



REGIONE SARDEGNA

PROVINCIA DI SASSARI

COMUNE DI TULA

Oggetto:

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO
DELLA POTENZA DI 33,52 MWp DA UBICARSI NEL TERRITORIO DEL
COMUNE DI TULA
LOCALITÀ MONTE UDULU**

Elaborato :

SNT001 - Sintesi Non Tecnica

TAVOLA:

SNT001

PROPONENTE :

Alter Cinque S.R.L.

Sede
Via della Bufalotta 374, 00139 Roma (RM)



ALTER CINQUE SRL
Via della Bufalotta, 374
00139 Roma

PROGETTAZIONE :



GAMIAN CONSULTING SRL

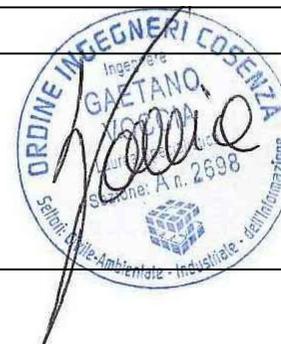
Sede
Via Gioacchino da Fiore 74
87021 Belvedere Marittimo (CS)

Tecnico

Ing. Gaetano Voccia

Team Tecnico:

Greco Francesco Cairo Stefano
Addino Roberto Martorelli Francesco
Iorio Marco Guerriero Alessandra
Splendore Francesca Sollazzo Lavinia



PAGINE:

45

DATA:

Luglio 2024

REDAZIONE :

Arch. Guerriero Alessandra

CONTROLLO :

Ing. Greco Francesco

APPROVAZIONE :

Ing. Voccia Gaetano

Codice Progetto: F.22.154

Rev.: 01 - Integrazioni

Gamian Consulting Srl si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzato

SPAZIO RISERVATO ALL'ENTE PUBBLICO

DIZIONARIO DEI TERMINI TECNICI ED ELENCO ACRONIMI	2
1. LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	4
1.1 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	4
1.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
1.3 SOCIETÀ PROPONENTE	6
1.4 ITER AUTORIZZATIVO.....	6
1.5 INFORMAZIONI TERRITORIALI.....	6
2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA.....	10
3. ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA	12
3.1 ALTERNATIVA ZERO	12
3.2 ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE.....	12
3.3 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	12
3.4 SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA	12
4. CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO.....	14
4.1 STRUTTURE DI SOSTEGNO	14
4.2 MODULI FOTOVOLTAICI.....	17
4.3 DISPOSITIVI DI CONVERSIONE	20
4.4 OPERE CIVILI.....	22
4.4.1 Recinzione	22
4.4.1 Cabina elettrica.....	22
4.4.2 Viabilità.....	29
4.4.3 Illuminazione e videosorveglianza	29
4.5 FASI DI LAVORAZIONE	30
4.6 INTERFERENZE SULLE COMPONENTI AMBIENTALI	31
5. STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI, MISURE DI MITIGAZIONE, DI COMPENSAZIONE E DI MONITORAGGIO.....	32
5.1 IMPATTI.....	32
5.1.1 Atmosfera	32
5.1.2 Rumore.....	32
5.1.3 Radiazioni.....	32
5.1.4 Inquinamento elettromagnetico.....	32
5.1.5 Acque superficiali e sotterranee.....	32
5.1.6 Suolo e sottosuolo.....	33
5.1.7 Biodiversità	34
5.1.8 Paesaggio.....	34
5.1.9 Popolazione e salute pubblica	35
5.1.10 Abbagliamento visivo	35
5.2 MISURE DI MITIGAZIONE	36
5.3 MONITORAGGIO AMBIENTALE.....	44
6. CONCLUSIONI.....	45

DIZIONARIO DEI TERMINI TECNICI ED ELENCO ACRONIMI

TERMINE	DESCRIZIONE	ACRONIMO
Monitoraggio ambientale	Comprende l'insieme di controlli, periodici o continui, attraverso la rilevazione e misurazione nel tempo, di determinati parametri biologici, chimici e fisici caratterizzanti le diverse componenti ambientali potenzialmente interferite dalla realizzazione e/o dall'esercizio delle opere. Inoltre correla gli stati ante-operam, in corso d'opera e post-operam, al fine di valutare l'evolversi della situazione ambientale; garantisce, durante la costruzione, il pieno controllo della situazione ambientale, al fine di rilevare prontamente eventuali situazioni non previste e/o criticità ambientali e di predisporre ed attuare tempestivamente le necessarie azioni correttive; verifica l'efficacia delle misure di mitigazione.	MA
Siti di Importanza Comunitaria	Un Sito di Importanza Comunitaria (SIC) è un'area naturale, protetta dalle leggi dell'Unione europea che tutelano la biodiversità (flora, fauna, ecosistemi) e che tutti i Paesi europei sono tenuti a rispettare. Possono coincidere o meno con le aree naturali protette (parchi, riserve, oasi, ecc.) istituite a livello statale o regionale.	SIC
Zone di protezione speciale	sono zone di protezione poste lungo le rotte di migrazione dell'avifauna, finalizzate al mantenimento ed alla sistemazione di idonei habitat per la conservazione e gestione delle popolazioni di uccelli selvatici migratori.	ZPS

Valutazione di impatto ambientale	Atto amministrativo previsto dalla legge in determinati casi, che deve essere adottata dalla pubblica amministrazione nei casi previsti dalla normativa e finalizzato ad individuare, descrivere e valutare gli impatti ambientali di un'opera, il cui progetto è sottoposto ad approvazione o autorizzazione. In Italia è normata dal D.Lgs. 152/2006.	VIA
Decreto legislativo	Atto normativo avente valore di legge	D.Lgs

1. LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

1.1 Localizzazione del progetto



Foto 1: Localizzazione dell’impianto

L’impianto si colloca nel Comune di Tula in provincia di Sassari, questa, seconda per estensione, dopo quella di Cagliari, occupa la parte settentrionale della regione, includendo le subregioni dell’Anglona, della Gallura, della Nurra di Alghero e di Sassari, del Logudoro, del Goceano, a sud di Sassari, nonché nove isole fra le quali emergono per interesse l’Asinara, Arcipelago della Maddalena con Caprera, Molara, Tavolara.

In prevalenza collinare e montuosa, spesso paludosa in pianura, è circondata da coste frastagliate (a rias) soprattutto il lato del Tirreno, a tratti alternate da bassi litorali dunosi.

L’area presenta un grandissimo patrimonio ambientale e culturale con un importante raggruppamento di monumenti storici, siti nuragici e archeologici, alcuni di importanza nazionale, tra cui domus de janas (S. Andrea Priu - Bonorva, Mandra

Antine - Thiersi), dolmen (Sa Coveccada - Mores), e l'imponente trilobato di Santu Antine-Torralba.

Nel Medioevo il Logudoro ebbe come capoluogo Sassari e attualmente s'individuano in questa regione il Logudoro-Turritano (Sassarese) a nord, Logudoro-Meilogu a ovest e Logudoro - Montacuto a est.

Tutta l'area risulta interessata da una forte impronta agro-pastorale, ed è caratterizzata da colline di origine vulcanica con ampie distese pianeggianti.

Il comune di Tula è situato a 275 m slm, è un centro agro-pastorale che sorge sulla costa occidentale del Lago di Coghinas, situato nella parte centrale della provincia di Sassari, a nord ovest del Monte Acuto, tra le pendici dei Monti Sassu e Castedduzzu e la piana di Ozieri. Il territorio ha un profilo geometrico irregolare con variazioni altimetriche molto accentuate, che vanno da un minimo di 62 a un massimo di 701 m slm. Le attività economiche principali sono l'agricoltura, l'allevamento, l'artigianato ed una discreta attività industriale. Il territorio agricolo si caratterizza per la coltivazione di cereali, frumento, ortaggi, foraggi, ulivi, agrumi, uva; mentre fra gli animali da allevamento ricordiamo i bovini, i suini, ovini, caprini, equini e avicoli. L'industria concerne principalmente il ramo dell'abbigliamento, la lavorazione del legno (in particolare modo mangiatoie).

L'area totale interessata dal progetto (misurata dalla recinzione) è pari a 521.291 m² (56 ha 08 are 57 ca), di cui 150.906 mq dedicati all'installazione dei moduli fotovoltaici. Il sito risulta accessibile mediante viabilità provinciale SP103 che si dirama dalla strada provinciale SP2.

Il cavidotto sarà completamente interrato e si svilupperà per 10,96 km al di sotto della viabilità esistente ed interesserà il comune di Tula ed arriverà alla sezione a 150 kV della Nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione collegata in antenna a 150kV di Tula (previsto dal Piano di Sviluppo Terna).

TULA			
FOGLIO	PARTICELLA	AREA (HA ARE CA)	AREA UTILIZZATA (HA ARE CA)
14	45	12 88 84	SCHINTU FRANCO / SCHINTU IGNAZIA / SCHINTU GIOVANNA MARIA
	69	00 55 75	SCHINTU SILVID
	46	09 10 53	SINI GAVINO GIUSEPPE
	47	00 02 48	
	60	01 95 97	PINTADU IVANA
	81	00 86 02	SOCIETA' AGRICOLA F.LLI CABIGLIERA S.S. con sede in PATTADA (SS)
	183	00 89 09	
	164	00 00 62	ENTE URBANO
	184	00 00 51	
	227	00 02 10	
	228	00 00 25	
	79	01 94 45	
	49	05 30 69	CABIGLIERA ANTONIO
	51	07 14 27	
	54	01 52 63	
	59	04 73 73	
	61	00 03 60	
	63	02 56 56	
	70	00 00 75	
	71	00 04 20	
	87	00 18 80	
	88	00 04 48	
	163	03 70 19	
114	00 47 99	LAMBRONI GIORGINA / LAMBRONI VITTORE	
116	00 95 85		
131	03 50 97		
448	00 02 72		
449	00 22 00		
110	01 42 88		
111	00 29 47		
112	02 10 90		
113	00 00 85		
115	00 82 90		
445	00 67 00		
TOTALE		64 10 04	56 07 42

Il tracciato del cavidotto interesserà il Comune di Tula interessando le seguenti strade:

- SP103 per 2,4 Km;
- Strade poderale per 3,1 Km;
- Strada Comunale per 5,46 Km;

1.2 Descrizione del progetto

L'impianto agrovoltaiico di nuova costruzione ha una potenza di circa 33,52 MW, senza sistema di accumulo, la superficie netta utilizzata è 521.291 m² di cui il 70% adibito all'agricoltura. La durata prevista del cantiere è di 12 mesi, mentre la durata prevista dell'impianto è di anni 35. Essendo presente una strada provinciale e delle linee di impluvio si è proceduto a mettere i pannelli tenendo conto delle fasce di rispetto di seguito specificate:

- Fascia di rispetto strada provinciale: 30 metri;
- Fascia di rispetto dalle linee di impluvio: 10 metri.

Il progetto nasce con lo scopo di contribuire in maniera attiva alla transizione verso forme di produzione energetica rinnovabile, svincolata dalle fonti fossili. L'impianto fotovoltaico sfruttando l'energia solare contribuisce al contenimento delle emissioni in atmosfera dei gas nocivi scaturenti dalla combustione tipica delle fonti energetiche tradizionali o delle biomasse.

1.3 Società proponente

Il Committente, Alter Cinque S.r.l. con sede in Via della Bufalotta, 374 - Roma C.A.P. 00139 che, in virtù di contratti preliminari in parte di Compravendita ed in parte di Costituzione del Diritto di superficie, dispone della titolarità all'utilizzo delle aree oggetto di intervento.

1.4 Iter autorizzativo

Il Decreto Legge n°77 del 31 maggio 2021 “Decreto semplificazioni BIS”, convertito in Legge n°108/2021 ed entrato in vigore il 31 luglio dello stesso anno introduce delle significative novità nel settore energetico e in special modo nelle procedure di VIA e assoggettabilità a VIA. Nello specifico è stato previsto che per impianti superiori a 10 MW la competenza è statale. Le autorità competenti all'approvazione del progetto sono: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT).

1.5 Informazioni territoriali

Dall'analisi delle carte effettuate si evince che l'impianto non ricade né parzialmente né totalmente all'interno di aree sottoposte:

- Parchi e riserve nazionali e regionali;
- Alberi monumentali d'Italia;
- Fascia di rispetto fiumi;

- Important Bird Area;
- Fiumi e torrenti;
- Beni archeologici;
- Beni paesaggistici;
- Beni architettonici;
- Aree sottoposte al Piano di Assetto Idrogeologico;
- Aree percorse da fuoco;
- Zone umide;
- Aree naturali protette (rete natura 2000).

Per quanto riguarda le aree di rete natura 2000 e le important bird area queste sono limitrofe all’impianto, nello specifico risultano posizionate dall’altra parte della SP 103 che, come già summenzionato, costeggia l’impianto.

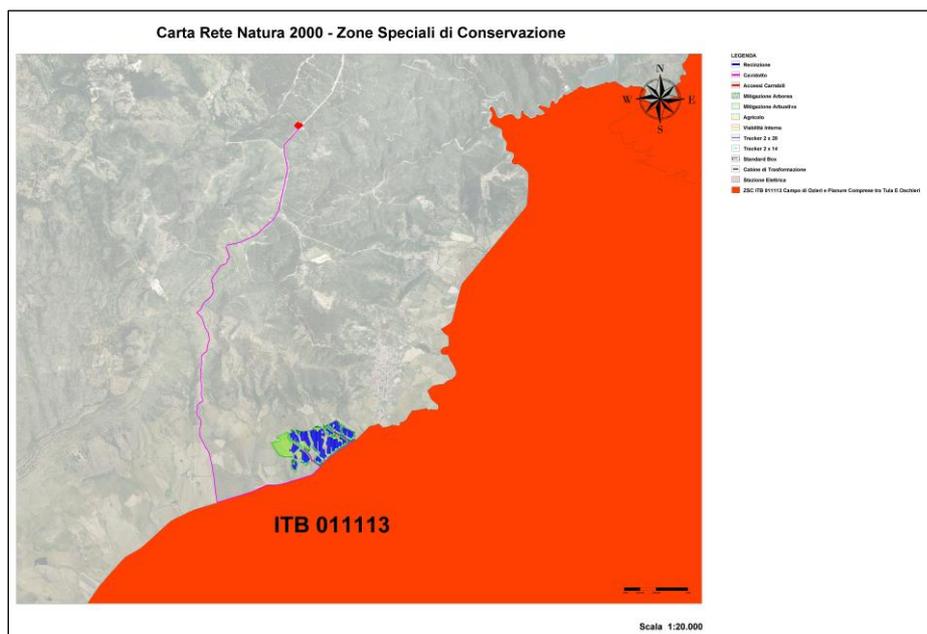


Foto 2: Carta Rete Natura 2000 – Zone Speciali di Conservazione – Fonte: Geoportale Sardegna - WMS



Foto 3: Carta Rete Natura 2000 – Zone di Protezione Speciale – Fonte: Geoportale Sardegna - WMS

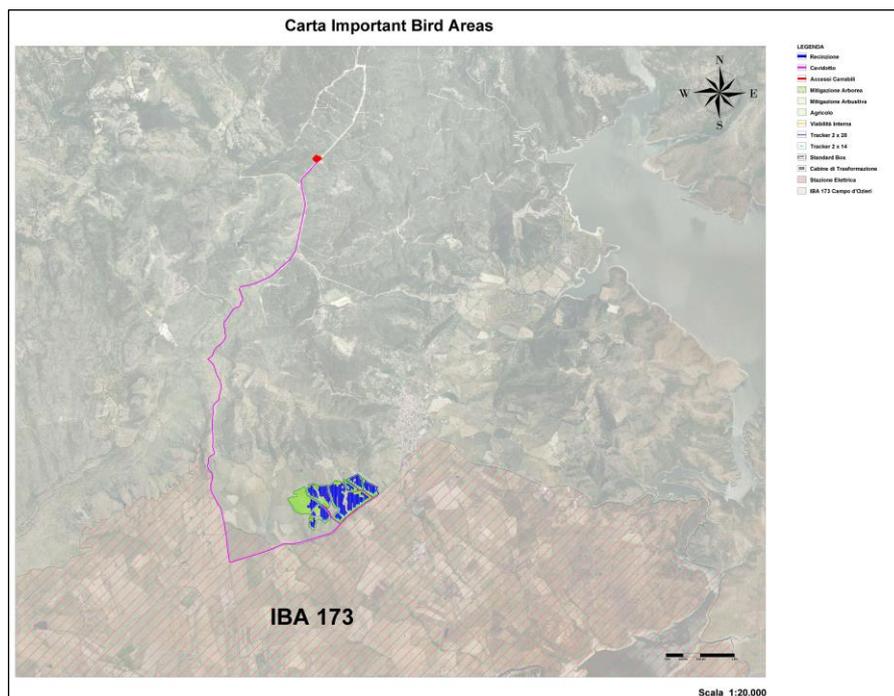


Foto 4: Carta Important Bird Areas – Fonte: Geoportale Sardegna - WMS

Di seguito si specifica:

ZPS ITB013048 (acronimo di zona di protezione speciale precedentemente richiamato nel capitolo 1) “Piana degli Ozieri, Mores, Ardara, Tula e Oschiri”

ZSC IT011113 (Zone Speciali di Conservazione) “Campo di Ozieri e Pianure Comprese tra Tula E Oschieri”

IBA 173 (Important Bird Area). La strada SP 103 “Tula – Baesia” costeggia l’area su cui insiste in progetto.

Inoltre si specifica che, essendo il progetto volto alla produzione di energia da fonti rinnovabili, si inserisce bene all'interno di un contesto per il quale la riduzione di agenti inquinanti sicuramente apporta beneficio alle zone sopra citate.

L'area su cui si andranno a posizionare è un paesaggio tipicamente rurale con seminativi irrigui e colture irrigue, tale tipologia di uso del suolo è compatibile con la realizzazione di un impianto agrovoltivo.

L'impianto è situato a poca distanza dal centro abitato di Tula e il suo perimetro sarà delimitato da una vegetazione arborea ed arbustiva al fine di mitigarne la visibilità.

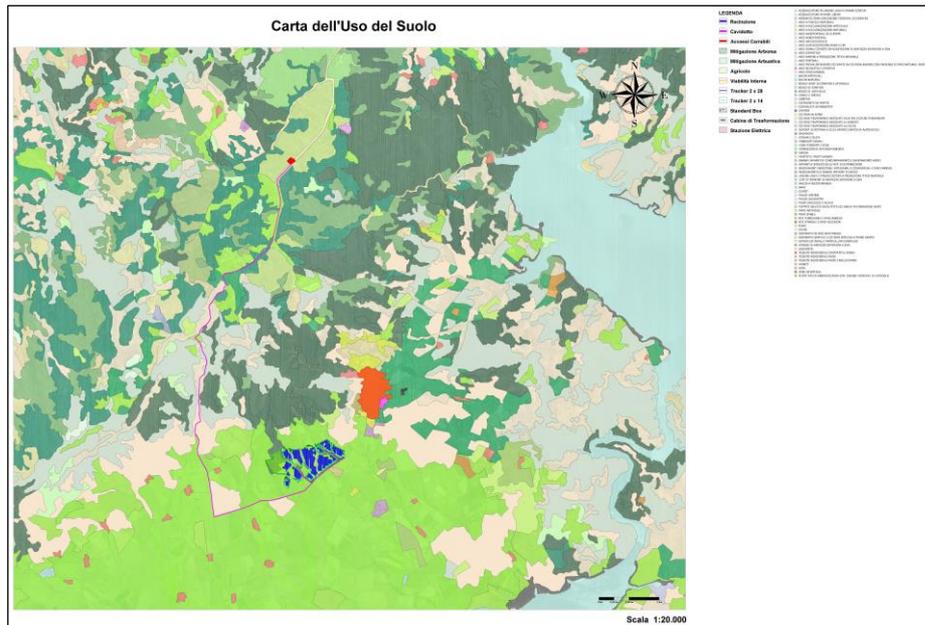


Foto 5: Carta dell'Uso del Suolo – Fonte: Geoportale Sardegna - WMS

2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA

La nascita dell'idea progettuale proposta scaturisce da una sempre maggior presa di coscienza da parte della comunità internazionale circa gli effetti negativi associati alla produzione di energia dai combustibili fossili. Gli effetti negativi hanno interessato gran parte degli ecosistemi terrestri e si sono manifestati in particolare attraverso una modifica del clima globale, dovuto all'inquinamento dell'atmosfera prodotto dall'emissione di grandi quantità di gas che alterano il clima e sono generati dall'utilizzo dei combustibili fossili. Questi in una seconda istanza hanno provocato altre conseguenze, non ultima il verificarsi di piogge con una concentrazione di acidità superiore al normale. La modifica del clima globale contribuisce anche al fenomeno della desertificazione e dell'inaridimento del territorio, riduzione o distruzione del potenziale biologico del suolo, cui contribuiscono anche le attività umane. Per siccità si intende, invece, il fenomeno naturale di tipo temporaneo e casuale in cui si ha una riduzione della disponibilità idrica rispetto a dei valori che vengono intesi come normali per quella zona. Le cause possono dipendere da scarse precipitazioni, temperature eccessive, deflusso superficiale e sotterraneo delle acque dei fiumi e dei laghi. Da qui si scaturisce la suddivisione del fenomeno della siccità in meteorologica, agricola o idrologica, tutte interconnesse tra loro. Infatti, in conseguenza della siccità meteorologica si hanno deficit di umidità del suolo, siccità agricola, e di deflusso delle acque superficiali e sotterranee (siccità idrogeologica). Tutto questo a lungo andare porta all'inaridimento del territorio, comporta un processo di impoverimento delle riserve idriche, che spesso è connesso ad un cronico abbassamento e/o riduzione delle portate medie e minime dei corsi d'acqua, producendo, nel contempo, una ridotta capacità del suolo di trattenere e assorbire la risorsa idrica, causando la progressiva scomparsa di zone umide e la riduzione del reticolo idrografico superficiale, una riduzione della piovosità, e anche, tra l'altro, un aumento considerevole dell'evaporazione dell'umidità presente nel terreno.

Il processo di desertificazione è lento e variabile, lento poiché inizia in aree limitate per poi espandersi, variabile in quanto peggiora bruscamente nei periodi particolarmente asciutti per poi regredire in quelli più umidi. Questo è un evento innescato ed alimentato dalla combinazione di diversi fattori tra cui:

- erosione del suolo;
- variazione dei parametri strutturali del suolo;
- salinizzazione;
- rimozione della coltre vegetale e del materiale rigenerativo;
- variazioni del regime pluviometrico;
- interazioni tra la superficie terrestre e l'atmosfera, etc.

tutto ciò porta ad una progressiva riduzione della produttività biologica, economica, della complessità delle colture, dei pascoli, delle foreste, che si accompagnano ad un processo di erosione idrica ed eolica, alterazione delle proprietà fisiche, chimiche e biologiche dei suoli con relativa distruzione e/o cambiamenti della vegetazione.

Queste ed altre considerazioni hanno portato la comunità internazionale a prendere delle iniziative, anche di carattere politico, che ponessero delle condizioni ai futuri sviluppi energetici mondiali al fine di strutturare un sistema energetico maggiormente sostenibile, privilegiando ed incentivando la produzione e l'utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili (FER) in un'ottica applicabile dal punto di vista economico e ambientale. Tutti gli sforzi si sono tradotti in una serie di attivi legislativi da parte dell'Unione Europea e dell'Italia, tra cui ricordiamo il Protocollo di Kyoto, La SEN (Strategia Energetica

Nazionale) e Il Piano Energetico Nazionale e quelli Regionali.

Infatti, l'energia fotovoltaica, tra le varie fonti rinnovabili, è quella che consente una maggiore riduzione delle emissioni di CO₂, SO₂, NO₂, oltre ad avere un livello di competitività, affidabilità e maturità tecnologica superiore alle altre fonti rinnovabili.

Per tali ragioni la società proponente ha ritenuto opportuno proporre un progetto agro-fotovoltaico. La ragione di questa scelta è dovuta sia all'esigenza di integrare e garantire la continuità delle attività agricole persistenti, ovvero la ripresa agricola/zootecnica e/o della biodiversità sulla stessa porzione di suolo su cui insiste l'area di impianto, contribuendo sia ad ottimizzare l'uso del suolo, sia apportare positive ricadute sul territorio in termini occupazionali, sociali e ambientali.

Questo connubio è di grandissimo vantaggio non solo per i campi, i quali non rimangono incolti, ma anche per il clima e gli investitori energetici. Quest'ultimi possono utilizzare i terreni con costi contenuti di affitto e manutenzione, riducendo gli impatti ambientali, mentre gli agricoltori hanno la possibilità di vedere rilanciate dal punto di vista progettuale ed economico le proprie attività, le quali hanno anche la possibilità di aumentare. Ma non solo, il canone di locazione, che gli agricoltori percepiscono per la concessione dei diritti di superficie necessari all'impianto fotovoltaico, costituisce un introito fisso, garantito e aggiuntivo a quello più incerto della normale attività agricola/zootecnia, che può contribuire enormemente a garantire quella stabilità economica che consentirebbe agli agricoltori di non avere la necessità di abbandonare la terra per cercare lavoro più stabile altrove.

3. ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA

Per la scelta progettuale dell’impianto sono state analizzate anche delle possibili alternative sia in riferimento alla localizzazione sia in merito alla tecnologia più idonea per la sua realizzazione.

3.1 Alternativa zero

Fra le varie alternative si è presa in considerazione anche l’alternativa zero, la quale corrisponde alla non realizzazione dell’impianto.

La scelta di progettare un impianto si inserisce in una importante fase di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, fortemente sostenute dall’adozione di strategie internazionali e nazionali orientate alla costruzione di un sistema energetico sostenibile da un punto di vista economico ed ambientale.

3.2 Alternative localizzative

Nella scelta dell’area su cui si andrà a realizzare l’impianto si è proceduto ad effettuare svariate analisi:

- Analisi vincolistica che ha consentito di appurare che i terreni utilizzati per la realizzazione dell’impianto non rientrano in aree soggette a vincoli paesaggistici ed ambientali;
- Analisi del territorio per verificare se lo stesso presenta un buon irraggiamento, fondamentale per una buona produzione energetica;
- L’accessibilità del terreno che deve essere provvisto di viabilità in buone condizioni.

Non sono state previste alternative diverse da quella zero.

Il sito scelto soddisfa tutti i requisiti di cui sopra, pertanto l’impianto risulta realizzabile ed economicamente sostenibile.

3.3 Alternative tecnologiche

Nella scelta della tipologia ecologica più idonea alla realizzazione dell’impianto si sono presi in esame molteplici aspetti:

- La tipologia di struttura dei tracker;
- Il tipo di inseguitore;
- Il tipo di impianto;
- La tipologia di pannelli maggiormente performanti per il sito in questione;
- L’andamento e la tipologia del terreno

L’area scelta risulta essere idonea alla tipologia progettuale prevista per la realizzazione dell’impianto, in quanto consente l’utilizzo di materiali performanti e tali da garantire un elevato rendimento con un uso del terreno esiguo.

3.4 Soluzione progettuale proposta

L’impianto verrà realizzato su terreno ricadente in zona agricola.

Come tipologia di strutture dei tracker si è preferito quella monoassiale in quanto la stessa consente di raccogliere il 15 – 25% in più di energia solare rispetto a quelle fisse.

I moduli scelti sono in silicio monocristallino bifacciali della Canadian Solar da 690W, tale scelta aumenta notevolmente la

producibilità dell’impianto e, conseguenzialmente, la riduzione delle emissioni nocive all’ambiente.

La soluzione scelta appare quella che maggiormente concilia l’attività di produzione agricola con quella energetica nel totale rispetto dell’ambiente su cui si andrà a realizzare l’impianto.

La scelta effettuata consente di ridurre considerevolmente l’immissione di agenti inquinanti nell’aria.



Foto 6: Fotosimulazione dell’impianto sull’area scelta

4. CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO

Il progetto presentato vede la realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico su un terreno agricolo ubicato all'interno del comune di Tula, nella provincia di Sassari. La potenza richiesta in immissione per l'impianto agrovoltaico in progetto riportata nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) rilasciata da Terna risulta essere di 33,52 MW.

L'impianto occupa una superficie di 521.291 m². La potenza complessiva dell'impianto risulta essere pari a 33,52 MWp. L'area occupata dai moduli si attesta intorno ai 15 ha. Le zone sottostanti i pannelli e le aree non occupate dagli stessi verranno destinate ad attività agricole e pastorali.



Foto 7: Carta Impianto e Cavidotto su Ortofoto – Fonte: Geoportale Sardegna - WMS

Il terreno è agricolo ed è situata a circa 320 m dal centro abitato di Tula. Si prevede l'utilizzo di pannelli in silicio monocristallino bifacciali della Potenza di 690 W installati mediante strutture tracker ad inseguimento monoassiale.

I pannelli saranno montati sui tracker in acciaio ad inseguimento monoassiale, installati in direzione nord-sud e, quindi, essi ruoteranno nella direzione est-ovest inseguendo il sole lungo il suo movimento diurno.

4.1 Strutture di sostegno

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici sono realizzate in profilati metallici in acciaio zincato su cui vengono fissati i moduli, rigidamente collegati ad una trave centrale mossa da un piccolo motore elettrico che consente la rotazione. La struttura è ancorata nel terreno mediante montanti metallici infissi nel terreno mediante macchina operatrice munita di battipalo, garantendo stabilità strutturale, consentendo, tra l'altro, di non interferire con la morfologia del terreno, col suo assetto agrario ed idrografico. Il montaggio delle strutture è di tipo modulare, questo offre possibilità quasi illimitate di assemblaggio e con riduzione anche dei tempi di montaggio.

Le strutture, progettate seguendo gli standard locali e l'eurocodice, sono garantite 10 anni per quanto concerne le componenti strutturali e 20 anni per quel che riguarda la zincatura.

Il Sistema di montaggio modulare è completamente innovativo, esso offre possibilità quasi illimitate di assemblaggio, mentre l'utilizzo di morsetti di congiunzione ridurrà i tempi di montaggio.

La struttura metallica scelta è costituita da un sostegno (singolo o articolato, a seconda del numero di moduli da applicare) e risulta leggera e nel contempo robusta.

Le traverse scelte sono fissate al sostegno con particolari morsetti; mentre le fondazioni sono costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo e inserito nel terreno.

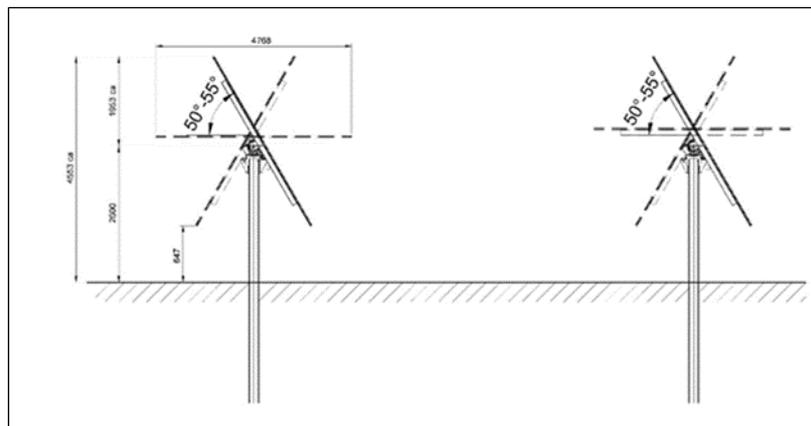


Foto 8: esempio di tipologia e infissione dei moduli

MONOLine

STRUCTURAL & MECHANICAL SPECIFICATIONS

Tracker	<i>Independent-row horizontal single-axis</i>
Rotational range	<i>+/-60°</i>
Motor	<i>DC Motor</i>
Motors per MWp (390 Wp modules)	<i>42,7 (Monoline 2V), 28,5 (Monoline 3H)</i>
Ground cover ratio	<i>30-50%, depending on configuration</i>
Modules supported	<i>All market available modules, including thin film and bifacial</i>
Slope tolerances	<i>N-S: up to 14%, E-W: unlimited</i>
Module configuration	<i>2 modules in portrait / 3 modules in landscape</i>
Module attachment	<i>Direct mount to panel rail (configurable for clamps)</i>
Structural materials	<i>Magnelis / Hot-dipped galvanized steel per ASTM A123 or ISO 1461</i>
Allowable wind load	<i>Tailored to site specific conditions up to 120 mph/193 kph</i>
Grounding system	<i>Self-grounded via serrated fixation hardware</i>
Wind alarm	<i>Yes, stow position in up to 5 minutes</i>
Wind speed sensors	<i>Ultrasonic anemometer</i>
Solar tracking method	<i>Astronomical algorithm</i>
Controller electronics	<i>A central control unit per solar plant. Wireless communication with trackers. Redundancy of wireless gateways to guarantee communication</i>
SCADA interface	<i>Modbus TCP or OPC-UA</i>
Communication protocol	<i>Wireless LoRa</i>
Nighttime stow	<i>Yes, configurable</i>
Backtracking	<i>Yes</i>
In-field manufacturing	<i>No</i>
On-site training and commissioning	<i>Yes, included in tracker supply</i>
Standard warranties	<i>Structure: 10 years. Electromechanical components: 5 years</i>
Certifications	<i>UL3703, IEC 62017</i>
Structural adaptation to local codes	<i>Yes, verified by third-party structural engineers if required</i>



MONOLINE 3H
90 modules per row

MONOLINE 2V
60 modules per row

MONOLINE 2V BIFACIAL
60 modules per row



contact@pvhardware.es
(+34) 960 918 522



Foto 9: Caratteristiche di tipologia e strutture

4.2 Moduli fotovoltaici

L'impianto è stato dimensionato utilizzando la tipologia di modulo fotovoltaico compost da 132 celle in silicio monocristallino ad alta efficienza e connessi elettricamente in serie. È composto da 51.968 moduli i quali raggiungeranno una Potenza di picco di 33,52 MWp con moduli fotovoltaici della Canadian Solar, modello TOPBiHiKu7 CS7N – 690 TB – AG in silicio monocristallino bifacciali. La tecnologia bifacciale consente di ricevere la luce solare sia direttamente attraverso la faccia esposta al sole, sia indirettamente attraverso la luce riflessa nell'ambiente, che andrà a colpire la facciata posteriore del modulo, consentendo di produrre circa il 25% in più dei pannelli tradizionali aventi lo stesso numero di celle.

NEW Preliminary Technical Information Sheet

CanadianSolar



TOPBiHiKu7
BIFACIAL TOPCON
665 W ~ 690 W
CS7N-665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690TB-AG

MORE POWER

- 690 W** Module power up to 690 W
Module efficiency up to 22.2 %
- EXTRA POWER** Up to 85% Power Bifaciality.
more power from the back side
- Excellent anti-LETID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.30%/°C,
increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- 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*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%

*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*

* 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.

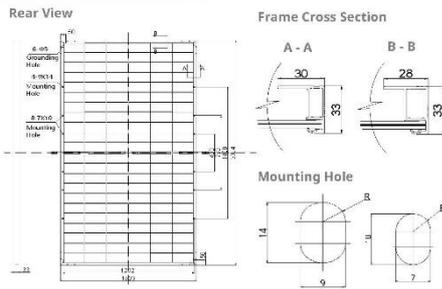
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 67 GW of premium-quality solar modules across the world.

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

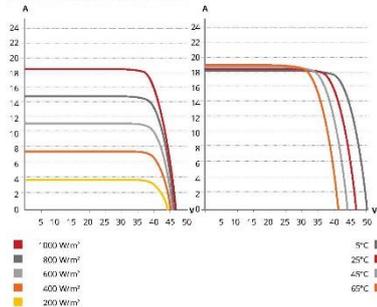
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Foto 10: Modulo fotovoltaico

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG | I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-665TB-AG	665 W	38.6 V	17.23 A	46.5 V	18.14 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%: 698 W 10%: 732 W 20%: 798 W	38.6 V	18.09 A 18.97 A 20.68 A	46.5 V	19.05 A 19.95 A 21.77 A	22.5% 23.6% 25.7%
CS7N-670TB-AG	670 W	38.8 V	17.27 A	46.7 V	18.19 A	21.6%
Bifacial Gain**	5%: 704 W 10%: 737 W 20%: 804 W	38.8 V	18.15 A 19.00 A 20.72 A	46.7 V	19.10 A 20.01 A 21.83 A	22.7% 23.7% 25.9%
CS7N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
Bifacial Gain**	5%: 709 W 10%: 743 W 20%: 810 W	39.0 V	18.19 A 19.04 A 20.77 A	46.9 V	19.15 A 20.06 A 21.89 A	22.8% 23.9% 26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
Bifacial Gain**	5%: 714 W 10%: 748 W 20%: 816 W	39.2 V	18.22 A 19.09 A 20.82 A	47.1 V	19.20 A 20.12 A 21.95 A	23.0% 24.1% 26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
Bifacial Gain**	5%: 719 W 10%: 754 W 20%: 822 W	39.4 V	18.26 A 19.14 A 20.87 A	47.3 V	19.26 A 20.17 A 22.01 A	23.1% 24.3% 26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%: 725 W 10%: 759 W 20%: 828 W	39.6 V	18.31 A 19.17 A 20.92 A	47.5 V	19.31 A 20.23 A 22.07 A	23.3% 24.4% 26.7%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{opt}} / P_{max_{top}}$, both $P_{max_{opt}}$ and $P_{max_{top}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-665TB-AG	502 W	36.4 V	13.80 A	44.0 V	14.60 A
CS7N-670TB-AG	506 W	36.6 V	13.83 A	44.1 V	14.65 A
CS7N-675TB-AG	510 W	36.8 V	13.86 A	44.3 V	14.69 A
CS7N-680TB-AG	513 W	37.0 V	13.88 A	44.5 V	14.73 A
CS7N-685TB-AG	517 W	37.2 V	13.90 A	44.7 V	14.77 A
CS7N-690TB-AG	521 W	37.4 V	13.94 A	44.9 V	14.81 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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2x(11x6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.04 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 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

April 2022. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.1_EN

Foto 11: Caratteristiche Modulo fotovoltaico

4.3 Dispositivi di conversione

Questi si chiamano inverter e sono apparecchi elettronici in grado di convertire la corrente continua, che deriva dall'energia solare, in corrente alternata, in modo da immetterla nel sistema elettrico al fine di utilizzarla. Il Progetto prevede l'utilizzo di 108 inverter marca Huawei, modello SUN2000-330KTL-H1, posizionati vicino alle strutture tracker, iquali sorreggono I moduli fotovoltaici.

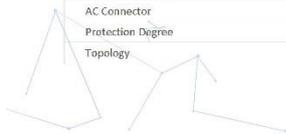


Foto 12: Inverter scelto

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-30 °C; ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 13: Inverter scelto

4.4 Opere civili

4.4.1 Recinzione

Lungo il perimetro dell'impianto si prevede la realizzazione di una recinzione al fine di non consentire l'ingresso a persone non autorizzate. La recinzione sarà provvista di fori 20 x 20 ogni 100 metri in modo da consentire il passaggio di piccola fauna locale. Non si prevede la realizzazione di cordoli di fondazione poichè la stessa verrà posizionata utilizzando l'infissione di pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso dove saranno presenti dei pilastri per il sostegno della cancellata.

Per la progettazione e realizzazione della recinzione si rispetteranno le norme contenute nel Regolamento Edilizio e nelle Norme Tecniche di Attuazione.

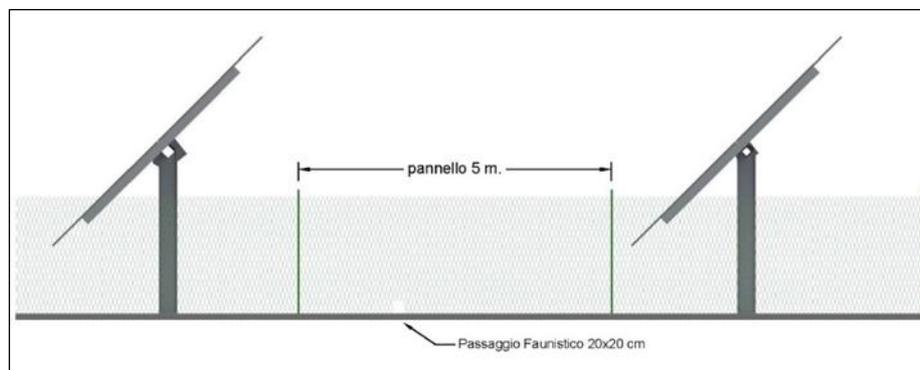


Foto 14: Esempio di apertura della recinzione



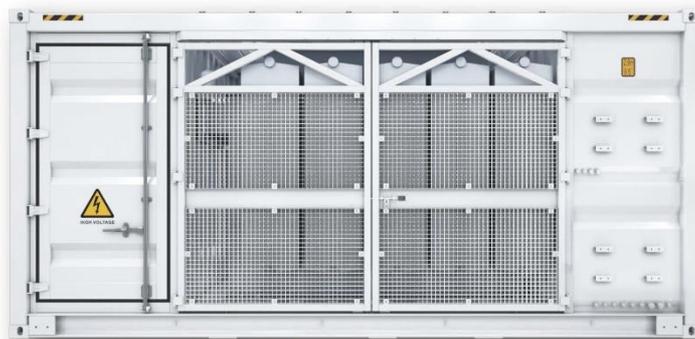
Foto 15: Esempio di recinzione

4.4.1 Cabina elettrica

Altro elemento che verrà posizionato all'interno dell'impianto è la cabina elettrica, questa è un locale tecnico adibito alla posa dei quadri del trasformatore e le apparecchiature di telecontrollo per misurazione e consegna della corrente elettrica prodotta. Per tale impianto si è deciso di utilizzare una cabina di campo del tipo monobox prefabbricato avente struttura monolitica e realizzato con cemento, armature costituita da rete elettrosaldata e armature supplementare disposta in

modo da garantire I carichi di progetto a pavimenti. Il trasformatore scelto è prodoto dalla Huawei, e saranno utilizzati 4 JUPITER-6000K-H1 e 6 JUPITER-3000K. Le sue dimensioni sono di 6,058 x 2,896 x 2,438 m per un complessivo di 14,76 m² e 42,77 m³.

JUPITER-9000K-H1 (Preliminary) Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



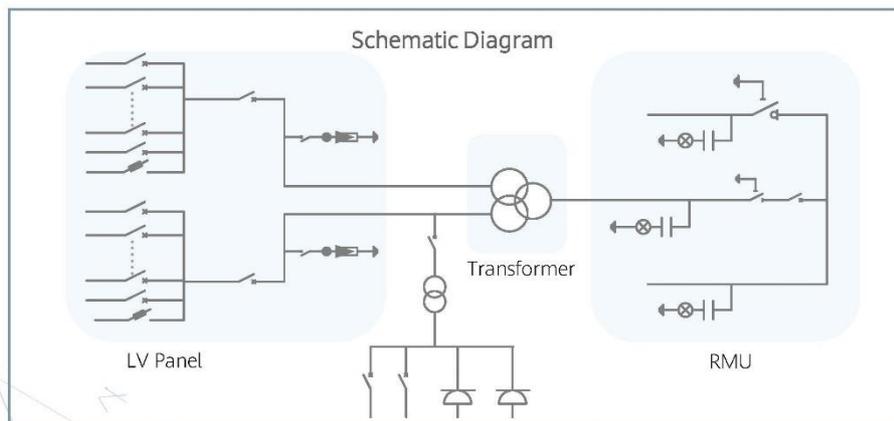
Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



SOLAR.HUAWEI.COM

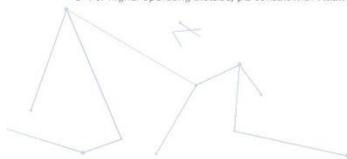
Foto 16: Cabina Elettrica

JUPITER-9000K-H1

Technical Specifications(Preliminary)

Input	
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2
Max. LV AC Inputs	30
AC Power	9,000 kVA @40°C / 8,250 kVA @50°C ¹
Rated Input Voltage	800 V
LV Main Inputs	ACB (4,000 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 15 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ² 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz 60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944
Features	
2 kVA UPS	Optional ³
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 28 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵ 1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

- 1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 17: Cabina Elettrica

JUPITER-6000K-H1 (Preliminary) Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



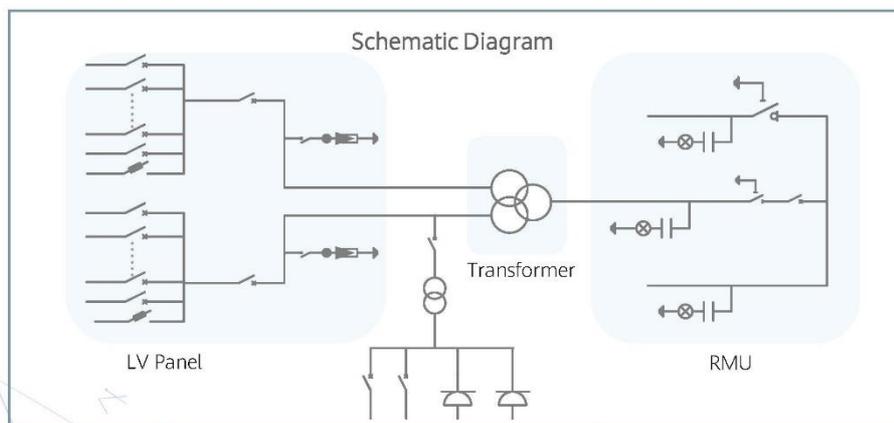
Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 18: Cabina Elettrica

JUPITER-6000K-H1

Technical Specifications(Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	22	
AC Power	6,600 kVA @40°C / 5,940 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	CS in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

- 1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 19: Cabina Elettrica

JUPITER-3000K-H1 (Preliminary) Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



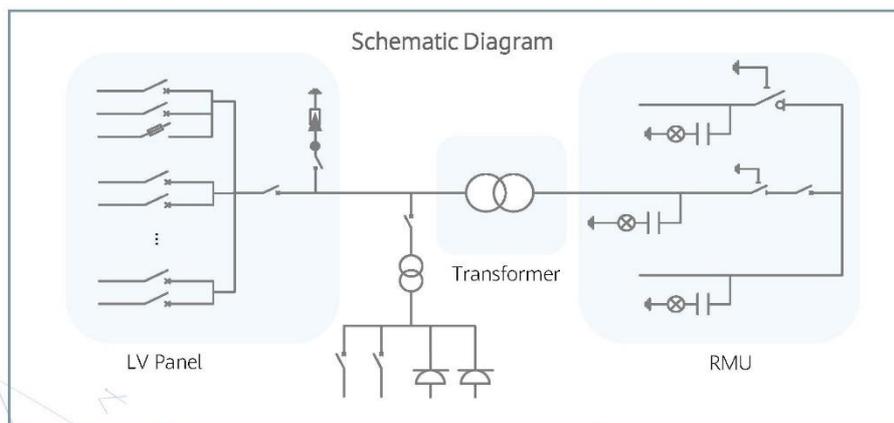
Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 20: Cabina Elettrica

JUPITER-3000K-H1
Technical Specifications (Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	11	
AC Power	3,300 kVA @40°C / 2,970 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IACA 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

- 1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4 - When ambient temperature ≥ 55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5 - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.



SOLAR.HUAWEI.COM

Foto 21: Cabina scelta

4.4.2 Viabilità

L'accesso al sito verrà realizzato a partire dalla strada pubblica attraverso un cancello connesso alla recinzione di confine, andando a formare un ingresso con raggio minimo di curvatura pari a 25 m per consentire l'accesso dei mezzi e materiali. La larghezza della strada per la viabilità interna, realizzata in materiale stabilizzato permeabile previo compattazione e rullatura del suolo, sarà pari a 4 m con raccordo con cunette laterali per la regimazione e deflusso delle acque meteoriche secondo la pendenza naturale del terreno.

Tutte le opere edili necessarie e funzionali al progetto saranno realizzate conformemente alle prescrizioni del Regolamento Edilizio ed NTA.

4.4.3 Illuminazione e videosorveglianza

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali dedicati alti circa 2,8 metri all'interno della recinzione. La fondazione è a palo battuto (con un fuori terra di circa 60/70 cm), cui si fissa il palo della luce/TVCC. Questa soluzione ha anche il vantaggio di costituire una messa a terra naturale del palo e non richiede quindi di realizzare una puntazza dedicata.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica. Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterno cabina.

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale prevede l'utilizzo di lampade a led con potenza di 250W, il proiettore sarà di tipo direzionabile, la distanza dei pali è di 100 metri, saranno in numero di 80 con un totale di 160 lampade. In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

L'illuminazione esterna alla cabina è composta da 4 lampade su sostegno tubolare ricurvo fissate agli angoli della parete della cabina, forma ogivale e con potenza pari a 100W.

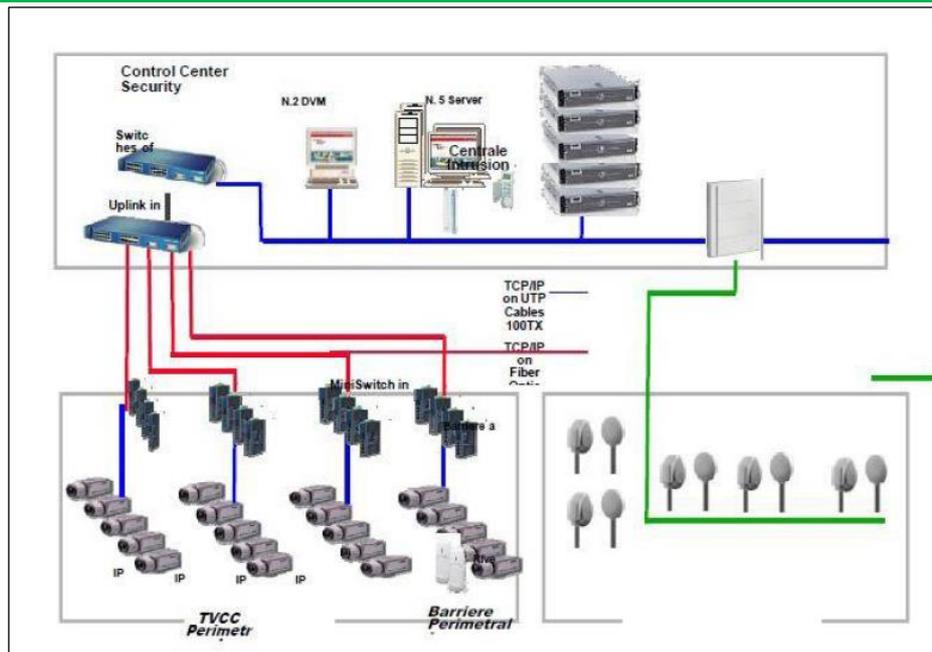


Foto 22: Schema del sistema di videosorveglianza

4.5 Fasi di lavorazione

La fase di cantierizzazione durerà circa 12 mesi e prevede varie fasi, ognuna delle quali potrà presumere il noleggio di uno o più macchinari. Le lavorazioni avverranno utilizzando squadre di operai differenziate in base al tipo di lavoro da svolgere e, nello specifico le squadre si divideranno in

- Manovratori edili;
- Eletttricisti;
- Montatori meccanici;
- Ditte specializzate;

Per quanto concerne le fasi di realizzazione dell'opera queste si possono schematizzare come segue la sequenza delle lavorazioni necessarie, ma si precisa che, prima dell'inizio dei lavori verrà stilato un programma cronologico delle stesse:

- Allestimento del cantiere;
- Realizzazione della recinzione perimetrale;
- Realizzazione della viabilità interna;
- Lavori preliminari elettrici;
- Monitoraggio strutture di sostegno metalliche;
- Posa in opera dei moduli fotovoltaici;
- Posa in opera delle cabine;
- Opera elettriche;
- Smantellamento del cantiere.

Durante lo svolgimento delle lavorazioni si prevedono le seguenti installazioni fisse:

- Box ricovero operai;

- Servizi igienici;
- Uffici;
- Riserva di accumulo dell'acqua potabile;
- Cisterna di rifornimento del carburante;
- Generatore di corrente;
- Sistemi antincendio;
- Area di parcheggio delle autovetture;
- Attrezzature fisse (banco lavorazioni, betoniera di cantiere etc)
- Aree di deposito e stoccaggio dei materiali;
- Aree di deposito e stoccaggio dei rifiuti;

Per il cantiere si prevedono 40 automezzi, come di seguito suddivisi:

Tipologia	FASE DI CANTIERE
	N. di automezzi
Escavatore cingolato	3
Battipalo	3
Muletto	1
Carrelli elevatore da cantiere	4
Pala cingolata	4
Autocarro mezzo d'opera	4
Rullo compattatore	1
Camion con gru	3
Autogru	1
Camion con rimorchio	2
Furgoni e auto da cantiere	7
Autobetoniera	1
Pompa per calcestruzzo	1
Bobcat	2
Asfaltatrice	1
Macchine Trattrici	2

4.6 Interferenze sulle componenti ambientali

Procedendo dall'abitato di Tula verso Sud si rinviene la Successione marina e i depositi continentali del Miocene superiore costituita da conglomerati a matrice argillosa e arenarie di sistema alluvionale costituito da ciottoli arrotondati di varia natura: granitica, scistosa, trachitica, immersi in una matrice sabbiosa piuttosto compatta.

L'impianto fotovoltaico, inteso nella sua completezza (pannelli, drenaggi, cabina elettrica e cavi di connessione) non apporta modificazioni al sistema geologico e idrogeologico della zona, poiché non ha alcuna interferenza diretta né indiretta con essi.

Le interferenze che si potrebbero avere sull'area oggetto di intervento sono quelle derivanti dalla fase di cantierizzazione e di dismissione e, pertanto, hanno breve durata.

5. STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI, MISURE DI MITIGAZIONE, DI COMPENSAZIONE E DI MONITORAGGIO

5.1 Impatti

5.1.1 Atmosfera

L'impatto maggiore sull'atmosfera si avrà nella fase di cantierizzazione a causa delle polveri che verranno emesse dai macchinari e dai mezzi, ma queste sono di natura temporanea e reversibile, sia perché le polveri sono facilmente riassorbibili dall'atmosfera, sia perché tale impatto verrà demolito a fine cantiere.

In fase di esercizio si prevede un impatto positivo poiché la realizzazione dell'impianto permetterà:

- Evitare l'immissione in atmosfera di gas che creano effetto serra;
- Risparmiare circa 10.414,3 TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) all'anno;
- Evitare l'immissione in atmosfera di circa 26.397,85 tonnellate di CO² all'anno derivanti dalla produzione tradizionale di energia elettrica.

5.1.2 Rumore

Nell'area oggetto di intervento il rumore ivi presente risulta essere quello prodotto dal traffico veicolare.

Quello prodotto durante la fase di cantierizzazione riguarderà l'utilizzo in loco dei macchinari e dei mezzi che verranno utilizzati per la realizzazione dell'impianto, pertanto esso è un impatto che può essere considerato reversibile, in quanto cesserà con la fine dei lavori di costruzione e di dismissione dell'impianto e del cavidotto di connessione.

Durante la fase di esercizio non si rilevano emissioni di rumore rilevabili se non vicino alle cabine, le quali saranno schermate e distanti da qualsiasi recettore. In considerazione di quanto su esposto si evince che l'impatto acustico derivante dalla realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico si considera trascurabile.

5.1.3 Radiazioni

Gli elettrodotti, le stazioni elettriche ed i generatori elettrici non inducono radiazioni ionizzanti. Le uniche radiazioni associabili a questo tipo di impianti sono quelle non ionizzanti costituite dai campi elettrici ad induzione magnetica a bassa frequenza (50 Hz), prodotti rispettivamente dalla tensione di esercizio delle linee e dalle macchine elettriche e dalla corrente che li percorre.

5.1.4 Inquinamento elettromagnetico

Tale inquinamento si genererà in fase di esercizio, generati dai cavidotti interrati, dai trasformatori, dalla cabina.

Gli impatti generati sono trascurabili, ma in ogni caso si rispetteranno i limiti consentiti di legge entro le fasce di rispetto previste.

5.1.5 Acque superficiali e sotterranee

Localmente, e per superfici limitate, la presenza di materiale da utilizzare nella costruzione dell'impianto e cumuli

temporanei di terre e rocce da scavo potrebbero limitare la permeabilità dei suoli e quindi l'infiltrazione. Inoltre, potrebbero essere resi disponibili al ruscellamento materiali di granulometria varia, con potenziale modificazione delle caratteristiche chimico – fisiche dell'acqua, come l'intorbidimento delle acque superficiali.

In occasione di eventi meteorologici, gli scavi, ed in particolar modo quelli per i cavidotti, possono fungere da vie preferenziali di scorrimento delle acque con fenomeni di ruscellamento. Tali eventi, tuttavia, saranno limitati all'area di cantiere e in nessun caso potranno innescare modificazioni sull'intero bacino idrografico. Tali impatti, da considerarsi qualitativamente di scarsa intensità, sono di durata temporanea in quanto previsti nell'arco di 12 mesi previsti per la realizzazione dell'impianto.

In merito alla presenza del fiume Riu Tula Giosso, questi risulta essere sotterraneo e scorre ad una profondità di m 10 e non verrà in alcun modo intaccato dai pali di sostegno dei pannelli.

Per quanto concerne le acque superficiali si specifica quanto segue:

Fase di cantiere

La realizzazione dell'impianto richiederà l'utilizzo di risorse idriche per alcune fasi di lavorazione:

- Confezionamento del conglomerato cementizio armato per le opere di fondazione dello stallo MT/AT;
- L'abbattimento di polveri che si formeranno a causa dei movimenti di terra necessari per la realizzazione delle opere di cui di seguito: piazzole, nuova viabilità, adeguamenti di viabilità esistenti, realizzazione di trincee di scavo per la posa dei cavi di potenza in BT, la realizzazione del treno BT/MT.
- L'acqua potabile per usi sanitari del personale presente in cantiere;

L'utilizzo delle risorse idriche in questa fase è, come già detto nel precedente paragrafo, temporaneo e i suoi consumi sono limitati.

Fase di esercizio

Nella fase di esercizio, il consumo idrico è legato alle attività agricole ed al lavaggio dei moduli.

L'approvvigionamento idrico per la pulizia dei moduli fotovoltaici verrà effettuato mediante autobotte contenente acqua demineralizzata (stimabile in 600 mc per anno senza uso di detersivi). Pertanto la manutenzione dei moduli fotovoltaici non impatterà sulle risorse idriche locali. Un corretto utilizzo della risorsa idrica deve consentire il soddisfacimento del fabbisogno idrico della coltura e il raggiungimento di risultati quanti-qualitativi economicamente competitivi, garantendo al contempo di evitare gli sprechi, la lisciviazione dei nutrienti e contenere lo sviluppo di aversità. Dovranno essere in ogni caso preferiti i sistemi di distribuzione a basso volume (microaspersione e subirrigazione), che consentono di raggiungere una maggiore efficienza irrigua. I volumi ed i turni di adacquamento dovranno essere valutati in relazione all'ambiente di coltivazione, all'andamento stagionale e all'umidità della porzione di suolo esplorata dalle radici.

Va detto che la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico consente la riduzione dei consumi idrici legati all'attività agricola, grazie all'ombreggiamento garantito dai moduli fotovoltaici e la conseguente minore evaporazione.

5.1.6 Suolo e sottosuolo

Gli impatti sul suolo e sul sottosuolo previsti in fase di cantiere sono quelli inerenti gli scavi per la realizzazione del

cavidotto, della viabilità. terminate gli scavi si provvederà al rinterro ed al ripristino dello stato dei luoghi, pertanto questi si possono considerare impatti temporanei.

Anche nella fase di esercizio gli impatti sul suolo e sottosuolo risultano essere di bassa entità essendo l'impianto un agrovoltaiico.

5.1.7 Biodiversità

In fase di realizzazione gli impatti sulla flora sono quelli relativi all'eliminazione di una parte delle fitocenosi presenti, rappresentate prevalentemente da specie erbacee pioniere di scarso pregio.

Gli input di disturbo sulla fauna generati dall'attività di cantiere per la costruzione dell'impianto sono limitati alla produzione di polveri e rumori che possono recare disturbo, ma, essendo l'area su cui si andrà a realizzare l'impianto vicino al centro abitato di Tula, non dovrebbero comportare impatti permanenti sulla fauna presente, pertanto gli stessi si ritengono entrambi lievi.

5.1.8 Paesaggio

Dalle analisi effettuate si evince che l'impatto sui beni architettonico – monumentali si può ritenere nullo in quanto l'area non è soggetta a vincolo archeologico o architettonico – monumentale, nè si rilevano impatti sui beni culturali.

L'impatto da tenere in considerazione è quello sul paesaggio. La trasformazione dello stesso, con i suoi effetti sulla percezione visiva, storica e culturale, nonché sulla disponibilità dei luoghi, sono quelli maggiormente avvertiti dalla comunità locale. Dallo studio dell'orografia del territorio e delle interferenze visive si deduce che l'impianto presenta una bassa visibilità. Pertanto si può concludere che anche questa tipologia di impatto risulta essere blanda.

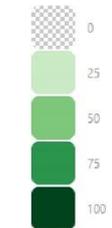
Studio di Intervisibilità su Ortofoto



LEGENDA

— Area di Interesse
— Raggio di 5 km

INTERVISIBILITÀ



Studio di Intervisibilità su DEM

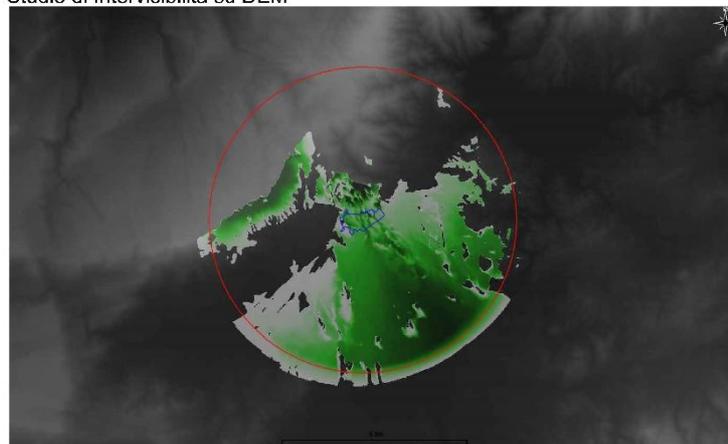


Figura 23 – Studio di Intervisibilità del futuro impianto FV_TULA in un raggio di 5 km su Ortofoto

5.1.9 Popolazione e salute pubblica

Né in fase realizzativa, né in quella di esercizio, né in quella di dismissione sussistono condizioni o emissioni di sostanze che possano generare impatti sulla salute pubblica. Anzi, la realizzazione dell’impianto consentirà notevoli riduzioni delle emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera, positive ricadute economiche sia in fase di costruzione che di manutenzione dell’impianto e incentivare lo sviluppo di competenze specifiche da parte della popolazione locale.

5.1.10 Abbagliamento visivo

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell’osservatore a seguito dell’improvvisa esposizione diretta ad una 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 il percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto dall’ambiente circostante.

Il fenomeno dell’abbagliamento è possibile solo durante la fase di esercizio dell’impianto.

L’aspetto generale della superficie dei pannelli di una centrale fotovoltaica, anche non di ultima generazione, è nel complesso simile a quello di una superficie lacustre, con tonalità di colore variabili dall’azzurro scuro al blu intenso, anche in funzione

dell'albedo della volta celeste.

Il fenomeno di abbagliamento può essere pericoloso nel caso in cui l'inclinazione dei pannelli (tilt) e l'orientamento (azimuth) provochino la riflessione ad altezza uomo in direzione di strade provinciali e/statali o dove sono presenti attività antropiche.

Le celle solari che costituiscono i moduli fotovoltaici di ultima generazione sono frontalmente protette da un vetro temperato anti-riflesso ad alta trasmittanza, che dona al modulo un aspetto opaco. In aggiunta, al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, le singole celle in silicio monocristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente anti-riflesso grazie al quale trattengono più luce rispetto (ca. 30%) a quelle che ne sono prive. Per tali motivi la frazione di luce che può essere riflessa è molto limitata. In fase di esercizio, in considerazione dell'altezza dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,50 e 4,75 m e del loro angolo di inclinazione che varia da -60° a +60° rispetto al piano orizzontale, il verificarsi di fenomeni di riflessione ad altezza uomo sono impossibili ed in ogni caso sarebbero tali da non colpire, né le eventuali abitazioni circostanti, né, tantomeno, un eventuale osservatore posto nelle immediate vicinanze.

Per lo stesso motivo, non si stima probabile la possibilità di abbagliamento di strade provinciali e statali, in quanto le uniche strade di un certo interesse sono la strada statale SS103 che passa in adiacenza all'impianto e la strada provinciale SP2 che incrocia la SS103, ma considerando gli ostacoli visivi (tra cui anche la fascia di mitigazione che circonda l'impianto) e la disposizione dei moduli, non potranno essere investite da eventuali riflessi della luce solare, posto che l'eventuale minoritaria percentuale di luce solare che dovesse essere riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie anche alla densità ottica dell'aria, sarebbe destinata a essere, nel corto raggio, ridirezionata, scomposta e convertita in energia termica.

Infine, le rotte aeree che solcano i cieli della Sardegna bassa quota risultano essere molto distanti dalla zona di intervento, pertanto si possono escludere fenomeni di abbagliamento sugli aeromobili.

Da ultimo, non esistono studi che analizzino la possibilità di generazione di incendi per effetto della riflessione dei raggi solari (principi degli specchi ustori di Archimede).

Per inquinamento luminoso si intende qualunque alterazione della quantità naturale di luce presente di notte nell'ambiente esterno e dovuta ad immissione di luce di cui l'uomo abbia responsabilità.

Nella letteratura scientifica è possibile individuare numerosi effetti di tipo ambientale, riguardanti soprattutto il regno animale e quello vegetale, legati all'inquinamento luminoso, in quanto possibile fonte di alterazione dell'equilibrio tra giorno e notte.

Nel caso del progetto in esame, gli impatti con l'ambiente circostante, potrebbero determinare il fenomeno di inquinamento ottico scaturente dagli impianti di illuminazione del campo

5.2 Misure di mitigazione

Sono state previste misure di mitigazione per quelle componenti ambientali maggiormente coinvolte dall'impatto scaturente dalla realizzazione dell'impianto, al fine di contenere, ridurre o mitigare la sua interferenza sull'ambiente.

Nelle fasi di cantiere si procederà ad effettuare interventi volti a contenere il diffondersi delle polveri durante le fasi di lavorazione attraverso la bagnatura delle superfici di cantiere, per quanto concerne i limiti di emissione di gas di scarico, i mezzi utilizzati dovranno essere sottoposti a periodica manutenzione.

La riduzione dell'impatto acustico avverrà attraverso la limitazione degli orari lavorativi, i quali saranno previsti solo nel

periodo diurno, verificando, nel contempo, la rumorosità dei macchinari affinché siano nei limiti consentiti dalla Direttiva Macchine (Marcatura CE).

Per limitare l’impatto sull’uso del suolo, oltre a realizzare un impianto agro-fotovoltaico, si utilizzeranno tecnologie che consentono di mantenere il manto erboso.

La riduzione dell’impatto sulla componente faunistica in fase di esercizio avviene attraverso la realizzazione di aperture nella recinzione di cm 20x20 a distanza di m 100 l’una dall’altra.

Per la componente visuale dell’impianto, al fine di mitigare l’impatto della presenza dell’impianto, si prevede di mantenere l’ordine e la pulizia quotidiana nel cantiere, stabilendo chiare regole comportamentali, di ricavare le aree di carico/scarico dei materiali e stazionamento dei mezzi all’interno del cantiere e di depositare i materiali esclusivamente nelle aree a tal fine destinate, scelte anche in base a criteri di basso impatto visivo.

In merito all’impatto visivo, in fase di cantiere, si prevede di:

- Rivestire la recinzione provvisoria dell’area con una schermatura costituita da una rete a maglia molto fitta di colore verde, in grado di integrarsi col contesto ambientale;
- Mantenere l’ordine e la pulizia quotidiana del cantiere, stabilendo chiare regole comportamentali;
- Depositare i materiali esclusivamente nelle aree ad essi destinate, le quali saranno scelte anche in base a criteri di basso impatto visivo. Qualora fosse necessario l’accumulo di materiale si garantirà la formazione di cumuli contenuti, confinati ed omogenei e, in caso di mal tempo, saranno coperti.
- Ricavare le aree di carico/scarico dei materiali e stazionamento dei mezzi all’interno del cantiere.

Per quanto riguarda l’impatto luminoso si avrà cura di ridurre, laddove possibile, l’emissione di luce nelle ore crepuscolari invernali, nelle fasi in cui tale misura non comprometterà la sicurezza dei lavoratori. In qualunque caso le eventuali lampade presenti in cantiere verranno orientate verso il basso e tenute spente qualora non venissero utilizzate.

Per quanto concerne la fase di esercizio, la presenza di manufatti e strutture sul territorio, benchè di altezza non elevata, comporta comunque una diversa percezione visiva dell’area, specialmente nei luoghi a ridosso dell’impianto stesso, ciò comporterà l’attuazione di misure di mitigazione per ridurre l’impronta percettiva dell’impianto dalle visuali di area locale.

Le misure previste consistono nella messa a dimora, all’interno della recinzione, di una fascia arbustiva per migliorare l’aspetto estetico – percettivo dai vari punti visuali, mentre, esternamente alla recinzione, lungo tutto il perimetro della stessa, è prevista una fascia arborea. La scelta delle specie vegetali da inserire nel contesto è ricaduta su quelle autoctone, cioè tipiche della vegetazione locale, allo scopo di integrare l’impianto al panorama vegetazionale del luogo,

La mitigazione dell’impatto visivo verrà attuata mediante interventi volti a ridurre l’impronta percettiva dell’impianto dalle visuali di area locale. Si rimarca come i cavidotti dell’intero impianto saranno interrati e quindi non percepibili dall’osservatore. Le mitigazioni previste nel progetto proposto consistono essenzialmente nella schermatura fisica della recinzione perimetrale con uno spazio piantumato con essenze arbustive autoctone come il mirto, in modo da creare un gradiente vegetale compatibile con la realtà dei luoghi. La porzione di fascia limitrofa alla recinzione, che costituirà la mitigazione arborea sarà realizzata tramite la piantumazione di corbezzolo.



Figura 24 –Vista ante-operam - 1



Figura 25 –Vista post-operam - 1

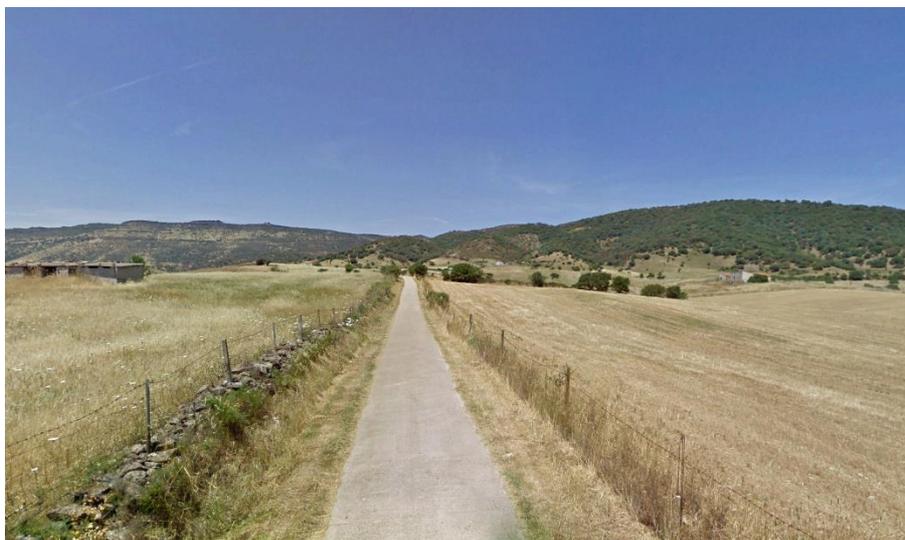


Figura 26 –Vista ante-operam - 2



Figura 27 –Vista post-operam - 2



Figura 28 –Vista ante-operam - 3



Figura 29 –Vista post-operam - 3



Figura 30 –Vista ant-operam - 4



Figura 31 –Vista post-operam - 4

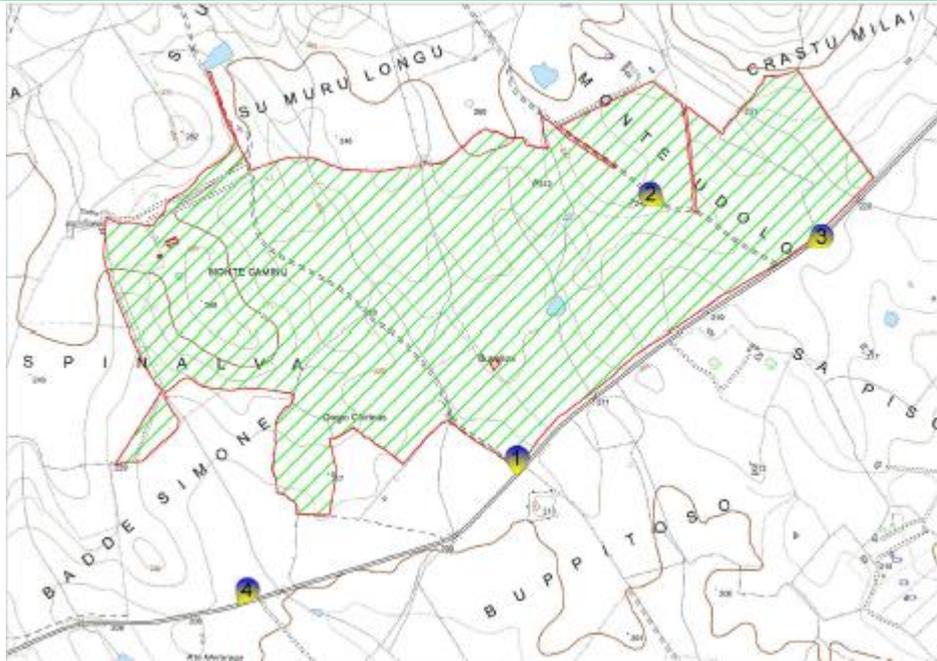


Figura 32 – Inquadramento territoriale dell’area d’impianto con punti di vista su CTR

L’esercizio dell’impianto agro-fotovoltaico non avrà impatti sulla salute pubblica in quanto:

- L’impianto è distante da potenziali recettori;
- Non si utilizzeranno sostanze tossiche o cancerogene, né sostanze combustibili, deflagranti o esplosivi, gas o vapori né sostanze o materiali radioattivi;
- Non ci saranno emissioni in atmosfera, acustiche o elettromagnetiche.

Al fine di contenere anche il potenziale inquinamento luminoso, nonché di agire nel massimo rispetto dell’ambiente circostante e contenere i consumi energetici, l’impianto perimetrale di illuminazione notturna sarà realizzato facendo riferimento a opportuni criteri progettuali quali l’utilizzo di dissuasori di sicurezza, ossia l’impianto sarà dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di allarme intrusione. Si cercheranno comunque, soluzioni ottimali per evitare eventuali danni ambientali e/o economici come l’impiego di lampade a LED che assicurano un ridotto consumo energetico.

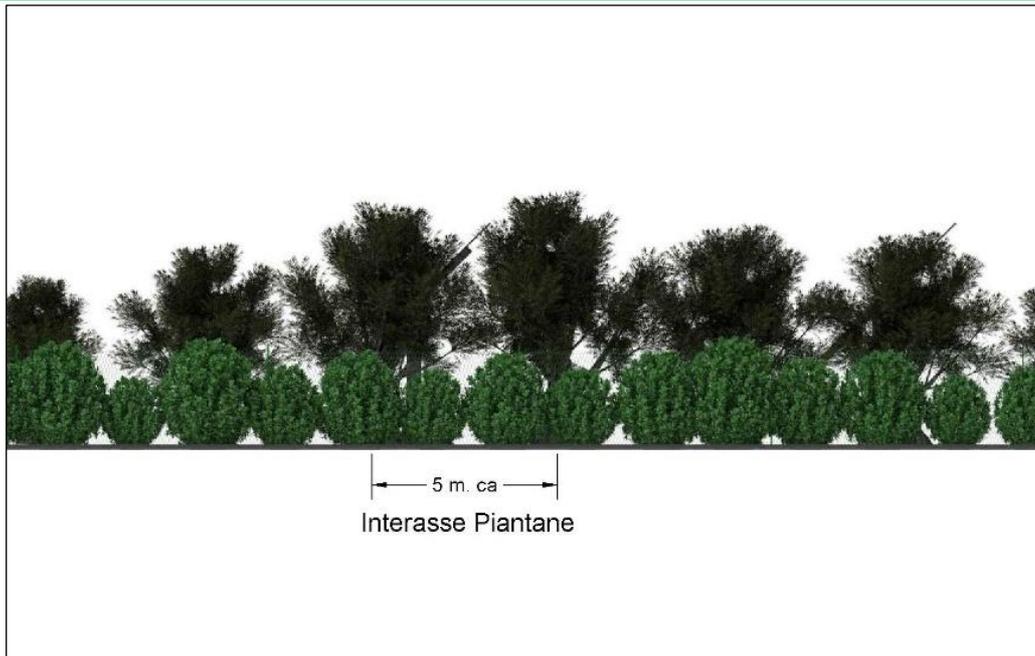


Figura 33 – Prospetto recinzione perimetrale con mitigazione

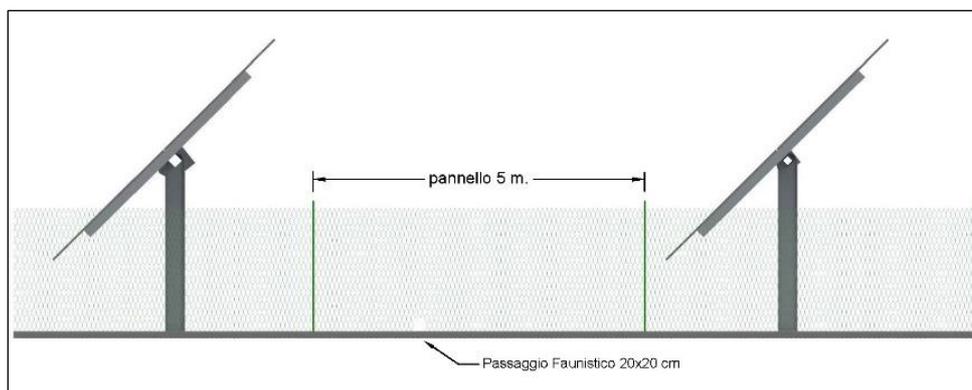


Figura 34 – Prospetto recinzione perimetrale senza mitigazione

Al termine del ciclo di vita dell'impianto agro-fotovoltaico, che in media viene stimata intorno ai 30-35 anni, si procederà al suo smantellamento e al conseguente ripristino dell'area. In particolare, verrà ripristinata l'area in cui saranno installati i moduli sebbene una porzione di terreno al di sotto degli stessi sarà coltivata; mentre la mitigazione perimetrale e l'area a verde rimarranno anche dopo la fase di dismissione. Questa, come precedentemente detto, consiste sostanzialmente nella rimozione dei moduli, delle relative strutture di supporto, del sistema di videosorveglianza, nello smantellamento delle infrastrutture elettriche, degli alloggi e la rimozione della recinzione. In seguito seguiranno le operazioni di regolarizzazione dei terreni e il ripristino della condizione ante-operam dell'area. Tutti i rifiuti prodotti saranno smaltiti tramite ditte regolarmente autorizzate secondo la normativa vigente, privilegiando il recupero e il riutilizzo di alcuni materiali costituenti, ad esempio, le strutture di supporto (acciaio zincato e alluminio), i moduli fotovoltaici (vetro, alluminio ecc.) e i cavi (rame e/o alluminio). I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto agro-fotovoltaico sono di circa 3 mesi. Alla fine delle operazioni di smantellamento, il sito verrà lasciato allo stato naturale.

5.3 Monitoraggio ambientale

Il sistema di telecontrollo e telegestione dell'impianto consentirà il monitoraggio e l'azione sui principali parametri funzionali e di sicurezza dell'impianto, riducendo di fatto in modo significativo

la necessità di intervento in loco (campi fotovoltaici e relative cabine) e consentendo di adottare, inoltre, un piano di manutenzione predittiva, sulla base dell'andamento storico e dei trend delle grandezze controllate.

Il sistema di controllo centralizzato realizzerà le seguenti funzioni:

- parametri dei campi fotovoltaici (temperature, sollecitazioni termiche e meccaniche, etc.)
- rilevamento e registrazione continua del funzionamento delle varie apparecchiature di protezione e manovra in media e bassa tensione
- calcolo dei tempi di funzionamento dei vari apparecchi sorvegliati con emissione di messaggi in chiaro per interventi di manutenzione
- sorveglianza dei limiti di funzionamento delle grandezze controllate e trasmissione di allarme nel caso di superamento dei valori impostati

Le connessioni ad altri controllori saranno realizzate attraverso protocolli non proprietari che saranno applicati permettendo una piena operatività a livello automazione, interazione e supervisione.

Ogni campo fotovoltaico dovrà essere dotato di proprio controllore locale in esecuzione PLC ed analogamente verrà fatto per la sottostazione di consegna. Ogni PLC sarà autonomo, per cui, anche in caso di interruzione della linea bus di collegamento del telecontrollo, continuerà a funzionare regolarmente.

Gli ingressi in tensione ed in corrente arriveranno da opportuno trasduttore. Gli ingressi digitali saranno opportunamente dimensionati e definiti in fase di progettazione esecutiva.

Con riferimento alle CEI 57-5 e CEI 75-15 le condizioni di funzionamento previste per il sistema sono le seguenti:

- ambiente di classe C1 (siti riparati come cabina elettrica, officine di lavoro, ecc)
- pressione atmosferica: 860 * 1080 mbar;
- temperatura dell'aria compresa: -25° +55°C;
- massimo gradiente di variazione: 20°C/h;
- umidità relativa dell'aria: 5% - 100% (con condensa); umidità assoluta: 28 g/m³;
- polvere e sabbia: concentrazioni da 50 a 500 g/m³;
- intensità di sedimentazione da 40 a 80 mg/(m².h)
- nebbia salina: tasso di deposizione: da 0.8 a più di 8 mg/(m² giorno)
- vibrazioni a bassa frequenza: classe VLS con classe di tempo VT1
- classe da VL3 * VL5 con classe di tempo VT3
- vibrazioni ad alta frequenza: classe VH1 con classe di tempo VT1
- classe VH3 e VH5 con classe di tempo VT3
- severità delle vibrazioni: classi fino VS3
- urti meccanici: classi SH4, SF2, SR1
- effetti sismici: classe S2 (fino al VIII grado della scala Mercalli).

6. CONCLUSIONI

Dall’analisi effettuata nello Studio di Impatto Ambientale e della presente Sintesi Non Tecnica in merito alle caratteristiche del progetto, il contesto ambientale e territoriale in cui l’impianto agro-fotovoltaico si inserisce, si evince che gli impatti negativi che la collocazione dell’impianto saranno abbondantemente compensati dagli effetti positivi derivanti dalla realizzazione dello stesso; infatti una volta realizzato l’impianto si raggiungeranno gli obiettivi strategici nazionali e comunitari in materia di energia pulita e rinnovabile, oltre alla riduzione delle emissioni di gas.

Considerando la tipologia di intervento, il fatto che lo stesso risulta essere reversibile, si può affermare che la sua realizzazione apporterà un’alterazione degli aspetti percettivi del paesaggio poco significativi, in quanto gran parte di queste derivano dalla fase di cantiere, sia per la realizzazione dell’impianto che per la dismissione dello stesso.

Il suo inserimento nel contesto paesaggistico risulta compatibile nel suo aspetto percettivo – paesaggistico grazie alla piantumazione perimetrale di specie autoctone.

Grazie anche allo sviluppo occupazionale locale derivante appunto dalla realizzazione dell’opera è ragionevole ritenere che la realizzazione dell’impianto agro-fotovoltaico produrrà effetti molto positivi sull’ambiente.