

Regione Siciliana



Comune di Ramacca
Città Metropolitana di Catania

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO



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 MARGHERITO	Data: 26/04/2023	Committente: SORGENIA RENEWABLES S.R.L. Via Alessandro Algardi, 4 - 20148 Milano (MI)	
Cantiere: IMPIANTO MARGHERITO C/DA MARGHERITO SOPRANO	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.....	5
2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84.....	8
2.5. Altezza e quota	9
2.6. Condizioni per l'avvio dell'iter valutativo	10
3. VERIFICA PRELIMINARE	14
4. ASSEVERAZIONE DI INCLUSIONE ITER VALUTATIVO	15
5. VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI.....	16
5.1. Analisi del fenomeno dell'abbagliamento.....	16
5.2. Metodologie di valutazione dell'impatto visivo	18
5.2.1. Riflettività dei moduli fotovoltaici	18
5.2.3. Analisi geometriche	20
5.3. Simulazione tramite software	20
5.4. Strutture aeroportuali alimentate dal sole	23
5.5. Conclusioni	24
ALLEGATI.....	25

1. PREMESSA

La Società Sorgenia Renewables S.R.L. ("SR" o "la Società") intende realizzare nel Comune di Ramacca (CT), in C/da Margheria Soprano, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica integrato da un sistema di accumulo Battery Energy Storage System (BESS), combinato con l'attività di coltivazione agricola.

L'impianto agrivoltaico, diviso in due macro blocchi (*Blocco A* e *Blocco B*), avrà una potenza DC complessiva installata di 35.635,60 kWp che andrà a sommarsi al sistema di accumulo (BESS) con potenza DC complessiva di 26.040,00 kW. L'energia prodotta sarà in parte immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) o in alternativa può essere utilizzata per la ricarica del BESS ed essere immessa nelle ore notturne o quando la rete lo richiede.

Le opere progettuali dell'impianto agrivoltaico, si possono così sintetizzare:

1. *Opere agricole*: impianto di carciofeto tra i moduli, in rotazione con ortive da pieno campo; impianto di eucalipto; impianto di pistacchieto; impianto di oliveto specializzato per la produzione di olio extra vergine di oliva; impianto di agrumeto specializzato per la produzione di arance; messa a dimora di colture di graminacee e leguminose da foraggio; installazione di arnie per la produzione di miele per favorire il pascolo apistico;
2. *Installazione di pannelli con sistema mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 35.635,60 kWp diviso in due macroblocchi: *Blocco A* e *Blocco B* ubicati nel Comune di Ramacca (CT);
3. *Sistema di accumulo Battery Energy Storage System (BESS)*, della potenza complessiva installata di 26.040 kWp di picco, avente una capacità di accumulo di 52.080 kW/h, ubicato nel *Blocco B*;
4. *Dorsale di collegamento interrata* in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dal *Blocco A* fino al Quadro Elettrico Generale, ubicato nel *Blocco B*. Il percorso della linea interrata si svilupperà su una strada privata, sempre nella disponibilità della società, per una lunghezza di circa 1.2 km;
5. *Nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 30/36 kV*, di proprietà della Società da realizzarsi all'interno del *Blocco B*;
6. *Dorsale di collegamento interrata* in alta tensione (36 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'intero impianto (*Blocco A + Blocco B*) alla sezione 36 kV della "SE RADDUSA 380". Il percorso della nuova linea interrata si svilupperà interamente su strada provinciale per una lunghezza di circa 13,17 km;
7. *Nuovo Stallo arrivo produttore a 36 kV facente parte della SE Terna* e di proprietà di quest'ultima.

Le opere di cui al precedente punto 1, 2, 3, 4 e 5 costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agrivoltaico. Le opere di cui al precedente punto 6 e 7 costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza per la connessione.

La superficie opzionata dalla società ai fini della costruzione del campo agrivoltaico ha un'estensione di circa 94 Ha, di cui circa 77 Ha ricadono nel *Blocco A* e circa 17 Ha ricadono nel *Blocco B*. Si ritiene utile evidenziare che oltre alle aree di cui sopra, l'impresa agricola che si

prenderà cura della coltivazione e conduzione dei terreni oggetto del campo agrivoltaico, avrà possibilità, se voluta, di estendere le coltivazioni sui terreni contigui al campo stesso, per ulteriore superficie agricola pari a circa 39,60 Ha, messi a disposizione dalla proprietà successivamente alla stipula di nuovi accordi.

Il *Blocco B* è suddiviso in ulteriori due *sotto-blocchi*, attraversati dalla S.P.103, che per convenienza chiameremo *Blocco B1* (circa 3,5 Ha) e *Blocco B2* (circa 13,5 Ha). Dal punto di vista agricolo, i terreni 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 m), consentendo la coltivazione tra le strutture di colture ortive e da erbaio, con l'impiego di mezzi meccanici agricoli tradizionali.

Con la soluzione proposta, si tenga presente che:

- su circa 94 ha (*superficie opzionata*), quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 17,32 ha (*circa il 18,09% della superficie totale*), il rapporto è dato dal prodotto dell'area del singolo tracker ($69,64 \text{ m}^2$) determinata come la proiezione al suolo dei moduli FV – tilt pari a 0° per il numero di tracker che compongono l'impianto (2.492);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, cabine di trasformazione e control room) è di circa 3,75 ha;
- invasi e corsi d'acqua 1,9 ha;
- la superficie occupata dal sistema di accumulo (BESS) è di circa 5.300 m^2 ;
- l'impianto sarà circondato da una fascia di vegetazione (produttiva) avente una larghezza minima di 10 mt:
 - fascia arborea perimetrale destinata alla produzione di olive da olio (Blocco A) circa 5 ha;
 - fascia arborea perimetrale destinata alla produzione di arance (Blocco B) circa 4,1 ha;
- coltivazione tra i moduli del carciofo, in rotazione con ortive da pieno campo (Blocco B) circa 8,2 ha;
- coltivazione di graminacee e leguminose da foraggio (Blocco A) circa 31,3 ha;
- rimboschimento di eucalipto (Blocco A) circa 15,4 ha;
- impianto di pistacchieto (Blocco A) circa 6,5 ha.

L'area di impianto è stata opzionata dalla Società, che ha stipulato un contratto preliminare di cessione del diritto di superficie con l'attuale proprietaria dei fondi oggetto dell'iniziativa.

Il Cavidotto in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra il *Blocco A* e il *Blocco B*, sarà posato lungo la stradella privata attualmente utilizzata dalla proprietà del fondo per la normale conduzione dei terreni, mentre il cavidotto interrato a 36 kV di collegamento tra il Quadro Generale di Alta Tensione del campo agrivoltaico e la Sezione a 36 kV della *Stazione Elettrica (SE RADDUSA 380)*, sarà posato lungo le seguenti strade provinciali: SP103, SP182, SP73, per poi finire la sua corsa nella SE Terna denominata RADDUSA 380, ubicata sempre nel Comune di Ramacca (Foglio di mappa 76, part. 48-47-90-46-153-149-148-104-152-122-84-49-91).

2. CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO

2.1. Società proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società SORGENIA RENEWABLES S.R.L., società a responsabilità limitata, costituita il 20 marzo 2018 le cui quote sono interamente di proprietà della Società SORGENIA SVILUPPO S.R.L. La Società ha sede legale ed operativa a Milano (MI), Via Alessandro Algardi n.4 - CAP 20148 ed è iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio di Milano Monza Brianza Lodi, con numero REA MI-2520666, Codice Fiscale e Partita IVA 10300050969. L'attività prevalente della Società è lo *sviluppo di impianti per la produzione di energia elettrica nonché di fonti e prodotti energetici di altra natura rinnovabili e non*.

Denominazione:	SORGENIA RENEWABLES S.R.L.
Indirizzo sede legale ed operativa:	Milano (MI), Via Alessandro Algardi n.4 - CAP 20148
Codice Fiscale e Partita IVA:	10300050969
Numero REA:	MI-2520666
Capitale Sociale:	€ 10.000,00
Socio Unico:	SORGENIA SVILUPPO S.R.L.
PEC:	sorgenia.renewables@legalmail.it

2.2. Localizzazione impianto

L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è ubicata interamente nel Comune di Ramacca (*Città metropolitana di Catania*), in Contrada Margherito Soprano, a circa 9 km ad ovest dal centro abitato di Ramacca. L'impianto, come già descritto in premessa, si svilupperà su un'area estesa per circa **94 Ha** (*superficie opzionata*).

Morfologicamente, le superfici delle aree di impianto risultano essere come di seguito specificate:

- Il *Blocco A* ha una quota media di progetto di 215 mt s.l.m. ed è caratterizzata da una superficie con immersione circa verso SSE. I valori di pendenza medi sono compresi tra 0% e 10%.
- Il *Blocco B* ha una quota media di progetto di 165 mt s.l.m. ed è caratterizzata da una superficie con immersione circa verso SSE. I valori di pendenza medi sono compresi tra 0% e 10%.

Per quanto riguarda l'accessibilità al *Blocco A* nonché al *Blocco B1* si individua la una strada privata ad uso del fondo agricolo che confluisce nella S.P.103. La stessa Strada Provinciale consente anche l'accesso al *Blocco B2* ubicato a sud della stessa strada provinciale e sulla quale è posizionato un passo carraio.

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

- Cartografia I.G.M. scala 1:50.000, fogli n°632 Valguarnera Caropepe e n.639 Caltagirone;
- Cartografia I.G.M. scala 1:25.000, tavolette n°632-II Raddusa e n.639-I Borgo Pietro Lupo;
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, n°632120-632150-632160-639030-639040.

La Società Sorgenia Renewables S.R.L. ha stipulato un *contratto preliminare di cessione del diritto di superficie* con l'attuale proprietaria dei fondi oggetto dell'iniziativa. Gli estremi catastali del terreno oggetto del suddetto contratto sono riassunti nella tabella successiva e ricadono interamente nel Comune di Ramacca (CT).

Comune	Foglio	Particella	Superficie totale <i>ha are ca</i>	Superficie opzionata <i>ha are ca</i>	Tipo di contratto
Ramacca	131	2	93.35.80	76.88.74	Diritto di superficie
Ramacca	131	8	20.59.37	03.63.90	Diritto di superficie
Ramacca	132	131	08.96.19	03.28.32	Diritto di superficie
Ramacca	132	161	00.55.38	00.55.38	Diritto di superficie
Ramacca	132	162	00.01.93	00.01.93	Diritto di superficie
Ramacca	132	163	07.70.63	07.70.63	Diritto di superficie
Ramacca	132	164	00.31.77	00.31.77	Diritto di superficie
Ramacca	132	165	01.75.20	01.75.20	Diritto di superficie

Tabella 1 – *Estremi catastali*

Pertanto, la superficie utilizzata per la realizzazione del campo agrivoltaico è pari a Ha 94.15.87.

2.3. Tipo di impianto

Il *layout di impianto*, compresa la disposizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, le apparecchiature elettriche e il sistema di accumulo (BESS) da installare all'interno dell'area identificata, è stato determinato sulla base di diversi criteri, conciliando il massimo sfruttamento dell'energia solare incidente con il rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali, in modo da ottenere un'architettura perfettamente contestualizzata con il paesaggio che circonda l'impianto.

In fase di progettazione si è pertanto tenuto conto delle seguenti necessità:

- Realizzare una viabilità interna non invasiva lungo tutto il confine del campo, avente una larghezza di circa 4 mt, in modo da rispettare una distanza minima di 15 m tra il confine stesso e le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, in alcuni punti tale distanza supera i 400 mt;
- Installare delle strutture portamoduli (tracker) che si adattano perfettamente all'orografia del terreno, in modo da evitare lavori di movimento terra;
- Realizzare delle piazzuole interne al campo di superficie adeguata, per agevolare le operazioni di manutenzione dell'impianto e delle colture messe a dimora nell'area di impianto;
- Realizzare un sistema BESS, avente una capacità di accumulo di 26.040 kW di picco, con la possibilità di immettere in rete energia elettrica anche durante le ore notturne, infatti il sistema riesce ad accumulare una quantità di energia di 52.080 kW/h, pari a 26.040 kW per 2 ore di utilizzo, tradotto in termini numerici si possono alimentare circa 9.000 unità abitative per 2 ore consecutive senza il contributo della luce solare;
- Realizzare un edificio di controllo e un ricovero per mezzi agricoli, con la possibilità di riconvertirlo in un edificio per una prima lavorazione dei prodotti agroalimentari provenienti dell'attività agricola;

- Realizzare un impianto di carciofeto tra i moduli, in rotazione con ortive da pieno campo;
- Messa a dimora di colture di graminacee e leguminose da foraggio;
- Realizzare un impianto di eucalipto;
- Realizzare un impianto di pistacchieto;
- Realizzare un oliveto specializzato per la produzione di olio extra vergine di oliva;
- Realizzare un agrumeto specializzato per la produzione di arance;
- Favorire il pascolo apistico;
- Installare delle arnie per la produzione di miele;
- Ridurre la superficie occupata dai moduli fotovoltaici, utilizzando moduli ad alta resa;
- Installare delle colonnine per la ricarica di automobili e dei mezzi d'opera utilizzati per i lavori agricoli, sempre nell'ottica di massimizzare l'integrazione dell'impianto nel contesto di tutela ambientale.

Il Campo, nel dettaglio è diviso nel seguente modo:

DATI SOTTOCAMPI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Descrizione	N. tracker	N. moduli	Pdc (kWp)	Pac (kW)	Huaway – SUN2000-215 KTL
Sottocampo 1	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 2	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 3	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 4	237	6.162	3.389,10	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 5	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 6	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 7	224	5.824	3.203,20	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 8	238	6.188	3.403,40	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 9	238	6.188	3.403,40	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 10	112	2.912	1.601,60	1.400	n.7 inverter
Sottocampo 11	238	6.188	3.403,40	2.800	n.14 inverter
Sottocampo 12	85	2.210	1.215,50	1.000	n.5 inverter
Totale	2492	64.792	35.635,60	30.400	152

DATI BESS (Battery Energy Storage System)

Descrizione	N. Batterie	Pdc. Batteria (kWp)	N. Ore di accumulo	Potenza in kw/h cumulabile
Blocco 1	2	3.720	2	7.440
Blocco 2	2	3.720	2	7.440
Blocco 3	2	3.720	2	7.440
Blocco 4	2	3.720	2	7.440
Blocco 5	2	3.720	2	7.440
Blocco 6	2	3.720	2	7.440
Blocco 7	2	3.720	2	7.440
Totale	14	26.040		52.080

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 6 | 25

Ogni stringa è composta da 26 moduli, per un totale di 64.792 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 minima 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.

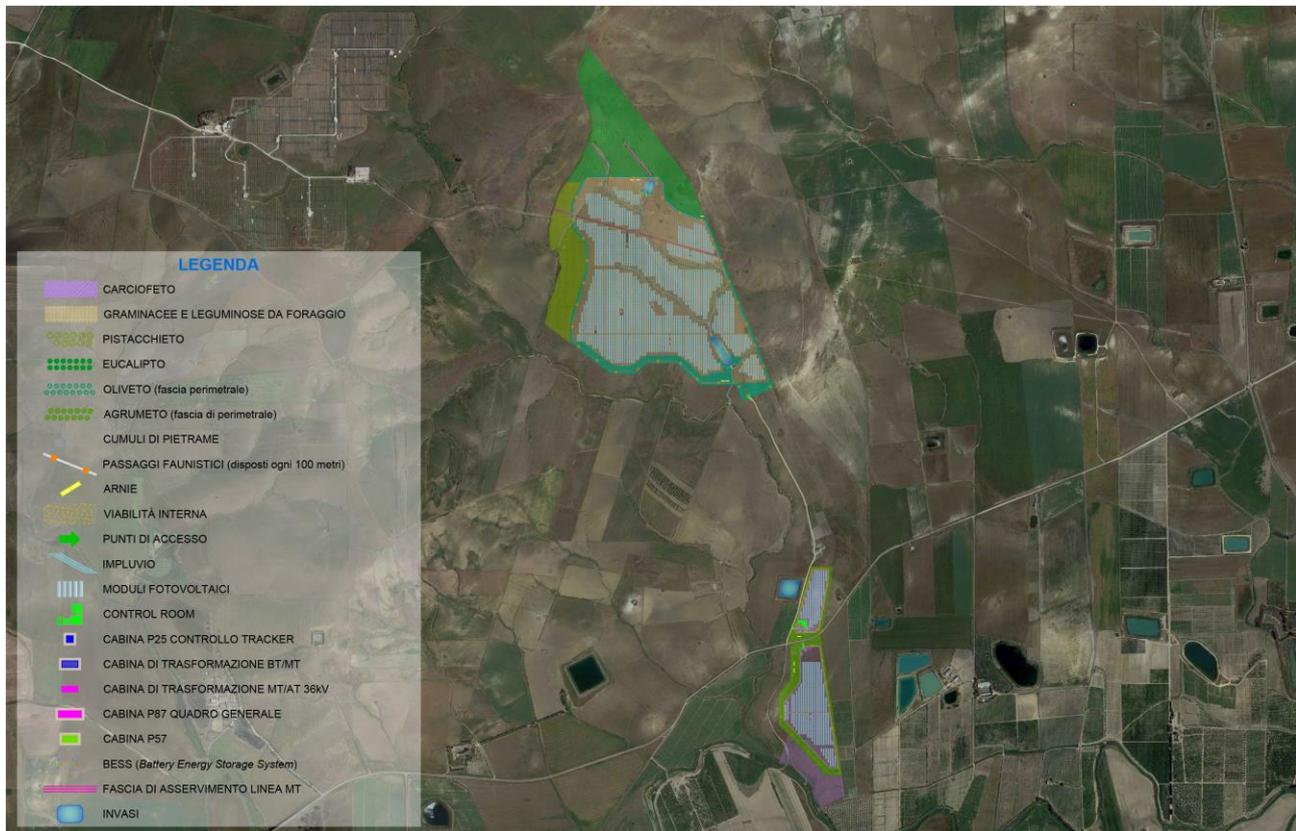


Figura 1 – Layout impianto agrivoltaico

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

- N°12 unità di generazione di diversa potenza, costituite da moduli fotovoltaici. Con una potenza totale installata è pari a 35.635,60 kWp, per un totale di 64.792 moduli fotovoltaici;
- N°152 unità di conversione da 200 kW, dove avviene la conversione DC/AC;
- N°12 trasformatori elevatori 0,4/30 kV, dove avviene il cambio di tensione da bassa in media;
- N°3 cabina di raccolta di Media Tensione;
- N° 7 unità di accumulo composte da 2 batterie per unità aventi una potenza di 3.720 kWp, per una capacità di accumulo totale di 52.080 kW/h;
- N° 1 Edificio Magazzino/Sala Controllo;
- N° 1 Stazione Elettrica di Trasformazione MT/AT (30/36 kV).

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 7 | 25

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 Agrivoltaico alla Cabina di Trasformazione MT/AT;
- N° 1 cavidotto AT a 36 kV in cavo interrato per la connessione del Campo Agrivoltaico alla Sezione 36 kV della Stazione Elettrica *SE RADDUSA 380* (si faccia riferimento al progetto definitivo dell'Impianto di Utenza).

Opere civili di servizio, costituite principalmente da basamenti cabine, edifici prefabbricati, opere di viabilità, posa cavi, recinzione, fosso di guardia e invasi artificiali.

2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84

Il baricentro dei due Blocchi che costituiscono l'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	H media (s.l.m.)
Parco Agrivoltaico Blocco A	37° 23' 32.23" N	14° 35' 4.77" E	215 mt
Parco Agrivoltaico Blocco B	37° 22' 38.84" N	14° 35' 32.04" E	165 mt
Area SE Raddusa 380	37° 28' 9.53" N	14° 35' 15.33" E	229 mt

Tabella 2 – Coordinate assolute



Figura 2 – Ubicazione area di impianto dal satellite

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 8 | 25

2.5. Altezza e quota

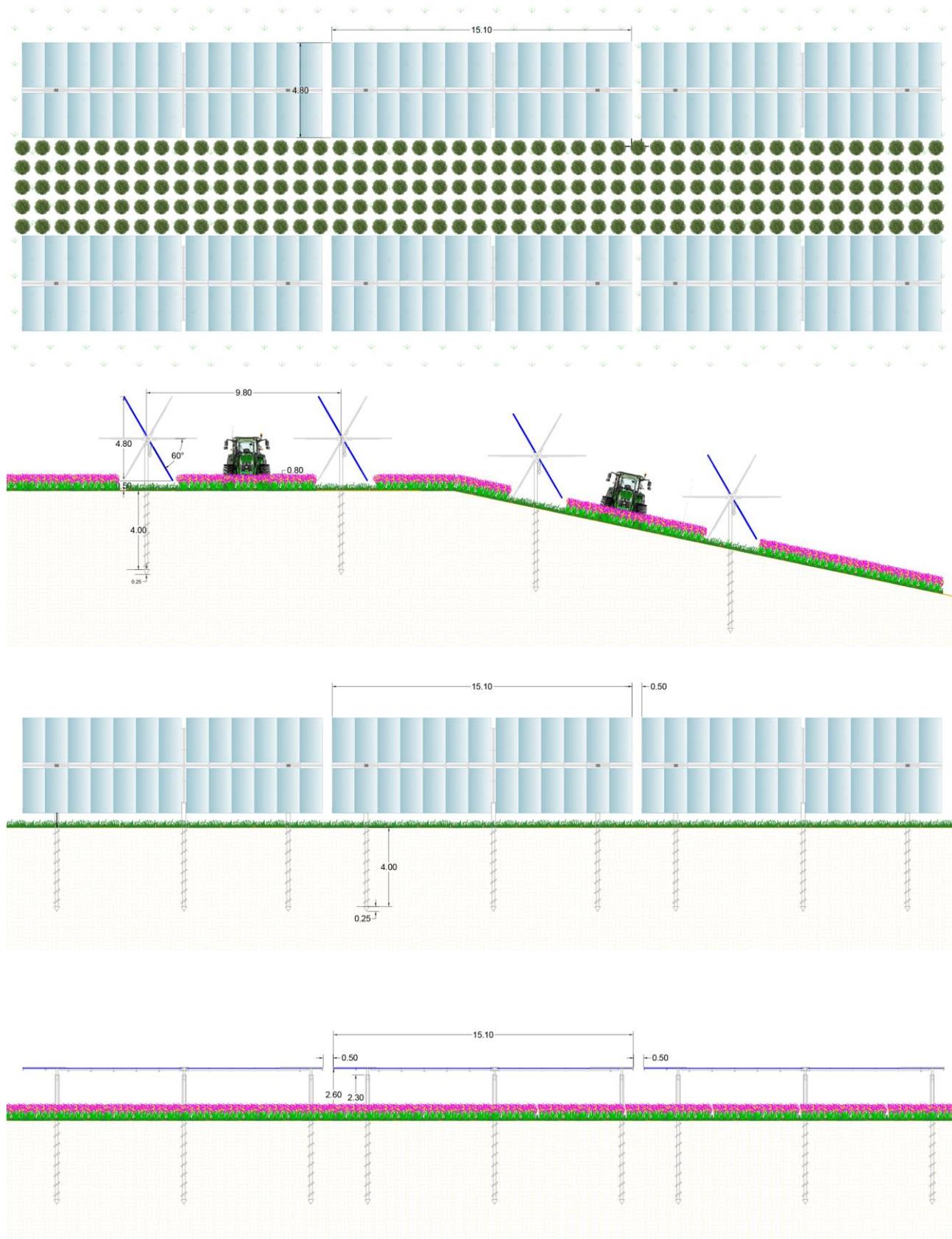


Figura 3 – Altezza e quota dei moduli fotovoltaici

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 25

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), 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 minimo 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.

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. L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perchè il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari. L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa. L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo tale che lo spazio libero tra il piano campagna ed i moduli, alla massima inclinazione ($\pm 55^\circ$), non sia mai inferiore a 0,50 m, per agevolare la fruizione del suolo per le attività agricole. Di conseguenza, l'altezza massima raggiunta dai moduli è circa 4,80 m (in corrispondenza della massima inclinazione dei moduli).

2.6. Condizioni per l'avvio dell'iter valutativo

Facendo riferimento alla guida "Verifica Preliminare" ENAC (aggiornata al 16 febbraio 2015), si legge che *sono da sottoporre a valutazione di compatibilità per il rilascio dell'autorizzazione dell'ENAC, i nuovi impianti/manufatti e le strutture che risultano:*

- interferire con specifici settori definiti per gli aeroporti civili con procedure strumentali;*
- prossimi ad aeroporti civili privi di procedure strumentali;*

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 25

- c. *prossimi ad avio ed elisuperfici di pubblico interesse;*
- d. *di altezza uguale o superiore ai 100 m dal suolo o 45 m sull'acqua;*
- e. *interferire con le aree di protezione degli apparati COM/NAV/RADAR (BRA – Building Restricted Areas - ICAO EUR DOC 015);*
- f. *costituire, per la loro particolarità opere speciali - potenziali pericoli per la navigazione aerea (es: aerogeneratori, impianti fotovoltaici o edifici/strutture con caratteristiche costruttive potenzialmente riflettenti, impianti a biomassa, etc.)*

Dalle analisi svolte si evidenzia che, in riferimento, ad avio ed elisuperfici:

- ❖ Ad est dell'impianto in progetto, si trova l'Aviosuperficie **"Ramacca Margherito"** ad una distanza inferiore a 15 km (circa 2.4 km in linea d'aria).

Pertanto, l'impianto ricade, per la suddetta aviosuperficie, 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.

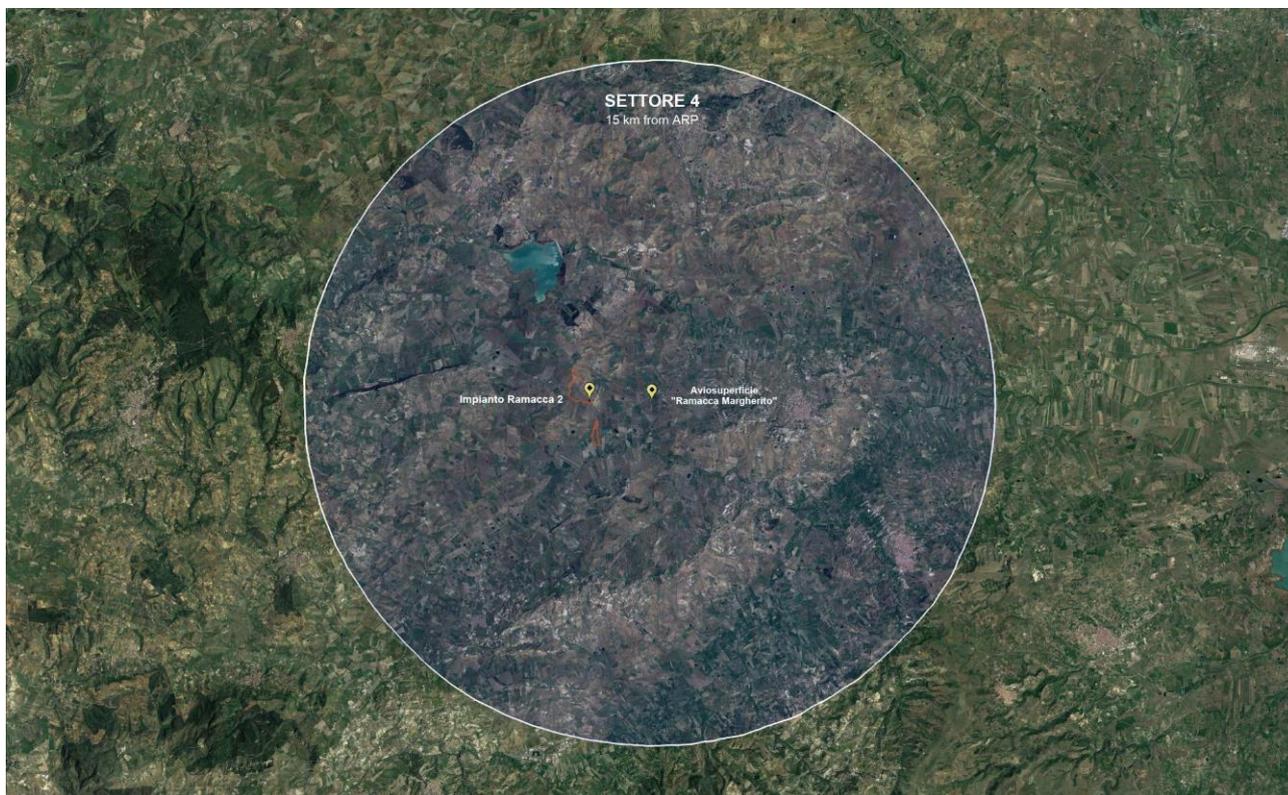


Figura 4 – Ubicazione dell'aviosuperficie "Ramacca Margherito" rispetto all'impianto in progetto. Evidenziato il Settore 4 (settore in cui ricade l'impianto).

Dalle analisi svolte si evidenzia inoltre che, in riferimento, agli aeroporti:

- ❖ Ad est dell'impianto in progetto, si trova l'ARP (Airport Reference Point) **"Cosimo Di Palma" di Sigonella** ad una distanza inferiore a 45 km (circa 28 km in linea d'aria).
- ❖ A nord-est dell'impianto in progetto, si trova l'ARP (Airport Reference Point) **"Vincenzo Bellini" Catania-Fontanarossa** ad una distanza inferiore a 45 km (circa 42 km in linea d'aria).
- ❖ A sud dell'impianto in progetto, si trova l'ARP (Airport Reference Point) **"Pio La Torre" di Comiso** ad una distanza inferiore a 45 km (circa 43 km in linea d'aria).

Pertanto, l'impianto ricade, per i suddetti aeroporti di riferimento, all'interno del **"Settore 5"**. Testualmente si legge:

Settore 5: area circolare con centro nell' ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) 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 impianti/manufatti e le strutture con altezza dal suolo (AGL) uguale o superiore a:

(e) 45 m; oppure:

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

(NB.: Si definisce centro abitato secondo il nuovo Codice della strada (D.Lgs. 30 aprile 1992, n. 285), all'Art. 3 come «insieme di edifici, delimitato lungo le vie di accesso dagli appositi segnali di inizio e fine. Per insieme di edifici si intende un raggruppamento continuo, ancorché intervallato da strade, piazze, giardini o simili, costituito da non meno di venticinque fabbricati e da aree di uso pubblico con accessi veicolari o pedonali sulla strada»

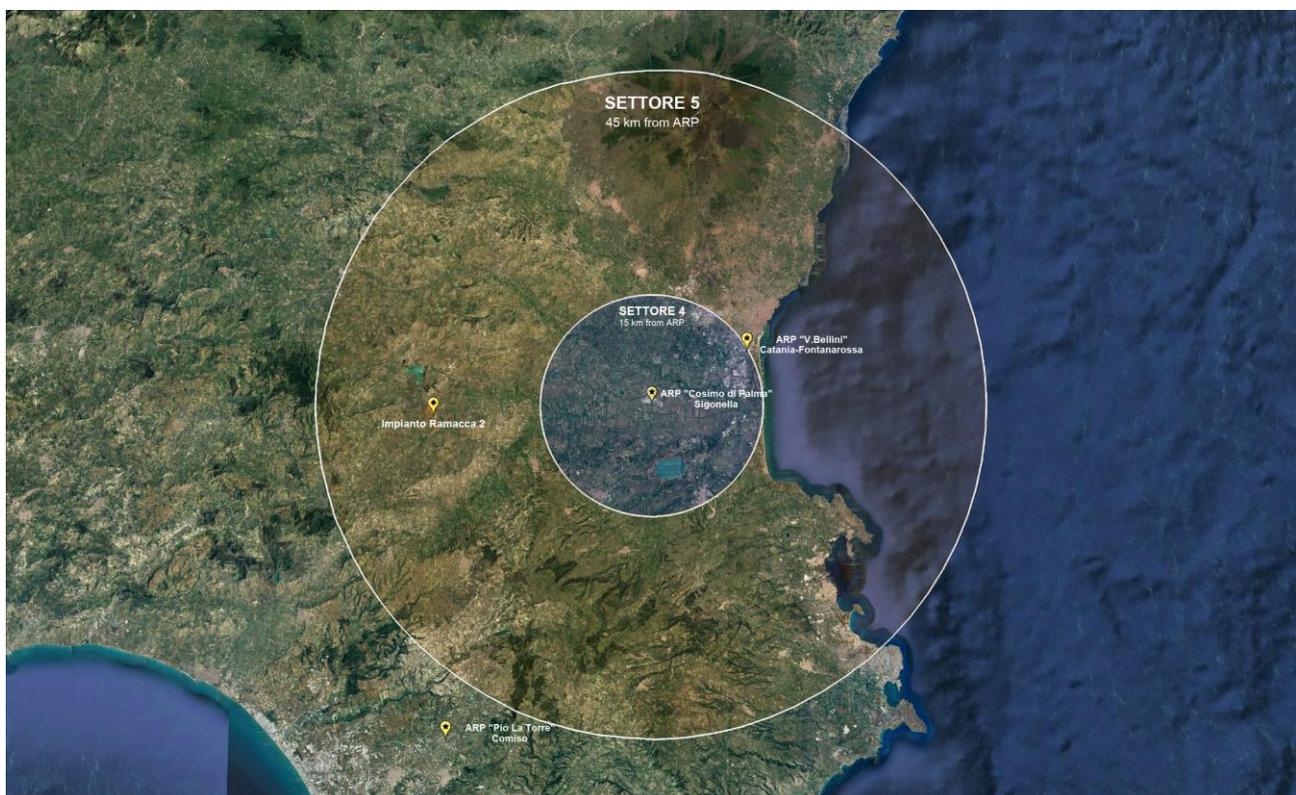


Figura 5 – Ubicazione dell'ARP "Cosimo di Palma" di Sigonella rispetto all'impianto in progetto. Evidenziato il Settore 5 (settore in cui ricade l'impianto).

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 12 | 25

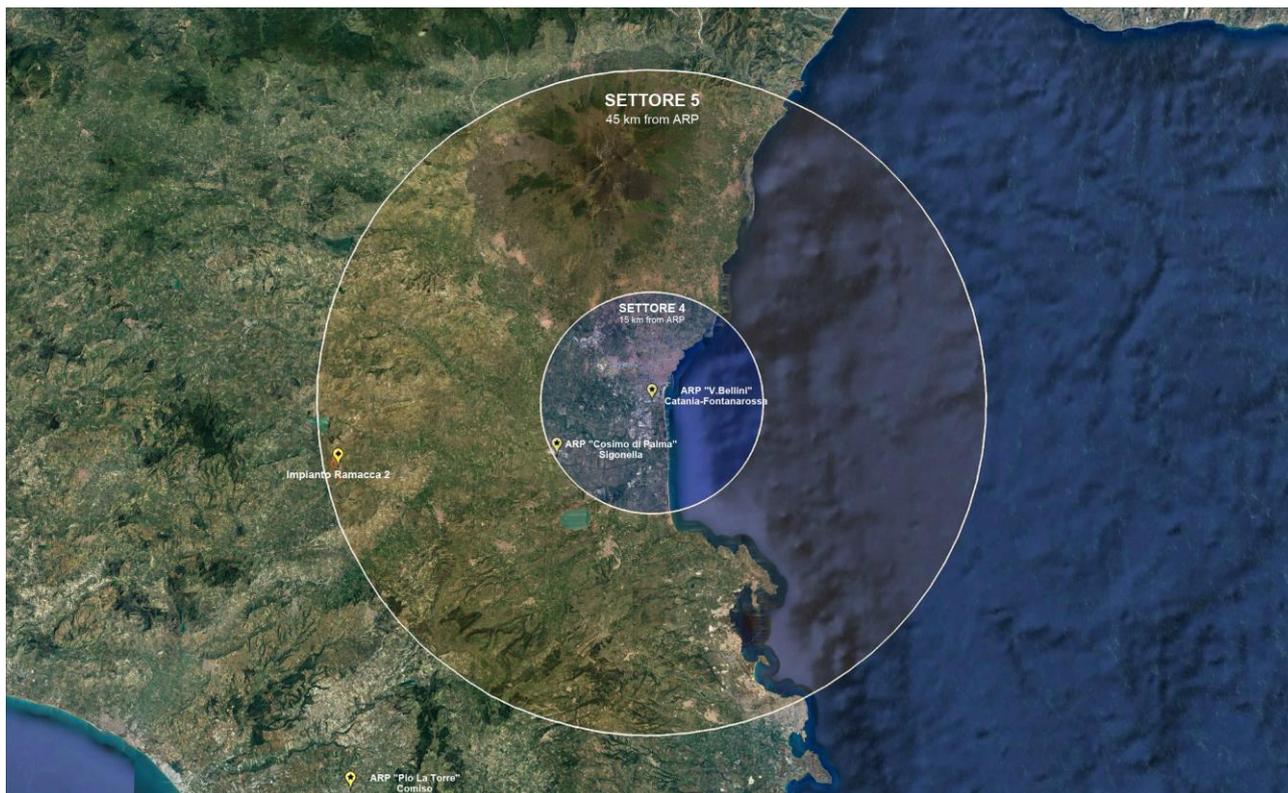


Figura 6 – Ubicazione dell'ARP "Vincenzo Bellini" Catania-Fontanarossa rispetto all'impianto in progetto. Evidenziato il Settore 5 (settore in cui ricade l'impianto).

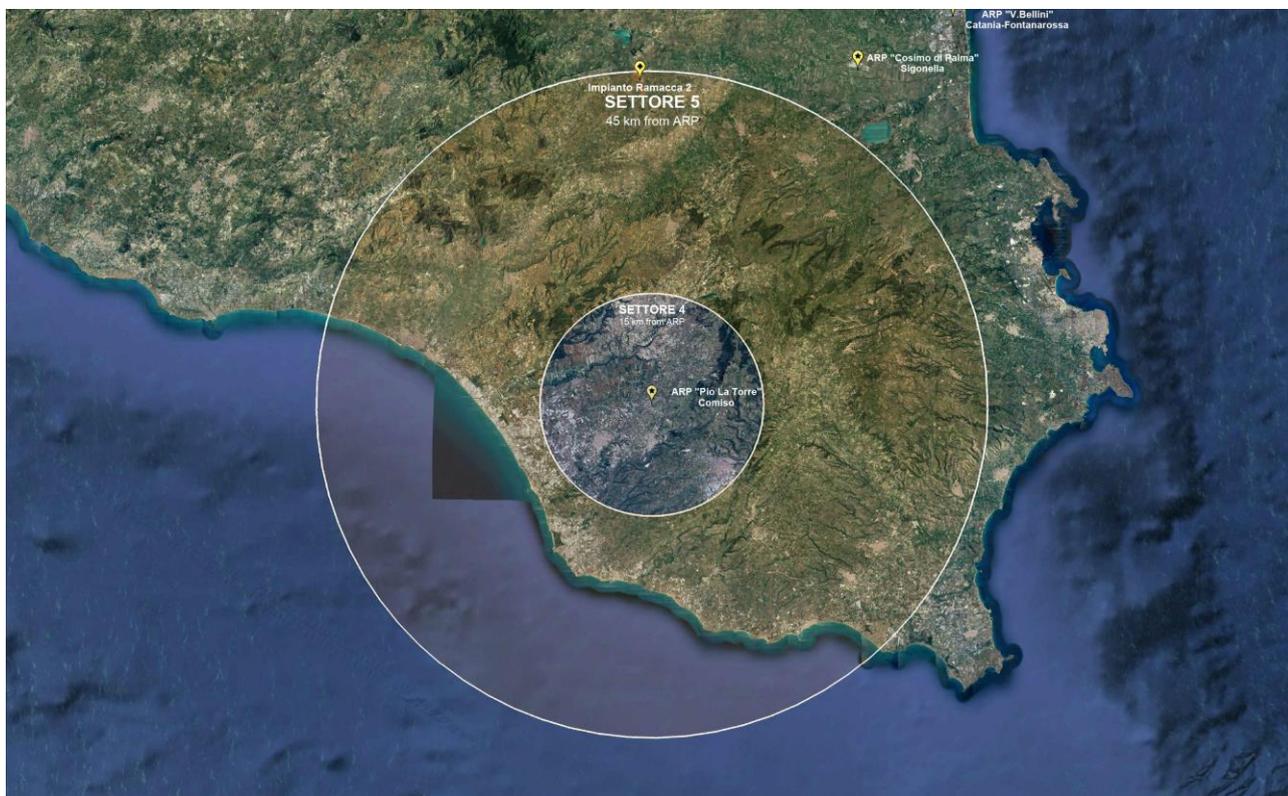


Figura 7 – Ubicazione dell'ARP "Pio La Torre" di Comiso rispetto all'impianto in progetto. Evidenziato il Settore 5 (settore in cui ricade l'impianto).

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 13 | 25

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 (successive Tabelle) riporta sia per il *Blocco A* che per il *Blocco B* 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:	SORGENIA RENEWABLES		Cognome/Rag.	S.R.L.		
C.F./P.IVA:	10300050969		Comune	MILANO		
Provincia	MI		CAP:	20148		
Indirizzo:	VIA ALESSANDRO ALGARDI		N° Civico:	4		
Mail:			PEC:	sorgenia.renewables@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-RAMACCA-C/DA MARGHERITO SOPRANO			
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	37° 23' 32.23" N	14° 35' 4.77" E	215.0 m	4.8 m	219.8 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)						
2	37° 22' 38.84" N	14° 35' 32.04" E	165.0 m	4.8 m	169.8 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 3 – Report interferenze. Blocco A e Blocco B.

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 agrivoltaico denominato *"Ramacca 2 – C/da Margherito Soprano"* si trova, rispetto l'Aviosuperficie *"Ramacca Margherito"* ad una distanza inferiore a 15 km (circa 2.4 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 le attività dichiarate per la suddetta Aviosuperficie sono: turistica, privata, protezione civile, corpo forestale, paracadutismo, volo a vela, VDS;
- 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 Sorgenia Renewables 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:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 15 | 25

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 astenopeici 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 8 – Esempi tipici di abbagliamento causato da ampie superficie riflettenti
(Fonte immagine sito: <https://www.pagerpower.com/news/glint-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 **luccichio** (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.

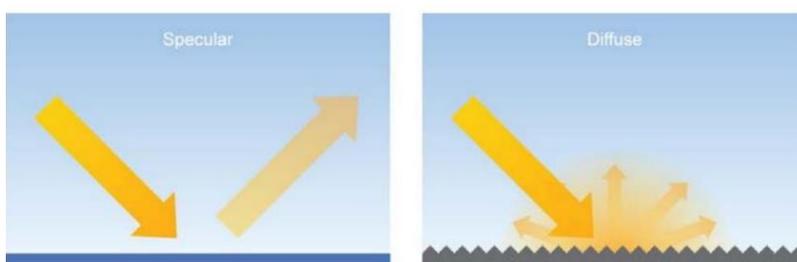


Figura 9 – Riflessione speculare e diffusa

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

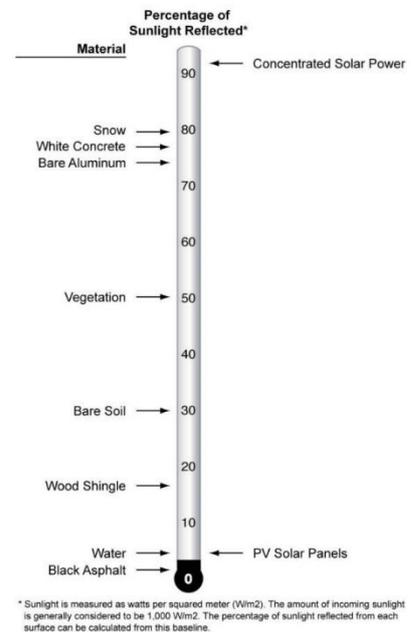


Figura 10 – Grafico della scala di riflettività (ACRP synthesis 28 "Investigating safety of Energy Technologies on Airports and Aviation, Federal Aviation Administration, 2011)

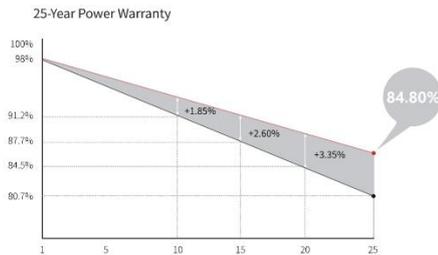
Per tale motivo la società intende utilizzare pannelli LONGI Solar. La LONGI Green Energy Technology (LONGI Solar) produce moduli fotovoltaici (PV) conformi a molti standard internazionali inclusa IEC 61215:2016 (qualificazione del progetto e approvazione del tipo) e IEC 61730:2016 (Qualifica di sicurezza 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

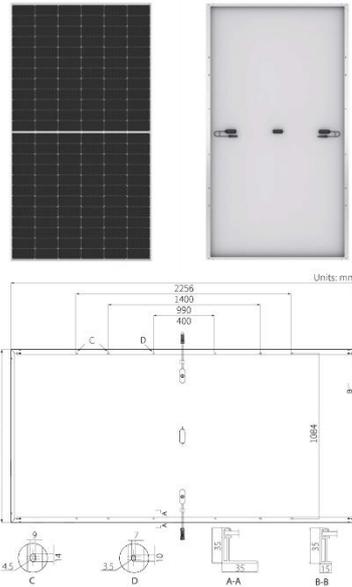
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



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
Voc and Isc 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 Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-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:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.



Pag. 19 | 25

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.

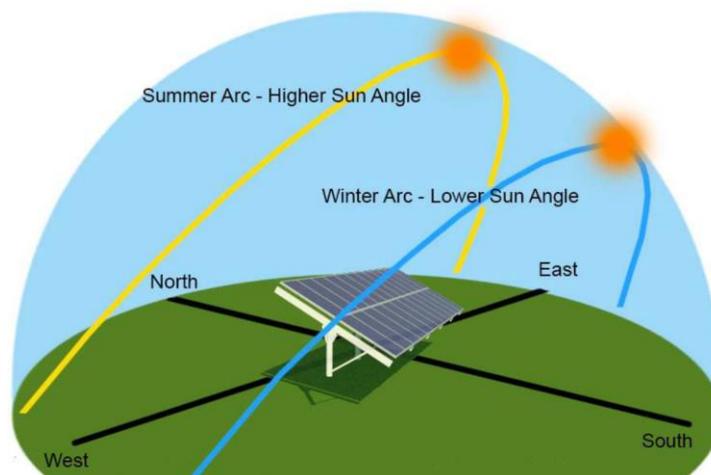


Figura 11 – Percorso del sole sulla volta celeste
 Fonte immagine Innovision, Solar Photovoltaic Glint & Glare Study Aviation Specific, October 2019)

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. 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:

Committente:	Progettista:	Pag. 20 25
SORGENIA RENEWABLES S.R.L.	 AP engineering	

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.

L'aviosuperficie più vicina all'area in progetto è quella di "Ramacca Margherito" posta a circa 2,4 km in linea d'aria dall'impianto. La stessa, oltre ad avere un traffico aereo basso (l'attività dichiarata è: turistica, privata, protezione civile, corpo forestale, paracadutismo, volo a vela, VDS) è priva di torre di controllo. Pertanto, in riferimento agli elementi richiesti per le valutazioni analitico-geometriche tramite software, si è analizzato il progetto in relazione all'aeroporto più vicino "Cosimo Di Palma" di Sigonella a circa 28 km in linea d'aria ad est dall'impianto.

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: IMPIANTO AGRIVOLTAICO "Ramacca 2" POTENZA NOMINALE

IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO

Site configuration: **IMPIANTO AGRIVOLTAICO Ramacca 2**

Client: SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Site description: IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO

Created 07 Dec, 2022

Updated 12 Dec, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 80753.14272

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	
BLOCCO A	SA tracking	SA tracking	110	1.8	0	0.0	66,800,000.0
BLOCCO B	SA tracking	SA tracking	273	4.5	0	0.0	14,140,000.0

BLOCCO A - Receptor (FP 2)

PV array is expected to produce the following glare for observers on this flight path:

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

BLOCCO B - Receptor (FP 2)

PV array is expected to produce the following glare for observers on this flight path:

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

Figura 12 – Dati iniziali progetto e risultato della simulazione tramite ForgeSolar

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 22 | 25

Sono stati considerati due punti recettori:

- 1) Braccio 1 (FP1) aeroporto “Cosimo Di Palma” orientamento N/O
- 2) Braccio 2 (FP2) aeroporto “Cosimo Di Palma” orientamento S/E

L’impianto (*Blocco A* e *Blocco B*) è stato analizzato in relazione ai due 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 Blocco A**
 - Braccio 2 (FP2) aeroporto “Cosimo di Palma” 110 minuti/anno di abbagliamento “verde” nei mesi da Marzo ad Aprile e da Settembre ad Ottobre;
- **PV array 2 Blocco B**
 - Braccio 2 (FP2) aeroporto “Cosimo di Palma” 353 minuti/anno di abbagliamento “verde” nei mesi da Marzo ad Aprile e da Settembre ad Ottobre.

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 13 – Aeroporto Berlin - Neuhardenberg



Figura 14 – 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, 26.04.2023

ALLEGATI

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 25 | 25

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **IMPIANTO AGRIVOLTAICO "Ramacca 2" POTENZA NOMINALE**

IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO

Site configuration: **IMPIANTO AGRIVOLTAICO Ramacca 2**

Analysis conducted by alberto pilati (a.pilati@ap-engineering.eu) at 12:50 on 07 Dec, 2022.

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)	PASS	Flight path receptor(s) do not receive yellow glare
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: 80753.14272
Methodology: V2



PV Array(s)

Name: BLOCCO A

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: 55.0°

Resting angle: 0.0°

Rated power: 29415.0 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	37.402126	14.581144	287.99	2.63	290.62
2	37.396348	14.586530	242.82	2.63	245.45
3	37.388768	14.590345	203.55	2.63	206.18
4	37.388223	14.589121	186.44	2.63	189.07
5	37.388734	14.588821	182.64	2.63	185.27
6	37.388649	14.586933	189.48	2.63	192.11
7	37.389450	14.586182	204.98	2.63	207.61
8	37.389791	14.583972	209.41	2.63	212.04
9	37.389280	14.583263	205.67	2.63	208.30
10	37.389297	14.581993	204.19	2.63	206.82
11	37.390997	14.579135	199.40	2.63	202.03
12	37.393793	14.580058	206.99	2.63	209.62
13	37.394151	14.579414	207.48	2.63	210.11
14	37.395235	14.579373	226.58	2.63	229.21
15	37.396326	14.579995	244.17	2.63	246.80
16	37.397230	14.580746	256.00	2.63	258.63
17	37.398406	14.581433	272.46	2.63	275.09
18	37.399258	14.581411	282.61	2.63	285.24
19	37.400025	14.580961	286.16	2.63	288.79
20	37.400605	14.580789	287.20	2.63	289.83
21	37.401374	14.580867	289.35	2.63	291.98

Name: BLOCCO B
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: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Rated power: 6220.5 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	37.381461	14.592266	176.55	2.63	179.18
2	37.381469	14.593296	173.52	2.63	176.15
3	37.378920	14.592759	169.02	2.63	171.65
4	37.378528	14.592834	166.30	2.63	168.93
5	37.372258	14.593927	156.72	2.63	159.35
6	37.371883	14.592575	158.91	2.63	161.54
7	37.372403	14.592414	159.36	2.63	161.99
8	37.372983	14.592232	159.71	2.63	162.34
9	37.373486	14.591395	158.51	2.63	161.14
10	37.373764	14.590783	159.56	2.63	162.19
11	37.374779	14.591155	160.39	2.63	163.02
12	37.374966	14.590748	161.98	2.63	164.61
13	37.376237	14.590508	168.95	2.63	171.58
14	37.377011	14.591206	164.59	2.63	167.22
15	37.378511	14.591091	168.01	2.63	170.64

Flight Path Receptor(s)

Name: FP 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 99.0°
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	37.403070	14.909722	24.01	15.24	39.25
Two-mile	37.407573	14.873728	29.57	178.37	207.94

Name: FP 2

Description:

Threshold height: 15 m

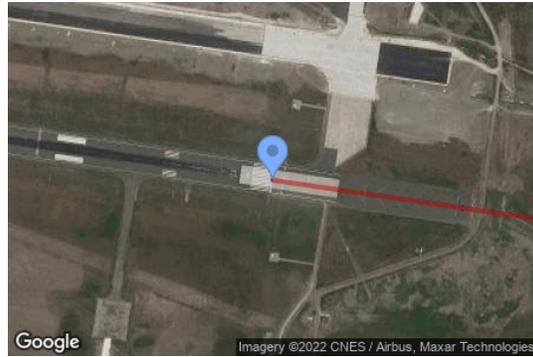
Direction: 278.4°

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	37.400140	14.934860	20.12	15.24	35.36
Two-mile	37.395941	14.970911	16.55	187.49	204.04

Route Receptor(s)

Name: SP 103

Path type: Two-way

Observer view angle: 50.0°

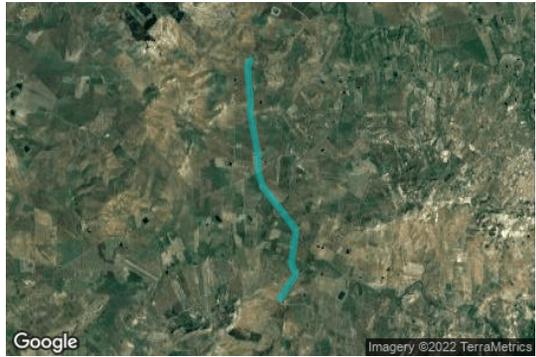
Note: Route receptors are excluded from this FAA policy review. Use the 2-mile flight path receptor to simulate flight paths according to FAA guidelines.



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.373077	14.576694	176.64	0.00	176.64
2	37.372991	14.577960	173.27	0.00	173.27
3	37.373077	14.579248	171.59	0.00	171.59
4	37.374441	14.584183	168.30	0.00	168.30
5	37.375123	14.585406	168.59	0.00	168.59
6	37.376282	14.586286	168.11	0.00	168.11
7	37.377954	14.589032	167.36	0.00	167.36
8	37.378278	14.590448	165.32	0.00	165.32
9	37.378542	14.591998	169.26	0.00	169.26
10	37.378687	14.592545	168.24	0.00	168.24
11	37.379454	14.593425	167.60	0.00	167.60
12	37.381654	14.595468	164.81	0.00	164.81
13	37.382038	14.596048	165.44	0.00	165.44
14	37.382669	14.598011	161.97	0.00	161.97
15	37.383903	14.601680	157.24	0.00	157.24
16	37.385727	14.607667	156.89	0.00	156.89
17	37.387194	14.610928	156.37	0.00	156.37
18	37.388496	14.613894	157.40	0.00	157.40

Name: SP 182
Path type: Two-way
Observer view angle: 50.0°

Note: Route receptors are excluded from this FAA policy review. Use the 2-mile flight path receptor to simulate flight paths according to FAA guidelines.



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.414366	14.611445	170.35	0.00	170.35
2	37.412918	14.610802	167.68	0.00	167.68
3	37.408145	14.611252	170.62	0.00	170.62
4	37.404019	14.611700	182.48	0.00	182.48
5	37.402963	14.611421	179.10	0.00	179.10
6	37.397126	14.612794	157.83	0.00	157.83
7	37.392506	14.613772	167.29	0.00	167.29
8	37.388534	14.613965	157.46	0.00	157.46
9	37.385344	14.615099	154.81	0.00	154.81
10	37.380775	14.619562	153.75	0.00	153.75
11	37.375408	14.624694	151.12	0.00	151.12
12	37.374607	14.624801	149.25	0.00	149.25
13	37.369452	14.623951	143.08	0.00	143.08
14	37.367562	14.623630	145.91	0.00	145.91
15	37.364869	14.624725	152.89	0.00	152.89
16	37.364340	14.624467	154.44	0.00	154.44
17	37.359258	14.620283	190.24	0.00	190.24

GLARE ANALYSIS RESULTS

Summary of Glare

PV Array Name	Tilt (°)	Orient (°)	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy kWh
BLOCCO A	SA tracking	SA tracking	1,243	0	66,800,000.0
BLOCCO B	SA tracking	SA tracking	5,043	72	14,140,000.0

Total annual glare received by each receptor

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	463	0
SP 103	3624	72
SP 182	2199	0

Results for: BLOCCO A

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	110	0
SP 103	81	0
SP 182	1052	0

Flight Path: FP 1

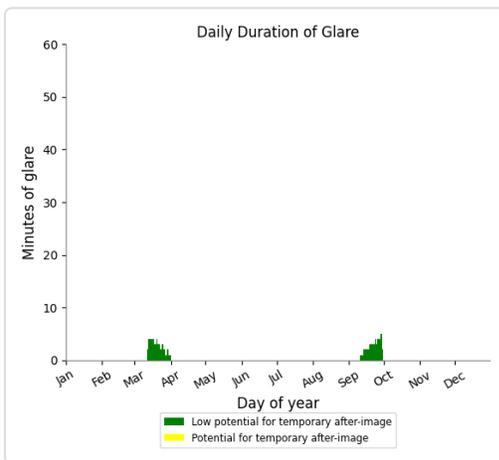
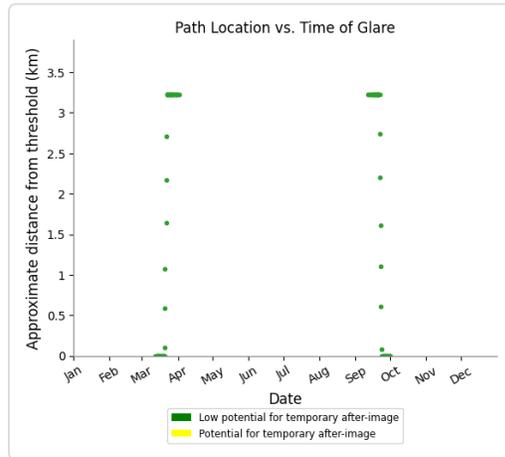
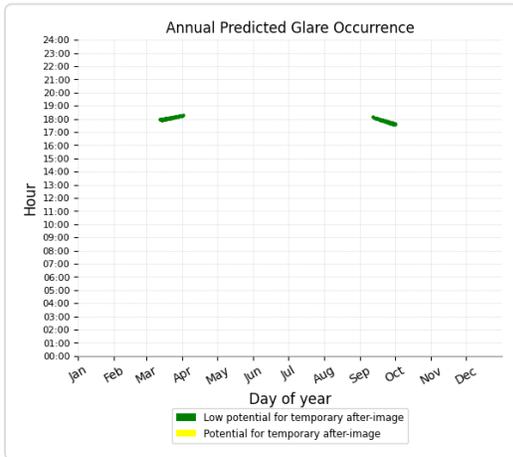
0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Flight Path: FP 2

0 minutes of yellow glare

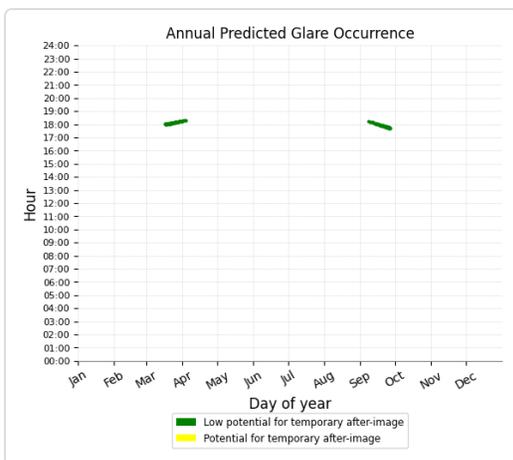
110 minutes of green glare



Route: SP 103

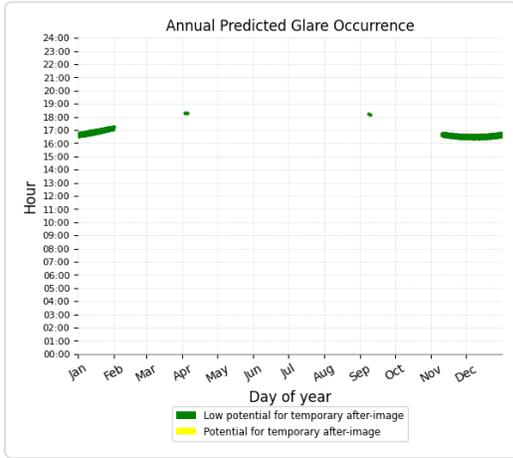
0 minutes of yellow glare

81 minutes of green glare



Route: SP 182

0 minutes of yellow glare
 1052 minutes of green glare



Results for: BLOCCO B

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	353	0
SP 103	3543	72
SP 182	1147	0

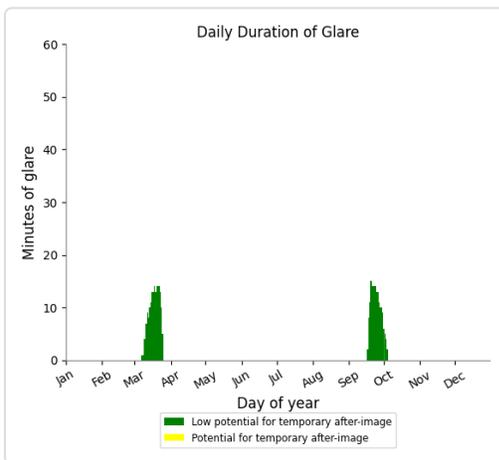
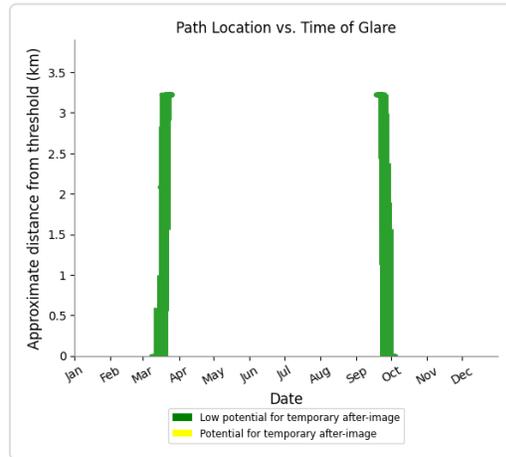
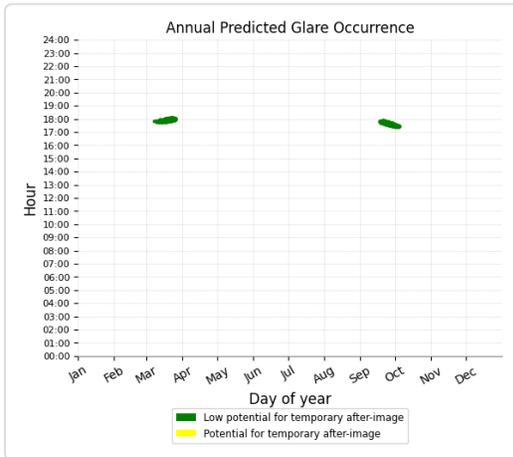
Flight Path: FP 1

0 minutes of yellow glare
 0 minutes of green glare

Flight Path: FP 2

0 minutes of yellow glare

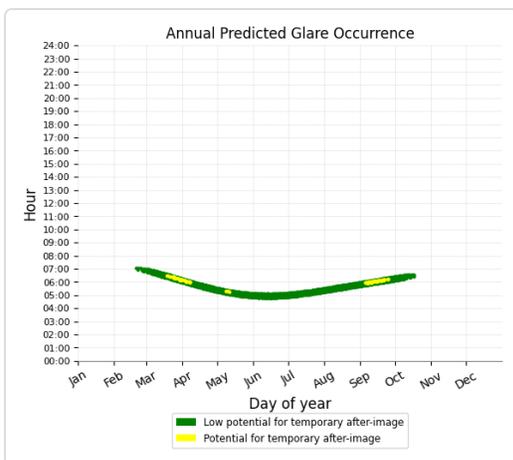
353 minutes of green glare



Route: SP 103

72 minutes of yellow glare

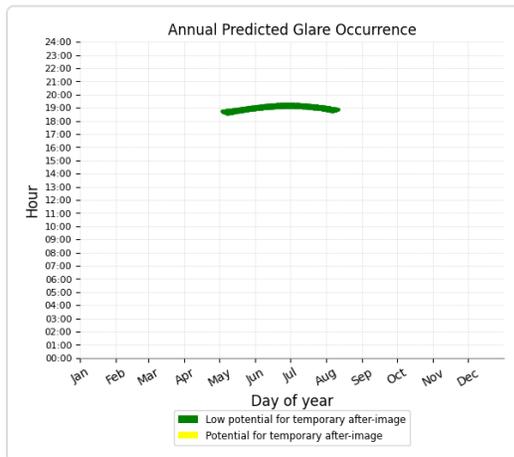
3543 minutes of green glare



Route: SP 182

0 minutes of yellow glare

1147 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.