



Committente:

ENERGY AQUARIUS SRL

Via Arrigo Boito, 8 - 20121 Milano - Italy
pec: energyaquarius@legalmail.it

Progetto definitivo:

**PROVVEDIMENTO AUTORIZZATIVO UNICO REGIONALE
ai sensi dell' art. 27 bis del D.Lgs. 152/06 e del D.M. 52/2015**

Denominazione progetto:

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI-Fossoli"
di potenza 23,20 MWp con annesso SISTEMA DI ACCUMULO
(BESS) di potenza 15 MWp**

Sito in:

COMUNE DI CARPI (MO)

Titolo elaborato:

**Studio Fenomeni Abbagliamento
ENAC**

Elaborato: E-24

Scala -

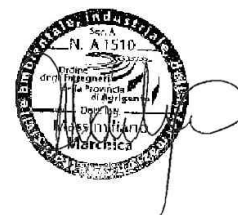


Responsabile Coordinamento progetto : dott. for. Edoardo Pio Iurato

Progettisti : ing. Massimiliano Marchica

Collaboratori :

TIMBRI E FIRME:



REV.:	REDAZIONE:	CONTROLLO:	APPROVAZIONE :	DATA:
00	ing. Massimiliano Marchica	dott. for. Edoardo Pio Iurato	dott. for. Maurizio Previati	15/07/2024
01				
02				
03				
04				
05				

FIRMA/TIMBRO
COMMITTENTE:

ENERGY AQUARIUS S.R.L.

Via Arrigo Boito, 8
20121 Milano (MI)
P. IVA/C.F. 13512090963

Luca Parboni

ENERGY AQUARIUS SRL

Via Arrigo Boito, 8 - 20121 Milano - Italy
pec: energyaquarius@legalmail.it

IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CARPI - Fossoli”				
E-23	Relazione Tecnica Verifica Preliminare ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 1 di 17

PREAMBOLO 2

1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO 3

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO 4

3. DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO 5

3.1. MODULI FOTOVOLTAICI E STRUTTURE DI SOSTEGNO 6

4. ANALISI DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO 7

4.1. DEFINIZIONE DI IMPATTO VISIVO..... 7

4.2. IL FENOMENO OTTICO DELL’IMMAGINE RESIDUA..... 7

4.3. LA VALUTAZIONE DELL’IMPATTO VISIVO 9

4.4. CODICE DI CALCOLO 10

4.5. SETUP DELLA SIMULAZIONE 11

5. RISULTATI..... 14

6. CONCLUSIONI 15

BIBLIOGRAFIA..... 16

ALLEGATO 1 –GLARE ANALYSIS REPORT 17

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 2 di 17

Preambolo

La società **EnviCons S.r.l.** – sede legale in Lungo Po Antonelli n° 21, Torino, P.I. 10189620015, ha ricevuto incarico dalla società Lio Energy Development S.r.l. – in rappresentanza di Energy Aquarius S.r.l. – per la **realizzazione di un progetto di produzione energetica sostenibile, integrato con un sistema di accumulo** (c.d. "BESS") con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale complessiva impianto: 23.203,32 kWp.
- Potenza nominale complessiva BESS: 15.000,00 kWp.
- Superficie catastale interessata: 42,97 ha.
- Superficie di impianto recintata: 28,94 ha.
- Classificazione architettonica: impianto a terra.
- Ubicazione area di impianto e opere di rete: Comune di Carpi (MO) | Regione Emilia-Romagna.
- Particelle superficie catastale disponibile: F. 16 - P.Ile 7, 8, 9, 23, 40, 61 | F. 20 - P.Ile 1, 2, 6, 8, 9, 10, 135 | F. 21 – P.Ile 3 e 7.
- Particelle superficie di impianto recintata: F. 16 - P.Ile 7, 8, 9, 23, 40, 61 | F. 20 - P.Ile 1, 2, 6, 8, 9, 10, 135 | F. 21 – P.Ile 3 e 7.
- Ditta committente: Energy Aquarius S.r.l.

L'impianto fotovoltaico in progetto, situato all'interno del comune di Carpi (MO) risulta avere un'estensione e una localizzazione rispetto all'aeroporto "Carpi-Budrione" tale da richiedere lo svolgimento di una "Verifica Preliminare" riguardo agli "Ostacoli e pericoli per la navigazione aerea".

Lo scopo del presente documento è quindi quello di analizzare e valutare il potenziale impatto dovuto ai fenomeni di abbagliamento generati dalle superfici dei moduli fotovoltaici sul traffico aeronautico sulla base delle **Linee Guida ENAC "LG 2022/02 APT Ed.1 del 26/04/2022 - Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali"**.

NOTA: Si evidenzia che in base a quanto previsto dalla STMG di Terna (codice pratica: 202400984), l'impianto in oggetto sarà connesso alla rete a 36 kV di Terna con collegamento in antenna su futuro ampliamento a 36 kV della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Carpi Fossoli". La connessione a 36 kV avverrà mediante una terna di cavi interrata che collegherà ciascuna delle due cabine di smistamento AT - posizionate all'interno delle due aree recintate del campo fotovoltaico -, con uno stallo dedicato all'interno della SE (reso disponibile da Terna). Lo sviluppo lineare complessivo del cavidotto AT interrato sarà inferiore a 1 km.

Circa le opere di rete relative all'ampliamento a 36 kV della Stazione Elettrica di trasformazione 380/132/36 kV "Carpi Fossoli" (pratica TERNA n. 202203261), trattandosi di attività comuni con altri produttori (funzionale a connettere alla RTN diversi progetti di energia da fonte rinnovabile, tra i quali la presente iniziativa), la procedura di validazione delle opere di rete è stata affidata alla società Sonnedix Leonardo S.r.l., titolare di altro separato procedimento per lo sviluppo di un impianto agrivoltaico in comune di Carpi (MO) (vedi procedura di Valutazione Impatto Ambientale (PNIEC-PNRR) codice ID VIP/ID MATTM 11134) con il quale sono stati condivisi i medesimi elaborati di progetto delle opere di rete comuni (editi dalla Società Ilios S.r.l. – progettista delle opere). Quadro ambientale e territoriale – Richiamo SIA (capitoli 4 e 5).

IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CARPI - Fossoli”				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 3 di 17

1. Inquadramento territoriale del sito

L’area identificata per l’installazione del progetto “*Carpi-Fossoli*” è localizzata nel comune di Carpi, in provincia di Modena (MO), la cui localizzazione spaziale è illustrata nella Figura 1.

L’area catastale disponibile per il progetto ha un’estensione pari a 42,97 ha, mentre l’area di impianto, delimitata dalla recinzione perimetrale, misura 28,94 ha a circa: 7,5 km a Nord del centro abitato di Carpi. Rispetto alle infrastrutture aeroportuali, come si può osservare dalla Figura 1, l’area di studio si trov a circa 3 km a Nord-Est dell’ARP (*Aerodrome Reference Point*) dell’aeroporto di “Carpi-Budrione” (44,8352°, 10,8716°).

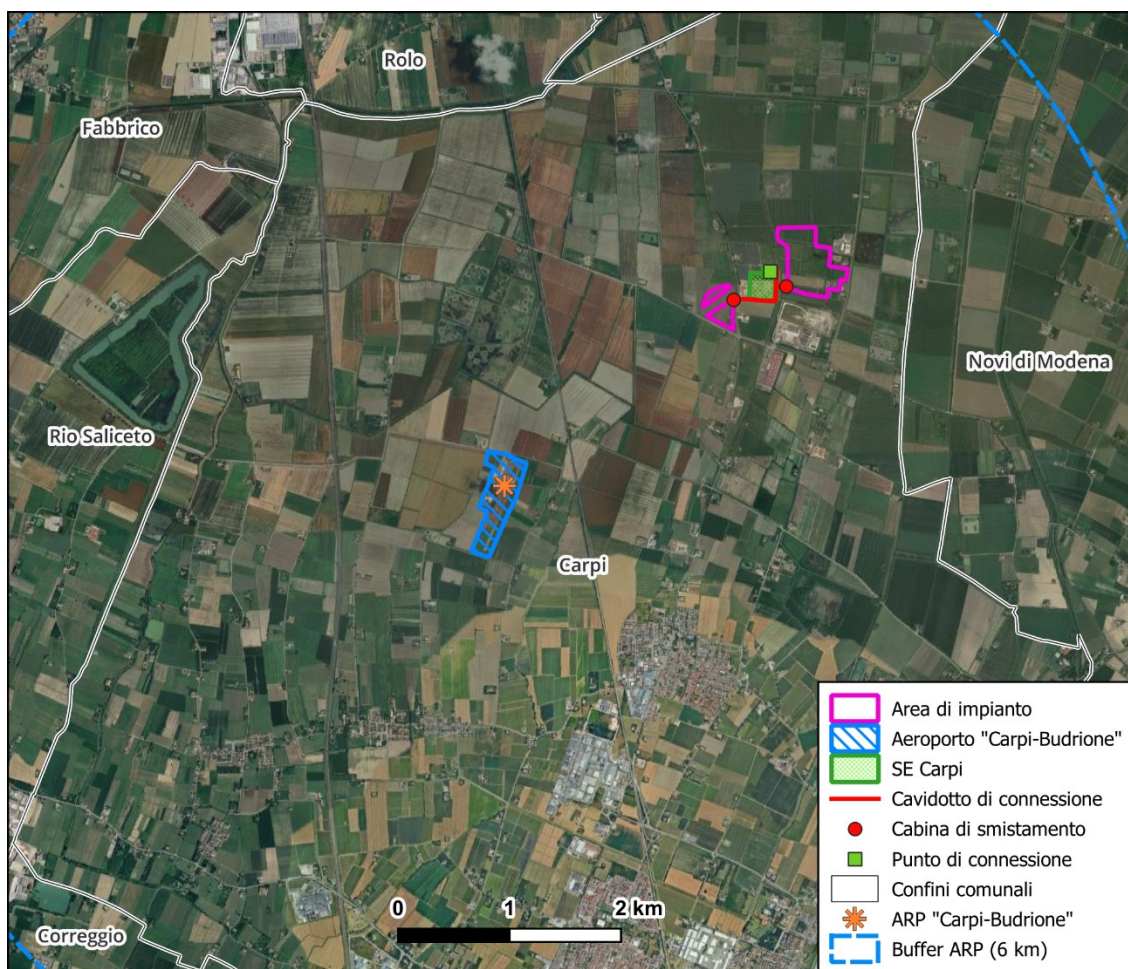


Figura 1. Elaborazione grafica di foto satellitare, con localizzazione delle opere in progetto rispetto all’aeroporto “Carpi- Budrione”.

L'impianto di produzione energetica sarà collegato alla rete elettrica di Terna, attraverso la costruzione di due cabine di smistamento AT, collegate al futuro ampliamento della Stazione Elettrica della RTN 380/132 kV “Carpi Fossoli” – dove sarà previsto uno stallo dedicato, messo a disposizione da Terna (cfr. Par. 6.2.1 del SIA), tramite la realizzazione di una terna di cavi interrati, passanti in traccia in parte sotto viabilità esistente e in parte sotto terreno agricolo.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 4 di 17

2. Normativa di riferimento

Le analisi descritte nel presente documento fanno riferimento alla seguente normativa:

- Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti;
- D.M. Infrastrutture e Trasporti 01/02/2006 "Norme di attuazione della L. 2 aprile 1968, n.518, concernente la liberalizzazione delle aree di atterraggio";
- Linee Guida LG 2022/02 APT Ed.1 del 26/04/2022 - Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali;
- 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;
- Codice della navigazione di cui al D. Lgs.151/2006.

Per quanto non espressamente citato si rimanda alla normativa di legge vigente in materia, ove applicabile. È bene specificare che, dall'esame della normativa prodotta dalle CAA (Civil Aviation Authorities) europee, quali Regno Unito, Germania, Olanda e Francia, non risulta uno sviluppo di metodologie di valutazione dei fenomeni di abbagliamento, bensì risulta l'emissione di semplici raccomandazioni sotto forma di "Interim Policy", che rimandano ai proponenti l'onere di dimostrare la compatibilità delle installazioni con le operazioni aeronautiche. A livello internazionale invece, il principale riferimento è quello della FAA americana (Federal Aviation Administration), con l'emissione della policy "Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports. Federal Register: 2021-09862 (2021)".

Con riferimento al documento ENAC "**Verifica preliminare verifica potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea**" devono essere sottoposte a una valutazione di compatibilità per il rilascio dell'autorizzazione dell'ENAC tutti i nuovi impianti/manufatti e le strutture che risultano:

- interferenti con specifici settori definiti per gli aeroporti civili dotati di procedure strumentali;
- prossimi ad aeroporti civili privi di procedure strumentali;
- prossimi ad avio ed elisuperfici di pubblico interesse;
- di altezza uguale o superiore ai 100 m dal suolo o 45 m sull'acqua;
- interferire con le aree di protezione degli apparati COM/NAV/RADAR (BRA – *Building Restricted Areas* - ICAO EUR DOC 015);
- costituire, per le loro caratteristiche, potenziali pericoli per la navigazione aerea (e.g. aerogeneratori, impianti fotovoltaici o edifici/strutture con caratteristiche costruttive potenzialmente riflettenti, impianti a biomassa, etc.).

In particolare, per gli impianti fotovoltaici a terra o su tetto, i quali possono dare luogo a fenomeni di riflessione e/o abbagliamento nei confronti dei piloti, è richiesta l'istruttoria e l'autorizzazione dell'ENAC quando:

- si verifichi una delle condizioni descritte nel precedente paragrafo che renda necessaria la preventiva istruttoria autorizzativa;

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 5 di 17

- ii. risultino ubicati a una distanza dall'ARP (*Aerodrome Reference Point*) inferiore a 6 km per aeroporti di codice 3 o 4; o 3,6 km per aeroporti di codice 2 o di 2,7 km per aeroporti di codice 1;
- iii. abbiano una superficie uguale o superiore a 500 m², ovvero, per le installazioni distribuite su più lotti, quando la somma delle singole installazioni sia uguale o superiore a 500 m² ed il rapporto tra la superficie coperta dalle pannellature ed il lotto di terreno interessato dalla edificazione non sia inferiore ad un terzo.

Suddette linee guida prevedono che la verifica preliminare deve contenere anche un apposito studio che certifichi l'assenza di fenomeni di abbagliamento ai piloti.

3. Descrizione delle opere in progetto

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico installato a terra caratterizzato da una potenza di picco complessiva pari a 23.203,32 kWp - e una potenza in immissione di 19.800 kWac, con stringhe opportunamente distanziate tra loro per limitare gli ombreggiamenti, non condizionare la crescita vegetale e consentire il passaggio dei mezzi. In aggiunta all'impianto fotovoltaico sarà installata anche una sezione di accumulo a batterie (BESS), che avrà una potenza di immissione pari a 15000 kWac.

L'impianto, suddiviso in due lotti, in base a quanto previsto dalla STMG di Terna (codice pratica 202400984), sarà connesso alla rete a 36 kV di Terna con collegamento in antenna su un futuro ampliamento a 36 kV della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Carpi Fossoli". La connessione a 36 kV avverrà mediante una doppia terna di cavi interrata di sezione pari a 185 mm² in alluminio, che collegherà le cabine di smistamento - posizionate all'interno dell'area recintata dei campi fotovoltaici - alla futura sezione a 36 kV prevista dal progetto di ampliamento della Stazione Elettrica "Carpi Fossoli".

Per tutto quanto compete gli aspetti tecnico-progettuali legati all'impianto fotovoltaico in progetto sono state svolte delle specifiche relazioni tecniche e tavole grafiche a firma di tecnici abilitati. Per completezza di esposizione si riporta, in questa sede, una sintesi del progetto tecnico rimandando ogni ulteriore approfondimento agli elaborati tecnici dedicati.

In Tabella 1 si riportano i principali dati caratteristici dell'impianto fotovoltaico.

Tabella 1. Principali caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico.

Impianto fotovoltaico "CARPI-Fossoli"	
Potenza di picco DC (MWp)	23,20
Potenza nominale AC (MWac)	19,80
Tecnologia della cella fotovoltaica	Silicio Monocristallino
Tipologia di inverter	Inverter di stringa
Tipologia di struttura di montaggio	Ad inseguimento monoassiale
Potenza del modulo (Wp)	690
Numero di moduli per stringa	14/28
Potenza nominale di ciascun inverter (kWac)	330
Numero di Trasformatori e relativa potenza (kVA)	6X3300 @40°C

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 6 di 17

Tensione del trasformatore lato bt (V)	800
Configurazione delle strutture di supporto	1X14/1X28
Inclinazione tracker	±55°
DC/AC Ratio dell’impianto	1,17
Maximum System Voltage	800 V (bt) 36 kV (AT)
Interdistanza strutture (m)	5
Numero complessivo degli inverter	60
Numero complessivo dei moduli	33628
Numero complessivo delle stringhe	1275
Totale area recintata (ha)	28,94

3.1. Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno

I moduli fotovoltaici impiegati saranno complessivamente **33.628** (suddivisi in 1127 stringhe da 28 moduli e da 148 stringhe da 14 moduli), **che verranno installati su inseguitori monoassiali autoalimentati, a singola vela, con pannelli bifacciali denominati “tracker”** disposti lungo l’asse Nord-Sud e in grado di ruotare secondo la direttrice Est-Ovest con escursione angolare fino a valori compresi tra -55° e +55°, rispetto all’asse orizzontale (Figura 2).

Le strutture selezionate, possono essere installate facilmente con guide “autoallineanti” e dispositivi di fissaggio a prova di vibrazione. L’architettura decentralizzata e autoalimentata consente di attivare ogni tracker singolarmente prima dell’attivazione dell’intero impianto. La sezione dei pali consente un’agevole infissione in vari tipi di terreno e garantisce la migliore resistenza possibile alle sollecitazioni di movimentazione della struttura e ai carichi vento.

Per quanto riguarda il processo di installazione delle strutture di supporto, tutti i pali saranno infissi nel terreno tramite l’utilizzo di macchine battipalo; non si prevede l’utilizzo di plinti e/o fondazioni in cemento. Una volta che l’infissione sarà completata, tutti i pali che costituiscono la struttura portante saranno pronti e predisposti per il montaggio dei moduli fotovoltaici.

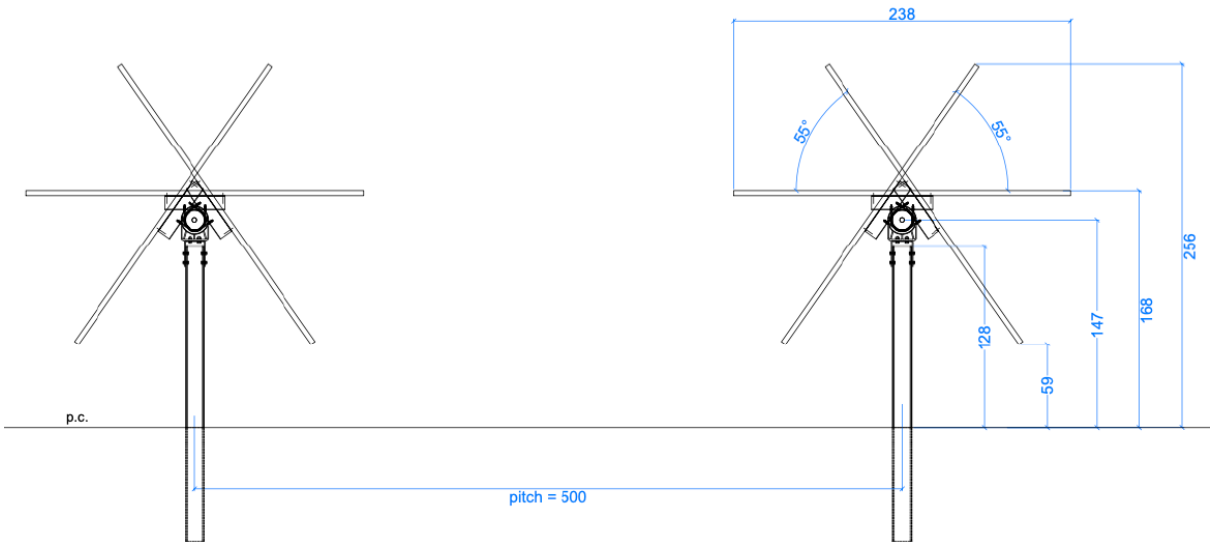


Figura 2. Dettaglio delle strutture di supporto (tracker) dei moduli fotovoltaici. Vista con rotazione +/-55°, pitch = 5 m.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 7 di 17

4. Analisi dei fenomeni di abbagliamento

4.1. Definizione di impatto visivo

Un abbagliamento consiste nella sensazione negativa percepita da un osservatore a causa della presenza di un'area eccessivamente luminosa (i.e. elevata luminanza) all'interno del proprio campo visivo. Al verificarsi di tale fenomeno, i meccanismi biochimici di risposta dell'occhio umano alle forti variazioni di intensità luminosa possono degradare le prestazioni visive (acuità visiva, percezione del contrasto, velocità di percezione) e indurre disturbi astenopeici (i.e. affaticamento, stanchezza, disagio).

L'abbagliamento si può classificare a seconda dell'incidenza del raggio proveniente dalla fonte luminosa:

- **diretto**: se un raggio luminoso colpisce direttamente la parte centrale della retina (i.e. fovea);
- **indiretto**: se un raggio luminoso incide sulle zone più periferiche dell'occhio.

La stessa terminologia può essere utilizzata anche per distinguere se il fascio di luce colpisce l'osservatore direttamente o indirettamente, dopo essere stato riflesso, come nel caso di grandi superfici riflettenti quali i campi fotovoltaici, specchi d'acqua o di edifici con ampie superfici vetrate.

La conseguenza dell'abbagliamento sulla vista, dal punto di vista fisiologico, può essere:

- **debilitante**, quando si verifica un peggioramento istantaneo o temporaneo, ma reversibile, delle funzioni visive;
- **infastidite**, quando provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi di affaticamento oculare (i.e. astenopia), che portano a difficoltà di concentrazione, riduzione della capacità di attenzione, aumento delle probabilità di errore.

Per descrivere le conseguenze della riflessione della luce solare sulle superfici riflettenti, la letteratura americana, ha introdotto i concetti di "Bagliore" e di "Luccichio", i quali sono definiti come:

- Il **"luccichio"** (*glint*) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del sole su di un pannello solare (o su un'altra superficie riflettente). Lo scintillio improvviso potrebbe causare disturbo ad un osservatore che si muove ad una data velocità nelle vicinanze di un campo fotovoltaico.
- Un **"bagliore"** continuativo (*glare*) è invece una fonte continua di eccessiva luminosità. Potrebbe essere sperimentato ad esempio da un osservatore stazionario situato nel percorso della luce solare riflessa dalla faccia del pannello.

La differenza tra "bagliore" e "luccichio" è fondamentalmente legata alla durata del fenomeno percepita dall'osservatore.

Inoltre, l'effettivo impatto sulla vista di un abbagliamento dipende sensibilmente anche da alcuni fattori soggettivi, quali:

- la posizione della sorgente luminosa all'interno del campo visivo dell'osservatore;
- la tipologia di attività svolta dall'osservatore;
- l'età anagrafica e lo stato di salute generale;
- la luminosità dell'ambiente circostante e le condizioni atmosferiche.

4.2. Il fenomeno ottico dell'immagine residua

Gli effetti dell'abbagliamento sulla vista, si possono quantificare attraverso il concetto di *"after-image"* o *"immagine residua"*, che consiste in un effetto ottico che si manifesta sotto forma di un'immagine che

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 8 di 17

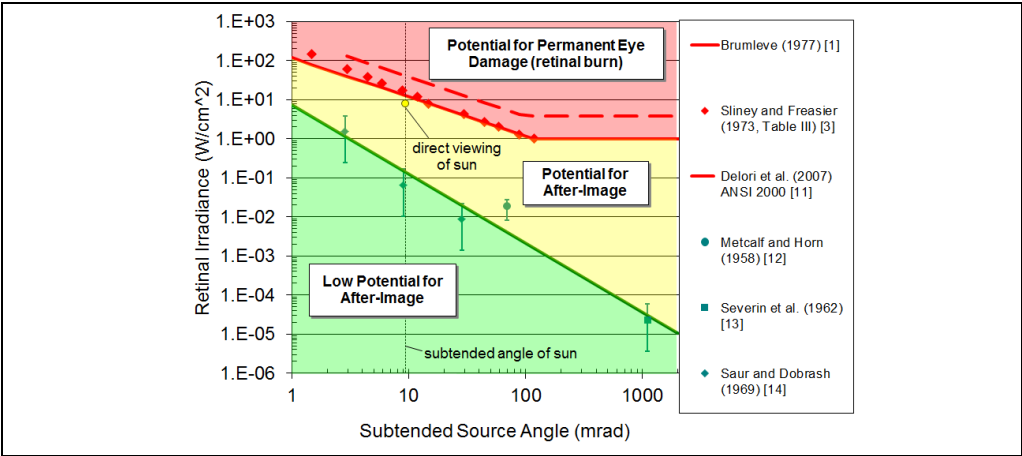
continua a comparire nella visione anche quando l'esposizione dell'immagine originale è cessata. Quando l'occhio umano fissa una luce intensa, (e.g. una lampadina accesa o il sole), e poi distoglie lo sguardo da quella fonte di luce, in genere l'occhio continuerà a "vedere" la luce per un breve lasso di tempo. L'esposizione visiva diretta alla luce intensa, come il sole o gli effetti di una superficie riflettente, in casi estremi, può anche causare danni permanenti agli occhi o cecità temporanea. Il tempo di persistenza dell'immagine residua all'interno del campo visivo è direttamente proporzionale al tempo di esposizione alla sorgente luminosa.

Le due grandezze necessarie per la valutazione dell'impatto oculare di un abbagliamento sono: i) l'irraggiamento retinale (W/cm^2) e ii) l'angolo sotteso della sorgente dell'abbagliamento (mrad). Il rapporto tra queste due variabili determina i potenziali effetti sulla retina, che, sulla base dei riferimenti presenti in letteratura (Ho et al., 2011), può essere classificato in tre categorie in base al possibile rischio di danno oculare (Figura 3).

La grandezza e l'impatto che un'immagine residua ha sul campo visivo dell'osservatore, dipendono dalla dimensione dell'angolo sotteso della sorgente luminosa. Per un dato irraggiamento retinale un angolo minore della sorgente produce un'immagine residua minore ed anche un impatto potenziale più basso. Se l'irraggiamento retinale è abbastanza forte per un dato angolo sotteso della sorgente, si potrebbe produrre un danno oculare permanente da ustione retinale (*red glare*). Osservando i dati riportati nella Figura 3 è possibile notare come, mentre l'angolo sotteso della sorgente aumenta, la soglia dell'irraggiamento retinale sicura diminuisce. **Per un dato irraggiamento, un angolo sotteso maggiore comporta pertanto un'immagine retinale maggiore e fornisce una potenza maggiore alla retina** che non può essere facilmente dissipata dal perimetro dell'immagine retinale "calda" come invece accadrebbe nel caso di un'area retinale minore.

Al di sotto della soglia di ustione retinale, esiste una regione dove un irraggiamento abbastanza elevato può causare un'immagine residua o cecità da flash temporanei, questa regione è generata dallo sbiancamento (sovrasaturazione) dei pigmenti visivi della retina (*yellow glare*). Quando ciò accade, nel campo visivo dell'osservatore si genera un'immagine residua temporanea, simile all'effetto prodotto dall'esposizione ad un flash fotografico in una stanza con bassa luminosità.

Gli effetti dell'impatto potenziale dell'irraggiamento dipendono infine dal tempo di esposizione. I dati sui danni oculari sono considerati convenzionalmente per un tempo di esposizione pari a 0,15 s, che corrisponde al tempo di chiusura della palpebra. Si noti, come in corrispondenza del punto denominato "*direct viewing of sun*" nella Figura 3, anche un breve (0,15 s) sguardo diretto verso il sole, potenzialmente può indurre la formazione di immagini residue.



Verde	Basso potenziale di immagine residue temporanee (<i>green glare</i>)
Giallo	Potenziati immagini residue temporanee (<i>yellow glare</i>)
Rosso	Potenziale danno alla retina (<i>red glare</i>)

Figura 3. Classificazione degli impatti sulla vista in base all'irraggiamento sulla retina e dell'angolo sotteso con la sorgente luminosa (Ho et al., 2011).

4.3. La valutazione dell'impatto visivo

Uno dei principali fattori che governano la riflettività (ovvero la capacità di riflettere la luce incidente) di una superficie è il suo posizionamento rispetto alla sorgente luminosa. Un modulo in grado di assorbire il 90% della radiazione solare diretta, può arrivare a rifletterne anche 60% qualora questo non sia perfettamente orientato rispetto alla posizione del sole (Figura 4). Tale condizione si verifica abbastanza di frequente, soprattutto nelle installazioni a bassa inclinazione, in particolare all'alba ed al tramonto.

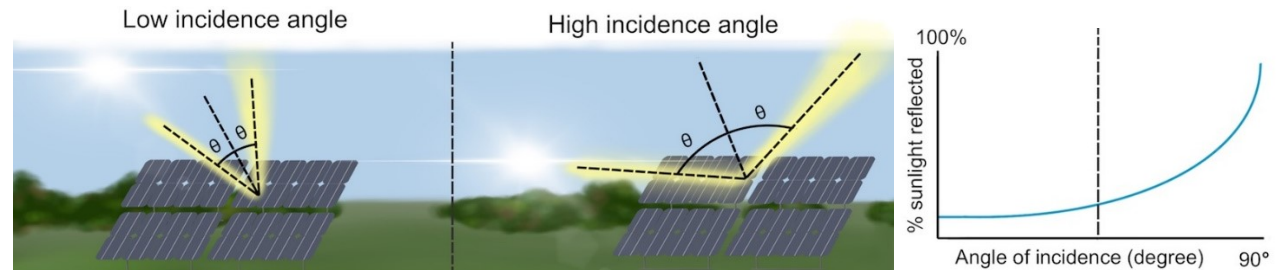


Figura 4. Andamento della riflettività di un pannello in funzione dell'angolo di incidenza (θ). La percentuale di luce solare riflessa è direttamente proporzionale all'angolo di incidenza.

Un'altra importante variabile che influenza la formazione di fenomeni di abbagliamento è il materiale della superficie dei moduli. La frazione di luce solare riflessa dal rivestimento anteriore dei moduli, non contribuendo alla produzione di energia elettrica, comporta un calo dell'efficienza degli stessi. Per minimizzare le perdite per riflessione i moderni moduli fotovoltaici sono costruiti in vetro anti-riflettente ad alta trasmittanza, il quale conferisce alla superficie dei moduli un aspetto opaco. Come si può osservare nel grafico riprodotto nella Figura 5, le caratteristiche ottiche dei materiali disponibili in commercio (i.e. applicazione di trattamenti antiriflesso, superficie microstrutturata), influenzano la quota di luce riflessa a parità di angolo di incidenza.

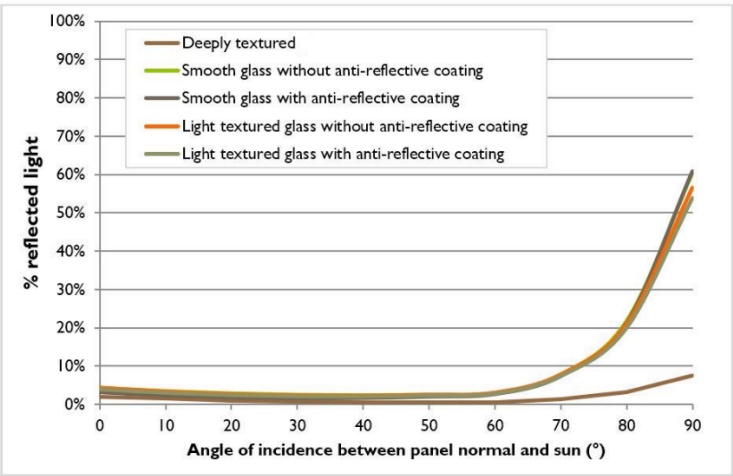


Figura 5. Relazione tra la percentuale della luce riflessa in funzione dell'angolo di incidenza e del tipo di materiale.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 10 di 17

Esistono due tipologie di riflessione che possono verificarsi su di una superficie: i) riflessione speculare, la quale produce un tipo di luce più "concentrato", e si verifica quando la luce intercetta una superficie liscia o lucida come il vetro o l'acqua; ii) riflessione diffusa, che invece, genera un tipo di luce meno "focalizzata", e si manifesta quando la luce si riflette su una superficie ruvida come la vegetazione, il cemento o acqua ondulata (Figura 6). Il principale tipo di riflettanza espressa dai moduli fotovoltaici è di tipo speculare, anche se, nella realtà, tutte le superfici emanano una combinazione di riflessione speculare e di riflessione diffusa.

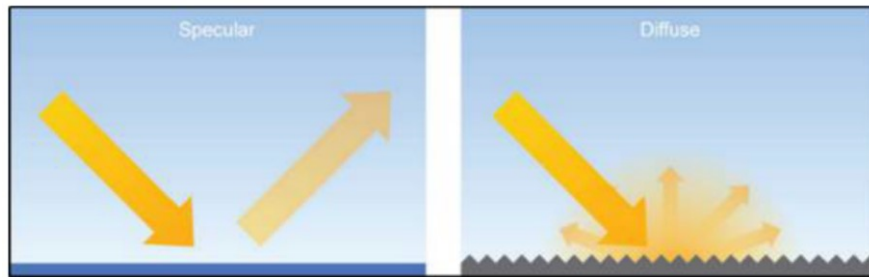


Figura 6. Modalità di riflessione della luce in funzione della scabrezza della superficie.

4.4. Codice di calcolo

Il rischio che le opere in progetto possano generare fenomeni di abbagliamento sul traffico aereo è stato valutato attraverso il software ForgeSolar (www.forgesolar.com), il quale si basa sul codice di calcolo denominato *Solar Glare Hazard Analysis Tool* (SGHAT), sviluppato dal Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) e dai *Sandia National Laboratories* con lo scopo di valutare il potenziale impatto sulla vista dei piloti causato dai riflessi della luce solare emessi dalle installazioni fotovoltaiche (Ho et al., 2014). Per la sua efficacia e flessibilità, tale approccio trova ampia applicazione anche al di fuori del settore dell'aviazione civile, e si è affermato come uno standard per valutare il rischio di abbagliamento sulle infrastrutture di trasporto terrestre nonché su recettori sensibili puntuali.

ForgeSolar, a partire dalla topografia del terreno, delle caratteristiche del layout di impianto e dal movimento del sole nel corso dell'anno, è in grado di simulare il verificarsi di fenomeni di abbagliamento con una risoluzione temporale di 1 minuto. Qualora si verifichi un abbagliamento, il modello è in grado di ricavare la durata dello stesso, nonché l'intensità dell'irraggiamento sulla retina dell'osservatore (W/cm^2) e l'angolo sotteso della sorgente rispetto ai recettori sensibili considerati (mrad), visualizzarli su di un diagramma di irraggiamento retinale e classificarli in base al potenziale impatto visivo.

ForgeSolar permette di valutare gli impatti dei fenomeni di abbagliamento su recettori sensibili puntuali (singoli edifici) o lineari (strade, rotte aeree), i quali vengono modellati in base alla loro posizione geografica, quota del terreno ed altezza dal suolo. Il software, tuttavia, non considera eventuali ostacoli non di natura topografica (e.g. vegetazione arborea, edifici, infrastrutture), assumendo che la visuale da una determinata posizione sia sempre libera. Eventuali elementi che si interpongono lungo la linea di visuale verso un dato recettore, (e.g. edifici, vegetazione arborea, rilevati stradali, argini) devono essere inseriti in modo esplicito nel modello come "elementi verticali", che fungono da schermo per impedire il propagarsi della luce solare riflessa al di là di essi (Figura 7).

All'interno del modello, il layout di impianto è rappresentato attraverso dei poligoni che corrispondono al perimetro delle singole sub-aree occupate dalle stringhe (*footprint*). Tali poligoni, costituiscono una semplificazione dell'effettiva geometria delle installazioni fotovoltaiche, le quali sono approssimate a dei piani inclinati in base alla quota del terreno. Nel caso in cui la topografia del terreno non sia

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 11 di 17

ragionevolmente approssimabile a un singolo piano inclinato, ad esempio nel caso di cambi di pendenza e/o esposizione, è opportuno suddividere le superfici occupate da moduli in due o più poligoni in modo da modellare in modo più realistico l'installazione fotovoltaica. Un'altra limitazione del codice riguarda i poligoni con forme concave, i quali possono essere elaborati in maniera non corretta nel modello (Figura 7). Come nel caso precedente, in queste situazioni è consigliabile suddividere il poligono in due o più geometrie in modo che queste abbiano forme quanto più convesse.

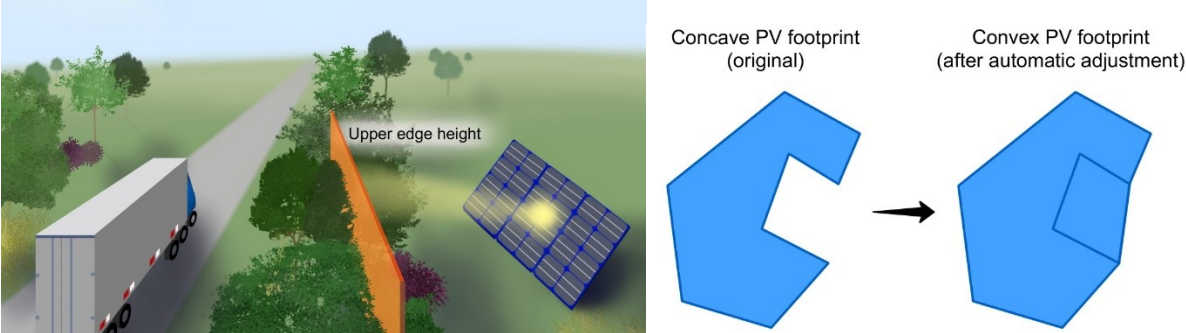


Figura 7. Rappresentazione di una barriera verticale (filare alberato) all'interno del modello di calcolo (sinistra) ed esempio di approssimazione della geometria di una footprint convessa (destra).

Il modello assume che la radiazione solare in ingresso sia pari a quella osservabile in condizioni di cielo sereno. Tale condizione, risulta essere molto cautelativa rispetto alla effettiva variabilità di condizioni atmosferiche che si verificano nel corso dell'anno.

Anche se il codice di calcolo implementato nel software prevede alcune semplificazioni rispetto alla configurazione geometrica dell'impianto e delle leggi fisiche che governano il fenomeno degli abbagliamenti, i suoi risultati sono stati validati in numerosi casi di studio, nei quali il software ha accuratamente predetto il verificarsi e l'intensità degli abbagliamenti nel corso del tempo.

4.5. Setup della simulazione

L'impianto agrivoltaico in progetto, è stato suddiviso in cinque sub-aree, (Figura 8). Le quote del piano di campagna sono state ricavate dal DTM Lidar con risoluzione di 1 m realizzato dal MATTM, il quale a un accuratezza verticale di $\pm 0,15$ m.

In accordo con le soluzioni tecniche scelte nella fase di progettazione, ogni sub-area è stata configurata in modo da simulare il movimento di tracker mono assiali orientati lungo l'asse Nord-Sud, (corrispondente a un orientamento delle stringhe di 180°). In considerazione del modello dei tracker, la quota a cui si trovano i moduli fotovoltaici è stata posta a 2,56 m dal piano di campagna, con un intervallo rotazione di $\pm 55^\circ$ rispetto all'orizzontale. La riflettività della superficie dei moduli fotovoltaici è stata impostata utilizzando i valori tipici del vetro con trattamento antiriflesso (*smooth glass with antireflective coating*).

Al fine di descrivere in modo più accurato le distribuzioni delle stringhe all'interno del software, l'impianto è stato suddiviso in 5 sub-aree (Figura 8), l'indice di copertura (*Ground Cover Ratio*) (i.e. il rapporto tra l'area della footprint e la proiezione al suolo delle stringhe presenti al suo interno), è riportato nella Tabella 2.

Tabella 2. Superficie delle sub-aree di impianto e relativo indice di copertura.

Sub-area	Superficie (m ²)	Superficie proiezione stringhe (m ²)	Indice di copertura (-)
E1	8693.1	4109.6	0.47

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 12 di 17

E2	25282.1	12134.9	0.48
O1	60020.9	28716.5	0.48
O2	74663.9	35689.9	0.48
O3	55440.1	26507.0	0.48

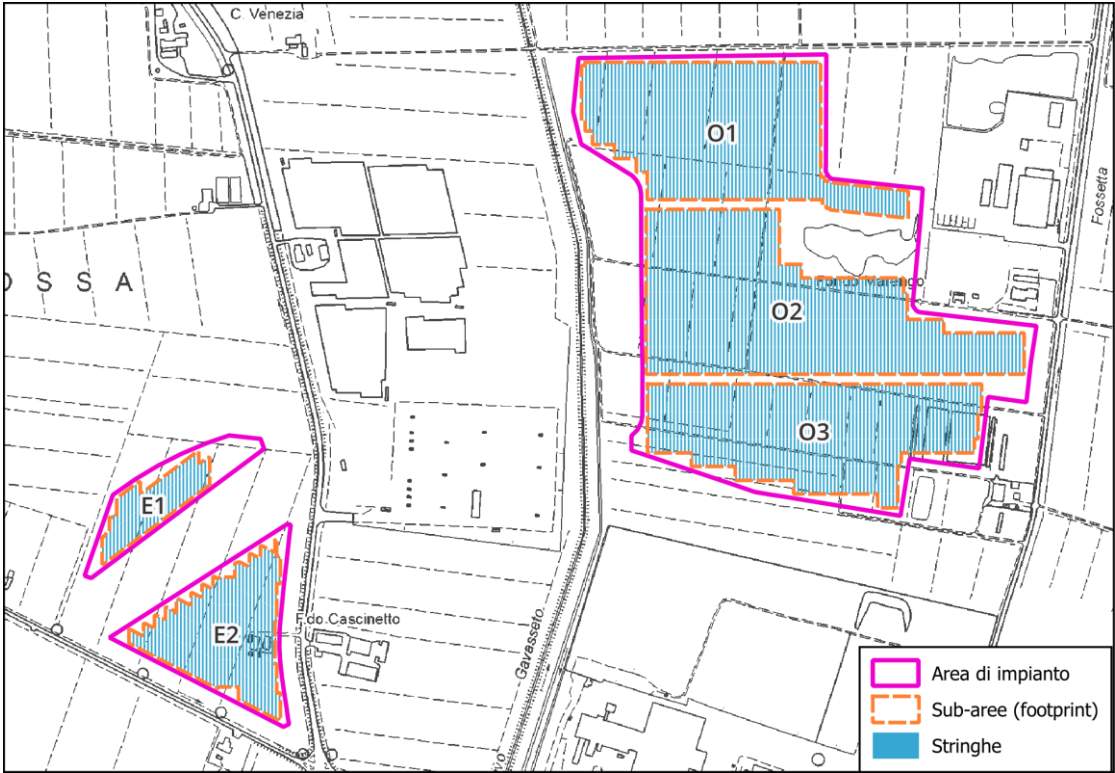


Figura 8. Suddivisione e codifica delle singole superfici fotovoltaiche che compongono l’impianto fotovoltaico in progetto al fine della modellistica degli abbagliamenti.

Come **ricettori sensibili ai possibili fenomeni di abbagliamento** sono state prese in considerazione, come da normativa FAA, i percorsi di volo in fase di atterraggio e di decollo della pista dell’aeroporto “Carpi-Budrione” definendo tali percorsi *Flight Paths* (FP) andando a ritroso fino alla distanza di 2 miglia nautiche (Tabella 3, Figura 9).

Tabella 3. Caratteristiche dei ricettori corrispondenti ai percorsi di decollo e di atterraggio dalla pista dell’aeroporto “Carpi-Budrione”.

Nome	Punto	Lat (°)	Lon (°)	Quota (m)	Soglia di quota (m)	Direzione (°)	Pendenza di planata (°)	Restrizioni verticali alla visuale (°)	Vista azimutale (°)
FP1	Soglia	44,835598	10,872680	35,88	15	204	3	30	50
	Punto a 2 miglia	44,86001	10,889283	2074,57					
FP2	Soglia	44,831029	10,869804	35,39	15	24	3	30	50
	Punto a 2 miglia	44,804616	10,853203	204,08					

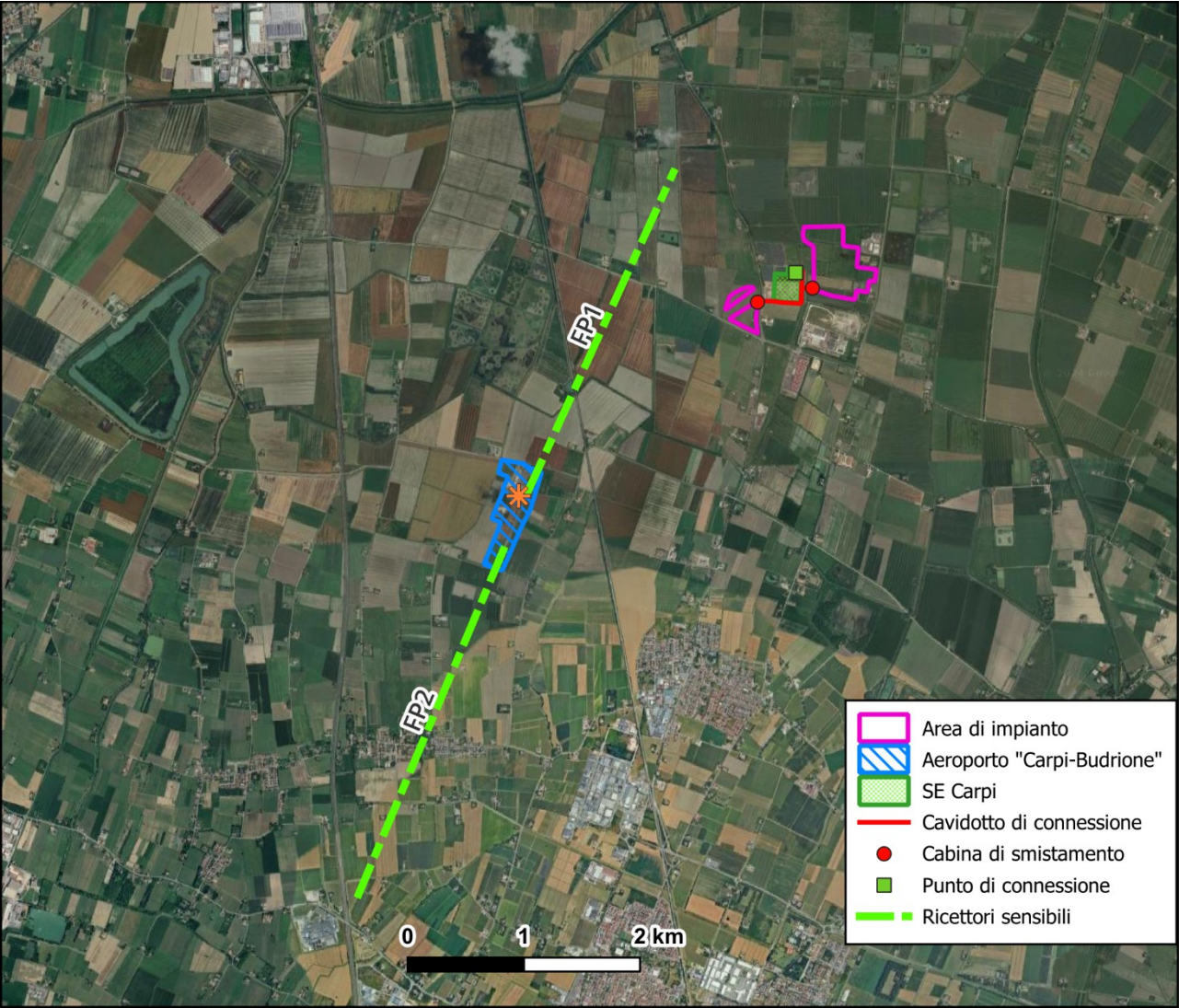


Figura 9. Rappresentazione grafica delle rotte di decollo e di atterraggio dalla pista dell’aeroporto “Carpi-Budrione”.

Infine, la simulazione richiede la definizione di alcune variabili stazionali, riportate nella seguente Tabella 4.

Tabella 4. Parametri stazionali utilizzati nelle simulazioni effettuate.

Altezza minima del sole (gradi)	Limite inferiore a cui il sole è visibile. In considerazione che l’area di studio si trova in un contesto spiccatamente pianeggiante è stato posto pari a 0°. Contesti geomorfologici differenti (e.g. aree collinari) sono caratterizzati da un’altezza minima del sole maggiore.
Radiazione Diretta Normle massima (W/m² or Wh/m²)	La Radiazione Diretta Normale (DNI) massima in un particolare luogo a mezzogiorno, rappresenta la quantità di radiazione solare incidente su una superficie disposta normalmente rispetto al sole nell’arco di 60°. Alla latitudine in cui si trovano le opere in progetto, durante una giornata soleggiata e senza nuvole, mediamente il DNI può arrivare a circa 1000 W/m²
Angolo solare (gradi)	Ampiezza media dell’angolo di inclinazione del sole, pari a 0,5°.
Coefficiente di	Coefficiente che rappresenta la radiazione assorbita dall’occhio prima di

trasmissione oculare (-)	raggiungere la retina, che tipicamente ha un valore di 0,5 (Ho et al. 2011; Sliney et al. 1973).
Diametro della pupilla (m)	Indica il diametro della pupilla di un osservatore. La dimensione della pupilla è direttamente proporzionale alla quantità di luce che può entrare nell'occhio e raggiungere la retina. Dati di letteratura indicano come il diametro della pupilla vari da 0,7002 m durante il giorno a 0,008 m durante la visione notturna (Ho et al. 2011; Sliney et. al. 1973).
Lunghezza focale dell'occhio (m)	Distanza tra il punto in cui un raggio di luce entra nell'occhio e la retina. This value is used to determine the projected image size on the retina for a given subtended angle of the glare source. Tipicamente l'occhio umano ha una distanza focale di 0,017 m (Ho, 2011; Sliney, 1973).

5. Risultati

Le simulazioni effettuate hanno permesso di valutare l'entità e la durata degli abbagliamenti che possono essere riscontrati dai ricettori considerati nel corso dell'anno a seguito della realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto, classificandoli in base al livello di rischio oculare, in una delle tre categorie di impatto potenziale di immagine residua (rosso, verde, giallo).

I risultati ottenuti, dettagliati nel report allegato al presente documento, e riassunti nel seguito, mostrano come **la generazione di fenomeni di abbagliamento sia limitata alle due sub-aree che compongono la parte Est dell'impianto fotovoltaico in progetto, le quali interferiscono esclusivamente con alla rotta FP1** (Tabella 5). Le superfici fotovoltaiche della parte Ovest non generano interferenze con nessuno dei due ricettori (*flight paths*) considerati.

Tabella 5. Durata degli abbagliamenti simulati con il modello Forge Solar (in minuti/anno) e dei ricettori interessati dagli stessi.

Sub-area	Ricettore	Green glare (min)	Yellow glare (min)
E1	FP1	3364	0
E2	FP1	1871	0

Per loro natura, **i fenomeni di abbagliamento** sono governati dalla posizione del sole, e quindi **hanno un carattere fortemente stagionale. A tale riguardo, si evidenzia che, gli abbagliamenti dell'impianto in progetto, si concentrano nel periodo invernale - ottobre-febbraio** (Tabella 6) e che il modello di calcolo assume la presenza costante di condizioni atmosferiche ottimali, mentre nel corso dell'anno, ed in particolar modo negli stessi mesi invernali è piuttosto frequente avere presenza condizioni meteo (e.g. presenza di nubi, foschia e nebbia), che riducono sensibilmente l'intensità dell'irraggiamento solare e la propagazione della luce nell'atmosfera. **Ne consegue che i risultati ottenuti, seppur di limitata entità, siano da considerarsi cautelativi e che, l'effettiva durata ed intensità dei fenomeni di abbagliamento, in condizioni *post-operam*, sarà verosimilmente inferiore rispetto a quella stimata.**

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 15 di 17

Tabella 6. Durata cumulata mensile (in minuti) dei fenomeni di abbagliamento durante il corso dell’anno riscontrati dal ricettore FP1.

Sub-area	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
E1 (green)	807	753	0	0	0	0	0	0	0	365	1104	335
E1 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E2 (green)	575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	306	990
E2 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Infine, nella Figura 10 si riportano i diagrammi di irraggiamento retinale relativi alle sub-aree E1 ed E2 nei confronti del ricettore FP1, dai quali si può osservare come i fenomeni di abbagliamento simulati si trovino sempre nella parte “verde” del grafico, che corrisponde a un basso potenziale di produzione di immagini residue.

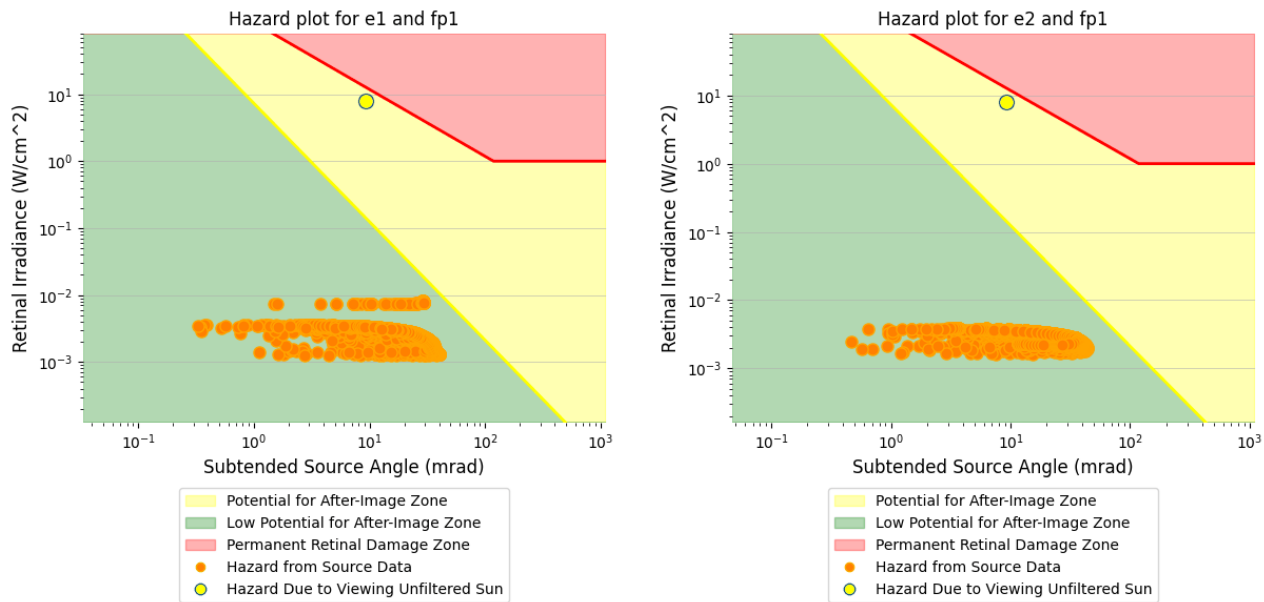


Figura 10. Diagrammi di irraggiamento retinale relativi alle due sub-aree che costituiscono la parte Est dell’impianto rispetto al ricettore FP1.

6. Conclusioni

In seguito alle verifiche, i cui risultati sono stati riportati nei paragrafi precedenti, si ritiene che gli interventi di realizzazione dell’impianto fotovoltaico “Carpi-Budrione” non comportino fenomeni di abbagliamento di intensità tale da creare disturbo ai piloti e alle operazioni di navigazione aerea.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 16 di 17

Bibliografia

Sliney, D.H. and B.C. Freasier, 1973, "Evaluation of Optical Radiation Hazards", Applied Optics, 12(1), p. 1-24.

Ho, C. K., Sims, C. A., Yellowhair, J. E. and Bush, H. E., 2014, "Solar Glare Hazard Analysis Tool (SGHAT) Technical Reference Manual", SAND2014-18360 O, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM

Ho, C. K., Ghanbari, C. M., and Diver, R. B., 2011, "Methodology to Assess Potential Glint and Glare Hazards From Concentrating Solar Power Plants: Analytical Models and Experimental Validation", ASME J. Sol. Energy Eng., 133

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CARPI - Fossoli"				
E-24	Studio fenomeni di abbagliamento ENAC	rev 00	15.07.2024	Pagina 17 di 17

Allegato 1 –Glare analysis report

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **CARPI**

Site configuration: **CARPI 1-1**

Created 10 Jul, 2024

Updated 15 Jul, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 124052.21255

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis methodology V2



Summary of Results

Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh	Peak Luminance cd/m ²
			min	hr	min	hr		
E1	SA tracking	SA tracking	3,364	56.1	0	0.0	-	108,763
E2	SA tracking	SA tracking	1,871	31.2	0	0.0	-	63,082
O1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0
O2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0
O3	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP1	5,235	87.2	0	0.0
FP2	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: E1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 5.0°

Ground Coverage Ratio: 0.47

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.850388	10.896767	18.74	2.56	21.30
2	44.849441	10.894901	18.94	2.56	21.50
3	44.849442	10.894871	18.94	2.56	21.50
4	44.849778	10.894882	18.82	2.56	21.38
5	44.849778	10.894912	18.77	2.56	21.33
6	44.849811	10.894946	18.66	2.56	21.22
7	44.849811	10.894976	18.71	2.56	21.27
8	44.849844	10.895010	18.72	2.56	21.28
9	44.850016	10.895016	18.83	2.56	21.39
10	44.850015	10.895079	18.50	2.56	21.06
11	44.850049	10.895080	18.61	2.56	21.17
12	44.850048	10.895143	18.76	2.56	21.32
13	44.850248	10.895150	18.73	2.56	21.29
14	44.850444	10.895536	18.75	2.56	21.31
15	44.850443	10.895566	18.64	2.56	21.20
16	44.850310	10.895562	18.72	2.56	21.28
17	44.850310	10.895595	18.78	2.56	21.34
18	44.850343	10.895659	18.89	2.56	21.45
19	44.850800	10.896560	18.77	2.56	21.33
20	44.850799	10.896590	18.68	2.56	21.24
21	44.850661	10.896586	18.69	2.56	21.25
22	44.850660	10.896619	18.73	2.56	21.29
23	44.850725	10.896748	18.75	2.56	21.31
24	44.850724	10.896778	18.78	2.56	21.34
25	44.850388	10.896767	18.74	2.56	21.30

Name: E2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 5.0°

Ground Coverage Ratio: 0.48

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.848628	10.895308	18.90	2.56	21.46
2	44.848627	10.895338	18.94	2.56	21.50
3	44.848555	10.895526	18.95	2.56	21.51
4	44.848554	10.895559	18.93	2.56	21.49
5	44.848698	10.895564	18.88	2.56	21.44
6	44.848697	10.895594	18.91	2.56	21.47
7	44.848649	10.895719	18.73	2.56	21.29
8	44.848649	10.895752	18.81	2.56	21.37
9	44.848798	10.895757	18.84	2.56	21.40
10	44.848797	10.895787	18.67	2.56	21.23
11	44.848749	10.895912	18.90	2.56	21.46
12	44.848749	10.895945	18.87	2.56	21.43
13	44.848892	10.895950	18.84	2.56	21.40
14	44.848892	10.895980	18.86	2.56	21.42
15	44.848844	10.896105	18.68	2.56	21.24
16	44.848843	10.896138	18.73	2.56	21.29
17	44.848992	10.896143	18.78	2.56	21.34
18	44.848992	10.896173	18.51	2.56	21.07
19	44.848919	10.896360	18.79	2.56	21.35
20	44.848919	10.896393	18.63	2.56	21.19
21	44.849062	10.896398	18.85	2.56	21.41
22	44.849062	10.896428	18.72	2.56	21.28
23	44.849014	10.896553	18.84	2.56	21.40
24	44.849013	10.896586	18.85	2.56	21.41
25	44.849162	10.896591	18.74	2.56	21.30
26	44.849162	10.896621	18.81	2.56	21.37
27	44.849114	10.896746	18.71	2.56	21.27
28	44.849113	10.896779	18.73	2.56	21.29
29	44.849257	10.896784	18.79	2.56	21.35
30	44.849256	10.896814	18.76	2.56	21.32
31	44.849233	10.896847	18.56	2.56	21.12
32	44.849232	10.896877	18.49	2.56	21.05
33	44.849248	10.896910	18.65	2.56	21.21
34	44.849244	10.897163	18.59	2.56	21.15
35	44.849416	10.897169	18.76	2.56	21.32
36	44.849426	10.897233	18.53	2.56	21.09
37	44.849426	10.897263	18.47	2.56	21.03
38	44.849377	10.897388	18.73	2.56	21.29
39	44.849377	10.897421	18.71	2.56	21.27
40	44.849526	10.897426	18.68	2.56	21.24
41	44.849525	10.897456	18.71	2.56	21.27
42	44.849477	10.897581	18.64	2.56	21.20
43	44.849476	10.897614	18.68	2.56	21.24
44	44.849620	10.897619	18.54	2.56	21.10
45	44.849619	10.897649	18.58	2.56	21.14
46	44.849546	10.897836	18.69	2.56	21.25
47	44.849546	10.897869	18.25	2.56	20.81
48	44.849704	10.897874	18.80	2.56	21.36
49	44.849704	10.897905	18.72	2.56	21.28
50	44.849488	10.897898	18.84	2.56	21.40
51	44.849487	10.897961	18.85	2.56	21.41
52	44.849150	10.897950	18.96	2.56	21.52
53	44.849151	10.897886	19.03	2.56	21.59
54	44.848689	10.897871	19.04	2.56	21.60
55	44.848690	10.897841	19.01	2.56	21.57
56	44.848168	10.897824	19.47	2.56	22.03
57	44.848167	10.897854	19.54	2.56	22.10
58	44.847805	10.897842	18.97	2.56	21.53
59	44.847804	10.897905	19.03	2.56	21.59



Name: O1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 5.0°

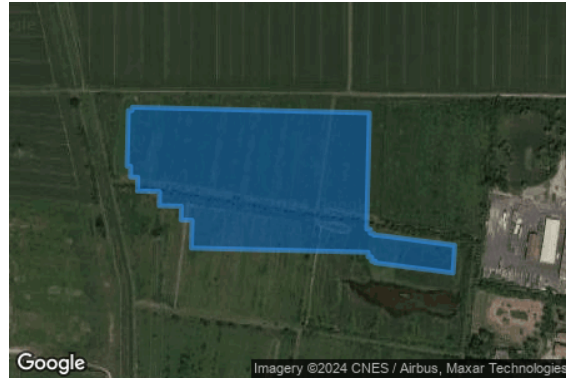
Ground Coverage Ratio: 0.48

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.855413	10.907516	18.37	2.56	20.93
2	44.854001	10.907470	19.17	2.56	21.73
3	44.854000	10.907533	19.08	2.56	21.64
4	44.853951	10.907531	19.17	2.56	21.73
5	44.853950	10.907595	18.90	2.56	21.46
6	44.853930	10.907594	18.91	2.56	21.47
7	44.853929	10.907657	18.80	2.56	21.36
8	44.853806	10.908982	18.75	2.56	21.31
9	44.853469	10.908956	18.85	2.56	21.41
10	44.853593	10.907616	18.51	2.56	21.07
11	44.853613	10.907617	18.51	2.56	21.07
12	44.853614	10.907553	18.67	2.56	21.23
13	44.853663	10.907555	18.69	2.56	21.25
14	44.853664	10.907492	19.21	2.56	21.77
15	44.853721	10.907494	18.95	2.56	21.51
16	44.853772	10.904458	18.51	2.56	21.07
17	44.854110	10.904469	18.57	2.56	21.13
18	44.854114	10.904279	18.54	2.56	21.10
19	44.854280	10.904285	18.28	2.56	20.84
20	44.854286	10.903905	18.36	2.56	20.92
21	44.854459	10.903911	19.25	2.56	21.81
22	44.854465	10.903532	19.20	2.56	21.76
23	44.854632	10.903537	18.47	2.56	21.03
24	44.854634	10.903411	18.53	2.56	21.09
25	44.854765	10.903415	18.31	2.56	20.87
26	44.854766	10.903352	18.58	2.56	21.14
27	44.855441	10.903374	18.52	2.56	21.08
28	44.855440	10.903437	18.55	2.56	21.11
29	44.855481	10.903439	18.56	2.56	21.12
30	44.855413	10.907516	18.37	2.56	20.93

Name: O2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 5.0°

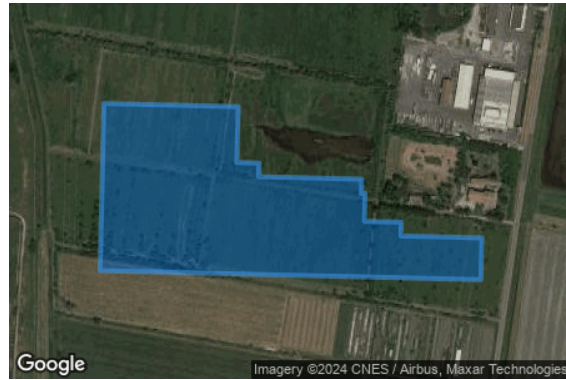
Ground Coverage Ratio: 0.48

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.853653	10.904436	18.50	2.56	21.06
2	44.853614	10.906742	18.92	2.56	21.48
3	44.852937	10.906720	18.63	2.56	21.19
4	44.852930	10.907100	19.11	2.56	21.67
5	44.852764	10.907094	19.01	2.56	21.57
6	44.852734	10.908865	18.81	2.56	21.37
7	44.852562	10.908859	19.24	2.56	21.80
8	44.852561	10.908922	19.23	2.56	21.79
9	44.852222	10.908911	18.22	2.56	20.78
10	44.852212	10.909544	18.75	2.56	21.31
11	44.852045	10.909538	18.51	2.56	21.07
12	44.852022	10.910929	18.55	2.56	21.11
13	44.851513	10.910913	18.69	2.56	21.25
14	44.851622	10.904369	18.96	2.56	21.52
15	44.853653	10.904436	18.50	2.56	21.06

Name: O3

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 5.0°

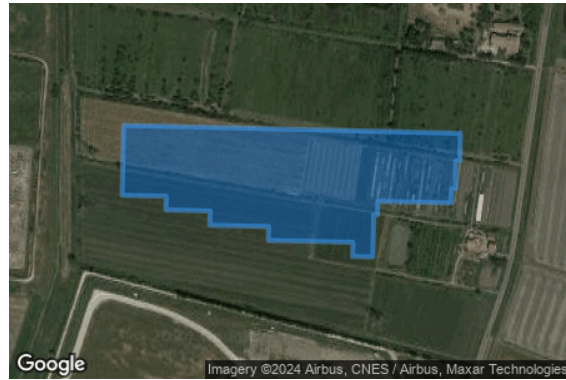
Ground Coverage Ratio: 0.48

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.851501	10.904388	18.97	2.56	21.53
2	44.851404	10.910173	18.43	2.56	20.99
3	44.851068	10.910162	18.55	2.56	21.11
4	44.851069	10.910099	18.56	2.56	21.12
5	44.850730	10.910088	18.64	2.56	21.20
6	44.850731	10.910024	18.49	2.56	21.05
7	44.850559	10.910019	18.35	2.56	20.91
8	44.850580	10.908754	18.41	2.56	20.97
9	44.850414	10.908748	18.55	2.56	21.11
10	44.850415	10.908685	18.54	2.56	21.10
11	44.849904	10.908668	18.35	2.56	20.91
12	44.849910	10.908322	18.37	2.56	20.93
13	44.850082	10.908328	18.37	2.56	20.93
14	44.850106	10.906873	18.69	2.56	21.25
15	44.850273	10.906879	18.66	2.56	21.22
16	44.850289	10.905867	18.54	2.56	21.10
17	44.850462	10.905872	18.83	2.56	21.39
18	44.850474	10.905114	18.82	2.56	21.38
19	44.850641	10.905119	18.49	2.56	21.05
20	44.850654	10.904360	18.94	2.56	21.50
21	44.851501	10.904388	18.97	2.56	21.53

Flight Path Receptors

Name: FP1

Description: None

Threshold height: 15 m

Direction: 204.0°

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	44.835598	10.872680	20.64	15.24	35.88
Two-mile	44.862011	10.889283	18.94	185.63	204.57

Name: FP2

Description: None

Threshold height: 15 m

Direction: 24.0°

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	44.831029	10.869804	20.15	15.24	35.39
Two-mile	44.804616	10.853203	24.60	179.48	204.08

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh	Peak Luminance cd/m ²
			min	hr	min	hr		
E1	SA tracking	SA tracking	3,364	56.1	0	0.0	-	108,763
E2	SA tracking	SA tracking	1,871	31.2	0	0.0	-	63,082
O1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0
O2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0
O3	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-	0

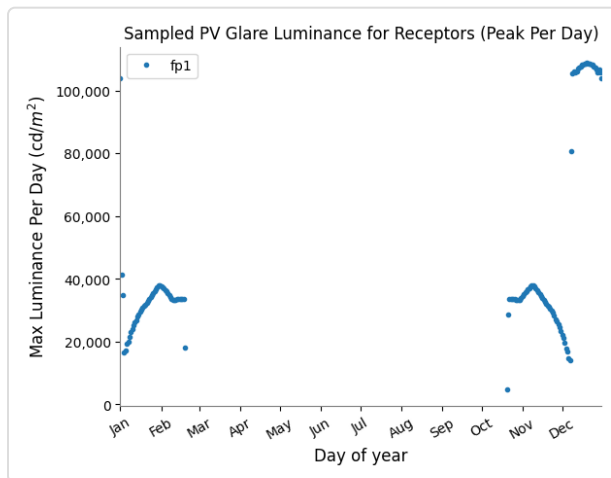
Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP1	5,235	87.2	0	0.0
FP2	0	0.0	0	0.0

PV: E1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

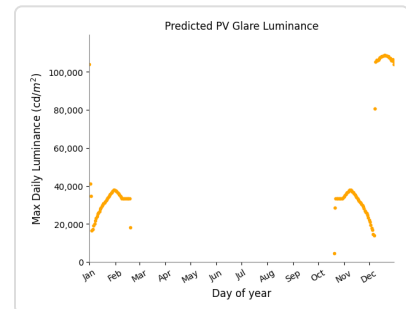
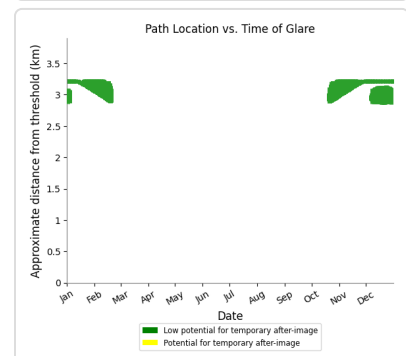
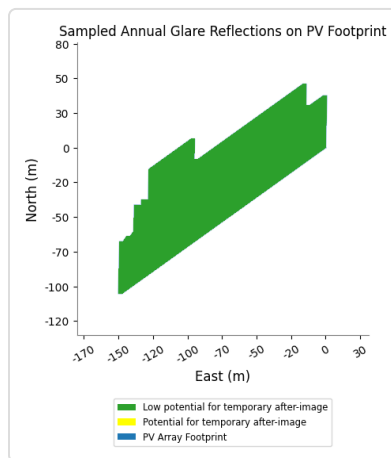
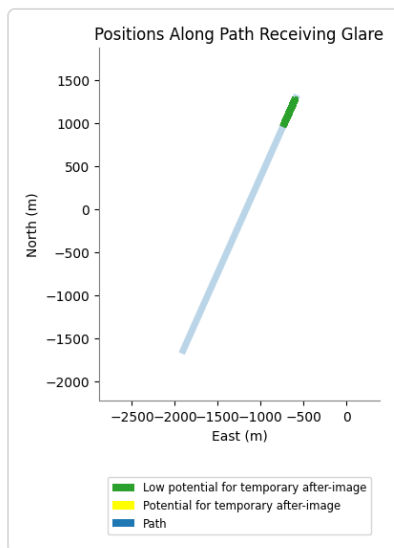
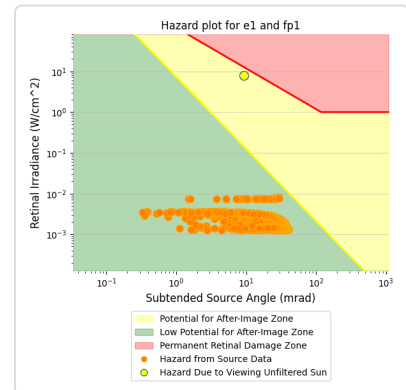
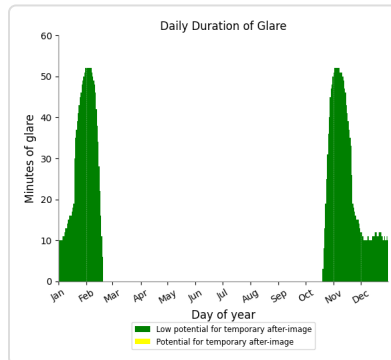
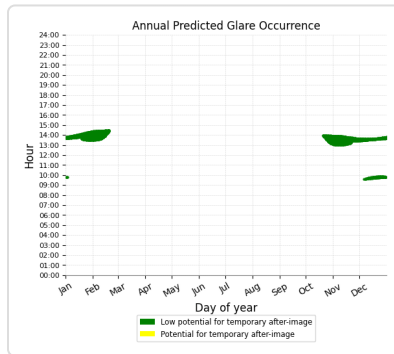
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m ²
FP1	3,364	56.1	0	0.0	108,763
FP2	0	0.0	0	0.0	0



E1 and FP: FP1

Yellow glare: none

Green glare: 3,364 min.



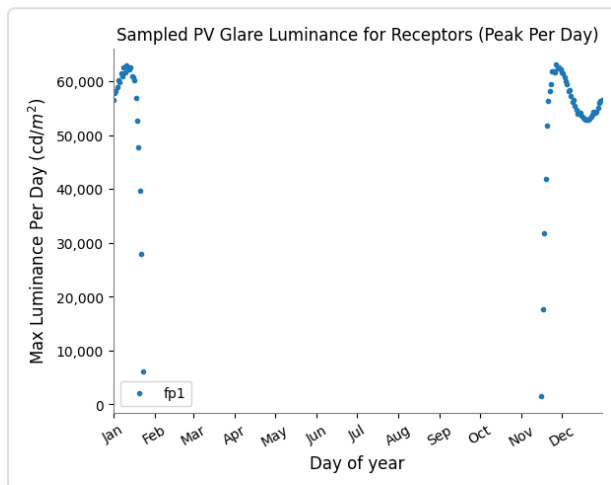
E1 and FP: FP2

No glare found

PV: E2 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

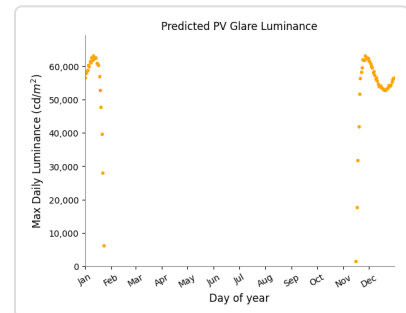
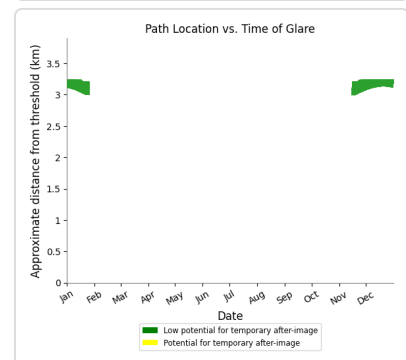
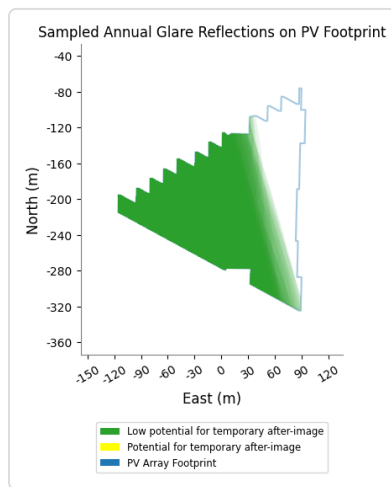
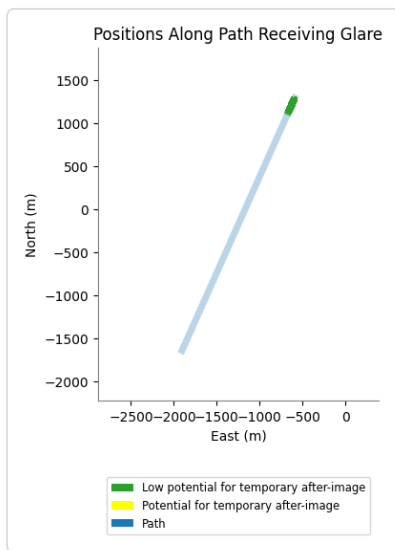
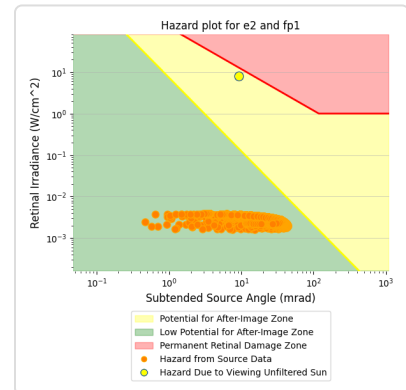
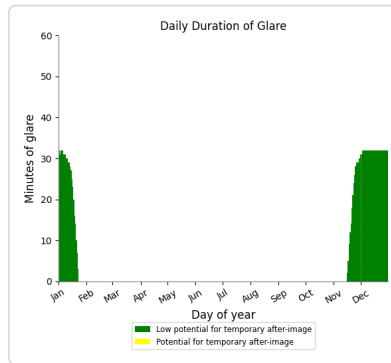
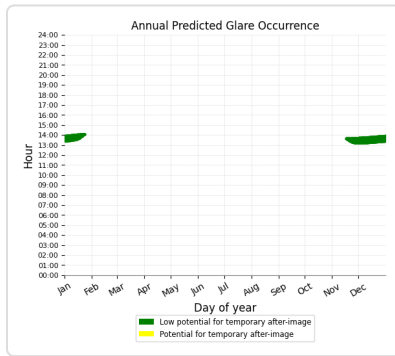
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m ²
FP1	1,871	31.2	0	0.0	63,082
FP2	0	0.0	0	0.0	0



E2 and FP: FP1

Yellow glare: none

Green glare: 1,871 min.



E2 and FP: FP2

No glare found

PV: O1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m^2
FP1	0	0.0	0	0.0	0
FP2	0	0.0	0	0.0	0

O1 and FP: FP1

No glare found

O1 and FP: FP2

No glare found

PV: O2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m ²
FP1	0	0.0	0	0.0	0
FP2	0	0.0	0	0.0	0

O2 and FP: FP1

No glare found

O2 and FP: FP2

No glare found

PV: O3 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m ²
FP1	0	0.0	0	0.0	0
FP2	0	0.0	0	0.0	0

O3 and FP: FP1

No glare found

O3 and FP: FP2

No glare found

Assumptions

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

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

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

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

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

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

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

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

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

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