

SALUSSOLA



PROVINCIA DI BIELLA



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 47,36 MWp MADAMA LIVE

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Salussola	Foglio 21 Mappali 17-27; Foglio 22 Mappali 14-15-16; Foglio 23 Mappali 34-148-146; Foglio 24 Mappali 11-13-14-15-21; Foglio 27 Mappale 16
PROGETTO: VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC06 – RELAZIONE ABBAGLIAMENTO	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 15/09/2023		
IL RICHIEDENTE	MADAMA LIVE FIRMA _____	
I PROGETTISTI	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____ Arch. Andrea Zegna FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Land Live srl 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA
47,36 MWp
MADAMA LIVE
Comune di Salussola
RELAZIONE ABBAGLIAMENTO**

Pag 2 di
19

I N D I C E

I N D I C E	2
1. PREMESSA	3
1.1 Abbagliamento visivo.....	3
1.2 Riflessione dei moduli fotovoltaici.....	4
1.3 Densità ottica dell'aria	5
2. POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE AI RICETTORI RESIDENZIALI E ALLA VIABILITA' STRADALE	6
3. VERIFICA POTENZIALI OSTACOLI (OO.VV.) E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA.....	11
3.1 Impianti e manufatti soggetti a rilascio di parere/N.O. da parte dell'Amm.ne Difesa.....	12
4. NOVITA' INTRODOTTE DALLE LINEE GUIDA ENAC 2022/002-APT ED. N. 1 DEL 26/04/2022	15
4.1 Analisi qualitativa	17

1. PREMESSA

All'interno della presente relazione si verificano e approfondiscono eventuali fenomeni di abbagliamento da ricondursi alla rifrazione della luce solare sui moduli fotovoltaici in progetto tali da creare rischio per la circolazione stradale o navigazione aerea oltre a disturbo ai recettori residenziali eventualmente presenti in prossimità all'impianto.

1.1 ABBAGLIAMENTO VISIVO

L'abbagliamento è definito come una condizione visiva che determina un disagio o una riduzione dell'abilità di percepire dettagli o interi oggetti, determinata da una distribuzione inadeguata delle luminanze o da variazioni estreme delle luminanze nel tempo e nello spazio, a causa della presenza nel campo visivo di sorgenti luminose primarie (*abbagliamento diretto*) o di superfici riflettenti (*abbagliamento indiretto*).

È possibile identificare due categorie di abbagliamento:

- a. abbagliamento molesto o psicologico (*discomfort glare*), che causa fastidio senza necessariamente compromettere la visione degli oggetti;
- b. abbagliamento debilitante o fisiologico (*disability glare*), che compromette temporaneamente la visione degli oggetti.

Con abbagliamento visivo, quindi, s'intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad un'intensa sorgente luminosa.

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Analisi del fenomeno di abbagliamento

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

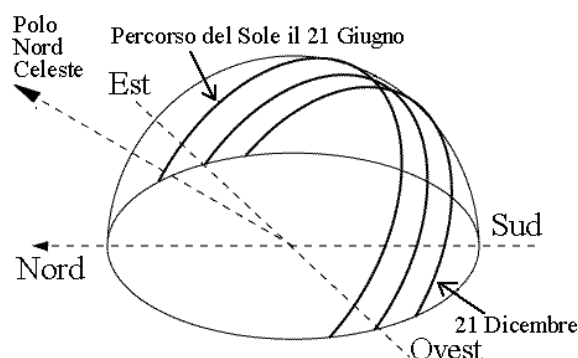


Figura 1. Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropic del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici entro i 3 m dal suolo di sedime e del loro angolo di inclinazione che in questo caso è pari a 0° rispetto al piano orizzontale, 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 ri-direzionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale che difficilmente possa creare disturbo ad abitazioni tantomeno ad osservatori posti al suolo e/o transanti nei pressi dell'impianto.

Una tale considerazione è valida tanto per i moduli fissi quanto per quelli dotati di sistemi di inseguimento (*tracker*).

1.2 RIFLESSIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

La *riflessione* indica la quantità di raggi che viene respinta dalla superficie del vetro.

Sostanzialmente, secondo la legge della riflessione, l'angolo del raggio solare incidente, riferito alla normale della superficie, è uguale all'angolo del raggio solare riflesso. In caso di luce diffusa o di superficie strutturata del modulo questa regola vale per ogni singolo raggio, rendendo la riflessione diffusa.

I moduli fotovoltaici, di buona fattura, normalmente non producono riflessione o bagliore significativi in quanto sono realizzati con vetro studiato appositamente per aver un effetto "non riflettente". Il vetro solare è pensato per ridurre la luce riflessa e permettere alla luce di passare attraverso arrivando alle celle per essere convertita in energia elettrica nel modulo.



Figura 2. Le due immagini dimostrano come, al contrario di un vetro comune, il vetro anti-riflesso (*Anti-Reflecting glass*) che riveste i moduli fotovoltaici riduca drasticamente la riflessione dei raggi luminosi

L'efficienza di conversione di una cella fotovoltaica dipende fortemente dalla sua capacità di assorbire la radiazione solare incidente. Tanto più una cella appare scura, tanto maggiore è la sua capacità di assorbire la luce. Per ridurre al minimo la riflessione della luce incidente sono state sviluppate diverse tecnologie capaci di ridurre la riflettanza superficiale delle celle solari a livelli prossimi all'1%.

In generale, per ottenere questo scopo, si agisce con due tecniche: la deposizione sulla superficie frontale della cella di film sottili di ossido di titanio di spessori tali da realizzare un particolare effetto interferenziale e il trattamento della morfologia della superficie stessa. Questa ultima tecnica prende il nome di *testurizzazione*.

La testurizzazione consiste nella formazione di microstrutture sulla superficie del silicio, tali da ridurre la riflessione incrementando le probabilità della luce riflessa di essere rinviata alla superficie del wafer invece che perdersi in aria.

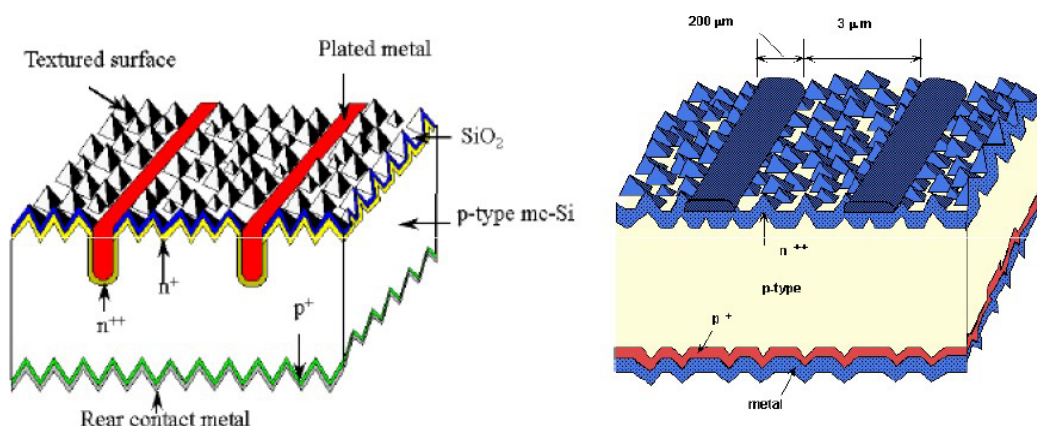


Figura 3. Testurizzazione sulle celle fotovoltaiche

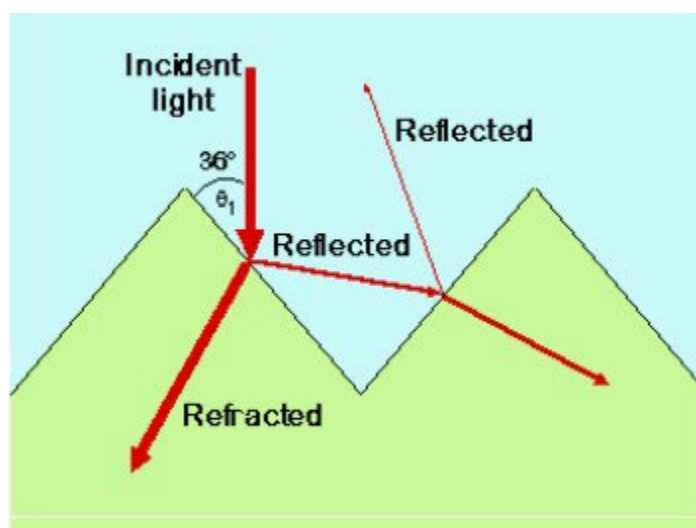


Figura 4, Percorso della luce su celle testurizzate

La luce viene riflessa verso il basso e subisce almeno due riflessioni (*double bounce effect*) con maggiore probabilità di assorbimento.

Si tratta, in sostanza, di minimizzare la perdita ottica per riflessione sulla superficie della cella sia in funzione della lunghezza d'onda che dell'angolo d'incidenza della luce.

Per quanto su esposto si conclude affermando che, la riflessione della luce su essi incidente, dei moduli fotovoltaici è già di per sé ridotta dagli accorgimenti costruttivi dei moduli stessi rivolti al miglioramento dell'efficienza di riflessione.

1.3 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 ri-direzionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia termica.

2. POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE AI RICETTORI RESIDENZIALI E ALLA VIABILITA' STRADALE

L'impianto fotovoltaico è collocato in un contesto di pianura dove sono presenti, nel raggio di centinaia di metri, strade in elevazione rispetto ai campi.

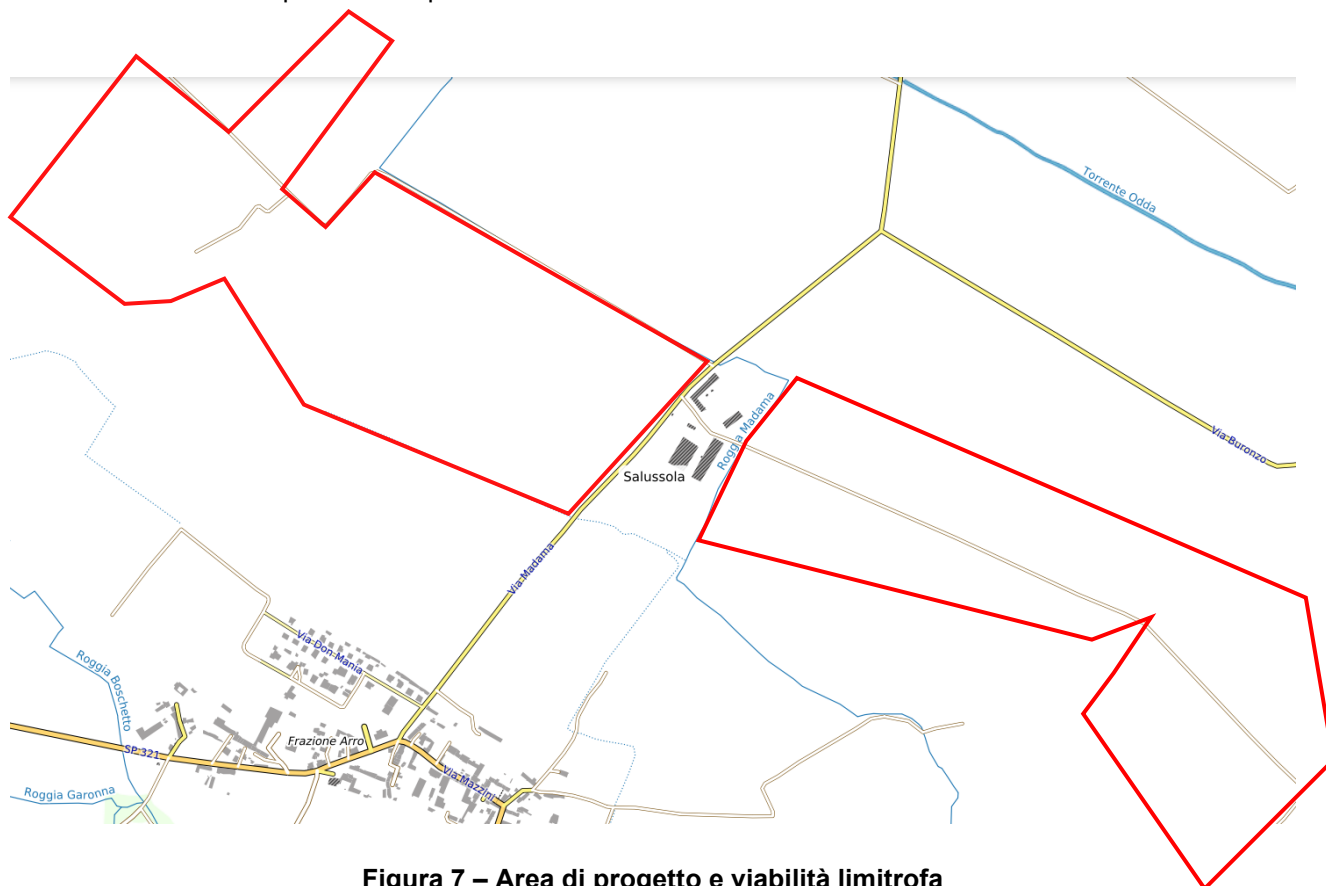


Figura 7 – Area di progetto e viabilità limitrofa

La viabilità stradale nei pressi dell'area è rappresentata da una strada (Via Madama) che, partendo dalla frazione di Arro a Sud-Ovest, serve l'omonima Cascina e attraversa centralmente l'impianto evidenziandone la divisione nelle due macroaree. A Nord-Est dista qualche centinaio di metri dal campo Via Buronzo. A Sud-Ovest, per una fascia che dista circa 1 km dall'area di impianto insiste Via Giuseppe Mazzini che giungendo da Ovest attraversa la frazione di Arro e si collega a quella di San Damiano proseguendo verso Est; completano la viabilità limitrofa strade poderali di accesso ai campi coltivati. L'orografia dell'area vede una pendenza leggermente degradante verso Sud-Ovest.

È possibile, inoltre, osservare le pendenze pressoché uniformi (sezioni gialle) nelle immagini seguenti.



Figura 8 e 9 – Sezioni dell'area di progetto

La visibilità dell'impianto è riferibile principalmente alla fascia a sud dell'area di interesse. Data l'orografia dell'area e le direzioni di inclinazione dei moduli fotovoltaici sono da escludere significativi fenomeni di abbagliamento.

Viene dimostrato all'interno della Relazione Fotografica la visibilità dell'impianto con le relative mitigazioni.

Inoltre, in merito al movimento dei pannelli, si specifica che le strutture di sostegno (i trackers) sono orientati Nord-Sud, con pannelli che si affacciano dunque al mattino verso Est e nel pomeriggio verso Ovest. Il lembo superiore dei pannelli è, al massimo, a 2,64 m di altezza.

I trackers sono distanziati tra loro con un interasse (pitch) di 6 m e la distanza tra i pannelli va da un minimo di circa 3,56 m (quando i pannelli sono nella posizione parallela al terreno) ad un massimo di circa 4,74 m (quando i pannelli hanno l'inclinazione massima di 60° e 150°)

I pannelli fotovoltaici non dovrebbero costituire un pericolo per l'avifauna.

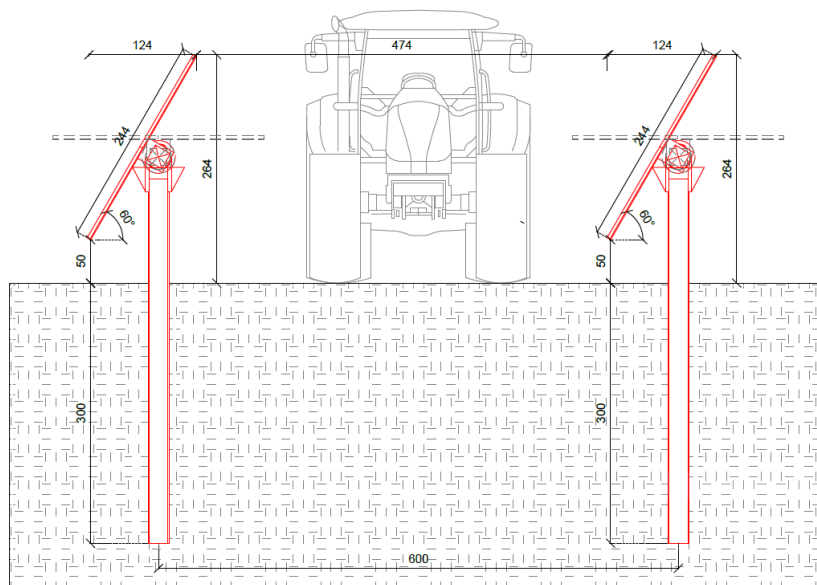


Figura 6 – Sezione tracker con relative posizioni

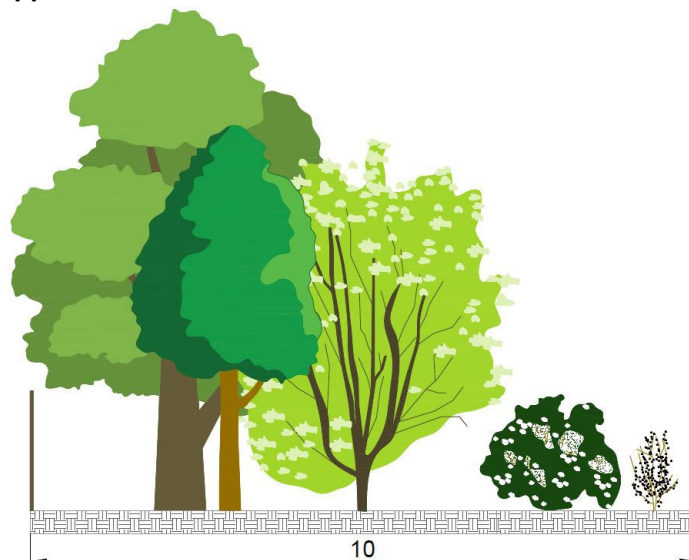


L'impianto fotovoltaico è costituito dunque da inseguitori solari disposti lungo l'asse Nord – Sud tali per cui i moduli fotovoltaici inseguono il sole da Est a Ovest.

Quindi le pur minime riflessioni di luce solare che potrebbero causare abbagliamento sono dirette verso Est o verso Ovest (dall'alba al tramonto).

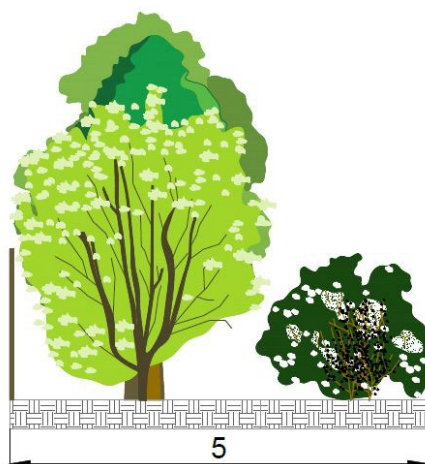
Si può affermare che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e della viabilità prossimali è da ritenersi improbabile soprattutto per la distanza della Frazione di Arro e per l'installazione delle opere di mitigazione. In merito a ciò si rimanda alla consultazione della tavola TAV12 – MITIGAZIONI ED OPERE AGRONOMICHE al cui interno sono presenti i dettagli fotografici delle varie viste con confronto dello Stato di Progetto senza e con le mitigazioni; inoltre le mitigazioni sono ampiamente descritte all'interno del DOC05 RELAZIONE TECNICO-AGRONOMICA, di seguito si riporta un estratto delle mitigazioni utilizzate nei lati perimetrali dei lotti di progetto:

- **Mitigazione a doppio filare misto**



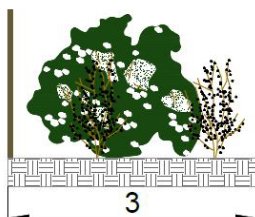
Avrà una larghezza di 10 metri e sarà impiegata nel sul lato sud-est del lotto ad Ovest (verso la strada Via Madama) e nell'angolo a Sud-Est della tessera ad Ovest.

- **Mitigazione a singolo filare misto**



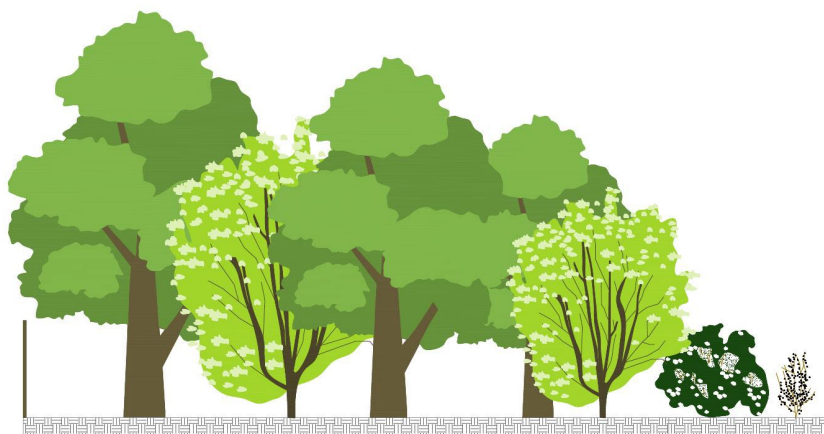
Avrà una larghezza di 5 metri e sarà utilizzata lungo la restante parte del perimetro del lotto ove non presente la coltivazione interna di nocciolo e la mitigazione da 10m.

- **Mitigazione a singolo filare cespugliose**



Avrà una larghezza di 3 metri e sarà utilizzata lungo il perimetro del lotto ove presente la coltivazione interna di nocciolo.

- **Mitigazione a boschetto**



Avrà una larghezza variabile in relazione alla superficie dell'area interessata e sarà utilizzata negli angoli principali del lotto.

3. VERIFICA POTENZIALI OSTACOLI (OO.VV.) E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA

Per detta valutazione si rinvia alle specifiche linee guida ENAC ricavabili dal documento pubblico Verifica_preliminare_Rev0_Febbraio_2015.pdf. In tali linee guida, citate letteralmente nei capoversi seguenti, si fa riferimento agli aeroporti con procedure strumentali individuando 5 settori a distanze progressive dall'aeroporto e a differenti quote di interferenza:

Settore 1: area rettangolare piana che comprende la pista e si estende longitudinalmente oltre i fine pista e relative zone di arresto (stopway) per una distanza di almeno 60 m o, se presenti, alla fine delle clearways, e simmetricamente rispetto all'asse pista per i 150 m (ampiezza complessiva 300 m).

Settore 2: piano inclinato, definito per ogni direzione di decollo e atterraggio, che si estende dai bordi del Settore 1 avente le seguenti caratteristiche:

(a) bordo interno di larghezza ed elevazione pari a quelle del Settore 1 dal quale si origina (ovvero, quota del fine pista o, se presente, del bordo esterno della clearway), limiti laterali, aventi origine dalle estremità dei bordi del Settore 1, con una divergenza uniforme per ciascun lato del 15%; (b) pendenza longitudinale valutata lungo il prolungamento dell'asse pista pari a 1.2% (1:83); (c) lunghezza di 2.500 m.

Settore 3: piani inclinati che si estendono all'esterno dei Settori 1 e 2 aventi le seguenti caratteristiche:

(a) bordo interno di larghezza ed elevazione pari a quelle del Settore 1 dal quale si origina (NB.: l'elevazione del bordo interno segue l'andamento altimetrico del profilo dell'asse pista);
(b) limiti laterali costituiti dai bordi del Settore 2;
(c) pendenza longitudinale pari a 1.2% (1:83);
(d) lunghezza di 2.500 m dal bordo del Settore 1.

Settore 4: superficie orizzontale posta ad una altezza di 30 m sulla quota della soglia pista più bassa (THR) dell'aeroporto di riferimento, di forma circolare con raggio di 15 km centrato sull'ARP (Aerodrome Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) che si estende all'esterno dei Settori 2 e 3.

Settore 5: area circolare con centro nell' ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) che si estende all'esterno del Settore 4 fino ad una distanza di 45 km. Nell'ambito di detto settore devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture con altezza dal suolo (AGL) uguale o superiore a:

(e) 45 m; oppure:
(f) 60 m se situati entro centri abitati, quando nelle vicinanze (raggio di 200 m) sono già presenti ostacoli inamovibili di altezza uguale o superiore a 60 m.

La valutazione di compatibilità ostacoli comprende la verifica delle potenziali interferenze dei nuovi impianti e manufatti con le superfici, come definite dal Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti (superfici limitazione ostacoli, superfici a protezione degli indicatori ottici della pendenza dell'avvicinamento, superfici a protezione dei sentieri luminosi per l'avvicinamento) e, in accordo a quanto previsto al punto 1.4 Cap. 4 del citato Regolamento, con le aree poste a protezione dei sistemi di comunicazione, navigazione e radar (BRA - *Building Restricted Areas*) e con le minime operative delle procedure strumentali di volo (DOC ICAO 8168).

Sono stati quindi definiti i criteri, di seguito enunciati, con i quali selezionare i nuovi impianti/manufatti da assoggettare alla preventiva autorizzazione dell'ENAC ai fini della salvaguardia delle operazioni aeree e civili. Sono da sottoporre a valutazione di compatibilità per il rilascio dell'autorizzazione dell'ENAC, i nuovi impianti/manufatti e le strutture che per un impianto fotovoltaico risultano di seguito.

Per le strutture in argomento, che possono dare luogo a fenomeni di riflessione e/o abbagliamento per i piloti, è richiesta l'istruttoria e l'autorizzazione dell'ENAC quando:

- (a) sussista una delle condizioni descritte nei precedenti paragrafi delle linee guida, con riferimento ai settori da 1 a 5, che renda necessaria la preventiva istruttoria autorizzativa; oppure:**
- (b) risultino ubicati a una distanza inferiore a 6 Km dall'ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) dal più vicino aeroporto e, nel caso specifico di impianti fotovoltaici, abbiano una superficie uguale o superiore a 500mq, ovvero, per iniziative edilizie che comportino più edifici su singoli lotti, quando la somma delle singole installazioni sia uguale o superiore a 500 mq ed il rapporto tra la superficie coperta dalle pannellature ed il lotto di terreno interessato dalla edificazione non sia inferiore ad un terzo.**

La documentazione trasmessa deve contenere anche un apposito studio che certifichi l'assenza di fenomeni di abbagliamento ai piloti. Sono esclusi dall'iter valutativo gli impianti fotovoltaici/solari termici, con previsione di installazione sul tetto di abitazioni/costruzioni che, a prescindere dalla distanza dall'aeroporto, hanno una superficie non superiore a 500 mq e non modificano l'altezza massima del fabbricato.

3.1 IMPIANTI E MANUFATTI SOGGETTI A RILASCIO DI PARERE/N.O. DA PARTE DELL'AMM.NE DIFESA

L'art. 710 del Codice della Navigazione attribuisce all'Aeronautica Militare la competenza, tra le altre, per il rilascio dell'autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti, manufatti e strutture in genere che si trovano in prossimità di aeroporti militari. Sia per il caso citato, che per l'attività relativa al volo a bassa quota dei velivoli militari, le informazioni in merito alle procedure di inoltro delle istanze per il rilascio dei pareri/autorizzazioni da parte dell'Aeronautica Militare ed all'eventuale coinvolgimento di altri enti militari, devono essere richieste al Comando 1° Regione Aerea (Milano) ed al Comando Scuole 3° Regione Aerea dell'Aeronautica Militare (Bari).

Gli aeroporti ubicati nel raggio dei 40 km rispetto l'area di progetto distano circa:

- 39 km a Est Aeroporto Militare di Cameri
- 4,74 km a Nord-Ovest Aeroporto Biella-Cerrione

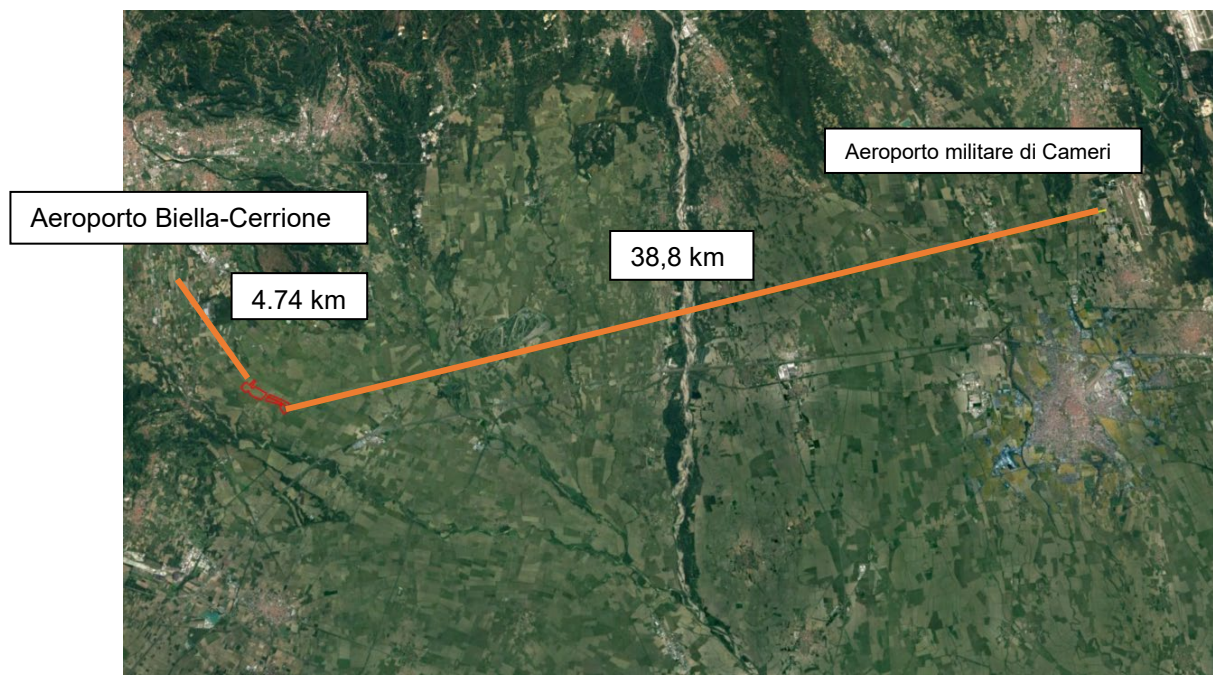


Figura 9 - Ortofoto area di progetto con posizionamento rispetto agli aeroporti principali



Figura 10 - Posizione dell'aeroporto di Biella-Cerrione tra l'abitato di Vergasco e quello di Verrone

E' stato poi fatto uno studio sulle Avio-Eli-Idrosuperfici che vengono riportate nei registri dell'ENAC nel raggio di 20 km rispetto all'area di progetto:

- A 12 km a Nord-Est dall'area di progetto: Airstar Cossato (BI)
- A 13 km a Nord-Ovest dall'area di progetto: Ospedale degli Infermi, Biella (BI)
- A 12 km a Est dall'area di progetto: Elisuperficie Balocco (VC)

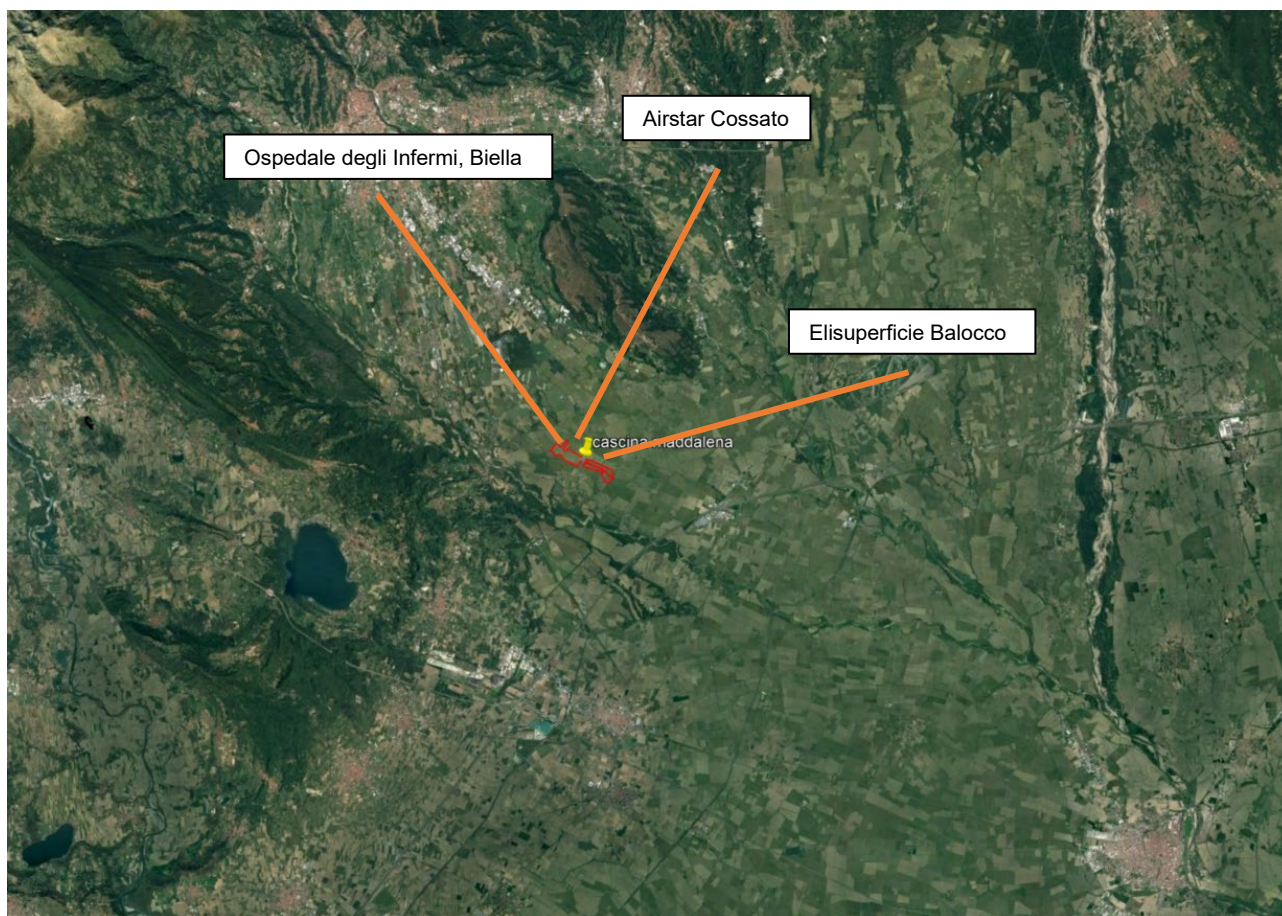


Figura 11 – Ortofoto area di progetto con posizionamento dell'area rispetto alle aviosuperfici e elisuperfici

E' stata fatta una verifica utilizzando il Tool-Pre Analisi reso disponibile dall'ENAV in collaborazione con l'ENAC dalla quale non risulta alcuna interferenza:

Gruppo Geografico		PIEMONTE-BI-SALUSSOLA-CASCINA MADAMA				
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	45° 27' 3.0" N	8° 9' 28.0" E	217.0 m	3.5 m	220.5 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" (www.enac.gov.it)						

Modalità d'inoltro delle istanze di valutazione

Nel caso ciò risulti necessario, il soggetto interessato, prima della realizzazione dell'opera, dovrà inoltrare istanza di valutazione all'ENAC, all'ENAV (seguendo le indicazioni riportate nella Procedura) e all'Aeronautica Militare.

Le richieste di valutazione non dovranno essere indirizzate all'ENAV quando:

- sono interessati aeroporti non di competenza ENAV oppure avio/ elisuperfici (Cap. 2 paragrafo c.);
- non sussistano i criteri di assoggettabilità all'iter valutativo (Cap. 2 paragrafi a.-b.-d.-e.) per i nuovi impianti fotovoltaici (Cap. 2 f. (2)), i nuovi impianti per la produzione di energia da biomasse (Cap. 2 f. (3)) e le opere speciali- pericoli per la navigazione aerea (Cap. 2 f. (4)).

Vista la distanza dall'aeroporto, si ritiene che sussista l'assenza di qualsiasi interferenza.

**4. NOVITA' INTRODOTTE DALLE LINEE GUIDA ENAC 2022/002-APT Ed. n. 1 del
26/04/2022**

Le Linee Guida contengono elementi di dettaglio di tipo interpretativo o procedurale per facilitare l'utente nella dimostrazione di rispondenza ai requisiti normativi. Sono generalmente associate a Circolari. **Dato il loro carattere non regolamentare, i contenuti delle Linee Guida (LG) non possono essere ritenuti di per sé obbligatori.** Quando l'utente interessato sceglie di seguire le indicazioni fornite nelle LG, ne accetta esplicitamente le implicazioni sul proprio impianto organizzativo da esse come risultante ed esprime il proprio forte impegno a mantenersi aderente ad esse ai fini della continua rispondenza al requisito normativo interessato. I destinatari sono invitati ad assicurare che le presenti Linee Guida siano portate a conoscenza di tutto il personale interessato.

Nel nostro caso, nell'ambito della presente procedura, tali linee guida, pubblicate a valle dell'avvio del procedimento in essere, vengono consultate esclusivamente al fine di verificarne gli aspetti tecnici, mentre per gli aspetti procedurali, non rientrando nei coni aeroportuali definiti da ENAC, non si è proceduto all'analisi preliminare quantitativa dei riflessi provocati dall'impianto, ma si è proceduto ad un'analisi qualitativa conseguente all'unico interesse aeronautico dovuto alla potenza dell'impianto.

In particolare, si riporta lo schema autorizzativo:

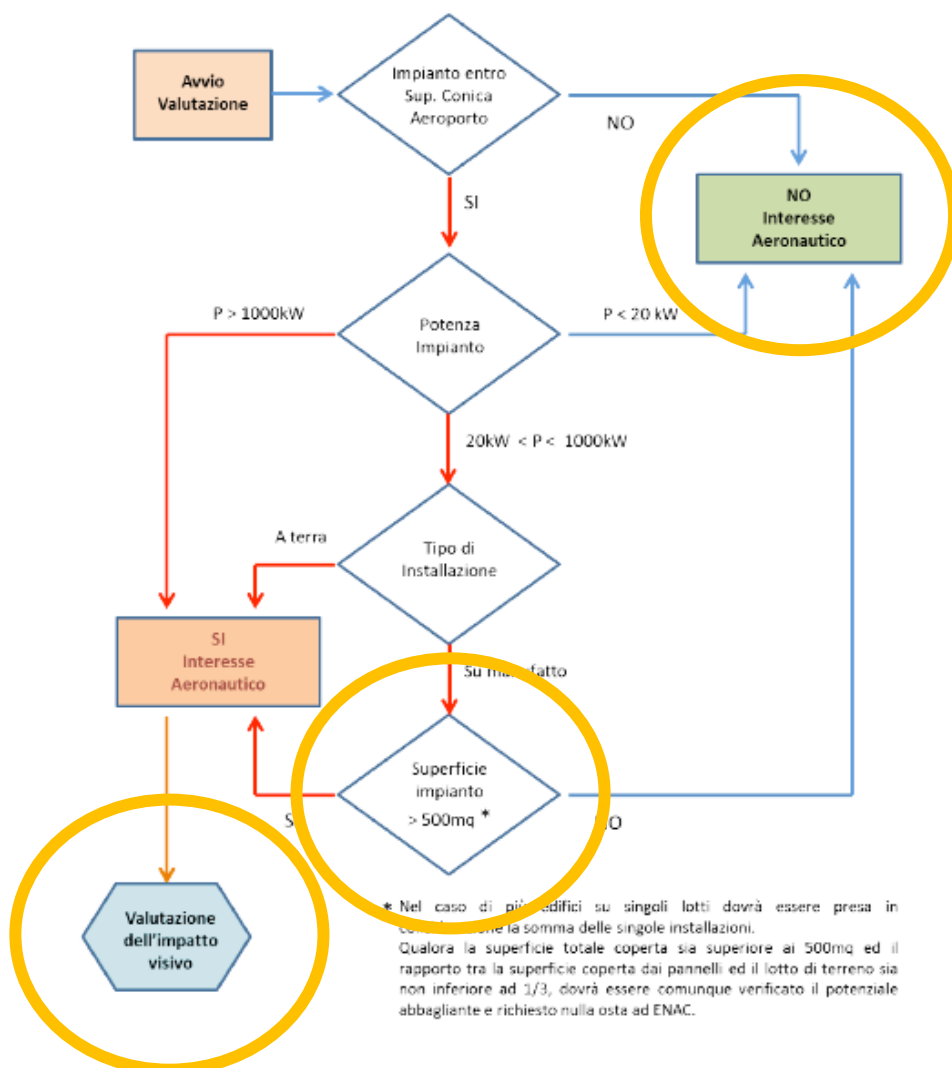
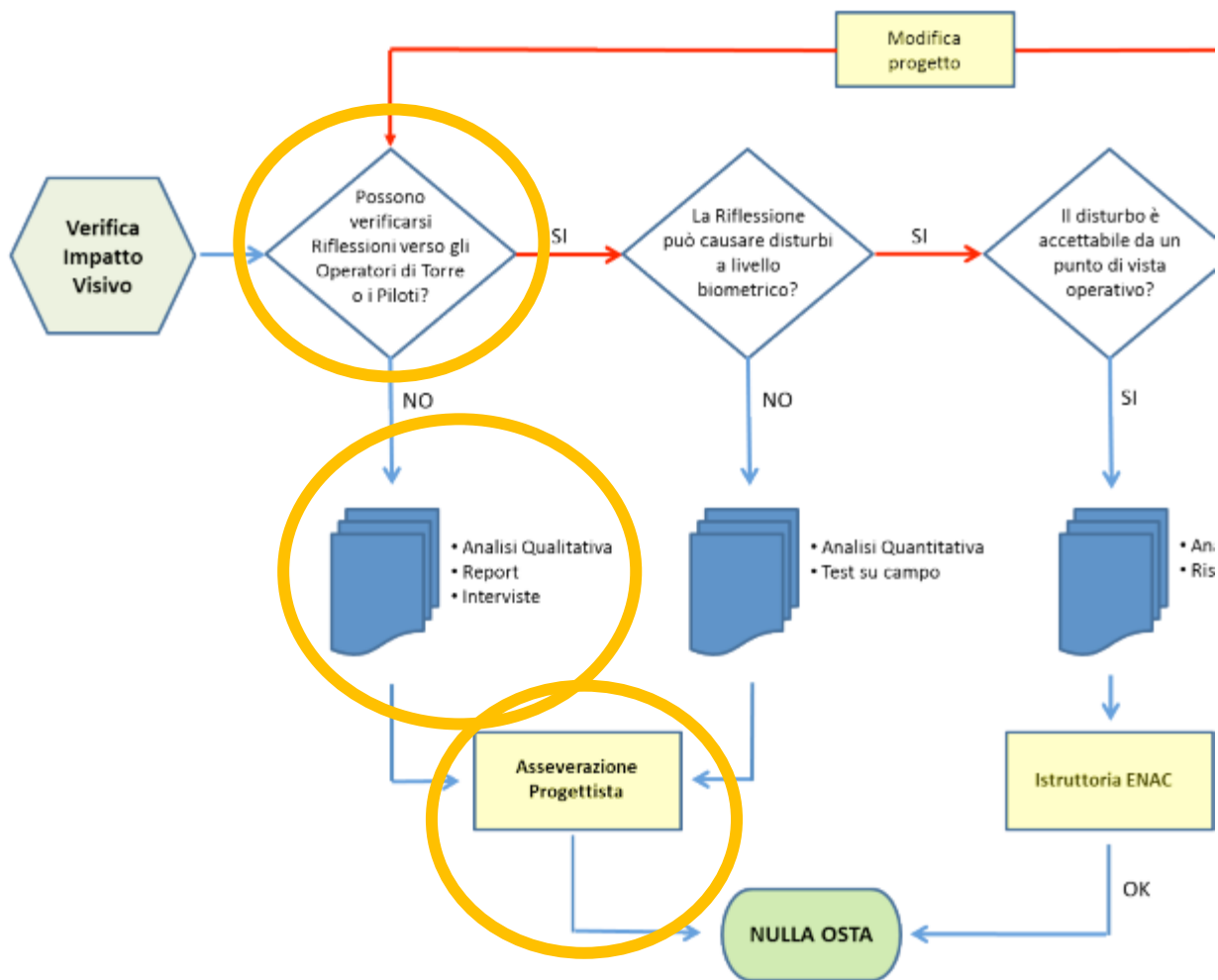


Figura 10 – Diagramma di flusso

Relativamente al diagramma di flusso di cui alla figura 30 delle linee guida, viene seguita dunque la procedura semplificata seguente:



4.1 ANALISI QUALITATIVA

I moduli previsti sono **Jinko Solar Tiger Neo N-Type 78HL4-BDV da 630**.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato.

www.jinkosolar.com

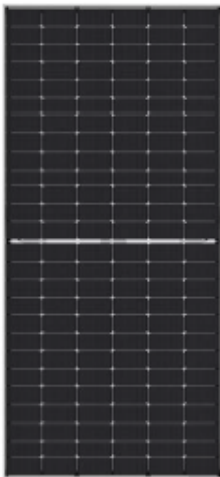
Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

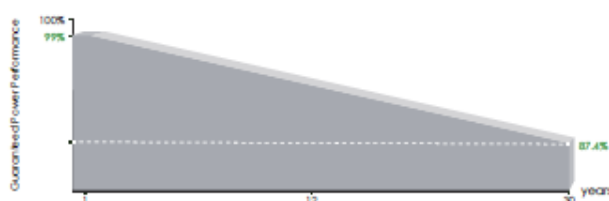
IEC61215(2016), IEC61730(2016)
ISO9001:2015: Quality Management System
ISO14001:2015: Environment Management System
ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems

Key Features

 SMBB Technology Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.  PID Resistance Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.  Higher Power Output Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.	 Hot 2.0 Technology The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.  Enhanced Mechanical Load Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).     
--	---

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

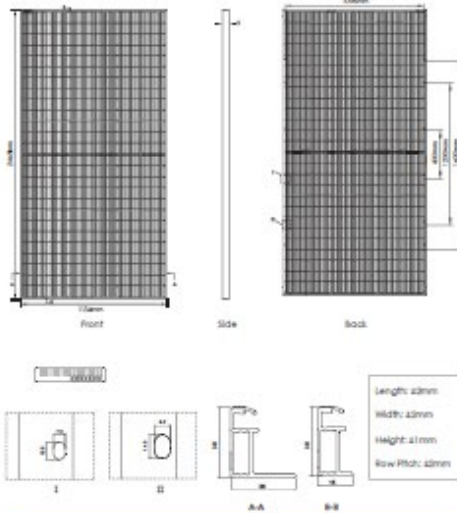


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

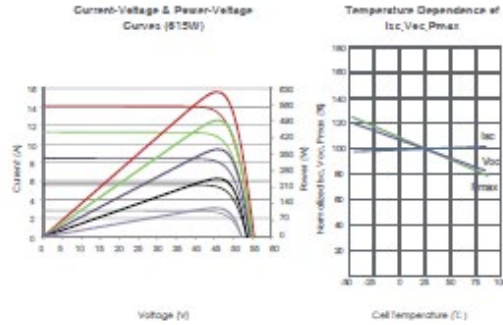
Engineering Drawings



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	34.6kg (76.38 lbs)
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 ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
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%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.73%	22.91%	23.10%	23.29%	23.48%
15%	Maximum Power (Pmax)	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp	719Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.89%	25.10%	25.30%	25.51%	25.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp	781Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.05%	27.28%	27.50%	27.73%	27.95%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

I pannelli fotovoltaici sono trattati in superficie in modo da minimizzare la quantità di radiazione riflessa, e presentano valori dell'albedo piuttosto bassi: in laboratorio si può scendere fino all'1%, come già indicato al paragrafo 1.2 della presente relazione, ma considerazioni prudenziali ricavabili da installazioni reali possono salire il valore fino al 5%.

Studi in questo senso sono stati effettuati su moduli non recenti, la cui efficienza complessiva era inferiore a quella degli attuali moduli, dichiarata pari al 23% come da datasheet precedente.

L'albedo considerato dei moduli fotovoltaici è dunque pari a 0,05 e viene messo a confronto con superfici esistenti, desumibili dalla seguente tabella di sintesi:

Superficie	albedo
Erba	0.16 ÷ 0.26
Foresta di conifere (in estate)	0.08 ÷ 0.15
Ghiaccio marino	0.30 ÷ 0.40
Neve fresca	0.80 ÷ 0.90
Sabbia	0.15 ÷ 0.45
Terreno incolto	0.25
Asfalto	0.04 ÷ 0.12
Calcestruzzo (nuovo)	0.55
Calcestruzzo (vecchio)	0.10 ÷ 0.35
Mattoni	0.20 ÷ 0.40
Tegole	0.10 ÷ 0.35
Tetto catramato o con ghiaia	0.08 ÷ 0.18
Tetto in lamiera ondulata	0.10 ÷ 0.16

Per la radiazione riflessa vale la relazione $R_{rf} = I_s \alpha_{sup}$ dove I_s rappresenta la superficie incidente e α_{sup} il coefficiente di albedo superficiale.

La superficie coinvolta dal campo fotovoltaico è pari a 662.955,04 mq mentre la superficie dei moduli fotovoltaici è pari a 210.117,86 mq e quella dei cabinati è pari a: 1.335,78 mq rappresentati dagli inverter e 100,8 mq dalle cabine di consegna e smistamento. L'indice di occupazione è pari al 28%.

Considerando l'albedo allo stato di fatto pari a 0,26 e l'albedo dei moduli pari a 0,05 e dei cabinati un valore equivalente all'erba, l'albedo postintervento sarà pari $[0,26 \times (663.518,80 - 206.124,33) + 0,05 \times 206.124,33] / 663.518,80 = 0,19$.

Si è valutato un albedo allo stato di fatto medio tenendo in considerazione l'attività agricola svolta nell'area di interesse (coltivazione a risaia) che alterna stagionalmente valori tipici di "erba", "sabbia", "acqua".

In conclusione, l'albedo della superficie dell'impianto passa da circa 0,26 allo stato di fatto a circa 0,19 allo stato di progetto comportando una riduzione media del 24%.

Tale valutazione sommaria è da considerarsi esclusivamente qualitativa e non analitica, in quanto gli effetti di concentrazione delle riflessioni potrebbe diventare di interesse aeronautico qualora l'impronta oculare dell'intera superficie dei moduli, orientata da est a ovest in modo ottimizzato per la captazione solare, riguardasse operatori aeronautici posti a distanza ed elevazione dal suolo interferenti con i coni di atterraggio. Così però non è, e dunque è ragionevole intendere la radiazione riflessa dell'area come prevalentemente diffusa e non concentrata a svantaggio dell'operatore aeronautico.