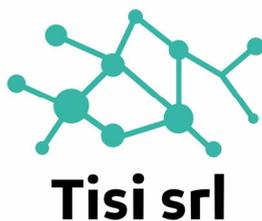


## IMPIANTO AGRIVOLTAICO "SERRAMANNA 2"

COMUNE DI SERRAMANNA

### PROPONENTE



### IMPIANTO AGRIVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE NEL COMUNE DI SERRAMANNA

OGGETTO:  
Quadro di riferimento progettuale

CODICE ELABORATO

VIA -R01.2

### COORDINAMENTO



**BIA srl**  
PIVA 03983480926  
cod. destinatario KRRH6B9  
+ 39 347 596 5654  
energhiabia@gmail.com  
energhiabia@pec.it  
piazza dell'Annunziata n. 7  
09123 Cagliari (CA) | Sardegna

### GRUPPO DI LAVORO S.I.A.

Dott.ssa Geol. Cosima Atzori  
Dott. Ing. Fabio Massimo Calderaro  
Dott. Giulio Casu  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio  
Dott. Giovanni Lovigu  
Dott. Ing. Bruno Manca  
Dott. Nat. Nicola Mantis  
Dott. Ing. Michele Pignaru  
Dott. Ing. Giuseppe Pili  
Dott. Ing. Luca Salvadori  
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas  
Dott. Nat. Fabio Schirru  
Dott. Agr. Vincenzo Sechi  
Dott. Archeol. Matteo Tatti

### REDATTORE

Dott. Giulio Casu  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott. Giovanni Lovigu  
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas

|      |               |                       |
|------|---------------|-----------------------|
| 00   | novembre 2022 | Prima emissione       |
| REV. | DATA          | DESCRIZIONE REVISIONE |

# SOMMARIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Quadro di riferimento progettuale .....</b>                            | <b>2</b>  |
| 1.1 Descrizione dell'area di progetto .....                                  | 2         |
| 1.2 Report fotografico stato dei luoghi .....                                | 9         |
| 1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico .....                             | 12        |
| 1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico .....               | 15        |
| 1.3.2 Moduli fotovoltaici .....  | 19        |
| 1.3.3 Strutture di supporto .....  | 20        |
| 1.3.4 Plinti e fondazioni .....  | 21        |
| 1.3.5 Power station .....  | 21        |
| 1.3.6 Quadri BT e MT .....   | 22        |
| 1.3.7 Inverter .....   | 23        |
| 1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti .....                                       | 23        |
| 1.3.9 Recinzione .....   | 27        |
| 1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione ..... | 28        |
| 1.3.11 Viabilità .....   | 30        |
| 1.4 Dismissione dell'impianto .....  | 31        |
| <br>   |           |
| <b>2. Analisi delle alternative progettuali .....</b>                        | <b>36</b> |
| 2.1 Alternativa zero .....   | 36        |
| 2.2 Alternativa tecnologica .....  | 39        |
| 2.3 Alternativa di localizzazione .....                                      | 40        |

# 1. Quadro di riferimento progettuale

## 1.1 Descrizione dell'area di progetto

Il presente studio riguarda il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico in cui l'attività agricola coesisterà con l'attività di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare, grazie al fenomeno di conversione fotovoltaica, da immettere nella rete elettrica nazionale. L'impianto fotovoltaico, denominato **Serramanna 2**, avrà una potenza di picco complessiva di **27.136,2kWp** e sarà realizzato su un terreno in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **38,2 ha**, ricadente nel Comune di Serramanna, in prossimità della SP 60, nella provincia del Sud Sardegna (SU). Le opere di rete sono in parte nel Comune di Serramanna e in parte nel Comune di Villacidro. La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata nelle campagne agricole in loc. Su Pranu, in prossimità del confine comunale con Sanluri e, lungo il perimetro est, tangente al confine comunale con Samassi.

Il progetto pone tra i suoi obiettivi quello di proiettare l'attuale sistema agricolo verso un *"Agricoltura 4.0: tecnologica, naturale e sostenibile"*, attraverso la realizzazione di un parco fotovoltaico in cui agricoltura, allevamento e produzione elettrica si integrano ("agrovoltaico"), apportando reciprocamente significativi vantaggi.

L'impianto sarà costituito da un generatore fotovoltaico installato **a terra** i cui moduli saranno in grado di convertire in energia elettrica la radiazione solare incidente sulla loro superficie; esso sarà completato dal sistema di conversione dell'energia elettrica da corrente continua in alternata (inverter), il tutto equipaggiato di tutti i dispositivi e macchinari necessari alla connessione, protezione e sezionamento del sistema e della rete.

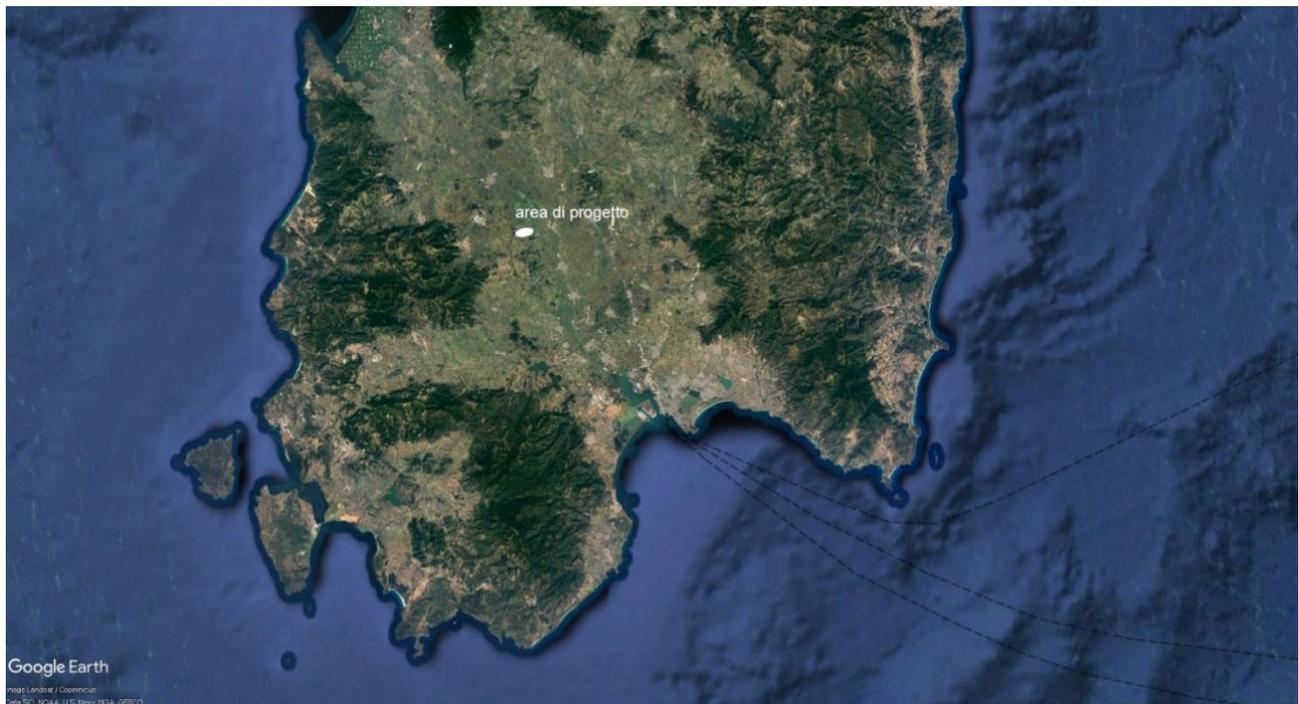
L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale, con connessione alla rete di trasmissione in Alta Tensione a 150 kV mediante cabina di trasformazione MT/AT, di competenza del proponente, collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della stazione elettrica di smistamento (SE) della RTN 150 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Serramanna – Villasor" di proprietà di Terna S.p.A.

Il progetto è redatto ai fini della realizzazione dell'impianto fotovoltaico in questione, secondo le norme CEI ed in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni di Terna S.p.A.

Il presente progetto favorisce lo sviluppo sostenibile del territorio, coerentemente con gli impegni presi in ambito internazionale dall'Italia nell'ambito della gestione razionale dell'energia e della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

L'area prevista per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è localizzata nella parte centro-meridionale della regione Sardegna, sul territorio comunale di Serramanna (SU), in prossimità del confine comunale con Sanluri e, lungo il perimetro est, a ridosso del confine comunale con Samassi.

Il progetto è situato nella piana agricola del Campidano di Cagliari (regione storica della Sardegna), che insieme al Campidano di Sanluri (o Monreale) e Oristano danno origine a "la grande pianura della Sardegna sud occidentale". Il progetto si colloca su dei terreni agricoli situati in prossimità della SP60 e della centrale elettrica 'Bio Energy'. La connessione corre lungo la viabilità secondaria esistente sul territorio comunale di Serramanna e si ricongiunge alla SP 04 in prossimità della stazione elettrica esistente, dove è situata la nuova SSEU in proposta.



**Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.**

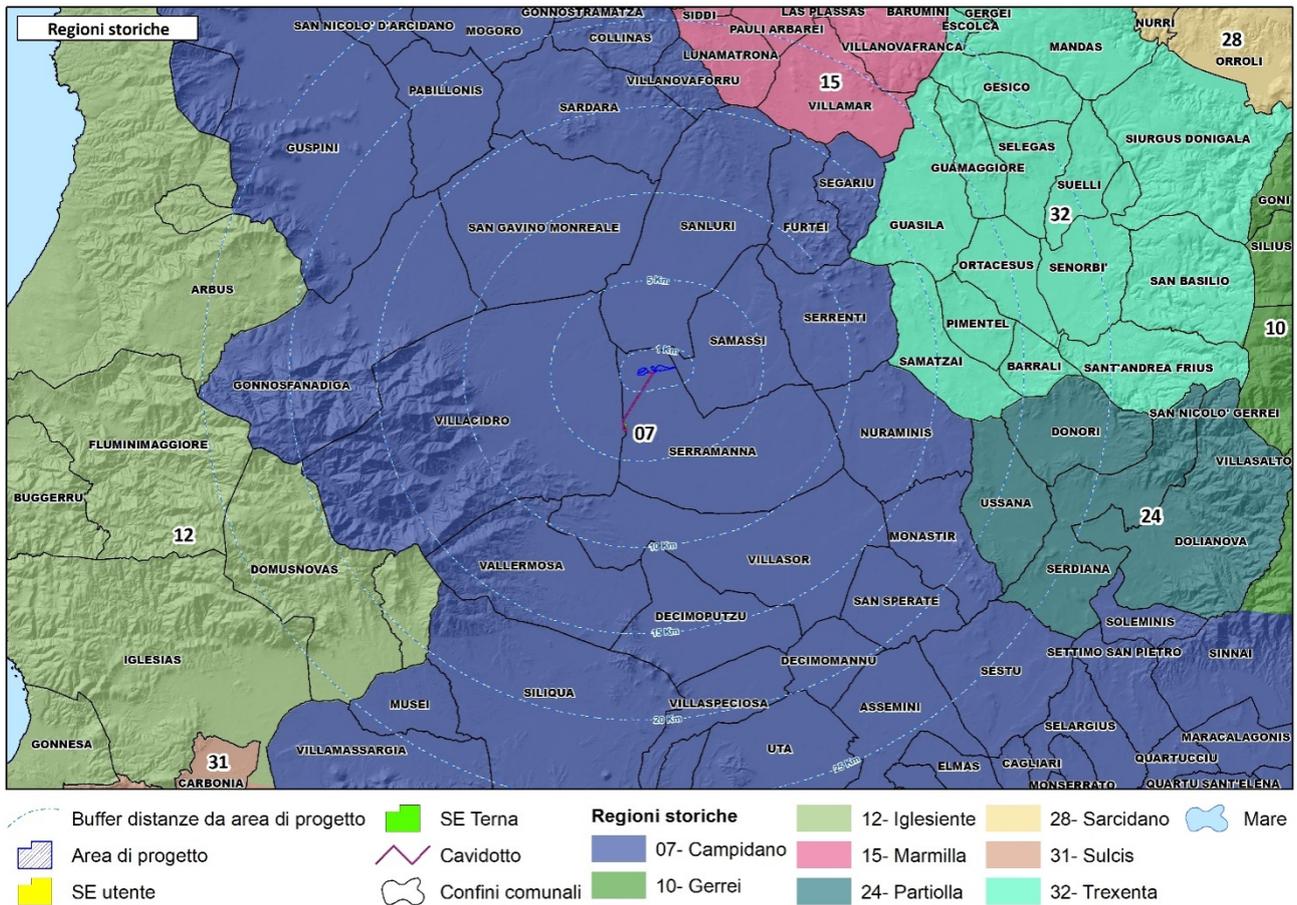


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

L'area oggetto dell'impianto di produzione è situata nella parte settentrionale del territorio comunale di Serramanna, in un contesto prevalentemente agricolo e su un terreno prevalentemente pianeggiante, con una leggera pendenza in direzione est-ovest. Nonostante ricada sul territorio comunale di Serramanna (c.ca 13 km dal centro urbano), l'area è situata a circa 5 km, in direzione ovest, dalla cittadina di Samassi e circa 11 dal centro di Villacidro.

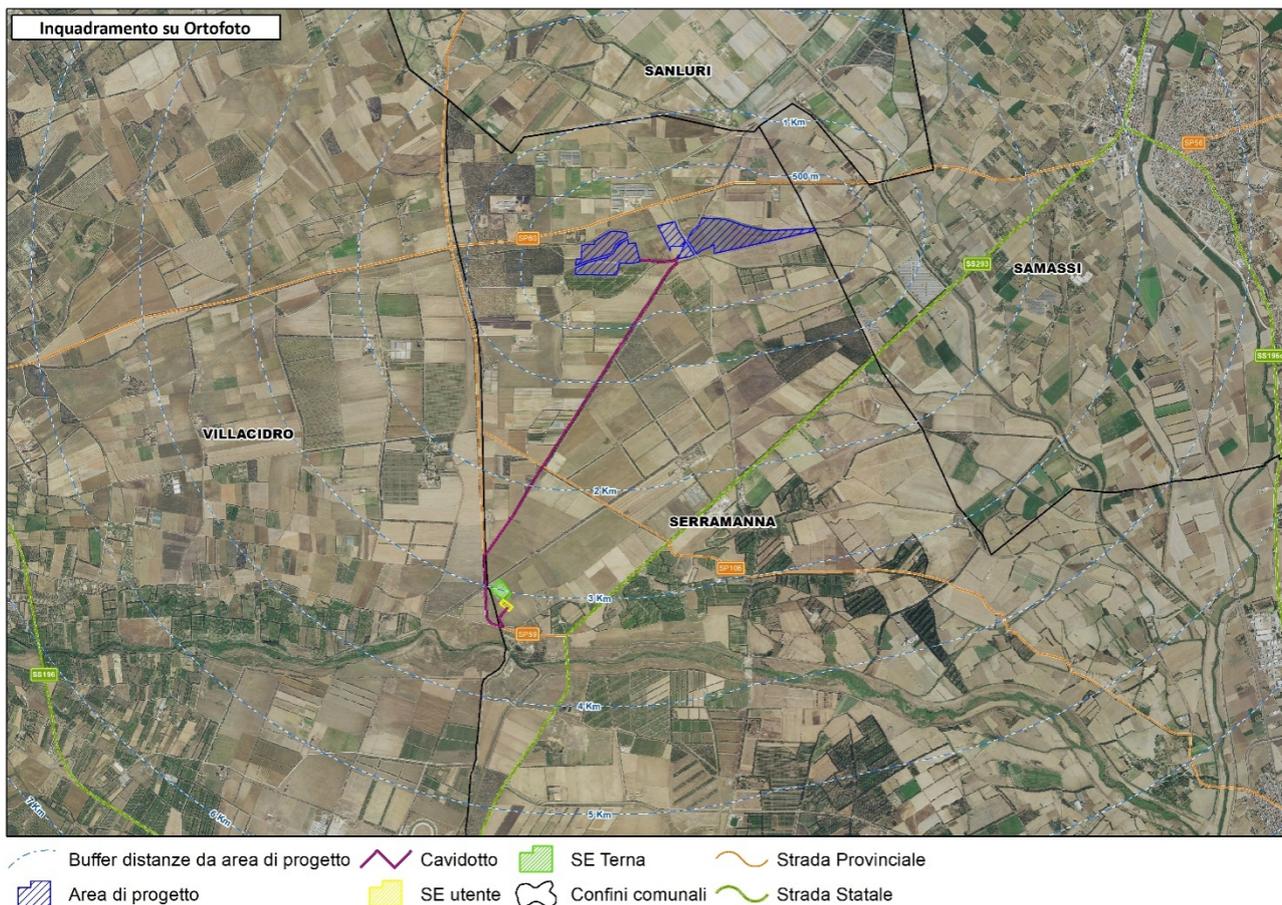


Figura 3: inquadramento su ortofoto.



Figura 4: carta delle acclività.

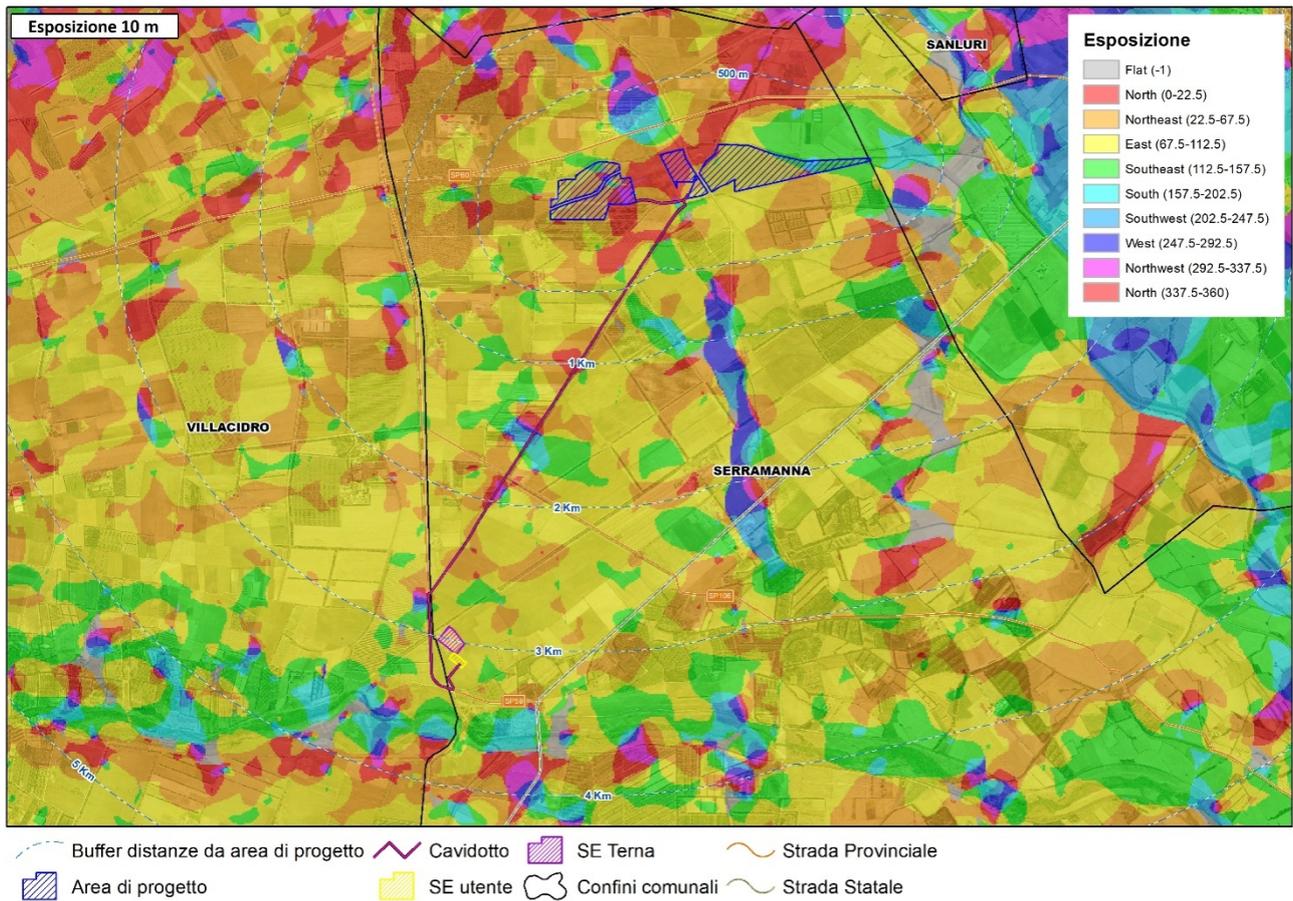


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

Il terreno destinato ad accogliere l’impianto ricade nelle aree agricole classificate dal PUC in zona E, disciplinata dall’ art. 14 delle NTA del Piano.

Nella parte centrale, l’impianto è attraversato dalla strada secondaria locale denominata loc. Su Pranu, collegata a breve distanza con la SP 60, in direzione nord, e con la SS 293 “di Giba”, in direzione sud. Da entrambe le strade principali è possibile raggiungere il centro urbano di Samassi e da lì, la SS 131 “Carlo Felice”, principale arteria stradale regionale da cui è possibile raggiungere direttamente i maggiori centri urbani, trasportistici e industriali dislocati sul territorio regionale.

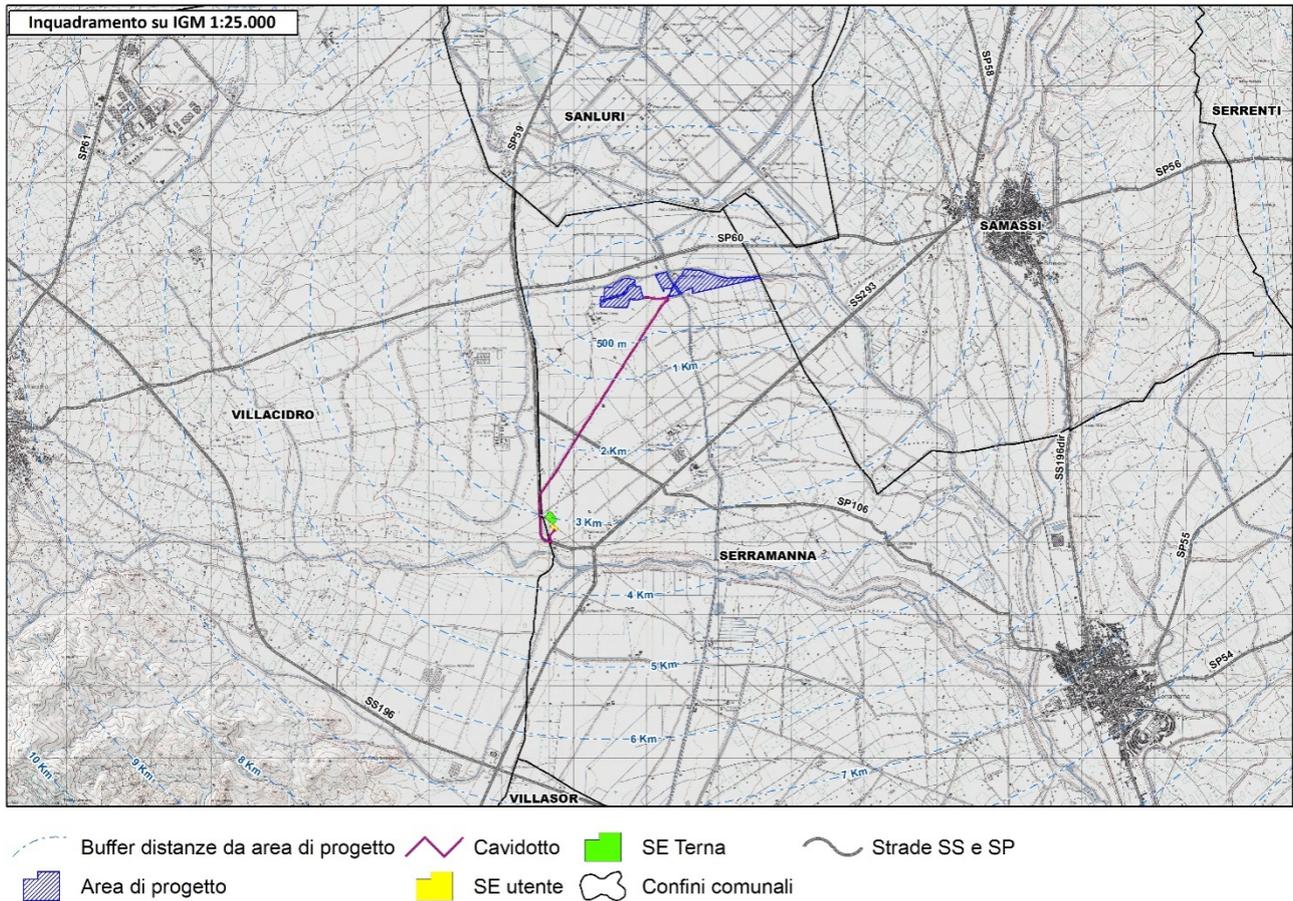


Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

Il centro urbanourbano più vicino è Samassi, mentre i sistemi trasportistici di riferimento, più vicini all’area, ricadono in corrispondenza del capoluogo regionale. Le distanze dai centri e dalle infrastrutture principali sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 1: Distanze dell’area di progetto dai principali centri urbani, industriali e trasportistici.

| Centri urbani | Distanza (km) | Infrastrutture       | Distanza (km) |
|---------------|---------------|----------------------|---------------|
| Serramanna    | 12,9 km       | SS 131               | 14 km         |
| Samassi       | 5,1 km        | PortoInd. Oristano   | 66,4 km       |
| Villacidro    | 11,5km        | Aeroporto (Elmas)    | 40,5 km       |
| Oristano      | 64,1 km       | Stazione ferroviaria | 5,2 km        |
| Cagliari      | 46,5 km       | Porto industriale    | 48,2 km       |

L’area di progetto è riportata nella cartografia tecnica regionale (CTR) ai seguenti riferimenti:  
 Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - fogli n. 547 110.

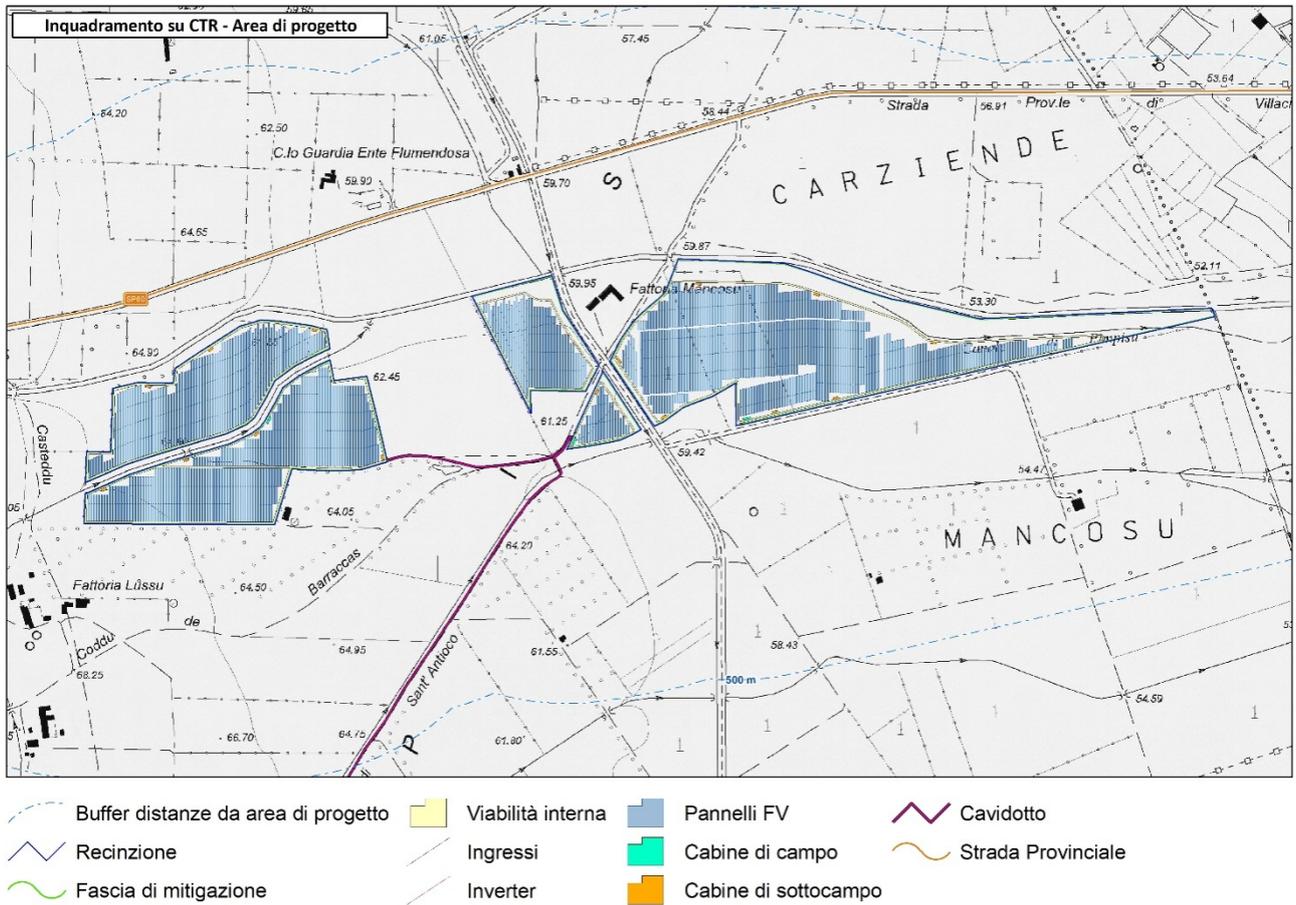


Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

## 1.2 Report fotografico stato dei luoghi



Figura 8: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche



Figura 9: panoramica (220920\_SRR\_P033\_M).



Figura 10: panoramica (220920\_SRR\_P023\_M).



Figura 11: panoramica (220920\_SRR\_P027\_M).



Figura 12: panoramica (220920\_SRR\_P022\_M).



Figura 13: panoramica (220920\_SRR\_P025\_M).

### 1.3 Descrizione dell’impiantoagrivoltaico

L'impianto di produzione, denominato Serramanna 2, sarà installato **a terra su strutture di tipo ‘ad inseguimento monoassiale’ (o trackers)** che ottimizzeranno l’esposizione dei generatori solari permettendo di sfruttare al meglio la radiazione solare e sono ottimizzati per siti con terreni difficili, venti forti e confini irregolari.

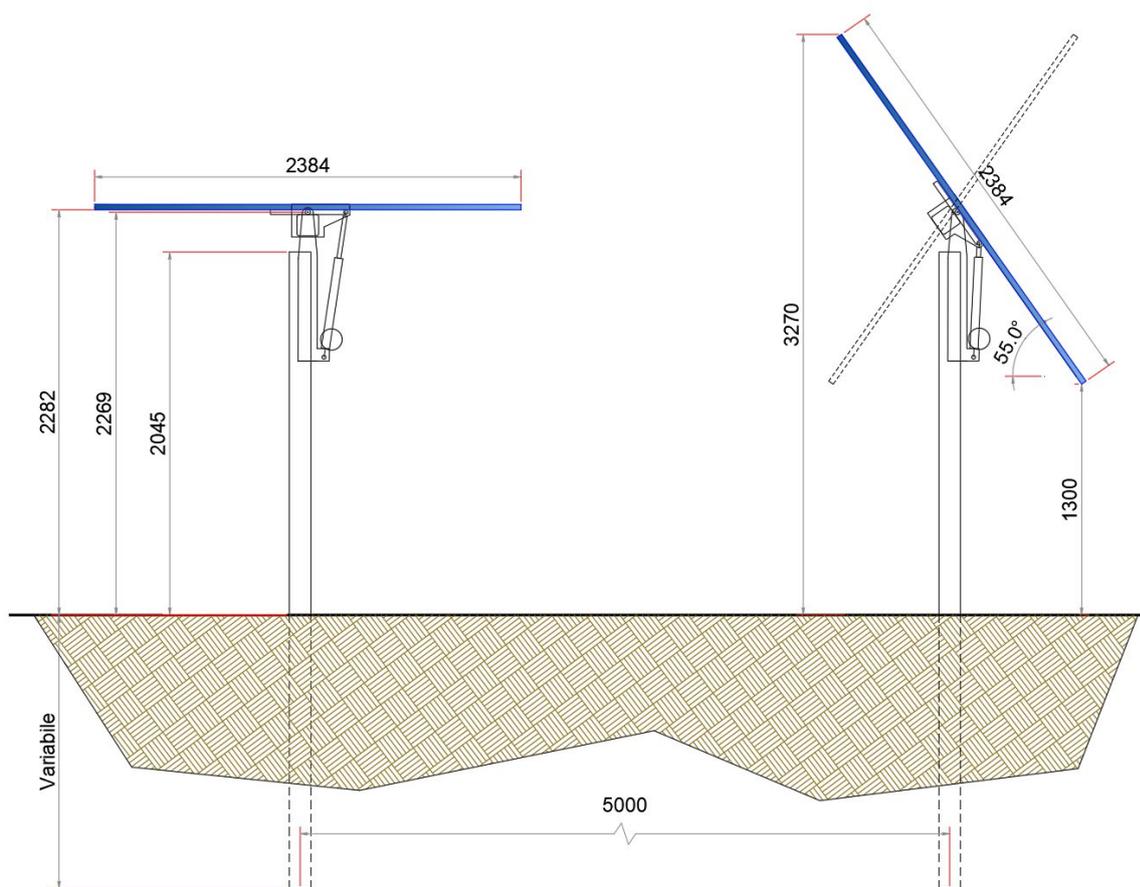


Figura 14: sezione trasversale di un tracker.



Figura 15: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 16: trackers tipo con pannelli installati.

L'intervallo di rotazione esteso del Tracker è  $110^\circ$  ( $-55^\circ$ ;  $+55^\circ$ ) e consente rendimenti energetici più elevati rispetto all'indice di riferimento del settore ( $-45^\circ$ ;  $+45^\circ$ ).

I pannelli fotovoltaici utilizzati, della potenza di 700 W, hanno dimensioni in pianta di 2384×1303 mm.

Su ogni trackers saranno installati 26 moduli.

L'impianto avrà una **potenza di immissione AC nella Rete Elettrica Nazionale pari 27000 kW**, attraverso una connessione in AT previa realizzazione di una sottostazione di trasformazione AT/MT (SSEU). Si stima che l'impianto produrrà 56324,1 MWh (equivalente a **2 075.61 kWh/kW**) annui di elettricità.

Sarà prevista una **fascia di rispetto dai confini** avente larghezza minima pari a **5,00 m**, come da NTA dei PUC. La restante superficie sarà impiegata per il posizionamento dei pannelli, l'ubicazione delle cabine di trasformazione e per le aree di transito e manovra di mezzi e persone per il successivo esercizio e la manutenzione dell'impianto.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in 3campi, a loro volta suddivisi in 5sottocampi (15 sottocampi in tutto), per un totale di 1491 stringhe e 38'766 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 27136,2kWp. Detti moduli si conetteranno a 135 inverter.

Ciascun sottocampo fotovoltaico è alimentato da una cabina MT/BT (cabina di sottocampo) contenente al suo interno un quadro MT 36kV, un trasformatore MT/BT 36kV/800V da 2000 kVA (in ogni impianto fotovoltaico sono presenti 5 cabine con trasformatore MT/bt da 2000 kVA) e un quadro BT. Dal quadro BT sono alimentati gli inverter da 200 kWac dislocati in campo.

All'interno di ciascun impianto le cabine di sottocampo sono collegate a stella alla rispettiva cabina di campo mediante linee MT a 36kVARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato. Dalle cabine di campo tre linee MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato che collegano l'impianto alla sottostazione MT/AT (SSEU) ubicata nel Comune di Serramanna. Ogni cabina di campo contiene anche un trasformatore MT/BT da 100 kVA di potenza per l'alimentazione degli impianti ausiliari. Si riassumono nella tabella seguente le caratteristiche dell'impianto:

| Caratteristiche dell'impianto                |                                  |
|--|----------------------------------|
| Potenza di picco complessiva DC              | 27136.2kWp                       |
| Potenza AC richiesta in immissione           | 27000 kW                         |
| Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico | 700Wp                            |
| Numero di moduli fotovoltaici                | 38766                            |
| Numero di moduli per stringa                 | 26                               |
| Numero di stringhe                           | 1491                             |
| Numero di inverter                           | 135                              |
| Numero di sottocampi                         | 15                               |
| Numero di power station                      | 18                               |
| Potenza trasformatori BT/MT in resina        | 2000kVA                          |
| Tipologia di strutture di sostegno           | Ad inseguimento monoassiale      |
| Posa delle strutture di sostegno             | Direttamente infisse nel terreno |
| Layout impianto                              |                                  |
| Interasse tra le strutture                   | 5 m                              |
| Distanza di rispetto da confine              | 5 m                              |

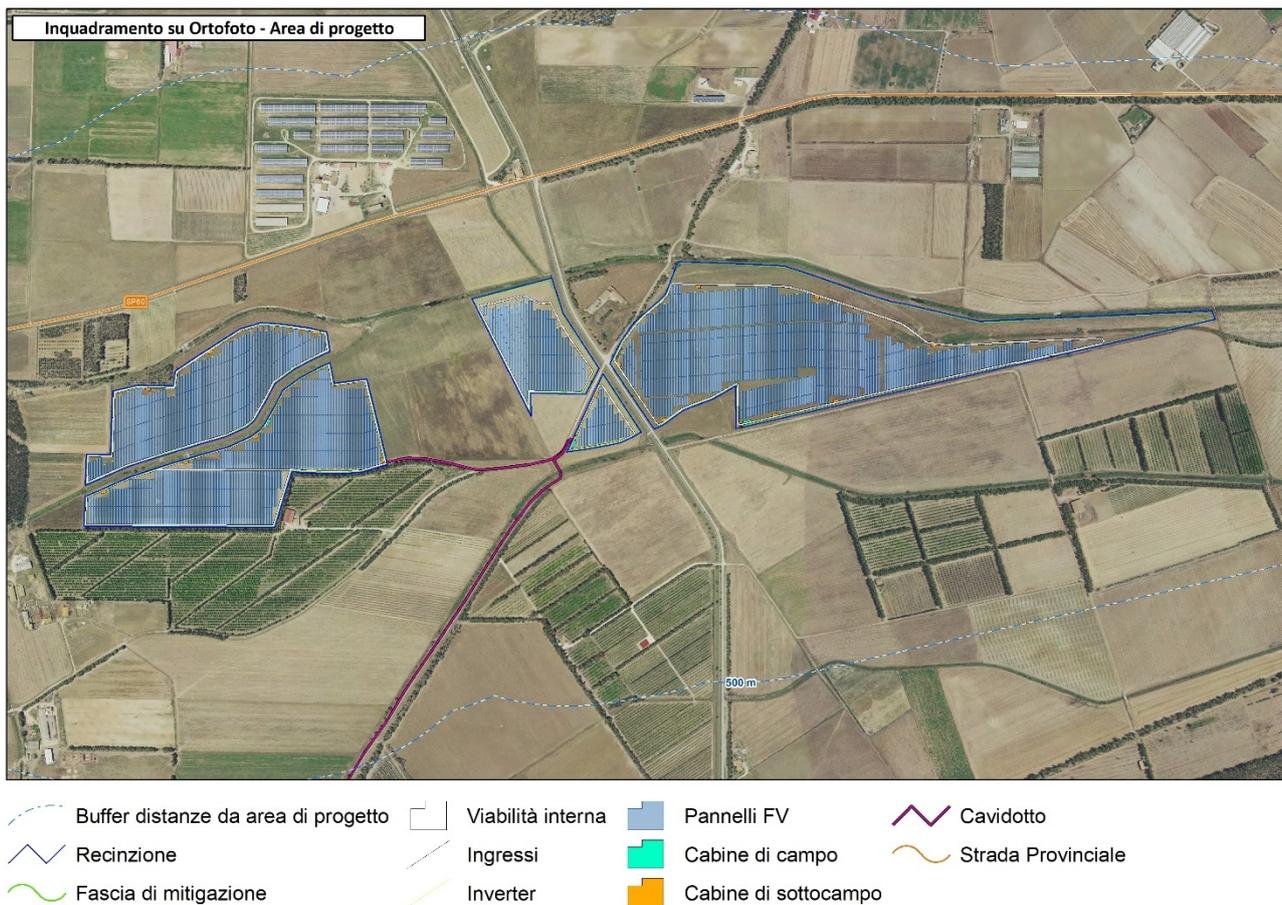


Figura 17: inquadramento su ortofoto dell’impianto agrivoltaico.

### 1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico

La soluzione dei cosiddetti impianti agrivoltaici, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili unisce la produzione di energia ad una conservazione e talvolta miglioramento della situazione attuale dell’uso del suolo.

A riguardo, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti. In tale quadro, è stato elaborato e condiviso il documento **“Linee guida in materia di impianti agrivoltaici”** prodotto nell’ambito di un gruppo di

lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA.

Tale documento individua, a monte di studi e considerazioni sulla produttività agricola, sull'incidenza dei costi energetici nelle aziende agricole, sulla produzione e autoconsumo di energia rinnovabile nelle aziende agricole, delle caratteristiche e dei requisiti ai quali deve rispondere un impianto fotovoltaico realizzato in un'azienda agricola perché possa essere definito "agrivoltaico".

Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

**REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

**REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

**REQUISITO C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;

**REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;

**REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

In relazione ai vari requisiti individuati in tale documento, nella presente relazione è stato analizzato il requisito "A" ed il requisito "C", lasciando alle altre relazioni specialistiche la verifica degli altri requisiti.

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica.

**REQUISITO "A"**

Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) **LAOR** massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

#### A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola.

Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, *Stot*) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$$

#### A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità".

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

Nella tabella che segue sono riportate in maniera schematica i valori caratteristici dell'impianto in progetto unitamente alle verifiche positive dei requisiti "A".

| REQUISITI IMPIANTO    |   |                       |                      |                                  |
|-----------------------|---|-----------------------|----------------------|----------------------------------|
| Potenza di picco      |   | <b>27 136,20</b>      | <b>kW</b>            |                                  |
| S <sub>pv</sub>       |   | <b>120 421</b>        | <b>m<sup>2</sup></b> |                                  |
| Superficie RECINTATA: |   | <b>382 166</b>        | <b>m<sup>2</sup></b> |                                  |
| <b>REQUISITO A</b>    |   | S <sub>agricola</sub> | S impianto.          | S <sub>tot</sub>                 |
| A1                    | Superfici                                     | <b>371 732</b>        | <b>153 300</b>       | <b>382 166</b> m <sup>2</sup>    |
|                       | S <sub>agricola</sub> ≥ 0,70 S <sub>tot</sub> | 0,7                   | 267 516              | m <sup>2</sup> <b>verificato</b> |
| A2                    | LAOR max ≤ 40% =                              | <b>31,51%</b>         |                      | <b>verificato</b>                |

REQUISITO "C"

L'impianto agrivoltaico in progetto adotta soluzioni con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli. La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico. Nel caso delle colture agricole, l'altezza minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di coltura in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto. Le stesse considerazioni restano valide nel caso di attività zootecniche, considerato che il passaggio degli animali al di sotto dei moduli è condizionato dall'altezza dei moduli da terra (connettività). In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaico.

In via teorica, determinare una soglia minima in termini di altezza dei moduli da terra permette infatti di assicurare che vi sia lo spazio sufficiente per lo svolgimento dell'attività agricola e/o di quella zootecnica al di sotto dei moduli, e di limitare il consumo di suolo.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, sono stati fissati dei valori di riferimento per verificare il REQUISITO C.

1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);

2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Nel progetto in esame i pannelli fotovoltaici sono montati su strutture metalliche (tracker) con altezza minima da terra di circa 2,27 m, quindi tale da permettere sia l'utilizzo a fini zootecnici che colturali.

### 1.3.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici previsti sono di tipo bifacciale "monocristallino", ossia formati da celle in cui il semiconduttore silicio si presenta in cristalli continui, allineati e senza interruzioni. Questa tecnologia ha un vantaggio di performance non trascurabile sulle tecnologie analoghe (ossia silicio policristallino) e

complementari (ossia tellururo di cadmio e silicio amorfo, comunemente detti "a film sottile"), poiché a fronte

di un costo lievemente superiore, garantisce un'efficienza migliore nella conversione della radiazione solare in energia elettrica tramite l'effetto fotovoltaico. La tecnologia a silicio monocristallino è pertanto sia una scelta

in linea con le BAT (Best Available Technologies) oggetto del progetto presentato. Ciascun modulo (dimensioni 2304×1303×35 mm; peso 38 kg) sarà composto da 132 celle, collegate a una junction box posizionata sul retro del modulo e dotata di un doppio connettore (positivo/negativo) a innesto rapido certificato, al fine di garantire la massima sicurezza possibile e un tempo di intervento per l'installazione molto rapido. La potenza nominale di ciascun modulo sarà pari a 700Wp.

I moduli fotovoltaici sono spettralmente selettivi, poiché rispondono preferenzialmente ad una data lunghezza

d'onda dello spettro solare. Pertanto la prestazione di un modulo è influenzata dai cambiamenti presenti nella distribuzione dello spettro solare dovuti alle condizioni del cielo, all'angolo di inclinazione del modulo fotovoltaico, alla sua tecnologia e dal periodo dell'anno considerato.

Si precisa inoltre che, vista la continua evoluzione della tecnologia fotovoltaica, in sede di realizzazione

dell'impianto la tipologia e la potenza dei moduli potrà variare mantenendo in ogni caso costante il valore della potenza complessiva e riducendo, qualora possibile, la superficie occupata dai moduli stessi per minimizzare ulteriormente l'impatto del progetto.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

Si rimanda al progetto elettrico, al layout dell'impianto e al disciplinare tecnico descrittivo delle componenti per un maggiore dettaglio in merito.

### 1.3.3 Strutture di supporto

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è di tipo ad "inseguimento monoassiale", ossia orientamento dei moduli fotovoltaici lungo il tragitto del sole da est verso ovest durante le ore della giornata. Ogni tracker ruota indipendentemente dagli altri, guidato dal proprio sistema di guida.

La struttura sarà ancorata al terreno tramite infissione di pali per una profondità che sarà stabilita in fase di progetto esecutivo, in funzione della tipologia di terreni e dell'azione del vento. Per il calcolo di tale azione l'area interessata dall'impianto ricade nella "zona 5) Sardegna (zona a ORIENTE della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)", come da classificazione secondo il paragrafo 3.3 delle N.T.C. 2018.

Al fine di ottimizzare l'occupazione del sito le strutture modulari saranno di lunghezza pari a circa 35.00 m, e supporteranno 26 moduli fotovoltaici disposti su un'unica fila;

Le strutture saranno posizionate lungo l'asse Nord-Sud del sito, con un interasse pari a 5 m.

### 1.3.4 Plinti e fondazioni

Per l'ancoraggio dei pali di illuminazione si adopereranno, in generale, plinti prefabbricati in c.a.v. a sezione rettangolare con pozzetto per ispezione incorporato. Il plinto sarà armato con rete metallica elettrosaldata.

Le dimensioni del plinto saranno pari a 0,8 m x 0,9 m x 0,8m.

Nel caso in cui le caratteristiche del terreno non permettano l'uso dei prefabbricati, per l'esecuzione dei plinti di fondazione in cemento armato per l'ancoraggio dei pali di illuminazione e della recinzione esterna, verranno rispettati i seguenti dettami:

- Gli impasti di conglomerato cementizio dovranno essere eseguiti in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (NCT 20018, UNI 11104:2016, UNI EN 206);
- La distribuzione granulometrica degli inerti, il tipo di cemento e la consistenza dell'impasto, devono essere adeguati alla particolare destinazione del getto ed al procedimento di posa in opera del conglomerato;
- Il quantitativo d'acqua deve essere il minimo necessario a consentire una buona lavorabilità del conglomerato tenendo conto anche dell'acqua contenuta negli inerti;
- L'impiego degli additivi dovrà essere subordinato all'accertamento dell'assenza di ogni pericolo di aggressività (norme UNI 9527:1989 e 9527 FA-1-92);

### 1.3.5 Power station

Sono previste complessivamente 18power station (15 cabine di sottocampo e3 cabine di campo) e la sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT in prossimità della stazione Terna di Serramanna.

Le cabine elettriche saranno del tipo prefabbricato in c.a.v., realizzate in conformità alle vigenti normative e adatte per il contenimento delle apparecchiature MT/BT. Le cabine sono realizzate con calcestruzzo vibrato tipo C28/35 con cemento ad alta resistenza adeguatamente armato e opportunamente additivato con super fluidificante e con impermeabilizzante, idonei a garantire adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità. L'armatura metallica interna a tutti i pannelli sarà costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi B450C. Il pannello di copertura è calcolato e dimensionato secondo le prescrizioni delle NTC DM 17 01

2018, ma comunque per supportare sovraccarichi accidentali minimi di  $480 \text{ kg/m}^2$ . Tutti i materiali utilizzati sono certificati CE. Il tetto della cabina sarà a falde con copertura in coppi.

Le cabine vengono appoggiate su una vasca di fondazione contenente i vari cavi in entrata ed uscita dalla cabina stessa. Tali vasche in cemento armato sono posizionate all'interno di uno scavo con piano di posa a  $-0.60 \text{ m}$  rispetto al piano di campagna.

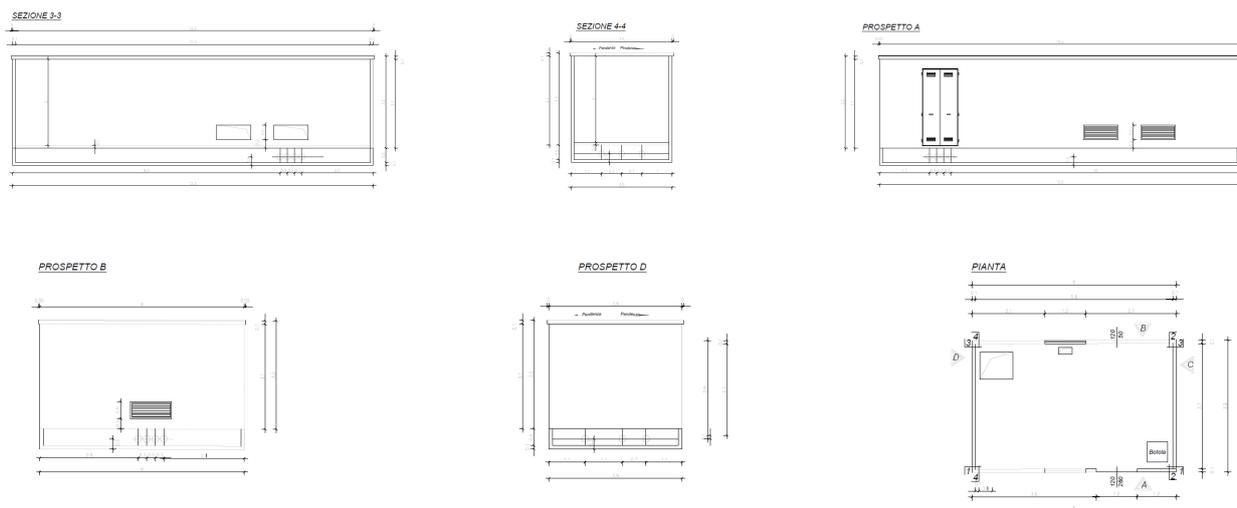


Figura 18: sezione e prospetto delle cabine di campo; prospetto e pianta delle cabine di sottocampo.

### 1.3.6 Quadri BT e MT

I quadri elettrici sono componenti dell'impianto elettrico che costituiscono i nodi della distribuzione elettrica, principale e secondaria, per garantire in sicurezza la gestione dell'impianto stesso, sia durante l'esercizio ordinario, sia nella manutenzione delle sue singole parti.

Nei quadri elettrici sono contenute e concentrate le apparecchiature elettriche di sezionamento, comando, protezione e controllo dei circuiti.

L'impianto sarà dotato di quadri elettrici in bassa tensione BT e in media tensione MT (36kV) necessari per il trasporto dell'energia prodotta entro i quali trovano alloggio tutti gli organi di protezione e sezionamento dei circuiti elettrici.

I quadri di media tensione dovranno essere costruiti secondo la norma CEI EN 62271-200: 2012-07 e realizzati con un involucro metallico del tipo ad unità funzionali modulari. I quadri di media tensione sono dislocati all'interno delle cabine MT secondo lo schema unifilare di progetto

### 1.3.7 Inverter

Gli inverter sono i dispositivi dell'impianto fotovoltaico dove la corrente prodotta dai moduli viene convertita da continua (DC) ad alternata (AC). La scelta (in linea con le BAT) è ricaduta sugli inverter di stringa, ossia su un prodotto che predilige una decentralizzazione delle unità di conversione aumentandone il numero e riducendo il tratto di cavo in cui l'energia prodotta viaggia in corrente continua, riducendo inoltre l'effetto di mismatch dei moduli fotovoltaici. Saranno previsti 135 inverter caratterizzati da una potenza nominale in AC pari a 200 kW.

### 1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti

Il parco fotovoltaico di cui trattasi è strutturato come lotto di 3 impianti distinti che condividono le stesse opere di rete. Gli elettrodotti MT presenti in progetto saranno in parte interni al parco fotovoltaico e in parte individuabili come opere di rete. Tutti gli elettrodotti MT sono gestiti alla tensione di rete di 36kV.

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSEU, saranno del tipo standard. Si tratta di cavi multipolari riuniti in elica visibile, con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda.

Lungo il suo percorso l'elettrodotto di rete interferisce con due corsi d'acqua, precisamente:

1. Elemento idrico Strahlerordine 1 – Fiume 4501
2. Elemento idrico Strahlerordine 1 – Fiume 10087

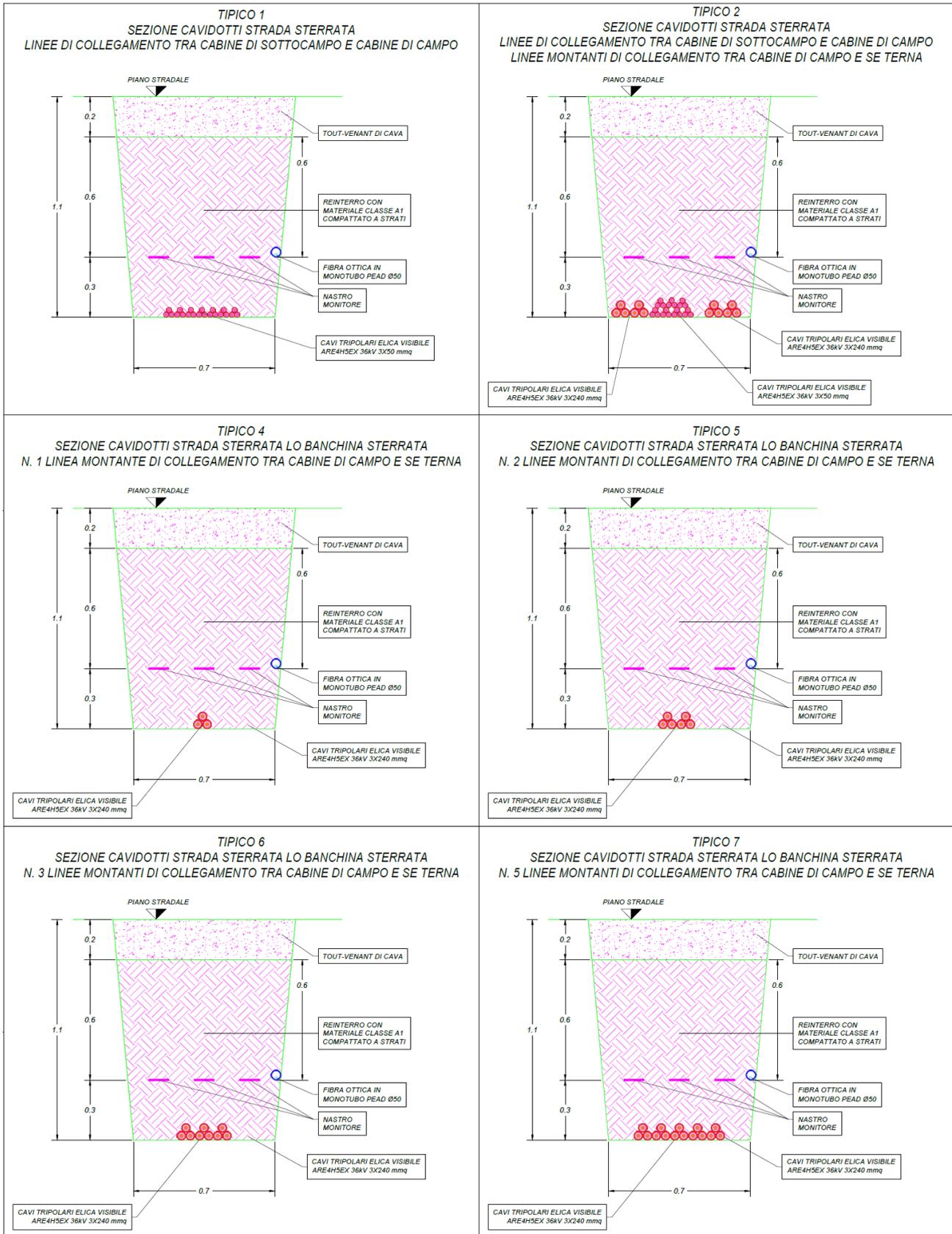
In corrispondenza di questi attraversamenti è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.) di un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà in sub-alveo il fiume stesso. Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra. I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312.

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media o bassa tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di segnalazione e/o protezione (nastro monitore, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini, ecc.).

Per la realizzazione dei cavidotti sono da impiegare tubi in materiale plastico (corrugati) conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- pieghevoli corrugati in PVC (in rotoli).

Gli scavi dei cavidotti interrati saranno riempiti con lo stesso materiale di scavo



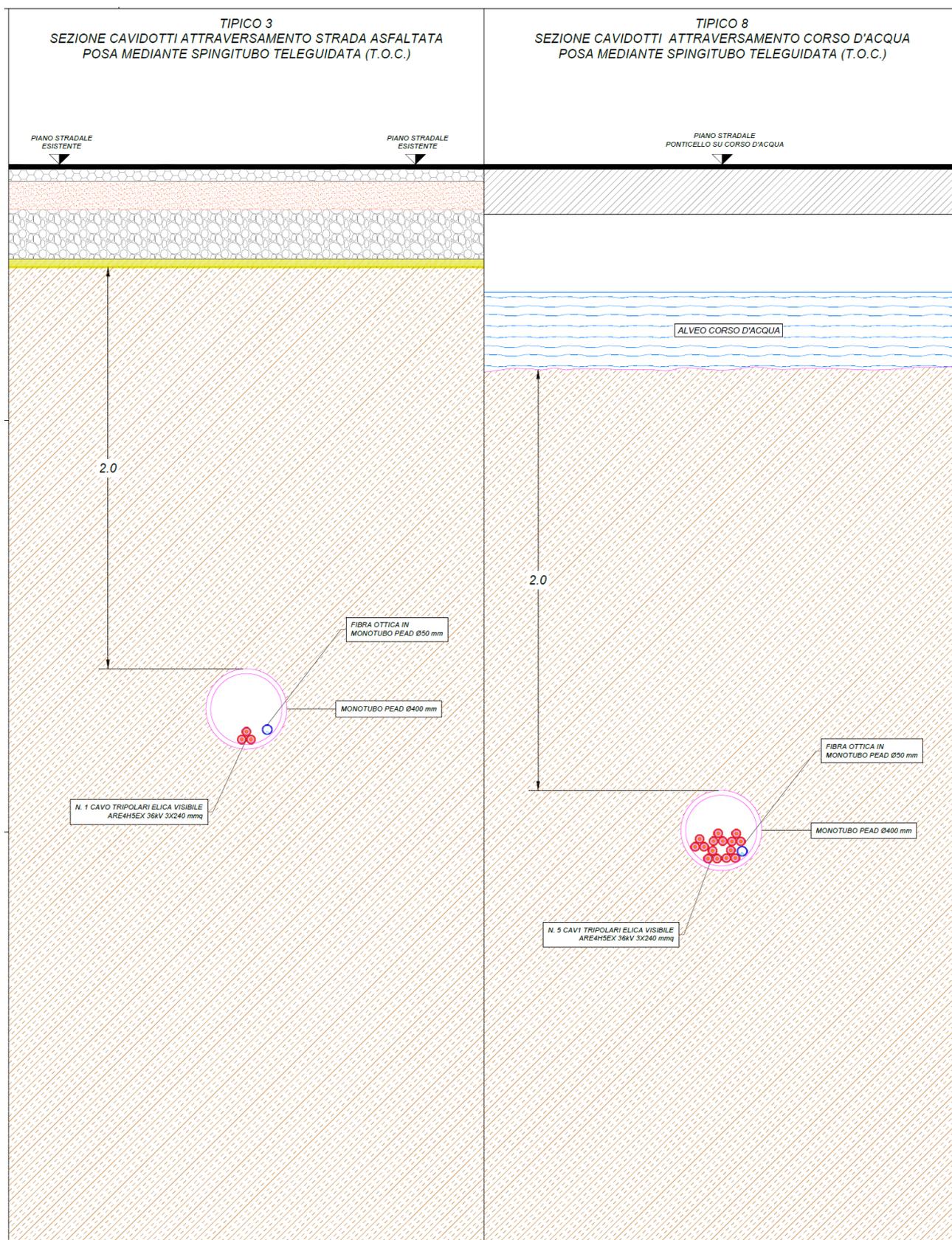


Figura 19: sezioni tipo dei cavidotti interrati.

### 1.3.9 Recinzione

A delimitazione dell'impianto, lungo il perimetro, sarà posta una recinzione modulare in pannelli metallici realizzata con filo zincato elettrosaldato e poi plastificato in poliestere; colore verde RAL 6005. Diametro esterno del filo  $\varnothing$  5,00 mm (con tolleranza  $\pm$  0,5 mm) e maglia 50x50 mm con nervature orizzontali di rinforzo.

Per l'accesso all'impianto saranno previsti, per ogni distinta area, due cancelli costituiti da profili in acciaio zincato a caldo con luce di apertura pari ad almeno 5,2 metri sorretti da due pilastrini in cemento armato. Il cancello potrà essere del tipo a battente o del tipo a scorrere.

Lungo le fasce di rispetto e di confine delle aree interessate dal progetto sarà impiantata una fascia alto-arbustiva e arborecente plurispecifica, a base di specie autoctone, sempreverdi, coerenti con il contesto bioclimatico, geopedologico e vegetazionale dell'area (specie già presenti in area vasta allo stato spontaneo). In particolare, verranno utilizzate le specie alto-arbustive ed arborecenti *Olea europaeavar. sylvestris*, *Pistacialentiscus* *Rhamnusalaternus*.

Le essenze arboree e arbustive di nuovo impianto saranno garantite secondo un piano di manutenzione della durata di due anni che prevederà interventi di irrigazione di soccorso, sostituzione degli individui morti o deperenti e potatura di eventuali appendici necrotiche. Il periodo di manutenzione inizierà a decorrere dalla data di emissione del certificato di ultimazione dei lavori.

Gli obiettivi da ottenere dall'intervento di mitigazione saranno:

- assicurare un adeguato effetto barriera, il che presuppone la messa a dimora di una cortina verde perimetrale sufficientemente compatta;
- prevedere la messa a dimora di essenze coerenti con il contesto vegetazionale locale;
- minimizzare le perdite di producibilità della centrale, escludendo o limitando fortemente gli effetti dovuti all'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici ad opera delle piante;
- evitare la spontanea proliferazione delle specie vegetali al di fuori della fascia strettamente prevista per la loro messa a dimora, al fine di scongiurare danni agli elementi dell'impianto ad opera degli apparati radicali o epigei delle piante;
- garantire adeguati spazi di accesso al sito, in accordo con quanto previsto dal progetto;

- preservare opportunamente le opere e/o gli edifici più prossimi alla recinzione perimetrale al fine di scongiurare danni ad opera degli apparati radicali o epigei delle piante.

### **1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione**

Per impianto di illuminazione esterna si intendono gli impianti di illuminazione pertinenti al perimetro dell'impianto e alle piazzole dove sono installate le cabine MT. La realizzazione del sistema di illuminazione prevede la posa di armature stradali su pali in acciaio zincato con altezza fuori terra pari a 9 m posti sul perimetro dell'installazione ad una distanza di circa 40 m l'uno dall'altro.

L'installazione dell'impianto televisivo a circuito chiuso è relativa alle seguenti tre parti fondamentali:

- gli apparati di ripresa;
- la rete di connessione;
- gli apparati di monitoraggio.

Per quanto attiene agli apparati di ripresa si dovrà evitare:

- inquadrature contro sole o forti sorgenti luminose dirette;
- inquadrature con forti contrasti di luce;
- installazioni su pareti non perfettamente rigide con possibilità di vibrazione.

Le telecamere verranno posate sugli stessi pali del sistema di illuminazione ad una distanza di 80 m l'una dall'altra e saranno in grado di funzionare anche di notte, grazie alla tecnologia a termocamera. Le videocamere incorporeranno anche il sistema antintrusione che, in caso di effrazione, invierà un allarme ai corpi di vigilanza.

Le armature stradali dovranno possedere adeguata potenza luminosa per garantire la ripresa delle telecamere quando l'area da riprendere non è sufficientemente illuminata.

Il plinto di fondazione dei pali di illuminazione e sorveglianza sarà realizzato in calcestruzzo ed avrà dimensioni pari a 0,8 m x 0,8 m x 0,9 m.

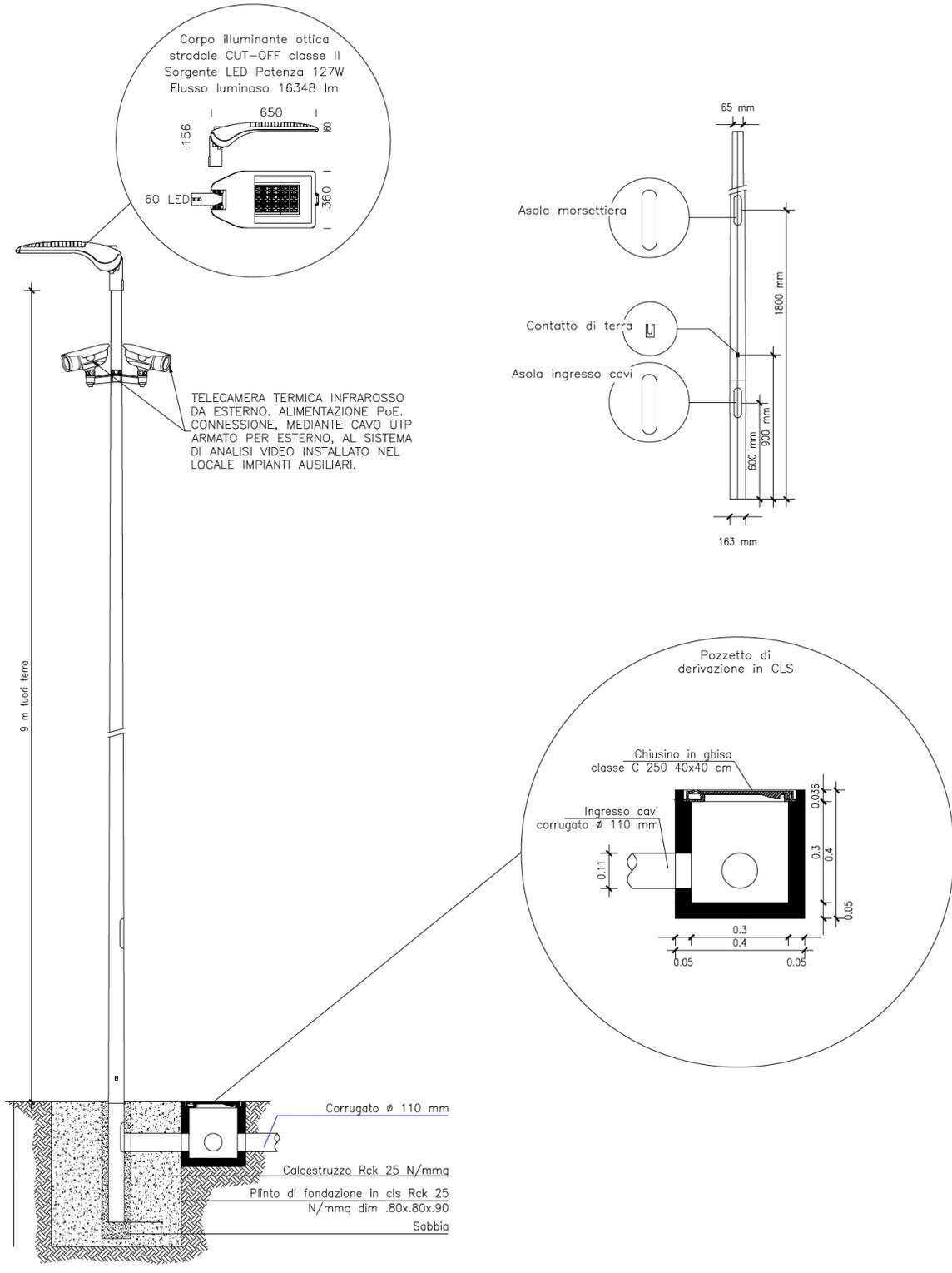


Figura 20: illuminazione viabilità interna e TVCC.

### 1.3.11 Viabilità

L'impianto si articola su varie aree, separate dalla strada locale "Su Pranu" e dal "Canale Flumendosa", come evidenziato nella figura riportata di seguito.

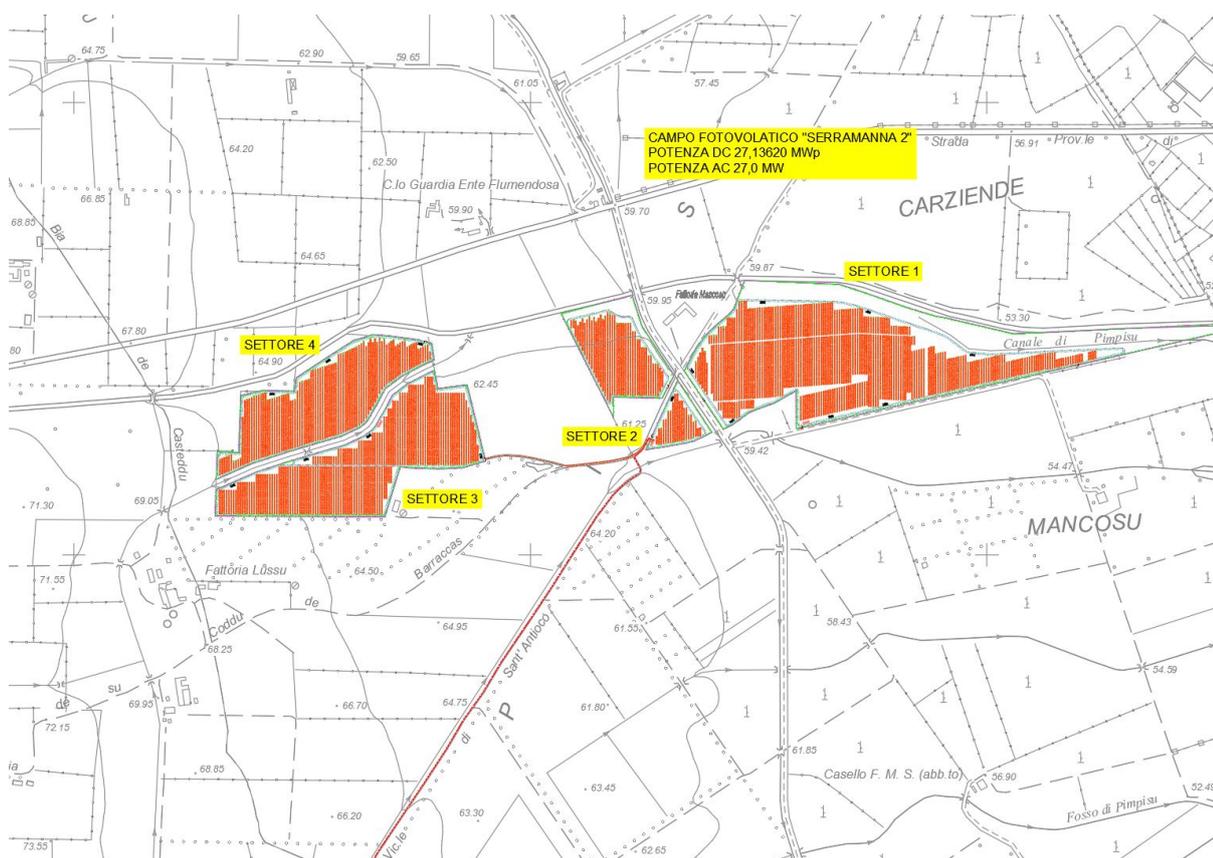


Figura 21: Area d'impianto con individuazione settori

Gli accessi principali all'area d'impianto saranno esclusivamente da strade locali in quanto la vicina Strada Provinciale 60 non interessa le aree d'impianto.

All'interno del campo fotovoltaico, lungo la recinzione perimetrale, verrà realizzata una viabilità di servizio che dovrà agevolare le opere di controllo e manutenzione dell'impianto. Sarà caratterizzata da una larghezza di 3,0 m e da un cassonetto di 20 cm realizzato sotto il piano di campagna contenente la pavimentazione stradale realizzata con uno strato di tout-venant di 15 cm rullato e finito con 5 cm di pietrisco anch'esso adeguatamente costipato. La restante viabilità interna sarà realizzata mediante semplice sistemazione superficiale del terreno esistente e, se necessario, locale bonifica con pietrisco. Non saranno presenti pavimentazioni realizzate in conglomerato cementizio e/o in conglomerato bituminoso, garantendo così il mantenimento

dell'attuale rapporto tra area interessata dall'impianto e superficie permeabile. Unica eccezione saranno le aree occupate dalle cabine contenenti le apparecchiature elettriche. La somma di tali superfici è di circa 1850 m<sup>2</sup>, trascurabile rispetto all'intera superficie occupata di circa 38,22 ha (rapporto pari a 0,0048).

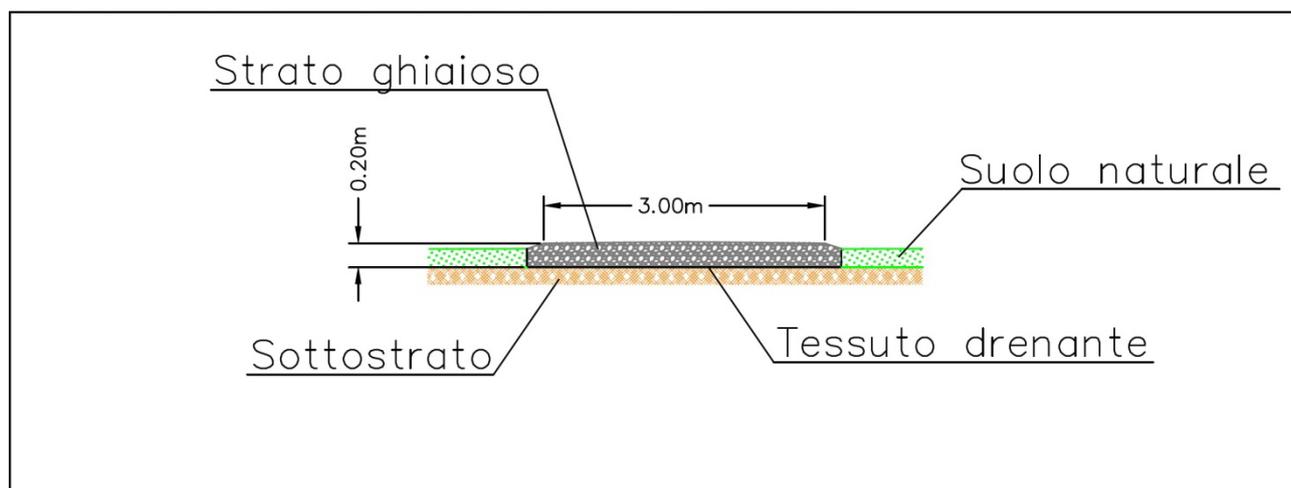


Figura 22: particolare costruttivo viabilità.

## 1.4 Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto agrivoltaico proposto si estende all'incirca per 30 anni. Al termine della sua attività si prevede la dismissione dell'intero impianto incluse le strutture annesse. La fase di smantellamento dell'impianto comporterà il necessario ripristino dell'area con la restituzione alle condizioni ante-operam, così da evitare qualsiasi incidenza sull'ambiente.

Questo sarà possibile attraverso la differenziazione e il recupero di tutte le componenti dell'impianto a seconda della rispettiva tipologia di rifiuto. La società avrà cura di separare i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali siano portati presso ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale.

Tra gli aspetti che rendono "doublegreen" l'energia fotovoltaica vi è la forte predisposizione dei componenti al riciclo ed al recupero dei materiali preziosi che compongono la maggior parte dell'impianto.

A questo proposito è utile sottolineare le iniziative che, a livello europeo, stanno predisponendo piattaforme di smaltimento e riciclo dei moduli fotovoltaici al termine del ciclo di vita utile degli stessi ed a cui stanno aderendo i principali produttori mondiali. Tale sistema, infatti, prevede il recupero ed il riuso di circa il 90 – 95% in peso dei moduli fotovoltaici in cinque passi con un

processo tecnologico che consente il recupero di vetro, alluminio, silicio e dei materiali organici come plastiche e tedlar.

In Italia il D. Lgs n.151 del 25 Luglio 2005, entrato in vigore il 12 Novembre 2007, ha recepito le direttive europee WEEE-RAEE RoHS, 2002/96/CE (direttiva RAEE del 27 Gennaio 2003), 2003/108/CE (modifiche alla 2002/96/CE del 8 Dicembre 2003) e la 2002/95/CE (direttiva RoHS del 27 Gennaio 2003). Il simbolo previsto dalla Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE (Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche). Tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma dovranno seguire l'iter dello smaltimento per i RAEE.

Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili. Il 29 Febbraio 2008 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge 31/2008, di conversione del DL 248/2007 ("milleproroghe") che conferma le proroghe in materia di RAEE. Il 6 Marzo 2008 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la "legge Comunitaria 2007" (legge34/2008) contenente la delega al Governo per la riformulazione del D.Lgs 25 Luglio 2005, n. 151, al fine di dare accoglimento alle censure mosse dall'UE, con la procedura d'infrazione 12 Ottobre 2006 per la non corretta trasposizione delle regole comunitarie sulla gestione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche ricevute dai distributori all'atto dell'acquisto di nuovi prodotti da parte dei consumatori.

La maggior parte dei materiali come acciaio delle strutture di supporto o i cavi di rame sono facilmente riciclabili già oggi e consentono un recupero sensibile delle spese di smantellamento.

L'impianto sarà dismesso quando cesserà di funzionare seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno e/o pallet;
- Smontaggio sistema di illuminazione e videosorveglianza;
- Rimozione cavi da canali interrati;

- Rimozione pozzetti di ispezione;
- Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
- Smontaggio struttura metallica;
- Rimozione del fissaggio al suolo (sistema con pali metallici infissi);
- Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- Rimozione della viabilità interna;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

recupero della cornice di alluminio;

recupero del vetro;

recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;

invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella;

Codici CER di riferimento per i pannelli e la componentistica elettrica:

16.02 scarti provenienti da apparecchiature elettriche ed elettroniche;

16.02.14 apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16.02.09 a 16.02.13;

16.02.16 componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15.

20.01.36 Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci 20 01 21, 20 01 23 e 20 01 35

Le strutture di sostegno dei moduli, i pali utilizzati per l'illuminazione e videosorveglianza e la recinzione metallica saranno rimossi tramite smontaggio meccanico e successivo conferimento ad aziende di recupero metallo.

I materiali, una volta smontati, saranno accatastati, separati per tipologia (acciaio, alluminio e plastica) e successivamente smaltiti nei centri autorizzati.

Per quanto attiene al ripristino del terreno, a parte i plinti dei pali di illuminazione, non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto per l'ancoraggio al suolo delle strutture non si utilizzeranno elementi in calcestruzzo gettati in opera.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative. I quadri elettrici sia in CC che in CA saranno smontati da personale specializzato e conferiti come RAEE.

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate, come anche la recinzione, verranno conservate per il riutilizzo futuro. In particolare, la cabina di consegna del Distributore rimarrà in servizio in quanto sarà inserita nella rete di distribuzione nazionale.

All'interno della centrale è prevista una viabilità perimetrale al fine di consentire la manutenzione e l'esercizio dell'impianto. Tale infrastruttura è realizzata con materiale naturale e, per i tratti non necessari all'impresa agricola presente, verrà rimosso tramite scavo e successivamente smaltito presso impianti di recupero e riciclaggio degli inerti da demolizione.

Per maggiori specifiche sulla dismissione dell'impianto si veda il Piano di dismissione dell'impianto di produzione allegato al progetto.

Data la tipologia dell'impianto si porrà particolare cura nel recupero dei metalli pregiati costituenti le varie parti dei moduli fotovoltaici, i cavi elettrici e le strutture metalliche.

Le ditte a cui saranno conferiti i materiali saranno tutte regolarmente autorizzate per le lavorazioni e le operazioni di gestione necessarie.

Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori. Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in 154 giorni naturali e consecutivi, di cui 108 lavorativi, secondo il seguente schema:

| ID Fase | Nome Fase   | Durata Fase |
|---------|---|-------------|
| 1       | Avvio cantiere  | 9 gg        |
| 2       | Rimozione quadri elettrici e trasformatori                  | 10 gg       |
| 3       | Rimozione inverter  | 12 gg       |
| 4       | Rimozione cavidotti e cavi                                  | 34 gg       |
| 5       | Rimozione pannelli fotovoltaici                             | 59 gg       |
| 6       | Rimozione struttura di supporto (Tracker)                   | 62 gg       |
| 7       | Ripristino del suolo ante operam ed assistenza opere civili | 14 gg       |
| 8       | Termine cantiere  | 6 gg        |

## 2. Analisi delle alternative progettuali

### 2.1 Alternativa zero

La prima delle alternative da considerare è la possibilità di non effettuare l'intervento in progetto presentato (opzione zero).

L'intervento rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione nazionale e regionale. In particolare la sua non realizzazione porterebbe allamancata partecipazione al raggiungimentodell'obiettivo di realizzazione della potenza degli impianti da fonte rinnovabile previsto dal PEARS.

Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> quantificati pari a -50%<sup>1</sup>. Il Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2018 (Figura 23) e appare evidente come l'energia elettrica prodotta in Sardegna attraverso centrali termoelettriche o impianti di cogenerazione alimentati a fonti fossili o bioenergie rappresenti ben il 76.3% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (12.7% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (6.9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (4.1%).

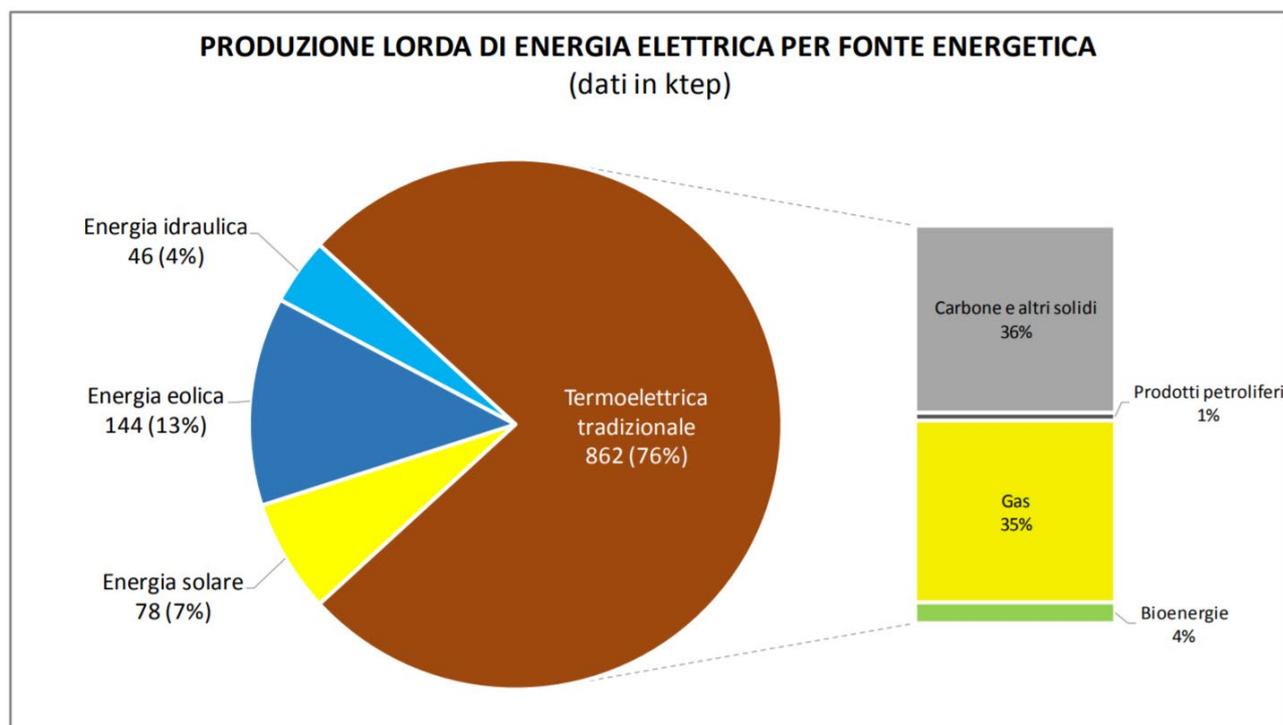


Figura 23: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

<sup>1</sup> Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 – Proposta Tecnica, dicembre 2015; p.44.

Nella figura successiva sono rappresentati l'andamento dei consumi finali lordi di energia e l'andamento dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili a partire dal 2012, ricostruiti a partire dai dati pubblicati dal GSE per il periodo 2012-2017, integrati con le elaborazioni aggiuntive ricavate dal BER 2018.

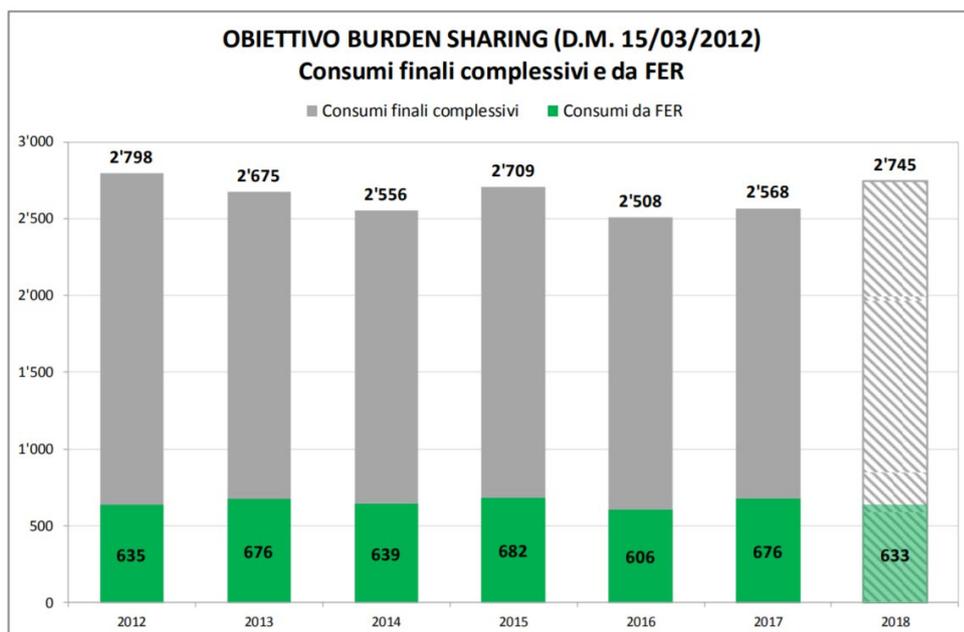


Figura 24: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

Il Piano Energetico Regionale conferma la necessità di favorire un mix di fonti rinnovabili sul territorio, soprattutto con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico e la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti. L'Italia è tra i firmatari del Protocollo di Kyoto ed è impegnata a ridurre tali emissioni, complessivamente di circa 4 – 5 milioni di tonnellate all'anno, con interventi volti ad aumentare il rendimento medio del parco esistente e ovviamente a favorire l'aumento dell'incidenza della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (soprattutto eolica e fotovoltaica).

La mancata realizzazione dell'intervento in oggetto avrebbe, inoltre, evidenti negative ricadute socioeconomiche.

L'alternativa zero porterebbe, dunque, a proseguire lo sfruttamento agricolo attuale del terreno. La realizzazione del parco agrovoltaico, invece, si configurerebbe come occasione per convertire risorse a favore del miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo

locale, non unicamente sotto il profilo agronomico ma anche come contributo alla conversione dell'aproduzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'analisi condotta sull'area di progetto e riportata nella relazione agronomica specialistica, ha individuato moderate limitazioni d'uso poiché il terreno in esame è generalmente pianeggiante e con moderati fenomeni erosivi: la classe di LCC a cui sono ascritti sono quindi IIs ed in misura minore IIIs e IVs.

Dal punto di vista agronomico il progetto proposto intende implementare una migliore gestione agronomica dei terreni al fine di contribuire nel tempo al miglioramento decisivo della fertilità del suolo agrario, con lo scopo di restituire alla fine della vita utile dell'impianto agrivoltaico un terreno migliorato e pronto ad essere reimmesso nel ciclo produttivo agro-zootecnico.

Il progetto proposto intende migliorare l'intera superficie a prato polifita permanente, costituito da un assortimento di specie foraggere appartenenti alle famiglie delle graminacee e delle leguminose.

Riassumendo l'alternativa zero porterebbe alla:

- mancata partecipazione al raggiungimento degli obiettivi europei, nazionali e regionali in tema di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico;
- mancata partecipazione alla riduzione dei fattori climalteranti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di sviluppo di un apparato diffuso ad alta efficienza energetica;
- mancate ricadute socio-occupazionali e mancato utilizzo o sottoutilizzo dei terreni in oggetto;
- mancato incremento della fertilità del suolo attraverso la realizzazione del sistema integrato tra tecnologia e agricoltura;
- mancato aumento della composizione floristica delle specie erbacee costituenti il prato (che inevitabilmente ospiterà nel tempo specie pabulari anche spontanee) a vantaggio del ripristino e successivo mantenimento di un agro-eco-sistema naturale, importante anche per garantire habitat privilegiati per la fauna selvatica e per l'entomofauna e la microfauna utile (inclusi gli insetti pronubi).

## 2.2 Alternativa tecnologica

L'alternativa tecnologica valutata, prevede l'installazione di pannelli di tipo TRACKER 1.0, con potenza da 2.5 a 4.35 kwp per ogni tracker (10 pannelli installati ogni tracker per 12 m di lunghezza) che garantirebbero l'utilizzo del terreno per il pascolo.

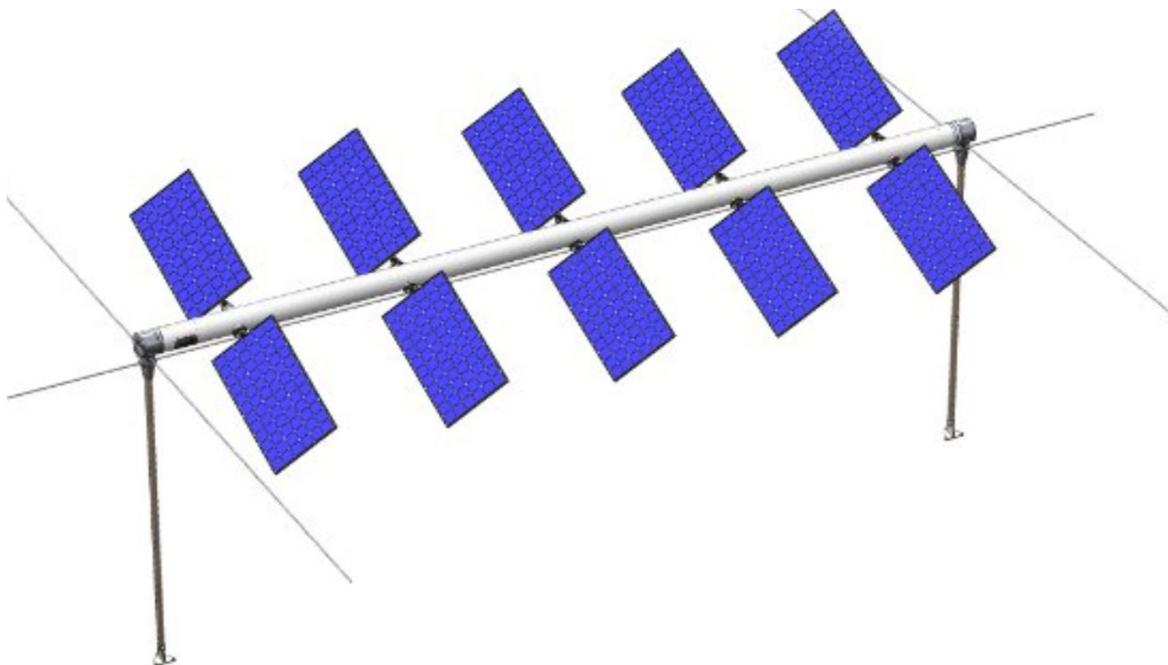


Figura 25: pannelli del tipo tracker 1.0.

Un impianto fotovoltaico costituito da pannelli di questo tipo porterebbe ad un conseguimento molto minore degli obiettivi energetici (rispetto alla soluzione in progetto) e ad un aumento degli impatti sulle componenti paesaggio e suolo.

Costituiscono, infatti, degli elementi di criticità per la realizzazione dell'alternativa progettuale i seguenti aspetti:

- elevato consumo del suolo: sono necessari circa 3 ettari per ogni MWp installato;
- maggiori impatti sul sottosuolo poiché sarebbe necessaria la realizzazione di plinti in cls;
- impatti negativi dovuti ad un maggiore utilizzo di metallo;
- maggiori impatti sul paesaggio in quanto questa tipologia di pannelli ha una altezza che va dai 4 ai 5 m rispetto al piano di campagna; inoltre la presenza di una fitta rete di cavi di acciaio favorisce un disturbo visivo dovuto a disordine e incongruenza dei segni con il paesaggio in cui si inserisce l'impianto;
- minori impatti positivi sulla componente atmosfera in quanto la producibilità dell'impianto sarebbe inferiore;
- criticità tecniche dovute a limitazioni di installazione in zone ventose come il territorio sardo.

## 2.3 Alternativa di localizzazione

Le linee guida regionali prediligono l'utilizzo di aree industriali o aree di cava dismesse per l'installazione di parchi fotovoltaici a terra. Al fine del raggiungimento degli obiettivi preposti del settore energetico da fonti rinnovabili, tuttavia, il solo utilizzo delle aree industriali non sarà sufficiente.

“La Regione Autonoma della Sardegna ha riorganizzato i consorzi industriali con la legge n. 10 del 25 luglio 2008, che ha identificato n. 8 Consorzi Industriali Provinciali (C.I.P.) ed ha avviato la liquidazione dei soppressi Consorzi ZIR. I sopracitati C.I.P. sono caratterizzati, oltre che per la dislocazione di tipo provinciale, anche per la tipologia di attività produttiva delle aziende insediate, per esempio i Consorzi di Macchiareddu, di Portovesme e Porto Torres sono caratterizzati dalla presenza di aziende energivore dei settori petrolchimico e metallurgico; il Consorzio di Oristano caratterizzato per le aziende dell'agroalimentare ed infine il Consorzio di Olbia caratterizzato per il settore della nautica. Per quanto concerne le sopra citate aree P.I.P., queste sono state istituite attraverso la legge n. 685 del 22 ottobre 1971 e sorgono allo scopo di favorire lo sviluppo delle attività delle piccole e medie imprese artigianali industriali all'interno dei territori comunali. Si tratta di strumenti urbanistici predisposti al fine di assicurare, da un lato, l'ordinato assetto territoriale delle attività produttive all'interno di un determinato Comune e, dall'altro, la valorizzazione e la crescita della produzione locale. A queste si aggiungono gli incubatori di impresa che offrono sostegno alle imprese aiutandole a sopravvivere e crescere nella fase in cui sono maggiormente vulnerabili, quella di start-up.”<sup>2</sup>

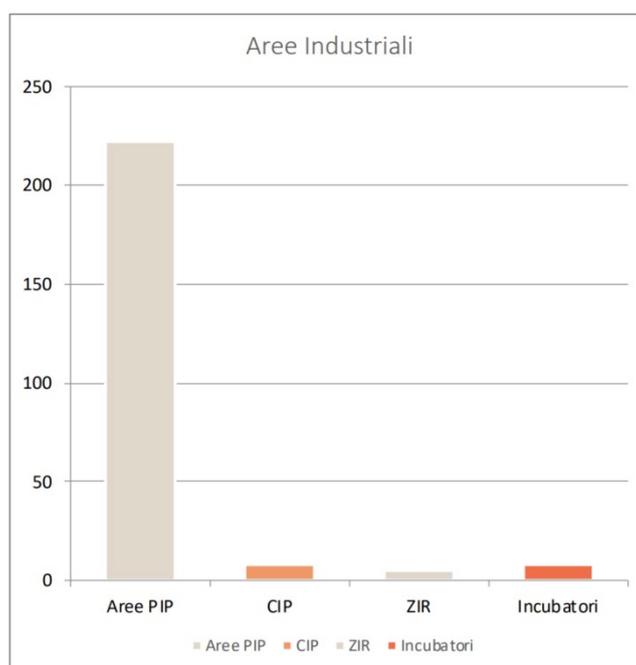
Come evidenziato in Figura 26 le aree industriali della Sardegna sono prevalentemente aree P.I.P. di iniziativa pubblica e, di queste, **la maggior parte sono dislocate nella Provincia di Cagliari** (Figura 27). Pertanto nell'ipotesi di utilizzare solo le aree industriali della Sardegna per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra, questi si dovranno dislocare quasi esclusivamente nell'area metropolitana di Cagliari **che è anche quella che maggiormente necessita di aree per l'insediamento di attività produttive**, in quanto ospita un grande numero di imprese potenzialmente insediabili. Infatti **le restanti piccole aree P.I.P. dei comuni della Sardegna, sono prevalentemente inutilizzate a causa dell'assenza di imprese industriali e artigiane.**

È necessario, dunque, per il raggiungimento dei suddetti obiettivi, coinvolgere aree non solo industriali ma anche agricole con scarso pregio agronomico e adeguate caratteristiche, quali:

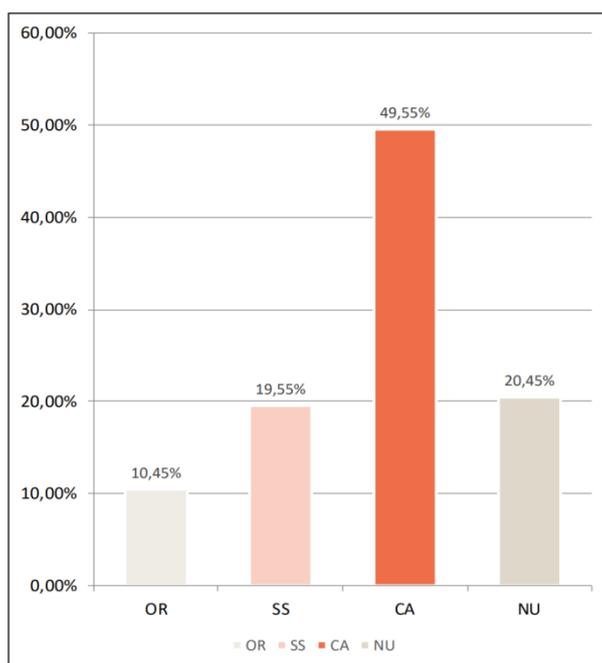
---

<sup>2</sup><https://www.sardegnaimpresa.eu/it/dove-localizzarsi/aree-industriali>

- assenza di aree naturali, sub-naturali o seminaturali (artt. 22 e 25 delle Norme Tecniche d'attuazione del Piano Paesaggistico Regionale), in adiacenza alle perimetrazioni di interesse;
- aree di tipo pianeggiante purché non visibili dalle principali reti viarie;
- assenza di beni identitari e paesaggistici, così come definiti dalla cartografia allegata al Piano Paesaggistico Regionale, a distanze inferiori a 100 metri dalle perimetrazioni di interesse;
- assenza di aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate (art. 33 delle Norme Tecniche d'attuazione del Piano Paesaggistico Regionale) in adiacenza alle perimetrazioni di interesse.



**Figura 26: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.**



**Figura 27: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.**

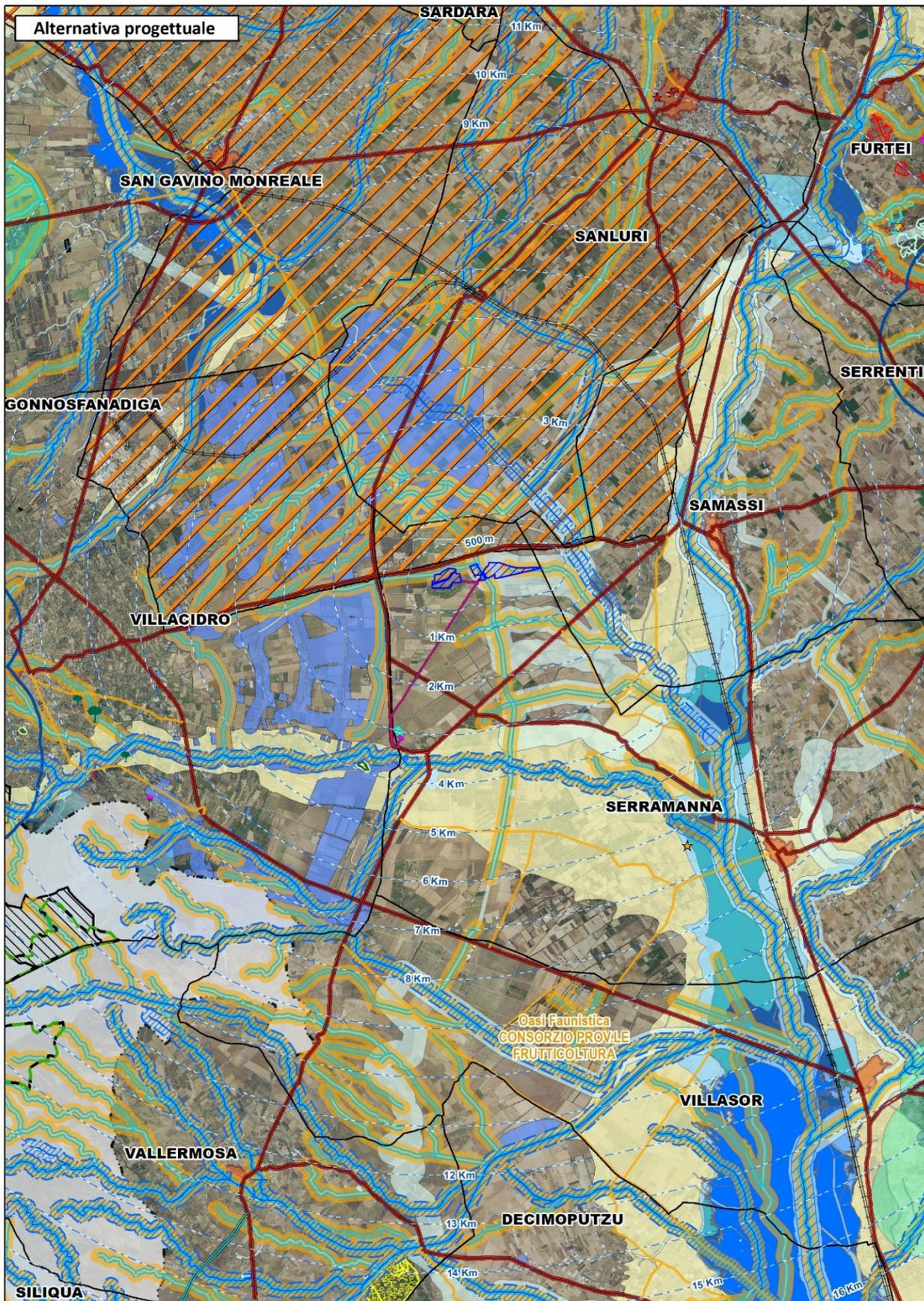
Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico nel Comune di Serramanna. Si riportano i dati riassunti relativi all'area industriale e i relativi lotti liberi:

**Tabella 2: Dati tecnici delle aree industriali del Comune di Serramanna. Fonte: <https://www.sardegnaimpresa.eu/siaidevel/area>**

|                                     | PIP SERRAMANNA       |
|-------------------------------------|----------------------|
| Superficie totale PIP               | 92599 m <sup>2</sup> |
| Superficie libera per nuove imprese | 27806 m <sup>2</sup> |
| Superficie attività produttive      | 5040m <sup>2</sup>   |
| Superficie minima lotto artigianale | 750m <sup>2</sup>    |
| Numero totale di lotti              | 52                   |
| Numero di lotti occupati            | 48                   |
| Numero di lotti liberi              | 4                    |

Le superfici disponibili nell'area industriali appaiono inferiori a 3 ha. Tali superfici di terreno non costituiscono un'alternativa di localizzazione per l'installazione di una centrale elettrica da fotovoltaico.

Le aree idonee alla realizzazione del progetto sono state valutate, dunque, tra quelle agricole nelle quali non sussistono vincoli di natura ambientale, paesaggistica e archeologica. Queste sono rappresentate nella figura successiva.



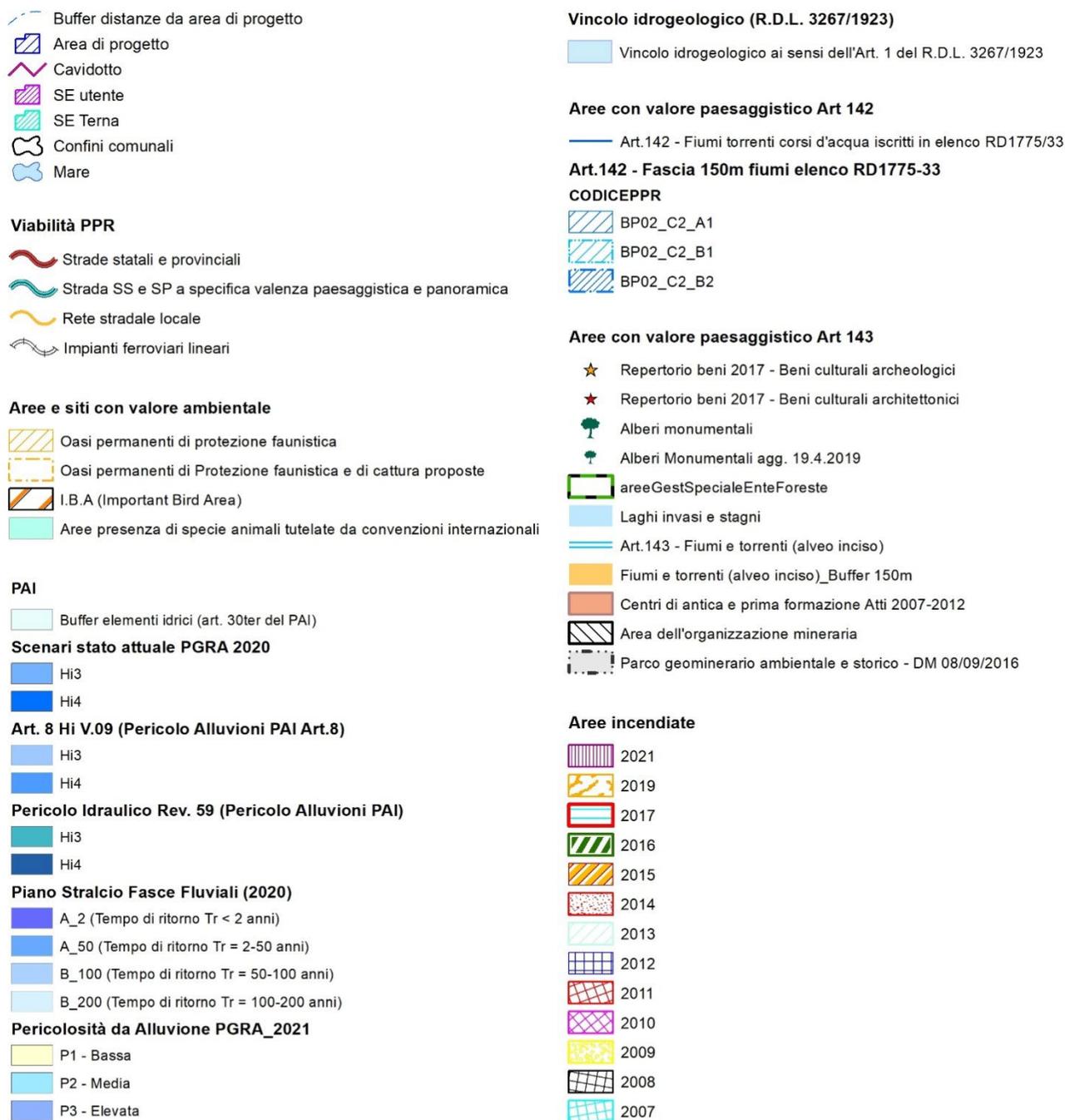


Figura 28: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

Anche la recente comunicazione sul “Rilancio degli investimenti nelle rinnovabili e ruolo del fotovoltaico”, promossa da Greenpeace Italia, Italia Solare, Legambiente e WWF Italia sottolinea come sia oramai necessario prevedere “una quota di impianti a terra, marginale rispetto alla superficie agricola oggi utilizzata (SAU) e che può essere indirizzata verso aree agricole dismesse o situate vicino a infrastrutture, in ogni caso garantendo permeabilità e biodiversità dei suoli”. Una necessità legata al raggiungimento dei 32 GWp di nuovi impianti solari previsti al 2030 dal Pniec e che, oggi, appaiono ancora sottodimensionati rispetto agli obiettivi climatici e alle potenzialità del Paese.

Secondo quanto sostenuto dalle Associazioni, “In molte aree del Paese esistono purtroppo terreni agricoli che non presentano condizioni tali da consentire una redditizia attività agricola e in questi casi il fotovoltaico può rappresentare una possibile soluzione per quei terreni di proficua integrazione”.

Nello specifico, l'intervento in progetto insiste in un'area agricola, servita da una rete infrastrutturale esistente ed in cui l'installazione di un impianto di energia rinnovabile rappresenta un utilizzo compatibile con l'utilizzo agronomico. Nell'area vasta in cui si inserisce l'intervento. Le aree più idonee sono quelle individuate dal progetto e quelle a sud di esse in un buffer di 2 km circa.