

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNE DI ASCOLI SATRIANO

LOCALITÀ SAN MERCURIO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA PARI A 33,16 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE RP - PAESAGGISTICA

Elaborato:

RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO E ABBAGLIAMENTO VISIVO

Nome file sorgente: SEZIONE A/FV.ASC01.PD.RP.07.docx	Numero elaborato: FV.ASC01.PD.RP.07	Scala:	Formato di stampa: A4
Nome file stampa: FV.ASC01.PD.RP.07.pdf	Tipologia: R		

Proponente:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Via Po, 23
00198 ROMA (RM)
P.IVA. 15773121007



Progettista:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Via Po, 23
00198 ROMA (RM)
P.IVA. 15773121007



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.ASC01.PD.RP.07	00	12/2021	A. Zambrano	A. Bottone	

INDICE

1	PREMESSA.....	8
2	INTRODUZIONE	10
2.1	Inquadramento di impianto	10
2.2	Soluzione progettuale.....	11
3	ABBAGLIAMENTO VISIVO	14
3.1	Valutazione degli effetti di abbagliamento	14
3.2	Analisi dei possibili fenomeni di abbagliamento	18
3.2.1	Abbagliamento della viabilità stradale	18
3.2.2	Abbagliamento delle strutture abitative	18
3.2.3	Abbagliamento della navigazione aerea	21
3.3	Soluzione progettuale.....	23
3.3.1	Perdite di riflesso	23
3.3.1.1	Perdite per rivestimento antiriflettente	23
3.3.1.2	Perdite per rivestimento piramidale.....	23
3.3.1.3	Perdite per densità dell'aria.....	24
	CONCLUSIONI.....	25



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 3 di 25

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1: Area di impianto e inquadramento generale.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2: Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici previsti (assimilabili al tipo CanadianSolar HiKu7 Mono PERC CS7L-600) parte 1.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3: Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici previsti (assimilabili al tipo CanadianSolar HiKu7 Mono PERC CS7L-600) parte 2.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4: Vegetazione presente sull'autostrada A16.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 5: Area di impianto e strutture abitative.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 6: Immagine raffigurante il recettore indicato con la sigla "R01" con evidenza della facciata esposta in direzione dell'area di impianto.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 7: Immagine raffigurante a destra il recettore definito con la sigla "R01" e a sinistra la struttura abitativa non a carattere continuativo seguita dall'impianto di ulivi.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 8: Immagine raffigurante la struttura abitativa non a carattere continuativo e l'impianto di ulivi.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 9: Immagine raffigurante l'orientamento dei moduli durante la giornata.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 10: Immagine raffigurante la distanza tra l'area di impianto (tra Candela e Ascoli Satriano) e l'aeroporto Foggia-Gino Lisa.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 11: Aeroporto Bari-Karol Wojtyla.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 12: Confronto tra vetro normale e antiriflettente.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 13: Esempio di modulo fotovoltaico con vetro piramidale.</i>	<i>24</i>



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 5 di 25



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 6 di 25

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1: Valori indicativi raccomandati per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento (fonte Swissolar).....</i>	<i>15</i>
<i>Tabella 2: Distinzione tra zone (fonte Swissolar).....</i>	<i>15</i>
<i>Tabella 3: Distinzione tra utilizzi (fonte Swissolar).....</i>	<i>15</i>



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 7 di 25

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agro-fotovoltaico di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato "San Mercurio", sito in agro di Ascoli Satriano (FG).

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza nominale pari a 33,16M Wp ed è costituito dalle seguenti sezioni principali:

1. Un campo agro-fotovoltaico suddiviso in 6 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici aventi potenza nominale pari a 600 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento monoassiale (tracker);
2. Una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station" per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una cabina di smistamento e misura in Media Tensione a 30 kV;
4. Tre linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione delle Power Station alla Cabina di Raccolta;
5. Una Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 150/30 kV Utente;
6. Una linea elettrica in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione della cabina di smistamento e misura e della SE Utente, di cui al punto precedente;
7. Una sezione di impianto elettrico comune con altri tre operatori, necessaria per la condivisione dello Stallo AT a 150 kV, assegnato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) all'interno del futuro ampliamento della SE "Camerelle" della RTN, ubicata nel comune di Ascoli Satriano (FG). Tale sezione è localizzata in una zona adiacente alla SE Utente e contiene tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT necessarie per la condivisione della connessione;
8. Tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT di competenza dell'Utente da installare all'interno del futuro ampliamento della SE "Camerelle" della RTN, in corrispondenza dello stallo assegnato;
9. Una linea elettrica in AT a 150 kV in cavo interrato di interconnessione tra la sezione di impianto comune ed il futuro ampliamento della SE "Camerelle" della RTN.

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Finance S.p.A., avente sede legale in Via Po, 23 - 00198 Roma (RM), P.IVA 15773121007



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 9 di 25

2 INTRODUZIONE

Scopo del presente elaborato è di fornire tutti gli elementi necessari a dimostrare che i possibili fenomeni di abbagliamento nei confronti dei punti di osservazione (avifauna, strutture abitative, viabilità stradale, navigazione aerea ecc.) sono di entità tale da ritenersi trascurabili per tecnologie e configurazione di impianto.

2.1 Inquadramento di impianto

L'impianto fotovoltaico da realizzare sarà costituito da tracker monoassiali (assimilabili al tipo Convert TRJ) disposti in direzione nord-sud costituiti da 32 moduli fotovoltaici (assimilabili al tipo CanadianSolar HiKu7 Mono PERC CS7L-600) di potenza nominale di picco 600 W in configurazione 2P e cioè su due file parallele da 16 moduli ciascuna.

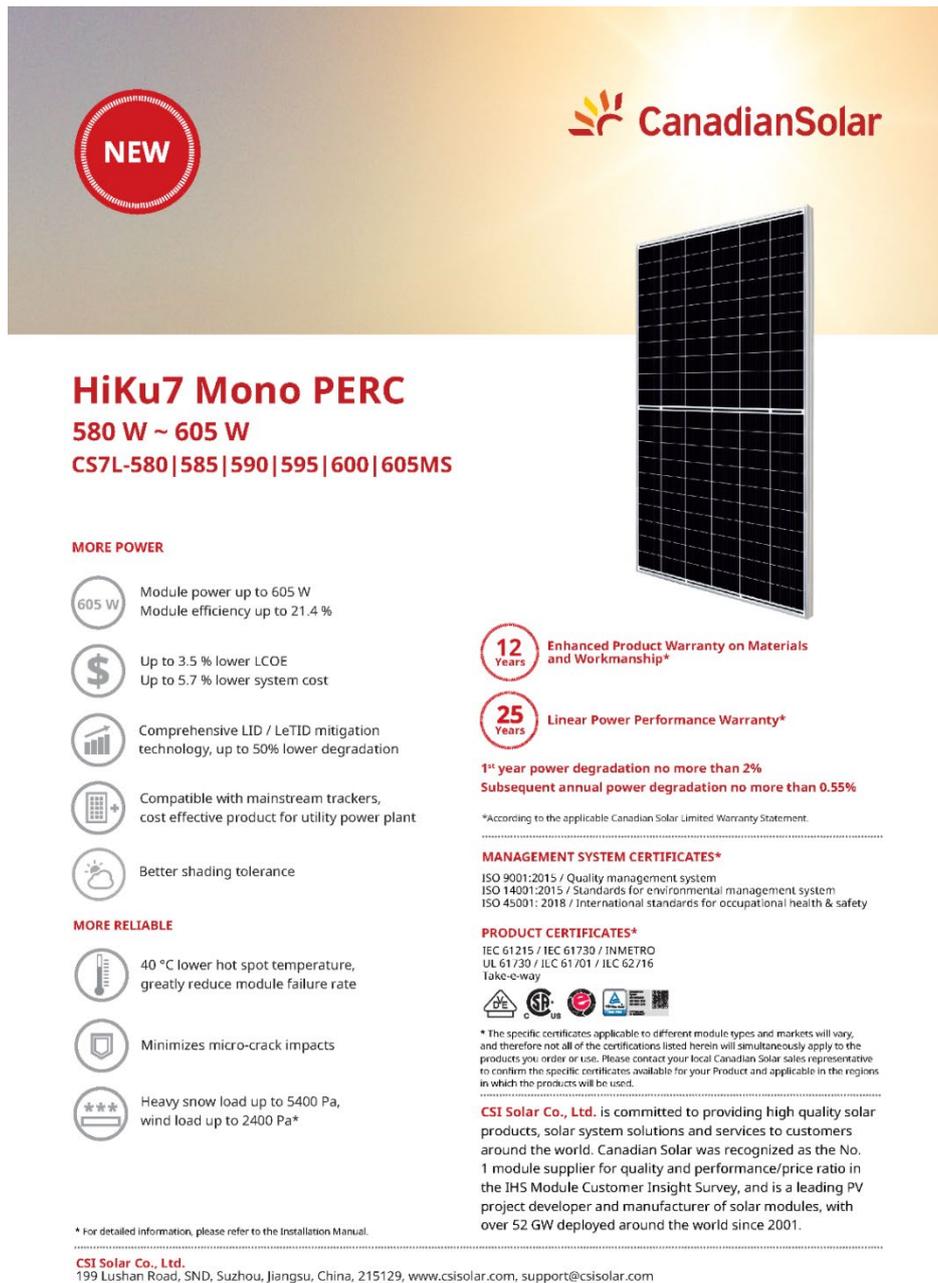
Come precedentemente accennato, l'impianto è previsto in agro del Comune di Ascoli Satriano (FG) in località San Mercurio, ed è localizzato in una zona prevalentemente agricola a circa 2 km dall'uscita di Candela (FG) dell'autostrada Napoli-Canosa (autostrada A16 ovvero strada europea E842). Si svilupperà su di un'area di circa 50 ha in un territorio prevalentemente collinare caratterizzato da modesta variabilità altimetrica (quota minima 285 m s.l.m. e quota massima 365 m s.l.m.).



Figura 1: Area di impianto e inquadramento generale.

2.2 Soluzione progettuale

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.



NEW

CanadianSolar

HiKu7 Mono PERC
580 W ~ 605 W
CS7L-580 | 585 | 590 | 595 | 600 | 605MS

MORE POWER

- 605 W Module power up to 605 W
Module efficiency up to 21.4 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO
UL 61730 / ILC 61701 / ILC 62716
Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

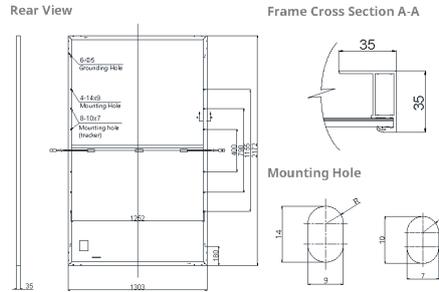
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 52 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

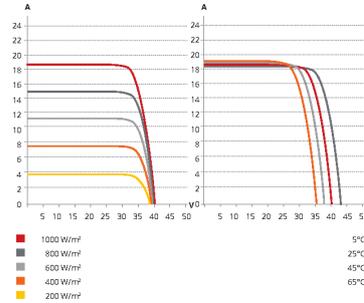
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Figura 2: Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici previsti (assimilabili al tipo CanadianSolar HiKu7 Mono PERC CS7L-600) parte 1.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.4 kg (69.2 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W	452 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V	32.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A	14.94 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

March 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.6_EN

Figura 3: Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici previsti (assimilabili al tipo CanadianSolar HiKu7 Mono PERC CS7L-600) parte 2.

Si rimanda in ogni caso al progetto esecutivo per maggiori dettagli e per la definizione precisa della tipologia di modulo fotovoltaico, nonché dell'individuazione delle misure di mitigazione e prevenzione dei possibili fenomeni di abbagliamento.



**RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO
E ABBAGLIAMENTO VISIVO**

CODICE FV.ASC01.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 13 di 25

3 ABBAGLIAMENTO VISIVO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva di un osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione ad una intensa sorgente luminosa. La radiazione che può colpire l'osservatore è data dalla somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dalla fonte luminosa, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Considerato l'insieme di un impianto fotovoltaico, gli elementi che sicuramente possono generare i fenomeni di abbagliamento più considerevoli sono i moduli fotovoltaici.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera nonché alla zona e all'utilizzazione del punto di osservazione abbagliato.

3.1 Valutazione degli effetti di abbagliamento

Nella valutazione degli effetti e dei rischi di abbagliamento è di fondamentale importanza distinguere gli aspetti oggettivi da quelli soggettivi e pertanto riconoscere gli aspetti fisici e fisiologici da quelli psicologici (come la diversa percezione dell'abbagliamento da soggetti differenti o dal medesimo soggetto in tempi differenti), nonché la zona e l'utilizzazione del punto di osservazione abbagliato.

La riflessione della luce solare su una superficie è determinata da leggi geometriche (l'orbita solare) e fisiche (intensità e riflessione derivanti dalle caratteristiche dei materiali impiegati). A partire da una determinata intensità del raggio riflesso si parla di abbagliamento (fisiologico). A questo riguardo però la legge non stabilisce alcun limite né valore indicativo. L'orbita solare e il percorso dei raggi riflessi nell'ambiente si possono calcolare e l'intensità si può misurare con gli appositi strumenti.

Pertanto, in assenza di specifiche normative che regolamentino gli effetti di abbagliamento è possibile fare riferimento alla "guida pratica per la procedura di annuncio o autorizzazione di impianti solari" (febbraio 2021) proposta dalla Swissolar (associazione svizzera dei professionisti dell'energia solare) per gli impianti solari e per similitudine costruttiva applicabile agli impianti fotovoltaici, dalla quale è possibile osservare una serie di raccomandazioni, regole pratiche per la stima degli effetti di abbagliamento e valori limite raccomandati di tollerabilità.

In Tabella 1 sono riportati i valori indicativi raccomandati da Swissolar per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento:

Tabella 1: Valori indicativi raccomandati per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento (fonte Swissolar).

PARAMETRO	VALORE INDICATIVO RACCOMANDATO	OSSERVAZIONE
Angolo fra raggio solare e raggio abbagliante	> 20°	Il raggio riflesso disturba soltanto se non proviene dalla stessa direzione del raggio solare.
Angolo di incidenza del raggio abbagliante su una finestra	> 20°	Un raggio riflesso è rilevante soltanto se arriva su una finestra o una facciata con un'incidenza maggiore di 20°, altrimenti la sua penetrazione nel locale generalmente è trascurabile.
Radiazione normale diretta (DNI)	> 120 W/m ²	A partire da una DNI di 120 W/m ² in generale si contano le ore di insolazione (WMO sunshine threshold). Se non c'è sole (in tal caso DNI < 120 W/m ²) non è nemmeno possibile un abbagliamento.
Densità di potenza del raggio riflesso	> 30 W/m ²	Si consiglia di non considerare abbagliamento le riflessioni inferiori al 3% della luce solare diretta a mezzogiorno.
Brillanza della superficie riflettente	> 50000	Il sole ha una luminanza di 1500000000 cd/m ² ovvero circa 15000000 cd/m ² con una divergenza omogenea del fascio di 5°. Finora si raccomanda di considerare abbagliamento luminanze superiori a 50000 cd/m ² . Attualmente si sta riesaminando questo limite, che presumibilmente sarà ridotto.

In riferimento agli effetti tollerabili è opportuno differenziare l'area di impianto per zona e utilizzazione, in particolare si possono distinguere le zone riportate in Tabella 2 e gli utilizzi del punto di osservazione riportati in Tabella 3:

Tabella 2: Distinzione tra zone (fonte Swissolar).

ZONA	OSSERVAZIONE
Industriale	Si possono prevedere riflessioni su superfici artificiali.
Residenziale	Vi sono regolarmente piccole riflessioni.
Agricola	Con tempo asciutto vaste aree del paesaggio non riflettono.

Tabella 3: Distinzione tra utilizzi (fonte Swissolar).

UTILIZZO	OSSERVAZIONE
Spazi abitativi, scuole, ospedali ecc.	L'abbagliamento può essere rilevante in qualsiasi momento.
Balconi, giardini ecc.	L'abbagliamento è rilevante soltanto nel periodo estivo.
Facciate senza finestre, trombe delle scale, sentieri ecc.	L'abbagliamento è irrilevante.

Per la maggior parte degli impianti fotovoltaici l'abbagliamento non costituisce una problematica di entità rilevante poiché le aree eventualmente interessate dalla luce riflessa sono talmente modeste da rendere improbabile l'esposizione di una zona di immissione o di un punto di osservazione critico a tali aree.

Per ridurre al minimo i possibili fenomeni di abbagliamento è consigliato utilizzare la metodologia Swissolar per la stima dell'effetto abbagliante. Tale metodologia si articola in tre fasi per facilitare l'identificazione e la rapida selezione degli impianti per i quali è improbabile che si verifichino effetti di abbagliamento:

- abbagliamento impossibile o irrilevante:
- l'osservatore non può vedere i moduli fotovoltaici:
- caso degli impianti rialzati in cui l'osservatore può guardare i moduli soltanto dal dietro ("behind the plane");
- caso in cui un oggetto impedisce all'osservatore di vedere l'impianto;
- caso in cui l'impianto non risulta visibile dal punto di vista dell'osservatore.
- evidente impossibilità di abbagliamento:
- al momento di studiare l'abbagliamento l'impianto è in ombra;
- per ragioni geometriche i raggi solari riflessi dai moduli non possono colpire il punto di osservazione. Ad esempio, un impianto inclinato da 0° a 35° verso sud non può riflettere su nessun punto a sud dell'impianto, a meno che non si trovi a un'altezza significativamente superiore all'impianto stesso.
- i raggi riflessi colpiscono soltanto facciate senza finestre, trombe delle scale, sentieri di giardini e aree simili, dove non è prevista sosta di un utente osservatore.
- abbagliamento non critico:
- impianto di piccole dimensioni (zona residenziale e superficie < 10 m², zona industriale e superficie < 100 m²);
- possibili osservatori molto lontani (zona residenziale e distanza > 100 m, zona industriale e distanza > 50 m);
- rapporto tra estensione massima dell'impianto fotovoltaico e distanza tra impianto e osservatore inferiore a 1/8;
- angolo di visibilità massimo dell'impianto dal punto di vista dell'osservatore inferiore a 7,5°.
- necessità di ulteriori accertamenti: se con le fasi precedenti non risulta possibile escludere o ritenere non grave l'abbagliamento si consiglia di procedere al calcolo teorico dei possibili orari e durate degli abbagliamenti in condizioni di cielo sereno durante l'anno e senza divergenza del fascio, e, per le zone residenziali, di considerare tollerabili:

- abbagliamento della durata massima di 30 minuti in un numero qualsiasi di giorni dell'anno;
- abbagliamento della durata massima di 60 minuti per un massimo di 60 giorni all'anno;
- abbagliamento della durata massima di 120 minuti per un massimo di 20 giorni all'anno;
- al massimo 50 ore di abbagliamento all'anno.

Se nei calcoli si tiene conto della nuvolosità media, la possibile durata annua dell'abbagliamento si riduce a circa la metà. Questi valori valgono sempre per un singolo punto di osservazione nella zona residenziale, non per intere superfici di osservazione. Per le zone industriali si possono considerare ammissibili gli abbagliamenti con una durata almeno doppia. Oltre alla zona di appartenenza, anche il tipo di utilizzazione può essere determinante come criterio.

Se dalla valutazione degli effetti di abbagliamento risultasse che l'impianto fotovoltaico è presumibilmente causa di abbagliamenti critici, è possibile adottare provvedimenti nella progettazione e/o nella realizzazione dell'impianto stesso, ad esempio:

- trasferimento dell'impianto in un'altra posizione;
- modifica dell'inclinazione o dell'orientamento dell'impianto;
- impiego di vetri solari speciali;
- limitazione della visuale dell'osservatore sull'impianto, per esempio mediante schermature quali alberi a fusto medio/alto;
- ombreggiamento temporaneo dell'impianto, eventualmente anche mediante alberi;
- riduzione delle dimensioni dell'impianto;
- rinuncia alla costruzione dell'impianto;
- in caso di angolo di osservazione piatto: impiego di vetro solare liscio senza divergenza (diffusione) del fascio per ridurre la durata della riflessione;
- in caso di angolo di osservazione quasi perpendicolare: impiego di vetro solare fortemente strutturato o vetro leggermente strutturato con rivestimento antiriflesso per ridurre l'intensità. Vetri fortemente strutturati sono per esempio quelli con superfici prismatiche, realizzate con speciali laminati. Le esperienze fatte con questi vetri hanno però evidenziato anche svantaggi, sia perché si sporcano di più e in secondo luogo, perché producono effetti luminosi indesiderati con un angolo di osservazione piatto. Attualmente si spera molto di poter ridurre gli effetti abbaglianti utilizzando vetri satinati. Vengono prodotti partendo da vetro trasparente mediante sabbatura, serigrafia o

trattamento chimico. Quanto siano idonei ai moduli fotovoltaici e in quali applicazioni si possano utilizzare va ancora determinato sulla base di esempi e mediante misurazioni.

3.2 Analisi dei possibili fenomeni di abbagliamento

L'impianto sarà collocato in una zona prevalentemente agricola, in un contesto abitativo tipicamente rurale.

Considerata la configurazione di installazione dell'impianto, e cioè disposizione dei tracker in direzione nord-sud ad inseguimento solare est-ovest, i possibili punti di osservazione critica possono trovarsi soltanto ad est e ad ovest dell'impianto stesso.

3.2.1 Abbagliamento della viabilità stradale

Ciò significa escludere fenomeni di abbagliamento della viabilità stradale poiché l'autostrada A16 è situata a sud dell'impianto, comunque protetta da eventuali riflessioni di sponda da fitte barriere di vegetazione per la maggior parte del tratto:



Figura 4: Vegetazione presente sull'autostrada A16.

3.2.2 Abbagliamento delle strutture abitative

L'unico punto di osservazione apparentemente critico eventualmente soggetto ai possibili fenomeni di abbagliamento è individuato nel recettore definito con la sigla "R01".



Figura 5: Area di impianto e strutture abitative.

Tale recettore, posto a distanza considerevole di circa 400 m ad est dall'area di impianto, è l'unico punto di osservazione che sembrerebbe passibile di abbagliamento e che in realtà non lo è per i seguenti motivi:

- non dispone di finestre e di visuali dirette sull'area di impianto:



Figura 6: Immagine raffigurante il recettore indicato con la sigla "R01" con evidenza della facciata esposta in direzione dell'area di impianto.

- è parzialmente coperto in direzione ad ovest da una struttura abitativa non a carattere continuativo e da un impianto di ulivi:



Figura 7: Immagine raffigurante a destra il recettore definito con la sigla "R01" e a sinistra la struttura abitativa non a carattere continuativo seguita dall'impianto di ulivi.



Figura 8: Immagine raffigurante la struttura abitativa non a carattere continuativo e l'impianto di ulivi.

- considerato il moto apparente del Sole attorno alla Terra, dovuto in realtà al moto della Terra attorno ad esso, il modulo fotovoltaico seguendo l'orbita solare è orientato verso tale recettore soltanto nelle prime ore del mattino:

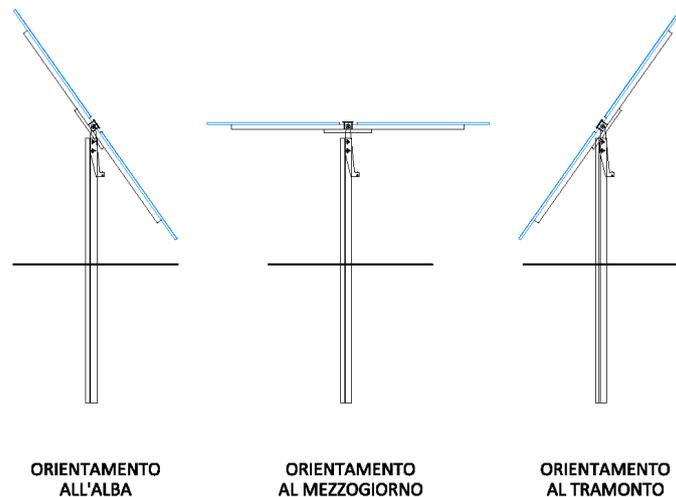


Figura 9: Immagine raffigurante l'orientamento dei moduli durante la giornata.

3.2.3 Abbagliamento della navigazione aerea

Ai sensi di quanto previsto al punto 1.4 del capitolo 1 e dal capitolo 4 del "Regolamento per la Costruzione e l'Esercizio degli Aeroporti", per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione, è richiesta l'istruttoria e l'autorizzazione da parte dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) nel caso in cui risultino ubicati a una distanza inferiore di 6 km dall'ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) del più vicino aeroporto e, nel caso specifico in cui abbiano una superficie uguale o superiore a 500 mq.

La documentazione da trasmettere deve contenere una valutazione di compatibilità degli eventuali ostacoli e interferenze da abbagliamento alla navigazione aerea dei piloti.

Per quanto riguarda invece il rilascio dell'autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti, manufatti e strutture in genere che si trovano in prossimità di aeroporti militari, ai sensi dell'art. 710 del Codice della Navigazione è attribuita all'Aeronautica Militare.

L'impianto fotovoltaico da realizzare è situato a circa 30 km dall'aeroporto più vicino, e cioè dall'aeroporto di Foggia-Gino Lisa; pertanto, non è soggetto ad istruttoria e rilascio di autorizzazione da parte dell'ENAC.

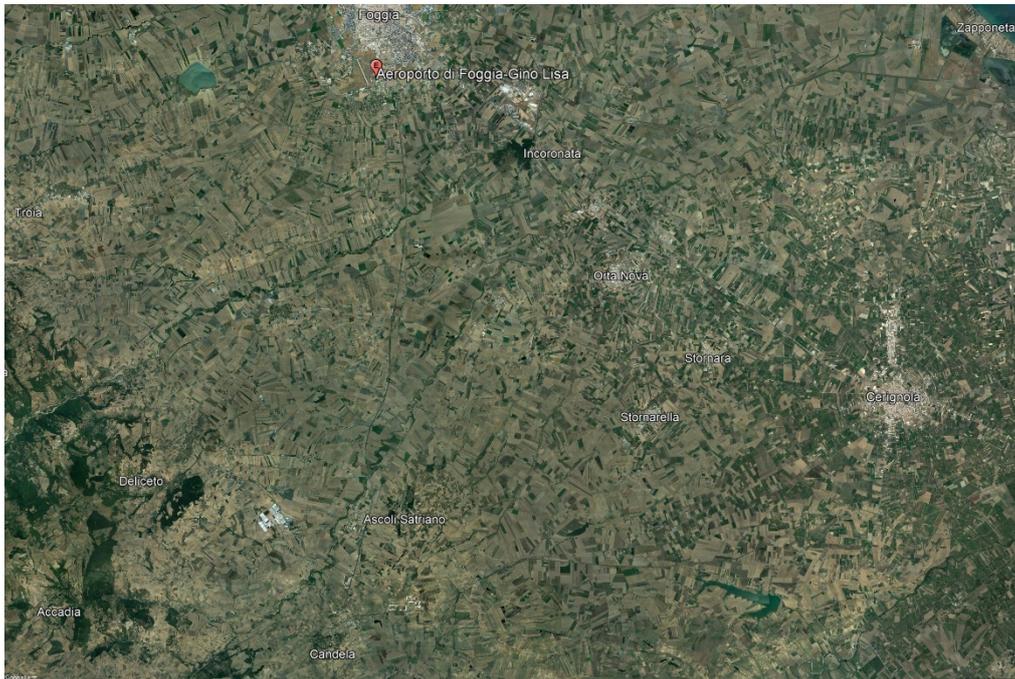


Figura 10: Immagine raffigurante la distanza tra l'area di impianto (tra Candela e Ascoli Satriano) e l'aeroporto Foggia-Gino Lisa.

Inoltre, oggigiorno sono numerosi in Italia e non solo, gli aeroporti alimentati dagli impianti fotovoltaici, ad esempio l'aeroporto di Bari-Karol Wojtyla, l'aeroporto Leonardo da Vinci di Fiumicino, aeroporto di Bolzano-Dolomiti ecc., per i quali, senza necessariamente ricorrere a particolari scelte progettuali risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso causato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali o delle abitazioni nelle zone limitrofe.



Figura 11: Aeroporto Bari-Karol Wojtyla.

3.3 Soluzione progettuale

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.

3.3.1 Perdite di riflesso

Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello, oppure dalla superficie di una cella solare, e che quindi non può più contribuire alla produzione di corrente elettrica.

3.3.1.1 Perdite per rivestimento antiriflettente

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici previsti è protetto frontalmente da un vetro temprato antiriflettente ad alta trasmittanza, il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che nulla ha a che vedere con quello delle comuni superfici vetrate.

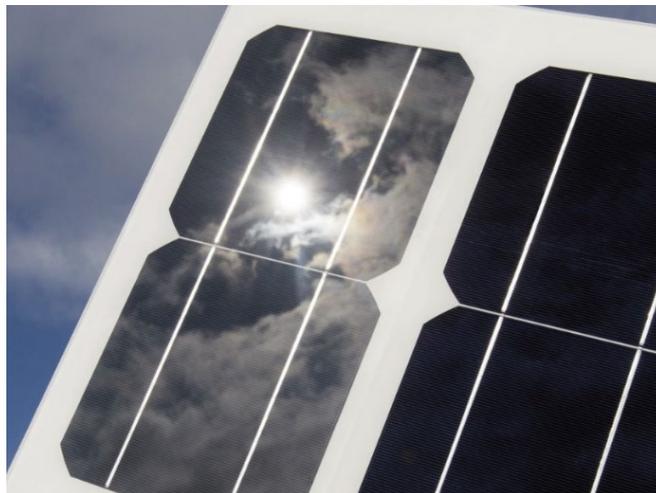


Figura 12: Confronto tra vetro normale e antiriflettente.

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

3.3.1.2 Perdite per rivestimento piramidale

Per diminuire ulteriormente le perdite per riflessione ed incrementare l'efficienza del modulo fotovoltaico la tecnologia ha individuato un'ulteriore soluzione: moduli fotovoltaici con vetro piramidale.

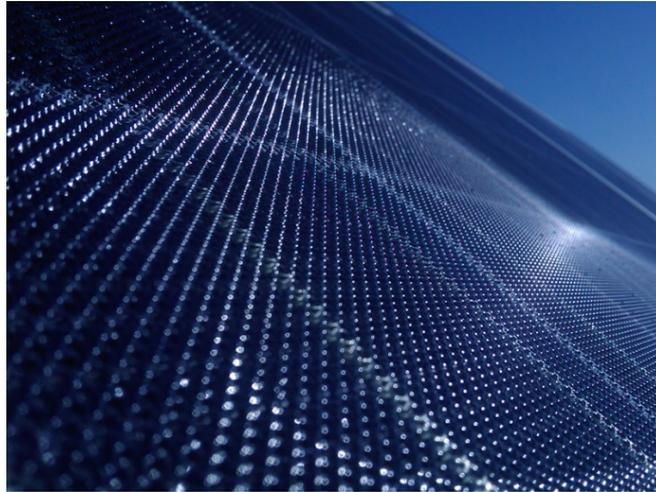


Figura 13: Esempio di modulo fotovoltaico con vetro piramidale.

Questa tipologia di vetro ha le caratteristiche per funzionare come una “light trap”: intrappola i raggi solari e ne limita la riflessione. Poiché la superficie di interfaccia non è liscia, il raggio solare incidente viene riflesso con angoli diversi e rimane “intrappolato” all’interno del vetro.

3.3.1.3 Perdite per densità dell’aria

Occorre anche considerare che 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, e convertita in energia termica.

CONCLUSIONI

In conclusione, in assenza di specifiche normative che regolamentino tale problematica, sulla base delle valutazioni e delle considerazioni effettuate in virtù delle tecnologie e della configurazione di impianto, i possibili fenomeni di abbagliamento sono di entità tale da ritenersi trascurabili ed eventualmente del tutto accettabili da non causare interferenze nemmeno alla navigazione aerea dei piloti.

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.

Si rimanda in ogni caso al progetto esecutivo per maggiori dettagli e per la definizione precisa della tipologia di modulo fotovoltaico, nonché dell'individuazione delle misure di mitigazione e prevenzione dei possibili fenomeni di abbagliamento.