



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CHILIVANI

COMUNE DI OZIERI (SS)

PROPONENTE

Sarda Energy s.r.l.
Zona Industriale Chilivani SNC
07014 OZIERI (SS)

IMPIANTO FOTOVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE
NEL COMUNE DI OZIERI (SS)

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

OGGETTO:
Quadro di riferimento progettuale

CODICE ELABORATO

VIA-R01.2

COORDINAMENTO

Studio Tecnico Dott. Ing Bruno Manca

GRUPPO DI LAVORO S.I.A.

Dott. Giulio Casu
Dott. Arch. Fabrizio Delussu
Dott.ssa Ing. Silvia Exana
Fad System Srl
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio
Dott. Giovanni Lovigu
Dott. Ing Bruno Manca
Dott. Nat. Nicola Manis
Dott. Nat. Maurizio Medda
Dott. Ing. Giuseppe Pili
Dott. Ing. Michele Pigliaru
Dott. Ing. Luca Salvadori
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Dott. Geol. Giorgio Schintu

REDATTORE

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

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE
00	Aprile 2023	Prima emissione

FORMATO
ISO A4 - 297 x 210

SOMMARIO

1. Quadro di riferimento progettuale.....	2
1.1 Descrizione dell'area di progetto	2
1.2 Report fotografico stato dei luoghi	9
1.3 Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....	11
1.3.1 Moduli fotovoltaici	14
1.3.2 Strutture di supporto.....	14
1.3.3 Plinti e fondazioni	15
1.3.4 Power station	16
1.3.5 Quadri BT e MT.....	18
1.3.6 Inverter	18
1.3.7 Cavi elettrici e cavidotti	18
1.3.8 Recinzione.....	21
1.3.9 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione.....	22
1.3.10 Viabilità.....	24
1.4 Dismissione dell'impianto	25
2. Analisi delle alternative progettuali	29
2.1 Alternativa zero	29
2.2 Alternativa tecnologica.....	31
2.3 Alternativa di localizzazione	33

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 fotovoltaico 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 tu "**Chilivani**", avrà una potenza di picco complessiva di **19.929,00 kWp** e sarà realizzato su un terreno in **area industriale** (Zone D) di superficie di circa **29,6 ha**, ricadente nella zona industriale di interesse regionale (ZIR) della frazione urbana di Chilivani, nel Comune di Ozieri, nella provincia di Sassari. La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata nella piana di Ozieri, a ridosso della SP63 e in forte prossimità con la SP 01, di collegamento con il centro abitato. Il sito è dislocato nella parte superiore dell'area industriale e confina a nord con il sito SIC "Campo di Ozieri e pianure comprese tra Tula e Oschiri" e lungo il perimetro sud con l'impianto di depurazione locale.

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 in antenna sulla sezione a 36 kV di una nuova Stazione a 150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN 150 kV "Chilivani-Ozieri", previa realizzazione dei seguenti interventi:

- 1) potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Chilivani – Siniscola 2";
- 2) realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la nuova SE RTN Santa Teresa e la nuova SE RTN Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo di Terna).

Il progetto è redatto 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 CO₂ nell'atmosfera.

L'area prevista per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è localizzata nella parte centro-settentrionale della regione Sardegna, sul territorio comunale di Ozieri (SS), in prossimità della frazione urbana di Chilivani e a breve distanza da quella di San Nicola. Il sito si trova all'interno della Grande area industriale del Consorzio ZIR Chilivani-Ozieri, a ridosso del perimetro nord-est, e fronteggia lungo il margine inferiore il depuratore comunale. Al fianco del margine ovest corre la SP 63 e, a breve distanza, la SP 1 che conduce alla cittadina di Ozieri, situata a pochi chilometri di distanza dal sito.

Il progetto è situato nella regione storica di Monteacuto, a ridosso del sito SIC Campo di Ozieri e Pianure comprese tra Tula e Oschiri, con il quale confina lungo il perimetro superiore.

La connessione corre lungo la viabilità esistente – SP63 e SP01 - e giunge accanto al fianco ovest dell'area PIP di Chilivani, dove è prevista la realizzazione futura della nuova Stazione a 150/36 kV da inserire sulla linea RTN 150 kV "Chilivani-Ozieri".



Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.

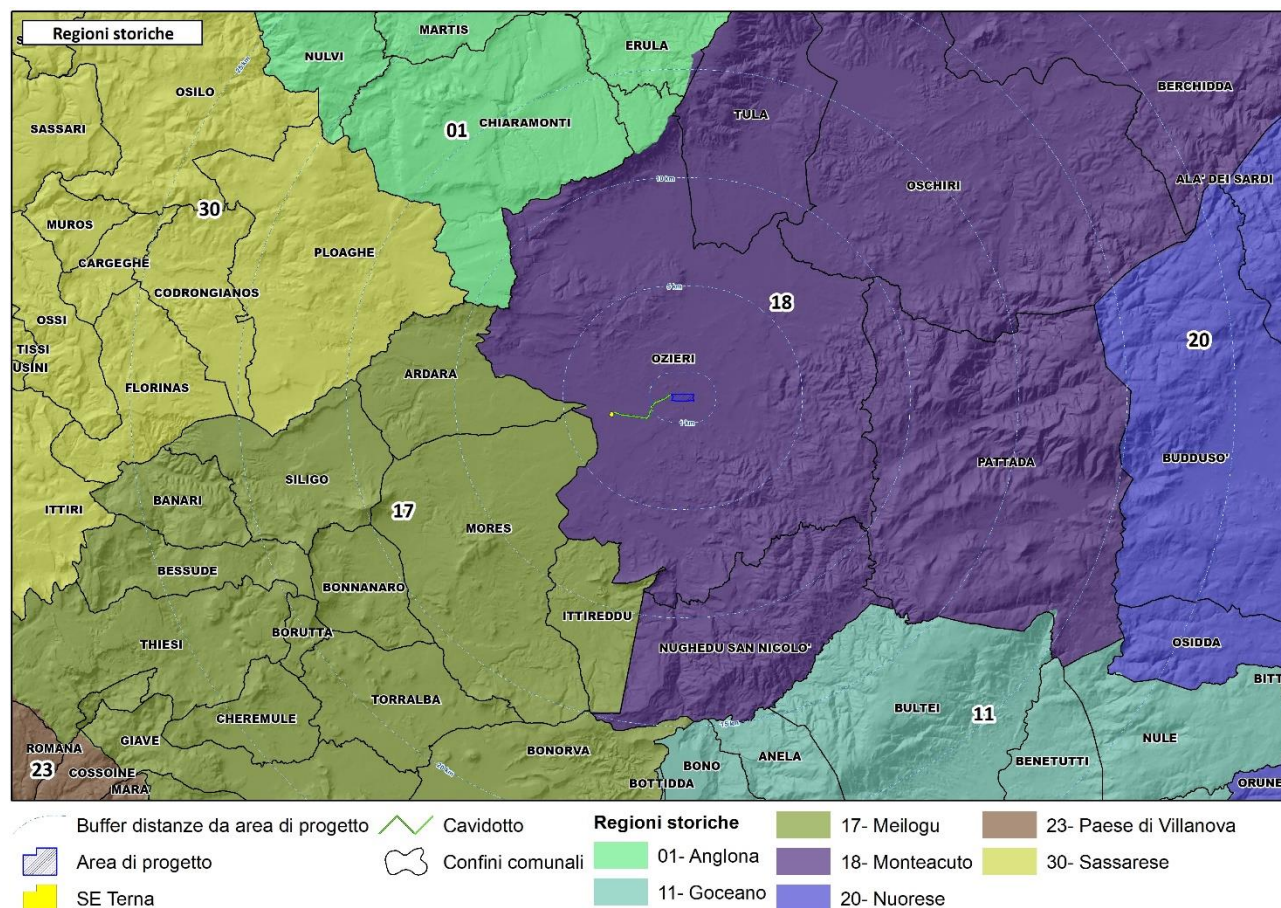


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

Il sito si trova sul territorio di **Chilivani**, frazione urbana di Ozieri, dal quale dista circa 6-8 km, nato nella seconda metà del XIX sec., durante la costruzione della linea ferroviaria Cagliari-Golfo Aranci e della diramazione secondaria per Sassari-Porto Torres, da parte della Compagnia Reale delle Ferrovie Sarde. Dalle analisi emerge come il parco in proposta si inserisca in un contesto già caratterizzato da una vocazione produttiva/industriale, nella quale trova spazio anche la produzione energetica da fonte rinnovabile. Le aree industriali limitrofe ospitano già alcuni impianti FV a terra, mentre, a sud della linea ferroviaria è presente un'azienda agricola che utilizza serre fotovoltaiche. L'area dell'impianto di produzione è situata nella parte centrale del territorio comunale di Ozieri, in un contesto prevalentemente agricolo/industriale, all'interno delle aree appartenenti al Consorzio Industriale Regionale di Chilivani-Ozieri (ZIR).

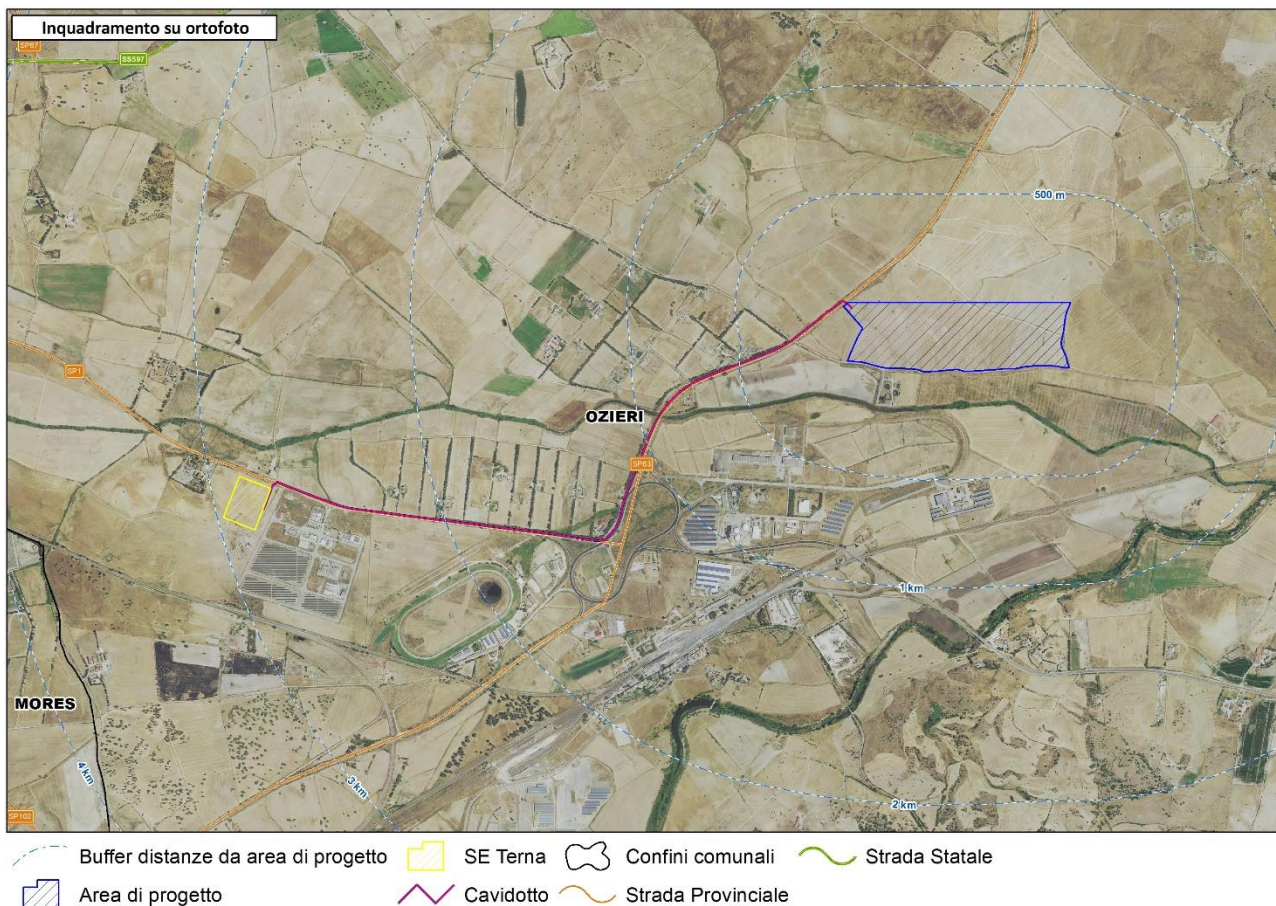


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

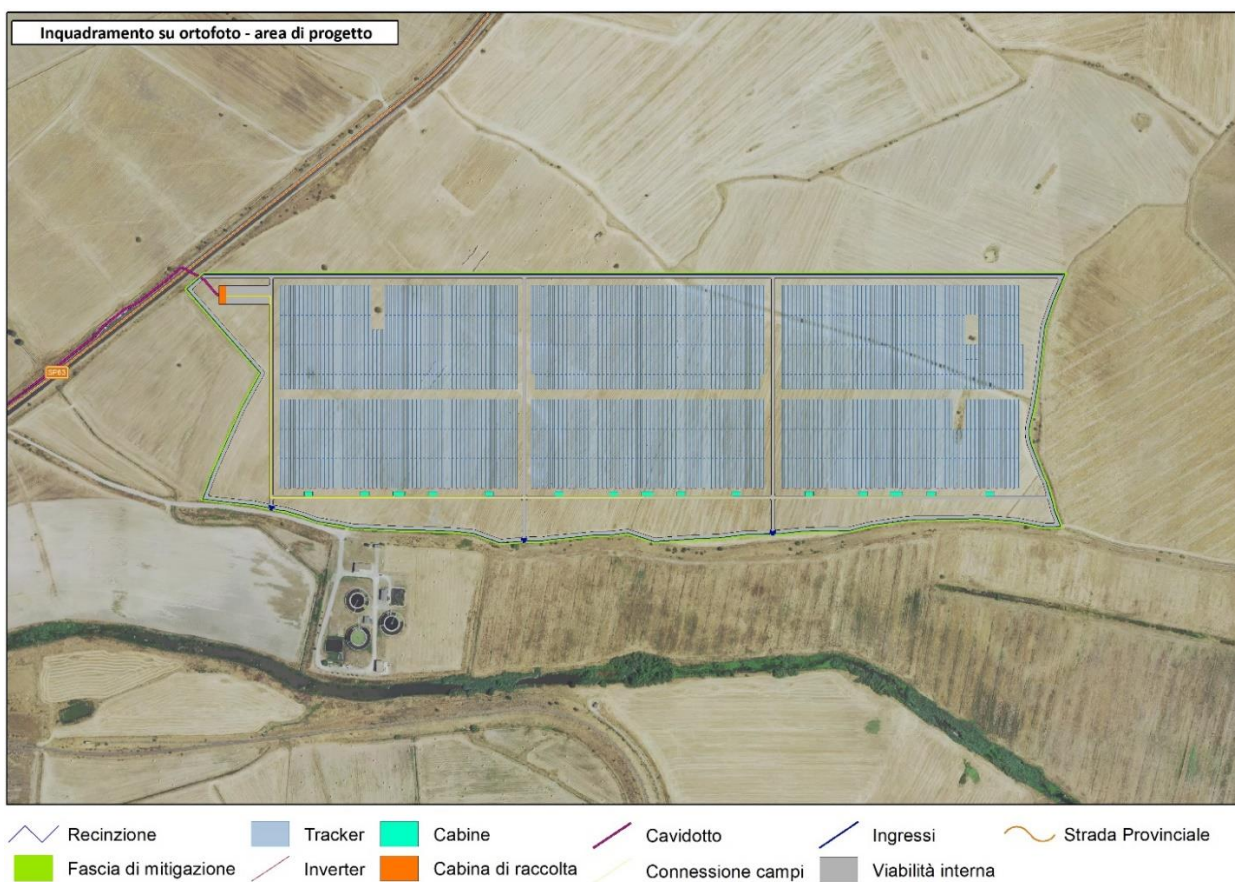


Figura 4: inquadramento su ortofoto dell'impianto fotovoltaico.

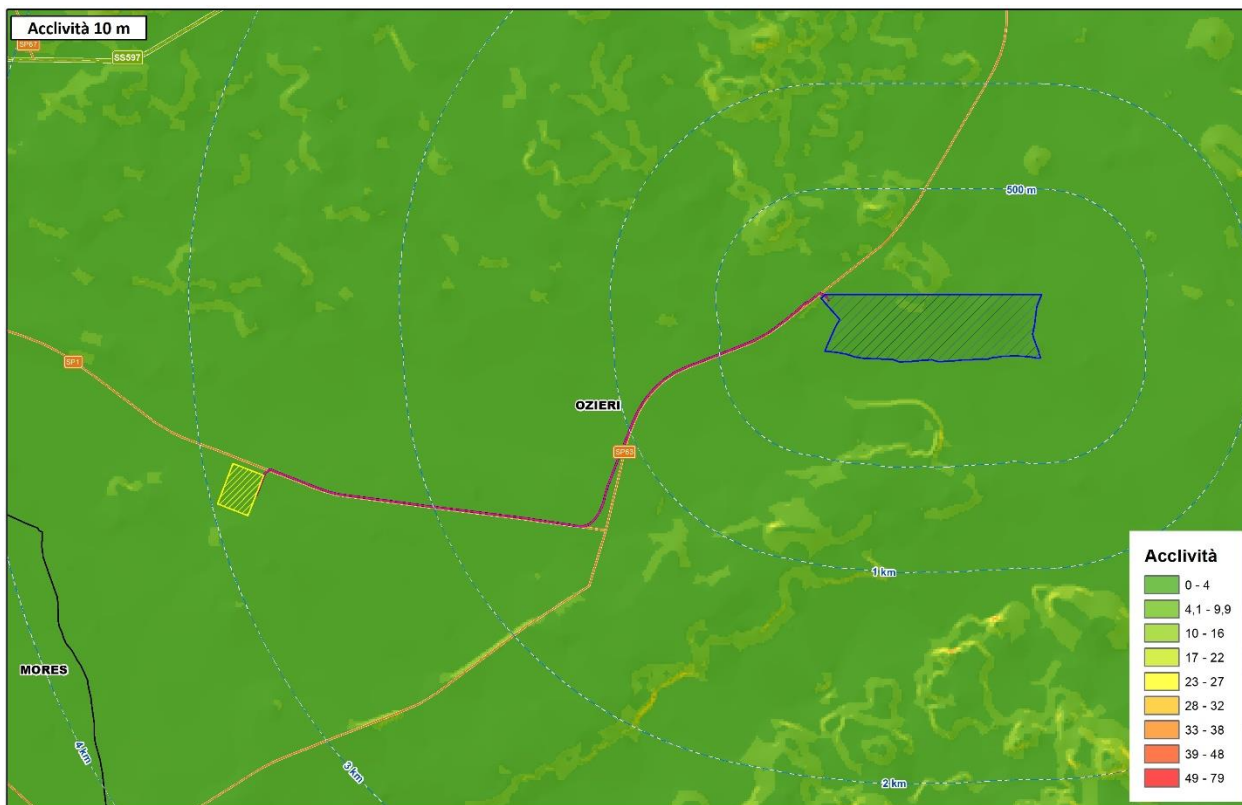


Figura 5: carta delle acclività.

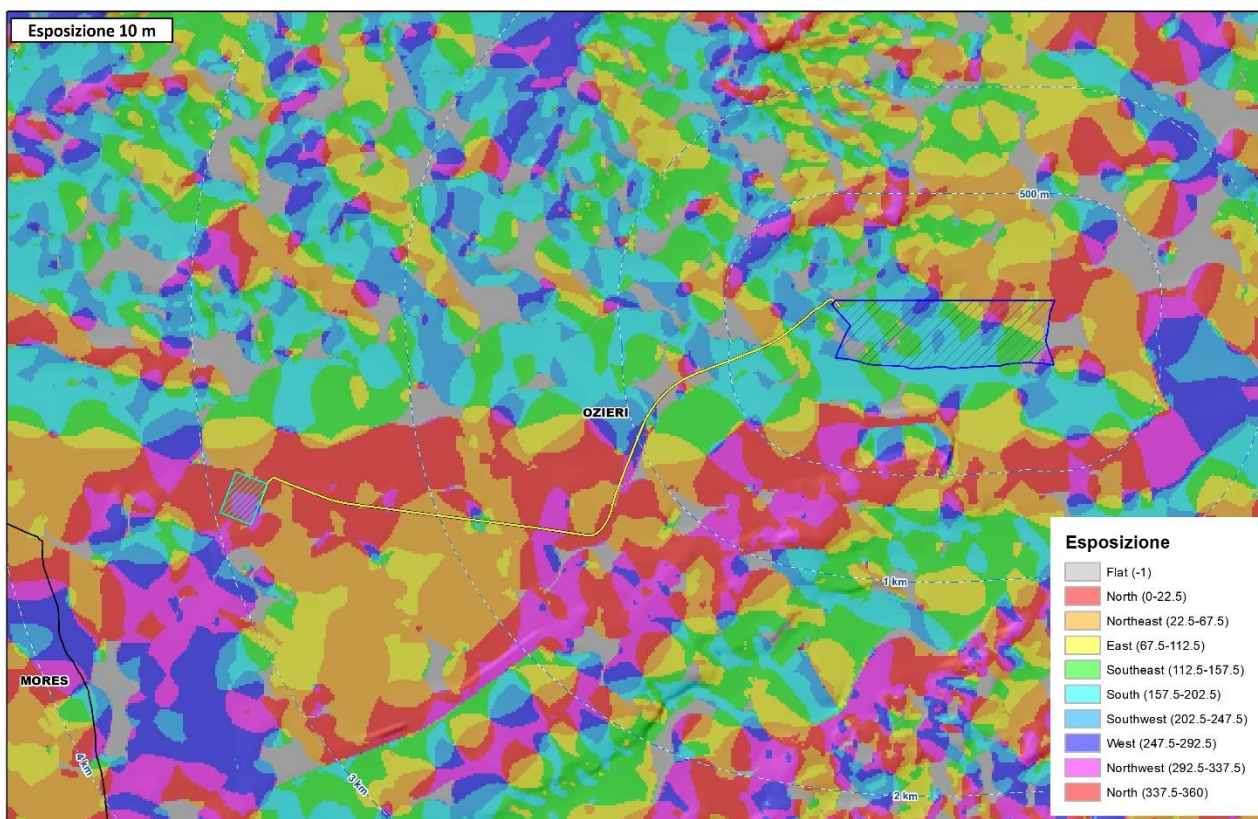


Figura 6: carta delle esposizioni dei versanti.

Il terreno destinato ad accogliere l’impianto ricade nelle aree industriali del Consorzio, classificate dal PUC come zone D (D4’ – Chilivani zona industriale di espansione), disciplinate dall’art. 2.6 delle NTA del Piano.

Lungo il fianco ovest dell’impianto è presente la SP 63, mentre parte del perimetro inferiore tange la strada secondaria locale che dalla SP 63 conduce al depuratore. Dalla Provinciale si raggiungono la SS 729 e la SS 128 bis e, da esse, 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.

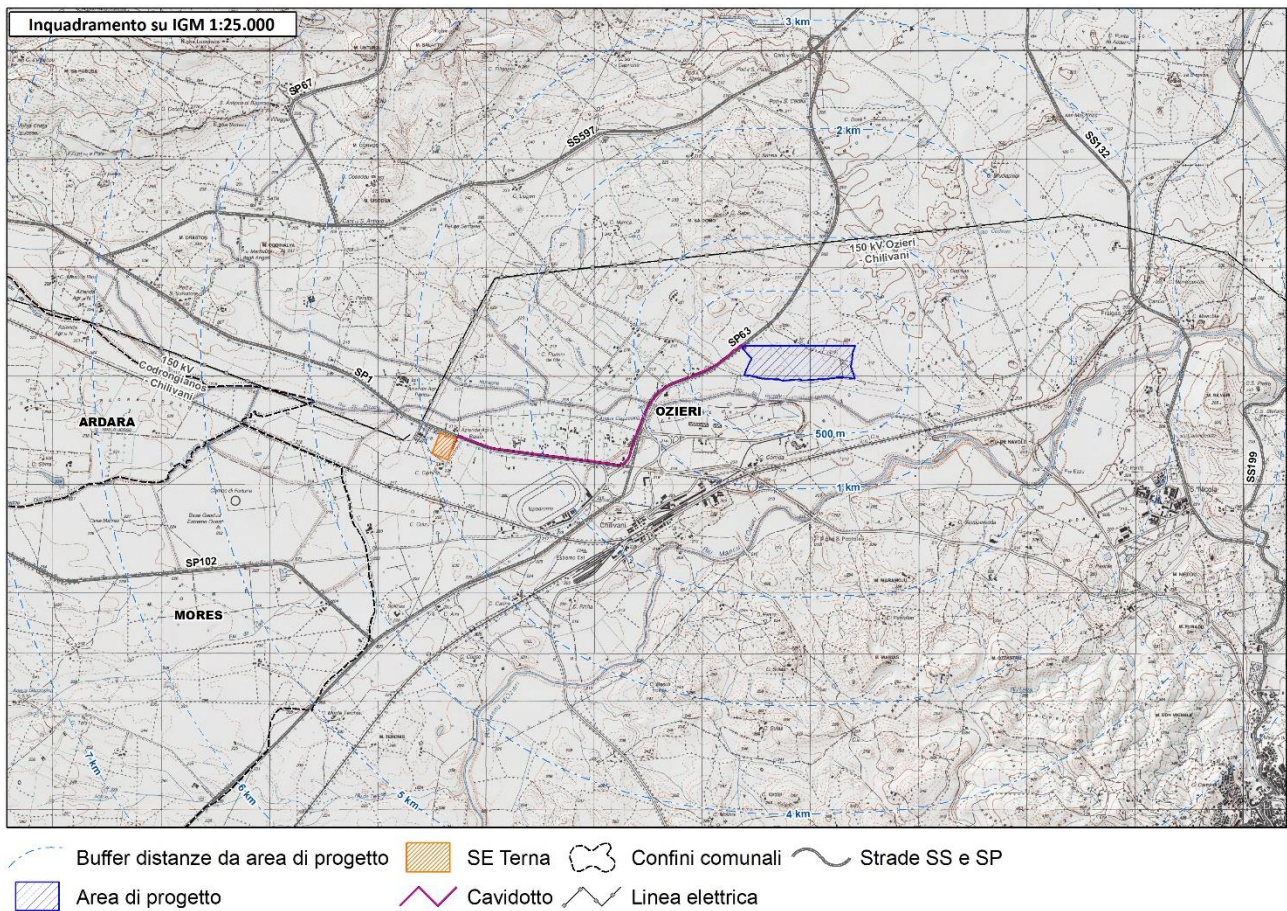


Figura 7: inquadramento su IGM 1:25.000.

I centri urbani più vicini sono le frazioni di Chilivani e San Nicola e Ozieri – di dimensioni maggiori. 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)
Chilivani	4,1 km	SS 131	26,2 km
Ozieri	10,2 km	Area Industriale Porto Torres	66,9 km
Sassari	46,2 km	Aeroporto (Alghero)	72,4 km
Olbia	64,1 km	Stazione ferroviaria (Chilivani)	4 km
Cagliari	198 km	Porto industriale (Olbia)	65 km

L'area di progetto è riportata nella cartografia tecnica regionale (CTR) ai seguenti riferimenti:

-Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - foglio n.460 160.

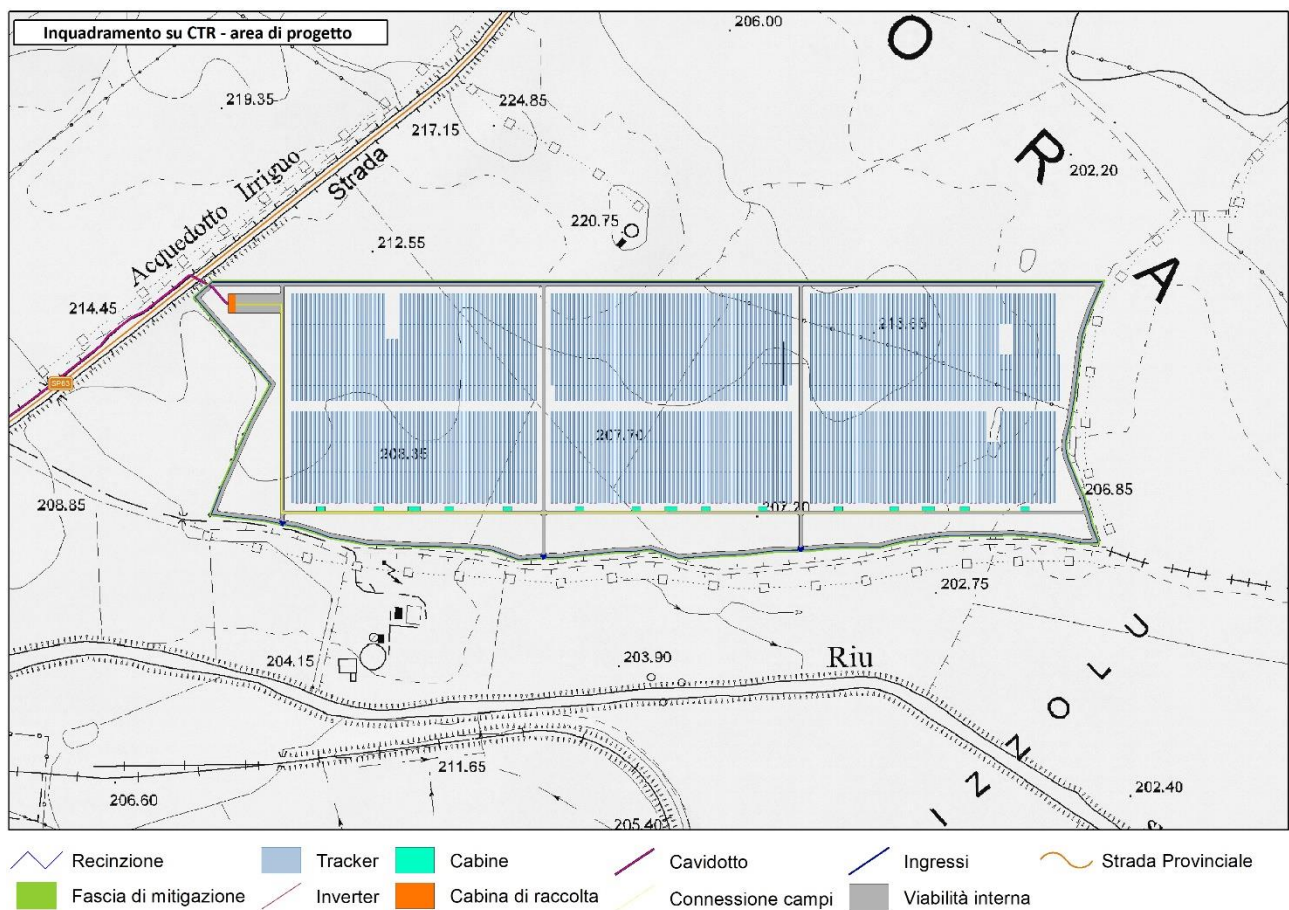


Figura 8: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

1.2 Report fotografico stato dei luoghi

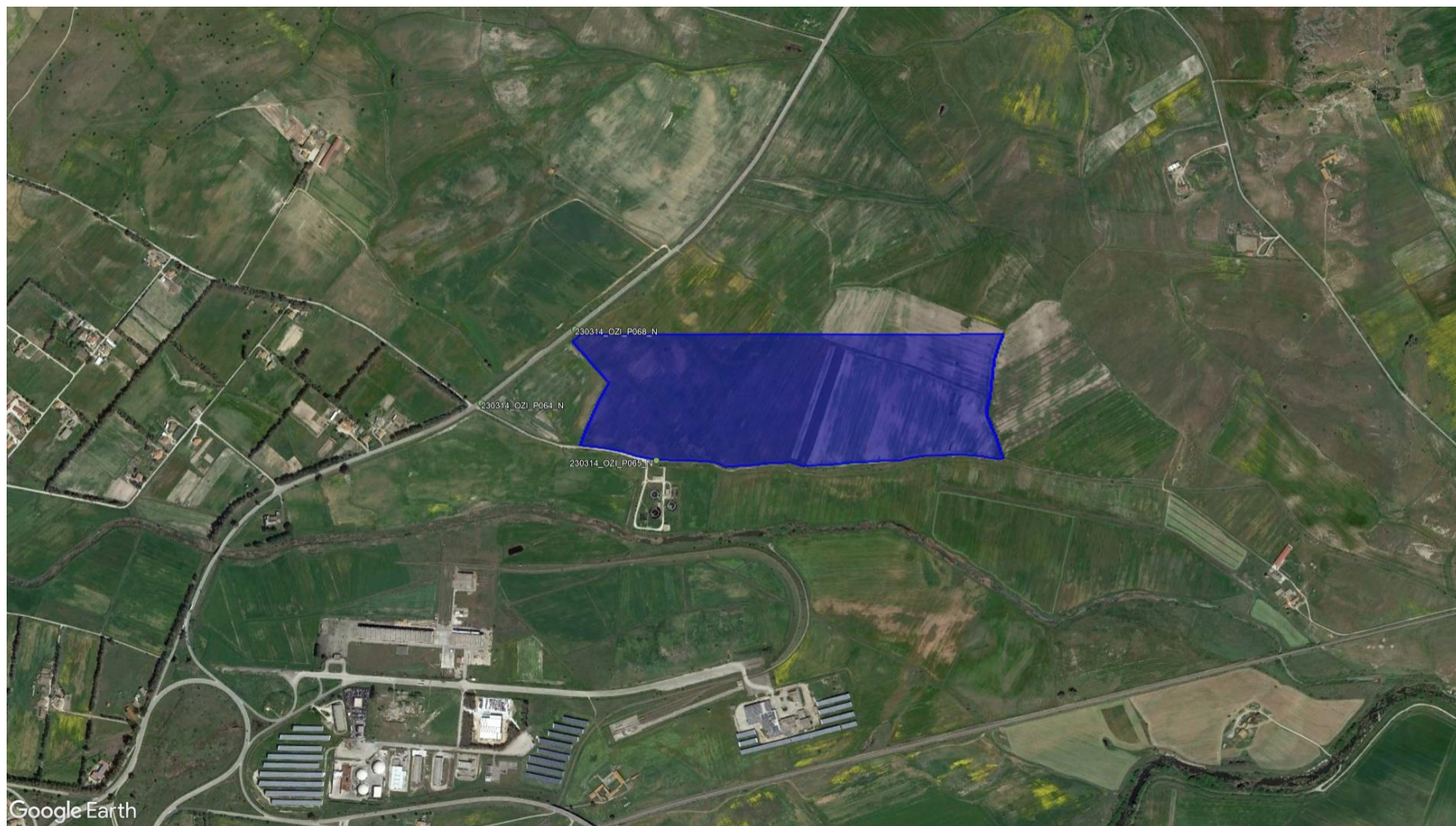


Figura 9: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche



Figura 10: panoramica (230314_OZI_P068).



Figura 11: panoramica (230314_OZI_P064).



Figura 12: panoramica (230314_OZI_P065).

1.3 Descrizione dell’impianto fotovoltaico

L’impianto di produzione, denominato “Chilivani”, 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.

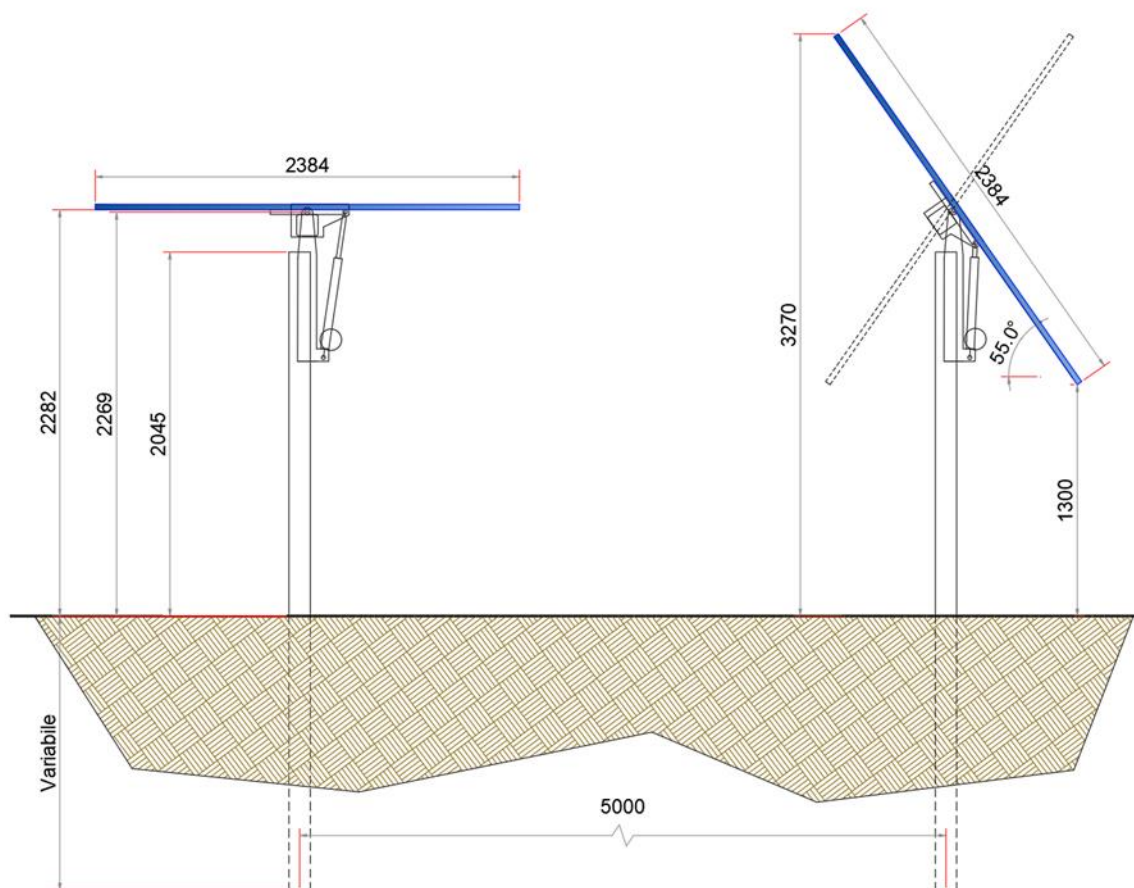


Figura 13: sezione trasversale di un tracker.

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

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

Su ogni trackers saranno installati 26 moduli.



Figura 14: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 15: trackers tipo con pannelli installati.

L'impianto avrà una **potenza di immissione AC nella Rete Elettrica Nazionale pari a 19800 kW**, attraverso una connessione in antenna sulla sezione a 36 kV di una nuova Stazione a 150/36 kV di Terna S.p.A. da inserire in entra – esce alla linea RTN 150 kV “Chilivani-Ozieri”. Si stima che l'impianto produrrà 34492 MWh annui di elettricità.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in 3 campi, a loro volta suddivisi in 4 sottocampi (12 sottocampi in tutto), per un totale di 1095 stringhe e 28'470 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 19929,00 kWp. Detti moduli si conetteranno a 99 inverter.

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

All'interno di ciascun campo le cabine di sottocampo sono collegate a stella alla rispettiva cabina di campo mediante linee MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato. Sono presenti in totale 12 cabine di sottocampo.

Ciascun campo fotovoltaico fa capo ad una cabina MT/BT (cabina di campo) contenente un quadro MT 36 kV che raccoglie le linee interrate a 36 kV provenienti dai sottocampi. In ogni cabina di campo è inoltre installato un trasformatore MT/BT 36kV/400V da 100 kVA e un quadro di BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari del campo stesso. Sono previste 3 cabine di campo.

Dalle cabine di campo partono 3 linee MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato che collegano le 3 cabine di campo alla cabina di raccolta 36 kV posizionata a bordo impianto.

La cabina di raccolta a 36 kV conterrà i quadri MT a 36 kV necessari al collegamento e alla protezione delle linee provenienti dalle cabine di campo. La cabina di raccolta 36 kV conterrà inoltre gli interruttori MT a 36 kV necessari a collegare la cabina stessa allo stallo a 36 kV messo a disposizione da Terna S.p.A. nella nuova Stazione Elettrica.

Si riassumono nella tabella seguente le caratteristiche dell'impianto:

Caratteristiche dell'impianto	
Potenza di picco complessiva DC	19929.00 kWp
Potenza AC richiesta in immissione	19800 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	700 Wp
Numero di moduli fotovoltaici	28470
Numero di moduli per stringa	26
Numero di stringhe	1095
Numero di inverter	99
Numero di sottocampi	12
Numero di power station	16
Potenza trasformatori BT/MT in resina	2000 kVA
Tipologia di strutture di sostegno	Ad inseguimento monoassiale
Posa delle strutture di sostegno	Direttamente infisse nel terreno
Interasse tra le strutture	5 m

1.3.1 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 2384×1303×35 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 700 Wp.

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.

1.3.2 Strutture di supporto

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è di tipo ad “inseguimento monoassiale”, ossia orienta i moduli fotovoltaici lungo il tragitto del sole da est verso ovest durante le ore della giornata.

La struttura sarà ancorata al terreno tramite infissione di pali p sino ad una determinata profondità, in funzione della tipologia di terreni e dell'azione del vento: al fine del calcolo di questa azione l'area interessata dall'impianto ricade nella "zona 6) Sardegna (zona a OCCIDENTE della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena)", come da classificazione secondo il paragrafo 3.3 delle N.T.C. 2018.

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

Ogni tracker ruota intorno al proprio asse indipendentemente dagli altri, guidati dal proprio sistema di guida.

1.3.3 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);
- L'impasto deve essere fatto con mezzi idonei ed il dosaggio dei componenti eseguito con modalità atte a garantire la costanza del proporzionamento previsto.

1.3.4 Power station

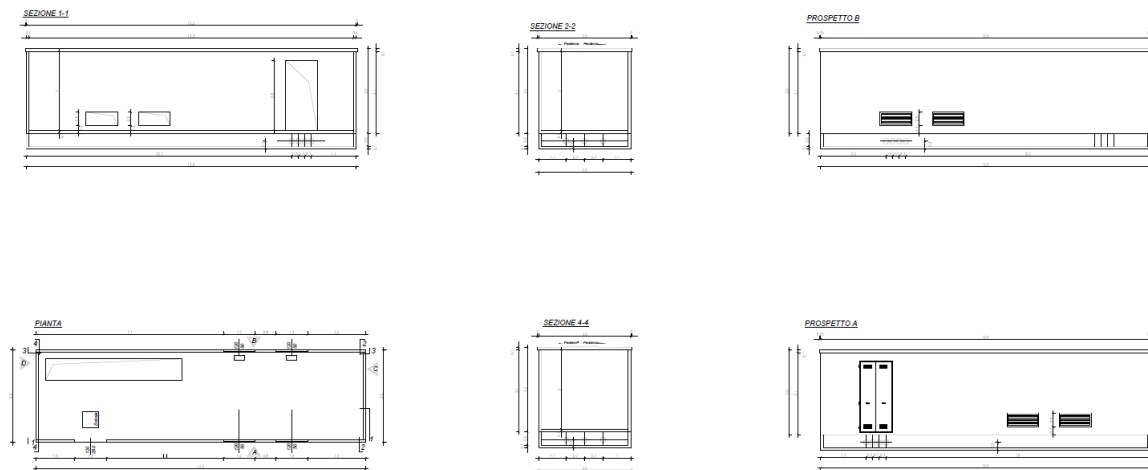
Sono previste complessivamente 16 power station (12 cabine di sottocampo, 3 cabine di campo, 1 cabina di raccolta); le cabine elettriche saranno del tipo prefabbricato in c.a.v., realizzate in conformità alle vigenti normative e adatte per il contenimento delle apparecchiature MT/BT. Le cabine sono realizzate 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 kg/m². Tutti i materiali utilizzati sono certificati CE. Il tetto della cabina sarà a falde con copertura in coppi.

Le cabine elettriche avranno le dimensioni specificate in PD-Tav08, distinte come cabine di trasformazione, cabine di consegna utente e cabine di consegna distributore.

Gli unici volumi di scavo per la realizzazione dell'impianto sono costituiti dalle cabine che 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 m rispetto al piano di campagna. Gli scavi dei cavidotti interrati saranno riempiti con lo stesso materiale di scavo. Non è prevista produzione di terra di scavo per la quale si rende necessario il trasporto a discarica, ad ogni modo, qualora le materie provenienti dagli scavi non siano utilizzabili o non ritenute adatte (a giudizio insindacabile della direzione dei lavori e sulla scorta delle verifiche da eseguirsi in base al dettato del D. Lgs. n.152/2006 e s.m.i. e del D.P.R. 120/2017) ad altro impiego nei lavori, queste dovranno essere portate fuori della sede del cantiere, alle pubbliche discariche ovvero su aree che la Ditta installatrice dovrà provvedere a rendere disponibili a sua cura e spese. Nell'esecuzione degli scavi l'impresa installatrice procederà in modo da impedire scoscendimenti e franamenti, restando essa, oltretutto totalmente responsabile di eventuali danni alle persone e alle opere, altresì obbligata a provvedere a suo carico e spese alla rimozione delle materie franate. La Ditta installatrice provvederà, altresì, a sue spese affinché le acque scorrenti sulla superficie del terreno siano deviate in modo che non abbiano a riversarsi nei cavidotti.

Le cabine di campo avranno dimensioni in pianta pari a 12,5 x 3,5 m mentre le cabine di sottocampo avranno dimensioni in pianta pari a 8 x 3,5 m.

*CABINA AT/BT DI CAMPO FOTOVOLTAICO
 N. 3 UNITA' DI UGUALI DIMENSIONI
 PROTEZIONI CABINE DI SOTTOCAMPO
 FOTOVOLTAICO + TRASFORMAZIONE 36/0,4 KV
 IMPIANTI AUSILIARI DEL CAMPO FOTOVOLTAICO*



*CABINA AT/BT DI SOTTOCAMPO FOTOVOLTAICO
 N. 12 UNITA' DI UGUALI DIMENSIONI
 PROTEZIONI MT + TRASFORMAZIONE 36/0,8 KV PER CAMPO FOTOVOLTAICO
 SCALA 1:100*

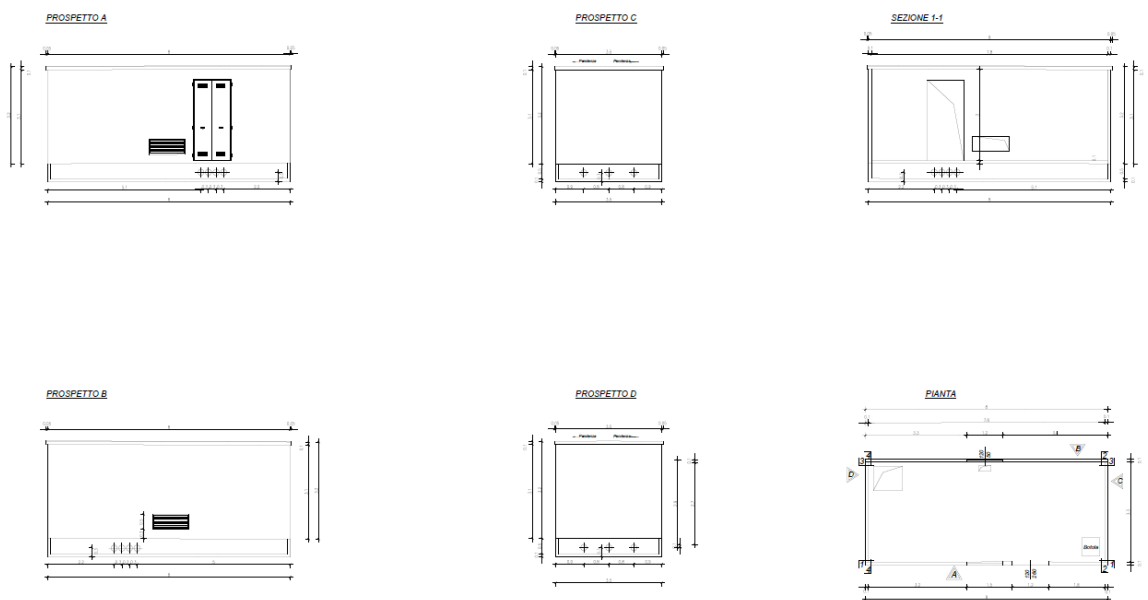


Figura 16: pianta, sezione prospetti delle stazioni di campo e sottocampo (power station).

1.3.5 Quadri BT e MT

L'impianto sarà dotato di quadri elettrici in bassa tensione BT e in media tensione MT (36 kV) 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.

1.3.6 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 99 inverter caratterizzati da una potenza nominale in AC pari a 200 kW.

1.3.7 Cavi elettrici e cavidotti

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla nuova cabina di raccolta a bordo lotto, saranno cavi multipolari con conduttori in alluminio riuniti in elica visibile.

Il tipo di cavo sarà un cavo tripolare elicordato ARE4H5EX a sezione variabile in funzione della zona d'impianto: i cavi che collegano le cabine di sottocampo alle cabine di campo hanno sezione pari a 3 x 50 mmq, i cavi che collegano le cabine di campo alla cabina di raccolta hanno sezione pari a 3 x 150 mmq, mentre i cavi che collegano la cabina di raccolta allo stallo della stazione Terna hanno sezione pari a 2 x (3 x 240) mmq.

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.). Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra.

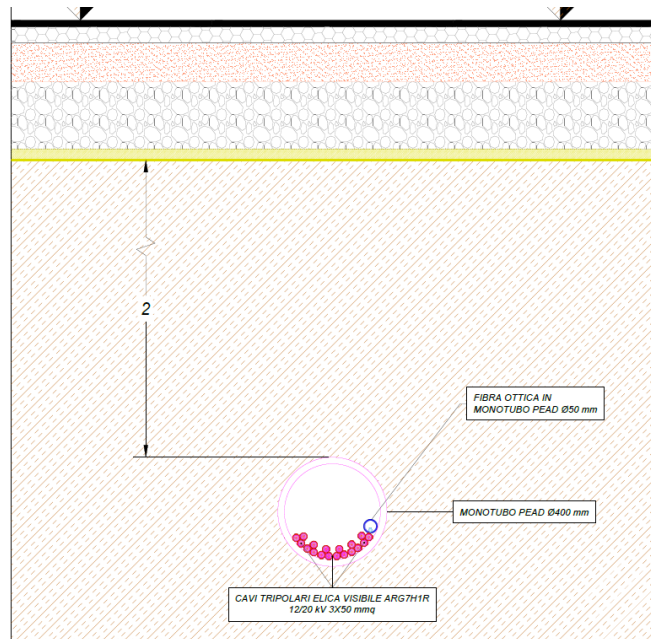
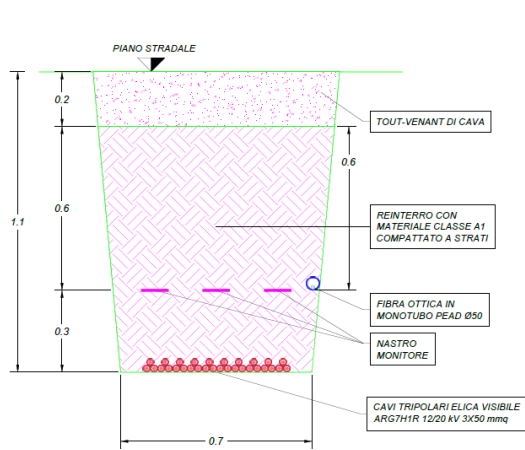
Per la realizzazione dei cavidotti sono da impiegare tubi in materiale plastico (corrugati) conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- pieghevoli corrugati in PE (in rotoli).

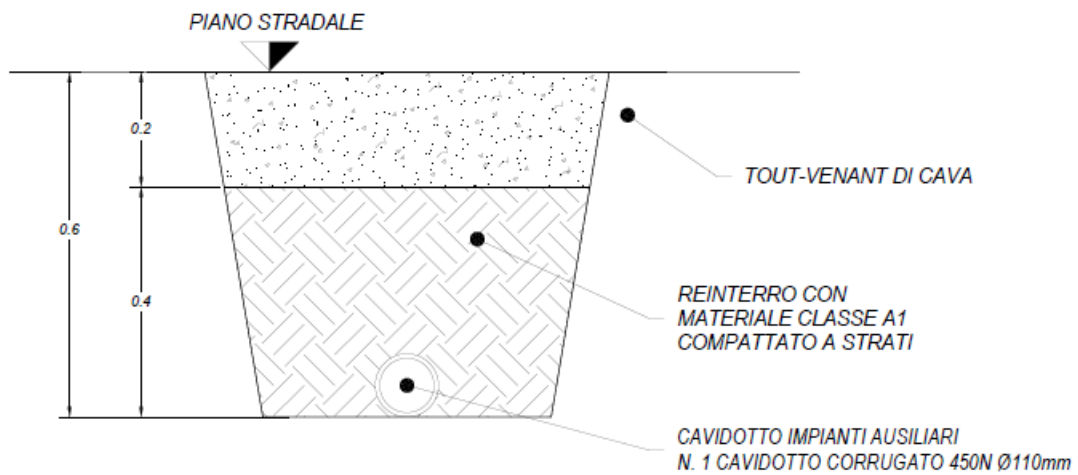
Per l'attraversamento dei fiumi e delle strade di importanza primaria è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.) per posare un tubo di polietilene PN 16. I cavidotti attraverseranno i fiumi ad una profondità di 2 metri rispetto all'alveo dello stesso e la strada provinciale ad una profondità di 2 metri rispetto alla superficie stradale. Questa tipologia di posa del cavidotto permette di non interferire con il corso d'acqua e di non interrompere il servizio della viabilità nel caso della strada provinciale. Comporta inoltre un limitatissimo movimento terra minimizzandone l'impatto dell'attraversamento sul paesaggio.

Questi sono gli attraversamenti in T.O.C. in ordine progressivo dall'impianto verso la Stazione Elettrica:

1. Strada Provinciale 63
2. 090052_Fiume_83060
3. 090052_Fiume_75861
4. Rio "Su Rizzolu" – Art. 142 - Acqua Pubblica Regio Decreto 11/12/1933
5. 090052_Fiume_72113
6. 090052_Fiume_72113
7. Strada Provinciale 1



SEZIONE CAVIDOTTI IMPIANTI AUSILIARI



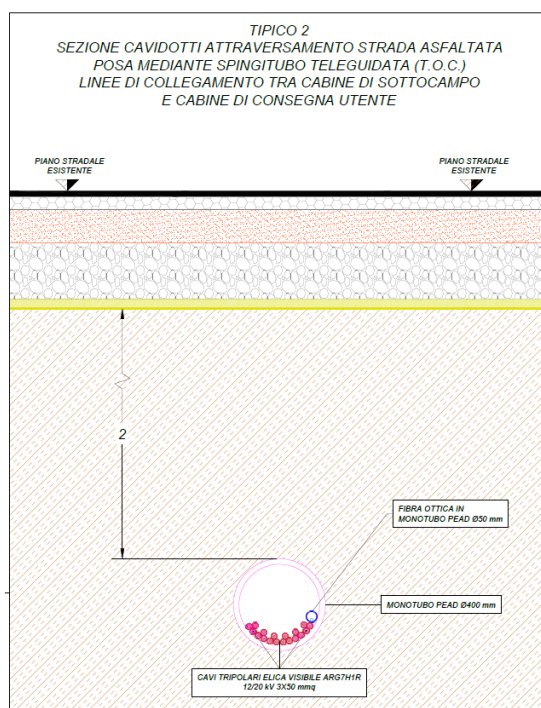


Figura 17: sezioni tipo dei cavidotti interrati.

1.3.8 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 sono previsti, lungo la viabilità locale esistente posta a Sud del campo fotovoltaico, tre cancelli costituiti da profili in acciaio zincato a caldo con luce di apertura pari ad almeno 6 metri sorretti da due pilastri in cemento armato. Il cancello potrà essere del tipo a battente o del tipo a scorrere.

Al fine di mitigare l'impatto visivo generato dalla realizzazione del campo fotovoltaico verranno realizzate fasce vegetate alto arbustive monofilari plurispecifiche della larghezza di 1,5 metri costituite da essenze arboree e arbustive che meglio si adattano al contesto pedologico del sito. Si reputa che le specie più indicate siano pertanto:

- *Quercus ilex*
- *Pistacia lentiscus*

- *Ulmus minor*

Le piante dovranno essere adeguatamente protette da shelter, che avranno anche la funzione di velocizzare la crescita, e sorrette da paletti di sostegno. Il materiale vegetale verrà reperito da vivai locali. Le specie selezionate risultano particolarmente utili alla fauna locale e all'avifauna migratrice come risorsa trofica. La realizzazione di tali siepi si prefigge quindi lo scopo di potenziare e ristabilire la connettività ecologica del sito agendo da corridoio ecologico facilitando lo sviluppo di habitat per la fauna. La realizzazione delle siepi avrà inoltre lo scopo di mitigare l'impatto visivo di alcuni tratti dei percorsi viari. Al fine di massimizzare l'efficacia della suddetta misura, la messa a dimora delle piante sarà realizzata successivamente al termine dei lavori di adeguamento stradale e nella stagione più idonea, durante il riposo vegetativo (ottobre – febbraio), con l'obiettivo di anticipare l'attecchimento delle stesse, ed ottenere il maggior successo possibile delle attività di impianto. In totale la fascia avrà una lunghezza di circa 2010 metri per un totale complessivo di 804 piante.

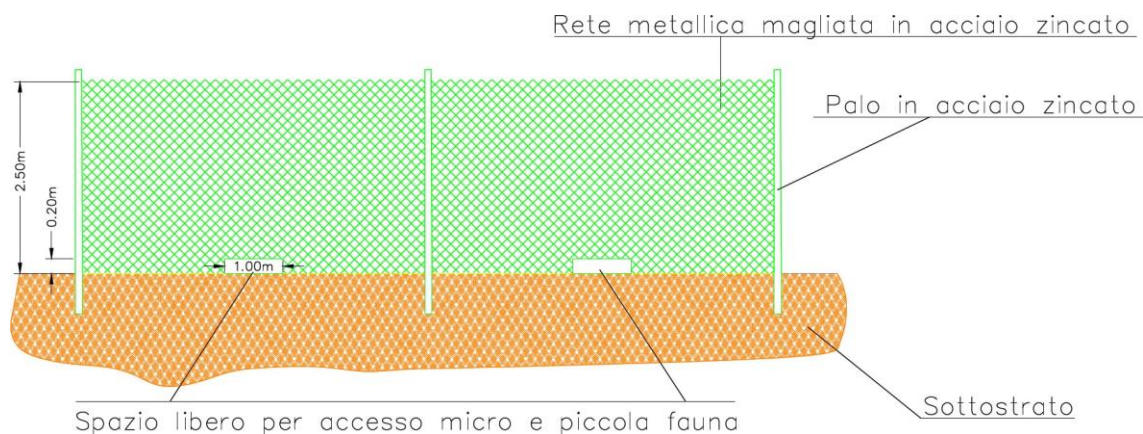


Figura 18: particolare costruttivo della recinzione (le dimensioni delle aperture possono variare leggermente)

1.3.9 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.

1.3.10 Viabilità

L'impianto si articola su un'unica area di circa **30,04 ha**, adiacente alla Strada Provinciale n°63, come evidenziato nella figura riportata di seguito.

Per l'area d'impianto sarà possibile realizzare tre accessi su una viabilità secondaria che si dirama dalla Strada Provinciale n°63, come indicato in figura con una freccia rossa.

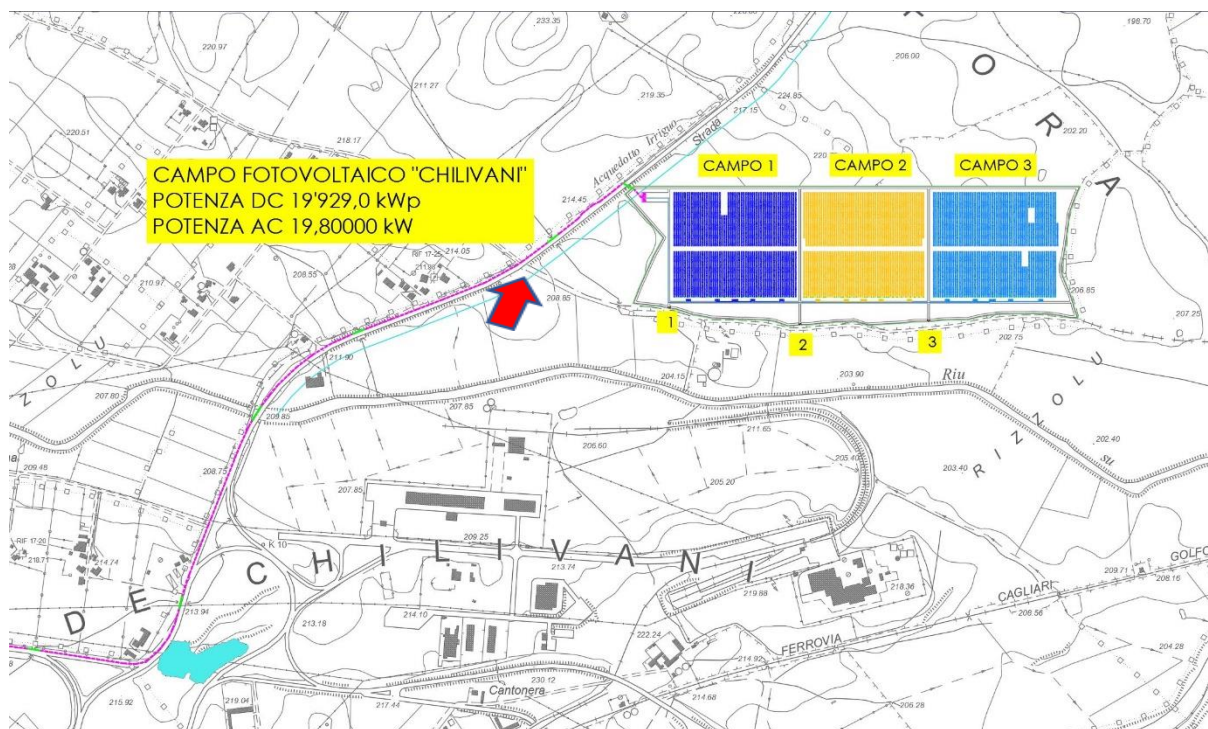


Figura 19: Area d'impianto con individuazione settori

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 1450 m², trascurabile rispetto all'intera superficie occupata di circa 30,04 ha (rapporto pari a 0,0048).

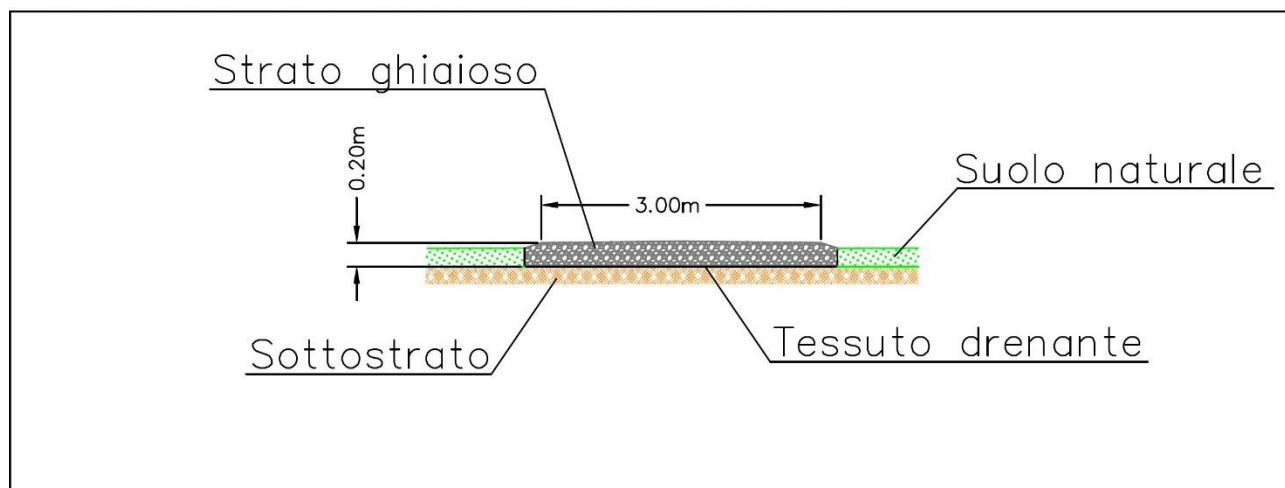


Figura 20: particolare costruttivo viabilità.

1.4 Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto fotovoltaico 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 pannelli, in acciaio, saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione BT/MT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

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.

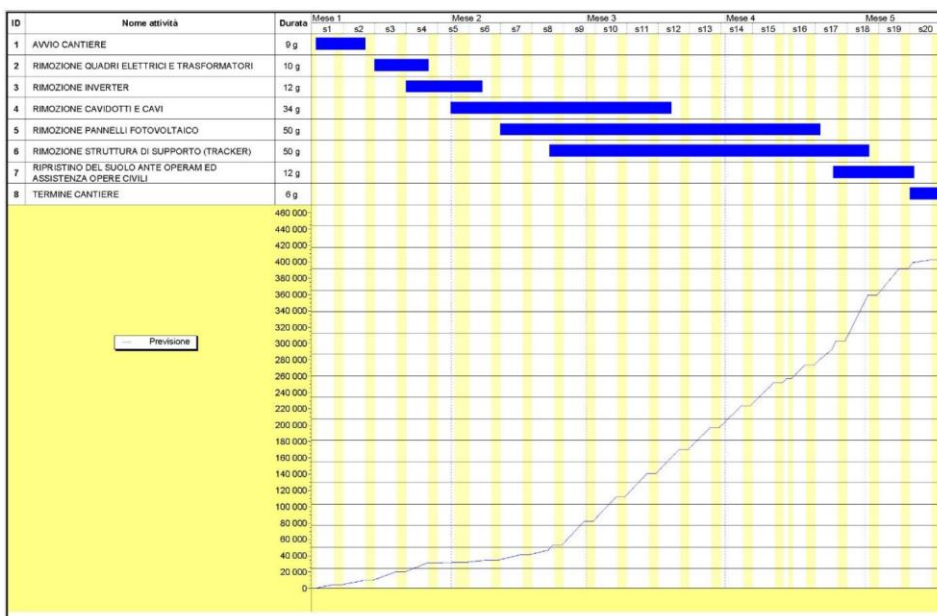
All'interno della centrale è prevista una viabilità perimetrale al fine di consentire la manutenzione e l'esercizio dell'impianto. Tale infrastruttura è realizzata con materiale naturale e, per i tratti non necessari all'impresa agricola presente, verrà rimosso tramite scavo e successivamente smaltito 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 140 giorni naturali e consecutivi, di cui 98 lavorativi, secondo il seguente schema:



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 alla mancata partecipazione al raggiungimento dell'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 CO₂ quantificati pari a -50%¹. Il Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2018 (Figura 21) 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%).

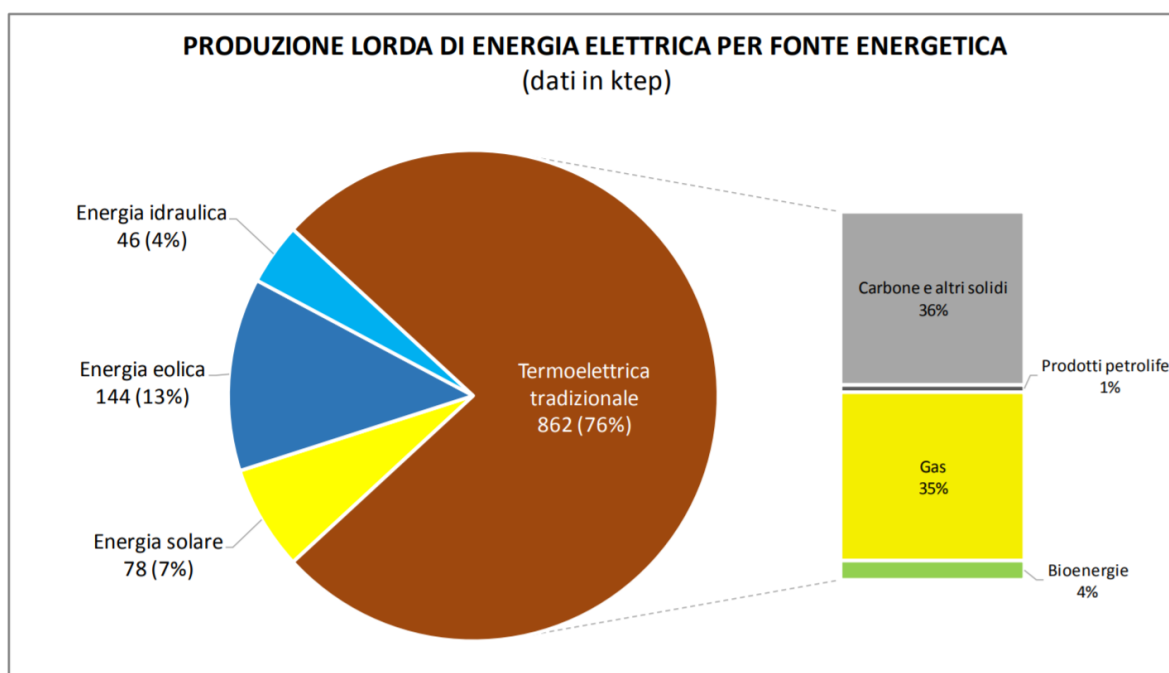


Figura 21: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

¹ 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.

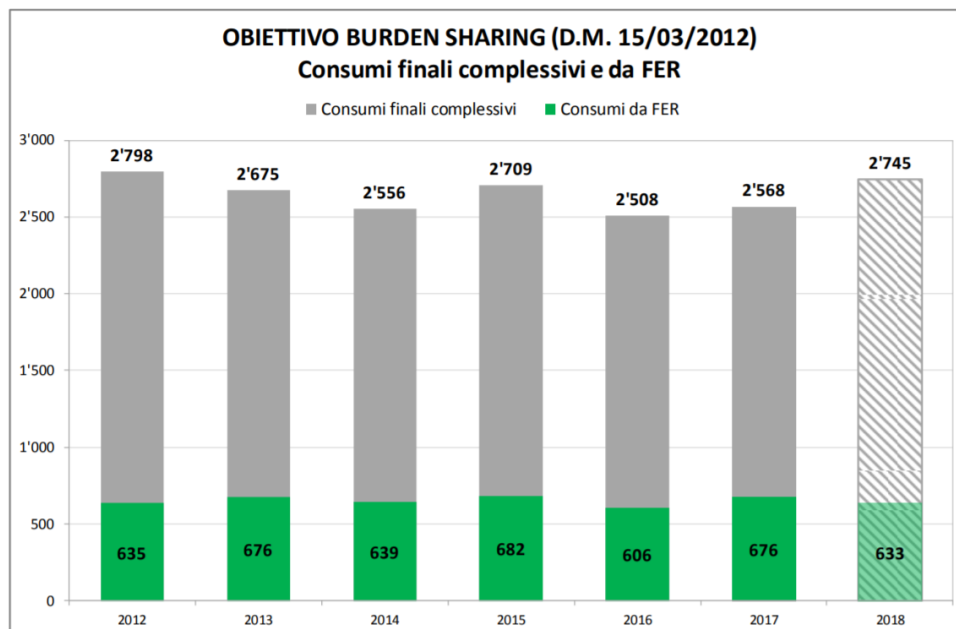


Figura 22: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

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 CO₂ 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. L'analisi condotta sull'area di progetto e riportata nella relazione agronomica specialistica, ha individuato da lievi a moderate limitazioni d'uso data la moderata potenza e la difficoltà di drenaggio dell'eccesso di acqua: la classe di LCC a cui sono ascritti è quindi IIIsw.

Riassumendo l'alternativa zero porterebbe alla:

- mancata partecipazione al raggiungimento degli obiettivi europei, nazionali e regionali in tema di riduzione delle emissioni di CO₂ 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.

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 l'attività agricola.

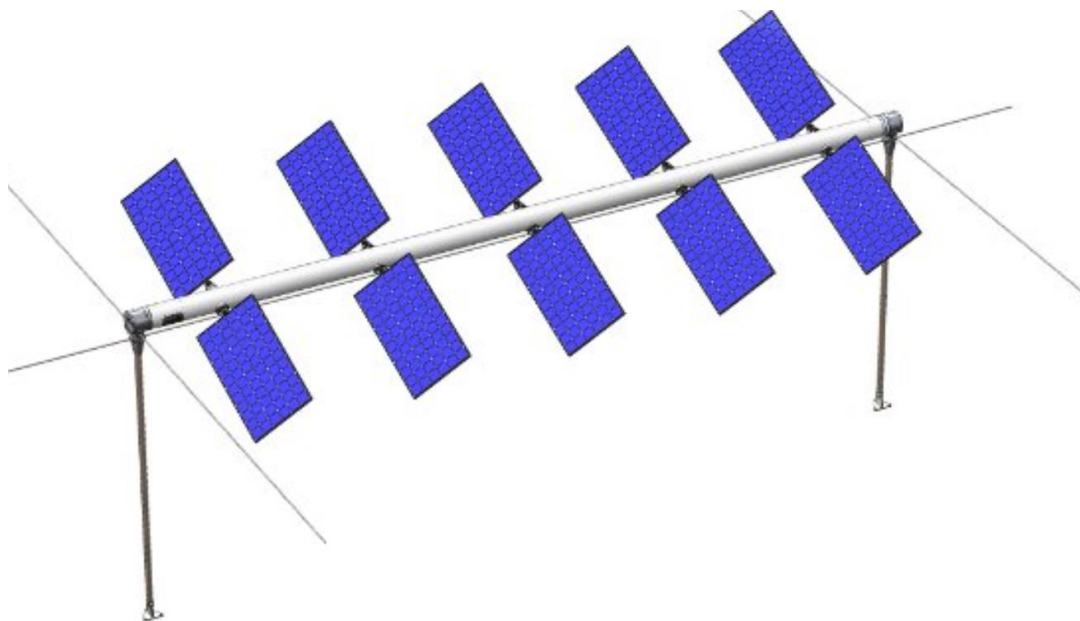


Figura 23: pannelli del tipo tracker 1.0.

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 che aumenterebbero le operazioni di movimento terra per la loro installazione, l'utilizzo e la produzione di calcestruzzo, minore reversibilità dell'intervento.
- **impatti negativi dovuti ad un maggiore utilizzo di metallo.** La rotazione dei pannelli, infatti, è garantita da un profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker) e da 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse.

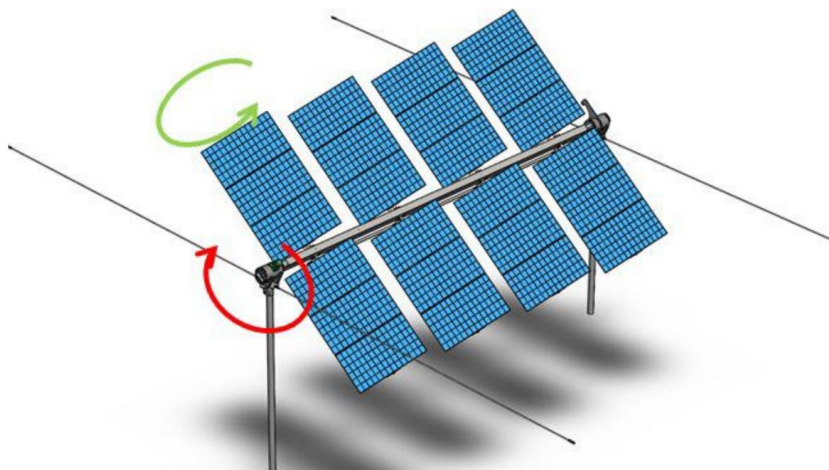


Figura 24: struttura in acciaio che sostiene i pannelli verticali e ne permette la rotazione.

- 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.

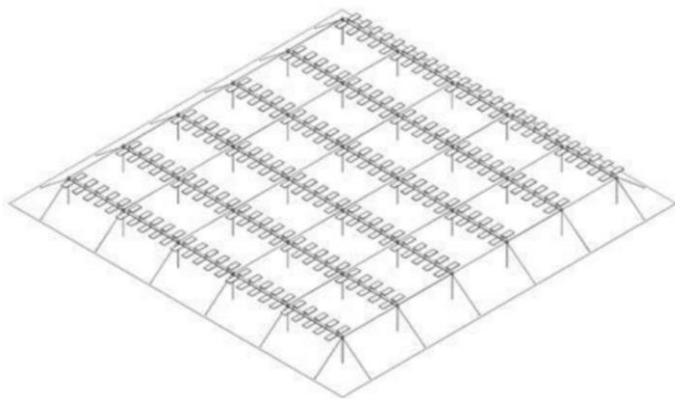


Figura 25: rete di cavi di acciaio che connette i pannelli fotovoltaici.

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 localizzazione in area produttiva (zone D) risponde in modo coerente alle indicazioni del PEARS e delle linee guida regionali e nazionali, garantendo la salvaguardia dell'ambiente e del paesaggio. Il PEARS, nell'ambito dell'Obiettivo Generale OG2 Sicurezza Energetica, contempla l'azione strategica di lungo periodo (2030) AS2.3 che prevede che la regione persegua entro il 2030 l'installazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile per una producibilità attesa di circa 2-3 TWh di energia

elettrica ulteriore rispetto a quella esistente, che si attesta per il 2018 a 3,6 TWh” (Regione Sardegna, 27 Novembre 2020).

“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.”²

L’area interessata dal progetto, come già affermato, ricade in area industriale, in particolare nell’area di espansione della ZIR di Ozieri-Chilivani. Si tratta quindi di un’area particolarmente indicata per la costruzione di opere a vocazione energetica e produttiva.

La vincolistica complessiva dell’area, come mostrato nella figura successiva, dimostra l’esistenza di alcuni vincoli ambientali nell’area come la presenza di un’area I.B.A. (Important Bird Area) e area di presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali. L’area è inoltre servita dal Consorzio di Bonifica di Chilivani. Occorre però sottolineare come questi vincoli si estendano sostanzialmente sulla totalità dei terreni appartenenti all’area industriale; la presenza di questi vincoli non ha impedito ovviamente di utilizzare l’area per gli scopi ai quali è destinata dalla pianificazione locale: sono presenti attività industriali nonché altri parchi fotovoltaici.

Altre aree attualmente libere della zona industriale di Chilivani sono in istruttoria di V.I.A. per la costruzione di altri impianti fotovoltaici.

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

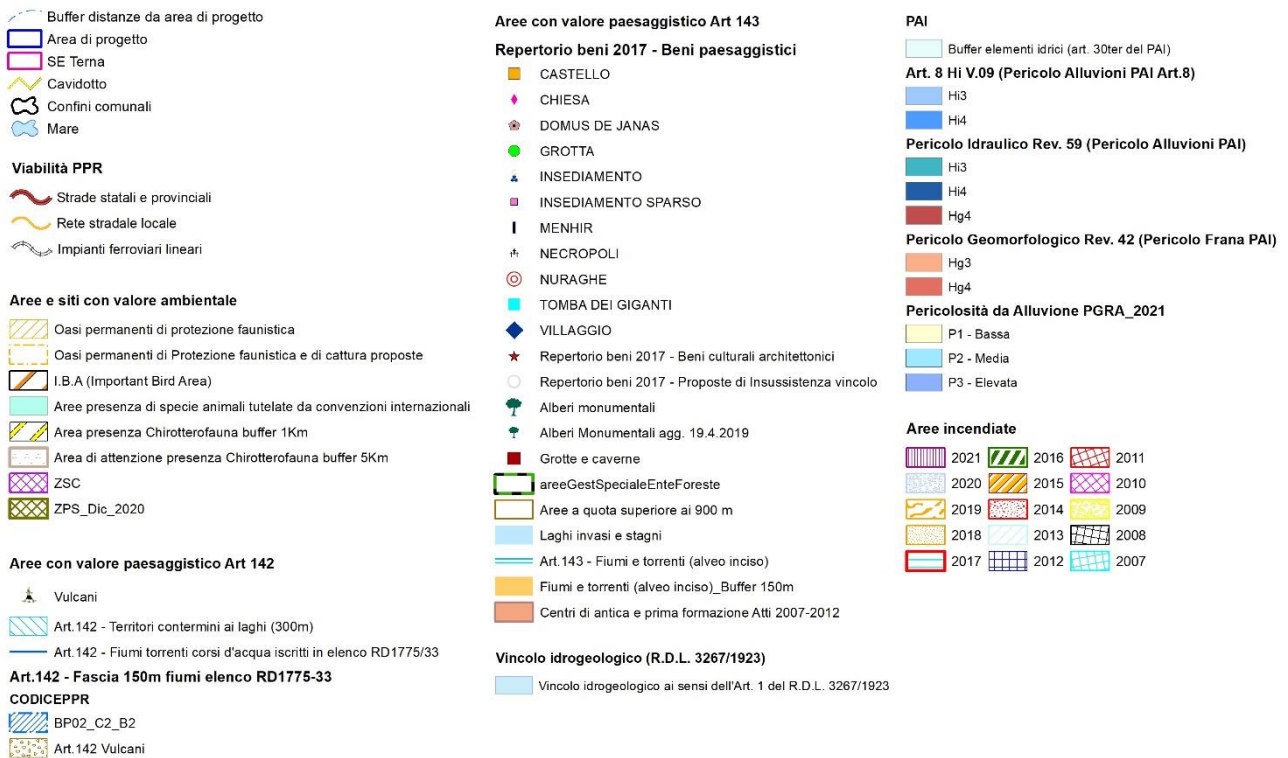
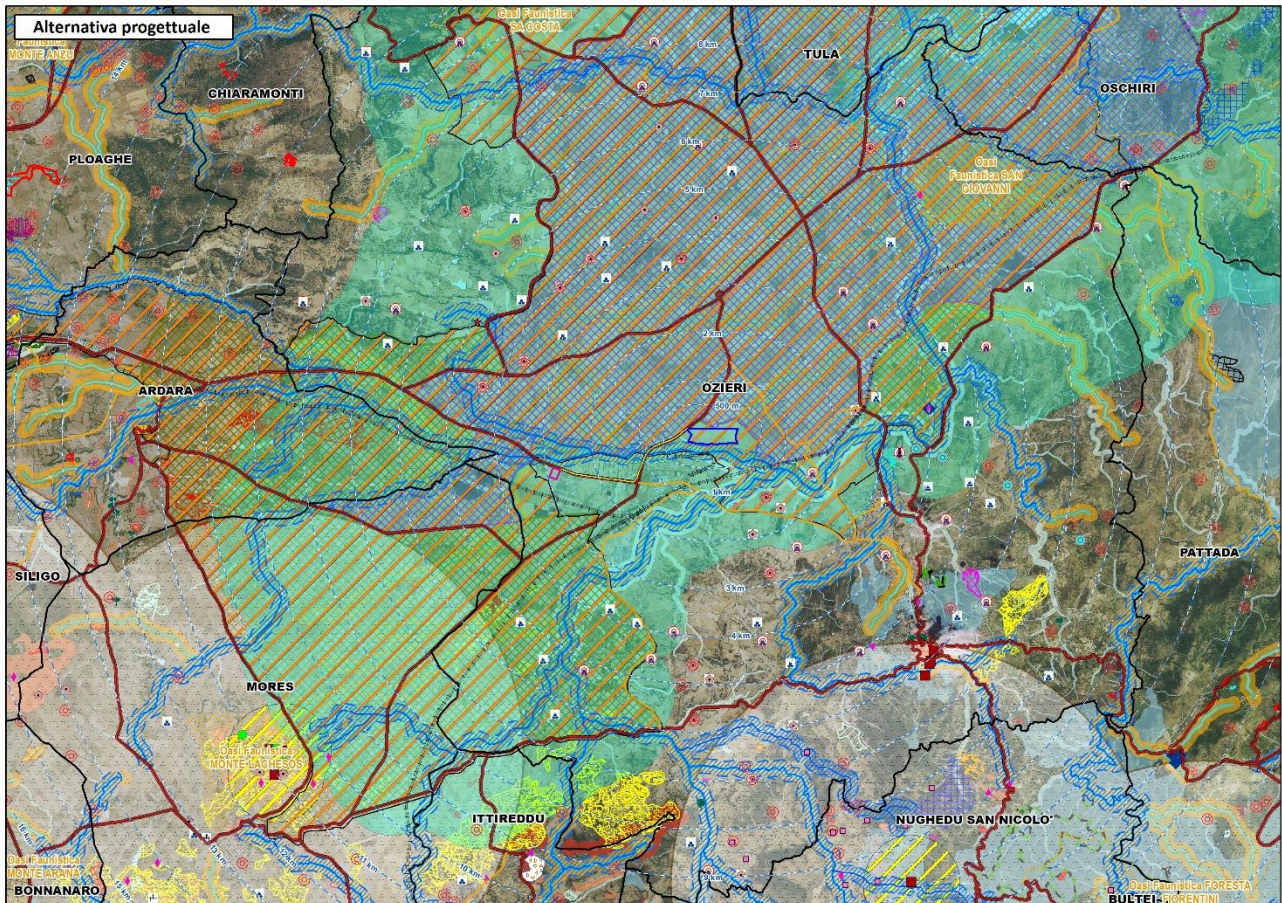


Figura 26: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

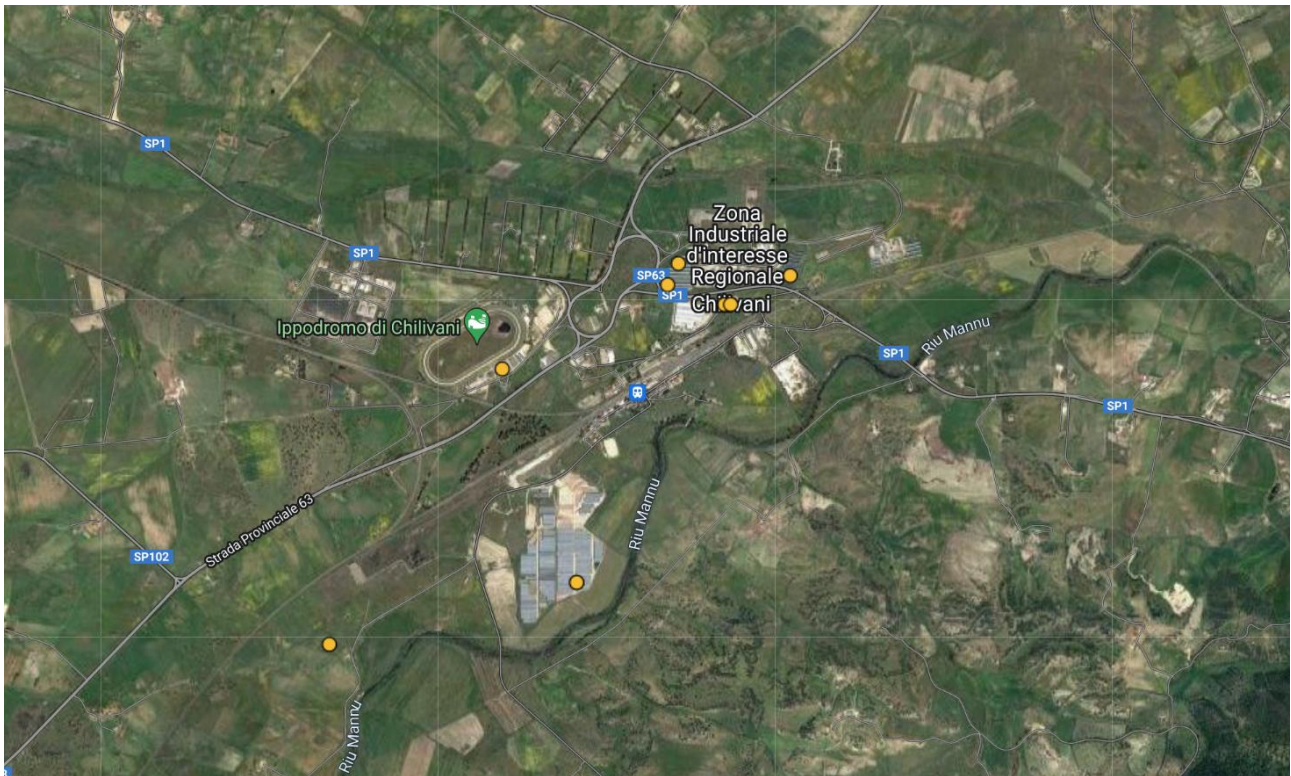


Figura 27: impianti con potenza superiore a 500 kW nell'area industriale di Chilivani e dintorni. Fonte Atlaimpanti

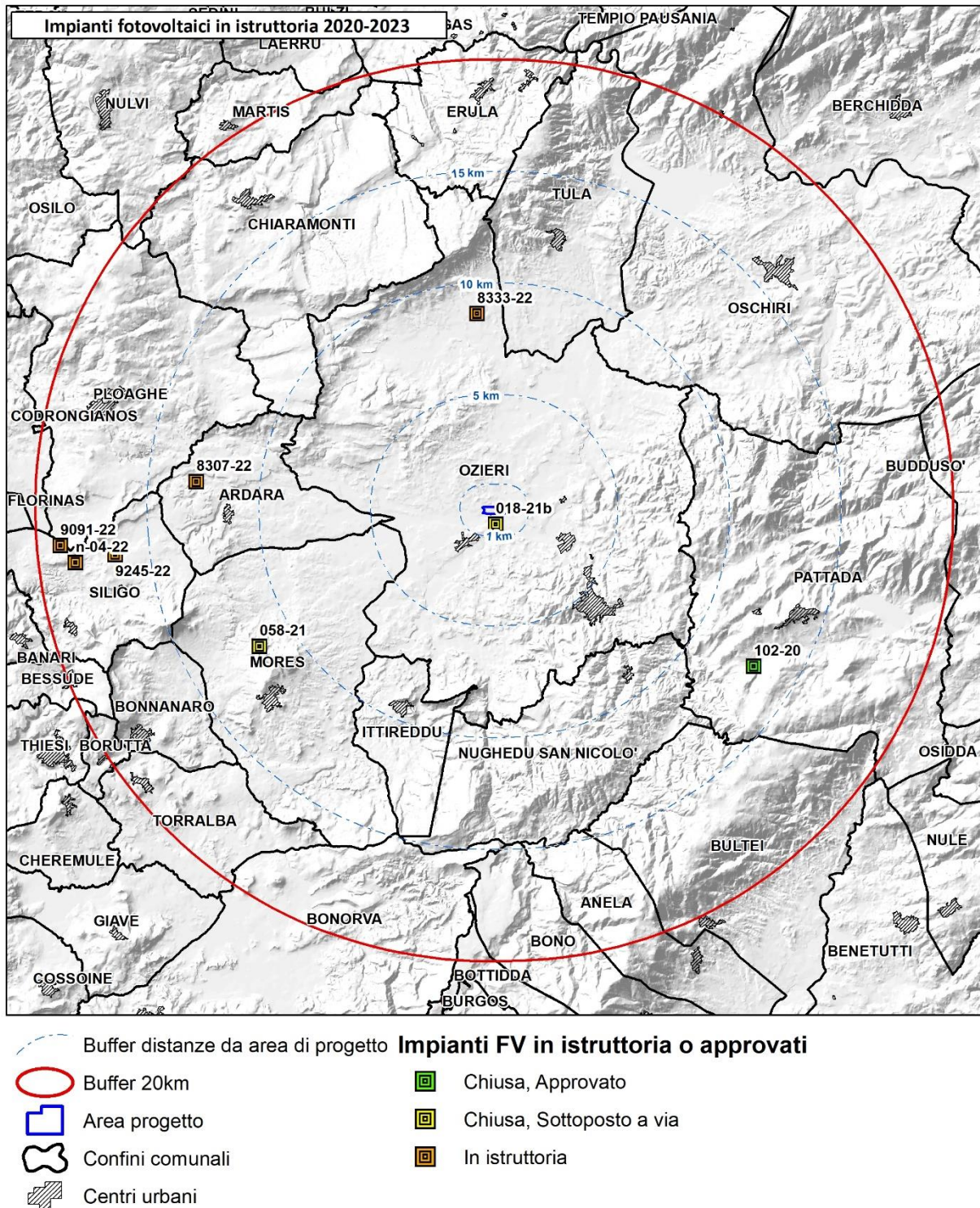


Figura 28: impianti fotovoltaici in istruttoria in un buffer di 20 km dall'area di progetto.

L'area di progetto è quindi sostanzialmente idonea, in quanto deputata dalla pianificazione del Comune alla funzione produttiva e industriale; le altre aree classificate come zona D circostanti non costituiscono una migliore alternativa di localizzazione, in quanto non disponibili.