

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE (IMPIANTO FOTOVOLTAICO), DELLA POTENZA DI PICCO TOTALE PARI A 24,99 MWp E POTENZA NOMINALE IN IMMISSIONE PARI A 24,0 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI PROPRIETA' DI E-DISTRIBUZIONE SPA.

Sezione:

SEZIONE 1 - RELAZIONI

Titolo elaborato:

RELAZIONE SULL'ABBAGLIAMENTO VISIVO

n. Elaborato: 1.17
rev. 03

Scala: -----
data: Marzo 2025

Committente:

NEOEN

NEOEN RENEWABLES ITALIA S.R.L.
Sede legale: Via Giuseppe Rovani n. 7
20123 MILANO (MI)
P.IVA: 11953710966
PEC: neoenrenewablesitalia@pecplus.it

Progettazione:

**LUMI
STUDIO**

Dott. Arch. Donato Orlando Cera
Ordine degli Architetti della Provincia di Milano n. 16906
PEC: cera.16906@aomilano.it



SOMMARIO

1. PREMESSA.....	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO.....	4
3. DESCRIZIONE DELL'OPERA	4
4. ANALISI DEL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO VISIVO.....	5
4.1 Moto apparente del sole.....	6
4.2 Rivestimento anti-riflettente	9
4.3 Densità ottica dell'aria.....	10
5. POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE ALLA VIABILITA' STRADALE E AI RECETTORI RESIDENZIALI	14
6. ANALISI DELL'ABBAGLIAMENTO MEDIANTE L'UTILIZZO DEL SOFTWARE FORGESOLAR.....	16
7. CONCLUSIONI E OPERE DI MITIGAZIONE	19
8. SIMULAZIONI.....	20

1. PREMESSA

La presente relazione è relativa alla dimostrazione dell'assenza di condizioni che possano determinare fenomeni di abbagliamento per i veicoli in attraversamento presso l'autostrada "Bologna-Padova" A-13, e derivanti dall'installazione di un nuovo impianto per la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento del sole (impianto di tipologia fotovoltaico) di potenza di picco totale pari a 24,99 MWp e di potenza in immissione pari a 24,0 MW, da installarsi in località nel Comune di Bentivoglio (BO) loc. La Casella Snc, su terreni agricoli identificati al N.C.T. del predetto Comune al Foglio 3 - Particelle 25, 27, 28, 29, 30, 77, 80, 81, 82, 83, 84.

Il committente è NEOEN RENEWABLES ITALIA S.R.L., con sede legale in Via Giuseppe Rovani, 7 - 20123 Milano (MI), P.IVA 11953710966, il quale opera nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili al fine di contribuire al soddisfacimento delle esigenze di energia pulita e sviluppo sostenibile sancite dal Protocollo Internazionale di Kyoto.

Società Committente: NEOEN RENEWABLES ITALIA S.R.L.

Sede legale: Via Giuseppe Rovani, 7 - 20123 Milano (MI)

Cod. fisc.: 11953710966

Rapp. Impresa: Desrousseaux Romain Camille Clement

Indirizzo PEC: neoenrenewablesitalia@pecplus.it

In questa pagina viene esposto un estratto delle informazioni presenti in visura che non può essere considerato esaustivo, ma che ha puramente scopo di sintesi

VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

**NEOEN RENEWABLES ITALIA
S.R.L.**



WH7J8H

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	MILANO (MI) VIA GIUSEPPE ROVANI N. 7 CAP 20123
Domicilio digitale/PEC	neoenrenewablesitalia@pecplus.it
Telefono	02 0236569600
Numero REA	MI - 2632581
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	11953710966
Partita IVA	11953710966
Forma giuridica	società a responsabilità limitata
Data atto di costituzione	06/08/2021
Data iscrizione	11/08/2021
Data ultimo protocollo	17/01/2022
Presidente Consiglio Amministrazione	DESROUSSEAUX ROMAIN CAMILLE CLEMENT
	Rappresentante dell'Impresa

2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Bentivoglio (BO), in località La Casella, SNC, e delle relative opere ed infrastrutture necessarie alla connessione del predetto impianto alla rete di distribuzione esistente..

Si precisa inoltre che:

- Il sito ricade nei fogli identificati al n° 203101 e 203102 della Carta Tecnica Regionale in scala 1:5'000;
- Il sito, ubicato nel territorio comunale di Bentivoglio (BO) con accesso lungo Via Bassa della Castellina, è raggiungibile dall'uscita dell'A13 "Altedo" imboccando l'S.P. 20 (Via Altedo) e percorrendola fino alla prima rotatoria, per poi tornare indietro e svoltare su via Saletto. Sarà poi quest'ultima che si incontrerà con via Bassa della Castellina consentendo di accedere all'area in oggetto;

3. DESCRIZIONE DELL'OPERA

L'impianto fotovoltaico fotovoltaico avrà le seguenti peculiarità:

- Potenza installata lato DC: 24,99 MWp
- Potenza dei singoli moduli: 660Wp
- N. 26 cabine di conversione statica e trasformazione dell'energia elettrica. (13 attivi e 13 di riserva);
- N. 4 cabine di consegna;
- N.4 cabine di raccolta e monitoraggio;
- Rete elettrica interna a 400V e 1500V tra i moduli fotovoltaici, e tra questi e le cabine di trasformazione;
- Rete elettrica interna a 15kV per il collegamento in entra-escri tra le varie cabine di trasformazione e le cabine di consegna;
- Rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Rele elettrica esterna a 15kV di collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria;

Questa tecnologia consente, mediante l'utilizzo di apposite strutture che permettono di variare l'orientamento giornaliero dei moduli lungo l'asse Est-Ovest , di mantenere la superficie captante sempre perpendicolare ai raggi solari.

Le varie schiere di moduli saranno disposte secondo file parallele, la cui distanza ad interasse è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno a Bentivoglio. Il collegamento elettrico tra le strutture avverrà tramite elettrodotti interrati.

4. ANALISI DEL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO VISIVO

L'abbagliamento viene definito come un disturbo transitorio della vista, che si manifesta come una sensazione eccessiva di luce; si tratta di un turbamento o una soppressione momentanea della vista, a causa di un oggetto luminoso.

Questa "sensazione" a volte è espressione di degenerazione del pigmento dei bastoncelli della retina in quanto l'occhio non riesce a sintetizzare questo fascio di luce e come conseguenza, temporanea o permanente, la vista appare molto meno nitida.

Tale sensazione, causata da valori eccessivi di luminanza, varia in base al contesto luminoso e deriva dalla presenza di oggetti più luminosi rispetto al contesto in cui si trova l'occhio; ad esempio, può essere generata da lampade o fari notturni.

Secondo le linee guida ENAC (Numero: 2022/002-APT - Ed. n. 1 del 26/04/2022) viene ammesso un margine di tolleranza in termini di abbagliamento infatti, all'interno delle linee guida viene riportato che

- *"Per evitare affaticamento, errori, ma soprattutto incidenti, è importante eliminare, o almeno ridurre ad un livello accettabile, questi fenomeni.";*
- *"l'installazione è ritenuta accettabile quando i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.".*

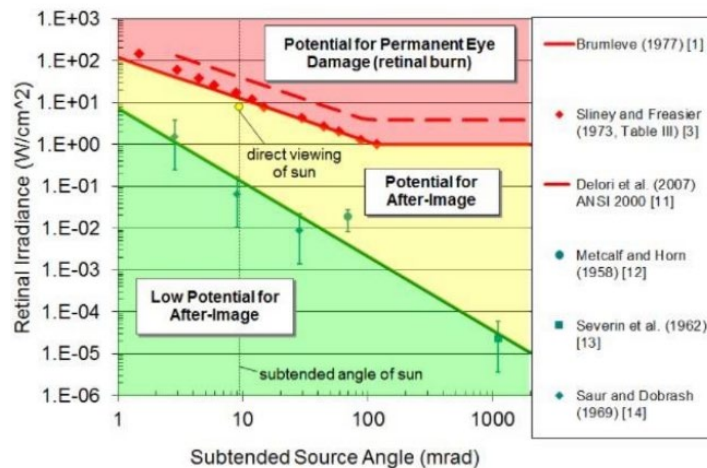
Il diagramma a cui si fa riferimento è un output restituito dal software FORGESOLAR, lo stesso usato per valutare il fenomeno dell'abbagliamento del progetto in premessa.

Secondo studi specialistici, che definiscono modelli matematici per descrivere il fenomeno dell'abbagliamento, esistono tre categorie che descrivono gli effetti dell'abbagliamento solare sull'occhio umano:

- Campo Verde – abbagliamento di bassa intensità tale da non dare origine all'immagine residua;
- Campo Giallo – abbagliamento di sufficiente intensità tale da dare origine all'immagine residua;
- Campo Rosso – abbagliamento di altissima intensità tale da dare origine a danni permanenti alla retina;

L'impatto visivo dell'abbagliamento è rappresentato dal diagramma che descrive l'impatto sulla retina come funzione dell'angolo di incidenza dell'abbagliamento e l'intensità radiante dello stesso.

Ogni minuto di "abbagliamento" è rappresentato sulla carta come un cerchietto, posizionato nella propria zona di rischio.



Per convenzione, il valore di riferimento è dato dal "punto giallo" sul diagramma, cioè l'intensità dall'abbagliamento che colpisce un osservatore che guarda direttamente senza filtri il sole.

4.1 Moto apparente del sole

In presenza di luce diurna l'abbagliamento è sicuramente meno probabile e necessariamente legato a una fonte di eccezionale intensità luminosa quale appunto quella solare. Tale fenomeno può avvenire per esposizione diretta o per riflessione, come nel caso specifico degli impianti fotovoltaici.

L'abbagliamento generato dai moduli fotovoltaici dipende da molteplici aspetti e può variare a seconda della tecnologia impiegata e dell'orientamento delle stringhe che compongono l'installazione.

Quanto alle possibili interferenze e ai possibili disturbi creati dal fenomeno, le variabili sono legate alle specifiche condizioni locali geografiche, morfologiche, di visibilità, nonché alla posizione reciproca tra l'impianto e il potenziale recettore.

Va quindi tenuto conto dell'angolo di incidenza della radiazione solare diretta che varia nel corso della giornata e nel corso dell'anno in funzione di quello che viene definito "moto apparente del sole".

Considerando che alle nostre latitudini il sole presenta un moto apparente da est verso ovest, raggiungendo il punto più alto a mezzogiorno del solstizio di estate, senza mai raggiungere lo Zenith, le radiazioni riflesse, salvo il caso delle prime ore mattutine e delle tarde ore estive, avranno una proiezione in prevalenza verso l'alto e in direzione dei quadranti settentrionali. Inoltre, maggiore sarà l'altezza solare e minore sarà l'ampiezza dell'angolo di incidenza. Ciò significa che il fenomeno sia maggiormente apprezzabile in inverno e in prossimità di alba e tramonto.

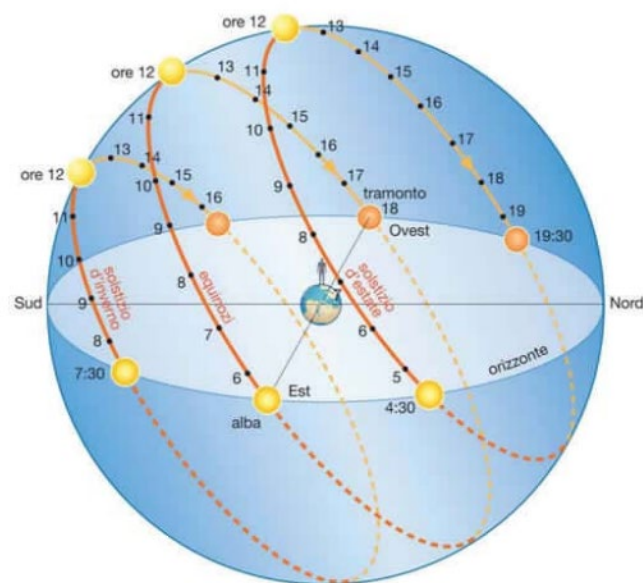


Figura 1 – Movimento apparente del disco solare

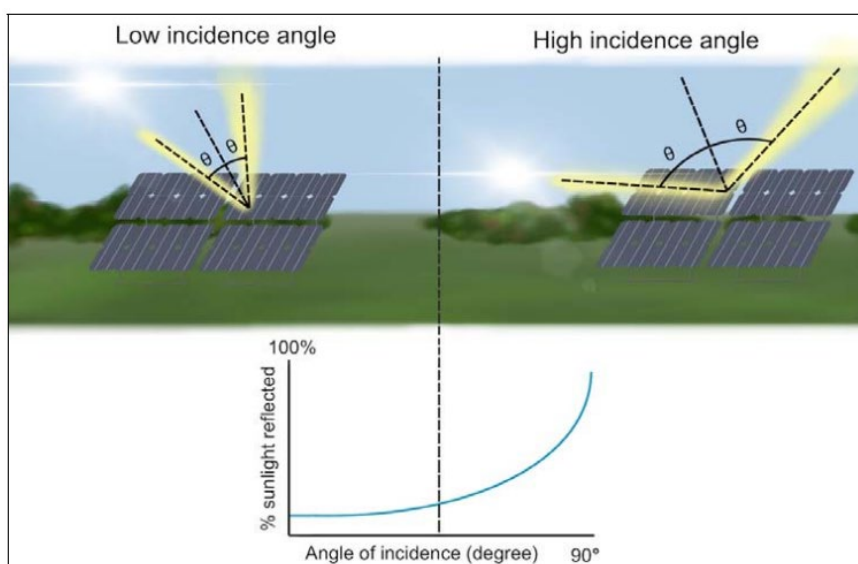


Figura 2 – Angolo di incidenza

Un'ulteriore variabile è costituita dalla tecnologia impiegata, in particolare dal sistema di sostegno dei moduli fotovoltaici. In caso di supporti "fissi" le riflessioni muteranno in relazione alla posizione apparente del sole, mentre in caso di sistemi ad inseguimento dipenderanno anche dagli angoli e degli assi di rotazione dei pannelli.

Bisogna comunque tenere presente che il fenomeno dell'abbagliamento da parte dei moduli fotovoltaici può essere condizionato ed attenuato anche da fattori prettamente di natura fisica, prevalentemente legati alle caratteristiche dei moduli stessi ma anche delle condizioni atmosferiche. I moduli fotovoltaici di ultima generazione presentano superfici con speciali proprietà antiriflesso in grado di ridurre notevolmente la riflessione della radiazione solare incidente e di consentire alle celle la massima

captazione. Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, anche le singole celle in silicio cristallino presentano un rivestimento trasparente antiriflesso. Queste proprietà consentono di ridurre notevolmente il fenomeno dell'abbagliamento causato dalle installazioni fotovoltaiche.

I moduli fotovoltaici di ultima generazione riflettono in media il 3% della luce incidente.

Il fenomeno inoltre tende a ridursi con la distanza in funzione delle caratteristiche di densità ottica dell'aria, grazie alle quali la radiazione solare incidente è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta e convertita in energia termica.

In considerazione quindi della latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0.50 e 2.40 m e della inclinazione variabile da -55° a $+55^\circ$, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo 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. In ogni caso, inoltre, la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni circostanti, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto. Una tale considerazione è valida tanto per i moduli fissi quanto per quelli dotati di sistemi di inseguimento (tracker).

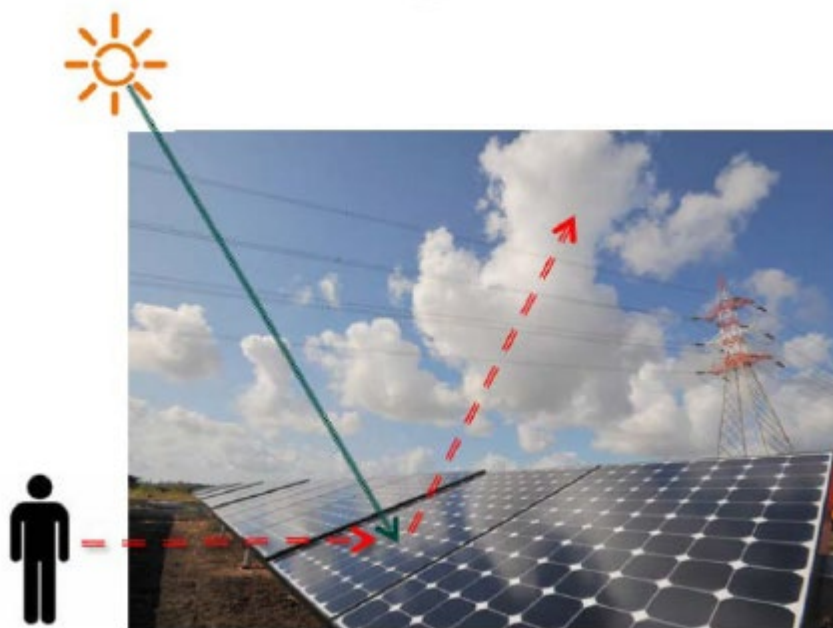


Figura 3 – Angolo di osservazione ad altezza d'uomo

In realtà il fenomeno può costituire un reale problema nel caso di moduli verticali, ovvero fissati sulle facciate di edifici o di altre strutture simili.

Infatti, il raggio incidente del sole che va a colpire una superficie specchiante viene riflesso sempre con un angolo simmetrico a quello incidente rispetto alla verticale della superficie.

Questo vuol dire che, nel caso di moduli con inclinazione sul piano orizzontale al massimo di 55 gradi, valutando i vari angoli di incidenza del sole nei vari periodi dell'anno, i raggi vengono riflessi sempre con angolazioni molto elevate che non possono normalmente interessare strutture terrestri. La seguente Figura 4 esemplifica la situazione appena descritta.

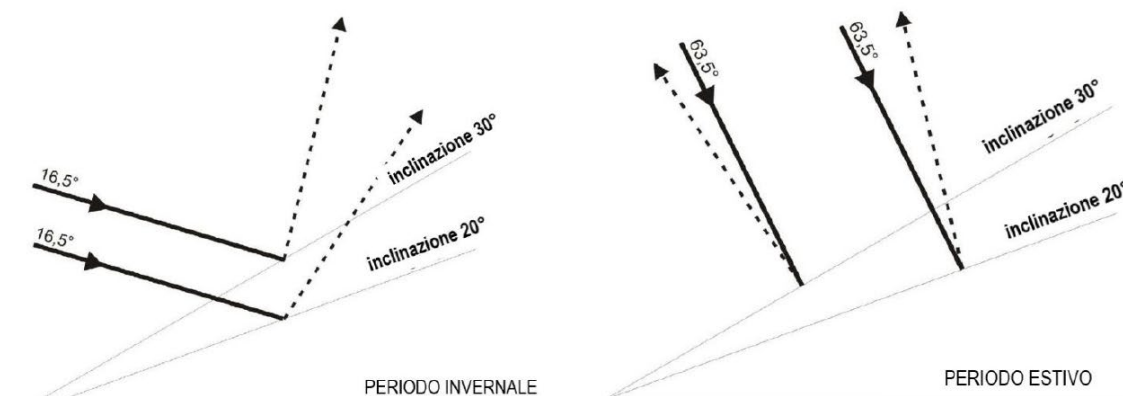


Figura 4

4.2 Rivestimento anti-riflettente

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 calore e/o di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale conferisce alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestrate.

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

Inoltre i moduli di ultima generazione sono caratterizzati da un vetro più esterno costituito da una particolare superficie, non liscia, che consente di aumentare la trasmissione dell'energia solare grazie ad una maggiore rifrazione della radiazione incidente verso l'interno del vetro e, quindi, verso le celle fotovoltaiche. Nel vetro, in particolare dei moduli in silicio amorfo in rapporto al policristallino, si verifica una maggiore riflessione dei raggi solari soprattutto per elevati angoli di incidenza (da 20° a 70°). Il progetto in esame prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di cui non è possibile,

ad oggi, definire marca e modello a causa della continua evoluzione tecnologica a cui sono soggetti nel corso degli anni. Fermo restando la tipologia dei pannelli fotovoltaici, in fase esecutiva si sceglierà la tecnologia più avanzata presente sul mercato.

4.3 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.

4.4 Abbagliamento

Per quanto riguarda il possibile fenomeno di abbagliamento, è noto che gli impianti che utilizzano l'energia solare come fonte energetica presentano possibili problemi di riflessione ed abbagliamento, determinati dalla riflessione della quota parte di energia raggiante solare non assorbita dai pannelli: si può tuttavia affermare che tale fenomeno è stato di una certa rilevanza negli anni passati soprattutto per l'uso dei cosiddetti "campi a specchio" o per l'uso di vetri e materiali di accoppiamento a basso potere di assorbimento, ed è stato registrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici. Vista l'inclinazione contenuta e la differenza di quota tra il suolo su cui sono posizionati i pannelli fotovoltaici e il piano su cui è posta l'autostrada ad Ovest dell'impianto, in rilevato, si considera poco probabile un fenomeno di abbagliamento per gli impianti posizionati su suolo nudo. Inoltre i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione di celle fotovoltaiche fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettenza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento. L'aspetto generale della superficie dei pannelli di una centrale fotovoltaica, anche di non ultima generazione, è nel complesso simile a quello di una superficie lacustre, con tonalità di colore variabili dall'azzurro scuro al blu intenso, anche in funzione dell'albedo della volta celeste.

Inoltre, il raggio incidente del sole che va a colpire una superficie specchiante viene riflesso sempre con un angolo simmetrico a quello incidente rispetto alla verticale della superficie.

Quindi, nel caso di moduli ad esempio con inclinazione sul piano orizzontale di 55°, valutando i vari angoli di incidenza del sole nei vari periodi dell'anno, i raggi vengono riflessi sempre con angolazioni molto elevate che non possono normalmente interessare strutture terrestri.

Per quanto riguarda l'Autostrada "Bologna – Padova" A13, posta a OVEST dell'impianto, è necessario sottolineare che agli aspetti sopra enunciati, si aggiunge la differenza di quota tra il piano del suolo su cui

sono posti i pannelli e il piano dell'Autostrada, realizzata in rilevato (dislivello di 1-2m), che riduce ulteriormente la possibilità del fenomeno di abbagliamento sui veicoli transitanti sull'Autostrada.

Nel caso di autostrade nelle immediate vicinanze del campo fotovoltaico non sono prevedibili reali disturbi per il transito dei veicoli. Ne è la prova la presenza di impianti realizzati direttamente nelle immediate vicinanze delle autostrade in Italia ma anche all'estero. Alcuni esempi, sia in Italia che all'estero, sono l'autostrada Catania-Siracusa, in località Augusta-Melilli, l'autostrada del Brennero, nel Comune di Isera (TN), e, ancora, in Corea del Sud l'autostrada che collega Daejeon e Sejong, delle quali si riportano le immagini sottostanti.



Figura 4 – Impianto fotovoltaico a terra ubicato al di sopra delle gallerie artificiali dell'Autostrada Catania-Siracusa



Figura 5 – Moduli fotovoltaici installati su una barriera antirumore e fonoassorbente da Autostrada del Brennero



Figura 6 – Pista ciclabile alimentata ad energia solare costruita al centro dell'autostrada che collega Daejeon e Sejong

4.5 Misure di prevenzione in caso di guasti improvvisi

Nel periodo di esercizio dell'impianto fotovoltaico, come riportato nell'elaborato SEZIONE 1 – 1.3 – PIANO D'USO E MANUTENZIONE, annualmente saranno predisposti degli interventi di manutenzione ordinaria e verifica del perfetto funzionamento sia dei moduli fotovoltaici sia dei tracker ad essi collegati. Nel corso di un periodo di 30 anni dalla messa in esercizio di un impianto fotovoltaico, è possibile però che si verifichino guasti improvvisi ai tracker, dispositivi che seguono il movimento del sole per ottimizzare la produzione di energia. Questi guasti possono essere causati da fattori diversi, tra cui l'usura dei componenti meccanici, la corrosione dovuta a esposizione agli agenti atmosferici o da malfunzionamenti dei sistemi elettronici di controllo. Inoltre, eventi estremi come tempeste, grandinate o guasti nei cavi elettrici possono danneggiare i tracker, compromettendo la loro capacità di orientarsi correttamente e riducendo l'efficienza dell'impianto. A questo proposito si precisa che per i tracker che verranno utilizzati in fase di realizzazione dell'impianto, sono già stati effettuati calcoli statici specifici affinché le strutture utilizzate siano a prova di eventi atmosferici estremi, come forti venti e accumuli di neve. Pertanto, guasti causati da questi fattori sono molto improbabili, riducendo significativamente il rischio di danneggiamenti legati a condizioni meteo avverse. In caso di rottura meccanica, un sensore remoto sarà comunque in grado di rilevare il malfunzionamento del tracker e segnalarlo immediatamente alla Società incaricata della manutenzione dell'impianto fotovoltaico che si mobilerà per intervenire e riparare il guasto, riducendo così al minimo sia il tempo di fermo del sistema.

Ad ulteriore tutela si precisa che il sistema sarà dotato del cosiddetto "tracker driver" ovvero un quadro di comando supervisore dell'impianto, contenente al suo interno un PLC del tipo TP430. Tale dispositivo calcola la posizione del sole in base alle coordinate geografiche e all'ora corrente ed invia ai trackers l'inclinazione da tenere. Gestisce inoltre la eventuale presenza di una stazione meteo o di un anemometro per garantire la messa in sicurezza dei pannelli in caso di eventi meteorologici avversi. All'interno di tale dispositivo è sempre presente una funzione di night-safe: se attivata al tramonto il PLC porta i trackers in posizione orizzontale e all'alba li posiziona verso est per essere pronti a ricevere i primi raggi del sole.



Figura 7 – TP430 – Tracker driver

Per evitare danneggiamenti ai pannelli a fronte di eventi atmosferici estremi come forte vento oppure abbondanti nevicate è inoltre prevista una procedura di sicurezza attivabile a determinati valori di vento o carico neve. È possibile, ad esempio, abbinare la prima posizione di sicurezza alla velocità del vento misurata da un anemometro. Al superamento della soglia viene abbandonato il ciclo automatico di rotazione e tutti i pannelli vengono posizionati nella relativa posizione di sicurezza. Non appena il valore della velocità del vento ri-scende sotto la soglia di sicurezza viene ripristinato il ciclo automatico. Funzionamento analogo avverrà anche per i carichi neve dove, al superamento di una determinata soglia di neve misurata tramite nivometro, viene attivata la posizione di sicurezza.

Il posizionamento nelle varie posizioni di sicurezza avviene con un tempo di scan diverso da quello del ciclo automatico Safe time per consentire una diversa velocità di reazione all'evento. Per ottenere la reazione più rapida è necessario impostare un tempo breve anche se questo può comportare un elevato assorbimento di corrente a causa della contemporanea attivazione di un numero elevato di motori.

A questo proposito si precisa inoltre che, in caso di guasto improvviso e conseguente blocco della rotazione dei pannelli, fino alla risoluzione del problema verrà prevista una posizione di sicurezza che scongiuri qualsiasi eventuale effetto di abbagliamento verso l'Autostrada A13.

5. POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE ALLA VIABILITA' STRADALE E AI RECETTORI RESIDENZIALI

L'impianto fotovoltaico è collocato in un contesto di pianura. Sull'intero perimetro degli impianti è prevista l'installazione di una fascia di mitigazione con alberature in grado, tra l'altro, di prevenire apprezzabili fenomeni di abbagliamento. Le mitigazioni sono descritte all'interno dell'elaborato "SEZIONE 1 – 1.14 – RELAZIONI DELLE MITIGAZIONI AMBIENTALI rev.4" e rappresentate graficamente con l'elaborato "SEZIONE 1 – 1.14.1 – TAVOLA GRAFICA MITIGAZIONI AMBIENTALI".

La scelta progettuale del proponente ricomprende il realizzare una mascheratura perimetrale capace di mitigare ulteriormente l'impianto e contestualmente ridurre qualsiasi rischio di abbagliamento verso l'adiacente autostrada A13.

In tal senso, nella parte ovest dell'impianto si propone l'utilizzo una fascia di mitigazione a due file con un sesto d'impianto della siepe arboreo-arbustica multifila con distanza di 3,00m tra le varie file.

La distanza media tra gli alberi di grande sviluppo sarà di 8,00m, la distanza media tra gli alberi di medio sviluppo e tra arbusti di grandi dimensioni sarà di 3,00m ed infine la distanza tra gli arbusti sarà di circa di 1,5m

Come riportato nei suddetti elaborati si utilizzeranno le seguenti specie:

- Alberi: Ma, gelso o gelso bianco (*Morus alba* L.); Mn, moro o gelso nero (*Morus nigra* L.); Pc, mirabolano (*Prunus cerasifera* Ehrh.); Pr, amarena (*Prunus cerasus* L.).
- Arbusti: Ca, nocciolo (*Corylus avellana* L.); Co, vescicaria (*Colutea arborescens* L.); Cs, sanguinello (*Cornus sanguinea* L.); Ee, fusaria comune (*Euonymus europaeus* L.); Fa, frangola (*Frangula alnus* Mill.); Hr, olivello spinoso (*Hippophae rhamnoides* L.); Lv, ligustro (*Ligustrum vulgare* L.); Ps, prugnolo (*Prunus spinosa* L.); Rh, spino cervino (*Rhamnus cathartica* L.); Rc, Rosa canina

INQUADRAMENTO **A**

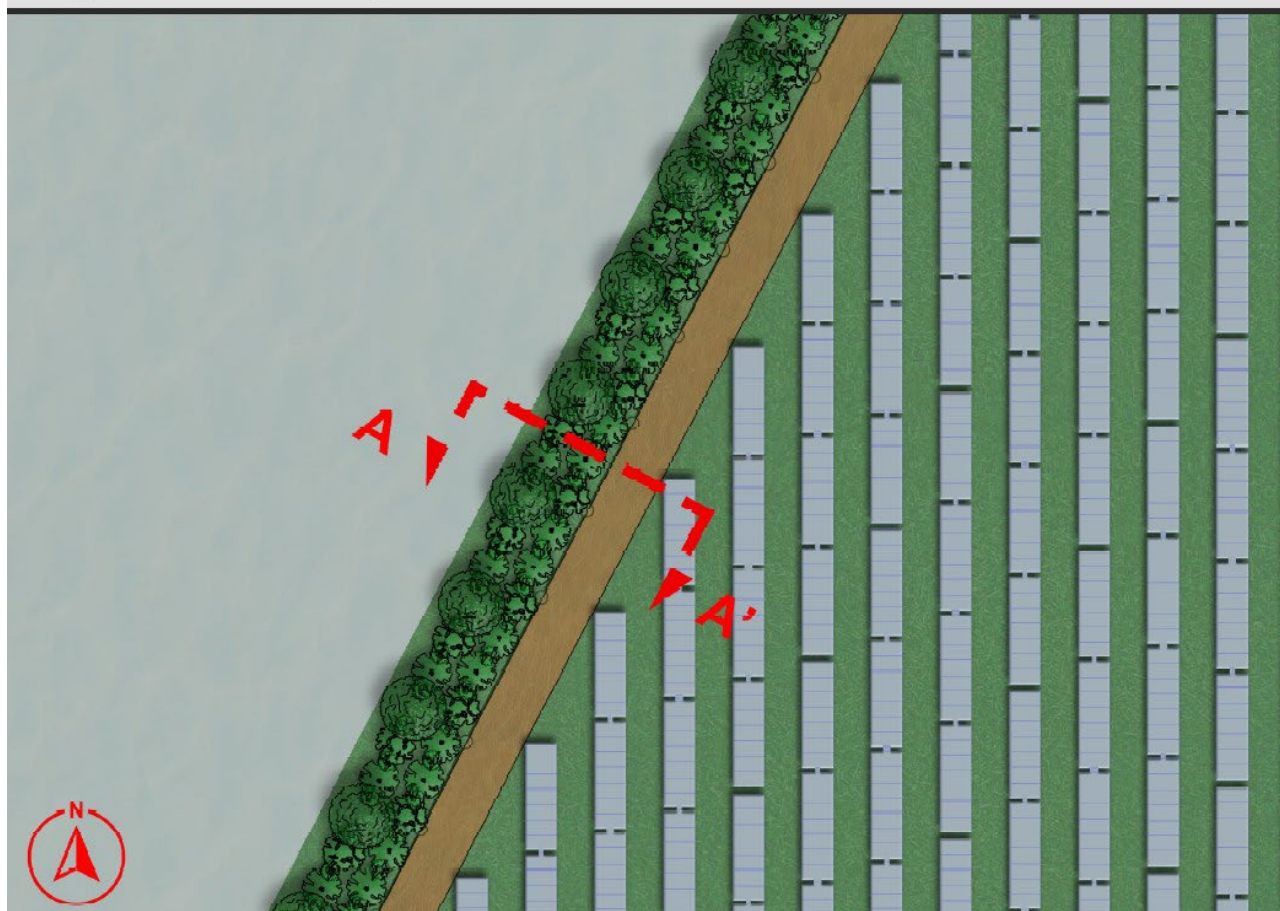
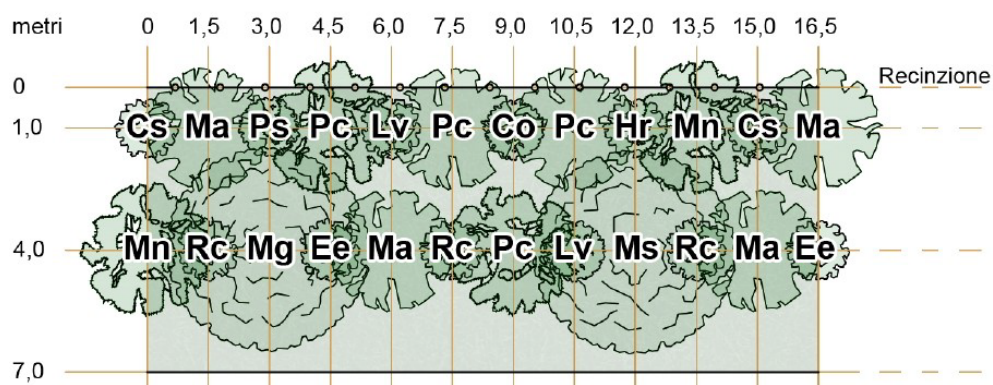
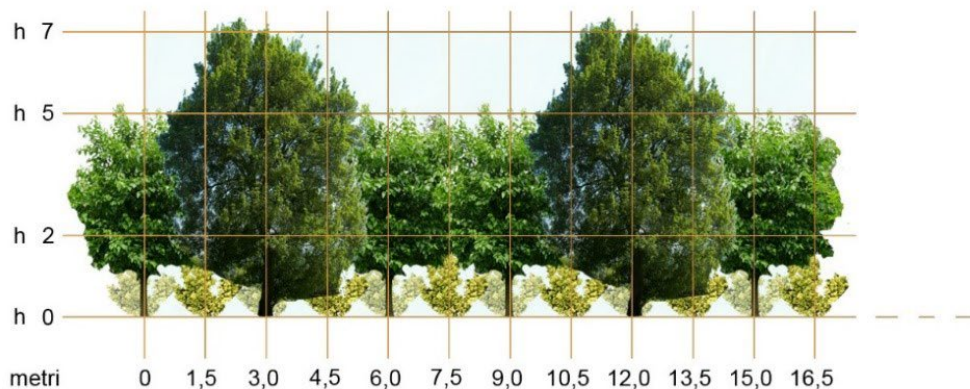


Figura 8 – Schema d'impianto planimetrico dell'area campione A - fascia di mitigazione Sez. A-A'

SESTO DI IMPIANTO **A**



PROSPETTO A



SEZIONE A - A'

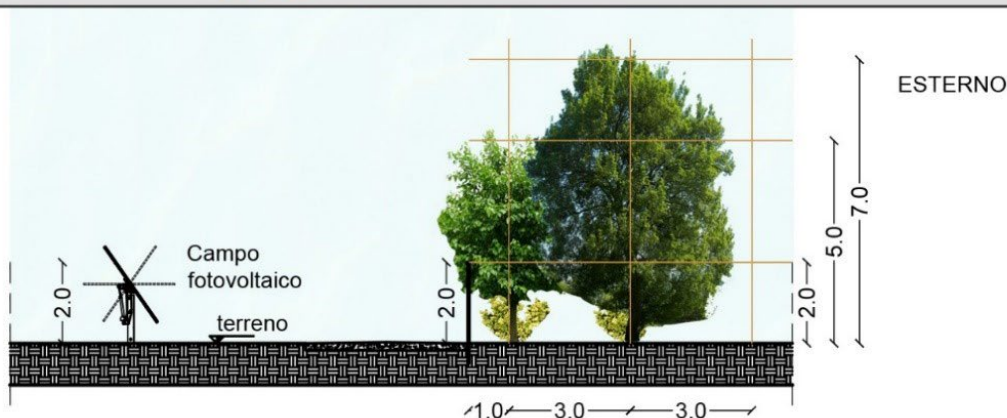


Figura 9 - Schema d'impianto prospetto, planimetria e sezione dell'area campione A - fascia di mitigazione Sez. A'-A"

I tracker saranno orientati sull'asse Nord-Sud con i pannelli che ruoteranno al mattino verso est e nel pomeriggio verso ovest. Il punto più alto raggiungibile dai pannelli alla massima inclinazione (55°) è 2,41m di altezza. Le strutture di sostegno (trackers) saranno posizionate a circa 5,10m l'una dall'altra.

6. ANALISI DELL'ABBAGLIAMENTO MEDIANTE L'UTILIZZO DEL SOFTWARE FORGESOLAR

Le analisi sono state condotte su entrambe le direzioni di marcia dell'Autostrada A13 "Bologna-Padova", considerando i seguenti dati di input:

- Altezza recettori (guidatori) di 1,50m dal piano quotato autostradale;
- Altezza fascia di mitigazione:
 - Come riportato negli elaborati SEZIONE 1 – 1.14 – RELAZIONI DELLE MITIGAZIONI AMBIENTALI rev.4 e SEZIONE 1 – 1.14.1 – TAVOLA GRAFICA MITIGAZIONI AMBIENTALI, l'intera area d'impianto sarà circondata da una fascia di mitigazione arborea e arbustiva. La specie mitigative previste hanno come altezza media tra i 5 e gli 8 metri. Al fine di verificare il potenziale di abbagliamento al variare dell'altezza della mitigazione, sono state analizzate tre casistiche: mitigazione assente (zero metri), altezza mitigazioni pari a 2m e altezza delle mitigazioni pari a 5m
- Altezza moduli:
 - Per le simulazioni, l'altezza considerata è 1,50m che rappresenta l'altezza del centroide del modulo FV, così come descritto nel manuale del software utilizzato FORGESOLAR:

Height above ground (ft or m)

User-specified height above ground of point. The height of a rooftop PV system should measure from the ground to the PV panel centroid above the roof. A ground-mount system would have a height measured to the PV panel centroid.

Figura 10 – Estratto dal manuale online di utilizzo del software FORGESOLAR

PARTICOLARE STRUTTURA AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

SEZIONE TIPO

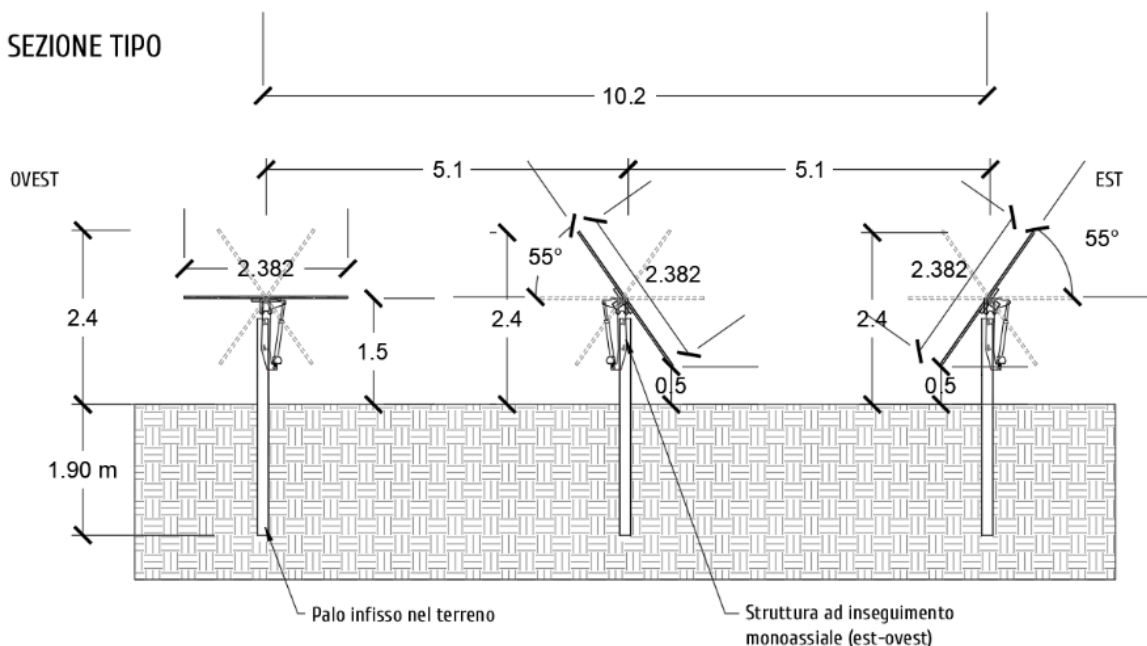


Figura 11 – Particolari dell'insieme "Tracker fotovoltaico"

- Tipologia dei moduli utilizzati:
 - Per le simulazioni ID 1, 2 e 3 sono stati utilizzati moduli fotovoltaici con caratteristiche "smooth glass without ACR", ovvero vetro liscio senza trattamento anti-riflessivo;

Le simulazioni si differenziano in quanto nella ID 1 è stata effettuata l'analisi senza la fascia di mitigazione mentre per la ID 2 e 3 è stata considerata la presenza della fascia di mitigazione

Le simulazioni sono state parametrizzate al fine di rappresentare tutte le fasi di esercizio dell'impianto, pertanto tutti gli scenari, sono riepilogati di seguito:

- **ID 1:** l'impianto è costruito senza la presenza della mitigazione vegetazionale. L'analisi non riporta minuti di *green glare* per i recettori analizzati. Va comunque specificato che questa simulazione rappresenta un caso limite e poco rappresentativo poiché la fascia di mitigazione verrà obbligatoriamente piantumata dalla proponente contestualmente alla costruzione dell'impianto (altezza degli alberi/arbusti compresa tra 1,50m e 2,50m)
- **ID 2:** l'impianto è in operation con una mitigazione che varia dai 2,50m ai 4,00m. Questa casistica, è stata valutata al fine di stabilire il potenziale abbagliamento nei primi anni di operation dell'impianto, tempo necessario per il raggiungimento dell'altezza mitigativa di 4,00m sufficiente alla completa schermatura dell'impianto. E' possibile notare che, come la casistica precedente, anche il caso in oggetto non riporta un incremento dei minuti di potenziale abbagliamento per i recettori analizzati, riportando, quindi, sempre un conteggio di zero minuti di *green glare* per i recettori analizzati.
- **ID 3:** mitigazione con altezza pari a 5,00m. Anche in questo ultimo caso viene dimostrato che, una volta raggiunta l'altezza massima della fascia mitigazionale, sarà comunque garantita la completa assenza di fenomeni di abbagliamento per gli utenti del tratto autostradale considerato.

Di seguito la tabella riepilogativa delle simulazioni prodotte:

ID	Altezza moduli	Punto di vista utente	Presenza barriera acustica	Altezza mitigazione	Green glare
1	1,5 m	1,5 m	No	0 m	0 min
2	1,5 m	1,5 m	No	2 m	0 min
3	1,5 m	1,5 m	No	5 m	0 min

7. CONCLUSIONI E OPERE DI MITIGAZIONE

In conclusione, le tre analisi sulla riflettenza dei pannelli fotovoltaici hanno confermato che, in tutte le condizioni testate, non sono stati osservati fenomeni di *green glare* o fenomeni di abbagliamento pericoloso derivante dalla riflessione della luce. Questo risultato è particolarmente rilevante in quanto indica che i pannelli fotovoltaici non generano riflessi tali da compromettere la visibilità e la sicurezza degli automobilisti.

1. **Assenza di green glare:** Durante le analisi, è emerso che, indipendentemente dal tipo di pannello e dalle condizioni ambientali, non si sono registrati livelli di riflettanza che potessero dare origine a fenomeni di abbagliamento intensi o pericolosi. Questo conferma che i pannelli fotovoltaici, nella configurazione esaminata, non presentano rischi di green glare in scenari di utilizzo quotidiano.
2. **Comportamento della luce e condizioni ambientali:** Le analisi hanno considerato vari fattori, come l'angolo di incidenza della luce solare e le condizioni atmosferiche, senza rilevare situazioni in cui la riflessione della luce causasse un impatto visivo problematico. Le condizioni testate, comprese diverse ore del giorno e diversi angoli di esposizione, non hanno generato riflessi tali da compromettere la sicurezza.
3. **Implicazioni per la sicurezza:** I risultati delle analisi suggeriscono che i pannelli fotovoltaici, nel contesto delle installazioni analizzate, non presentano rischi significativi in termini di abbagliamento per i soggetti che transiteranno lungo l'Autostrada A13 "Bologna-Padova". Questo è un risultato positivo che conferma la compatibilità dei pannelli con le normative di sicurezza visiva e riduce la preoccupazione riguardo all'impatto ambientale visivo.

In sintesi, le analisi effettuate hanno escluso la presenza di fenomeni di *green glare* e confermano che i pannelli fotovoltaici, indipendentemente dal trattamento superficiale, non generano riflessi problematici per la viabilità autostradale. Questo risultato favorisce la loro installazione in vari contesti, garantendo sicurezza visiva e comfort per gli utenti, senza compromettere la funzionalità o l'efficienza energetica degli impianti.

8. SIMULAZIONI

Di seguito vengono allegate le 3 simulazioni prodotte con il software forgesolar riepilogate nella tabella del paragrafo 6

Simulazione ID 1

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Bentivoglio 2**

Impianto fotovoltaico da 24,99 MWp

Site configuration: **Senza mitigazioni - senza ACR**

Client: NEOEN RENEWABLES ITALIA SRL

Created 07 Mar, 2025

Updated 07 Mar, 2025

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 143414.24191

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis methodology V2



Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 45.0°

Ground Coverage Ratio: 0.46

Rated power: 24990.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	44.672220	11.468195	9.00	1.50	10.50
2	44.672472	11.468377	8.94	1.50	10.44
3	44.672569	11.468146	9.01	1.50	10.51
4	44.677463	11.472308	8.23	1.50	9.73
5	44.677192	11.473134	8.12	1.50	9.62
6	44.677761	11.473553	8.32	1.50	9.82
7	44.677848	11.474422	8.36	1.50	9.86
8	44.677963	11.474497	8.41	1.50	9.91
9	44.677584	11.475866	8.02	1.50	9.52
10	44.677664	11.475912	7.89	1.50	9.39
11	44.677637	11.476025	7.87	1.50	9.37
12	44.677561	11.475982	8.04	1.50	9.54
13	44.677132	11.478068	7.31	1.50	8.81
14	44.676826	11.478455	7.85	1.50	9.35
15	44.674297	11.477347	8.92	1.50	10.42
16	44.674280	11.477441	8.95	1.50	10.45
17	44.676784	11.478527	7.90	1.50	9.40
18	44.676581	11.479374	8.09	1.50	9.59
19	44.673930	11.478201	8.84	1.50	10.34
20	44.674372	11.476556	8.28	1.50	9.78
21	44.674387	11.476425	8.05	1.50	9.55
22	44.674336	11.476299	8.11	1.50	9.61
23	44.674422	11.476170	8.56	1.50	10.06
24	44.675834	11.476756	8.20	1.50	9.70
25	44.676559	11.476740	7.93	1.50	9.43
26	44.676216	11.474551	8.52	1.50	10.02
27	44.671387	11.470560	8.84	1.50	10.34

Route Receptors

Name: Autostrada A-13

Path type: One-way (toward increasing index)

Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680506	11.473960	9.26	1.50	10.76
2	44.680244	11.473750	9.78	1.50	11.28
3	44.678095	11.472015	10.38	1.50	11.88
4	44.676876	11.471036	10.05	0.00	10.05
5	44.675658	11.470041	9.94	1.50	11.44
6	44.673269	11.467986	10.29	1.50	11.79
7	44.671782	11.466559	10.69	1.50	12.19
8	44.670170	11.465014	9.75	1.50	11.25
9	44.669323	11.464183	9.81	1.50	11.31

Name: Autostrada A-13 direzione Bologna
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680549	11.473767	9.21	1.50	10.71
2	44.679988	11.473343	9.57	1.50	11.07
3	44.679366	11.472860	9.77	1.50	11.27
4	44.678901	11.472485	9.64	1.50	11.14
5	44.677730	11.471562	10.33	1.50	11.83
6	44.676479	11.470559	10.01	1.50	11.51
7	44.675498	11.469765	9.90	1.50	11.40
8	44.674488	11.468944	9.86	1.50	11.36
9	44.673809	11.468330	9.95	1.50	11.45
10	44.672431	11.467032	11.05	1.50	12.55
11	44.670944	11.465578	10.52	1.50	12.02
12	44.669999	11.464680	9.79	1.50	11.29
13	44.669362	11.464042	9.88	1.50	11.38
14	44.669392	11.463967	9.80	1.50	11.30

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and Route: Autostrada A-13

No glare found

PV array 1 and Route: Autostrada A-13 direzione Bologna

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.

Simulazione ID 2

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Bentivoglio 2**

Impianto fotovoltaico da 24,99 MWp

Site configuration: **Con mitigazioni 2m - senza ACR**

Client: NEOEN RENEWABLES ITALIA SRL

Created 07 Mar, 2025

Updated 07 Mar, 2025

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 143424.24191

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis methodology V2



Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 45.0°

Ground Coverage Ratio: 0.46

Rated power: 24990.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	44.672220	11.468195	9.00	1.50	10.50
2	44.672472	11.468377	8.94	1.50	10.44
3	44.672569	11.468146	9.01	1.50	10.51
4	44.677463	11.472308	8.23	1.50	9.73
5	44.677192	11.473134	8.12	1.50	9.62
6	44.677761	11.473553	8.32	1.50	9.82
7	44.677848	11.474422	8.36	1.50	9.86
8	44.677963	11.474497	8.41	1.50	9.91
9	44.677584	11.475866	8.02	1.50	9.52
10	44.677664	11.475912	7.89	1.50	9.39
11	44.677637	11.476025	7.87	1.50	9.37
12	44.677561	11.475982	8.04	1.50	9.54
13	44.677132	11.478068	7.31	1.50	8.81
14	44.676826	11.478455	7.85	1.50	9.35
15	44.674297	11.477347	8.92	1.50	10.42
16	44.674280	11.477441	8.95	1.50	10.45
17	44.676784	11.478527	7.90	1.50	9.40
18	44.676581	11.479374	8.09	1.50	9.59
19	44.673930	11.478201	8.84	1.50	10.34
20	44.674372	11.476556	8.28	1.50	9.78
21	44.674387	11.476425	8.05	1.50	9.55
22	44.674336	11.476299	8.11	1.50	9.61
23	44.674422	11.476170	8.56	1.50	10.06
24	44.675834	11.476756	8.20	1.50	9.70
25	44.676559	11.476740	7.93	1.50	9.43
26	44.676216	11.474551	8.52	1.50	10.02
27	44.671387	11.470560	8.84	1.50	10.34

Route Receptors

Name: Autostrada A-13

Path type: One-way (toward increasing index)

Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680506	11.473960	9.26	1.50	10.76
2	44.680244	11.473750	9.78	1.50	11.28
3	44.678095	11.472015	10.38	1.50	11.88
4	44.676876	11.471036	10.05	0.00	10.05
5	44.675658	11.470041	9.94	1.50	11.44
6	44.673269	11.467986	10.29	1.50	11.79
7	44.671782	11.466559	10.69	1.50	12.19
8	44.670170	11.465014	9.75	1.50	11.25
9	44.669323	11.464183	9.81	1.50	11.31

Name: Autostrada A-13 direzione Bologna
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680549	11.473767	9.21	1.50	10.71
2	44.679988	11.473343	9.57	1.50	11.07
3	44.679366	11.472860	9.77	1.50	11.27
4	44.678901	11.472485	9.64	1.50	11.14
5	44.677730	11.471562	10.33	1.50	11.83
6	44.676479	11.470559	10.01	1.50	11.51
7	44.675498	11.469765	9.90	1.50	11.40
8	44.674488	11.468944	9.86	1.50	11.36
9	44.673809	11.468330	9.95	1.50	11.45
10	44.672431	11.467032	11.05	1.50	12.55
11	44.670944	11.465578	10.52	1.50	12.02
12	44.669999	11.464680	9.79	1.50	11.29
13	44.669362	11.464042	9.88	1.50	11.38
14	44.669392	11.463967	9.80	1.50	11.30

Obstruction Components

Name: Mitigazione
Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.672226	11.468171	8.99
2	44.672470	11.468358	8.96
3	44.672571	11.468122	9.01
4	44.675025	11.470217	8.72
5	44.675051	11.470147	8.81
6	44.672545	11.468012	9.01
7	44.672461	11.468254	9.00
8	44.672248	11.468098	8.98
9	44.672226	11.468171	8.99

Name: Mitigazione

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.675028	11.470220	8.72
2	44.677471	11.472298	8.23
3	44.677200	11.473130	8.13
4	44.677769	11.473548	8.32
5	44.677826	11.473462	8.35
6	44.677307	11.473092	8.16
7	44.677582	11.472223	8.27
8	44.675058	11.470134	8.83
9	44.675028	11.470220	8.72

Name: Mitigazione

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.677768	11.473556	8.32
2	44.677850	11.474431	8.36
3	44.677969	11.474492	8.41
4	44.677586	11.475860	8.00
5	44.677665	11.475905	7.89
6	44.678058	11.474486	8.36
7	44.677916	11.474395	8.39
8	44.677829	11.473464	8.35
9	44.677768	11.473556	8.32

Name: Mitigazione

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.677562	11.475986	8.04
2	44.677136	11.478067	7.30
3	44.676829	11.478448	7.85
4	44.676869	11.478518	8.25
5	44.677208	11.478097	7.22
6	44.677636	11.476034	7.86
7	44.677559	11.475986	8.04

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and Route: Autostrada A-13

No glare found

PV array 1 and Route: Autostrada A-13 direzione Bologna

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.

Simulazione ID 3

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Bentivoglio 2**

Impianto fotovoltaico da 24,99 MWp

Site configuration: **Con mitigazioni 5m - senza ACR**

Client: NEOEN RENEWABLES ITALIA SRL

Created 07 Mar, 2025

Updated 07 Mar, 2025

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 143425.24191

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis methodology V2



Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 45.0°

Ground Coverage Ratio: 0.46

Rated power: 24990.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	44.672220	11.468195	9.00	1.50	10.50
2	44.672472	11.468377	8.94	1.50	10.44
3	44.672569	11.468146	9.01	1.50	10.51
4	44.677463	11.472308	8.23	1.50	9.73
5	44.677192	11.473134	8.12	1.50	9.62
6	44.677761	11.473553	8.32	1.50	9.82
7	44.677848	11.474422	8.36	1.50	9.86
8	44.677963	11.474497	8.41	1.50	9.91
9	44.677584	11.475866	8.02	1.50	9.52
10	44.677664	11.475912	7.89	1.50	9.39
11	44.677637	11.476025	7.87	1.50	9.37
12	44.677561	11.475982	8.04	1.50	9.54
13	44.677132	11.478068	7.31	1.50	8.81
14	44.676826	11.478455	7.85	1.50	9.35
15	44.674297	11.477347	8.92	1.50	10.42
16	44.674280	11.477441	8.95	1.50	10.45
17	44.676784	11.478527	7.90	1.50	9.40
18	44.676581	11.479374	8.09	1.50	9.59
19	44.673930	11.478201	8.84	1.50	10.34
20	44.674372	11.476556	8.28	1.50	9.78
21	44.674387	11.476425	8.05	1.50	9.55
22	44.674336	11.476299	8.11	1.50	9.61
23	44.674422	11.476170	8.56	1.50	10.06
24	44.675834	11.476756	8.20	1.50	9.70
25	44.676559	11.476740	7.93	1.50	9.43
26	44.676216	11.474551	8.52	1.50	10.02
27	44.671387	11.470560	8.84	1.50	10.34

Route Receptors

Name: Autostrada A-13

Path type: One-way (toward increasing index)

Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680506	11.473960	9.26	1.50	10.76
2	44.680244	11.473750	9.78	1.50	11.28
3	44.678095	11.472015	10.38	1.50	11.88
4	44.676876	11.471036	10.05	0.00	10.05
5	44.675658	11.470041	9.94	1.50	11.44
6	44.673269	11.467986	10.29	1.50	11.79
7	44.671782	11.466559	10.69	1.50	12.19
8	44.670170	11.465014	9.75	1.50	11.25
9	44.669323	11.464183	9.81	1.50	11.31

Name: Autostrada A-13 direzione Bologna
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.680549	11.473767	9.21	1.50	10.71
2	44.679988	11.473343	9.57	1.50	11.07
3	44.679366	11.472860	9.77	1.50	11.27
4	44.678901	11.472485	9.64	1.50	11.14
5	44.677730	11.471562	10.33	1.50	11.83
6	44.676479	11.470559	10.01	1.50	11.51
7	44.675498	11.469765	9.90	1.50	11.40
8	44.674488	11.468944	9.86	1.50	11.36
9	44.673809	11.468330	9.95	1.50	11.45
10	44.672431	11.467032	11.05	1.50	12.55
11	44.670944	11.465578	10.52	1.50	12.02
12	44.669999	11.464680	9.79	1.50	11.29
13	44.669362	11.464042	9.88	1.50	11.38
14	44.669392	11.463967	9.80	1.50	11.30

Obstruction Components

Name: Mitigazione
Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.672226	11.468171	8.99
2	44.672470	11.468358	8.96
3	44.672571	11.468122	9.01
4	44.675025	11.470217	8.72
5	44.675051	11.470147	8.81
6	44.672545	11.468012	9.01
7	44.672461	11.468254	9.00
8	44.672248	11.468098	8.98
9	44.672226	11.468171	8.99

Name: Mitigazione

Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.675028	11.470220	8.72
2	44.677471	11.472298	8.23
3	44.677200	11.473130	8.13
4	44.677769	11.473548	8.32
5	44.677826	11.473462	8.35
6	44.677307	11.473092	8.16
7	44.677582	11.472223	8.27
8	44.675058	11.470134	8.83
9	44.675028	11.470220	8.72

Name: Mitigazione

Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.677768	11.473556	8.32
2	44.677850	11.474431	8.36
3	44.677969	11.474492	8.41
4	44.677586	11.475860	8.00
5	44.677665	11.475905	7.89
6	44.678058	11.474486	8.36
7	44.677916	11.474395	8.39
8	44.677829	11.473464	8.35
9	44.677768	11.473556	8.32

Name: Mitigazione

Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.677562	11.475986	8.04
2	44.677136	11.478067	7.30
3	44.676829	11.478448	7.85
4	44.676869	11.478518	8.25
5	44.677208	11.478097	7.22
6	44.677636	11.476034	7.86
7	44.677559	11.475986	8.04

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	70,850,000.0

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
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A-13	0	0.0	0	0.0
Autostrada A-13 direzione Bologna	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and Route: Autostrada A-13

No glare found

PV array 1 and Route: Autostrada A-13 direzione Bologna

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.