

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO PER LA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA CON ASSOCIATO IMPIANTO AGRICOLO (AGRIVOLTAICO) E DELLE RELATIVE OPERE ED INFRASTRUTTURE CONNESSE DELLA POTENZA NOMINALE MASSIMA DI 80239 KW E DELLA POTENZA NOMINALE IN A.C. PARI A 65800 KW SITO NEL COMUNE DI FRANCAVILLA FONTANA (BR) CON OPERE DI CONNESSIONE RICADENTI ANCHE NEI COMUNI DI MANDURIA (TA), ORIA (BR) ED ERCHIE (BR)

TITOLO TAVOLA

RELAZIONE PRELIMINARE DI VALUTAZIONE DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO INDOTTI E POTENZIALI OSTACOLI E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA

PROGETTAZIONE	PROPONENTE	SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI
<p>PROGETTISTI</p> <p>Ing. Nicola ROSELLI</p> <p>Ing. Rocco SALOME</p> <p>PROGETTISTI PARTI ELETTRICHE</p> <p>Per. Ind. Alessandro CORTI</p> <p>CONSULENZE E COLLABORAZIONI</p> <p>Arch Gianluca DI DONATO Ambiti archeologici - CAST s.r.l. Dott. Massimo MACCHIAROLA Ing Elvio MURETTA Geol. Vito PLESCIA</p>	<p>FRANCAVILLA 1 SOLAR S.R.L.</p> <p>SEDE LEGALE MILANO (MI), cap 20131 viale Abruzzi n° 94 P.IVA 16318271000</p>	

4.2.6_17	FILE EQWE434_4.2.6_17_DocumentazioneSpecialistica_06	CODICE PROGETTO EQWE434	SCALA
-----------------	---	----------------------------	-------

REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
A	07/07/2022	EMISSIONE	ROSELLI	FRANCAVILLA1SOLARSRL	FRANCAVILLA1SOLARSRL
B	DATA				
C	DATA				
D	DATA				
E	DATA				
F	DATA				

Sommario

0 – LISTA DATI DI PROGETTO	2
1. PREMESSA.....	4
2. FONTI NORMATIVE E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	6
3. COMMITTENTE.....	7
4. LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE / CATASTALE DELSITO DI INSTALLAZIONE	7
5. L’AEROPORTO DI TARANTO	9
6. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI.....	10
7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI.....	10
8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO.....	10
9. FATTORI DA SOTTOPORRE AD ANALISI VISIVA CONTRO GLI OSTACOLI	16
10. VALUTAZIONI TECNICHE SUL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO VISIVO	16
10.2 Riduzione della riflettanza, la tecnologia ARC.....	19
10.3 Effetto della densità ottica dell'aria	21
10.4 Effetto della posizione del sole rispetto alla superficie della terra.....	21
10.5 Logica della tecnologia ad inseguimento	22
10.6 Radiazione solare	23
11. CALCOLO ABBAGLIAMENTO	26

0 – LISTA DATI DI PROGETTO

“Lista dati di progetto - Dati progettuali”:

1	dati anagrafici del richiedente/proprietario e del tecnico abilitato	Richiedente: Francavilla Solar 1 s.r.l. con sede legale a Milano (MI) – cap 20131 - in viale Abruzzi n. 94 codice fiscale e partita IVA 16318271000 Tecnico abilitato: Dott. Ing. Nicola Roselli. Iscritto all’ordine degli Ingegneri della Provincia di Campobasso – 713
2	Provincia, Comune e località di prevista installazione	Comune di Francavilla Fontana (BR) – località c/da “Tramarulo” presso la tenuta “Cantagallo”
3	Tipologia	Impianto agrivoltaico
4	Caratteristiche costruttive essenziali (materiali utilizzati per gli esterni)	Moduli fotovoltaici: 120660 Potenza totale impianto: 80,239 MWp DA INSERIRE: Moduli fotovoltaici di tipo Canadian Solar Bifaciali da 665W Mono Cristallino - Testurizzata Con vetro temperato da 3.2mm.
5	Posizione espressa in coordinate WGS 84 (World Geodetic System – 1984), con dettaglio di grado, minuto primo, minuto secondo e centesimo di secondo (sessagesimale).	Lat: 40,504408° N Long: 17,541569° E
6	Altezza AGL e quota AMSL del punto più alto dell’impianto/manufatto (ivi comprese eventuali antenne, parafulmini, ecc.) espressa in metri e piedi	Altezza AGL=6,0 m Quota AMSL=160 m s.l.m.
7	Quota del terreno AMSL alla base dell’impianto/manufatto	Quota AMSL=160 m s.l.m.

8	Nel caso di gru fissa o autogrù	Non previste
9	Nel caso di palorci, funivie, elettrodotti, etc., per ogni sostegno dei cavi deve essere fornita l'altezza AGL1 e la quota AMSL2 al top. Inoltre, per l'intero tracciato è richiesta l'altezza massima (franco verticale) sul terreno e sull'acqua (nel caso di attraversamento di corsi d'acqua) dell'elemento più penalizzante (es.: fune di guardia) e la lunghezza di ogni campata	Non previsti
10	Segnaletica cromatica diurna e luminosa eventualmente proposta	Non prevista
11	Studio che certifichi l'assenza di fenomeni di abbagliamento	Seguente relazione

1. PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire lo studio specifico relativo ai potenziali fenomeni di abbagliamento e la verifica preliminare potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea derivanti dalla costruzione dell'impianto agrivoltaico denominato "FRANCAVILLA SOLAR 1" di potenza di picco complessiva installata di 80,238 MWp e potenza nominale IN AC pari a 65,80 MW.

Questo costruendo impianto, si trova a circa 8.0 Km dall'ARP - dall'aeroporto di Taranto "Marcello Arlotta" ubicato nei pressi del comune di Monteiasi quindi sarà considerato "Opera speciale" e identificato come potenzialmente pericoloso per la navigazione aerea in genere e quindi bisogna rispondere alle verifiche e all'assoggettamento da parte dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile).

Il documento ENAC "Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali" del 26.04.2022, ha dettagliato la materia concernente gli eventuali fattori di abbagliamento degli impianti fotovoltaici nelle zone limitrofe agli aeroporti:

"ENAC ha ritenuto necessario valutare le modalità con cui la generazione da energia solare possa essere pienamente compatibile con i vincoli dell'aviazione civile, in particolar modo per le problematiche di safety derivanti dal fenomeno dell'abbagliamento.

Lo scopo della presente linea guida è quello di analizzare ed individuare il processo valutativo legato all'abbagliamento quale potenziale disturbo alle operazioni aeronautiche e fornire una metodologia per la valutazione ed approvazione dei campi fotovoltaici su sedime aeroportuale e nei dintorni degli aeroporti nazionali."

Per le strutture in argomento, bisogna redigere un apposito studio specialistico che escluda il costituirsi di fattori ambientali che possano indurre fenomeni di abbagliamento ai piloti o agli operatori di torre.

La norma UNI EN 12665:2018 – “Luce e illuminazione - Termini fondamentali e criteri per i requisiti illuminotecnici” definisce l’abbagliamento: “L’abbagliamento è una sensazione visiva prodotta da superfici che determinano elevati gradienti di luminanza all’interno del campo visivo e può essere percepito come abbagliamento molesto o debilitante.”. L’irraggiamento globale è la somma dell’irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l’irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto. Per argomentare il fenomeno dell’abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura ed orientamento, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell’atmosfera.

Lo scopo del presente documento è quello di fornire tutti gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell’intervento.

Inoltre Il presente studio specialistico è teso a escludere in ragione dell’orientamento e delle stringhe, fenomeni di abbagliamento nei confronti della torre di controllo e dei velivoli in fase di decollo e di atterraggio dall’infrastruttura aeroportuale di cui sopra. L’area di installazione dei moduli fotovoltaici si trova a circa 8.0Km dal perimetro dell’aeroporto ed ha le seguenti caratteristiche principali:

Potenza complessiva di picco	Superficie del lotto	Area occupata dai moduli fotovoltaici (in proiezione orizzontale sulla superficie)
80,239 MW _P	1.032.700 m ²	374.812 m ²

Tab. 2: Caratteristiche principali dell’area di progetto (potenza installata, superficie del lotto e area occupata dai moduli fotovoltaici)

2. FONTI NORMATIVE E DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche di seguito elencate. Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate si considerano applicabili, ove di pertinenza.

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-8, parte 7, sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- CEI 11-20;V1: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici; UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica; CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparecchi per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – .

Inoltre sono state prese in considerazione altre fonti normative in materia di ostacoli e pericoli per la navigazione aerea che sono le seguenti:

Codice della Navigazione

- Regolamento per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti – ed. 2 – ottobre 2003
- Normativa di Avio-Eli-Idrosuperfici
- Decreto del Ministero della Difesa 19 dicembre 2012, n. 258 - Regolamento recante attività di competenza del Ministero della difesa in materia di sicurezza della navigazione aerea e di imposizione di limitazioni alla proprietà privata nelle zone limitrofe agli aeroporti militari e alle altre installazioni aeronautiche militari;
- UNI EN 12665:2018 - Luce e illuminazione - Termini fondamentali e criteri per i requisiti illuminotecnici;
- CIE 112 - Glare Evaluation System for Use Within Outdoor Sports and Area Lighting (E) – ed. 1994;
- IEC 60904-1 - Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics – ed. 1° settembre 2020;
- UNI 10840:2007 - Luce e illuminazione - Locali scolastici - Criteri generali per l'illuminazione artificiale e naturale;
- Documento ENAC *“Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali”* del 26.04.2022;

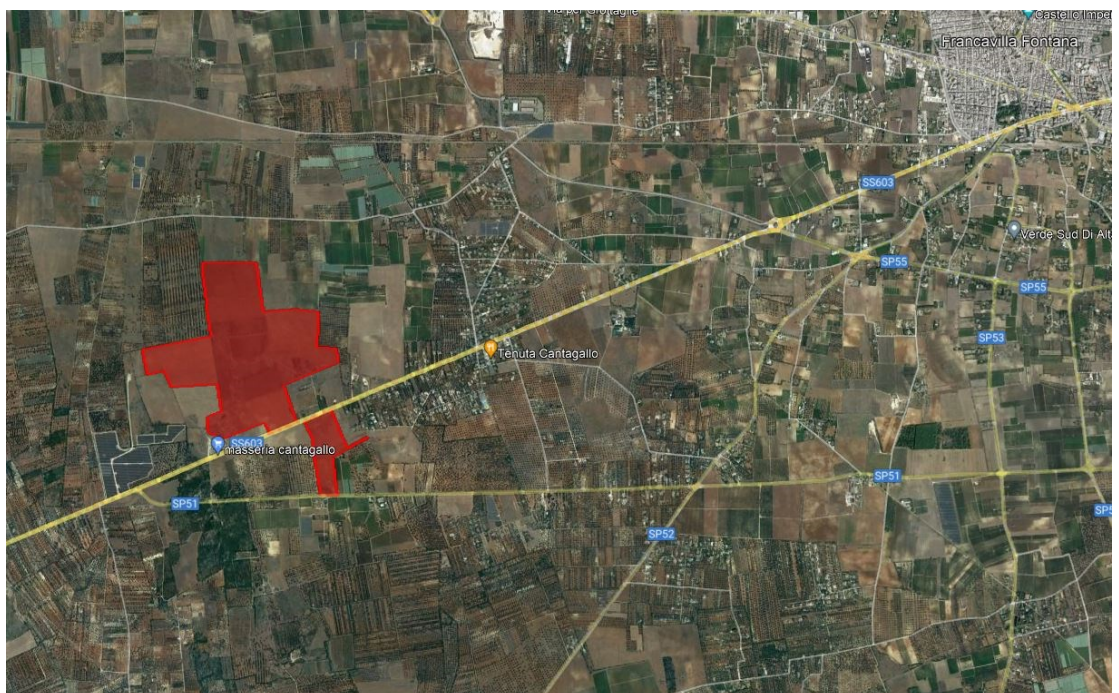
3. COMMITTENTE

SOCIETA': **Francavilla Solar 1 s.r.l.** con sede legale a Milano (MI) – cap 20131 - in viale Abruzzi n. 94 codice fiscale e partita IVA 16318271000

4. LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE / CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: c/da *“Tramarulo”* presso la tenuta *“Cantagallo”*, Francavilla Fontana (BR)
Coordinate geografiche: Lat. 40,504408°, Long. 17,541569°, Immobili censiti catastalmente al NCEU Comune Francavilla Fontana (BR):

N.	Foglio	Particella
1	165	1
2	165	2
3	165	3
4	165	7
5	165	8
6	165	17
7	165	143
8	165	986
9	165	987
10	165	988
11	165	989
12	165	990
13	165	991
14	165	992
15	165	993
16	165	1003
17	165	1004
18	165	1006
19	165	1037
20	165	1039
21	165	1041
22	165	1045



Vista aerea dell'area del campo agrivoltaico

5. L'AEROPORTO DI TARANTO

Il Piano Nazionale degli Aeroporti ha classificato l'aeroporto di Taranto Grottaglie come aeroporto di interesse nazionale destinato a svolgere funzioni di piattaforma logistica integrata a supporto della ricerca e dello sviluppo industriale. Nell'ambito della rete aeroportuale regionale, infatti, l'aeroporto di Taranto Grottaglie riveste una preminente funzione cargo-logistica e costituisce un esempio di respiro internazionale di integrazione tra trasporto aereo e industria aerospaziale. Lo scalo, già parte integrante del programma internazionale per la produzione in loco delle fusoliere del Boeing 787 "Dreamliner", è attualmente interessato da un suo ulteriore sviluppo quale infrastruttura strategica per l'Europa per la crescita del sistema industriale ed accademico al servizio del comparto aeronautico e aerospaziale, come confermato dall'individuazione dello stesso quale primo spazioporto italiano destinato ad accogliere voli suborbitali.

Le coordinate geografica dell'aeroporto sono espresse in WGS 84 (World Geodetic System – 1984) con dettaglio di grado, minuto primo, minuto secondo e centesimo di secondo (sessagesimale) del centro della zona della spezzata che la delimita:

CODICE ICAO	AEROPORTO	TIPO DI TRAFFICO	COORDINATE	Altitudine AMSL
LIBG	TARANTO	Cargo-Militare	40°30'58.22"N 17°24'17.23"E	66 m s.l.m.

Tab.3: Coordinate e altitudine dell'aeroporto di Taranto

La torre di controllo

La torre di controllo dell'aeroporto di Taranto controlla il traffico aereo a terra e quello chesta per atterrare attraverso le regole del volo a vista (VFR) oppure secondo le regole del volostrumentale (IFR). Questa fornisce informazioni e autorizza le varie operazioni di volo. Le informazioni circa l'altezza della torre di controllo non sono di pubblico dominio per via del fatto che questa è anche una base militare.

6. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Al presente progetto definitivo si giunge dopo l'effettuazione di verifiche progettuali inerenti la fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico. I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usuali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatorie vigenti. In particolare, la progettazione è stata elaborata conformemente alle disposizioni del D.M. 5-5-2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387." come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo della architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc.), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc). Le scelte dei materiali impiegati, quindi, hanno fatto riferimento a questo quadro normativo obbligatorio, in certo senso "standardizzato", il quale, di per sé, garantisce l'alta qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

8.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 80,2389 MWp, pari al prodotto tra il numero totale dei moduli da utilizzare e la potenza nominale del singolo modulo: $120.660 \text{ moduli} \times 665 \text{ W/modulo} = 80,2389 \text{ MWp}$.

I moduli fotovoltaici occuperanno una superficie totale netta pari a circa 374.812 m^2 .

8.2 INSEGUITORI MONOASSIALI

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture, denominati Inseguitori monoassiali ad asse orizzontale, composte da vele in grado di consentire il montaggio e lo smontaggio, per ciascuna struttura, in modo rapido e indipendente dalla presenza o meno di strutture contigue. Tali strutture potranno essere in alluminio o in acciaio zincato. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata.

La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$. Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto.

Il sistema di sostegno scelto per sorreggere i moduli fotovoltaici, soddisfa pertanto i seguenti requisiti:

- Perfetta integrabilità dei diversi componenti del sistema
- Accessibilità ottimale durante la manutenzione del terreno (sostegno centrale)
- Nessun consolidamento del terreno
- Lunga durata grazie a combinazioni di materiali ideali
- Tempo di montaggio estremamente ridotto
- Costruzione complessiva ottimizzata dal punto di vista dei costi.

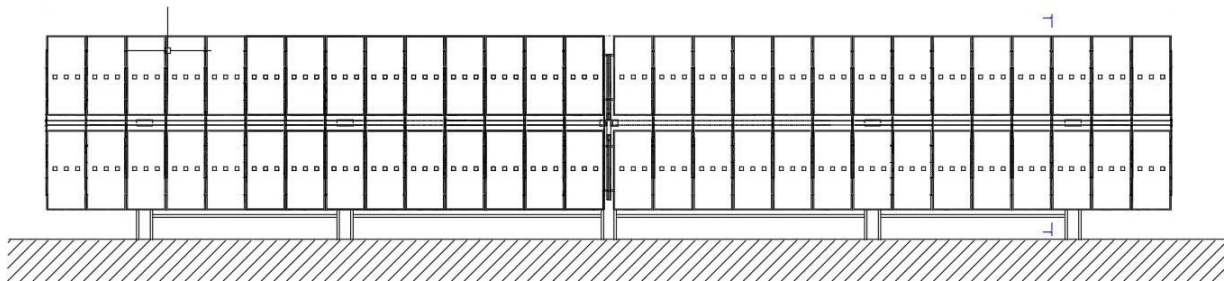
I vantaggi di tale sistema di ancoraggio sono:

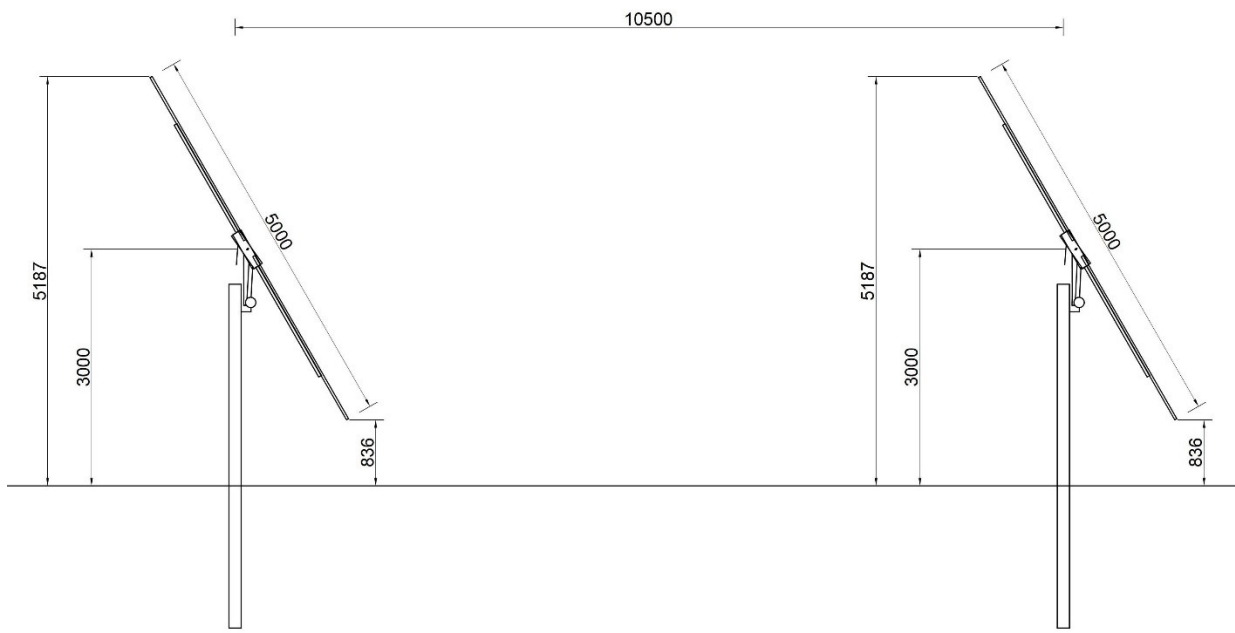
- Rapidità di installazione
 - Assenza di manutenzione
 - Assenza di scavi e di gettata di cemento
 - Stabilità per compressione del terreno
 - Stabilità ad azioni di vento e pioggia
 - Fissaggio di tipo telescopico
-

- Possibilità di sottoporre subito a sollecitazioni.

Si elencano inoltre i fattori di compatibilità ambientale:

- Assenza di impregnazione del terreno
- Rinaturalizzazione del terreno rapida ed economica
- Disassemblaggio rapido dell'impianto.
- La configurazione elettrica delle stringhe prevede moduli fotovoltaici disposti in serie secondo il seguente schema:
 - Struttura 2x15 moduli disposti in verticale





Particolare sezione trasversale

8.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

Il campo fotovoltaico viene suddiviso in sottocampi. Il generatore avrà la medesima esposizione ed inclinazione per tutti i sottocampi di ciascun lotto dove verranno sviluppate le seguenti potenze:

Sottocampo	Potenza di picco (kWp)	Stringhe
1	7042,35	353
2	5466,30	274
3	5266,80	264
4	5047,35	253
5	5885,25	295
6	7241,85	363
7	7182,00	360
8	4927,65	247
9	5965,05	299
10	3690,75	185
11	4588,50	230
12	4788,00	240
13	4109,70	206
14	4688,25	235
15	4349,10	218

8.5. CONVERSIONE STATICA CC/CA – CABINA ELETTRICA DI CONVERSIONE

La conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà effettuata da inverter di stringa da 175 kWca dislocati nei vari sottocampi.

8.6. TRASFORMAZIONE BT/MT – CABINA ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE

Le linee elettriche in corrente alternata trifase in uscita da ogni inverter saranno a 800 V. Su tali linee saranno ubicati i gruppi di misura dell'energia prodotta e i dispositivi di protezione e sezionamento delle medesime linee, in apposito quadro generale di bassa tensione.

Una serie di trasformatori elevatori bt/AT, dotati di un avvolgimento bt a alla tensione pari a quella di uscita del singolo inverter ed un avvolgimento AT a 36 kV, di potenza nominale adeguata, consentirà la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica di alta tensione 36 kV.

Le suddette apparecchiature elettromeccaniche saranno ubicate all'interno di apposite cabine elettriche, denominate "cabine di campo".

Per maggiori informazioni sulla suddivisione delle stringhe, inverter e cabine di campo vedasi relativo schema elettrico.

9.FATTORI DA SOTTOPORRE AD ANALISI VISIVA CONTRO GLI OSTACOLI

Data l'adiacenza con l'aeroporto di Taranto (circa 8.00Km – rif. Allegati grafici) è doveroso considerare e prevedere i possibili effetti dell'impianto fotovoltaico sulle operazioni di volo.

In particolare sarà necessario valutare:

- Il possibile abbagliamento che i piloti, in fase di decollo, volo e/o atterraggio, potrebbero patire a causa della luce riflessa dai moduli fotovoltaici o da ogni altro componente dell'impianto;
- Possibili fenomeni di abbagliamento nei confronti della torre di controllo.

10. VALUTAZIONI TECNICHE SUL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO VISIVO

10.1 Fenomeno di riflessione e diffusione della luce

La natura ed il comportamento della luce ci consentono di interpretare alcuni fenomeni tramite i raggi luminosi, ognuno dei quali si può pensare come un segmento di retta che ha la direzione di propagazione del fronte d'onda. Tale modello, noto come "ottica geometrica", fu introdotto da Keplero e costituisce una approssimazione della realtà ed è di estrema utilità nello studio dei fenomeni di riflessione e rifrazione, nonché degli effetti prodotti dai vari tipi di specchi (piani, concavi e convessi) e dalle lenti. Si consideri una sorgente luminosa che emette un raggio di luce; se esso viene proiettato su una superficie molto ben levigata, ritorna indietro come se fra il raggio e la superficie fosse avvenuto un urto elastico. Il fenomeno descritto è la riflessione della luce.

La riflessione della luce verifica la seguente legge sperimentale, nota sotto il nome di Legge di Snell- Cartesio:

- il raggio incidente, la normale alla superficie riflettente nel punto di incidenza ed il raggio riflesso giacciono sullo stesso piano;

- l'angolo di incidenza è uguale all'angolo di riflessione.

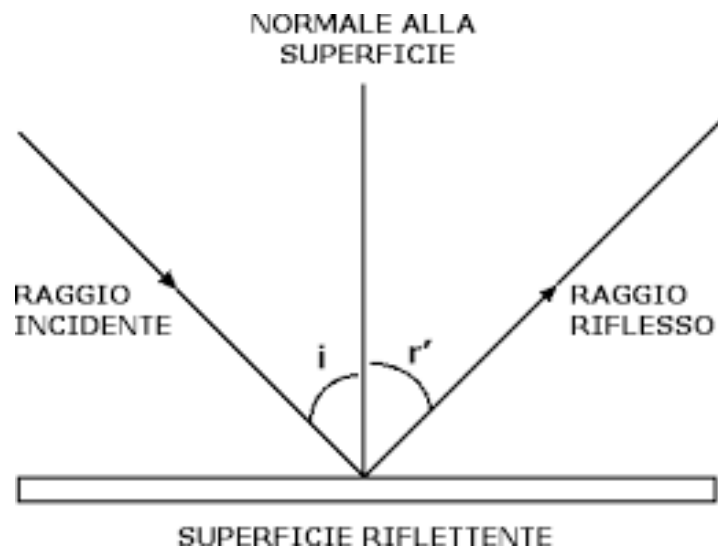


Fig. 11: Il fenomeno della riflessione: raggi sulla superficie riflettente

Se la luce viene proiettata su una superficie non levigata, assistiamo al fenomeno della diffusione. La superficie scabra su cui si proietta il fascio luminoso può essere schematizzata microscopicamente con una spezzata composta da tanti segmenti ognuno piano. I raggi, colpendo i segmenti, vengono riflessi secondo le leggi della riflessione, ma globalmente il fascio non viene deviato uniformemente ma diffuso in tante direzioni.

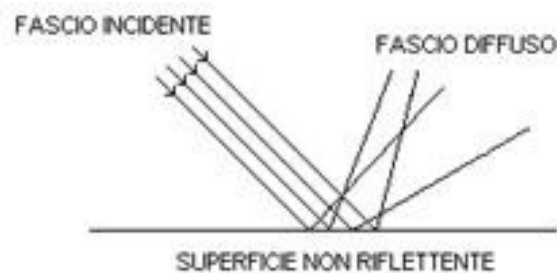


Fig. 12: Il fenomeno della riflessione: raggi sulla superficie non riflettente

Le celle di silicio cristallino di cui è composto un pannello fotovoltaico, venivano realizzate nel passato sfruttando wafer di silicio comunemente usati in microelettronica e aventi una superficie molto liscia (flat). Se la cella così fatta venisse posta in aria avrebbe una riflettività del 30-50% nell'intervallo di lunghezze d'onda convertite efficacemente dal silicio. Poiché la riflettanza è inversamente proporzionale al rendimento del pannello stesso, vengono oggi

messe in atto una serie di accorgimenti che abbassano drasticamente la componente di luce riflessa. I pannelli che sono stati scelti, invece, avranno una riflessione inferiore. In particolare il progetto prevede l'installazione dei pannelli con le caratteristiche meccaniche indicate nella tabella seguente ed in allegato, a questo documento, vi è anche la relativa scheda tecnica:

Caratteristiche meccaniche pannelli di progetto	
Prodotto	CANADIAN SOLAR BiHiKu7 CS7N-665MB-AG
Tipo di Cella	Monocristallino
Certificazione	CE
Superficie superiore	Vetro temperato con trattamento anti riflesso (ARC)
Riflessione	Diffusa

Tab. 10: Caratteristiche meccaniche dei pannelli di progetto

10.2 Riduzione della riflettanza, la tecnologia ARC

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di corrente elettrica.

L'efficienza di conversione di una cella fotovoltaica dipende fortemente dalla sua capacità di assorbire la radiazione solare incidente. Tanto più una cella appare scura, tanto maggiore è la sua capacità di assorbire la luce. Per ridurre al minimo la riflessione della luce incidente sono state sviluppate diverse tecnologie capaci di ridurre la riflettanza superficiale delle celle solari a livelli prossimi al 5%. In generale, per ottenere questo scopo, si agisce con due tecniche:

- **Metodo ARC:** la deposizione sulla superficie frontale della cella di un sottile strato di dielettrico con funzioni di antiriflesso (ARC=Anti Reflection Coating). Il film di ARC produce un'interferenza distruttiva tra l'onda riflessa dalla prima interfaccia, capsulante/film, e quella riflessa dalla seconda interfaccia, film/semiconduttore

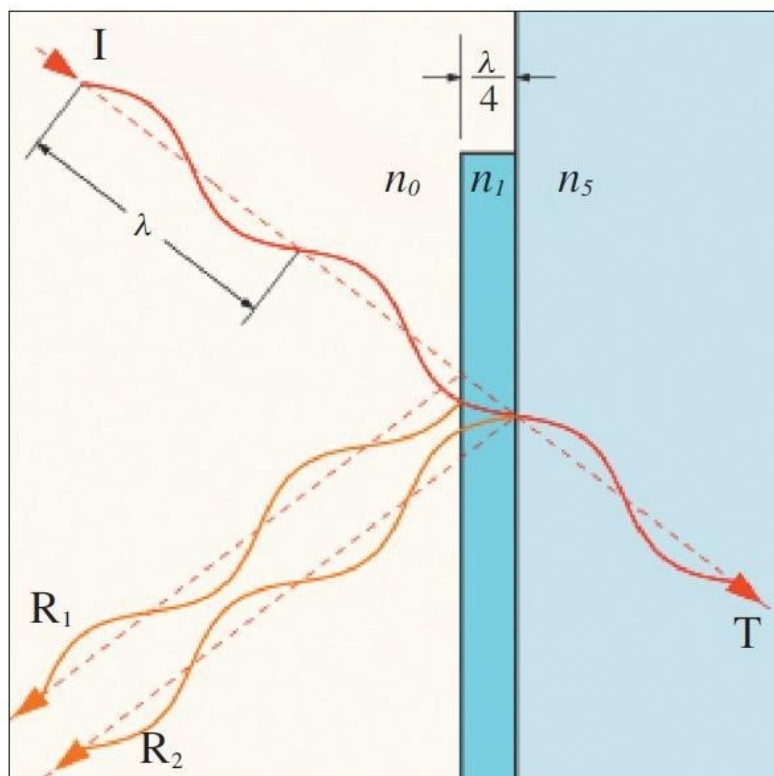


Fig. 13: Teoria della riflessione

Indice di rifrazione di alcuni materiali usati come film antiriflettenti.

FILM ARC	INDICE DI RIFRAZIONE
MgF ₂	1,3 – 1,4
SiO ₂	1,4 – 1,5
SiO	1,8 – 2,2
Al ₂ O ₃	1,8 – 1,9
Si ₃ N ₄	~ 1,9
TiO ₂	~ 2,3
Ta ₂ O ₅	2,1 – 2,3
ZnS	2,3 – 2,5
CdS	~ 2,5

Figura 14: Rappresentazione schematica dell'interferenza distruttiva:
l'onda riflessiva R1 viene "abbattuta" dall'onda riflessa R2.

- **Trattamento della morfologia della superficie stessa:** Questa ultima tecnica prende il nome di testurizzazione; La testurizzazione più nota (random chemical texturing) è quella che si effettua comunemente sul silicio monocristallino per attacco anisotropo (selettivo) dei piani cristallografici tramite immersione in soluzione acquose basiche. Nel caso del silicio monocristallino orientato, ad esempio, si formano piramidi a base quadrata, di altezza intorno ai 3-5 μm , disposte randomicamente sulla superficie. La funzione antiriflettente effettuata dalle piramidi tetraedriche consiste nel rinviare sulla cella i raggi riflessi.

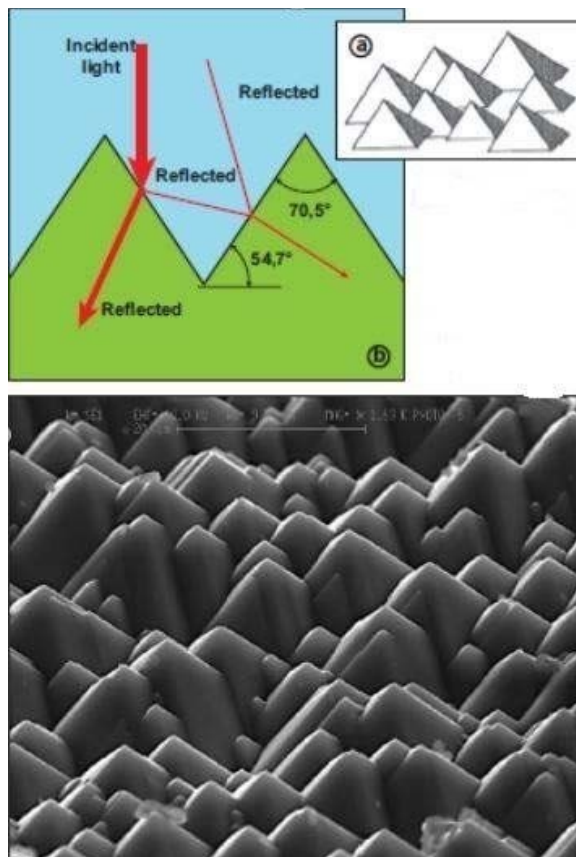


Figura 15: Piramidi tetraedriche a schema di raccolta della luce - foto Sem della superficie di silicio monocristallino (100) testurizzato (random chemical texturing)

10.3 Effetto della densità ottica dell'aria

Le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti, pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia termica.

10.4 Effetto della posizione del sole rispetto alla superficie della terra

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

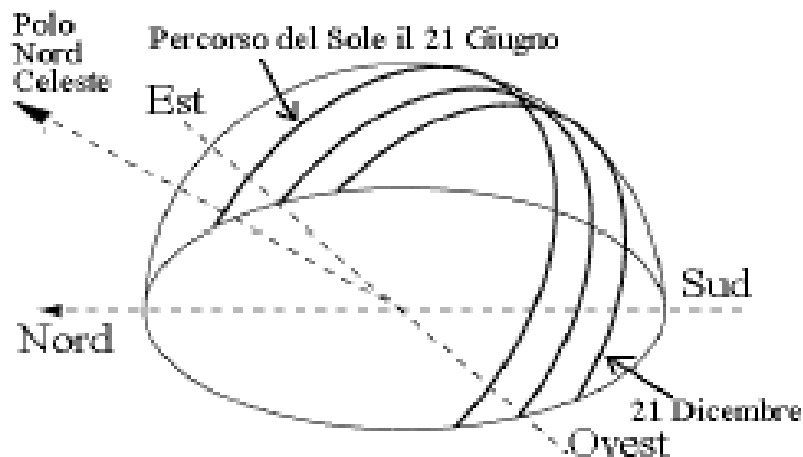


Figura 16: Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.

Il verificarsi e l'entità dei fenomeni di riflessione della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche;

10.5 Logica della tecnologia ad inseguimento

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" lo spostamento apparente del sole nel cielo. Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Per il seguente progetto sono stati scelti degli inseguitori di rollio, i quali si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking che risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo agrivoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto a mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo agrivoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno.

10.6 Radiazione solare

I pianeti del sistema solare, e quindi anche la Terra, possono intercettare solo una frazione dell'energia irradiata dal Sole nello spazio, in proporzione all'angolo solido sotto cui ciascuno di essi è visto dal Sole; tale angolo dipende dalle dimensioni del pianeta e dalla sua distanza dal Sole. Nel caso della Terra la 'sezione' utile ai fini dell'intercettazione della radiazione solare corrisponde approssimativamente a un cerchio di raggio medio pari a 6367 km. Questo cerchio, considerata la distanza media della Terra dal Sole, se fosse disposto perpendicolarmente alla direzione di provenienza dai raggi solari e in assenza di atmosfera, riceverebbe una potenza radiante pari a 174 milioni di gigawatt (il gigawatt, simbolo GW, corrisponde a un miliardo di watt o, che è lo stesso, a un milione di kilowatt, simbolo kW; i contatori usuali delle nostre case erogano potenza fino a 3 kW). Per avere una idea dell'ordine di grandezza si pensi che in Italia l'intera potenza elettrica installata ammontava nel 2011 a "solo" 110 GW circa. Se ora dividiamo questa potenza per l'area del cerchio terrestre "esposto" al Sole, abbiamo una potenza radiante (W) per unità di area (m²), detta costante solare, pari a:

$$I_{sc}=1366,9\text{W/m}^2$$

sono pertanto i watt solari che raggiungono un pannello di superficie pari a un metro quadro, purché disposto nelle stesse condizioni di prima (ossia perpendicolarmente ai raggi e senza il filtro dell'atmosfera). Tecnicamente, la grandezza corrispondente alla potenza radiante per unità di area è chiamata irradianza; nell'ambito della fisica sanitaria, con riferimento alla densità di corrente termica trasmessa per irraggiamento, è usato anche il nome di fluenza energetica.

I valori di radianza solare effettivamente riscontrabili sul suolo terrestre sono condizionati però dai seguenti fattori:

- **la distanza della Terra dal Sole**, che varia nel corso dell'anno: il nostro pianeta raggiunge il punto più vicino al Sole in gennaio (perielio) e quello più lontano a luglio (afelio). Per tener conto di ciò nel calcolo dell'irradianza, occorre apportare alla costante solare una correzione la cui entità cambia anch'essa a seconda del periodo dell'anno. Si tratta in ogni caso di pochi percento: +3,5% a gennaio, quando si ha l'irradianza massima = 1414,7 W/m², e -3,3% a luglio (irradianza minima = 1321,8 W/m²);

- **la presenza dell'atmosfera** che circonda il pianeta: i vari strati dell'atmosfera terrestre costituiscono un filtro che attenua la luce solare. Il valore dell'irradianza sulla superficie del nostro

pianeta scende a circa $1000 \div 1050 \text{ W/m}^2$, raggiunto in condizioni di tempo sereno nelle zone in cui il Sole è allo zenit (ovvero i suoi raggi sono perpendicolari alla superficie);

- **l'influenza delle nubi:** questo è l'elemento meno quantificabile perché il fenomeno nuvoloso è irregolare nel tempo e molto variabile in intensità. Quando si manifestano condizioni d'intensa copertura nuvolosa, i raggi diretti del Sole sono completamente schermati dalle nubi e il contributo alla misura dell'irradianza al suolo proviene esclusivamente dalla radiazione "diffusa". Come risultato, l'irradianza stessa scende fino a valori dell'ordine di $50 \div 100 \text{ W/m}^2$ e anche meno;

- **la forma sferoidale della Terra.** Sin qui, per calcolare l'irradianza, ci si è idealmente riferiti a una superficie disposta perpendicolarmente alla direzione d'arrivo dei raggi solari; con riferimento alla superficie terrestre – per definizione orizzontale – questa condizione si raggiunge nel momento in cui il Sole si dispone esattamente a perpendicolo nel cielo (ossia nella posizione dello zenit).

Quando invece il Sole non è allo zenit, sebbene la potenza trasportata dai raggi sia la stessa, l'irradianza che incide sulla superficie si attenua in misura tanto più pronunciata quanto più la direzione d'arrivo dei raggi si discosta dalla verticale. Orbene, a causa della rotazione terrestre, durante il giorno il Sole cambia continuamente la propria posizione nella volta celeste e, ovviamente, nelle ore notturne scompare del tutto; inoltre, la forma approssimativamente sferica del nostro pianeta fa sì che lo stesso percorso giornaliero del Sole nella volta celeste differisca da un luogo geografico all'altro (più in alto nella fascia tropicale, meno alle nostre latitudini). Come conseguenza di tutto ciò, alle nostre latitudini, in nessun momento dell'anno il Sole arriva allo zenit, mentre nella fascia tropicale tale posizione viene raggiunta nel solo istante di mezzogiorno.

In sintesi, l'irradianza globale al suolo, su una superficie disposta orizzontalmente, varia da istante a istante, da stagione a stagione e da un luogo geografico all'altro; il fenomeno aleatorio delle nubi, poi, rende ancor più irregolare e imprevedibile l'andamento dei valori d'irradianza nel corso del tempo. Tenendo conto di tutte queste contingenze (giorno/notte, estate/inverno, sereno/nuvoloso ecc.) in Italia Centrale si riscontra, al suolo, un valor medio d'irradianza globale orizzontale pari a 180 W/m^2 . Man mano che ci si sposta verso le regioni settentrionali questo valore diminuisce (160 W/m^2 , pianura Padana), mentre al Sud, com'è facilmente intuibile, si registrano valori considerevolmente più alti (oltre 200 W/m^2 , Sicilia Sud-orientale).

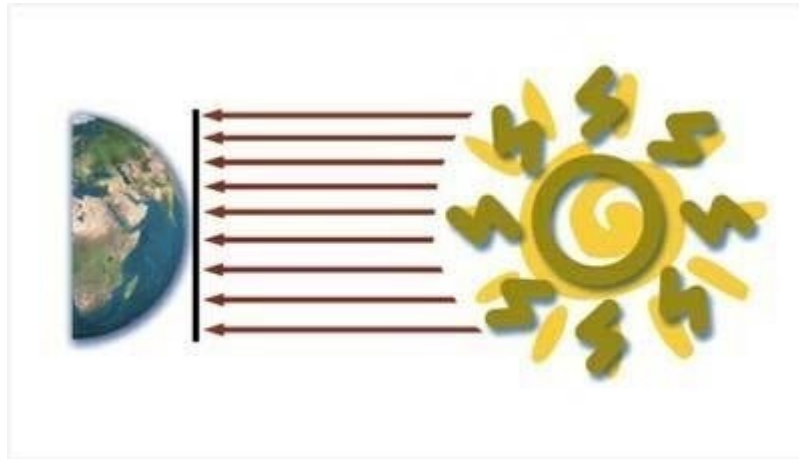


Figura 17: Radiazione solare incidente al suolo.

Parte della radiazione solare incidente al suolo è costituita da lunghezze d'onda nella banda del visibile definita nel seguito luce naturale. La luce naturale giunge sulla superficie terrestre da due sorgenti: il Sole ed il cielo. In analogia con la terminologia utilizzata per la radiazione, si può parlare di luce diretta (dal Sole), diffusa (dal cielo) e globale, somma delle due componenti. Il contenuto luminoso della radiazione è espresso dal coefficiente di visibilità della radiazione K , ovvero il rapporto tra il flusso luminoso (espresso in lm) e la potenza radiante (W). Nella letteratura scientifica si trovano diversi tentativi di indagine di tipo sperimentale legati a questi aspetti della radiazione che hanno portato a risultati differenti, in quanto K dipende sensibilmente dalla distribuzione spettrale della radiazione, e questa, a sua volta, è fortemente dipendente dalle caratteristiche dell'atmosfera, variabili da luogo a luogo, e dallo spessore di atmosfera attraversato, che dipende dalla posizione (altezza) del Sole. Altre cause che hanno comportato delle sostanziali differenze sono da ricercare nei metodi di misurazione adottati. In generale, per dare dei valori di riferimento della efficienza luminosa del cielo, per la radiazione diffusa sono stati misurati valori di K compresi tra 84 e 173 lm/W , per quella diretta si trovano valori di K compresi tra 50 e 120 lm/W (Littlefair, 1985).

11. CALCOLO ABBAGLIAMENTO

Alla luce di quanto esposto, l'analisi sui fenomeni di riflessione della radiazione solare incidente sul campo fotovoltaico che potrebbero generare abbagliamento per i velivoli in transito nello spazio aereosopostante ed eventualmente per la torre di controllo non può che prescindere da:

- **Alcuni parametri costanti quali:**
 - o Albedo dei moduli;
 - o Latitudine del sito di installazione;
- **Variabili di tipo ciclico quali:**
 - o Il percorso apparente del sole nella volta celeste;
 - o Inclinazione dei moduli derivante dalla tecnologia ad inseguimento;
- **Variabili di tipo aleatorio quali:**
 - o Influenza della nuvolosità sulla radiazione diretta e diffusa;
 - o Indice di manutenzione delle superfici dei moduli;
 - o Variazione della densità ottica dell'aria in dipendenza di temperatura, pressione e umidità relativa;

A tal proposito si è proceduto al calcolo tramite l'ausilio di apposito software ForgeSolar.

In particolare i calcoli eseguiti sono due, uno per la rotta di atterraggio da nord a sud ed uno per la rotta opposta. Per la rotta sud-nord il software non ha riscontrato fenomeni di abbagliamento.

Per la rotta nord-sud sono stati riscontrati fenomeni di abbagliamento che il programma categorizza come "green glare" ovvero con basso potenziale di immagine residua temporanea del riflesso sull'occhio del pilota/controllore. Una volta categorizzata viene inoltre stimata la durata che nel caso in oggetto è di 14 minuti all'anno.

Secondo le Linee Guida LG 2022/02 APT Ed.1 del 26/04/2022 redatte dall'ENAC, in particolare l'esempio di pag. 35, l'installazione viene ritenuta accettabile quando i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma riportato nei calcoli allegati alla presente relazione.

In un altro estratto delle Linee Guida riportano l'esempio di Inghilterra e Germania dove, in particolare per quest'ultima, sono ritenuti accettabili massimo 30 minuti di abbagliamento al giorno o 30 ore annue. Per l'Italia non si hanno ancora dei valori di riferimento ma nel caso in oggetto siamo abbondantemente al disotto a quei limiti.

Si allegano di seguito i risultati dei calcoli.

Impianto fotovoltaico a terra – direzione atterraggio Nord-Sud

Parco fotovoltaico di Francavilla Fontana (BR)



Created Nov 9, 2022
 Updated Nov 9, 2022
 Timezone offset UTC1

AEROPORTO DI TARANTO

PARCO FOTOVOLTAICO

SUMMARY OF RESULT ****Glare with low potential for temporary after-image predicted****

PV Name	Tilt	Orientation	“Green glare”	”Yellow glare”	Energy produced
Parco fotovoltaico	Variable	Variable	14 min per year	0 min	224.500 MWh

Notes: TILT: 0° if panels parallel ground and face up
 ORIENTATION: 0° is North; 90° is East; 180° is South; 270° is West
 ENERGY PRODUCED: Estimated value

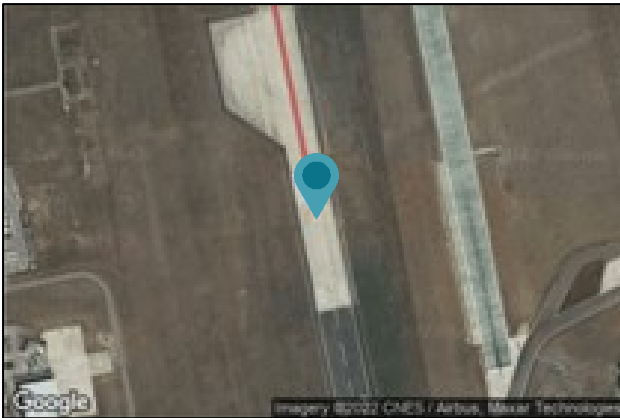
COMPONENT DATA



Name: Parco fotovoltaico Francavilla Fontana (BR)

Axis tracking: Single-axis rotation
Tilt: Variable
Tracking axis orientation: 180°
Rated power: 80238.90 kW
Panel material: Glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad

2-MILE FLIGHT PATH RECEIPT



Name: Direzione atterraggio Nord-Sud

Description: Threshold height : 15 m


Direction: 168.6°

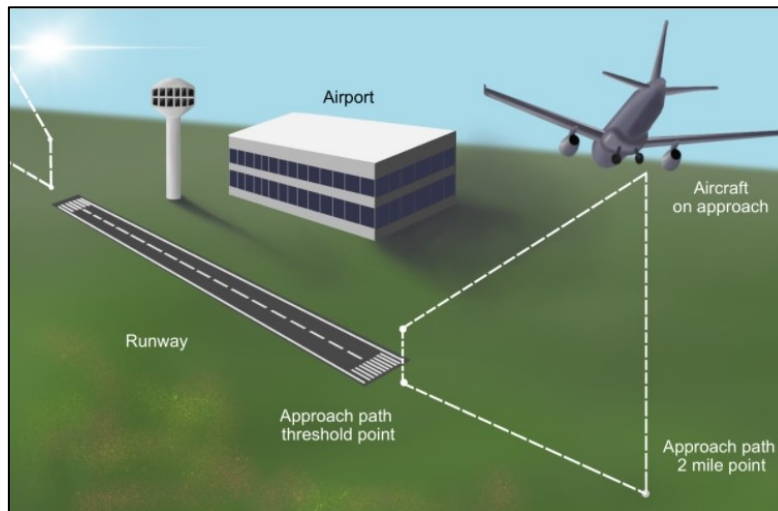
Glide slope: 3.0°

Pilot view restrict: Yes

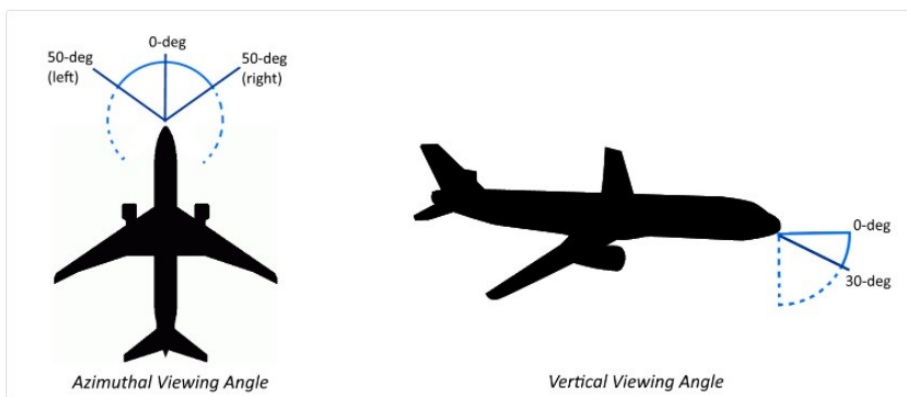
Vertical view restriction: 30°

Azimuthal view restriction: 50°

Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
 Threshold	40.522669	17.401941	64.03	15.00	79.03
2 mile point	40.551015	17.394440	101.27	146.69	247.96




The 2-mile Flight Path receptor simulates an aircraft following a straight-line approach path toward a runway, by default, including a restricted field-of-view to filter unrealistic glare.



Aircraft field-of-view defined by azimuthal and downward angle parameters

POINT RECEPTORS



Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
 ATCT	40.514608	17.399643	58.94	20	78.94

Note: ATCT: Air Traffic Control Tower

Point	"Green glare"	"Yellow glare"
ATCT	0 min	0 min

SUMMARY OF PHOTOVOLTAIC GLARE ANALYSIS

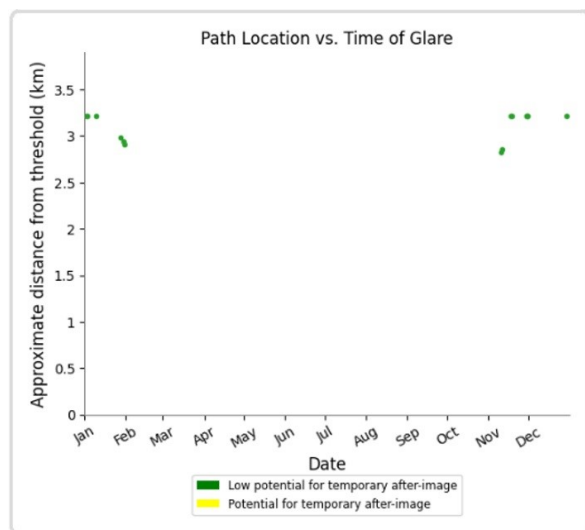
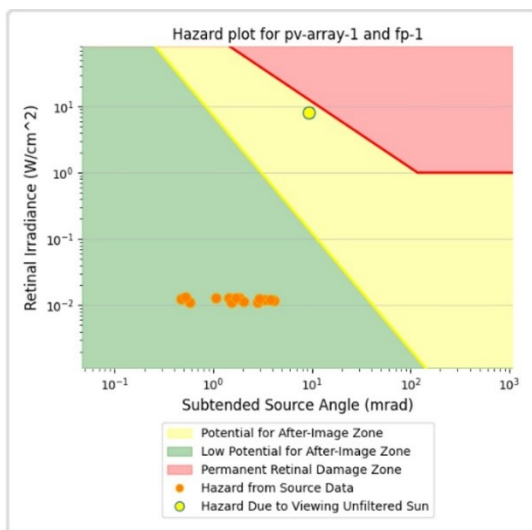
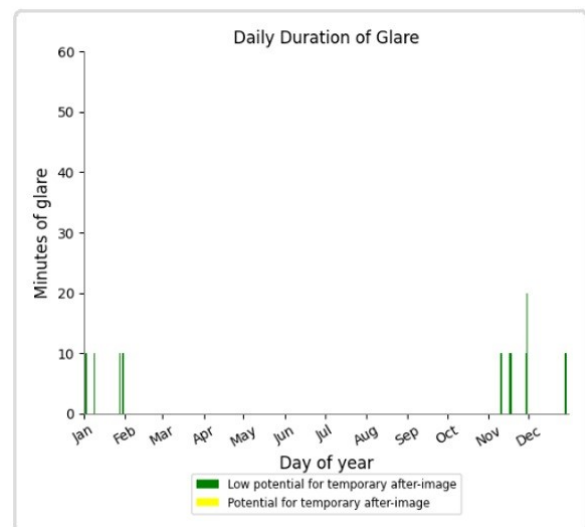
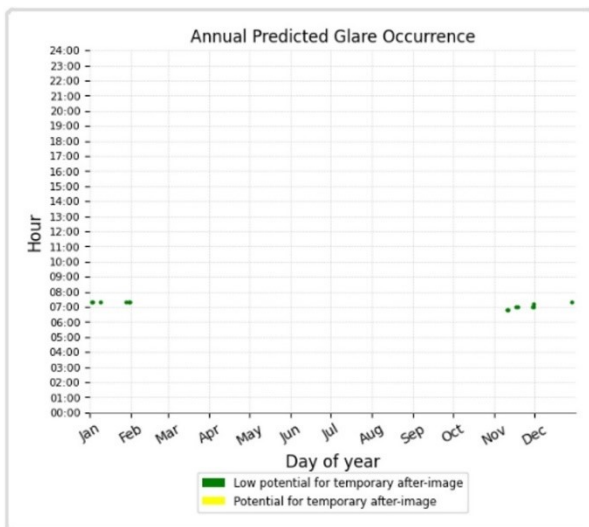
PV Name	Tilt	Orientation	"Green glare"	"Yellow glare"	Energy produced
Parco fotovoltaico	Variable	Variable	14 min per year	0 min	204.500 MWh

DISTINCT GLARE PER MONTH (minutes per month)

Type of glare	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Green	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	1
Yellow	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

- 14 minutes of "green" glare with **low** potential to cause temporary after-image, approximately at 3 km from the runway of the airport
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

RESULTING GRAPHS


ASSUMPTIONS

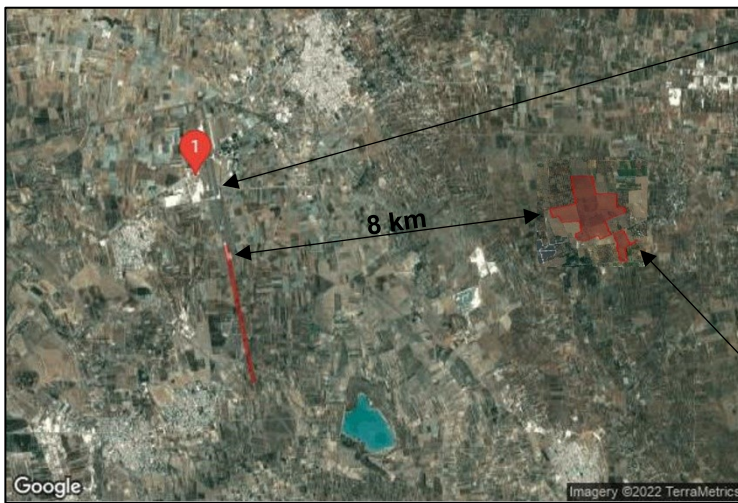
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.

Results for each PV array and receptor

- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modelling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub- section 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.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare - spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.

Impianto fotovoltaico a terra – direzione atterraggio Nord-Sud

Parco fotovoltaico di Francavilla Fontana (BR)



AEROPORTO DI TARANTO

Created Nov 9, 2022
 Updated Nov 9, 2022
 Timezone offset UTC1

PARCO FOTOVOLTAICO

SUMMARY OF RESULT ****No glare predicted!****

PV Name	Tilt	Orientation	“Green glare”	”Yellow glare”	Energy produced
Parco fotovoltaico	Variable	Variable	0 min	0 min	224.500 MWh

Notes: TILT: 0° if panels parallel ground and face up
 ORIENTATION: 0° is North; 90° is East; 180° is South; 270° is West
 ENERGY PRODUCED: Estimated value

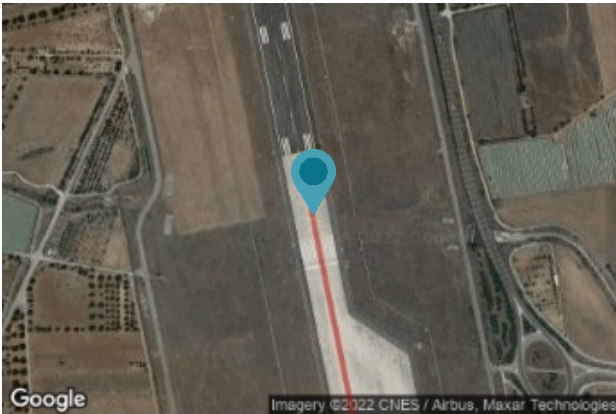
COMPONENT DATA



Name: Parco fotovoltaico Francavilla Fontana (BR)

Axis tracking: Single-axis rotation
Tilt: Variable
Tracking axis orientation: 180°
Rated power: 80238.90 kW
Panel material: Glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad

2-MILE FLIGHT PATH RECEIPT



Name: Direzione atterraggio Sud-Nord

Description: Threshold height : 15 m


Direction: 348.6°

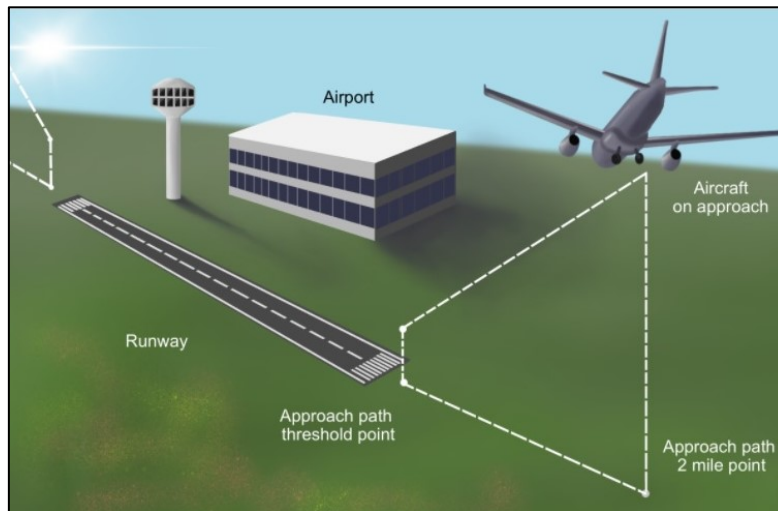
Glide slope: 3.0°

Pilot view restrict: Yes

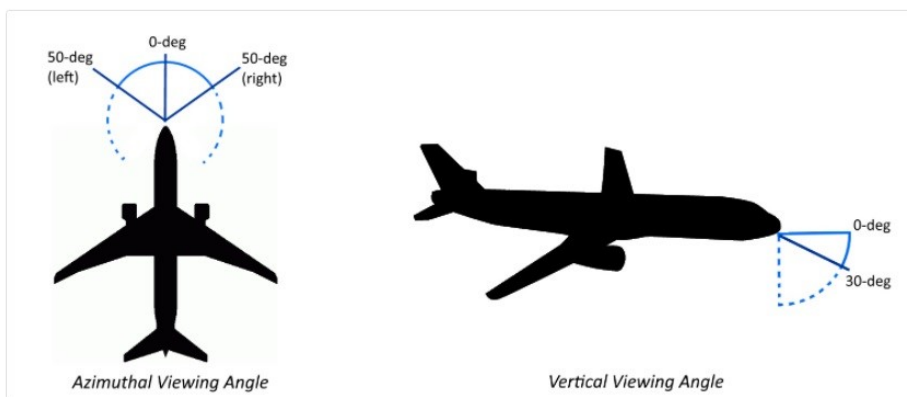
Vertical view restriction: 30°

Azimuthal view restriction: 50°

Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
 Threshold	40.499664	17.408004	60.91	15.00	75.91
2 mile point	40.471326	17.415554	70.10	174.74	244.84

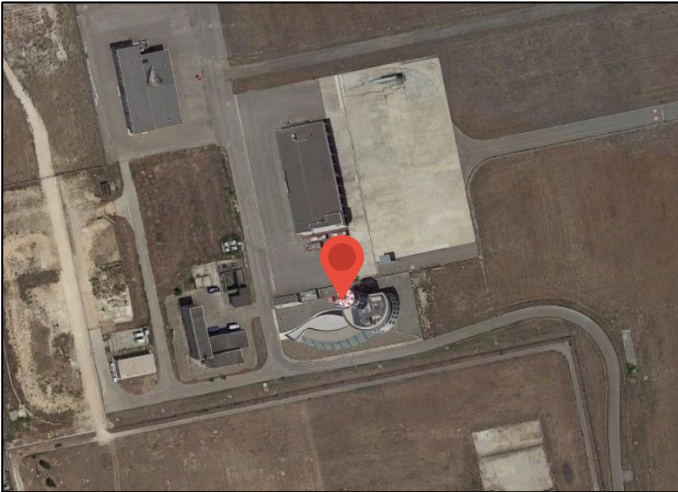



The 2-mile Flight Path receptor simulates an aircraft following a straight-line approach path toward a runway, by default, including a restricted field-of-view to filter unrealistic glare.



Aircraft field-of-view defined by azimuthal and downward angle parameters

POINT RECEPTORS



Point	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
 ATCT	40.514608	17.399643	58.94	20	78.94

Note: ATCT: Air Traffic Control Tower

Point	"Green glare"	"Yellow glare"
ATCT	0 min	0 min

SUMMARY OF PHOTOVOLTAIC GLARE ANALYSIS

PV Name	Tilt	Orientation	“Green glare”	”Yellow glare”	Energy produced
Parco fotovoltaico	Variable	Variable	0 min	0 min	204.500 MWh

ASSUMPTIONS

- 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.

Results for each PV array and receptor

- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modelling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub- section 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.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare - spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.