



# COMUNE DI PORTOSCUSO

## Provincia del Sud Sardegna



allegato

**U**

**PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA**  
**Potenza Nominale 111,2 MWp - Potenza in immissione 110 MW**

**-progetto definitivo-**

**RELAZIONE ALTERNATIVE PROGETTUALI**

**scala**

\*\*\*\*\*

**data:** Novembre 2022

rev00

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*

**collaboratori:**

ing. Carmine Falconi  
 ing. Cristian Cannaos  
 ing. Giuseppe Onni  
 ing. Valerio Parducci  
 ing. Enzo Battaglia  
 dr geolog. Marcello Miscali  
 dr for. Carlo Poddi  
 dr agr. Francesco Casu  
 dr archeol. Pietro Francesco Serreli

**committente**



**MYT SARDINIA 2 S.r.l.**  
**Piazza Fontana, 6**  
**20122 Milano (MI)**

**progettisti**

**ing. Giovanni A. Saraceno**

**dr agr. Francesco Saverio Mameli**

**arch. Giovanni Soru**

**consulenze:**

geom. Paolo Nieddu

ATP: studio LAAB srl - arch. G.Soru - c.so V. Veneto, 61 - Bitti (NU) tel: 0784414406 3288287712- e-mail: drfran13@gmail.com archsoru@gmail.com

3E INGEGNERIA srl - via Gioacchino Volpe, 92 - 56121 Ospedaletto (PI) tel: 050 44428 - e-mail: info@3eingegneria.it

## **Analisi delle alternative**

La valutazione delle alternative si pone come momento in cui vengono presentate e valutate le motivazioni che hanno portato alla scelta di localizzazione, della tecnologia e del layout di impianto, incluso l'alternativa "0", cioè quella di non realizzazione del progetto.

## **Alternative di localizzazione**

La scelta localizzativa è stata supportata da diversi fattori:

- dalle indicazioni della D.L. 13/2023 del 24 febbraio 2023 e Legge 22 aprile 2022 n. 34 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali che stabilisce la possibilità, per le aree industriali, di accogliere impianti fotovoltaici sul 60% della superficie totale e per le aree Solar Belt come quest'area di progetto, entro 500 mt da area Brownfield;
- dagli indirizzi progettuali di cui al PEARS;
- dall'ottima esposizione per un rendimento efficiente dell'impianto;
- dalla morfologia piana del terreno, che riduce notevolmente la movimentazione di terra;
- dalla la facilità di accesso e cantierizzazione;
- dalla possibilità di connessione alla rete nazionale per l'immissione dell'energia prodotta.

Alla luce di queste considerazioni le scelte localizzative risultano ottimizzate rispetto a tutti gli indirizzi disposti in sede regionale e risultano adeguate alle esigenze del progetto.

## **Alternative progettuali e di layout**

La principale invariante considerata nella progettazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto è rappresentata dalla massimizzazione della produzione energetica con disposizione dei pannelli in asse nord-sud.

Un'alternativa progettuale è offerta dalle diverse possibilità di fissaggio dei moduli al terreno. A tal proposito la soluzione prevista rappresenta quella con il minor impatto sulla componente suolo in quanto non comporta l'utilizzo di pesi morti in calcestruzzo, né di fondazioni, ma si configura come una semplice infissione di pali nel terreno. In questo modo le opere di scavo e sbancamento saranno limitate. La soluzione prevista presenta dei riflessi nella fase di dismissione dell'impianto per via della facilità di recupero delle strutture utilizzate.

## **Alternative tecnologiche**

La tecnologia del pannello fotovoltaico si può distinguere nei seguenti tipi:

- Pannelli di silicio cristallino
- Pannelli in film sottile

### **Pannelli in silicio cristallino**

I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in due categorie:

- monocristallino: omogeneo a cristallo singolo, sono prodotti da cristallo di silicio di elevata purezza. Il lingotto di silicio monocristallino è di forma cilindrica del diametro di 13-20 cm e 200 cm di lunghezza, ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione. Successivamente, tale cilindro viene opportunamente suddiviso in wafer dello spessore di 200-250  $\mu\text{m}$  e la superficie superiore viene trattata producendo dei microsolchi aventi lo scopo di minimizzare le perdite per riflessione.

Il vantaggio principale di queste celle è il rendimento (14-17%), cui si associa una durata elevata ed il mantenimento delle caratteristiche nel tempo (alcuni costruttori garantiscono il pannello per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore nominale). Il prezzo di tali moduli è intorno a 0.20-0.25 €/W ed i pannelli realizzati con tale tecnologia sono caratterizzati usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro (Il colore blu scuro è dovuto al rivestimento antiriflettente di ossido di titanio, atto a favorire la captazione della radiazione solare).

**Si fa notare che rispetto ai dati medi, i pannelli utilizzati nel progetto hanno un rendimento superiore al 21,10%.**

- policristallino: in cui i cristalli che compongono le celle si aggregano tra loro con forma ed orientamenti diversi. Le iridescenze tipiche delle celle in silicio policristallino sono infatti dovute
- al diverso orientamento dei cristalli ed il conseguente diverso comportamento nei confronti della luce.

Il lingotto di silicio policristallino è ottenuto mediante un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo. I wafer che si ottengono presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di 180-300  $\mu\text{m}$ . Il rendimento è inferiore al monocristallino (12-14%), ma anche il prezzo 0.32- 0.33 €/W. La durata è comunque elevata (paragonabile al monocristallino) ed anche il mantenimento della prestazione nel tempo iniziale (85% del rendimento dopo 20 anni).

Le celle con tale tecnologia sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.

Il mercato è oggi dominato dalla tecnologia al silicio cristallino, che rappresenta circa il 90% del mercato. Tale tecnologia è matura sia in termini di rendimento ottenibile che di costi di produzione e si ritiene che continuerà a dominare il mercato nel breve-medio periodo. Sono solo previsti miglioramenti contenuti in termini di efficienza (nuovi prodotti industriali dichiarano il 18%, con un record di laboratorio del 24.7%, ritenuto praticamente invalicabile) ed una possibile riduzione dei costi legata all'introduzione nei processi industriali di wafer più grandi e sottili e all'economia di scala. Inoltre l'industria fotovoltaica basata su tale tecnologia utilizza il surplus di silicio destinato all'industria elettronica ma, a causa del costante sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale della produzione fotovoltaica al tasso medio del 40% negli ultimi 6 anni, diviene difficoltosa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.

### **Pannelli in film sottile**

Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela. Lo strato del film semiconduttore è di pochi micron, rispetto alle celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron. Pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo di applicazione delle celle a film sottile.

I materiali utilizzati sono:

- silicio amorfo
- CdTeS (tellururo di cadmio-solfuro di cadmio)
- GaAs (arseniuro di gallio)
- CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di seleniuro doppio di rame e iridio).

Il silicio amorfo (sigla a-Si) depositato in film su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere il fotovoltaico a costi ridotti rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può anche essere "spruzzato" su un sottile foglio in materiale plastico o flessibile. È utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del pannello ed adattarsi alle superfici curve.

La resa (5-6%) è molto bassa a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso. Anche in tal caso le celle tendono a peggiorare le proprie prestazioni nel tempo. Un'interessante applicazione di tale tecnologia è quella che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multi giunzione; grazie alla separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata. Le celle solari CdTeS sono composte da uno strato P (CdTe) e uno strato N (CdS) che formano una eterogiunzione P-N. La cella CdTeS ha efficienze maggiori rispetto a quelle in silicio amorfo: 10- 11% per prodotti industriali (15.8% in prove di laboratorio). Nella produzione su larga scala della tecnologia CdTeS si presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale, non essendo solubile in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio, può diventare un problema se non correttamente riciclato o utilizzato. Il costo unitario di tali moduli è pari a 0.28-0.32 €/W. La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25-30%, ma la produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità del materiale, utilizzato in prevalenza

nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica. Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte. Nel caso dell'impianto fotovoltaico da costruirsi si è optato per la massimizzazione della potenza di impianto in relazione alla superficie disponibile. Per questo progetto la scelta tecnologica dei moduli è caduta sul tipo in silicio monocristallino: questa tecnologia, abbinata all'utilizzo di un sistema ad fisso, è stata fatta per la possibilità di avere sostanziali incrementi di produttività. Queste scelte sono tali da giustificare i costi di investimento iniziale superiori.

Inoltre, una delle innovazioni dell'impianto sarà quella dell'utilizzo di *Moduli Bifacciali* che consentono, a parità di superficie impiegata, un incremento della produzione di energia mediante lo sfruttamento della radiazione solare riflessa dalla parte inferiore del modulo. Secondo i dati ottenuti a seguito delle ricerche sperimentali del proponente, la producibilità risulta essere dell'ordine del 10% superiore all'energia prodotta dal modulo tradizionale di pari potenza.

### **Moduli Bifacciali**

I moduli fotovoltaici bifacciali sono costituiti da celle attive su entrambi i lati, per produrre energia elettrica sia frontalmente che posteriormente. I moduli fotovoltaici bifacciali sono costituiti da celle attive su entrambi i lati, che catturano l'energia del sole sia frontalmente che posteriormente, convertendola poi in energia elettrica.

Nonostante gli studi sulle celle fotovoltaiche bifacciali risalgano agli albori dell'era dell'energia solare (il primo prototipo funzionante è stato sviluppato addirittura nel 1966), i moduli bifacciali sono senza dubbio una delle più recenti innovazioni tecnologiche del settore.

Dai frequenti test sul campo, si è riscontrato che l'energia "persa" per la maggior inclinazione dei pannelli viene abbondantemente compensata dalla produzione del retro del modulo, con un incremento anche del 25%-30% rispetto a quelli tradizionali

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico.

Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati.

Noto anche come “coefficiente di Albedo”, si tratta dell’unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l’albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata. **Il valore aggiunto** dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l’intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello.

Inoltre, grazie all’elevata efficienza di conversione, il modulo FV bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l’incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli).

*Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:*

1. **Prestazioni migliori.** Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto FV realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più.
1. **Maggior durabilità.** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella FV. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all’installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
2. **Riduzione dei costi BOS.** La bifaccialità, incrementando notevolmente l’efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell’impianto, rende possibile la riduzione dell’area di installazione dell’impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Sulla base di tali considerazioni sebbene il costo del prodotto sia superiore al

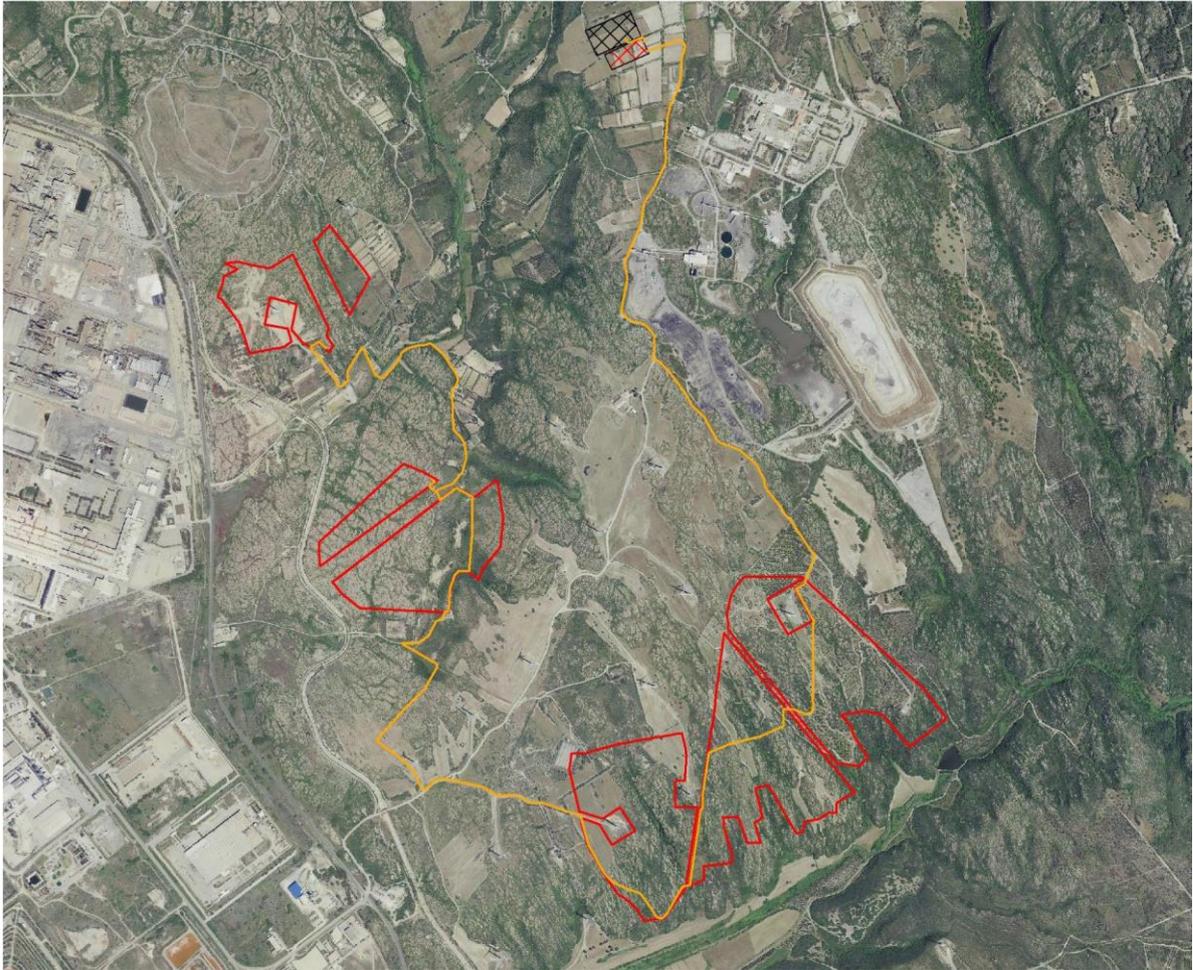
modulo tradizionale per il progetto proposto la scelta è ricaduta su questa tipologia di componente anche in considerazione della maggiore produzione dell'impianto a parità di superficie utilizzata rispetto ai moduli tradizionali

**L'alternativa 1** è consistita nelle varie possibili scelte del sito

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico la prima analisi che deve essere eseguita parte dalla scelta dell'area. Le considerazioni fondamentali si possono riassumere nella ricerca di un'area idonea per la realizzazione dello stesso in riferimento alla possibilità di ottenere il titolo autorizzativo che secondo la normativa regionale predilige per tale scelta le aree "brownfield" che vengono indicate le aree preferenziali dove realizzare gli impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo dove l'utilizzo di tali aree per la installazione dei suddetti impianti, nel rispetto dei criteri di scelta, costituiscono elemento per la valutazione positiva del progetto e dunque sono individuate nelle aree industriali e/o siti nei quali attività pregresse di antropizzazione ne hanno compromesso la valenza ambientale.

Analizzando il territorio regionale l'impianto proposto potrebbe essere realizzato nei grandi comparti industriali quali Macchiareddu, Portotorres, Oristano e Ottana.

Sul sito di Macchiareddu esistono in servizio diversi impianti e sebbene vi siano superfici disponibili per la realizzazione di altri le soluzioni tecniche per la connessione essendovi notevole richiesta risultano di complessa e lunga realizzazione in quanto necessarie opere di rete sostanziali. Sul sito di Porto Torres secondo la delibera del CIP di Sassari risulterebbero esaurite le superfici concedibili per la realizzazione di tali impianti. Sull'area Industriale di Oristano la ricerca delle disponibilità delle aree non ha dato significativi risultati. Rimasta la Zona industriale della Sardegna centrale si è analizzata nello specifico la disponibilità di un'area libera delle opportune dimensioni per tale tipologia di impianto.



**Figura 1** - Inquadramento su base ortofoto 2016 RAS, con localizzazione dell'area d'intervento, scala 1:10.000

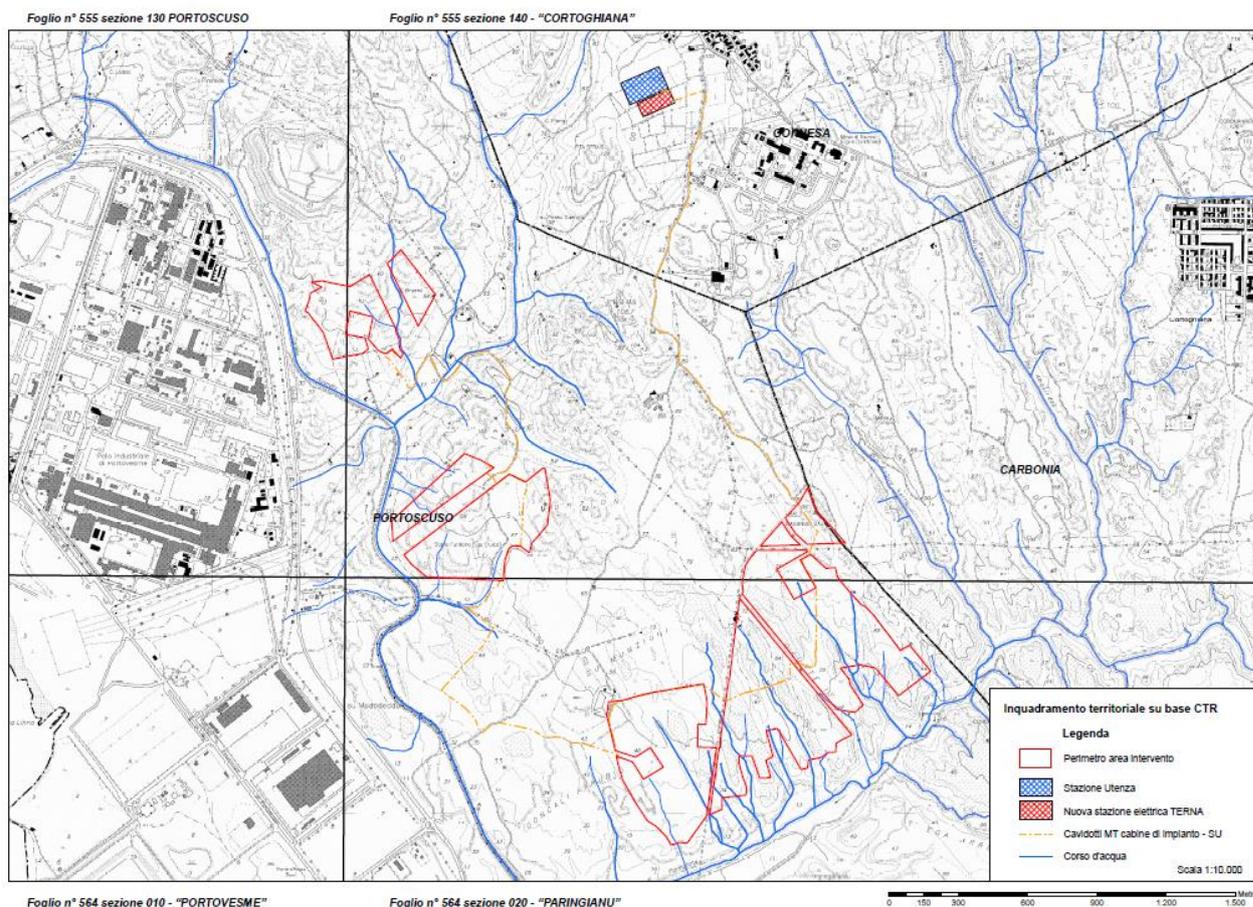
Analizzando nel dettaglio tutte le tre aree risultano **NON** ricomprese all'interno della ZPS Ne altri di Valenza Natura 2000 .

### **Alternativa 2**

L'alternativa 2 è consistita nella diversa tipologia realizzativa dell'impianto.

Sulla Base dell'unica area di specifiche dimensioni disponibile nell'agglomerato Industriale si è analizzata la possibilità della realizzazione di un impianto fisso della potenza di circa 114,77 MW.

Questa tipologia di impianto potrebbe essere realizzata attraverso l'installazione di 171.090 Moduli fotovoltaici su 3422 strutture di sostegno fisse. Le strutture potrebbero essere installate a mezzo di sistema battipalo per l'ancoraggio al terreno con traverse e correnti per disporre i moduli su due file parallele con inclinazione rispetto al terreno pari a 60° a formare un triangolo con altezza complessiva pari a 2,90 m dal piano di calpestio secondo la planimetria di seguito riportata.



**Figura 2** - Inquadramento geografico (CTR) con localizzazione dell'area di intervento, scala 1:10.000

I Moduli fotovoltaici una volta installati saranno collegati tra loro a formare le stringhe che messe in parallelo in appositi quadri di campo verranno connessi a tre macro aree (Area A, Area B e Area C), comprendenti rispettivamente n°3, n°5 e n°11 cabine di campo, della potenza nominale massima di 6000 kVA; sono utilizzati moduli fotovoltaici con potenza di picco di 670 Wp. In ciascuna cabina di campo avverrà la trasformazione a 33 kV dell'energia proveniente dagli inverter di campo a 800 V; ciascuna linea MT a 33 kV uscente dalla rispettiva cabina di campo andrà a collegare le altre cabine di campo e si atterrerà infine ad un quadro MT ubicato nella cabina di impianto. Dalle cabine di impianto partirà una linea MT a 33 kV verso la stazione elettrica di utenza 33/220 kV. Da qui avrà origine l'elettrodotto in cavo interrato a 220kV per il collegamento in antenna dell'intero impianto alla sezione a 220 kV della futura stazione elettrica Terna, da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Sulcis - Oristano". L'inquadramento territoriale dell'impianto è rappresentato in dettaglio negli elaborati grafici allegati al presente progetto, quali il layout di impianto,

l'inquadramento urbanistico, la corografia e la planimetria catastale. Il vantaggio di questo impianto consiste nell'aver una manutenzione ridotta non avendo parti in movimento e una potenza d'impianto maggiore. Gli aspetti negativi per tale tipologia di installazione si possono riassumere in un maggiore sfruttamento al suolo dell'area relativamente al fatto che gli interassi tra le file risultano minori e dunque l'area non risulta sfruttabile per altri scopi ed inoltre viene sacrificata la possibilità della rigenerazione della vegetazione spontanea.

Dal punto di vista paesaggistico questa tipologia di impianto risulta maggiormente impattante in quanto l'altezza dei moduli risulta superiore di quella di un impianto a inseguimento infatti raggiungerebbe altezze prossime ai 3,00m dal Suolo rendendo più difficoltosa la schermatura visiva.

Altro aspetto di fondamentale importanza è quello che con tale tipologia di installazione l'energia prodotta sarebbe circa pari a circa 188 GWh/Anno pari a circa 1.638 kWh/KW e dunque potremo avere una riduzione di CO<sub>2</sub> dell'ordine di 84,06\*10<sup>3</sup> ton/Anno contro una produzione di energia e conseguente riduzione di CO<sub>2</sub> di un impianto fotovoltaico del tipo fisso in silicio monocristallino di potenza minore ma con una produzione incrementata di circa il 7% .

### **Alternativa "zero"**

Le considerazioni circa la possibilità di non realizzazione dell'opera – alternativa "zero" – permettono di immaginare il perpetuarsi delle condizioni di utilizzo pastorale delle aree prescelte, con conseguente scarsa produttività delle aree interessate dal progetto che stanno infatti andando col tempo a scomparire.

Lo scenario generato dall'alternativa "0" impone inoltre ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione dell'impianto in esercizio. Questo avrebbe dei riflessi sulla situazione occupazione dell'area vasta, dove sono presenti alti tassi di disoccupazione giovanile, favoriti anche dalla mancanza di prospettive occupazionali stabili e durature.

La realizzazione dell'impianto permetterà l'occupazione di circa 150 unità lavorative per la durata di realizzazione dell'impianto, stimata in 24 mesi; altre 12 persone troveranno occupazione a tempo indeterminato durante la fase di esercizio e saranno

destinati alla manutenzione, alla pulizia dei pannelli e alla sorveglianza dell'impianto; inoltre non è trascurabile l'indotto generato in fase di dismissione che permetterà l'impiego di circa 50 unità per un tempo di circa 24 mesi. In ultima analisi lo scenario dell'alternativa "zero" impedirebbe la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale che si stima in una riduzione di circa 84,06\*103 Ton. Di CO2 nell'ambiente e di fondamentale importanza non andrebbero ad essere realizzati tutti gli interventi di mitigazione e rinaturalizzazione dell'Habitat di specie che solo con la realizzazione di questa iniziativa potrebbero essere realizzati.

### Assunzioni fiscali

È stato considerata un'imposizione fiscale per IRES al 24% e IRAP Sardegna al 2,93%. Per quanto riguarda l'ammortamento fiscale, è stato ipotizzato un deprezzamento del 4% . In tutti i casi è stata considerata una start up a gennaio 2021 e una vita utile dell'impianto fotovoltaico di 30 anni .

Di seguito sono riepilogate le diverse opzioni valutate il VAN e l'IRR corrispondente.

### Redditività con tecnologia Fissa film sottile policristallino (Opzione 1)

REDDITIVITA'																
TITOLARE																
METKA SARDINIA ENG																
FLUSSI DI CASSA E REDDITIVITA' DELL'INVESTIMENTO IPOTESI FISSO																
anno	RICAVI in I				COSTI DI GESTIONE in I				MARGINI OPERATIVI E ONERI FINANZIARI in I				UTILI			
	Incentivo GSE (MWh)	Risparmio energia consumata	ricavo vendita energia	TOTALE flussi positivi	costo spese per manutenzione ordinaria e altri costi di gestione	costo spese per manutenzione STRAORDINARIA	altre spese fisse di riparto negli anni	TOTALE COSTI E SPESE	Margine Operativo Lordo EITDA	AMMORTAMENTI COSTI e SPESE	Margine Operativo Netto EBIT	RATA ANNUALE del prestito (P)		quote interessi della rata (R)	Financing Before Tax EBIT	imposta da pagare su EBIT
0																-14.842.978,35
1	0,00	28.374,91	10.393.728,62	10.422.103,52	285.485,73		600,00	286.685,73	10.135.417,79	2.881.040,57	7.254.007,23	3.290.113,28	742.148,92	6.511.858,31	260.474,33	6.584.830,18
2	0,00	28.515,36	10.341.753,97	10.370.275,34	288.340,59		601,00	289.542,59	10.080.732,75	2.884.266,42	7.196.466,32	3.290.829,34	717.385,94	6.479.080,38	253.162,22	6.530.739,59
3	0,00	28.656,51	10.290.051,17	10.318.707,69	291.224,00		602,01	292.426,02	10.026.279,67	2.887.150,84	7.139.128,83	3.291.495,15	692.316,70	6.446.812,13	257.872,49	6.476.912,04
4	0,00	28.798,36	10.238.600,92	10.267.399,28	294.136,23		603,03	295.342,30	9.972.056,39	2.890.064,10	7.081.992,29	3.292.108,10	666.937,88	6.415.055,01	256.602,20	6.423.346,66
5	0,00	28.940,32	10.187.407,91	10.216.348,83	297.077,60	300.048,37	604,06	598.334,03	9.918.014,74	3.193.054,87	6.424.359,87	3.292.668,04	641.246,11	5.783.713,76	231.348,55	6.093.398,15
6	0,00	29.084,17	10.136.470,87	10.165.555,05	300.048,37		605,10	301.259,58	9.864.236,47	2.895.978,31	6.368.318,16	3.293.174,16	615.238,01	6.353.080,15	254.123,21	6.316.399,11
7	0,00	29.228,14	10.085.788,52	10.115.016,66	303.048,86		606,15	304.261,16	9.810.759,50	2.899.979,84	6.311.775,66	3.293.625,66	588.910,15	6.322.865,50	252.314,62	6.264.212,22
8	0,00	29.372,92	10.035.359,59	10.064.732,40	306.079,35		607,21	307.293,71	9.757.439,62	2.902.011,59	6.255.427,23	3.294.021,13	562.259,01	6.293.168,11	251.125,10	6.211.690,11
9	0,00	29.518,21	9.985.192,78	10.014.700,99	309.140,14		608,29	310.356,71	9.704.344,29	2.905.073,26	6.199.271,02	3.294.261,14	535.281,25	6.263.989,78	250.553,59	6.153.423,15
10	0,00	29.664,33	9.935.256,67	9.964.321,20	312.231,54	315.353,86	609,37	628.904,13	9.653.177,06	3.223.519,60	6.112.597,46	3.294.644,26	507.973,16	5.604.624,30	224.184,37	5.811.287,83
11	0,00	29.811,17	9.885.580,58	9.915.391,75	315.353,86		610,46	316.574,78	9.598.816,37	2.911.289,15	6.087.527,22	3.294.869,03	480.331,23	6.207.196,59	248.287,86	6.055.660,08
12	0,00	29.958,73	9.836.152,68	9.866.111,41	318.507,39		611,57	319.730,53	9.546.380,88	3.119.386,96	6.227.261,92	3.295.035,01	452.351,82	6.174.910,10	350.396,40	5.900.343,47
13	0,00	30.107,03	9.786.971,91	9.817.078,94	321.692,47		612,68	322.917,83	9.494.161,11	3.222.905,15	6.111.855,96	3.295.141,31	424.031,30	6.147.824,66	349.912,39	5.843.106,81
14	0,00	30.256,06	9.738.037,06	9.768.293,11	324.909,39		613,81	326.137,01	9.442.195,10	3.225.523,20	6.116.632,90	3.295.187,07	395.365,96	6.121.266,94	348.850,68	5.792.118,35
15	0,00	30.405,83	9.689.346,87	9.719.752,70	328.158,43	331.440,07	614,95	660.828,45	9.388.324,24	3.226.213,51	6.198.710,74	3.295.171,39	366.352,06	6.032.358,67	321.294,35	5.642.458,16
16	0,00	30.556,34	9.640.300,14	9.671.456,47	331.440,07		616,10	332.672,27	9.338.784,21	3.227.056,17	6.197.728,04	3.295.093,36	336.985,84	6.069.742,19	346.789,69	5.696.308,16
17	0,00	30.707,53	9.592.695,64	9.623.403,22	334.754,47		617,26	335.988,99	9.287.414,24	3.227.911,73	6.196.512,31	3.294.352,07	307.263,48	6.044.779,03	345.791,16	5.646.671,00
18	0,00	30.859,59	9.544.732,16	9.575.591,75	338.102,02		618,43	339.338,88	9.236.252,87	3.228.720,45	6.195.291,86	3.294.746,59	277.181,11	6.020.351,32	344.814,05	5.596.632,23
19	0,00	31.012,35	9.497.008,50	9.528.020,84	341.483,04		619,61	342.722,27	9.185.298,59	3.228.502,65	6.194.089,21	3.294.475,97	246.734,84	5.996.461,09	343.858,44	5.546.964,16
20	0,00	31.165,96	9.449.523,45	9.480.693,31	344.937,81	348.346,85	620,81	694.496,34	9.134.496,34	3.228.202,96	6.192.893,38	3.294.153,28	215.920,73	5.976.416,72	342.895,67	5.497.007,03
21	0,00	31.320,13	9.402.275,94	9.433.595,97	348.346,85	348.346,85	622,02	896.937,73	9.083.658,23	3.227.858,23	6.191.800,00	3.293.842,52	0,00	6.009.942,52	321.593,10	5.445.064,53
22	0,00	31.475,16	9.355.264,46	9.386.739,62	351.830,31	0,00	623,24	1102.076,79	9.034.662,83	3.227.519,55	6.190.083,27	3.293.527,00	0,00	6.022.556,27	347.308,37	5.393.444,46
23	0,00	31.630,97	9.308.488,13	9.340.119,10	355.348,62	0,00	624,47	1305.597,56	8.983.515,54	3.227.193,09	6.188.390,18	3.293.200,00	0,00	6.040.190,18	346.341,14	5.343.359,60
24	0,00	31.787,54	9.261.845,69	9.293.733,23	358.902,10	0,00	625,72	1510.153,54	8.934.579,70	3.226.827,82	6.186.762,36	3.292.812,00	0,00	6.057.551,88	345.022,08	5.293.551,62
25	0,00	31.944,89	9.216.635,97	9.248.590,85	362.431,13	348.346,85	626,97	1716.091,92	8.884.488,39	3.226.439,35	6.185.023,01	3.292.400,00	0,00	6.074.623,01	319.020,96	5.244.602,05
26	0,00	32.103,01	9.169.557,79	9.201.660,80	366.116,04	348.346,85	628,24	214.719,37	8.835.349,37	3.226.041,43	6.183.307,94	3.292.000,00	0,00	6.091.307,94	310.894,01	5.193.413,95
27	0,00	32.261,92	9.123.710,00	9.155.371,92	369.777,20	0,00	629,53	239.036,25	8.786.335,67	3.225.606,72	6.181.701,22	3.291.500,00	0,00	6.108.201,22	336.641,16	5.144.234,52
28	0,00	32.421,62	9.078.091,45	9.110.513,07	373.474,37	0,00	630,82	273.736,61	8.736.776,46	3.225.193,69	6.180.507,77	3.291.000,00	0,00	6.124.507,77	334.526,83	5.094.243,63
29	0,00	32.582,11	9.032.700,99	9.065.285,10	377.209,76	0,00	632,15	317.473,96	8.687.609,12	3.224.811,65	6.179.795,47	3.290.500,00	0,00	6.141.295,47	332.418,69	5.045.390,43
30	0,00	32.743,39	8.989.537,48	9.020.280,87	380.931,62	348.346,85	633,45	373.595,56	8.640.605,31	3.224.568,11	6.178.227,36	3.290.000,00	0,00	6.158.227,36	302.446,33	4.996.236,30
<b>Totale</b>	<b>0,00</b>	<b>626.314,41</b>	<b>207.692.832,03</b>	<b>208.319.146,44</b>	<b>6.634.458,32</b>	<b>1.643.535,93</b>	<b>12.323,92</b>	<b>8.302.642,15</b>	<b>200.016.504,29</b>	<b>41.881.216,42</b>	<b>163.177.612,88</b>	<b>65.675.652,95</b>	<b>3.772.215,56</b>	<b>153.405.397,32</b>	<b>6.136.215,69</b>	<b>113.161.457,11</b>
														<b>VAN</b>	<b>81.372.942,44</b>	
														<b>TIR</b>	<b>49,33%</b>	



lungo tutto lo sviluppo perimetrale dell'area, che sarà inoltre delimitato da rete metallica romboidale. Naturalmente oltre al lavoro di piantumazione sarà necessario anche la cura manutentiva annua in modo da evitare che si creino fallanze durante lo sviluppo ed un giusto e regolare accrescimento.

Si ipotizza che le opere di impianto impieghino in fase di messa in opera n. 8 operai agricoli generici, e successivamente in fase di mantenimento e manutenzione questo numero si dimezzi a 1 unità che saranno contrattualizzati a tempo interminato.

- Opere per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto esaurientemente descritto nei minimi dettagli nei vari elaborati a corredo della presente, sarà realizzato nell'arco temporale di 12 mesi con la connessione alla rete, in tutto questo periodo di tempo le maestranze che saranno occupate, da comunicazione dell'EPC-Contractor, saranno in numero di 200 in fase di realizzo dell'opera, mentre, a opera finita saranno occupati con contratto a tempo interminato in numero di 32.

- Opere della parte intellettuale e ingegneristica

Essi rappresentano tutte le professionalità che intervengono sia in fase di progetto che in fase di realizzo, esse sono incaricate a progetto, non sono contrattualizzate ma pagate a prestazione dopo emissione di regolare fattura elettronica, la loro prestazione si esaurirà al momento della chiusura dei lavori, si ipotizzata che siano in numero di 8.

Il Comune di Portoscuso , in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

IMU comune di Portoscuso  $74,63 \times 4.000,00 = € 298.520,00$  Euro/Anno

I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato molto prudenzialmente sulla base di dati medi di altri impianti per i terreni della zona) 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

Canone DDS annuo 106.70.00 ha x 2.500,00 €/ha = 186.575,00 €/anno

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata, sempre prudenzialmente, in circa 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

Attività di gestione Impianto 110 MW x 2.000,00 €/MWp = 266.750,00 €/anno

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo minimo di circa 600.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (120.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito a vantaggio dell'economia locale, di:

Costi di realizzazione 111,2 MWp x 120.000,00 €/MWp = € 13.344.000,00