

Regione
Sardegna



REGIONE AUTÓNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

Provincia di
Sassari



Comune di
Sassari



PARCO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "LI MOLIMENTI" E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN DI POTENZA PARI A 60 MWp NEL COMUNE DI SASSARI (SS).

PROGETTISTA INCARICATO:



Ing. Giovanni Cis
Tel. 3190737323
Pec: giovanni.cis@ingpec.eu

Scala

Titolo elaborato:

Formato

A4

**Quadro di riferimento
progettuale**

TECNICI COINVOLTI

Dott. Ing. Bruno Manca
Dott.ssa Geol. Cosima Atzori
Dott.ssa Archeol. Giuseppina Marras
Dott. Nat. Fabio Schirru
Dott. Nat. Maurizio Medda
Dott. Nat. Nicola Manis
Dott. Ing. Ivano Distinto
Dott. Ing. Carlo Foddis
Dott. Giulio Casu
Dott.ssa Ing. Silvia Exana
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio
Dott. Giovanni Lovigu
Dott. Ing. Luca Salvadori
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Ing. Andrea Casna

CODICE ELABORATO

PROGETTO	PROG.	TIPO	REV.
RV-FV-ER-15	VIA -R01.2	R	00

Rev.	Data	Descrizione	Redige	Verifica	Approva
00	04/2023	Prima emissione	Dott. G. Casu Dott.ssa Ing. S. Exana Dott. G. Lovigu Dott.ssa Ing. A. Scalas		
01					
02					
03					
04					
05					
06					

GESTORE RETE ELETTRICA



SOCIETA' PROPONENTE:

OPR SUN 9 S.R.L.
Via Ceresio 7, Milano (MI) - 20154
P.iva 12294590968



SOMMARIO

1. Quadro di riferimento progettuale.....	2
1.1 Descrizione dell'area di progetto	2
1.2 Report fotografico stato dei luoghi	8
1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico.....	11
1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico.....	15
1.3.2 Moduli fotovoltaici	18
1.3.3 Strutture di supporto.....	19
1.3.5 Power station	20
1.3.7 Inverter	23
1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti	23
1.3.9 Sistema SCADA e RTU e Telecontrollo.....	24
1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione.....	25
1.3.11 Viabilità, recinzione e cancelli	26
1.4 Dismissione dell'impianto	26
2. Analisi delle alternative progettuali	30
2.1 Alternativa zero	30
2.2 Alternativa tecnologica.....	33
2.3 Alternativa di localizzazione	34

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 agrivoltaico in cui l'attività di pastorizia 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 **Li Molimenti**, avrà una potenza di picco complessiva di **60.000,52 kWp** e sarà realizzato su dei terreni in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **102 ha**, ricadenti nel Comune Sassari, nell'omonima provincia (SS). Le opere di rete ricadono completamente nel Comune di Sassari.

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 connesso alla rete di Terna spa tramite realizzazione di una nuova linea AT a 36kV collegata sulla sezione 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

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 oggetto dell'impianto di produzione è situata nella parte centro-meridionale del territorio comunale. Nonostante ricada sul comune di Sassari, il sito è situato in una posizione baricentrica dai centri urbani principali di Porto Torres, Alghero e Sassari, dai quali dista circa 13-16 km in linea d'aria, tuttavia il centro urbano più vicino risulta essere la cittadina di Olmedo a circa 7 km in linea d'aria in direzione sud-est. L'impianto si dispone all'interno della piana, in un contesto prevalentemente agricolo, all'interno del quale in un buffer di circa 3-7 km si trovano le aree estrattive di seconda categoria di Monte Nurra, Punta di Palamarrone, Abba Meiga e l'area mineraria situata sul Monte Baranta, in prossimità del centro urbano di Olmedo.

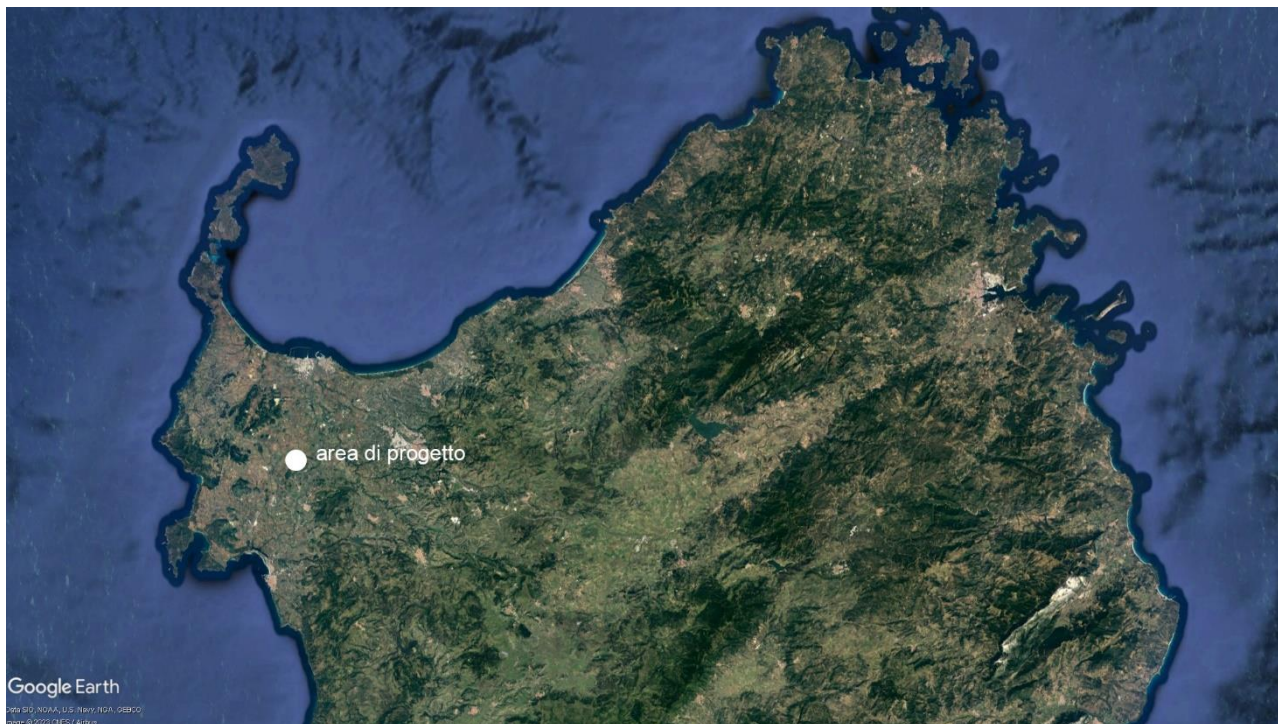


Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.

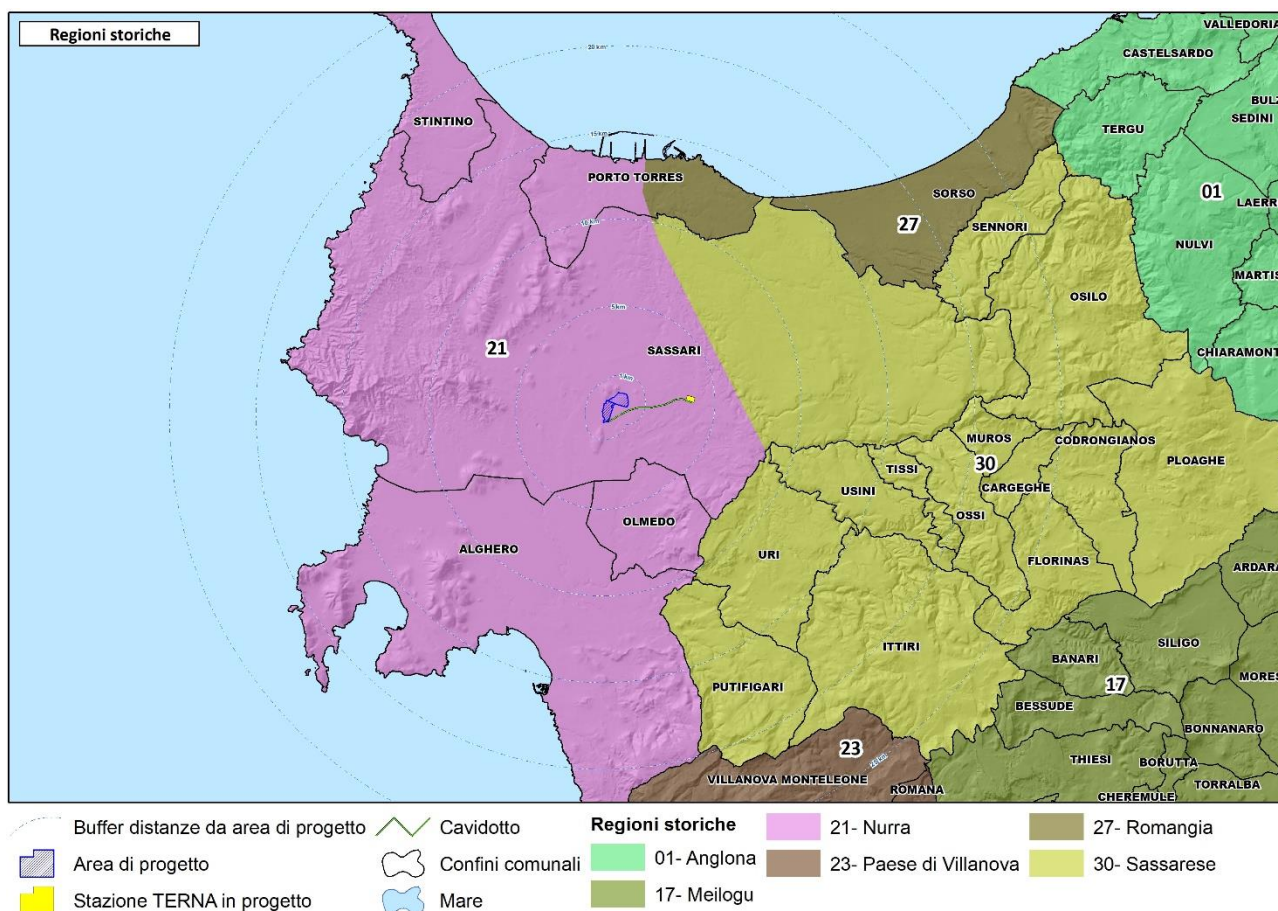


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

Il terreno destinato ad accogliere l’impianto ricade in area agricola classificata dallo strumento urbanistico come zona agricola (comune di Sassari), disciplinata dalle corrispettive NTA.

In tangenza alla punta sud dell’impianto corre la SP 65, di collegamento tra la costa occidentale e la periferia ovest della città di Sassari, da cui è possibile ricollegarsi alla SS 131 “Carlo Felice”. La statale è la principale arteria stradale regionale da cui è possibile raggiungere direttamente i maggiori centri urbani, trasportistici e industriali dislocati sul territorio regionale. I centri abitati più vicini sono la frazione di Tottubella e il centro urbano di Olmedo, mentre i collegamenti infrastrutturali più vicini risultano essere il porto industriale di Porto Torres e l’aeroporto di Alghero. Le distanze dai centri e dalle infrastrutture principali sono riportati nella Tabella 1.

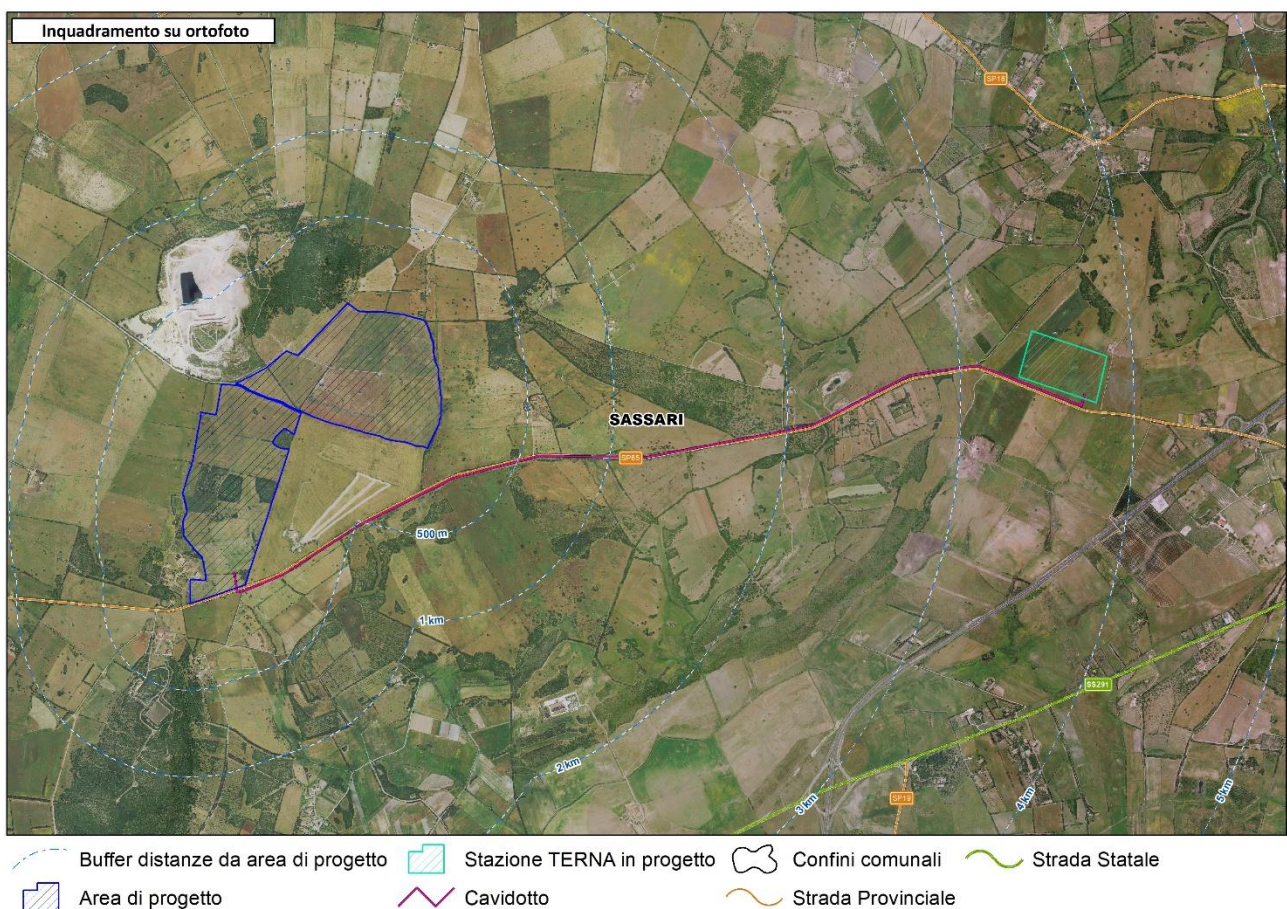


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

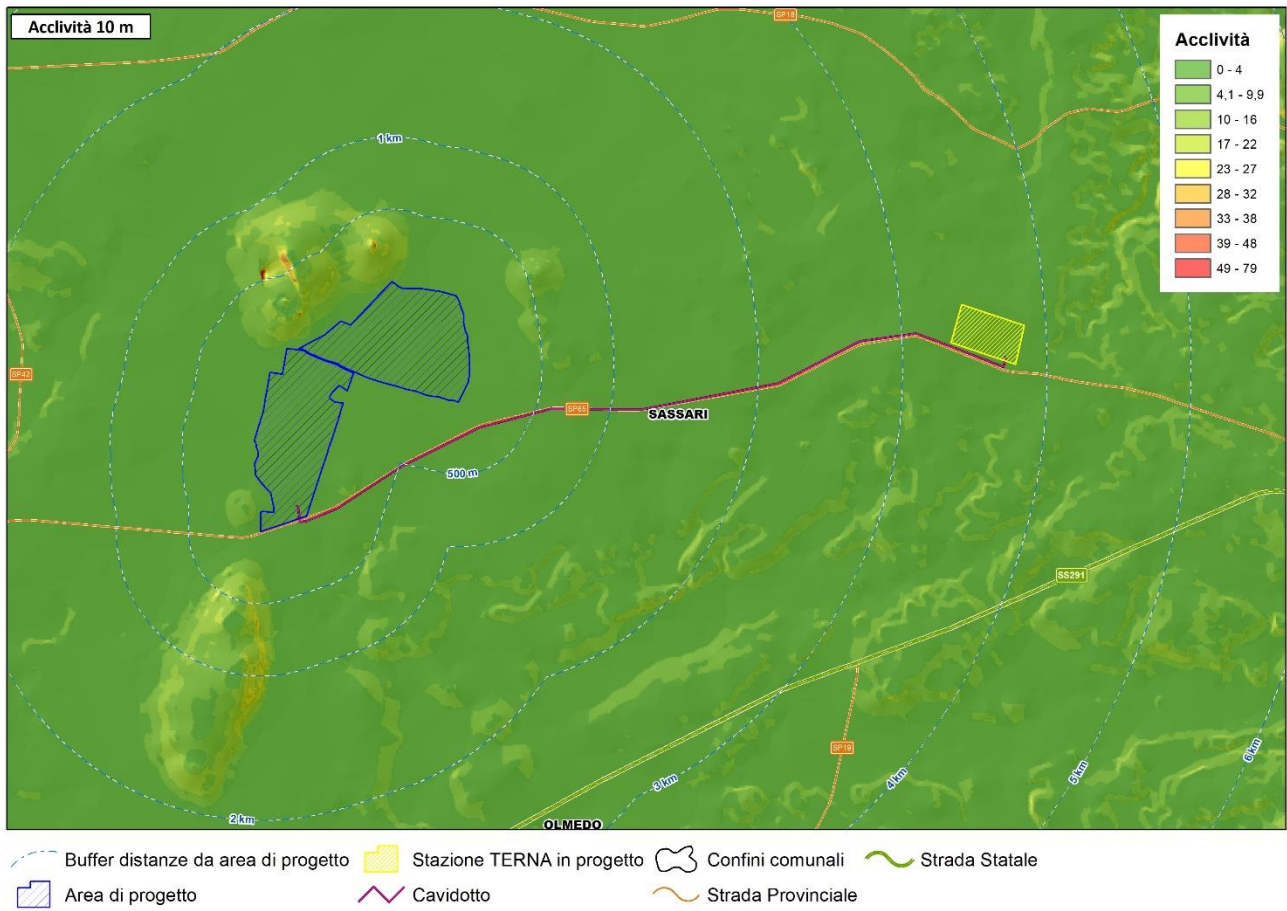


Figura 4: carta delle acclività.

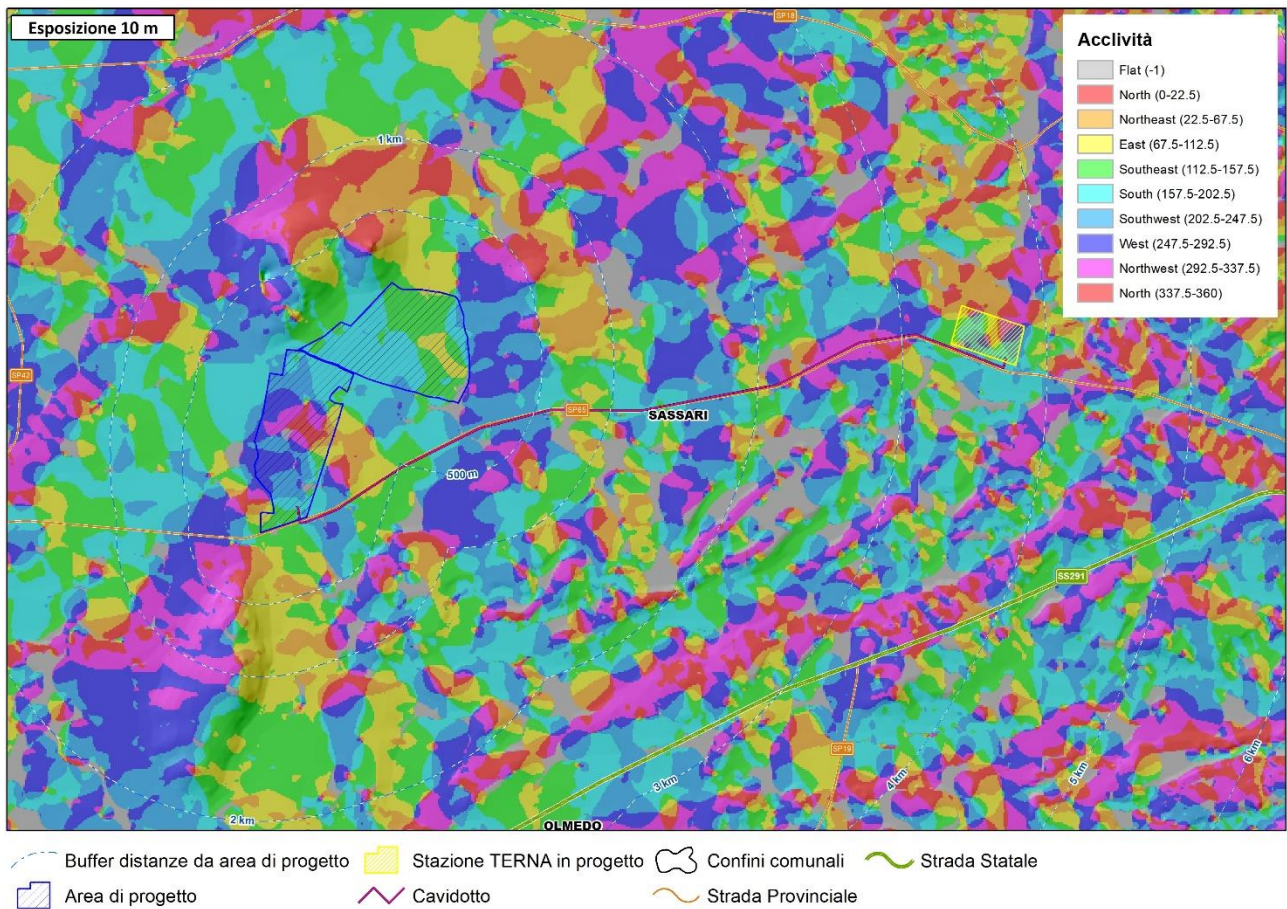


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

La connessione corre lungo la SP 65, di collegamento tra la città di Sassari e l'Argentiera, e si collega a breve distanza –ca. 5,4 km- alla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione "Fiumesanto Carbo – Ittiri", situata in prossimità dell'incrocio con la SS 291 var.

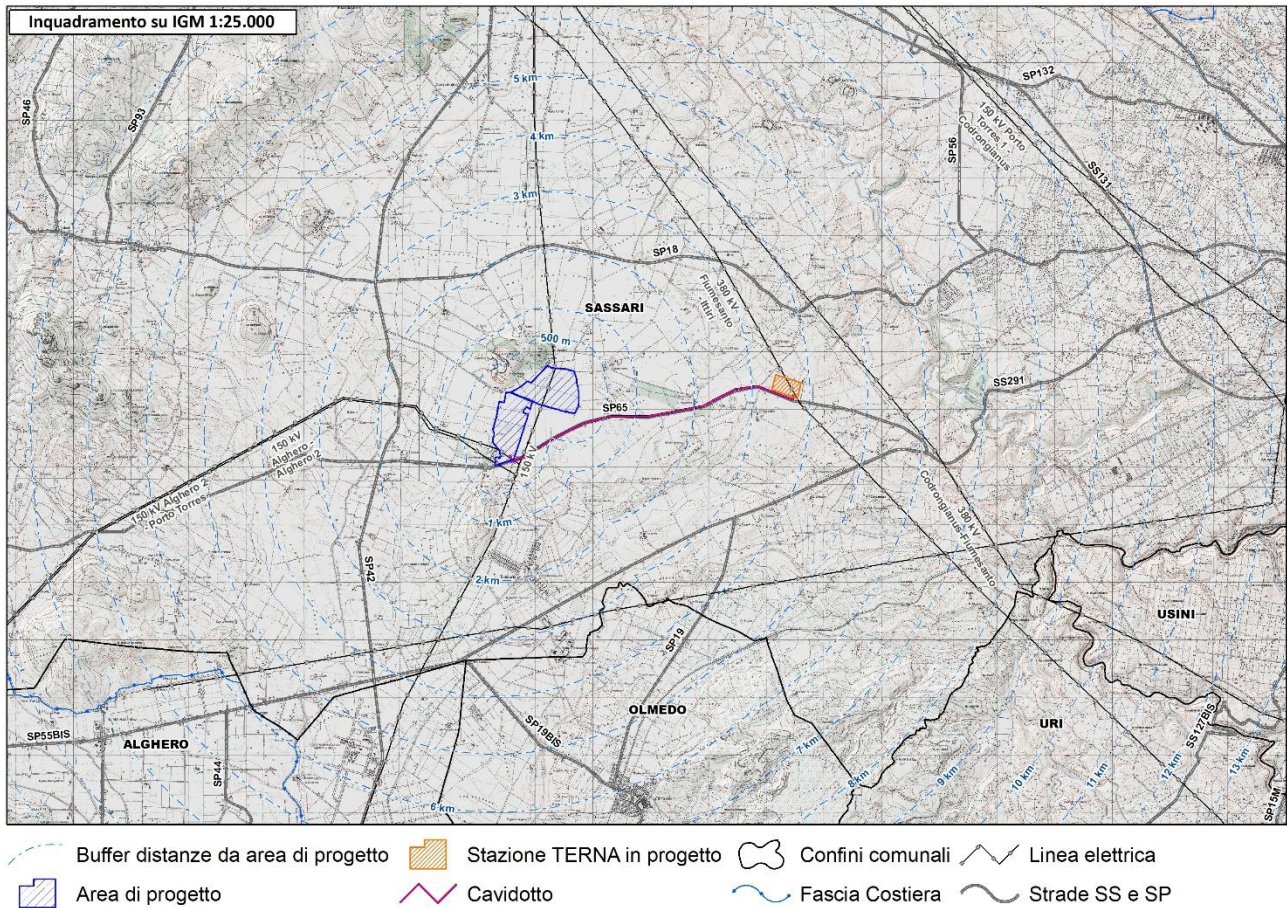


Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

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

Centri urbani	Distanza (km)	Infrastrutture	Distanza (km)
Porto Torres	18,9 km	SS 131	18 km
Sassari	19,4 km	Area Ind. Porto Torres	20 km
Alghero	19,5 km	Aeroporto (Alghero)	12,5 km
Olmedo	11,9 km	Aeroporto (Olbia)	123 km
Cagliari	235 km	Stazione ferroviaria Sassari	19,7 km

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

Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - foglio n.459050.

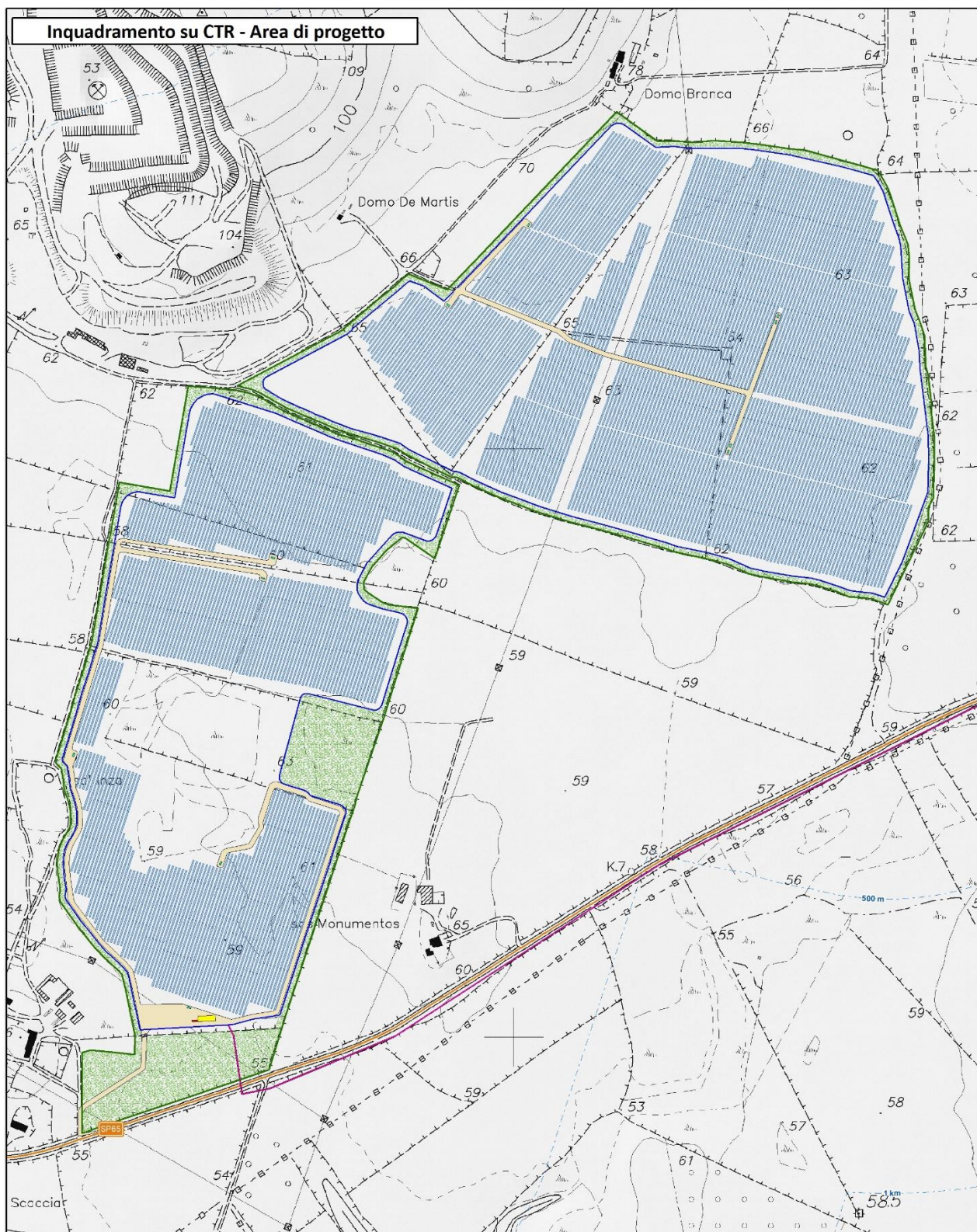


Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

1.2 Report fotografico stato dei luoghi

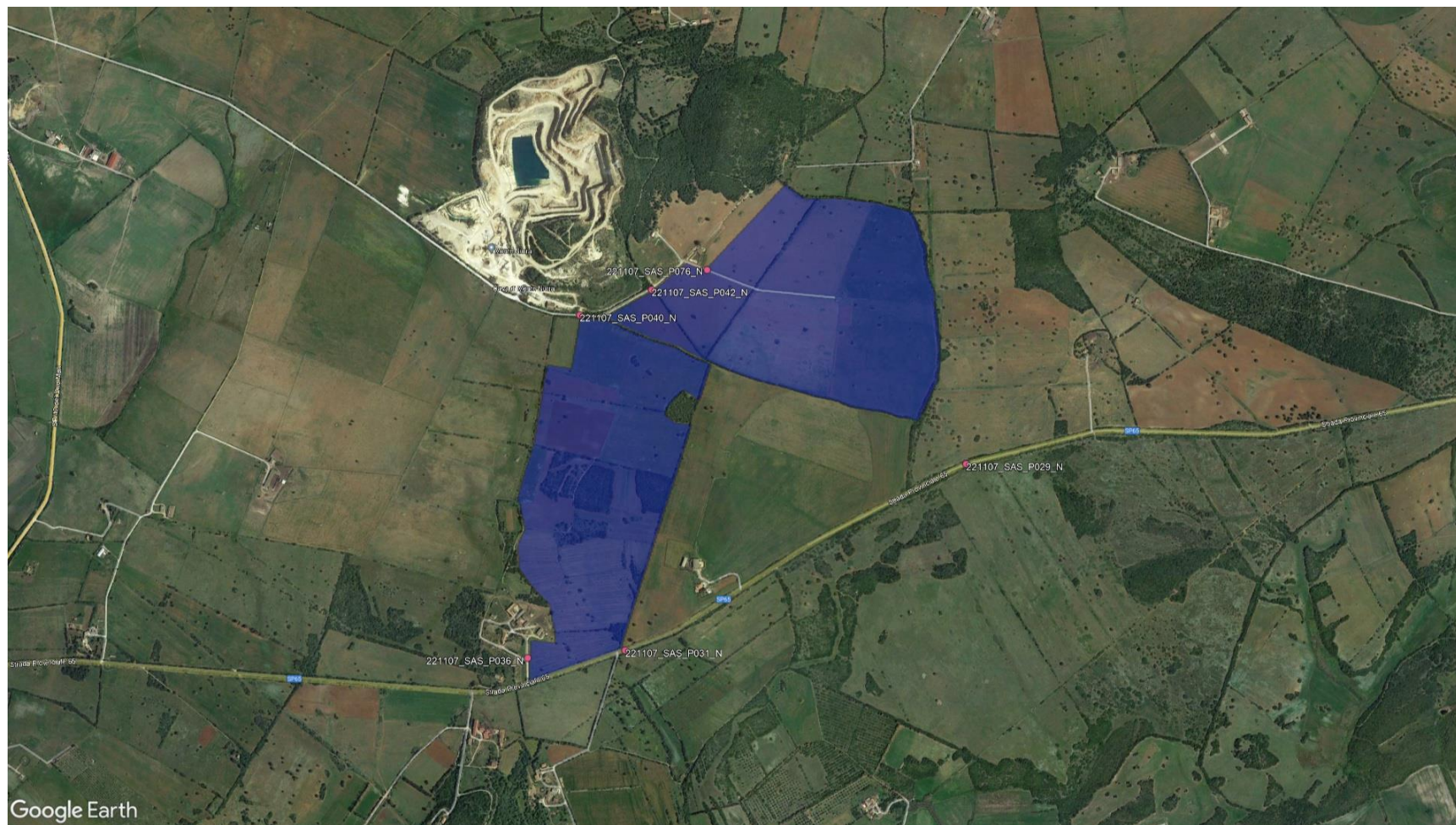


Figura 8: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche



Figura 9: panoramica (221107_SAS_P036).



Figura 10: panoramica (221107_SAS_P031).



Figura 11: panoramica (221107_SAS_P029).



Figura 12: panoramica (221107_SAS_P040).



Figura 13: panoramica (221107_SAS_P042).



Figura 14: panoramica (221107_SAS_P076).

1.3 Descrizione dell’impianto agrivoltaico

L’impianto di produzione, denominato Li Molimenti, 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.

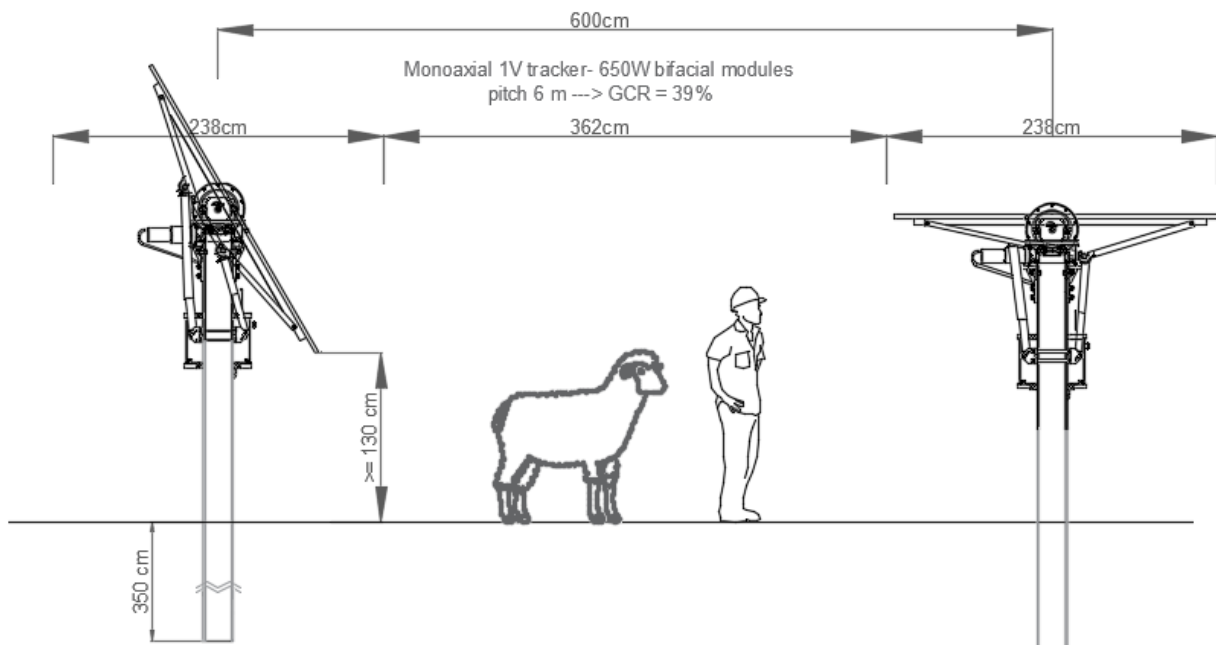


Figura 15: dimensione tracker e pannelli.



Figura 16: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 17: trackers tipo con pannelli installati.

L’impianto fotovoltaico è stato progettato seguendo la logica dell’uso dell’inverter di stringa, che prevede l’installazione dei vari inverter direttamente sul campo, e non concentrati in apposite cabine. Questo permette, a differenza della configurazione con inverter centralizzati, di convogliare la potenza generata in modo più efficace. Tale struttura può essere descritta con lo schema a blocchi sotto riportato.

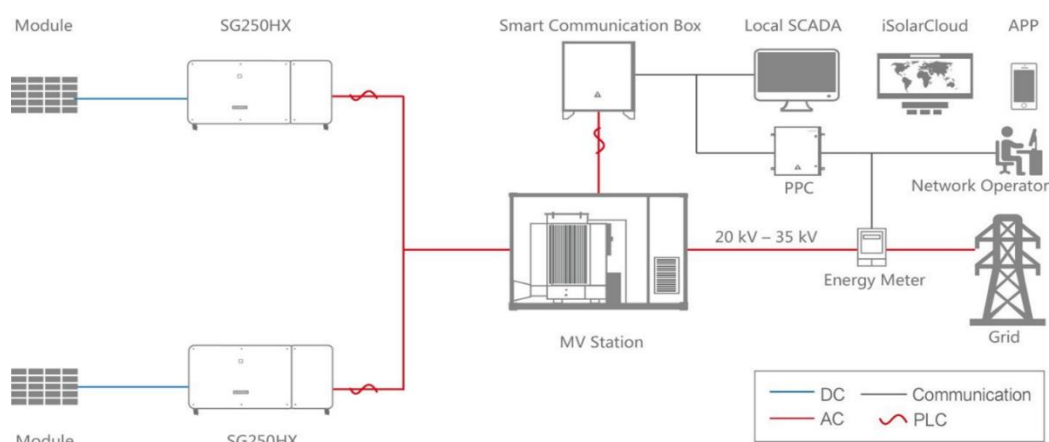


Figura 18: schema a blocchi di un impianto fotovoltaico con inverter di stringa.

L’impianto fotovoltaico è costituito dai seguenti componenti, la cui descrizione dettagliata è affrontata nei paragrafi successivi:

- n. 87592 moduli fotovoltaici bifacciali, con dimensioni in pianta pari a 2384×1303 mm
- i tracker, in grado di ruotare da Est verso Ovest durante l’arco della giornata con un intervallo di rotazione pari a 120° (-60 °; + 60 °), supporteranno un numero variabile di moduli.
- n. 162 inverter di stringa
- n. 11 cabine di trasformazione Skid bt/AT
- cabine in CAV per sala controllo, partenze linea

- cabine containerizzate per ufficio e magazzino
- cavidotti interni, suddivisi in:
 - cavi in CC per il collegamento dei moduli agli inverter
 - cavi in CA bt di collegamento degli inverter al quadro di bassa tensione del trasformatore
 - cavi CA AT di collegamento del trasformatore al quadro di AT nella cabina di consegna
 - cavi CA bt di alimentazione degli ausiliari che collegano il trasformatore con la cabina Utente e tutti gli ausiliari di campo (illuminazione e tvcc)
 - maglia di terra
 - cavi di segnale per il controllo degli inverter
- illuminazione e TVCC

A ciò va aggiunta l'esecuzione delle seguenti opere civili

- preparazione del terreno ed esecuzione delle opere di compatibilità idraulica
- viabilità interna e recinzione
- predisposizione del verde di mitigazione

L'impianto sarà, elettricamente e visivamente, diviso in 3 sottocampi, aventi le seguenti caratteristiche.

L'impianto avrà una **potenza di immissione AC nella Rete Elettrica Nazionale pari 50000 kW**, attraverso una connessione diretta alla futura sottostazione di Terna S.p.A. direttamente a 36 kV. Si stima che l'impianto produrrà mediamente 116830,7 MWh annui di elettricità.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in 3 campi, per un totale di 1716 stringhe e 87'592 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 60000,52 kWp.

Detti moduli si conetteranno a 162 inverter.

Gli inverter sono collegati alle 11 cabine di trasformazione MT/BT contenenti al suo interno un quadro MT 36 kV, un trasformatore MT/BT 36kV/800V di potenza variabile, un trasformatore ausiliario BT 0,8/0,4 kV e due quadri BT. Da un quadro BT sono alimentati gli inverter dislocati in campo mentre dall'altro vengono alimentati i sistemi ausiliari.

Le cabine di trasformazione sono collegate alla cabina di raccolta mediante linee MT a 36 kV in cavo interrato. 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 una cella per le misurazioni e i quadri di controllo.



- | | | |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|
| Buffer distanze da area di progetto | Cabine di campo | Viabilità interna |
| Recinzione | Cabina di consegna | Alberi |
| Tracker | Ufficio | Cavidotto |
| Fascia di mitigazione | Ingressi | Strada Provinciale |

Figura 19: 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.

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 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

La superficie coltivata corrisponde all'88% della superficie totale; il LAOR è invece pari al 26,7 %.

REQUISITO “B”

Il requisito B riguarda la verifica della reale integrazione fra produzione agricola e produzione elettrica nel corso della vita tecnica dell’impianto.

B.1 Continuità dell’attività agricola e pastorale

Tale requisito riguarda l’accertamento della destinazione produttiva agricola, tramite la valutazione economica della produzione e il mantenimento dell’indirizzo produttivo o l’eventuale variazione verso un nuovo ordinamento di valore economico più elevato.

Attualmente le aree sono destinate a pascoli magri ed erbai misti. Si prevede la coltivazione del prato pascolo permanente con colture foraggere avvicendate con un incremento del valore agronomico del 65%.

B.2 Producibilità elettrica

Il rispetto del requisito B.2 riguarda la producibilità elettrica dell’impianto agrivoltaico FV_{agri} paragonata a quella di un impianto standard $FV_{standard}$ espresse in GWh/ha/anno. Per la verifica di tale condizione il rapporto tra producibilità dell’impianto agrivoltaico non deve essere inferiore al 60% a quella di un equivalente impianto standard di pari superficie. Il requisito si intende quindi rispettato se $FV_{agri} \geq 60\% FV_{standard}$.

Il requisito è ampiamente rispettato come verificabile nella relazione tecnica generale.

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 superiore a 1,3 m, quindi tale da permettere l'utilizzo a fini zootecnici.

REQUISITI "D" ED "E": SISTEMI DI MONITORAGGIO

Per l'approfondimento relativo ai sistemi di monitoraggio previsti dal progetto si rimanda alla relazione agronomica specialistica.

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 (modello RSM-132 N type costruito da Risen, di dimensioni pari a 2384×1303×35 mm e peso di 34 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.

Il fatto che i moduli siano bifacciali significa che anche il retro del modulo, colpito dalla radiazione riflessa dal terreno e dall'atmosfera, contribuisce alla produzione fotovoltaica. Dalla letteratura tecnica si riscontra un aumento di produzione compreso nel range 5% - 20% rispetto a quella di un modulo non bifacciale.

Cautelativamente, nel calcolo della producibilità elettrica si considera un incremento dato dalla facciata “back” dei moduli fotovoltaico biassiali del 5%.

La potenza nominale di ciascun modulo sarà pari a 685 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.

In sede di progettazione definitiva, prezzi di mercato più o meno favorevoli potranno orientare la scelta verso altra tipologia di pannelli.

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

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento solare di tipo “mono-assiale”, detti tracker, in modalità “ritratto” (ossia in modo che il lato corto del pannello sia parallelo all’asse del tracker). Tali strutture permettono la rotazione lungo l’asse orizzontale, da Est a Ovest, da +60° a -60°, durante la giornata affinché sia mantenuta il più possibile l’ortogonalità tra i pannelli e i raggi solari.

I tracker sono costituiti da travi in acciaio zincato opportunamente dimensionati e direttamente infissi nel terreno tramite macchine battipalo, senza la necessità di fondazioni: si prevede l’infissione per circa 3,5 di profondità, predisponendo un palo ogni 6/7m. Su detti sostegni, tramite opportune giunzioni snodabili, è posta la trave orizzontale, su cui vengono fissati i pannelli. Il movimento rotatorio è assicurato da un motore – uno per ogni struttura – alimentato da piccoli pannelli fotovoltaici ad hoc.

L’asse dei tracker è posizionata a circa 2,4m di altezza, cosicché, nel momento di massima inclinazione, il punto più basso del pannello sia ad una quota $\geq 1,30$ m.

I tracker che verranno installati saranno dotati della funzionalità “backtracking”, ossia un apposito sistema di controllo che gestisce la rotazione affinché, quando il sole è particolarmente basso, si eviti l’ombreggiamento reciproco tra le varie file vicine. Questo comporta un aumento di energia prodotta di circa 5%.

Le strutture di sostegno saranno distanziate, in direzione est-ovest, con un interasse le une dalle altre di circa 6 m.



Figura 20: esempio di fissaggio delle strutture di supporto.

1.3.5 Power station

Sono previste complessivamente 14 cabine (11 cabine di trasformazione, 1 cabina di raccolta, un ufficio ed un piccolo deposito).

Le cabine di trasformazione saranno di tipo plug&play (comunemente dette skid) e avranno la tipica struttura containerizzata di dimensioni pari a circa 6058*2896*2438 mm e peso di circa 24 t. Le cabine arriveranno in situ già predisposte dei collegamenti interni e poggeranno su fondamenta costituite da plinti di cemento armato opportunamente dimensionati.

Conterranno al loro interno dei trasformatori MT/BT 0,8/36 kV da 8960 kVA - 6400 kVA – 3500 kVA – 3000 kVA a doppio secondario raffreddato in olio, la vasca di raccolta dell'olio, un trasformatore ausiliario 0,8/0,4 kV da 40 kVA e i relativi quadri.



Figura 21: esempio di cabina skid di trasformazione, modello containerizzato.

Presso l'area di ingresso sarà necessario installare una cabina di raccolta in C.A.V., prefabbricata o costruita in opera, adibita ad ospitare i quadri di elettrici a 36kV, provenienti dallo skid, la cella misure e i quadri di controllo. Tale cabina sarà dotata di una vasca di fondazione interrata di circa 70cm, cava, dalla quale entreranno i cavi all'interno della cabina stessa.

Tale cabina avrà ingombro fuori terra pari a 30x9x3 m.



Figura 22: esempio di cabina in C.A.V. La parte nera sottostante la cabina costituisce la vasca di fondazione e raccolta cavi, che sarà interrata.

In prossimità della cabina di raccolta saranno alloggiare due cabine di tipo containerizzato, una adibita a ufficio e l'altra a piccolo deposito, di dimensioni pari a 6.055 x 2.435 x 2.591 mm.



Figura 23: esempio di ufficio in container.

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 162 inverter modello Sungrow SG350HX o similari con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Gli inverter saranno alloggiati su apposite strutture metalliche infisse a terra o sfruttando direttamente i sostegni dei pannelli.

1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti

Le connessioni elettriche previste per il funzionamento dell'impianto fotovoltaico sono indicate in seguito. Tutto il terreno naturale che verrà rinvenuto dagli scavi delle trincee per la posa dei cavidotti sarà riutilizzato in situ.

Le tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) individuate garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

Per quanto riguarda il dimensionamento dei cavi, le sezioni per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Si nota che per i vari tratti di collegamento dell'impianto fotovoltaico, la caduta massima di tensione è stata considerata pari a 1%.

Nel seguente schema seguente sono sintetizzate le modalità di posa dei vari cavi dell'impianto, con relative tipologie.

Connessione	Tensione di esercizio	Corrente nominale	Tipologia cavo	Posa
Modulo FV - inverter di stringa	800V dc	18A	FG21M21 1500 V cc da 10/16 mmq	Fissati alle strutture dei tracker con fascette plastiche anti-UV oppure direttamente interrati
Inverter di stringa – trasformatore	800 V ac	230A	3x (0.6/1 kV ARG16R16 da 240 mmq)	Direttamente interrati, a trifoglio, 70cm di profondità, 15cm l'uno dall'altro
Trasformatore – cabina di raccolta	36000V ac	100A	3x (N)A2XS(F)2Y 20.8/36 da 400mmq	In tubo di DPE D.int 160mm, circa 70cm di profondità

Alimentazione BT degli ausiliari	220V ac	30	FG17 450/750 V 3x25+16 mmq oppure 2x10mmq	Direttamente interrato a 50cm di profondità
----------------------------------	---------	----	---	---

1.3.9 Sistema SCADA e RTU e Telecontrollo

Al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni, verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM. A tale scopo nelle cabine di trasformazione sarà installata apparecchiatura elettronica, di acquisizione e raccolta dati, e di telecomunicazioni facenti parte dell'architettura generale di detto sistema di supervisione. Ovviamente l'architettura di questo sistema integrerà la connessione di tutti gli elementi di impianto. Il tutto in modo da avere una piattaforma unica, centralizzata e remotabile di acquisizione, raccolta, memorizzazione ed elaborazione dati. Mediante questa piattaforma ci sarà anche interoperatività da remoto con l'impianto fotovoltaico. Pertanto, il sistema potrà non solo acquisire i dati ma anche ricevere informazioni e comandi da trasferirsi in termini di operatività sull'impianto.

Nello specifico partendo dal livello hardware, saranno previste schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. I dati rilevati saranno inviati ai singoli RTU e quindi convogliati allo SCADA.

In ogni singola unità RTU sarà implementata la supervisione istantanea dei parametri elettrici elementari, corrente e tensione e degli allarmi generati dalla rilevazione degli stati degli interruttori, mentre nello SCADA sarà possibile vedere i valori primitivi rilevati e visualizzabili dai singoli RTU, oltre ai dati aggregati frutto di elaborazione dei dati primitivi, come ad esempio valutazione delle performance, produzioni in diversi intervalli temporali, etc.

Oltre a queste funzioni base lo SCADA si occuperà della gestione degli allarmi e valutazione della non perfetta funzionalità dell'impianto in base agli scostamenti rilevati tra producibilità teorica e producibilità effettiva.

I dati rilevati verranno salvati in appositi database, e sarà possibile la visualizzazione da remoto mediante interfaccia web.

Per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio e di security saranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione

L'illuminazione sarà collegata all' impianto allarme per ridurre inquinamento luminoso. L'impianto di illuminazione verrà quindi attivato solamente quando l'impianto di allarme darà il segnale di allarme.

In particolare, è stata prevista l'illuminazione in prossimità della cabina di raccolta, delle singole cabine di trasformazione e dei percorsi perimetrale e interni di accesso alle cabine di trasformazione. L'illuminazione sarà effettuata mediante l'impiego di corpi illuminanti a Led, e proiettori a led per illuminazione esterna, ubicati sulle pareti esterne delle cabine nonché su paline ancorate al terreno mediante piccolo plinto di fondazione, per i percorsi perimetrali e quelli interni di accesso alle cabine di trasformazione.

Il sistema di sorveglianza e antintrusione impiegato si basa sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

La prima modalità di protezione messa in atto consiste nel creare una barriera protettiva perimetrale lungo la recinzione che prevede la rilevazione di eventuali scavalcamenti o tagli della stessa. Abbinata a questa sarà presente un sistema di video sorveglianza perimetrale TVCC, con copertura video di tutto il perimetro.

La seconda consiste nel creare un sistema di rilevazione e monitoraggio mediante sistema di video sorveglianza a circuito chiuso delle aree dell'impianto maggiormente sensibili e cruciali quali:

- cabine;
- zone in cui si concentrano gran numero di apparati;
- aree difficilmente monitorabili;
- aree di transito.

Il terzo sistema adottato è un semplice sistema meccanico di deterrenza che prevede l'utilizzo di viti e dadi antieffrazione da impiegarsi nei fissaggi dei moduli FV e dei dispositivi posti sul campo non protetti direttamente con altri sistemi.

Ai sistemi sopra indicati verranno abbinati un sistema di controllo varchi del personale di tipo manuale.

Tutti i sistemi saranno conformi alle normative vigenti e in particolare alle normative relative alla garanzia della riservatezza della privacy.

1.3.11 Viabilità, recinzione e cancelli

Il parco fotovoltaico sarà circondato da recinzione metallica di altezza pari a 3m, rialzata da terra di circa 10cm per lasciare il passaggio della piccola fauna locale e ancorata a pali di acciaio zincato, fissati a terra tramite piccoli plinti di cemento.

L'accesso al sito avverrà tramite 2 cancelli in acciaio zincato 5x2,50m.

La viabilità perimetrale interna al parco sarà costituita da strade sterrate larghe circa 8m, che consentiranno il passaggio di piccoli mezzi per la manutenzione.

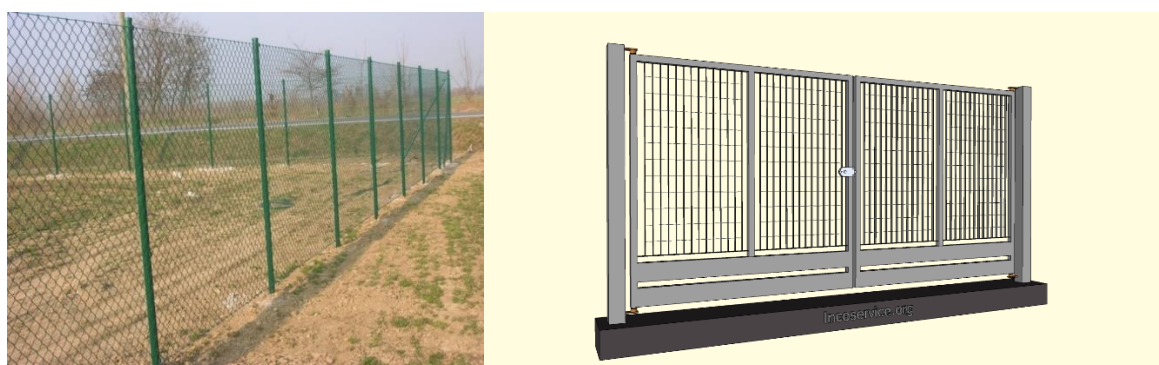


Figura 24: Recinzione e cancello.

1.4 Dismissione dell'impianto

Al termine dell'esercizio dell'impianto, ci sarà una fase di dismissione e demolizione delle strutture, che restituirà le aree al loro stato originario, preesistente al progetto, come previsto dal comma 4 dell'art.12 del D.Lgs. 387/2003 e s.m.i.

Si precisa che, in riferimento alle opere necessarie alla connessione, a costruzione avvenuta, tali opere saranno comprese nella rete di distribuzione del gestore e quindi saranno acquisite al patrimonio di Terna e verranno utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica di cui Terna è concessionaria. Pertanto, il beneficiario dell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto di rete per la connessione dovrà essere Terna S.p.A. e, quindi, per tale impianto non sarà previsto l'obbligo di ripristino dello stato dei luoghi in caso di dismissione dell'impianto di produzione di energia elettrica.

Le attrezzature utilizzate nel progetto e presenti nell'area che dovranno essere smaltite sono principalmente le seguenti:

Codice C.E.R.	Descrizione
17 04 05	parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli

16 02 14	moduli fotovoltaici e apparecchiature elettriche ed elettroniche
17 04 05	recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali
17 09 04	opere fondali in cls
17 09 04	calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
17 04 11	linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici
16 02 16	macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
17 04 05	cabine elettriche
17 09 04	materiale inerte

I codici C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

In considerazione della tipologia di componenti da smantellare, il piano di dismissione a fine ciclo produttivo procederà per fasi sequenziali ognuna delle quali prevederà opere di smantellamento, raccolta e smaltimento dei vari materiali. Verranno smantellati tutti i componenti del campo fotovoltaico in modo tale che ogni volta che si attuerà la dismissione di un componente si potranno creare le condizioni idonee per la fase di dismissione successiva. Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento di materiali di risulta e le operazioni necessarie per ricostruire la superficie alle condizioni originarie. In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture, nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta, verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti. Le fasi operative dello smantellamento dell'impianto sono:

- Disconnessione dell'impianto dalla rete elettrica;
- Messa in sicurezza dei generatori fotovoltaici;
- Smontaggio e rimozione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in campo;
- Smontaggio dei moduli fotovoltaici;
- Smontaggio delle strutture di supporto;
- Rimozione cabine e locali tecnici;
- Rimozione opere civili;
- Recupero dei cavi elettrici BT ed AT;
- Rimozione della recinzione e del sistema di illuminazione e controllo;
- Ripristino dell'area del parco fotovoltaico.

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, edifici e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, in particolare, dalla possibilità che questi materiali potranno essere riutilizzati (recinzione, cancelli, infissi, cavi elettrici, ecc.) o portati a smaltimento e/o recupero (pannelli fotovoltaici, opere fondali in cls, ecc.). La rimozione sequenziale dei componenti sarà, inoltre, concordata in fase operativa con la ditta esecutrice dei lavori.

Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dopo che si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto dalla linea AT di proprietà di Terna S.p.A.

Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

I mezzi, che in questa fase della progettazione sono stati previsti al fine del loro probabile utilizzo per l'operazione di rimozione dell'impianto, possono essere i seguenti:

- n. 2 automezzi dotati di gru;
- n. 2 escavatori;
- n. 2 pale gommate;
- n. 2 bob-cat;
- n. 2 carrelloni trasporta mezzi meccanici.

Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in un periodo presunto di circa sei mesi dal distacco dell'impianto dalla linea AT di Terna S.p.A., salvo eventi climatici sfavorevoli.

Di seguito vengono descritti più nel dettaglio i vari step dello smaltimento.

Disconnessione dell'impianto dalla rete elettrica

La prima fase della dismissione dell'impianto fotovoltaico prevede il sezionamento dell'impianto lato DC e lato AC, quello in BT e AT tramite l'interruttore in AT presente all'interno della Power Station. Questo al fine di poter garantire le condizioni di sicurezza agli operatori.

Rimozione moduli fotovoltaici

Dopo aver interrotto il collegamento di cessione alla rete elettrica ed aver isolato le stringhe, i moduli fotovoltaici verranno dapprima disconnessi dai cablaggi e poi saranno smontati dai sostegni. Infine, saranno accatastati lungo la viabilità affinché ne sia agevole la movimentazione Ai fini dell'invio a idoneo smaltimento e/o recupero delle materie seconde.

L'obiettivo primario è quello di riciclare i materiali impiegati, i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- Silicio;
- Componenti elettrici;
- Metalli;
- Vetro.

Circa il 90% del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio. In particolare, le operazioni previste per il recupero o smaltimento dei pannelli, consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio ad apposita piattaforma che effettuerà le operazioni:

- Recupero cornice di alluminio;
- Recupero vetro;
- Recupero integrale della cella di Silicio o recupero del solo wafer;
- Invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella;
- Recupero dei cavi solari collegati alla scatola di giunzione

Per quanto riguarda i cablaggi tra i pannelli, essendo costituiti da normali cavi conduttori di rame rivestito con resina isolante, una volta rimossi dalle apposite sedi sui sostegni, verranno inviati a recupero in appositi impianti autorizzati.

Rimozione strutture di sostegno

Prima di tutto devono essere smontati da queste strutture i componenti elettrici ed elettronici, questi devono poi essere inviati a idonei impianti di smaltimento e/o recupero. I telai in alluminio saranno, invece, smantellati e ridotti in porzioni di profilato idonee alla movimentazione e inviati verso lo smaltimento così come il resto dei profilati. Tutti i materiali di smantellamento saranno poi inviati ad un impianto autorizzato al recupero dei materiali metallici.

Rimozione Power Station

Le linee elettriche e gli apparati elettrici ed elettromeccanici delle Power Station, ognuna dotata di inverter centralizzato, trasformatore BT/AT ed interruttore in AT, verranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti, dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomma e plastiche.

Rimozione cabine e locali tecnici

Per quanto riguarda le strutture prefabbricate, queste saranno rimosse dalla loro sede grazie all'utilizzo di pale meccaniche e bracci idraulici ed inviati a idonei impianti di smaltimento e/o recupero.

Smantellamento opere civili

Le opere in c.a. che corrispondono ai basamenti sui quali verranno poggiate le power Station andranno smantellati con l'ausilio di idonei scavatori e il materiale di risulta sarà inviato allo smaltimento come materiale inerte. Allo stesso modo i cavidotti.

Recinzione e sistema di illuminazione e controllo

La recinzione e gli elementi ausiliari verranno smantellati con l'ausilio di adeguata attrezzatura meccanica in modo che saranno suddivisi i vari materiali di risulta per tipologia. Saranno divise le reti elettrosaldate dai montanti ed i pilastri degli ausiliari dai dispositivi di illuminazione e controllo. Infine, verranno smaltiti i materiali secondo le più idonee destinazioni.

Smaltimento del materiale

La produzione di rifiuti che deriva dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento. Come nel caso dei pannelli dismessi che devono essere conferiti ad un impianto di trattamento autorizzato, il conferimento è gratuito, dovendo i produttori e gli importatori dei moduli fotovoltaici - "produttori del rifiuto" – occuparsi della corretta gestione del fine vita dei prodotti che immettono sul mercato. Il produttore organizza l'attività di raccolta e riciclo mediante associazioni dedicate. Come riferimento del settore, citiamo l'associazione "PV-CYCLE" che associa numerosi produttori di moduli fotovoltaici.

Ripristino dello stato dei luoghi

Sarà assicurato il totale ripristino del suolo agrario originario, anche mediante pulizia e smaltimento di eventuali materiali residui, quali spezzoni o frammenti metallici, frammenti di cemento, ecc. In particolare, dovrà essere previsto il ripristino del drenaggio e la ricostruzione del suolo nelle aree interessate dalla viabilità e dalle piazzole per le cabine.

Si evidenzia che le piantumazioni perimetrali non dovranno essere interessate da attività di dismissione e dovranno essere mantenute come da progetto, in quanto negli anni andranno a costituire elementi della rete ecologica locale.

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 25) 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%).

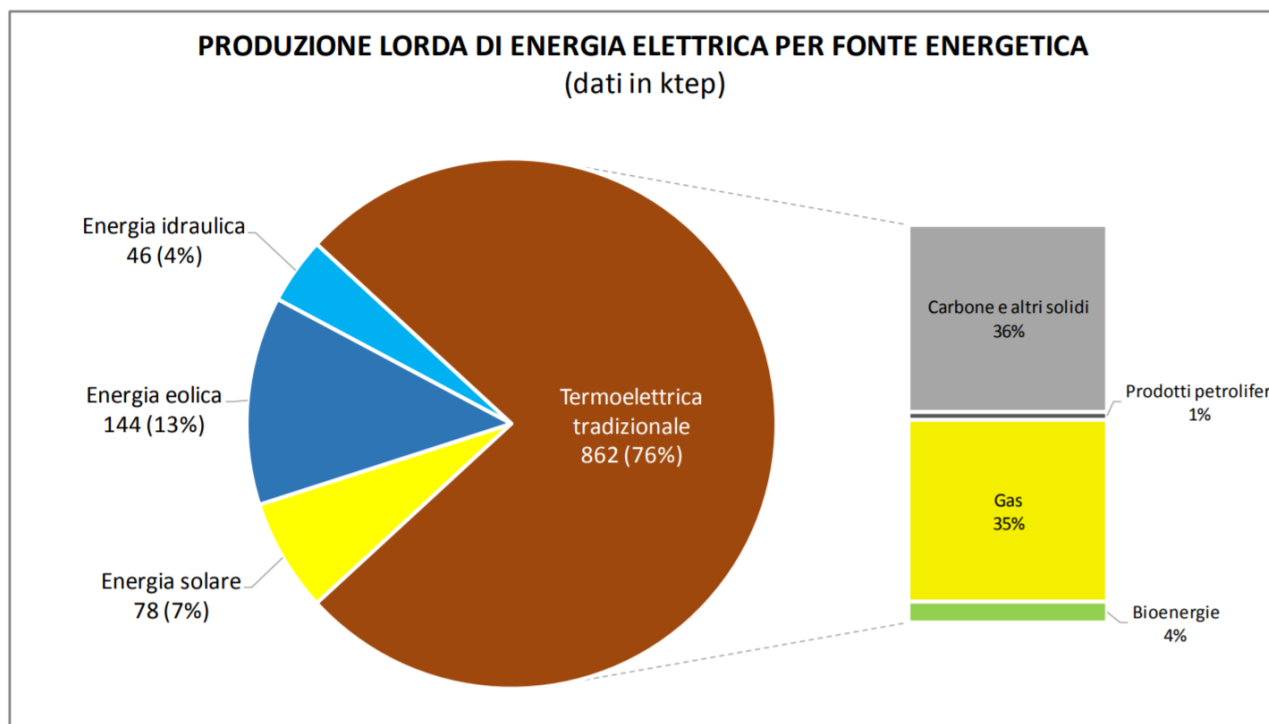


Figura 25: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

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.

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

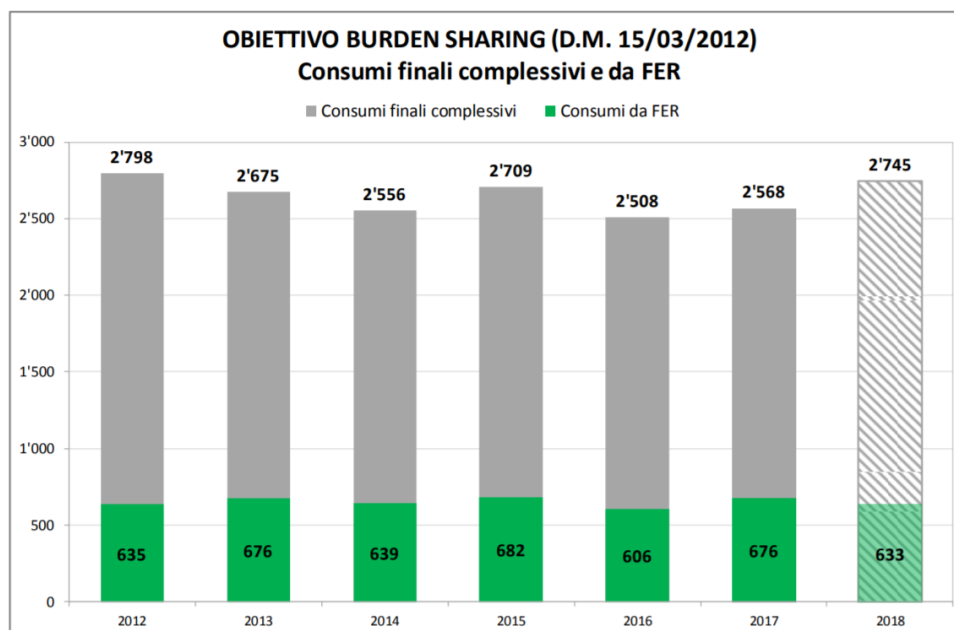


Figura 26: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

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.

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 della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'analisi condotta sull'area di progetto e riportata nella relazione agronomica specialistica, ha individuato da modeste a forti limitazioni d'uso poiché il terreno in esame ha un suolo generalmente poco profondo: la classe di LCC a cui sono ascritti sono quindi in maggioranza IVs ma sono presenti anche tratti in cui la classe è peggiore.

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;
- mancato incremento della fertilità del suolo attraverso la realizzazione del sistema integrato tra tecnologia e agricoltura;
- mancato miglioramento dell'assetto idraulico dell'area grazie alla realizzazione di una rete di deflusso delle acque meteoriche.

2.2 Alternativa tecnologica

Gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra possono essere di due tipi: impianti fotovoltaici ad inseguimento solare monoassiali o biassiali oppure impianti fotovoltaici a terra con sistemi fissi.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici "ad inseguimento solare" - definiti anche "vele solari" per la forma – possono essere:

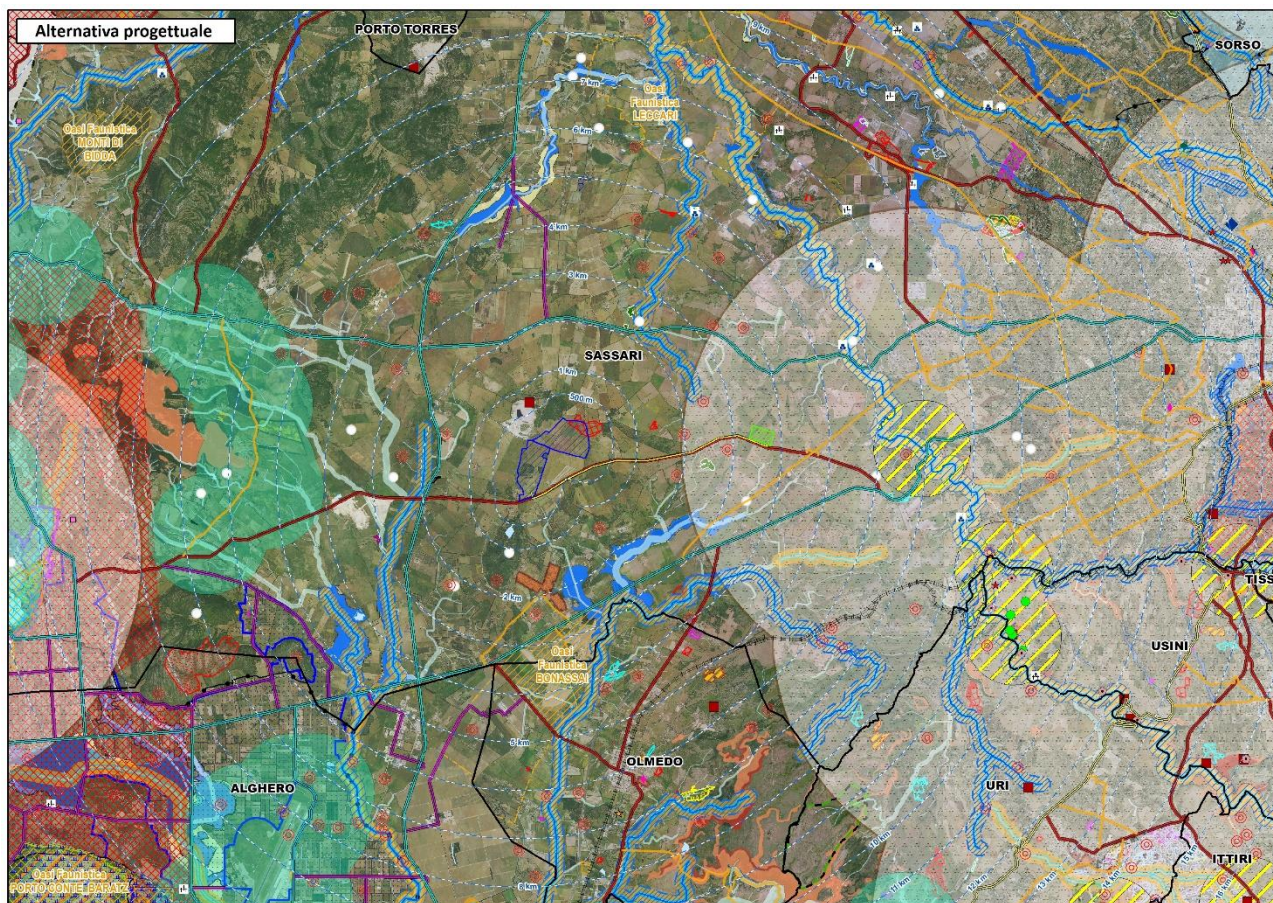
- Biassiali: con moduli collocati a terra dotati di uno o più motori che muovono i pannelli fotovoltaici in modo tale che siano sempre perpendicolari alla fonte solare, ricevendo quindi il massimo irraggiamento disponibile;
- Monoassiali: con moduli che inseguono il sole secondo un solo asse, da Est ad Ovest, lasciando invariata l'inclinazione, oppure inseguono da Nord a Sud lasciando invariata la direzione a Sud, l'azimuth.

Gli impianti con sistemi fissi invece possono essere fissati a terra su pali autoportanti oppure su plinti in calcestruzzo.

Nel caso del progetto in esame, allo scopo di massimizzare la produzione energetica ed in considerazione della morfologia delle aree individuate, la scelta progettuale e di layout per il progetto in esame è stata quella di installare i moduli a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, con inseguitore, asse orizzontale N-S orientati con un angolo di azimuth di 18°/20°.

2.3 Alternativa di localizzazione

Allo scopo di contribuire al perseguimento degli obiettivi comunitari, nazionali e regionali di diffusione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica e contestualmente di tutelare e preservare i valori ambientali del territorio dai possibili impatti generati dagli impianti di produzione di energia, nell'analisi delle alternative di localizzazione sono state scartate tutte le aree interessate dai vincoli esplicitamente indicati nei vari regolamenti urbanistici comunali e sovracomunali.



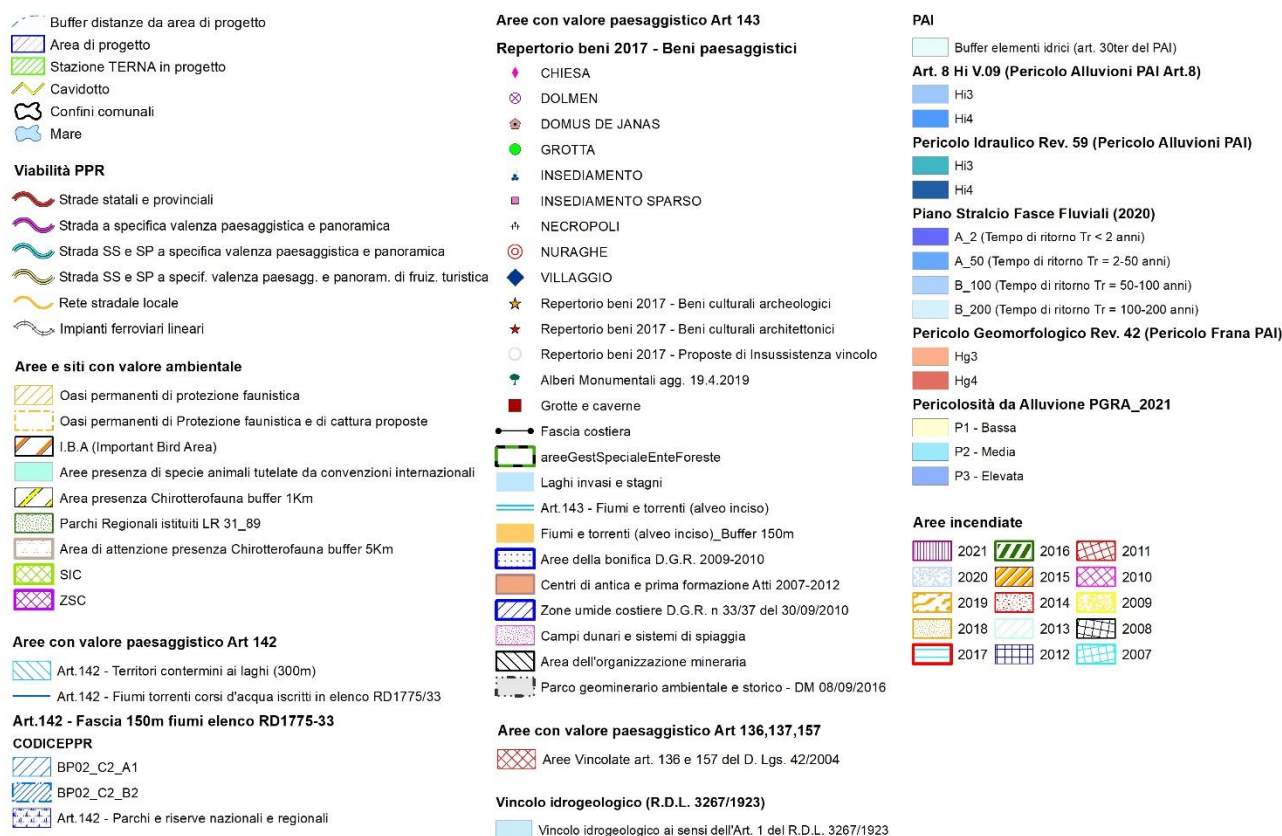


Figura 27: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

Al netto di quanto detto finora, per effettuare la scelta dell'area di intervento si sono ricercati terreni aventi i seguenti criteri:

- ottima esposizione solare ai fini del miglior rendimento dell'impianto (ad es. assenza di edifici alti in prossimità dell'impianto che causerebbero ombreggiamento);
- facilmente raggiungibili dalla viabilità esistente;
- a morfologia perlopiù pianeggiante ai fini di una facile cantierizzazione e progettazione degli elementi dell'impianto;
- lontani dai principali centri abitati della zona;
- con presenza di infrastrutture per la distribuzione elettrica;
- sui quali è stato possibile acquisire i diritti di superficie.

La scelta localizzativa finale proposta, pertanto, è costituita da un terreno ubicato in prossimità della Cava di Monte Nurra, su area che non presenta interferenze con edifici e manufatti di valenza storico-culturale e che non è caratterizzata da suoli ad elevata capacità d'uso o da paesaggi agrari di particolare pregio o habitat di interesse naturalistico.