

Impianto fotovoltaico con agricoltura integrata “La Cipollona”

Comune di Pozzolo Formigaro (AL)

Proponente



Renantis Italia S.r.l.

c/o Copernico Milano Martesana

Viale Monza, 259, 20126 Milano

www.renantis.com – tel. 0224331

Cap. Soc. € 10.000 int.vers. .

Sede legale: Corso Italia, 3, 201222 Milano



RELAZIONE SPECIALISTICA SULL'ABBAGLIAMENTO

Progettista



Tiemes Srl

Via Riccardo Galli, 9 – 20148 Milano

tel. 024983104/ fax. 0249631510

www.tiemes.it

0	25/09/2023	Prima emissione	LB	VDA		
Rev.	Data emiss	Descrizione	Preparato	Approvato		
Origine File: 21042.PZZ.SA.R.11.00 - Relazione specialistica sull'abbagliamento	CODICE ELABORATO					
	Commessa		Proc.	Tipo doc	Num	Rev
	21042	PZZ	SA	R	11	00
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden						

INDICE

1	Premessa	3
2	Scopo	4
3	Proponente	4
4	Localizzazione	5
4.1	Inquadramento su PRG di Pozzolo Formigaro.....	8
5	Impianto fotovoltaico	11
5.1	Moduli fotovoltaici	11
5.2	Inseguitori solari.....	13
6	Abbagliamento visivo	15
6.1	Descrizione del fenomeno.....	15
6.2	Analisi del fenomeno ottico dell’immagine residua.....	17
7	Metodologie di valutazione	20
7.1	Simulazione tramite software	21
7.2	Ipotesi considerate.....	22
7.3	Componenti di impianto	23
7.4	Recettori.....	26
8	Risultati	27
9	Conclusioni	32

1 Premessa

La società Renantis Italia Srl, d’ora in avanti il proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica in area agricola all’interno del comune di Pozzolo Formigaro (AL), che si configura come area idonea ai sensi del D. Lgs. dell’8 novembre 2021, n. 199, art. 20, comma 8, lettera c-ter punto 1 e 3, in quanto ricade in parte entro i 500 metri da zona di cava e in parte entro i 300 metri dalla sede autostradale, come evidenziato alle tavole “21042.PZZ.SA.T.06.00 - Inquadramento su aree idonee let.c-ter”.

L’impianto fotovoltaico con agricoltura integrata denominato “La Cipollona” avrà una potenza elettrica di picco pari a 46'845,00 kW e sarà installato sui seguenti terreni agricoli, individuati al N.C.T. del comune di Pozzolo Formigaro:

- Foglio 2, particelle 27, 28, 43, 45, 46, 47, 52, 53, 60, 74, 78, 81, 120, 176, 181, 183 per circa 29,1 ha;
- Foglio 4, particelle 40, 49, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 162, 180, 194, 196, 198, 199, 202, 203, 206, 207, 208, 239, per circa 27 ha;
- Foglio 6, particelle 3, 38, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 259, 261, 263, 71, 199, 73, 74, 75, 196, per circa 11,9 ha.

La componente fotovoltaica verrà integrata da un progetto agricolo che prevede la piantumazione di un nocciolo intensivo multi-varietale unitamente alla costituzione di un prato stabile impiegato come cover crops durante tutto l’anno.

Data la potenza dell’impianto, superiore ai 10'000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal gestore della rete di trasmissione Terna prevede che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 36 kV su nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 220/132/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 220 kV “Casanova – Vignole Borbera”, alla linea RTN a 220 kV “Italsider Novi – Vignole Borbera”; alla linea RTN a 132 kV “Aulara – Frugarolo”; alla linea RTN a 132 kV “Sezzadio – Spinetta Centrale”

Le opere progettuali sono sintetizzate nel seguente elenco:

- Impianto fotovoltaico composto da 74'952 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, 1'653 inseguitori solari monoassiali del tipo “double-portrait”, 12 power station (unità di conversione c.c./c.a. e trasformazione BT/36 kV), cabine di smistamento, cabine ausiliari, distribuzione dei cavidotti interrati in c.c. (fino a 1'500 V) e c.a. (a 36 kV);
- impianto di rete, consistente in una nuova SE a 220 kV della RTN da inserire in entra-esce alle linee RTN “Casanova – Vignole Borbera” a 220 kV, “Italsider Novi – Vignole Borbera” a 220 kV, “Aulara – Frugarolo” a 132 kV e “Sezzadio – Spinetta” a 132 kV.
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nel cavidotto a 36 kV interamente interrato e sviluppato principalmente sotto strade esistenti in antenna per il collegamento della centrale sulla nuova Stazione Elettrica.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente “Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l’11 dicembre 1997” e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” e s.m.i..

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti.

2 Scopo

Scopo della presente relazione è quello di valutare le problematiche sulla viabilità autostradale derivanti dai fenomeni di abbagliamento di un impianto fotovoltaico con agricoltura integrata da realizzare in corrispondenza del raccordo autostradale da Predosa a Milano Serravalle (A26/A7) dal km 15 (V) fino al km 16(III).

3 Proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è Renantis Italia S.r.l., operatore internazionale nel campo delle energie rinnovabili, attivo nello sviluppo, nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia pulita. Fornisce, inoltre, servizi altamente specializzati di gestione energetica, sia a produttori sia a consumatori di energia, sfruttando la propria esperienza anche per la gestione tecnico-amministrativa di impianti di terzi.

Renantis nasce nel 2002 come Actelios SpA, la cui missione principale è la produzione di energia pulita. La società decide di investire in modo pionieristico nelle rinnovabili, specialmente nel Regno Unito. Fin dagli esordi il modello di investimento è virtuoso e le comunità locali partecipano in minima parte all’investimento, beneficiando degli utili dell’impianto. Oggi la crescita della Società è sostenuta da fondi infrastrutturali di cui JP Morgan è advisor, che assicurano prospettive di stabilità e una visione a lungo termine.

Il Gruppo Renantis è presente in Italia, Regno Unito, Francia, Spagna, Norvegia, Svezia e Stati Uniti, per un totale di 1420 MW installati principalmente da fonte eolica e fotovoltaica. In Italia ha una capacità installata di 354 MW con numerosi impianti in diverse Regioni italiane, tra cui vanno ricordati l’impianto eolico più grande del nostro Paese a Buddusò in Sardegna (138 MW) e l’impianto di San Sostene in Calabria (79,5 MW).

La sostenibilità permea ogni decisione della Società e del processo aziendale e ricalca l’impegno verso un futuro decarbonizzato e l’attenzione al contesto in costante evoluzione. Tutto lo sviluppo ruota intorno al concetto di partnership con i proprietari dei terreni, con le comunità locali che vivono vicino agli impianti, con le aziende del territorio e con gli amministratori pubblici, garantendo a ciascuna di queste controparti rispetto, ascolto ed impegno.

4 Localizzazione

Il sito è localizzato all’interno del comune di Pozzolo Formigaro (AL), a nord del centro abitato di Pozzolo Formigaro e al confine con il comune di Tortona (AL). L’area si divide in due macrolotti, compresi all’interno del perimetro alle seguenti coordinate geografiche:

- Lotto Ovest – Lat. 44°49’45.97”N; Long. 8°47’13.56”E;
- Lotto Est – Lat. 44°49’48.60”N; Long. 8°48’54.68”E.

Il primo, situato in località “C.ne Zinzini”, ha una estensione di circa 40,95 ha mentre il secondo, situato nei pressi della frazione “Bettole di Tortona”, si estende per circa 26,98 ha.

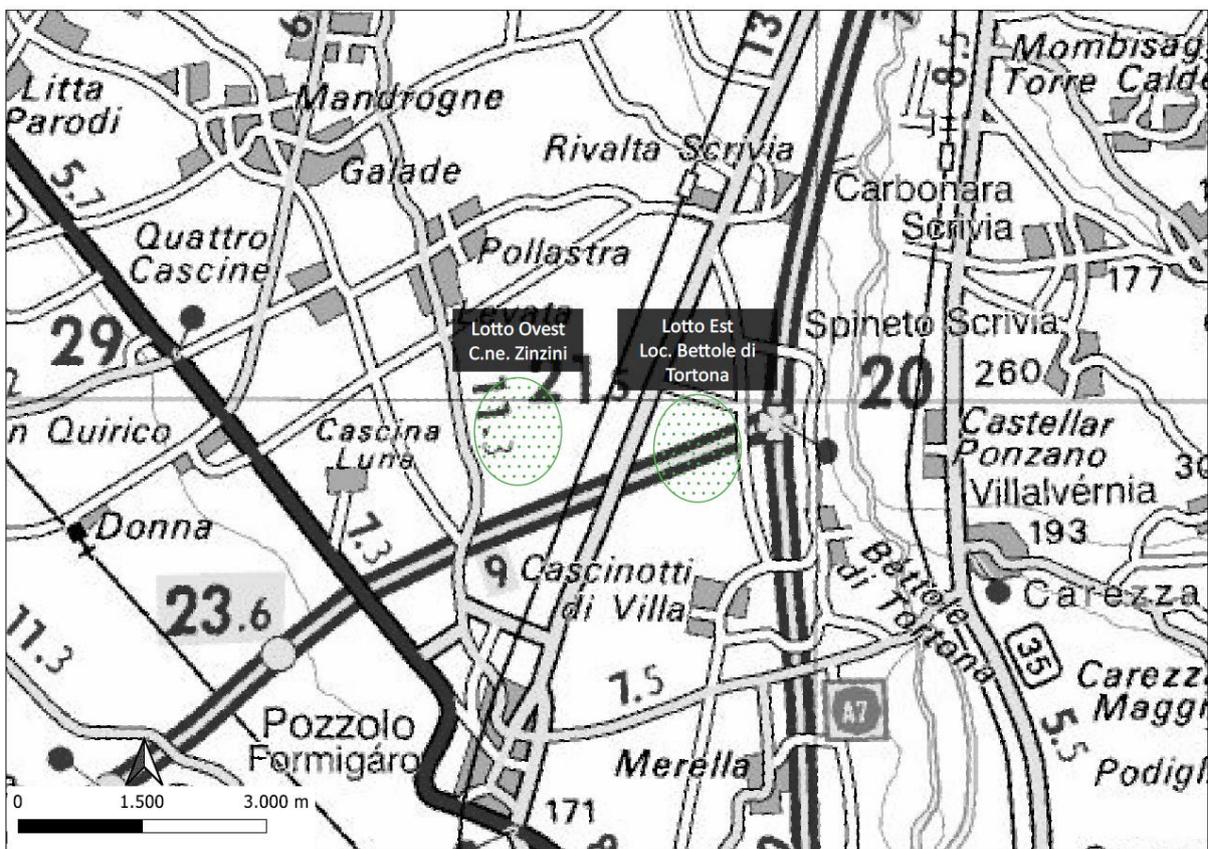


Figura 4-1 – Inquadramento area impianto su carta De Agostini

Le porzioni a nord e sud del lotto Est, rispetto alla sede autostradale, sono raggiungibili attraverso la strada comunale della “Bettole”.

L’area di interesse si trova in prossimità del raccordo autostradale da Predosa a Milano Serravalle (A26/A7) dal km 15 (V) fino al km 16 (III).



Figura 4-2 – Inquadramento confini catastali area impianto fotovoltaico est su ortofoto

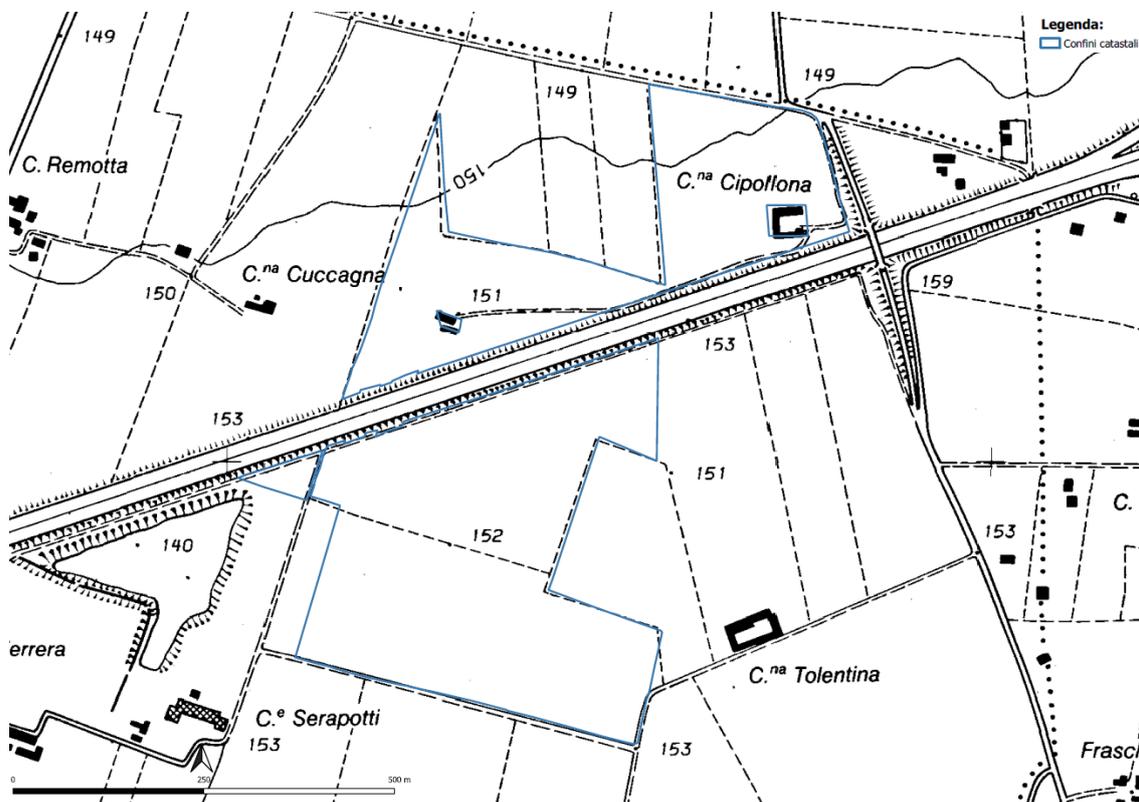


Figura 4-3 – Inquadramento confini catastali area impianto fotovoltaico est su CTR



A	44°49'48.67"N; 8°48'43.59"E	N	44°49'44.02"N; 8°48'40.34"E
B	44°49'51.77"N; 8°48'56.54"E	O	44°49'37.60"N; 8°48'35.53"E
C	44°49'52.96"N; 8°48'56.86"E	P	44°49'37.21"N; 8°48'37.31"E
D	44°49'54.26"N; 8°48'48.39"E	Q	44°49'43.40"N; 8°48'41.19"E
E	44°49'57.51"N; 8°48'47.89"E	R	44°49'44.31"N; 8°48'41.61"E
F	44°49'53.08"N; 8°49'2.11"E	S	44°49'47.54"N; 8°48'55.37"E
G	44°49'54.18"N; 8°49'6.80"E	T	44°49'34.72"N; 8°48'51.97"E
H	44°49'56.49"N; 8°49'6.56"E	U	44°49'47.83"N; 8°48'56.65"E
I	44°49'56.51"N; 8°49'11.06"E	V	44°49'48.85"N; 8°49'0.86"E
L	44°50'0.44"N; 8°49'1.24"E	Z	44°49'45.23"N; 8°49'0.80"E
M	44°49'43.53"N; 8°48'38.24"E	W	44°49'44.20"N; 8°48'55.69"E

Figura 4-4 – Coordinate estremi recinzioni area di impianto

4.1 Inquadramento su PRG di Pozzolo Formigaro

In Figura 4-5 è riportato un inquadramento dei confini catastali del lotto sulla Tavola di Piano della frazione di Bettole del PRG di Pozzolo Formigaro.

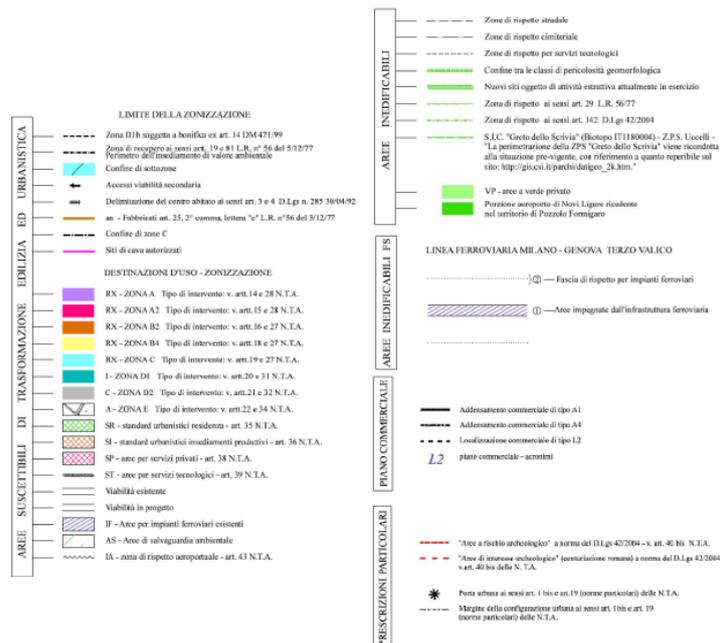


Figura 4-5 – Inquadramento confini catastali lotto est su PRG comune di Pozzolo Formigaro

I confini catastali del lotto intersecano in parte la fascia di rispetto autostradale di 60 m indicata all'interno della tavola. La fascia è calcolata a partire dalla recinzione di Autostrade, situata alla base del riporto di terreno della sede autostradale.

Le fasce di rispetto stradale e aree destinate alla viabilità sono trattate all'interno delle NTA del PRG di Pozzolo Formigaro all'art.40.

"Le fasce di rispetto stradali, nelle aree fuori dai centri abitati e dalle zone previste come edificabili dal presente PRG, si intendono definite come all'art. 3, comma 1, n.22 del D. Lgs. 30.04.1992 n. 285 (Nuovo Codice della strada).

In tali aree sono vigenti le limitazioni ed i divieti di cui agli artt. 16 e 17 del D.Lgs. citato e relativi decreti applicativi (DPR 495/92; DPR 147/93 e DPR 610/96).

La profondità delle fasce di rispetto, come riportata in cartografia, e stabilita in conformità all' art.26 del Regolamento di esecuzione come segue:

- *strade di tipo A (autostrade) 60 m*
- *strade di tipo B (extraurbane a carreggiate separate) 40 m*
- *strade di tipo C (extraurbane a carreggiata unica) 30 m*
- *strade di tipo F (strade locali) 20 m*
- *strade vicinali di tipo F 10 m*

Fuori dai centri abitati, come delimitati ai sensi dell'art. 4 del Nuovo Codice della strada, per gli edifici ricadenti all'interno della fascia di rispetto stradale, non è consentito costruire, ricostruire o ampliare, lateralmente alle strade edificazioni di qualsiasi tipo e materiale; in quanto ineditabili ai sensi dell'art. 16, comma 1, lettera b) del D.L. 30.04.1992 n. 285 (Nuovo Codice della Strada) e dell'art.26, comma 2 del DPR 16.12.1992 n.495 e s.m.i. (Regolamento di attuazione del Nuovo Codice della Strada)."

L'area di impianto sarà composta dall'esterno verso l'interno da: una fascia arborea di mitigazione di 10/20 metri perimetrale, una recinzione metallica magliata con altezza pari a 220 cm di delimitazione dell'impianto, una viabilità interna realizzata in terra battuta per una larghezza di 4 m e dalle varie componenti dell'impianto tra cui moduli fotovoltaici, inseguitori solari monoassiali ("trackers"), inverter, trasformatori, cabine e cavidotti interrati in media e bassa tensione.

All'interno della fascia di 60 metri di autostrade non saranno realizzate opere permanenti come le opere di fondazione dei cabinati. Le opere che saranno realizzate all'interno della fascia sono:

- Realizzazione della fascia arborea di mitigazione perimetrale, composta da nocciolo per una larghezza complessiva fino a 20 m. L'altezza delle piante non supererà i 5 m;
- Moduli fotovoltaici, installati su inseguitori solari del tipo monoassiale. I moduli sono collegati in serie per la realizzazione della stringa fotovoltaica composta da n.24 moduli. La tensione massima di funzionamento delle stringhe sarà pari a 1'500 V;
- Inseguitori monoassiali (o "trackers", infissi nel terreno tramite pali in acciaio ad una profondità massima di 4 metri senza la realizzazione di opere di fondazione. Ciascun inseguitore monoassiale consentirà il supporto di 1/2 stringhe fotovoltaiche;

- Quadri di campo, scatole elettriche poste in corrispondenza dei pali degli inseguitori solari, ove saranno installati i dispositivi per le protezioni dalle sovracorrenti, sovratensioni e per il sezionamento delle linee;
- Cavidotti interrati in BT in regime c.c. con tensione massima pari a 1'500 V per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo e dai quadri di campo alle power station. I cavidotti saranno realizzati prevalentemente al di sotto della viabilità perimetrale e interrati ad almeno 60 cm;
- Cavidotti interrati in regime a.c. con tensione nominale pari a 36 kV per il collegamento delle varie power station;
- Realizzazione attraversamento tramite T.O.C. di un cavidotto in media tensione tra il km 15 (VIII) e il km 15 (IX).

5 Impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici al silicio monocristallino montati su strutture ad inseguimento monoassiale del tipo “one-portrait”, disposti su più file parallele ad una distanza reciproca di 9,6 m (pitch), in modo da non creare mutui ombreggiamenti.

Le stringhe fotovoltaiche, ciascuna composta da una serie di n.24 moduli fotovoltaici, saranno collegate in parallelo all’interno dei quadri di campo, che saranno a loro volta collegati in parallelo all’interno della sezione BT delle stazioni di conversione e trasformazione (power station). All’interno delle power station, composte da inverter centralizzato e trasformatore BT/AT, verrà effettuata la conversione c.c./c.a. e la trasformazione della tensione fino al valore nominale di 36 kV. La potenza in uscita da ciascuna power station sarà in seguito convogliata ad alcune cabine elettriche dette di “smistamento”, all’interno delle quali verrà effettuato il collegamento in parallelo delle varie linee.

E’ previsto che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV di una nuova SE di Trasformazione della RTN a 220/132/36 kV da inserire in entra-esce alle linee aeree esistenti “Casanova – Vignole Borbera” a 220 kV, “Italsider Novi – Vignole Borbera” a 220 kV, “Alulara – Frugarolo” a 132 kV e “Sezzadio – Spinetta” a 132 kV

Si precisa che marca e modello di tutte le componenti descritte nel seguito potranno subire variazioni durante la fase esecutiva in funzione della disponibilità sul mercato.

5.1 Moduli fotovoltaici

E’ previsto l’impiego di 74'952 moduli fotovoltaici bifacciali monocristallini ad alto rendimento di potenza nominale pari a 625 Wp, marca JinkoSolar (o modelli similari) modello Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 615-635 Watt. I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di produrre energia elettrica sfruttando entrambi i lati della cella fotovoltaica, a differenza di un modulo standard, aumentando la produttività complessiva dell’impianto a parità di superficie. Generalmente i moduli bifacciali su sistemi ad inseguimento solare monoassiale, installati su terreni con superficie generica (albedo 0,2-0,3), incrementano la producibilità dell’impianto fino al 10%¹.

¹ <https://iea-pvps.org/key-topics/bifacial-photovoltaic-modules-and-systems/>

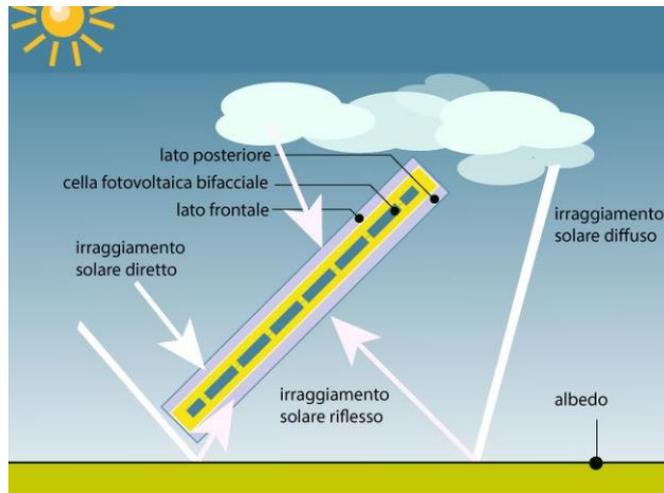
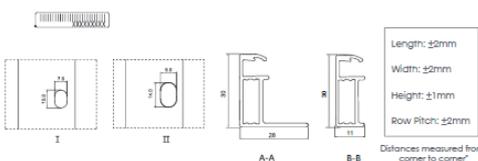
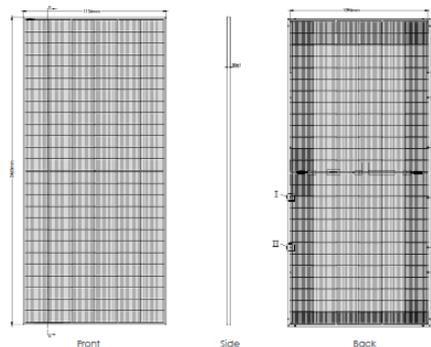


Figura 5-1 – Concetto di modulo fotovoltaico bifacciale (CEI 82-25)

Ciascun modulo ha dimensioni pari a 2'465 mm x 1'134 mm x 35 mm e sono conformi alle seguenti normative:

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems

Engineering Drawings

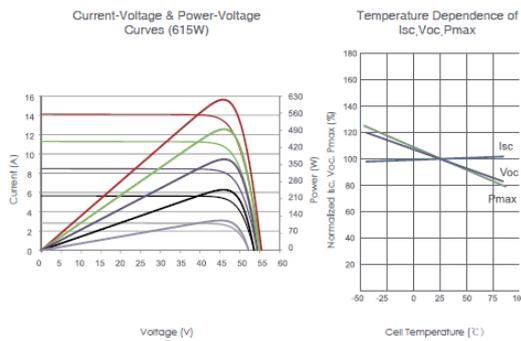


*For detailed sizes and tolerance specification, please consult detailed module drawing

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 inch)
Weight	34kg (74.96lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm' (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS											
Module Type	JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV		JKM630N-78HL4-BDV		JKM635N-78HL4-BDV		
	STC	NOCT									
Maximum Power (Pmax)	615Wp	463Wp	620Wp	467Wp	625Wp	471Wp	630Wp	475Wp	635Wp	479Wp	
Maximum Power Voltage (Vmp)	47.20V	44.39V	47.37V	44.54V	47.54V	44.69V	47.70V	44.83V	47.86V	44.98V	
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.44A	13.09A	10.49A	13.15A	10.54A	13.21A	10.59A	13.27A	10.64A	
Open-circuit Voltage (Voc)	56.69V	42.72V	56.82V	42.82V	56.95V	42.92V	57.08V	43.02V	57.21V	43.11V	
Short-circuit Current (Isc)	13.68A	10.31A	13.74A	10.35A	13.80A	10.40A	13.86A	10.44A	13.92A	10.49A	
Module Efficiency STC (%)	22.00%		22.18%		22.36%		22.54%		22.72%		
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C										
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)										
Maximum series fuse rating	30A										
Power tolerance	0~+3%										
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C										
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C										
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C										
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C										
Refer. Bifacial Factor	80±5%										

Figura 5-2 – Specifiche tecniche moduli fotovoltaici

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare stringhe composte di 24 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi “solari”, del tipo H1Z2Z2-K o similari, conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1'500 \text{ V}$ (c.c.).

5.2 Inseguitori solari

I moduli saranno posizionati su inseguitori solari monoassiali, strutture portanti che attraverso opportuni movimenti meccanici permettono di inseguire l’andamento azimutale del sole. L’utilizzo di tali strutture permette dunque di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l’inclinazione dell’asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l’angolo di tilt. La variazione dell’angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l’utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliarie che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l’angolo di ottimo.

Il movimento degli inseguitori è azionato da un motore elettrico alimentato da un pannello fotovoltaico dedicato o eventualmente da un motore monofase alimentato in regime continuo o alternato.

Ciascun inseguitore sarà adatto al posizionamento di 24 moduli (1 stringa) o 48 moduli (2 stringhe) fotovoltaici e sarà installato tramite un sistema di posa su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. E’ previsto l’impiego di 1'653 strutture ad inseguimento solare.

L’inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Sistema di comunicazione wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l’ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;

- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino a 17%.



Figura 5-3 – Esempio di impianto con inseguitori solari monoassiali 2P

In seguito si riportano le caratteristiche tecniche dell’inseguitore solare individuato per il progetto, marca Soltec, modello SF7 double-portrait. Tale tipologia di inseguitore solare potrà variare nelle successive fasi del progetto. Il modello scelto in questa fase è conforme alle seguenti normative:

- CE marked according to the Machinery Directive 2006/42/UE
- Structural design compliant with Eurocodes EN 1991-1-1, EN 1991-1-3, EN 1991-1-4
- Electrical design as per EU Directives 2014/35/UE (LV) and 2014/30/UE (EMC)
- Certified by TUV Sud according to ISO 9001:2015 and 14001:2015 •
- IEC 62817:2014 certified

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	±55° Optional: ±60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

Figura 5-4 – Caratteristiche tecniche inseguitore solare monoassiale 2P

6 Abbagliamento visivo

La seguente trattazione è estratta dalle Linee Guida ENAC per la valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali². Lo scopo delle linee guida di ENAC è quello di analizzare ed individuare il processo valutativo legato all’abbagliamento quale potenziale disturbo alle operazioni aeronautiche e fornire una metodologia per la valutazione ed approvazione dei campi fotovoltaici su sedime aeroportuale e nei dintorni degli aeroporti nazionali. Tale documento è ritenuto esaustivo per la valutazione del fenomeno anche sulla sede autostradale nei pressi del futuro impianto fotovoltaico “La Cipollona”.

6.1 Descrizione del fenomeno

L’abbagliamento è la sensazione negativa percepita da chi guarda, generata dalla presenza di una zona significativamente più luminosa con valori eccessivi di luminanza nel contesto del campo visivo. La risposta dell’occhio alle variazioni di intensità luminosa dell’ambiente, tramite i riflessi pupillari e meccanismi fotochimici retinici, può portare alla riduzione delle prestazioni visive (acuità visiva, percezione del contrasto, velocità di percezione) e disturbi astenopeiici (affaticamento, stanchezza, disagio).

In medicina, l’abbagliamento è considerato un disturbo transitorio della vista, percepibile come una sensazione eccessiva di luce, causato da un’alterazione delle vie oculari o nervose ovvero un turbamento o una soppressione momentanea della vista per l’azione di un corpo luminoso sugli occhi. La radiazione luminosa ha la potenzialità di consumare il pigmento presente nei bastoncelli della retina, e se l’organismo non fa in tempo a risintetizzarlo, l’occhio perde la capacità di vedere nitidamente.

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

- **diretto**, raggio luminoso che colpisce direttamente la fovea;
- **indiretto**, che incide su zone più periferiche.

La stessa terminologia si usa a seconda se il fascio colpisce l’osservatore direttamente o indirettamente, quindi riflesso da una superficie, come nel caso di grandi superfici complanari riflettenti quali i campi fotovoltaici o le facciate specchiate degli edifici. La conseguenza dell’abbagliamento, in termini fisiologici, può essere:

- **debilitante**, quando vi è un peggioramento istantaneo, temporaneo, ma reversibile delle funzioni visive (quello notturno deriva dal fatto che la rodopsina dei bastoncelli, una volta inattivata dalla luce, richiede tempo per la riattivazione).
- **infastidente**, quando provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi astenopeiici e difficoltà di concentrazione, riduzione della capacità di attenzione, aumento delle probabilità di errore, riduzione del rendimento.

Per evitare affaticamento, errori, ma soprattutto incidenti, è importante eliminare, o almeno ridurre ad un livello accettabile, questi fenomeni. Per descrivere le conseguenze della riflessione solare

² <https://www.enac.gov.it/sites/default/files/allegati/2022-Apr>

sulle superfici riflettenti, la letteratura americana, ripresa dalle linee guida FAA, introduce i concetti di “Bagliore” e di “Luccichio”, definendoli come segue:

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

Il “luccichio” (glint) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del sole nel pannello solare. Lo scintillio improvviso potrebbe causare disturbo ad un osservatore che dovesse passare nei pressi di un pannello solare/campo fotovoltaico ad una certa velocità. Gli effetti del luccichio improvviso non sono limitati ai soli pannelli solari ma possono verificarsi da qualsiasi superficie riflettente, comprese le facciate degli edifici. L’abbagliamento 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.



Figura 6-1 – Esempi tipici di abbagliamento causato da superfici riflettenti

L’impatto dell’abbagliamento è legato all’interazione tra la posizione del sole, la posizione e l’elevazione dei moduli solari, la riflettività della superficie dei moduli, le dimensioni dell’installazione nonché la posizione dell’osservatore e qualsiasi potenziale barriera tra essi interposta. È importante sottolineare che l’impatto dell’abbagliamento sulla persona è ancora poco compreso a livello scientifico e dipende anche dalla percezione soggettiva dell’osservatore. Alcuni fattori di influenza sono:

- la posizione della fonte di abbagliamento nel campo visivo dell’osservatore;
- la complessità del compito visivo richiesto all’osservatore;
- l’età dell’osservatore ed il suo stato di salute generale;

- la stagionalità (tipicamente più sensibile durante l'autunno rispetto all'estate);
- la luminosità dell'ambiente circostante.

Il modo in cui tali fattori si influenzano a vicenda è ancora poco noto, cosa che rende spesso necessari dei test in campo per valutare situazioni e configurazioni particolarmente complesse.

6.2 Analisi del fenomeno ottico dell'immagine residua

Gli effetti dell'abbagliamento si possono quantificare attraverso il concetto di “immagine residua”. L'after-image, o immagine residua, è un'illusione ottica che crea un'immagine che continua a comparire nella visione anche quando l'esposizione dell'immagine originale è cessata.

Chiamata anche immagine fantasma, un'immagine residua è in genere il risultato dell'esposizione visiva a luci intense o a un'immagine creata per fungere da illusione ottica. Quando qualcuno fissa una luce intensa, come una lampadina accesa o il sole, e poi distoglie lo sguardo da quella fonte di luce, in genere continuerà a vedere la luce. L'esposizione visiva diretta alla luce intensa, come il sole o gli effetti di una superficie riflettente, può causare danni permanenti agli occhi o cecità temporanea. La persistenza dell'immagine residua è direttamente proporzionale al tempo di esposizione alla sorgente.

Per la valutazione degli effetti di un'immagine residua sull'impatto visivo possono essere considerati i riferimenti reperibili in letteratura in materia di metriche di sicurezza oculare, tenendo conto dei seguenti parametri:

- posizione dell'osservatore e tipo di visione interessata;
- intensità e collocazione della sorgente luminosa riflettente;
- valutazione globale del contesto visivo in cui la fonte è collocata;
- valutazione dell'irraggiamento retinale;
- analisi del potenziale di impatto dei differenti irraggiamenti retinali in funzione degli angoli sottesi delle sorgenti.

Due variabili sono necessarie per la valutazione dell'impatto oculare: l'irraggiamento retinale e la misura dell'angolo sotteso della sorgente di abbagliamento. L'irraggiamento retinale viene calcolato utilizzando l'area totale dell'immagine retinica e la potenza che entra nella pupilla. Può essere quantificato calcolando la potenza totale in ingresso nella pupilla e dall'area dell'immagine retinale. Il diametro, dr , dell'immagine proiettata sulla retina (supponendo delle immagini circolari) può essere determinato dall'angolo sotteso della sorgente (ω), che può essere calcolato dalla sorgente di grandezza (ds), dalla distanza radiale (r) tra l'occhio e la sorgente, e la lunghezza focale dell'occhio ($f \cong 0.017$ m), da quanto segue:

$$dr = f\omega \text{ dove } \omega = ds/r$$

Se si conosce l'irraggiamento sul piano di fronte alla cornea, E_c (W/m^2), la potenza in ingresso nella pupilla può essere calcolata come il prodotto dell'irraggiamento corneale con l'area della pupilla (il diametro modificato per la luce diurna, dp , è ~ 2 mm). La potenza è quindi divisa per l'area retinale e moltiplicata per un coefficiente di trasmissione, τ (~ 0.5), del mezzo oculare (in cui si tiene conto dell'assorbimento della radiazione all'interno dell'occhio prima che essa raggiunga la retina) e fornisce la seguente espressione dell'irraggiamento retinale:

$$E_r = E_c \left(\frac{d_p^2}{d_r^2} \right) \tau$$

Come esempio, l’irraggiamento retinale causato dalla visione diretta della luce solare può essere calcolato usando le equazioni con $E_c = 0.1 \text{ W/cm}^2$, $d_p = 0.002 \text{ m}$, $f = 0.017 \text{ m}$, $\omega = 0.0094 \text{ rad}$ e $\tau = 0.5$, ciò fornisce un irraggiamento retinale, E_r , pari a $\sim 8 \text{ W/cm}^2$.

Nella figura seguente è possibile vedere il rapporto tra il potenziale di impatto dei differenti irraggiamenti retinali in funzione degli angoli sottesi delle sorgenti per esposizioni di breve durata. Il diagramma è stato ricavato dai principali riferimenti presenti in letteratura reperibili in bibliografia.

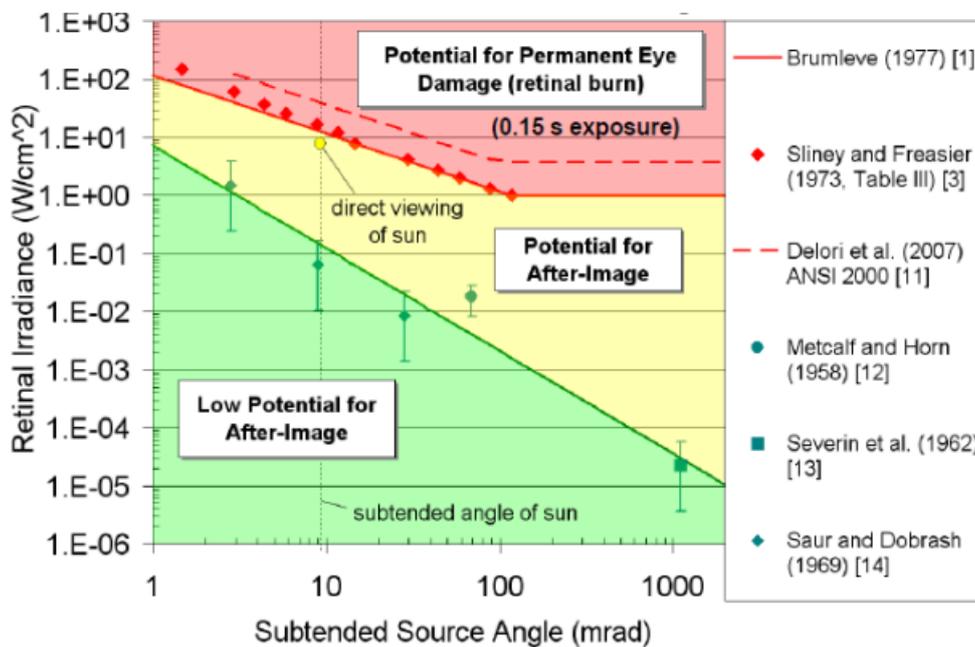


Figura 6-2 – Impatto potenziale dell’irraggiamento retinale in funzione dell’angolo sotteso della fonte

Si notano tre regioni:

- regione rossa: potenziale di danno oculare permanente (ustione retinale)
- regione gialla: potenziale per immagine residua temporanea (cecità da flash)
- regione verde: basso potenziale di immagine residua temporanea

La grandezza e l’impatto dell’immagine residua sul campo visivo dipendono dalla dimensione dell’angolo sotteso della sorgente. 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 fosse abbastanza forte per un dato angolo sotteso della sorgente, si potrebbe produrre un danno oculare permanente da ustione retinale. Si noti che, 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. Quando ciò accade, un'immagine residua temporanea si produce nel campo visivo (es. lo stesso effetto prodotto dopo l'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 permanenti sono considerati convenzionalmente per un tempo di esposizione pari a 0.15s (tempo di risposta di chiusura della palpebra dell'occhio).

7 Metodologie di valutazione

La conoscenza della riflettività dei moduli fotovoltaici è un importante parametro per la valutazione dei potenziali effetti delle riflessioni. Un’analisi accettabile deve basarsi sulla conoscenza approfondita dei parametri di riflettività della superficie ove l’installazione avrà luogo (ad esempio, tetti di edifici, pensiline metalliche, ecc.) rispetto alle caratteristiche dei pannelli solari impiegati.

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

I pannelli solari sono costruiti con materiali scuri che assorbono la luce e ricoperti da un rivestimento antiriflesso progettato per massimizzare l’assorbimento e ridurre al minimo la riflessione. Tuttavia, le superfici in vetro dei sistemi solari fotovoltaici e collettori solari (ACS) riflettono anche la luce solare in misura diversa durante il giorno e l’anno. La quantità di luce solare riflessa si basa sull’angolo di incidenza del sole rispetto al recettore sensibile alla luce. La quantità di riflessione aumenta con angoli di incidenza inferiori.

Esistono due tipi di riflessione che possono verificarsi su una superficie; speculare e diffusa. La riflessione speculare è una riflessione diretta che produce un tipo di luce più “concentrato” quando la luce riflette su una superficie liscia o lucida come il vetro o l’acqua naturale. La riflessione diffusa, invece, produce un tipo di luce meno “focalizzata”. La riflessione diffusa si verifica a causa della luce che si riflette su una superficie ruvida come vegetazione, cemento o acqua ondulata.

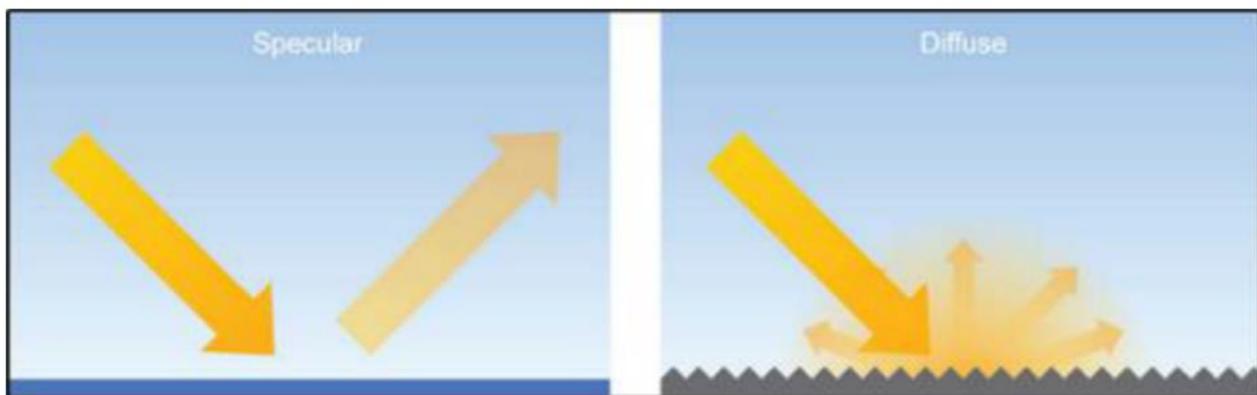


Figura 7-1 – Tipi di riflessione dei raggi su una superficie

Il principale tipo di riflettanza dei pannelli solari fotovoltaici è speculare a causa della trama simile al vetro dello strato esterno dei pannelli. Tuttavia, in realtà, come tutte le superfici, ci sarà una combinazione di riflessione sia speculare che diffusa.

Un’analisi efficace dovrebbe riguardare pertanto un confronto tra le caratteristiche geometriche dell’installazione e le caratteristiche di riflettività dei materiali costituenti la superficie sulla quale l’installazione avrà luogo. Tale analisi non è eseguibile se la superficie è costituita da terreno e/o vegetazione a causa della disomogeneità degli stessi e variabilità stagionale. I moduli fotovoltaici di ultima generazione riflettono in media il 4- 5 % della luce incidente.

Un’analisi di abbagliamento può essere eseguita impiegando la geometria ed il percorso noto del sole per prevedere quando la luce solare si rifletterà su una superficie fissa (come ad esempio il

pannello solare) ed entrerà in contatto con un recettore fisso. L’analisi geometrica è pertanto considerabile quale metodo di valutazione “qualitativo”, da integrare se possibile con un’analisi di riflettività, un test in campo o una valutazione logico-analitica.

7.1 Simulazione tramite software

Le valutazioni analitico-geometriche illustrate ai paragrafi precedenti possono essere svolte anche mediante l’ausilio di software specifici presenti sul mercato. Per il caso specifico si utilizzerà il software ForgeSolar, basato sull’algoritmo SGHAT v.3 (Solar Glare Hazard Analysis Tool) e sviluppato dal Sandia National Laboratory. Il software permette di calcolare:

1. quando e dove sarà generato il bagliore (glare) nell’arco di un anno per il sito di installazione;
2. i potenziali effetti sull’occhio umano nella posizione dove il glare si verificherà.

Gli input da inserire sono i seguenti:

- Disegnare le aree dove verranno installati i moduli fotovoltaici;
- Inserire i parametri relativi ai moduli, come l’inclinazione rispetto alla superficie, l’orientazione, il materiale, l’eventuale asse di inseguimento solare;
- Disegnare il tracciato della sede stradale.

Il software calcola automaticamente i risultati mostrando un “Glare Analysis Summary” ed i dettagli per ogni superficie.

Il tempo associato all’abbagliamento è denotato in tempo standard;

- “Glare analysis” non tiene conto di ostruzioni fisiche tra i riflettori e i ricettori; queste possono includere alberi, edifici e ostruzioni geografiche;
- La determinazione del rischio di abbagliamento si basa su diverse approssimazioni, comprese le caratteristiche dell’occhio dell’osservatore, l’angolo di visione e il tipico tempo di risposta dell’ammiccamento. I valori e i risultati effettivi possono variare;
- Differenti calcoli utilizzano il centroide dell’array fotovoltaico, piuttosto che l’effettiva posizione del punto di abbagliamento, a causa delle limitazioni dell’algoritmo. Ciò può influire sui risultati per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni. Ulteriori analisi delle sottosezioni dell’array possono fornire ulteriori informazioni sull’abbagliamento previsto;
- L’angolo della sorgente (dimensione del punto di abbagliamento) è vincolato dalle dimensioni dell’impronta del campo fotovoltaico. Il partizionamento di array di grandi dimensioni in sezioni più piccole ridurrà l’angolo massimo potenziale, con un potenziale impatto sui risultati se i punti di abbagliamento effettivi sono maggiori della dimensione del sotto-array. Ulteriori analisi dell’area combinata di sotto-array adiacenti possono fornire maggiori informazioni sui potenziali rischi di abbagliamento (Vedere il punto precedente sulle limitazioni correlate);

- I confini delle zone di pericolo mostrati nel grafico “Glare hazard” sono un'approssimazione e un aiuto visivo. I risultati effettivi dell'impatto oculare comprendono uno spettro continuo, non discreto;
- Le posizioni dell'abbagliamento visualizzate sui grafici dei recettori sono approssimative. Le posizioni effettive dei punti di abbagliamento possono differire;
- I grafici vettoriali di abbagliamento sono rappresentazioni semplificate dei dati di analisi. Le emanazioni e i risultati effettivi dell'abbagliamento possono differire.

Bisogna inoltre considerare che il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici con una superficie antiriflesso (ARC – Anti-reflective coating) al fine di minimizzare l'effetto dell'abbagliamento.

7.2 Ipotesi considerate

Altezza dei moduli rispetto a piano campagna	4,4 m (altezza massima raggiunta a +60°/-60°)
Tipologia vetro dei moduli fotovoltaici	Smooth with ARC (Anti-Reflective-Coating)
Altezza dell'osservatore lungo l'autostrada rispetto alla sede autostradale	3 m
Irraggiamento	1000 W/m ²
Diametro pupilla	0,002 m
Lunghezza focale occhio	0,017 m

7.3 Componenti di impianto

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 182,284 m²

Name: PV array 3
Footprint area: 24,003 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 1470.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.830221	8.812185	149.71	4.00	153.71
2	44.830502	8.813322	149.19	4.00	153.19
3	44.831031	8.813065	149.78	4.00	153.78
4	44.831102	8.813252	149.62	4.00	153.62
5	44.831094	8.813832	149.82	4.00	153.82
6	44.831065	8.813955	149.94	4.00	153.94
7	44.831004	8.814105	150.05	4.00	154.05
8	44.831035	8.815951	149.93	4.00	153.93
9	44.831408	8.816058	149.99	4.00	153.99
10	44.831712	8.813494	149.32	4.00	153.32
11	44.832283	8.813419	148.87	4.00	152.87
12	44.832344	8.813075	148.69	4.00	152.69

Name: PV array 4
Footprint area: 29,595 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 2460.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.831434	8.817211	150.52	4.00	154.52
2	44.831769	8.818595	150.19	4.00	154.19
3	44.832340	8.818509	149.25	4.00	153.25
4	44.832332	8.819733	149.22	4.00	153.22
5	44.833093	8.819507	148.60	4.00	152.60
6	44.833443	8.817029	148.27	4.00	152.27

Name: PV array 5
Footprint area: 8,974 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 420.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.827173	8.809851	150.97	4.00	154.97
2	44.827036	8.810398	151.92	4.00	155.92
3	44.828878	8.811214	150.03	4.00	154.03
4	44.828764	8.810581	150.98	4.00	154.98



Name: PV array 6
Footprint area: 90,854 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 8040.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.828916	8.811504	149.01	4.00	153.01
2	44.830019	8.816117	147.19	4.00	151.19
3	44.829878	8.816036	147.44	4.00	151.44
4	44.829738	8.815956	147.83	4.00	151.83
5	44.829441	8.815774	146.78	4.00	150.78
6	44.826222	8.814196	151.36	4.00	155.36
7	44.826762	8.811053	151.85	4.00	155.85
8	44.828619	8.811868	150.74	4.00	154.74
9	44.828703	8.811364	150.12	4.00	154.12



Name: PV array 7
Footprint area: 5,771 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 540.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.829251	8.816986	151.71	4.00	155.71
2	44.829532	8.815988	149.06	4.00	153.06
3	44.830019	8.816246	148.07	4.00	152.07
4	44.830225	8.817029	149.53	4.00	153.53



Name: PV array 8
Footprint area: 23,087 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: None
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Tracking axis tilt: 0.0 deg
Tracking axis panel offset: 0.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Rated power: 1575.0 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.826215	8.814626	151.25	4.00	155.25
2	44.827493	8.815184	151.68	4.00	155.68
3	44.827052	8.817018	153.00	4.00	157.00
4	44.825811	8.816653	152.79	4.00	156.79



7.4 Recettori

Route Receptor(s)

Name: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa
Route type Two-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.833404	8.828424	148.35	3.00	151.35
2	44.831267	8.818986	152.58	3.00	155.58
3	44.830202	8.814491	152.39	3.00	155.39
4	44.828109	8.805575	151.56	3.00	154.56
5	44.827775	8.804159	151.21	3.00	154.21

Name: Autostrada N_S dei Glovi
Route type Two-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	44.840530	8.828752	142.37	0.00	142.37
2	44.828875	8.828237	147.34	0.00	147.34
3	44.826622	8.828108	154.91	0.00	154.91
4	44.824674	8.828366	153.54	0.00	153.54

8 Risultati

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh	Peak Luminance cd/m ²
			min	hr	min	hr		
PV array 3	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	4,403,000.0	0
PV array 4	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	7,369,000.0	0
PV array 5	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,258,000.0	0
PV array 6	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	24,080,000.0	0
PV array 7	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,617,000.0	0
PV array 8	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	4,718,000.0	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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 3 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 3 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 3 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

PV: PV array 4 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 4 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 4 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

PV: PV array 5 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 5 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 5 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

PV: PV array 6 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 6 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 6 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

PV: PV array 7 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 7 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 7 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

PV: PV array 8 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
Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa	0	0.0	0	0.0	0
Autostrada N_S dei Glovi	0	0.0	0	0.0	0

PV array 8 and Route: Autostrada E_O Milano Serravalle Predosa

No glare found

PV array 8 and Route: Autostrada N_S dei Glovi

No glare found

9 Conclusioni

I risultati dell’analisi eseguiti tramite il software ForgeSolar hanno dimostrato che il rischio di avere effetti di abbagliamento sui guidatori è nullo.

In particolare, sia per l’Autostrada A7 raccordo Milano Serravalle-Predosa, in prossimità dell’area di impianto, sia per il tratto di Autostrada dei Giovi, con andamento prevalentemente in direzione Nord-Sud a circa 700 metri dall’area di impianto, non risultano presenti rischi di abbagliamento sui guidatori con valori nulli di esposizione ai glare.

Considerando le ipotesi descritte nei capitoli precedenti, l’analisi effettuata evidenzia che l’effetto di abbagliamento dovuto alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico non ha effetti sulla visibilità dei guidatori.