (1-ATCT) “Torre di Controllo – Aeroporto “Vincenzo Florio” con coordinate: Lat. 37.916641, Long. 12.491209

Pertanto, l’impianto denominato (PV Array 1) è stato analizzato in relazione ai tre recettori sopracitati. Dal risultato del software emerge che l’impianto risulta a “*basso potenziale di abbagliamento con prevista after-image temporanea*” (zona verde) interessando nello specifico:

▪ **PV Array 1**

- Braccio 1 (FP1) aeroporto “Vincenzo Florio” orientamento N/O, 989 minuti/anno di abbagliamento “verde” nei mesi di Marzo-Aprile e Agosto-Settembre;
- Punto di Osservazione (1-ATCT) “Torre di Controllo – Aeroporto “Vincenzo Florio” 604 minuti/anno di abbagliamento “verde” nei mesi di Aprile e Agosto-Settembre.

Alla presente relazione si allega il **report**, generato dal suddetto software (GlareGauge/ForgeSolar) ove si evince che l’installazione è ritenuta accettabile in quanto i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.

5.4. Strutture aeroportuali alimentate dal sole

Oggi sono numerosi, in Italia e in Europa, gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti; Atene: Eleftherios Venizelos; Aeroporto Berlin – Neuhardenberg; Aeroporto di Saarbucken; ecc.). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l’entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.



Figura 7 – Aeroporto Berlin - Neuhardenberg



Figura 8 – Aeroporto Eleftherios Venizelos di Atene

5.5. Conclusioni

Alla luce di quanto esposto, delle positive esperienze di un numero crescente di impianti fotovoltaici negli aeroporti nonché dell'utilizzo, per l'impianto in progetto, di tecnologie antiriflettenti, si può concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dei moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e delle infrastrutture limitrofe, è da ritenersi ininfluenza. Pertanto, tale intervento non rappresenta una fonte di disturbo.

Per avvalorare quanto detto, è stato approfondito il suddetto studio utilizzando il software **GlareGauge/ForgeSolar** basato sull'algoritmo SGHAT v.3 (*Solar Glare Hazard Analysis Tool*) e sviluppato dal *Sandia National Laboratory*, applicativo riconosciuto dall'Autorità degli Stati Uniti FAA, ove si evince, come già detto, che l'installazione è ritenuta accettabile in quanto *i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.*

Trapani, 19/10/2022

ALLEGATI

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 23 | 23

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO POTENZA NOMINALE AC 33 MW - C.DA PALAZZEDDO (TP)**

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC DI 40.111,50 kWp E UNA POTENZA NOMINALE AC 33.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI TRAPANI (TP) - C/DA PALAZZEDDO

Site configuration: **KINISIA 4**

Client: GREEN FIFTEEN S.R.L.

Created 30 Aug, 2022

Updated 31 Aug, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 74884.13232

Category 10 MW to 100 MW

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

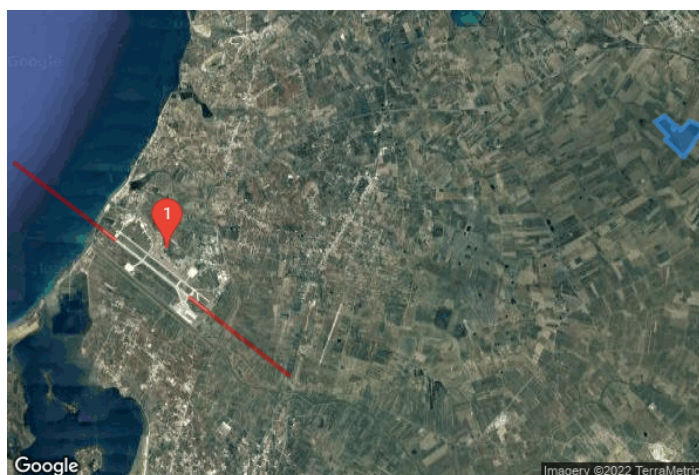
Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,593	26.6	0	0.0	77,540,000.0

Total annual 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
FP 1	989	16.5	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	604	10.1	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Instant

Tracking axis orientation: 180.0°

Tracking axis tilt: 0.0°

Tracking axis panel offset: 0.0°

Max tracking angle: 60.0°

Resting angle: 0.0°

Rated power: 33000.0 kW

Panel material: Light textured 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	37.946154	12.644345	94.97	2.60	97.57
2	37.946052	12.644613	95.33	2.60	97.93
3	37.945934	12.644903	96.18	2.60	98.78
4	37.945790	12.645332	97.11	2.60	99.71
5	37.945528	12.646029	99.26	2.60	101.86
6	37.945172	12.646909	103.13	2.60	105.73
7	37.944885	12.647564	106.70	2.60	109.30
8	37.944673	12.647939	108.33	2.60	110.93
9	37.944470	12.648443	110.73	2.60	113.33
10	37.944369	12.648529	111.17	2.60	113.77
11	37.944030	12.648235	109.46	2.60	112.06
12	37.943632	12.647806	108.29	2.60	110.89
13	37.943260	12.647419	108.50	2.60	111.10
14	37.942795	12.646937	108.54	2.60	111.14
15	37.942414	12.646475	107.80	2.60	110.40
16	37.942186	12.646304	106.40	2.60	109.00
17	37.941526	12.645864	100.39	2.60	102.99
18	37.940908	12.645349	96.67	2.60	99.27
19	37.940018	12.644671	94.07	2.60	96.67
20	37.939679	12.644403	94.52	2.60	97.12
21	37.939155	12.643942	95.13	2.60	97.73
22	37.938732	12.643480	95.86	2.60	98.46
23	37.938088	12.642965	96.06	2.60	98.66
24	37.937665	12.642665	95.63	2.60	98.23
25	37.941809	12.637022	87.56	2.60	90.16
26	37.942571	12.637955	81.29	2.60	83.89
27	37.945932	12.634112	75.14	2.60	77.74
28	37.946138	12.634483	76.84	2.60	79.44
29	37.946434	12.635127	76.17	2.60	78.77
30	37.946747	12.635771	74.40	2.60	77.00
31	37.946880	12.636077	74.29	2.60	76.89
32	37.947133	12.636506	74.56	2.60	77.16
33	37.947396	12.636892	74.60	2.60	77.20
34	37.945103	12.640122	79.71	2.60	82.31
35	37.944377	12.639272	78.75	2.60	81.35
36	37.944072	12.639679	80.12	2.60	82.72
37	37.945028	12.640774	80.71	2.60	83.31
38	37.943927	12.641615	83.87	2.60	86.47

Flight Path Receptors

Name: FP 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 127.3°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 30.0°
Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	37.918838	12.475819	2.40	15.24	17.64
Two-mile	37.936342	12.446615	-10.05	196.37	186.32

Name: FP 2
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 308.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 30.0°
Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	37.905340	12.497866	6.36	15.24	21.60
Two-mile	37.887536	12.526771	44.95	145.34	190.29

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	37.916641	12.491209	3.77	15.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,593	26.6	0	0.0	77,540,000.0

Total annual 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
FP 1	989	16.5	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	604	10.1	0	0.0

PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

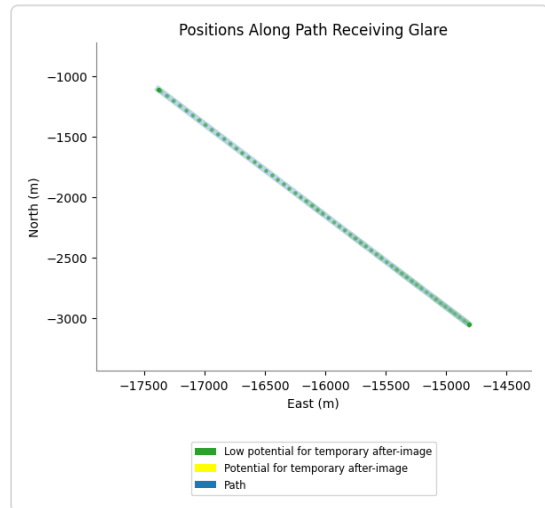
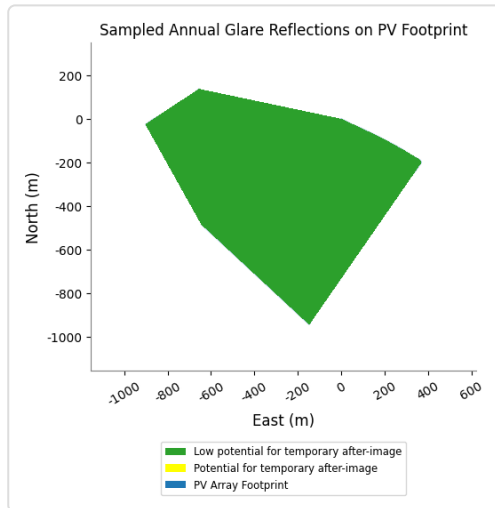
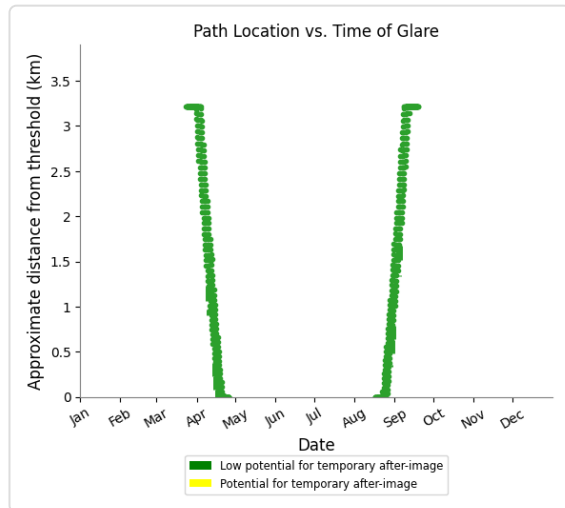
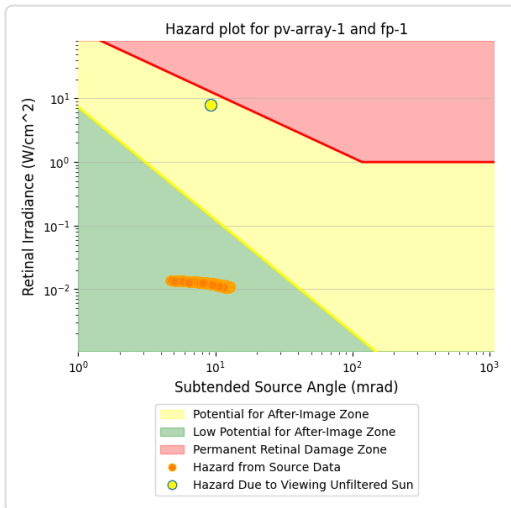
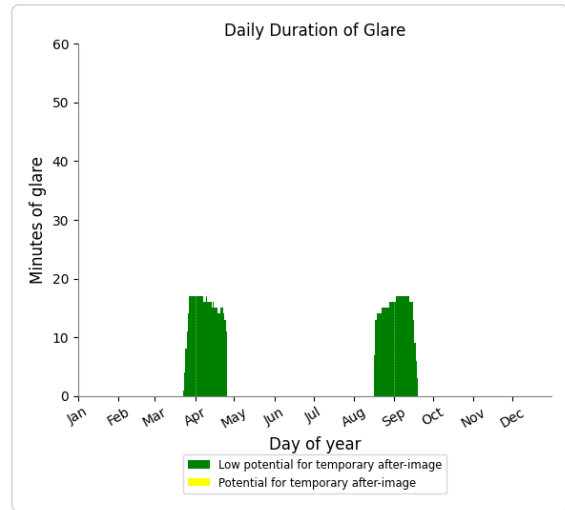
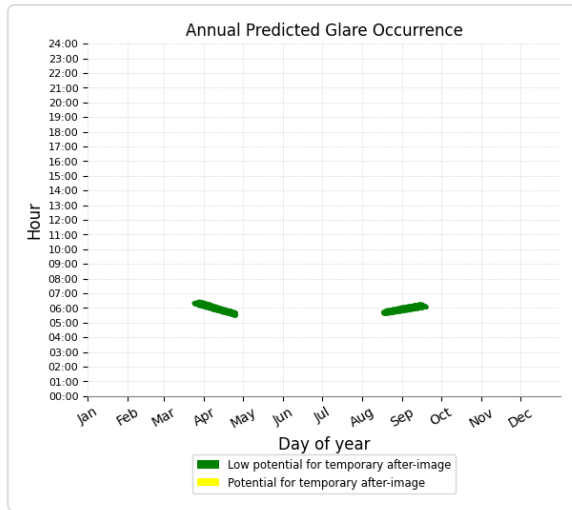
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	989	16.5	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	604	10.1	0	0.0

PV array 1 and FP 1

Receptor type: 2-mile Flight Path

0 minutes of yellow glare

989 minutes of green glare



PV array 1 and FP 2

Receptor type: 2-mile Flight Path

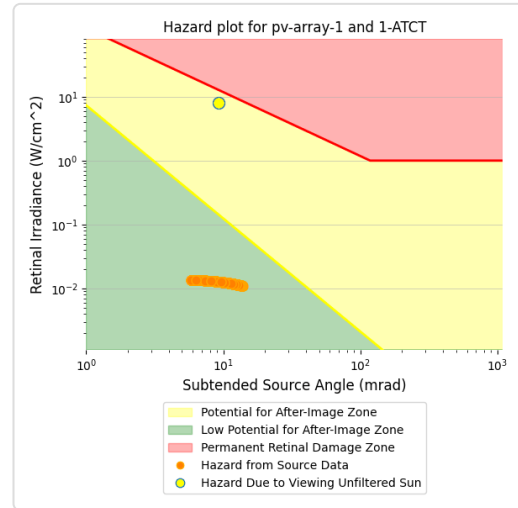
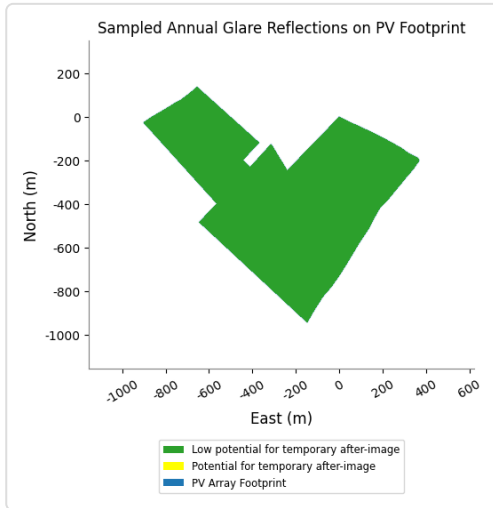
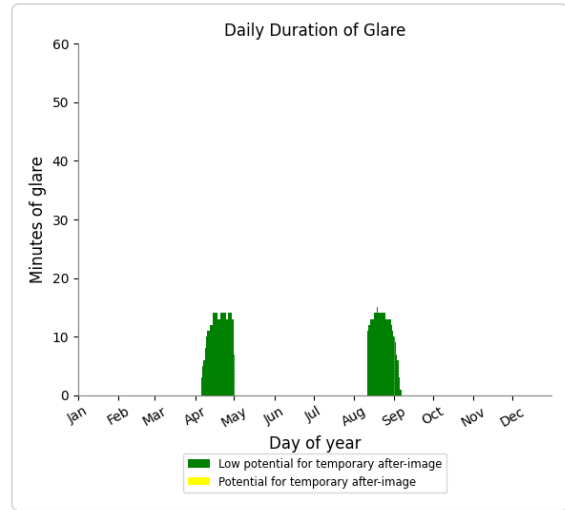
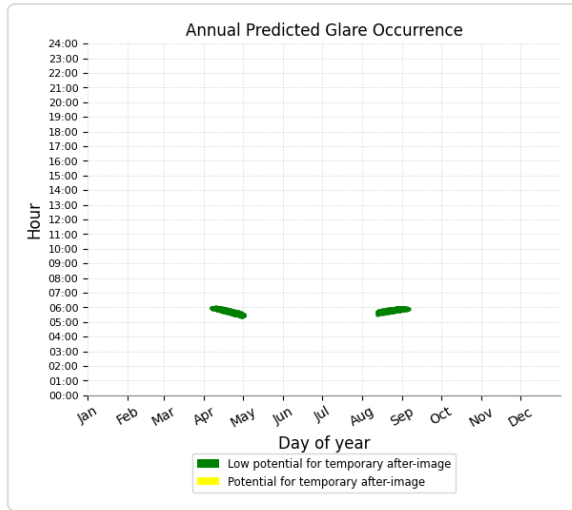
No glare found

PV array 1 and 1-ATCT

Receptor type: Observation Point

0 minutes of yellow glare

604 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.

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 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.