



COMUNE DI  
VILLACIDRO



COMUNE DI  
SAN GAVINO MONREALE



PROVINCIA DEL  
MEDIO CAMPIDANO



MINISTERO DELLA  
TRANSIZIONE ECOLOGICA



REGIONE AUTONOMA  
DELLA SARDEGNA



COMUNE DI  
SANLURI



COMUNE DI  
SERRAMANNA

# PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO "VILLACIDRO 3" E OPERE CONNESSE

COMUNI DI VILLACIDRO E SAN GAVINO MONREALE (VS)

POTENZA MASSIMA DI IMMISSIONE IN RETE 50.000 kW  
POTENZA MASSIMA INSTALLATA PANNELLI 51.300 kWp

A

PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

DATA  
02/03/2022

REVISIONE  
1

SCALA  
1:1

CODICE

F.R01

TITOLO

RELAZIONE ILLUSTRATIVA E DESCRITTIVA

IL PROPONENTE

**GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l.**  
Piazza del Grano, 3  
39100 Bolzano (BZ)

IL PROGETTISTA

**MARE S.r.l.s.**  
Dott. Ing. Enrico Gadaleta  
via Galluzzi, 5 - 70044 Polignano a Mare (BA)  
mob +39 338 2263891



**GREENENERGYSARDEGNA2**

GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 39100 Bolzano (BZ)



## Sommario

1	PREMESSA.....	4
2	DATI GENERALI DEL PROPONENTE .....	4
3	RIFERIMENTI NORMATIVI .....	6
3.1	Principali norme Comunitarie .....	6
3.2	Principali norme Nazionali.....	7
3.3	Legislazione Regionale in materia di VIA .....	7
4	L'AGRIVOLTAICO.....	9
4.1	Il progetto di collaborazione per la ricerca e sviluppo con Enti di Ricerca Pubblici e Privati 11	
5	INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DELL'AREA DI INTERVENTO .....	12
6	INQUADRAMENTO URBANISTICO .....	14
6.1	Piano Urbanistico Comunale di San Gavino Monreale.....	14
6.2	Piano Urbanistico Comunale di Villacidro .....	15
6.3	Piano Urbanistico Comunale di Sanluri .....	17
6.4	Piano Urbanistico Comunale di Serramanna.....	18
7	INQUADRAMENTO GEOLOGICO DELL'AREA DI INTERVENTO.....	19
8	INQUADRAMENTO IDROGRAFICO DELLE AREE DI INTERVENTO .....	19
9	CARATTERI DI SIMICITÁ DELL'AREA DI PROGETTO.....	22
10	INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO DEL TERRITORIO .....	23
10.1	Piano Paesaggistico Regionale .....	23
10.2	SIN – Sito di Interesse Nazionale del Sulcius Iglesiente Guspense .....	24
11	INQUADRAMENTO CLIMATICO .....	25
12	CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE .....	26
12.1	Tempi previsti per l'esecuzione dei lavori.....	27
13	DATI GENERALI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	29
13.1	Sito di installazione.....	29
13.2	Irraggiamento.....	29
13.2.1	Dimensionamento e analisi della producibilità.....	30
14	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO .....	31
14.1	Il Generatore Fotovoltaico – Modulo fotovoltaico.....	31
14.1.1	La cella fotovoltaica .....	31
14.1.2	Strutture di supporto dei moduli .....	33
14.2	Quadri elettrici di campo o parallelo stringhe .....	34
14.3	Cabine Elettriche di Campo.....	34
14.4	Gruppo di Conversione / Trasformazione .....	34
14.5	Cabina di raccolta .....	35
14.6	Cabina di controllo .....	35
14.7	Cavidotti in Bassa Tensione (BT) e Media Tensione (MT) .....	36
14.8	Dorsale MT esterna.....	36

14.9	Fondazioni .....	36
14.10	Viabilità di accesso e di servizio .....	37
14.11	Opere di mitigazione.....	38
15	OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN (Rete di Trasmissione Nazionale).....	38
15.1	Stazione Elettrica Utente - Connessione in condominio AT .....	38
15.2	Apparecchiature della nuova sottostazione elettrica produttore .....	39
15.3	Cavi elettrici e cablaggi .....	40
15.4	Sistema di controllo e monitoraggio .....	40
15.5	Verifiche prestazionali e collaudi .....	41
16	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO A FINE VITA E OPERE DI RIPRISTINO, RINSERIMENTO E RECUPERO.....	43
16.1	Descrizione delle fasi di dismissione.....	43

## 1 PREMESSA

*Il progetto di cui la presente relazione è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto **Agrivoltaico** e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale (cavidotto MT a 30 kV, Sottostazione Elettrica Utente). L'Impianto sarà denominato "**Villacidro 3**" ed avrà una potenza di picco di 51,3 MWp ed una potenza disponibile pari a 50 MWn.*

*Sarà principalmente costituito da strutture metalliche ad inseguitori (Tracker) con movimentazione mono-assiale (da est verso ovest) per il sostegno dei moduli fotovoltaici (generatore), e sarà connesso alla **Rete di Trasmissione Nazionale** con totale cessione dell'energia prodotta, mediante uno stallo realizzato nell'ampliamento della Stazione Elettrica di Serramanna.*

## 2 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

*La titolarità della proposta progettuale è in capo alla società **Green Energy Sardegna 2 S.r.l.** del gruppo **Fri-EI Green Power**, con sede a Bolzano in piazza del Grano n° 3, partita iva n. 02993950217 e numero REA 222872.*

*La Green Energy Sardegna 2 S.r.l. persegue lo sviluppo in Sardegna ed in altre parti d'Italia di progetti nel campo delle energie rinnovabili. Le quote societarie di Green Energy Sardegna 2 S.r.l. sono possedute per il 25% dalla società Pro-Invest S.r.l. e per il 75% dalla Fri-EI SpA, la quale appartiene al 100% alla società Fri-EI Green Power SpA.*

*Il maggiore azionista e referente per l'iniziativa è pertanto il gruppo Fri-EI Green Power SpA che gestisce, direttamente o tramite le proprie società collegate e controllate, un portfolio di 34 impianti eolici per una potenza totale di circa 901 MW, di cui 155,2 MW realizzati in Sardegna.*

*Oltre agli impianti eolici, la società possiede un impianto a biomassa solida della potenza di 18,7 MW, un impianto a biomassa liquida della potenza di 74,8 MW (per una percentuale pari al 50%), ventidue impianti a biogas, per una potenza totale di 22 MW, detenuti con partecipazione maggioritaria.*

*Secondo i dati consolidati al 2019 il Gruppo Fri-EI Green Power possiede un patrimonio netto di circa 454 m€ con investimenti effettuati nell'anno 2019 pari a 248 m€ ed un cash flow da attività operative realizzato nel 2019 pari a circa 96 m€; la società proponente possiede pertanto le capacità economiche, gestionali e imprenditoriali necessarie per la costruzione e per la gestione dell'impianto proposto in progetto.*

*Di recente la società Green Energy Sardegna 2 S.r.l. ha sottoscritto un contratto con la Fri-EI Green House S.r.l.*

Società Agricola, con sede legale in Ostellato (FE) in Via delle Serre n.1 per lo sviluppo congiunto di un impianto agrivoltaico e di un progetto agricolo.

La Fri-El Green House S.r.l. Società Agricola è una società che ha come oggetto sociale l'esercizio in via esclusiva di attività agricola ai sensi dell'art. 2135 del Codice Civile, in particolare nei settori della viticoltura, dell'ortofrutta e della coltivazione del mais, ed ha in programma l'avvio della produzione di colture officinali e coltivazioni arboree.

Il contratto congiunto stipulato tra le due società e nell'ambito del quale verrà sviluppato il progetto agrivoltaico in parola prevede in modo particolare le seguenti clausole.

La società Green Energy Sardegna 2 S.r.l. si occuperà:

- dell'individuazione e del monitoraggio della regolamentazione e normativa sul settore agrivoltaico (sussistenza e durata eventuali incentivi, procedure da seguire, adempimenti da espletare, criteri di accesso);
- dell'attività di richiesta e accettazione della STMG (preventivo di connessione inviato da Terna S.p.A. ai sensi del TICA, Testo Unico Integrato delle Connessioni Attive, per la connessione dell'impianto alla competente rete elettrica);
- della individuazione e della contrattualizzazione dei terreni;
- della progettazione dell'impianto;
- della redazione di tutta la documentazione necessaria al fine di presentare alle Autorità competenti la richiesta di rilascio del Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR) oppure della Verifica di Assoggettabilità a VIA e della Autorizzazione Unica (AU) avviando l'iter autorizzativo unico di cui al D.Lgs. 387/2003;
- di seguire con diligenza l'iter volto all'ottenimento della Autorizzazione Unica ai sensi della Legge 387/2003;
- ove necessario, di sottoscrivere la convenzione con il Comune territorialmente interessato e/o con gli altri Enti territoriali eventualmente interessati, al fine di definire gli importi dovuti alle municipalità a titolo di compensazione ambientale;
- di ottenere tutte le necessarie concessioni ed autorizzazioni accessorie per la costruzione e l'esercizio del progetto;

dell'ottenimento di tutti i necessari diritti di connessione alla rete di TERNA o del distributore in MT o in AT con durata almeno pari al periodo durante il quale l'impianto rimarrà in esercizio;

- della costruzione a propria cura e spese dell'impianto agrivoltaico;
- della manutenzione tecnica, ordinaria e straordinaria, dell'impianto agrivoltaico.

La Fri-El Green House S.r.l. Società Agricola si occuperà invece:

- dell'individuazione, caso per caso, della giusta produzione agricola da realizzare come progetto agricolo;
- della realizzazione e della cura del progetto agricolo individuato;
- del mantenimento del progetto agricolo per tutta la durata in vita dell'impianto agrivoltaico;
- della manutenzione e cura di tutti i terreni su cui insisterà il comune progetto agrivoltaico.

### 3 RIFERIMENTI NORMATIVI

#### 3.1 Principali norme Comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

la procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)** è stata introdotta dalla **Direttiva 85/337/CEE** del 27 giugno 1985 "Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati", quale strumento fondamentale di politica ambientale. Tale Direttiva, recepita in Italia con Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i., ha introdotto i principi fondamentali della valutazione di impatto ambientale, prevedendo che il committente fornisca basilari informazioni relative al progetto proposto e al contesto ambientale nel quale l'opera si inseriva, al fine di poterne valutare gli effetti, con l'obiettivo finale di protezione dell'ambiente e della qualità della vita.

Obiettivo del processo di VIA, pertanto, è proteggere la salute umana, contribuire, mediante il mantenimento di un buono stato ambientale, alla qualità della vita, provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell'ecosistema, in quanto risorsa essenziale per la vita.

Dall'emanazione della **Direttiva 85/337/CEE**, la procedura VIA ha subito un processo evolutivo a livello internazionale che può essere riassunto nei seguenti punti:

- **Direttiva 96/61/CE**, ha introdotto sia il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), al fine di conseguire un livello adeguato di protezione dell'ambiente nel suo complesso, sia il concetto di AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), promuovendo l'impiego delle "migliori tecniche disponibili".
- **Direttiva 97/11/CE**, ha ampliato il campo di applicazione della procedura VIA a molteplici tipi di progetti (allegato I) e ha specificato le fasi procedurali preliminari di "screening" e "scoping".
- **Direttiva 2001/42/CEE**: ha introdotto il concetto di valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente mediante la procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).
- **Direttiva 2003/35/CE** ha rafforzato la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale.

Infine la **Direttiva 2011/92/CE** (Direttiva VIA) "Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati", ponendosi come strumento fondamentale della politica europea volta alla protezione ambientale e alla tutela della salute umana, ha abrogato la Direttiva 85/337/CEE e aggiornato l'intero quadro normativo in ambito di valutazione di impatto, pur mantenendo i principi chiave della procedura introdotti nel 1985.

La Direttiva 2011/92/CE è stata modificata dalla più recente **Direttiva 2014/52/UE** del 16 aprile 2014, che a sua volta è stata recepita in Italia con Legge n. 114 del 09 luglio 2015. La Direttiva del 2014 non apporta variazioni rispetto alla procedura di VIA esistente, ma introduce un quadro minimo di norme comuni europee, lasciando agli Stati Membri la possibilità di recepire disposizioni più rigorose.

### 3.2 Principali norme Nazionali

La normativa europea in ambito di valutazione ambientale (Direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985) è stata recepita in Italia con la **Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i.**: legge istitutiva del Ministero dell'Ambiente, inteso come organo competente della gestione della procedura di VIA e della pronuncia di compatibilità ambientale, e volta alla definizione di norme in materia di danno ambientale.

La legge disciplina la procedura di VIA e, il successivo **DPCM 377 del 10/09/1988** (integrato dal **DPCM 27/12/1988** e dal **DPR 06/02/1998**) ne definisce le Norme Tecniche, ad oggi vigenti, per:

- la definizione della tipologia di progetti da assoggettare a VIA;
- la redazione degli Studi di Impatto Ambientale, la loro articolazione e la relativa documentazione;
- il procedimento dell'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità.

### 3.3 Legislazione Regionale in materia di VIA

La parte II del D.lgs. 152/2006, art.7 comma 9, in relazione alla procedura di valutazione di impatto ambientale, stabilisce che siano le regioni, con leggi e regolamenti, a disciplinare le proprie competenze e quelle degli altri enti locali. L'articolo stabilisce altresì che le regioni individuino:

- gli enti locali territoriali interessati nella procedura di V.I.A.;
- i piani e programmi o progetti o installazioni da sottoporre a V.I.A. e ad A.I.A.;
- le regole procedurali per il rilascio dei provvedimenti di VIA ed A.I.A.;
- le modalità per l'informazione e la consultazione del pubblico.

Il D. Lgs.152/06 con i suoi contenuti subentrava al D.P.R. 12/4/96, già recepito dalla Regione Autonoma della Sardegna con la **Legge Regionale n.1 del 18/1/99**, con la quale si individuava la

Regione, quale autorità competente in materia di Valutazione di Impatto Ambientale e l'Assessorato della Difesa dell'Ambiente quale organo tecnico competente all'istruttoria.

La Regione Sardegna di avvale quindi di:

- **D.G.R. n. 36/39 del 02 agosto 1999:** circa i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale;
- **D.G.R. n.5/11 del 15/2/2005 e la D.G.R. 38/32 del 2/8/2005:** sulle modifiche delle procedure di VIA e sulla costituzione di un ufficio intersettoriale di VIA;
- **L.R. n. 9 del 12 giugno 2006;**
- **D.G.R. n. 11/27 del 19 febbraio 2008;**
- **D.G.R. n. 24/23 del 23 aprile 2008:** sulla disciplina delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale;
- **D.G.R. 34/33 del 07/08/2021** che sostituisce la D.G.R. 24/23 del 2008;
- **L.R. n. 2 8/02/2021:** che norma il **Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR)**;
- **D.G.R. 11/75 del 24/03/2012:** approvazione delle nuove Direttive in materia di valutazione di impatto ambientale (V.I.A.), di provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR) e i relativi allegati.

Altri strumenti di pianificazione Regionale sono:

- **PPRP Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna;**
- **SIN Sito di Interesse Nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese**
- **PAI Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI);**
- **PUP-PTC della Provincia del Medio Campidano;**
- **PUC di Villacidro (Medio Campidano);**
- **PUC di San Gavino Monreale (Medio Campidano);**
- **Piano Faunistico Venatorio Regionale;**
- **Catasto Incendi;**
- **PRAE (Piano Regionale Attività Estrattive);**
- **PTA (Piano di Tutela delle Acque);**
- **PSFF (Piano Stralcio Fasce Fluviali)**

Per tutti i dettagli sul tema, si rimanda al Quadro di Riferimento Programmatico del SIA.

#### 4 L'AGRIVOLTAICO

*Il concetto di Agrivoltaico è stato concepito teoricamente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow al Fraunhofer Institute (organizzazione tedesca che raccoglie sessanta istituti di scienza applicata, Ndr) nel 1981. Questi hanno ipotizzato che i collettori di energia solare e l'agricoltura potevano coesistere sullo stesso terreno con vantaggi per entrambi i sistemi.*

*Il primo impianto pilota è stato installato a Montpellier, in Francia, nella primavera del 2010. In anni recenti il Fraunhofer Institute ha poi realizzato diversi progetti pilota, tra cui uno nel 2016 presso il lago di Costanza.*

*Negli ultimi anni l'ONU, l'Unione Europea e le principali agenzie internazionali che ricoprono un ruolo fondamentale in materia ambientale si sono occupate con particolare attenzione delle problematiche riguardanti la produzione di energie rinnovabili.*

*A livello internazionale, nel settembre 2015, l'ONU ha adottato un Piano mondiale per la sostenibilità denominato Agenda 2030 che prevede 17 linee di azione, tra le quali è presente anche lo sviluppo di impianti agrivoltaici per la produzione di energia rinnovabile. L'Unione Europea ha recepito immediatamente l'Agenda 2030, obbligando gli Stati membri ad adeguarsi a quanto stabilito dall'ONU. Il 10 novembre 2017, in Italia, è stata approvata la SEN 2030, Strategia Energetica Nazionale, fino al 2030. Questa contiene obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli dell'agenda ONU 2030, in particolare:*

- la produzione di 30 GW di nuovo fotovoltaico;*
- la riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub>;*
- lo sviluppo di tecnologie innovative per la sostenibilità.*

*A livello europeo, invece, l'art. 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea prevede che l'Unione debba promuovere lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato.*

*Nel 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili (Direttiva UE/2018/2021), nel quadro del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", finalizzata a fare dell'Unione Europea il principale leader in materia di fonti energetiche rinnovabili e, più in generale, ad aiutare a coadiuvare l'UE a rispettare i propri obiettivi di riduzione di emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici.*

*La nuova direttiva stabilisce un ulteriore obiettivo in termini di energie rinnovabili per il 2030, che deve essere pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023.*

*Gli stati membri potranno proporre i propri obiettivi energetici nei piani nazionali decennali per l'energia e il clima. I predetti piani saranno valutati dalla Commissione Europea, che potrà adottare misure per assicurare la loro realizzazione e la loro coerenza con l'obiettivo complessivo dell'UE.*

*I progressi compiuti verso gli obiettivi nazionali saranno misurati con cadenza biennale, quando gli Stati membri dell'UE pubblicheranno le proprie relazioni nazionali sul processo di avanzamento delle energie rinnovabili.*

*A livello nazionale, la categoria degli impianti Agrivoltaici ha trovato una recente definizione normativa in una fonte di livello primario che ne riconosce la diversità e la peculiarità rispetto ad altre tipologie di impianti. Infatti, l'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la recentissima L. 108/2021, anche definita governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure, ha introdotto, al comma 5, una definizione di impianto agrivoltaico, per le sue caratteristiche utili a coniugare la produzione agricola con la produzione di energia green, ammesso a beneficiare delle premialità statali.*

*Nel dettaglio, gli impianti Agrivoltaici sono impianti che "adottano soluzioni integrative innovative con montaggio di moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione". Inoltre, sempre ai sensi della succitata legge, gli impianti devono essere dotati di sistemi di monitoraggio che consentano 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".*

*Tale definizione imprime al settore un preciso indirizzo programmatico e favorisce la diffusione del modello agrivoltaico con moduli elevati da terra, in modo da consentire la coltivazione delle intere superfici interessate dall'impianto.*

*Nella norma non si rinviene un riferimento puntuale all'altezza di elevazione dei pannelli da terra, idonea a consentire la pratica agricola ma tale norma deve essere letta insieme alla normativa storica, e tuttora attuale nella sostanza, che ha definito questo settore in Italia. Tradizionalmente, infatti, gli impianti fotovoltaici si*

*distinguevano, nei fatti, e a livello normativo, in "impianti a terra", ovvero con moduli al suolo, ed impianti integrati", montati sui tetti o sulle serre agricole.*

*Finora la diffusione degli impianti Agrivoltaici è stata ostacolata da un'apposita esclusione normativa al sistema degli incentivi. Fortunatamente l'ultima legge di semplificazione per l'applicazione del*

PNRR di cui sopra ha inserito anche l'agrivoltaico, in possesso di determinati requisiti, tra le tecnologie dedite alla produzione di energia rinnovabile incentivabili.

Gli incentivi statali (di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) vengono ora estesi anche agli impianti fotovoltaici in ambito agricolo (o Agrivoltaici), a patto che sia verificata la contemporanea presenza delle seguenti 3 condizioni:

- uso di soluzioni innovative;
- siano sollevati da terra (in modo da non compromettere l'attività agricola e pastorale);
- abbiano sistemi di monitoraggio che consentano di verificarne l'impatto ambientale.

#### **4.1 Il progetto di collaborazione per la ricerca e sviluppo con Enti di Ricerca Pubblici e Privati**

La società **Green Energy Sardegna 2 S.r.l.** è in procinto di attivare una collaborazione con un ente di ricerca pubblico per lo sviluppo di progetti di ricerca di base e sperimentali.

I progetti di ricerca, ancora in fase di definizione contrattuale, verteranno sulle seguenti tematiche:

- valutare la produttività di un pascolo/seminativo sotto pannelli fotovoltaici orientabili;
- aspetti critici e indirizzi per un corretto inserimento paesaggistico e ambientale di un sistema agrivoltaico;
- efficienza economica e sociale degli Impianti Agrivoltaici;
- automazione di impianti di irrigazione da input di sensori termici colturali;
- valutazione delle caratteristiche chimico-fisiche e tecnologiche delle produzioni vegetali ottenute all'interno di agroecosistemi Agrivoltaici.

Nelle aree a disposizione, verrà realizzata una coltivazione sperimentale di mirto, il cui scopo sarà quello di testare le sue caratteristiche di crescita e di sviluppo nonché le caratteristiche qualitative e quantitative dei prodotti ottenibili.

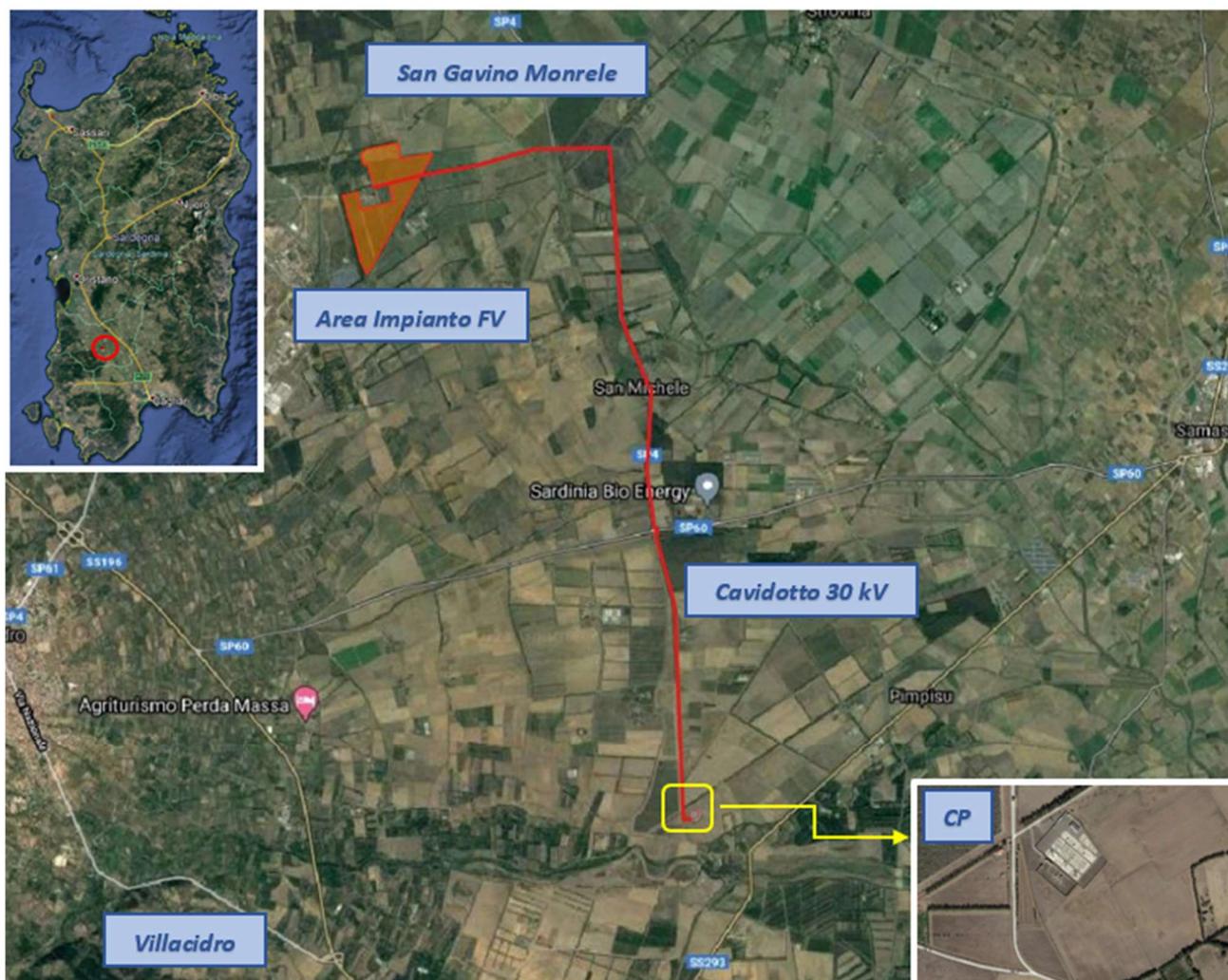
Per tutti i dettagli su quanto detto nel presente paragrafo, si rimanda alla "Relazione Agronomica" parte integrante del presente progetto.

## 5 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DELL'AREA DI INTERVENTO

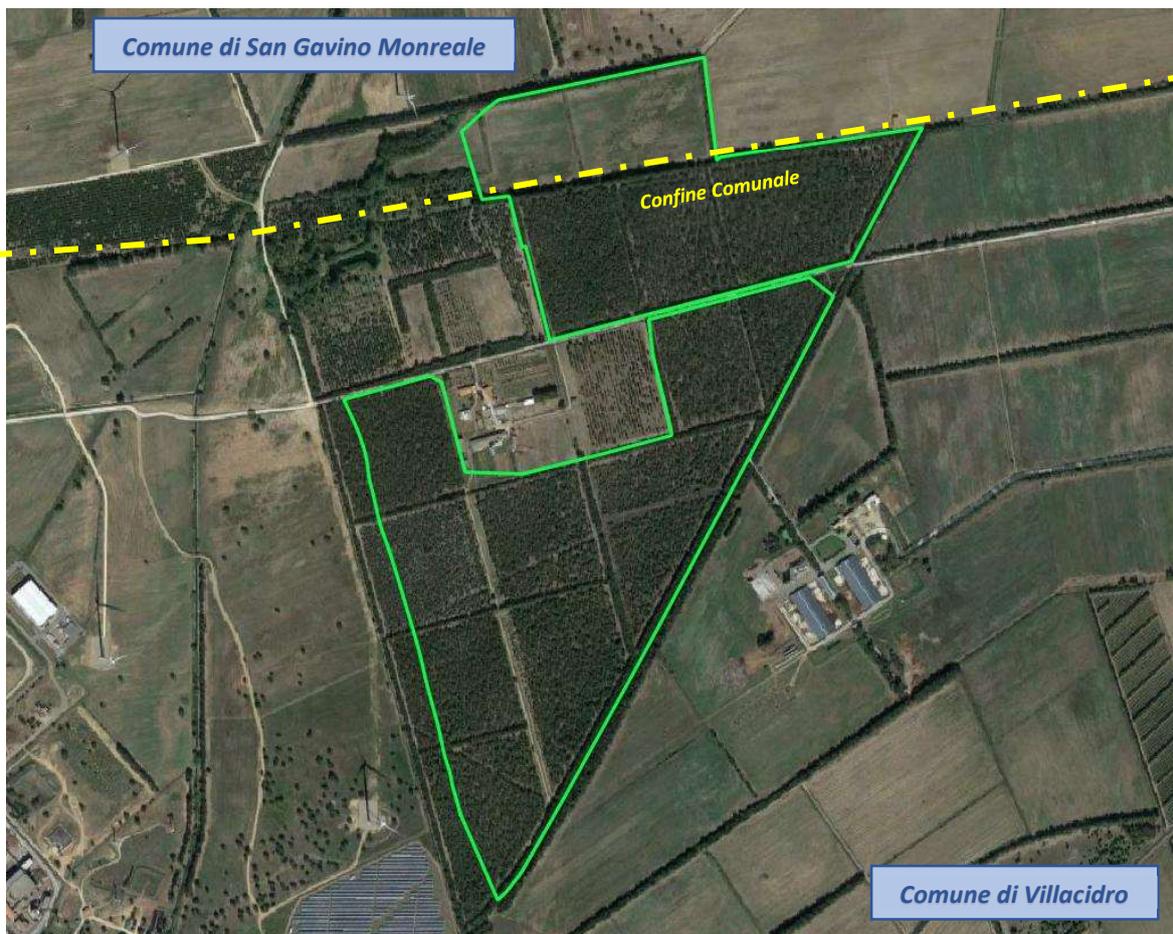
L'Impianto in progetto si sviluppa su tre aree, ed è ubicato a cavallo dei Comuni di San Gavino Monreale (Medio Campidano) e Villacidro (Medio Campidano) risultando distante da essi rispettivamente circa 3,5 e 5 km.

Il sito è facilmente raggiungibile dall'abitato di Villacidro percorrendo la SP 61 per circa 4,5 km in direzione di San Gavino. All'altezza della seconda rotatoria, percorrendo in direzione est strada locale, si raggiungono le aree di Impianto.

L'Impianto avrà complessivamente una estensione totale di 100 ha circa.



Inquadramento territoriale generale



***Inquadramento territoriale aree Impianto Agrivoltaico – Orto-foto***

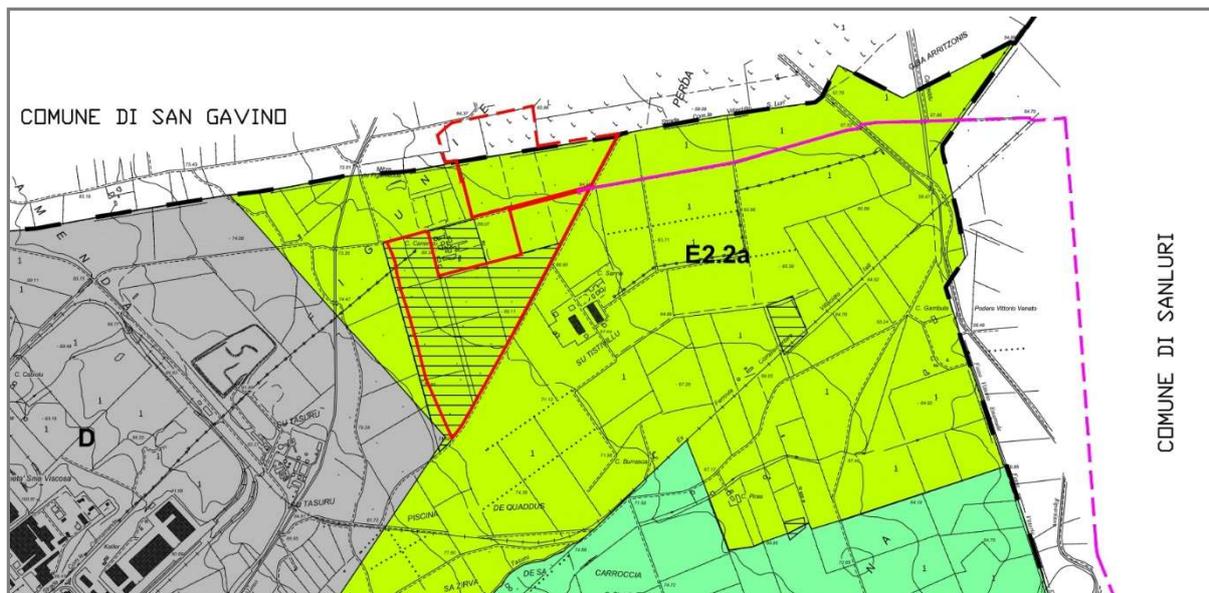


***Inquadramento territoriale stazione elettrica di smistamento (SE)  
della RTN 150 kV di Serramanna – Orto-foto***

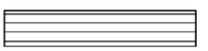


## 6.2 Piano Urbanistico Comunale di Villacidro

Il Piano Urbanistico Comunale di Villacidro è stato adottato in via definitiva con Delibera C.C. n° 7 il 28 gennaio 2003 ed è stato pubblicato nel B.U.R.A.S. n° 29 del 21 settembre 2004.



Stralcio TAV D.5/08 – Zonizzazione del territorio - Variante 07/2008 al PUC di Villacidro. In rosso l'impianto agrivoltaico e color magenta il cavidotto sotterraneo che collega l'impianto alla sottostazione di Serramanna

	ZONA "D" - LA ZONA PER LE ATTIVITA' PRODUTTIVE DI INTERESSE REGIONALE
	SOTTOZONA "E2.2a" A MEDIA SENSIBILITA' AMBIENTALE
	AREE VINCOLATE AI SENSI DELL'ART. 151 DEL D.LGS. 490/99 (T.U. BENI CULTURALI E AMBIENTALI) (EFFICACIA VINCOLANTE P.T.P. N° 11)

Il PUC di Villacidro ha individuato le zone agricole all'interno del territorio comunale e le ha suddivise in sottozone nel rispetto del D.P.G.R 03/08/1994, n°228, "Direttive per le zone agricole".

L'impianto agrivoltaico ricade interamente all'interno della zona omogenea E2, zone di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva, in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni, sottozona E2.2a – Sottozona a media sensibilità ambientale, vd. art. 63 delle Norme Tecniche di Attuazione (aggiornato con le successive varianti a febbraio 2008 con verifica di coerenza a maggio 2009).

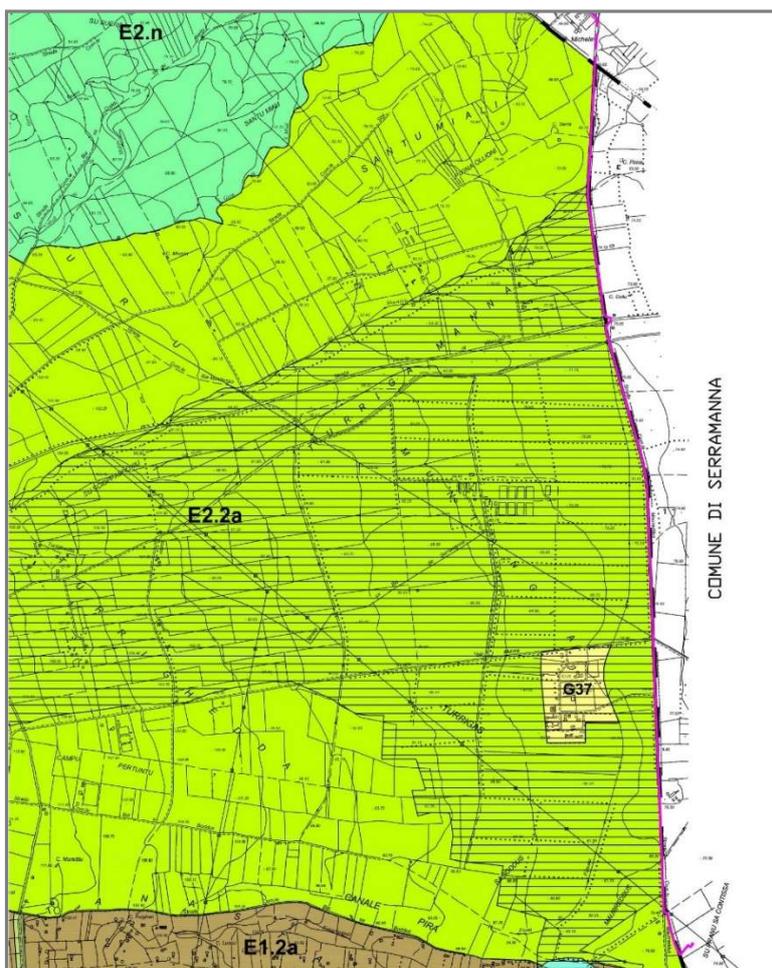
Una parte dell'area dell'agrivoltaico, secondo il PUC, è vincolata ai sensi dell'art. 151 del d.lgs. 490/99, abrogata dal D.lgs. 42/2004 (Capo 3.2 delle Norme tecniche di attuazione).

La disciplina è articolata in ambiti di tutela, per ciascuno dei quali vengono individuati gli usi consentiti. L'intervento ricade in ambito di grado "2a", che comprendono aree nelle quali prevale l'esigenza di una tutela delle loro caratteristiche naturali e nelle quali, nel rispetto delle direttive per le zone agricole, sono possibili trasformazioni esclusivamente di carattere agricolo, silvoforestale, pascolativo, zootecnico, ittico, agrituristico, tecnologico – omissis - oppure volte, in genere, ad altre attività che non determinino apprezzabili modificazioni dello stato dei luoghi.

Le norme tecniche, al punto 28.2, descrivono gli usi consentiti negli ambiti 2a, tra cui "interventi volti all'adeguamento tecnologico e a migliorare l'efficienza dell'unità produttiva".

Si rimanda inoltre agli artt. 100 e 101.2 delle NTA per gli usi consentiti in generale nelle sottozone E2.2a.

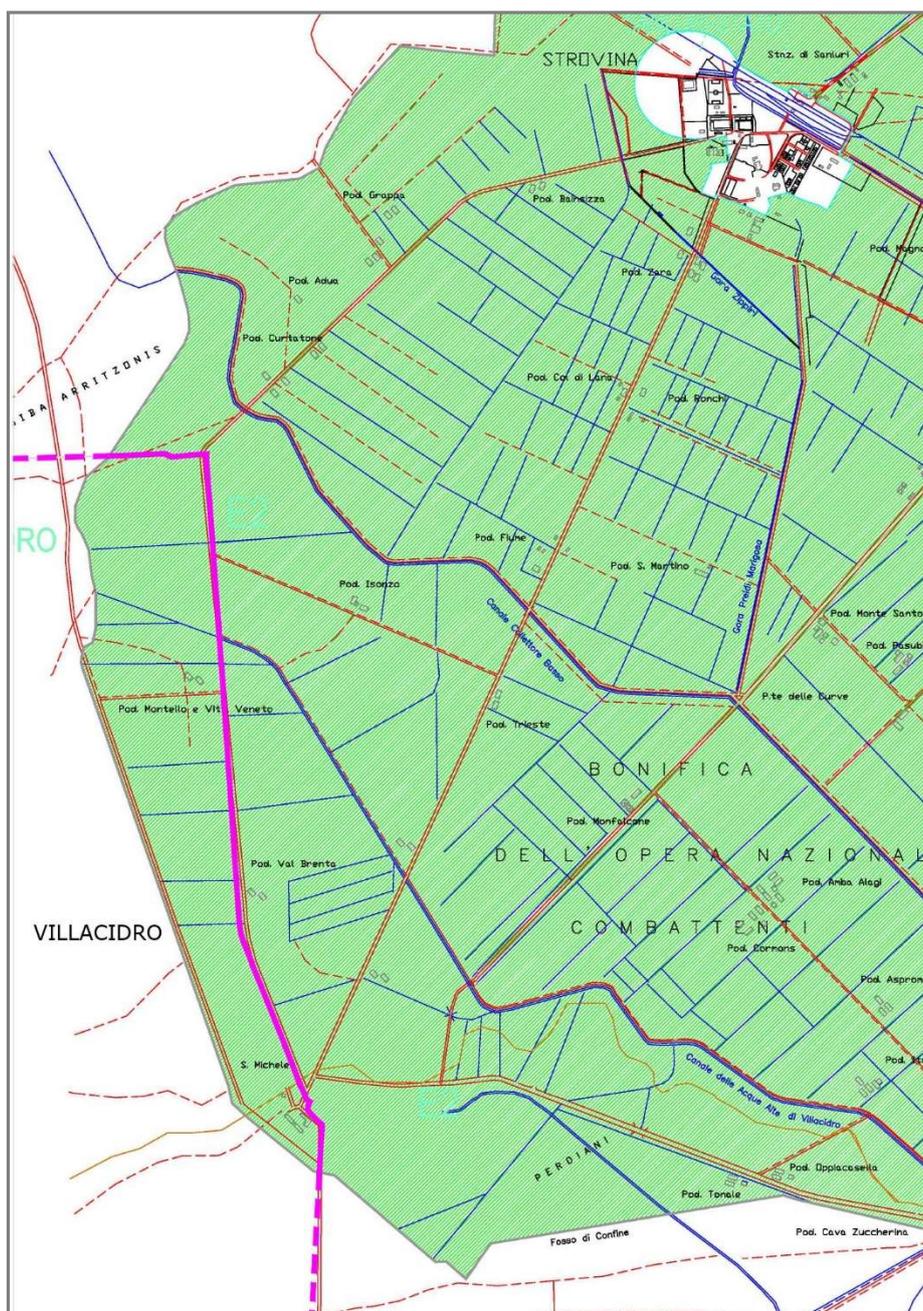
Anche il cavidotto interrato, che convoglia l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico alla sottostazione di nuova realizzazione, ricade all'interno della sottozona E2.2a, percorrendo un'area tutelata ai sensi dell'art. 151 del d.lgs. 490/99.



Stralcio TAV D.5/08 – Zonizzazione del territorio - Variante 07/2008 al PUC di Villacidro.  
In color magenta il cavidotto interrato.

### 6.3 Piano Urbanistico Comunale di Sanluri

Il comune di Sanluri ha adottato il Piano Urbanistico Comunale il 15 gennaio 2001 ed è entrato in vigore il 27/04/2001.



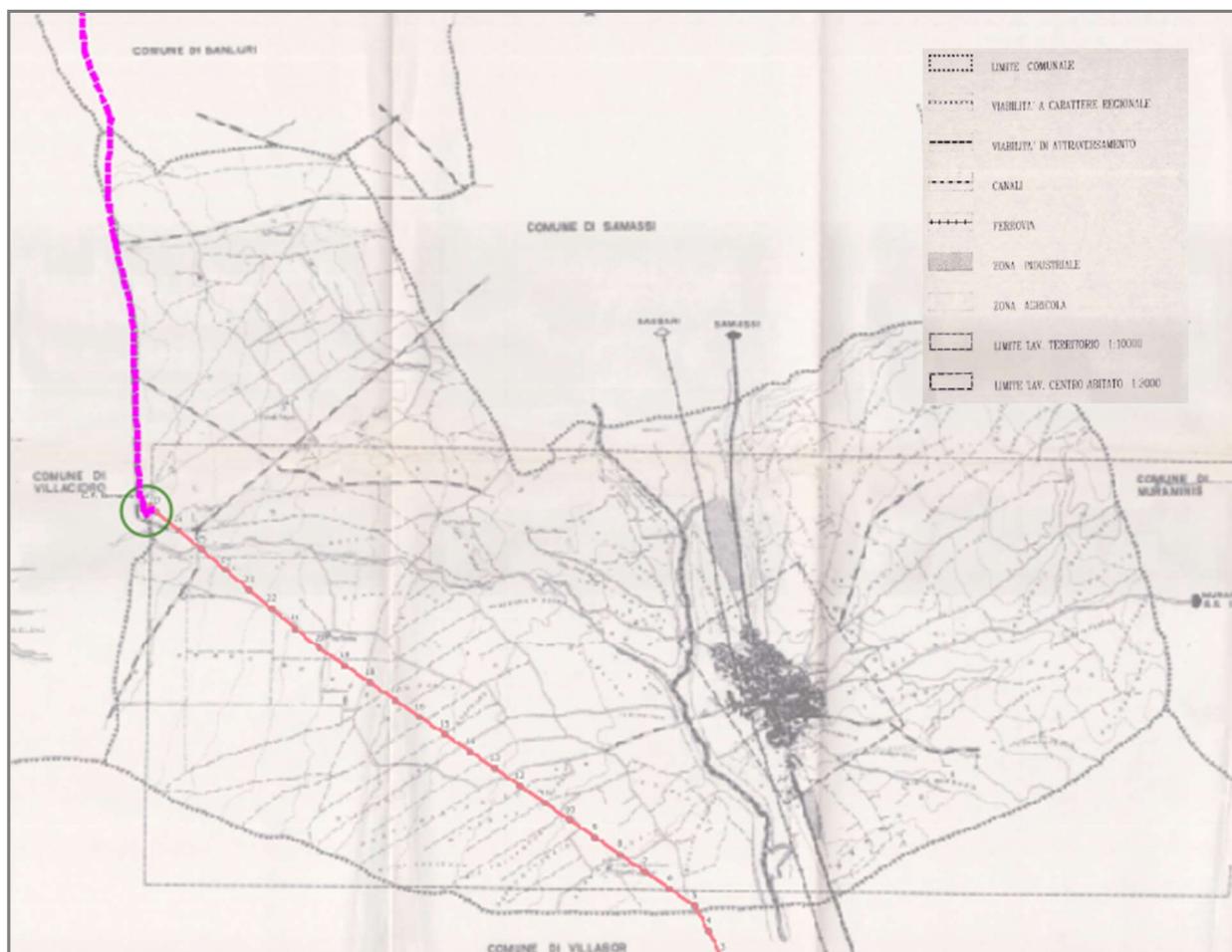
Stralcio TAV 4 – Zonizzazione del territorio comunale zona sud – dicembre 2005 al PUC di Sanluri.  
In color magenta il cavidotto interrato

Nel territorio comunale di Sanluri, ricade solo una parte del cavidotto interrato che collega l'impianto agrivoltaico alla sottostazione di nuova realizzazione e precisamente in zona agricola E, sottosona

**E2** “aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni (buona suscettività all'uso agricolo)”. Nelle Norme Tecniche di Attuazione del PUC di Sanluri non vi sono prescrizioni ostative al riguardo.

#### 6.4 Piano Urbanistico Comunale di Serramanna

Il Piano Urbanistico Comunale di Serramanna è stato redatto e approvato con delibera del Consiglio Comunale n° 17 del 14/04/1994 e pubblicato sul BURAS n° 27 parte III del 18 agosto 1994. Successivamente è stato oggetto di diverse varianti, tra cui la variante generale, adottata in via definitiva con Delibera C.C. n° 31 il 20 maggio 2004.



**Stralcio TAV 1 – Inquadramento territoriale – variante generale del 2004 al PUC di Serramanna.  
In color magenta il cavidotto interrato**

Il cavidotto interrato, che collega l'impianto agrivoltaico all'ampliamento della sottostazione CP Serramanna, ricade all'interno del territorio comunale di Serramanna (cerchiato in verde nella figura precedente) in zona agricola E.

Dalle norme tecniche di attuazione non si evincono prescrizioni.

Nella figura precedente è riportato anche un tratto dell'elettrodotta (colore rosso), oggetto dello SIA per il progetto di rifacimento della linea elettrica con tensione nominale di 150 kV che collega la Cabina Primaria (CP) di Villasor (CA) a quella di Serramanna (VS), per il quale si rimanda alla parte B del presente documento.

## 7 INQUADRAMENTO GEOLOGICO DELL'AREA DI INTERVENTO

Dal punto di vista geologico i terreni appartengono al pleistocene e solo localmente dell'olocene. Si tratta di depositi costituiti da ghiaie alluvionali terrazzate da medie a grossolane, poligeniche con subordinate sabbie. I clasti a volte raggiungono la taglia dei blocchi, sono subarrotondati e sub angolosi. Lo spessore totale può superare i 10 m, ma più frequentemente è di alcuni metri. La base dell'unità è generalmente appiattita ed inclinata. Questi depositi sono connessi con l'evoluzione di un paleo sistema deposizionale di ambiente fluviale associato a depositi legati a fenomeni di erosione dei versanti e rappresentano i residui di ampie conoidi alluvionali terrazzate coalescenti di vaste proporzioni che delimitavano il bordo del campidano al raccordo con i rilievi del Sarrabus e dell'Arburese. In genere i depositi sono ben costipati, talora cementati da una matrice argillo-sabbiosa rossastra.

## 8 INQUADRAMENTO IDROGRAFICO DELLE AREE DI INTERVENTO

L'area oggetto di studio ricade nell'U.I.O. (Unità Idrografica Omogenea) del Mannu di Pabillonis – Mogoro, **Figura 18**, ha un'estensione di circa 1710,25 Km<sup>2</sup>. Essa comprende oltre ai due bacini principali, quello del Flumini Mannu di Pabillonis e quello del Riu Mogoro Diversivo, una serie di bacini costieri che interessano la costa sud - occidentale della Sardegna a partire dal Golfo di Oristano sino ad arrivare a Capo Pecora, nel comune di Buggerru.

La U.I.O. è delimitata a sud dalle pendici settentrionali del massiccio del Linas-Marganai, a nord e a est dalla fossa del Campidano, mentre a ovest troviamo la fascia costiera. Le quote variano da 0 m s.l.m. nelle aree costiere ai 1236 m s.l.m. di Punta Perda de Sa Mesa nel massiccio del Linas.

I corsi d'acqua principali, da cui prendono il nome gli omonimi bacini sono:

1. Il Flumini Mannu di Pabillonis, che ha origine sulle colline ad est di Sardara e sfocia nello stagno di S. Giovanni, drenando una superficie di 593,3 Km<sup>2</sup>. I suoi affluenti principali sono il Rio Belu e il Rio Sitzzerri che drenano tutta la parte orientale del massiccio dell'Arburese. Il Rio Belu, che nella parte alta è denominato Terramaistus, ha origine nel gruppo del Linas. Il Rio Sitzzerri è stato inalveato nella parte terminale in modo tale da farlo sversare direttamente nello stagno di S. Giovanni.

2. Il Riu Mogoro Diversivo, che ha le sue sorgenti nelle pendici meridionali del Monte Arci, e sfocia anch'esso nella parte meridionale del Golfo d'Oristano nella complessa area umida degli stagni 2 di Marceddì e San Giovanni, dove si trovano diverse aree dove viene praticata l'itticoltura.

Altri corsi d'acqua rilevanti sono, oltre al Rio Mannu di Fluminimaggiore, il Rio Naracauli e il Rio Piscinas che drenano le aree minerarie dismesse dell'Arburese – Guspinese. Inoltre si segnala l'importanza del Riu Merd'e Cani che drena le acque provenienti dalle pendici settentrionali del Monte Arci e finisce il suo corso in un'altra area umida, quella dello Stagno di Santa Giusta.

Sicuramente l'elemento caratterizzante questa U.I.O. è il vasto sistema di aree umide costiere che oltre agli stagni di Marceddì e San Giovanni annovera anche lo Stagno di Santa Giusta e lo Stagno di S' Ena Arrubia, oltre a una serie di corpi idrici minori. Il primo riveste una rilevante importanza naturalistica, per la presenza di una ricca avifauna: è caratterizzato, infatti da una distesa di acqua dolce circondata dal più esteso canneto della Sardegna.

Lo stagno di S' Ena Arrubia è ciò che resta del grande stagno salato di Sassu, che venne bonificato nel 1937; viene alimentato con canali artificiali di acqua dolce, infatti il bacino viene ora utilizzato anche per l'irrigazione pubblica. Nei pressi di Arborea, infatti, la morfologia del territorio è pianeggiante e l'area è in prevalenza destinata alle colture per l'alimentazione del bestiame allevato, con una successione di loglio, mais ed erba medica.

Nella sponda ovest dello stagno di S' Ena Arrubia si trova una pineta e nelle sue acque sostano a lungo grandi gruppi di fenicotteri e altri uccelli acquatici ora protetti.



Rappresentazione schematica dell'U. I. O. del Flumini Mannu Pabillonis-Mogoro

*Nella piana del Campidano l'idrografia è abbastanza complessa, caratterizzata da corsi d'acqua che hanno un bacino idrografico esteso come il Flumini Mannu di Cagliari che raccoglie le acque del Rio Leni all'altezza di Serramanna, il Rio Cixerri, il Flumini Mannu di Pabillonis e da corsi d'acqua locali con bacino idrografico modesto o piccolo.*

*L'idrografia superficiale è per lo più impostata secondo le linee di massima pendenza con pattern rettilineo, molti dei corsi d'acqua sono regimati, si segnala inoltre la presenza di canali di drenaggio superficiale, realizzati per ridurre al minimo i fenomeni di ruscellamento diffuso.*

*Il regime pluviometrico è torrentizio, a causa delle precipitazioni irregolari si possono originare è piene improvvise con forte azione erosiva. In alcuni settori questo fenomeno è accentuato dalla presenza di litotipi impermeabili appartenenti al complesso metamorfico che limitano l'infiltrazione.*



**Idrografia superficiale delle aree di intervento in overlay con  
Ortofoto**

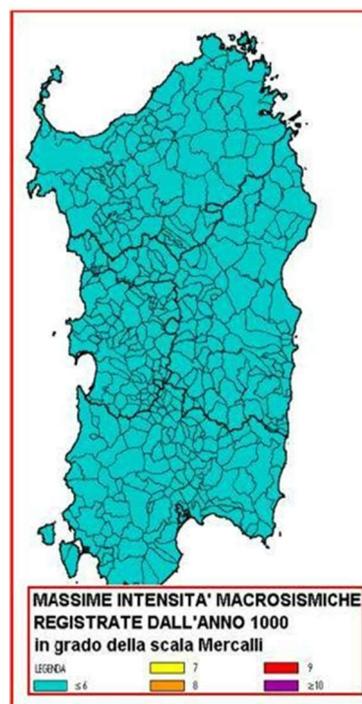
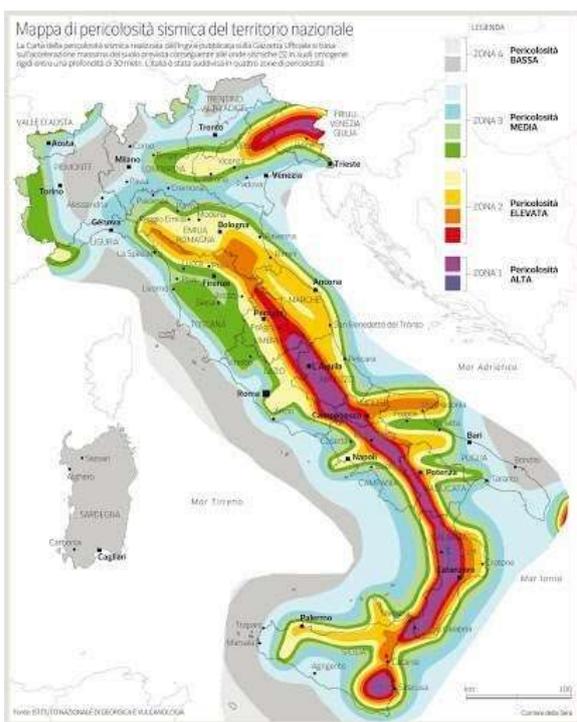
*Per lo specifico della trattazione si rimanda alle relazioni specialistiche, parti integranti del progetto.*

## 9 CARATTERI DI SIMICITÀ DELL'AREA DI PROGETTO

Per evidenziare il risentimento dei terremoti passati avvenuti nell'area di studio, nella Relazione "Geologica, Idrogeologica e Geotecnica" alla quale si rimanda, è stata ricostruita la storia sismica dei comuni interessati dall'opera in progetto. I dati sono stati tratti dal database disponibile sul web "DBMI04", un database di osservazioni macrosismiche di terremoti di area italiana (a cura di Stucchi M. ET al., 2007), che contiene i dati macrosismici provenienti da studi INGV e di altri enti, che sono stati utilizzati per la compilazione del catalogo parametrico CPTI04.

Sulla base del database "DBMI04" non sono emersi eventi sismici significativi in Sardegna.

Che la sismicità della Regione Sardegna sia bassa, anzi bassissima, ce lo dicono molti indicatori: l'evoluzione cinematica del Mediterraneo centrale, secondo qualsiasi ricostruzione, ci dice che l'intero blocco sardo-corso è rimasto stabile negli ultimi 7 milioni di anni.



## 10 INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO DEL TERRITORIO

### 10.1 Piano Paesaggistico Regionale

*Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Sardegna, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 36/7 del 05/09/2006, si pone come strumento di governo del territorio al fine di preservare, tutelare e valorizzare l'identità ambientale, storico-culturale e insediativa del territorio sardo, proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale, assicurare la salvaguardia del territorio e patrimonio naturalistico e favorire e promuovere lo sviluppo sostenibile locale.*

*È il primo piano paesaggistico redatto in Italia in conformità col "Codice Urbani", che persegue le finalità di migliorare la qualità della vita dei cittadini e promuove forme di sviluppo sostenibile.*

*Il Piano identifica la fascia costiera come risorsa strategica e fondamentale per lo sviluppo sostenibile del territorio sardo e riconosce la necessità di ricorrere a forme di gestione integrata per garantirne un corretto sviluppo in grado di salvaguardare la biodiversità, l'unicità e l'integrità degli ecosistemi, nonché la capacità di attrazione che suscita a livello turistico.*

*Il territorio costiero è stato diviso dal piano in 27 ambiti omogenei catalogati tra aree di interesse paesaggistico, storico-culturali e insediativo. L'area interessata dal lavoro non ricade in nessun ambito costiero.*

*Su base dell'analisi territoriale si è studiato l'intero territorio regionale e costruendo la base della rilevazione e della conoscenza per il riconoscimento delle sue caratteristiche naturali, storiche e insediative nelle loro reciproche interrelazioni e si sono articolati tre diversi assetti: ambientale, storico-culturale, insediativo.*

*L'assetto ambientale regionale è costituito dalle seguenti componenti di paesaggio: Aree naturali e subnaturali, aree seminaturali e aree ad utilizzazione agro-forestale.*

*Il sito ricade all'interno di "aree ad utilizzazione agro-forestale" con caratteristiche colture arboree specializzate, impianti boschivi artificiali, colture erbacee specializzate. Normato dagli artt. 28-29 e 30 delle NTA.*

*L'assetto storico culturale è costituito dalle aree, dagli immobili siano essi edifici o manufatti che caratterizzano l'antropizzazione del territorio a seguito di processi storici di lunga durata. Il sito oggetto dello SIA non è caratterizzato da alcun assetto storico culturale, mentre l'area, oggetto di intervento all'interno del comune di Villacidro ricade nell'assetto insediativo, in quanto all'interno di un insediamento produttivo.*

*L'assetto insediativo rappresenta l'insieme degli elementi risultanti dai processi di organizzazione del territorio funzionali all'insediamento degli uomini e delle attività. È normato dagli artt. dal 60 al 62 e dal 91 al 93 delle NTA del PPR. Di seguito si riporta uno stralcio del PPR con l'individuazione del*

sito di intervento, secondo le tematiche del Piano Paesaggistico Regionale: l'assetto ambientale, l'assetto insediativo e l'assetto storico-culturale.

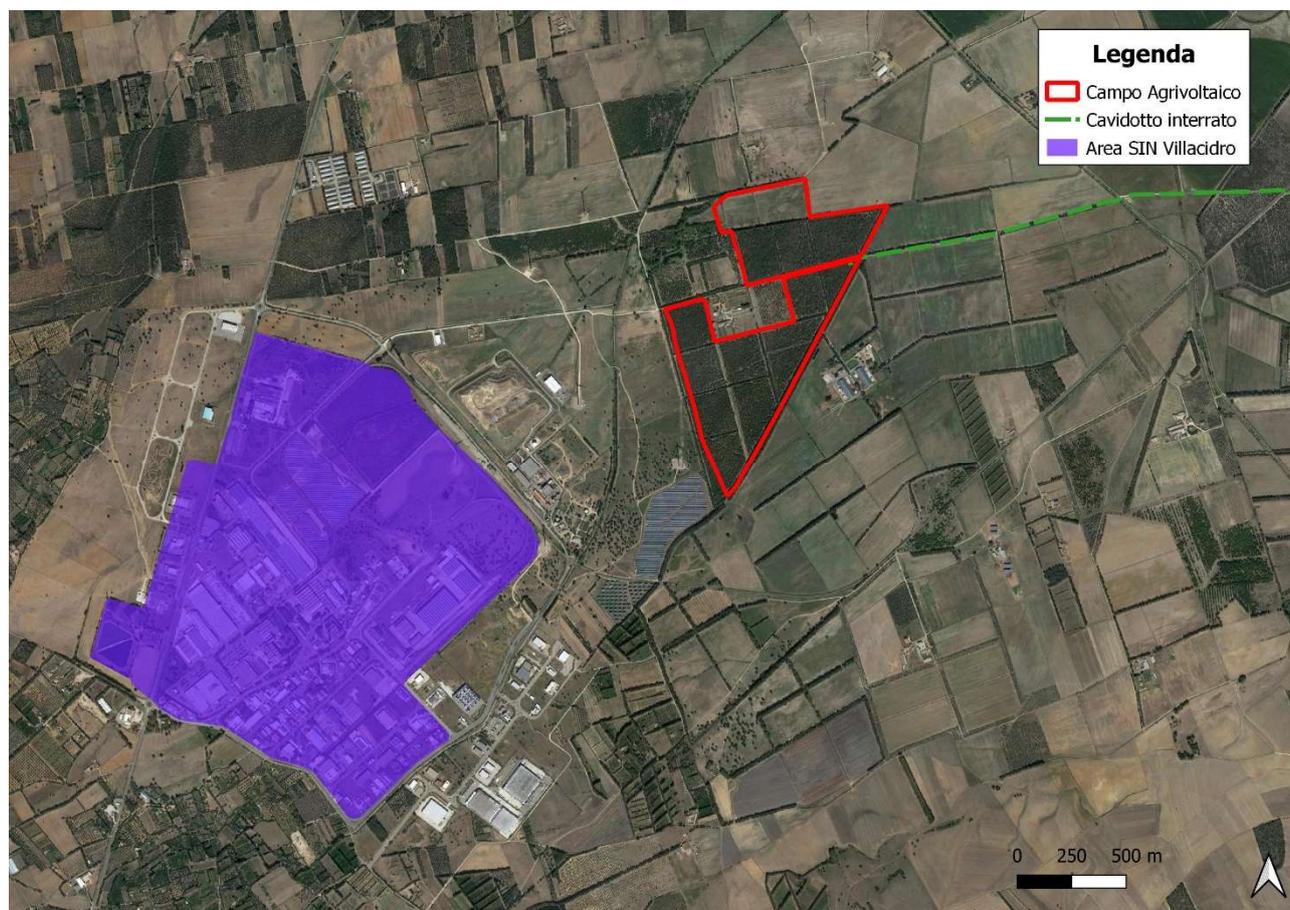
## 10.2 SIN – Sito di Interesse Nazionale del Sulcius Iglesiente Guspinese

L'Impianto in progetto è limitrofo ad un'area SIN ma è esterno ad essa, come si può evincere dalla figura sotto, mentre il cavidotto di connessione, ricade all'interno del perimetro del SIN.

I siti di interesse nazionale per le bonifiche ambientali (S.I.N.) "sono individuabili in relazione alle caratteristiche del sito, alle quantità e pericolosità degli inquinanti presenti, al rilievo dell'impatto sull'ambiente circostante in termini di rischio sanitario ed ecologico, nonché di pregiudizio per i beni culturali ed ambientali" (art. 252, comma 1°, del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i.).

Sono puntualmente individuati con provvedimenti del Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare e attualmente sono 41.

Il Sito di Interesse Nazionale del **Sulcis-Iglesiente-Guspinese** è il n° 24. È stato istituito con D.M. n. 468/2001, individuato con D.M. 12 marzo 2003 e riperimetrato con D.M. 28 ottobre 2016.



## 11 INQUADRAMENTO CLIMATICO

*Il clima dell'intera area in esame non si discosta da quello dominante nell'intero settore del medio Campidano di Cagliari, di tipo mediterraneo sub-arido. Precipitazioni nevose e grandinate, sulle quali mancano serie di dati completi, sono da considerare del tutto eccezionali. Da un punto di vista generale, quindi, il clima di questa zona, non si discosta, dal tipo predominante in Sardegna con modeste escursioni termiche stagionali e con piovosità concentrata nei mesi invernali. In particolare, la posizione geografica e la vicinanza dal mare, consente un clima eccezionalmente mite accompagnato da una notevole serenità del cielo.*

*Sulla piana del Medio Campidano le precipitazioni sono alquanto scarse, le masse di aria umida occidentali, in genere superano l'area pianeggiante e scaricano il loro contenuto di acqua sui rilievi delle zone interne. I mesi più piovosi sono novembre e dicembre, con valori medi che vanno dai 71 mm ai 141 mm. Il periodo estivo, può presentarsi, a seconda dell'annata, completamente privo di precipitazioni, specialmente per i mesi di luglio e agosto, con il primo che risulta quello con un valore medio, per gli anni di osservazione, più basso in assoluto. In questi mesi, in presenza di irrilevanti precipitazioni, si instaura un periodo di elevata aridità.*

*Per quanto concerne le temperature nella zona del Medio Campidano, nella quale ricade l'area oggetto di studio, queste non si discostano significativamente dal resto del territorio isolano, anche se si può osservare come la relativa vicinanza del mare e l'assenza di rilievi importanti, attenua sia gli eccessi di caldo che quelli di freddo. I mesi più freddi risultano essere gennaio e febbraio con medie mensili comprese tra 9,7°C e 10,3°C. In genere la primavera presenta medie intorno a 18°C, sempre però più basse di quelle registrabili per il periodo autunnale, che grazie al riscaldamento delle acque del mare, riesce a ottenere temperature più miti. A giugno inizia la stagione calda con temperature medie superiori a 21°C e il mese più caldo risulta essere agosto, durante il quale le medie mensili superano generalmente i 25°C.*

*Secondo la Carta Bioclimatica della Sardegna redatta dal Servizio Meteorologico Agrometeorologico ed Ecosistemi del Dipartimento Meteorologico dell'Agenzia Regionale per la protezione dell'ambiente della Sardegna (ARPAS) in collaborazione con l'Università degli Studi di Sassari, Dipartimento di Scienze della Natura e del Territorio, e l'Università degli Studi della Basilicata, Scuola di Scienze Agrarie, Forestali, Alimentari e Ambientali, l'area nel quale ricade il sito oggetto di intervento si trova nell'isobioclima Mediterraneo Pluvistagionale-Oceanico e più precisamente nel "Termomediterraneo superiore, secco inferiore, euoceanico attenuato".*



## 12 CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE

*I criteri di progettazione di un Impianto Agrivoltaico, e di conseguenza le caratteristiche che questo avrà, dipendono da molteplici fattori. Devono essere individuati nel corso della stessa progettazione, in base alle specifiche e alle esigenze del Committente. Fattori determinanti per le scelte progettuali potranno essere:*

- di natura tecnica, come ad esempio le soluzioni tecnologiche disponibili in quel momento sul mercato;*
- di natura non tecnica, come ad esempio la disponibilità delle aree, la conformazione delle stesse, quindi l'orografia del territorio, la presenza o meno ed i che misura di vincoli.*

*L'approccio iniziale, quindi è quello di gemellare la "base di partenza" data dai fattori sopra richiamati, con quelli che possiamo considerare i principali obiettivi della realizzazione dell'Impianto.*

*In linea generale uno degli obiettivi prevalenti è quello di massimizzare la producibilità specifica dell'impianto [kWh/kWp].*

*Nello specifico caso verranno utilizzati generatori fotovoltaici montati su strutture ad inseguimento solare del tipo monoassiale, cioè strutture che grazie al loro movimento, da est a ovest, con una inclinazione variabile da -60° a +60°, fanno in modo che i moduli siano esposti sempre in maniera ottimale rispetto alla radiazione solare, aumentando così l'energia captata. Ulteriore vantaggio si*

avrà grazie all'utilizzo di moduli bifacciali, cioè in grado di captare la radiazione solare anche nel lato non esposto direttamente al sole.

### 12.1 Tempi previsti per l'esecuzione dei lavori

*Il cronoprogramma delle fasi attuative contiene l'indicazione dei tempi massimi di svolgimento delle varie attività di progettazione esecutiva, approvazione, realizzazione, collaudo, messa in funzione ed entrata in esercizio.*

*È proprio in questo modo che la Società Green Energy Sardegna 2 ha elaborato la tabella seguente che riporta le principali fasi che daranno vita all'impianto.*

*In particolare, una volta ottenuta l'Autorizzazione Unica da parte della Regione Sardegna, si procederà alle seguenti successive attività:*

- *progettazione esecutiva dell'impianto agrivoltaico;*
- *approvazione del progetto esecutivo presso le autorità competenti;*
- *negoziante e sottoscrizione dei contratti di fornitura;*
- *opere civili sistemazione del sito (recinzione, scavi, viabilità);*
- *opere meccaniche strutture e module mounting;*
- *opere elettriche di posa cavi e collegamenti;*
- *installazione inverter e cabine;*
- *collaudo dell'impianto agrivoltaico;*
- *messa in funzione dell'impianto agrivoltaico;*
- *entrata in esercizio dell'impianto agrivoltaico.*

*La fase di progettazione esecutiva impiegherà verosimilmente circa 3 mesi di durata.*

*Quindi si passerà alla procedura di autorizzazione da parte delle Autorità competenti del suddetto progetto esecutivo che prenderà almeno 2 mesi di tempo di durata.*

*Dopodiché inizierà la fase delicata di discussione e negoziazione del contratto di fornitura e manutenzione delle forniture per fare ciò, si stima ci vorranno al massimo 3 mesi di durata.*

*In parallelo con la fase di negoziazione, dopo l'ottenimento delle autorizzazioni definitive cominceranno le opere civili suddivise in tre lotti, che dureranno circa 5 mesi a lotto per un complessivo di 15 mesi.*

*A conclusione delle opere civili di ciascun lotto comincerà il montaggio delle strutture e dei moduli per ciascun lotto, durata stimata 3 mesi. Durata totale per le opere meccaniche 9 mesi.*

*A seguire le opere elettriche per ogni lotto durata stimata in 4 mesi. Durata totale per le opere elettriche di 12 mesi.*

*Le cabine prefabbricate richiederanno 6 mesi complessivamente.*

*Per il collaudo a freddo, la messa in funzione dell'impianto e l'entrata in esercizio si stimano complessivamente una durata di 3 mesi.*

*La durata complessiva del cantiere è pertanto stimata in 24 mesi.*

**13 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO**

<b>PROPONENTE</b>	
Ragione Sociale	Green energy Sardegna 2 S.r.l.
Sede Legale	Piazza del Grano 3 – Bolzano (BZ)
<b>UBICAZIONE DELLE OEPRE</b>	
Collocazione geografica	Villacidro (Medio Campidano)
Altitudine s.l.m.	75 m s.l.m.
Coordinate geografiche Impianto	39°30'18.43"N - 8°47'27.51"E
<b>DATI TECNICI IMPIANTO</b>	
Potenza di picco	51,30073 MWp
Massima tensione in c.c. in ingresso Inverter	< 1.500 V
Collegamento alla rete	Terna S.p.A.
Tensione nominale	30 kV

**13.1 Sito di installazione**

Come detto l'impianto sorgerà nella Provincia del Medio Campidano nei Comuni di San Gavino Monreale e "Villacidro", a circa 3,5 km a sud dell'abitato di San Gavino, e 5 km a nord di quello di Villacidro. Il sito di installazione si presenta pianeggiante ed avrà una estensione di circa 100 ha.

**13.2 Irraggiamento**

In linea generale, la radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole; tale energia non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo d'incidenza e dalla riflettanza delle superfici. La radiazione che un metro quadrato di una superficie orizzontale riceve è detta radiazione globale ed è il risultato della somma della radiazione diretta e della radiazione diffusa. La radiazione diretta è quella che giunge direttamente dal sole, mentre la radiazione diffusa è quella riflessa dal cielo, dalle nuvole e da altre superfici. La radiazione diretta si ha quindi solo quando il sole è ben visibile. D'inverno la radiazione diffusa è molto maggiore in percentuale e su base annua, è pari al 55% di quella globale. Nei calcoli di dimensionamento dei sistemi solari fotovoltaici spesso è opportuno considerare la quantità di radiazione solare riflessa dalle superfici contigue ai moduli fotovoltaici (coefficiente di Albedo).

L'intensità della radiazione solare al suolo dipende dall'angolo d'inclinazione della radiazione stessa: minore è l'angolo che i raggi del sole formano con una superficie orizzontale e maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare, con una conseguente minore radiazione che raggiunge la superficie. Come abbiamo visto, una superficie riceve il massimo degli apporti quando i raggi solari incidono perpendicolarmente su di essa. La posizione del sole varia però durante il

giorno e durante le stagioni, quindi varia anche l'angolo con il quale i raggi solari colpiscono una superficie. Gli apporti dipendono dunque dall'orientamento e dall'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Una superficie orizzontale riceve la maggiore quantità d'energia in estate, quando la posizione del sole è alta e i giorni sono più lunghi, mentre una superficie verticale esposta a Sud riceve più apporti in inverno che in estate, circa 1,5 volte in più rispetto ad una orizzontale. L'orientamento migliore di una superficie verticale o inclinata che deve captare gli apporti solari è pertanto quella verso Sud. L'unità di misura della radiazione solare è il W/m<sup>2</sup>.

### 13.2.1 Dimensionamento e analisi della producibilità

Il calcolo e la stima della producibilità dell'Impianto è stato effettuato sulla base dei seguenti dati di Input di cui alla tabella precedente.

Come perdite di Sistema, è stato ritenuto plausibile un valore pari al 16 %.

In linea generale le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Ci sono vari tipi di perdite:

- perdite resistive nei cavi;
- perdite nell'inverter;
- polvere o neve;
- perdite a causa temperatura.

In più, con il tempo, i moduli tendono a perdere potenza, e per questo motivo la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà meno della resa nei primi anni.

Il primo fattore da considerare è quindi sicuramente l'efficienza del pannello fotovoltaico espressa in punti percentuali.

In linea generale il rendimento di un pannello è la quantità di energia solare convertita in energia elettrica per l'unità di superficie del pannello stesso.

Il produttore indica sul data-sheet del modulo PV, il valore della sua efficienza, che dipende dalla potenza di picco del pannello stesso. Questo valore viene calcolato alle condizioni STC (Standard Test Condition), ovvero un irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura di 25°C, distribuzione spettrale = 1,5.

## 14 DESCRIZIONE DEL'INTERVENTO

Come detto l'impianto agrivoltaico, denominato "Villacidro 3", avrà una potenza di picco pari a 51,3 MW e sarà connesso alla RTN per mezzo di una Stazione Elettrica Utente di nuova realizzazione a sua volta da connettere alla esistente Cabina Primaria "Serramanna" di proprietà di Terna SPA.

Le sue componenti principali saranno:

- Il Generatore Fotovoltaico;
- Le strutture di supporto dei moduli;
- Le Cabine Elettriche di Campo;
- Il Gruppo Conversione / Trasformazione;
- I cavidotti BT e MT;
- La Sottostazione Elettrica Utente per la connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

### 14.1 Il Generatore Fotovoltaico – Modulo fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è una macchina che consente di convertire l'energia solare in energia elettrica. Esso è costituito da un insieme opportuno di moduli fotovoltaici (ogni modulo a sua volta è costituito da un insieme di lastre di piccole dimensioni di materiale semiconduttore, ossia la cella fotovoltaica) connessi tra loro in serie-parallelo. Ogni modulo è contraddistinto da un codice univoco riportato nella documentazione di progetto e nei certificati di origine, ed ha caratteristiche proprie sulle quali si deve fare riferimento nell'assemblaggio del modulo stesso sulla stringa:

- efficienza del modulo %,
- potenza di picco Wp,
- tensione V sotto carico e a circuito aperto,
- corrente A sotto carico e di corto circuito,
- NOCT mW/cm<sup>2</sup>

L'energia prodotta dalla cella in corrente continua, è poi convertita in corrente alternata da un Inverter e successivamente immessa in Rete

#### 14.1.1 La cella fotovoltaica

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica.

Le celle fotovoltaiche "classiche", ovvero quelle volte a un consumo di massa, sono composte da una struttura complessa, realizzata con l'ausilio di un materiale semiconduttore, il silicio.

Quest'ultimo viene ottenuto in strati sottili, detti "wafer", sui quali vengono costruiti circuiti integrati, attraverso drogaggi finalizzati a migliorare le proprietà del materiale.

Le celle solari si comportano in funzione di tre variabili fondamentali:

- l'intensità della luce solare (e quindi dell'irradiazione);
- la temperatura;
- l'area della cella.

Grazie alla loro struttura, sono in grado di assorbire i fotoni derivati dalla luce del sole. Questi, una volta raggiunto lo strato di silicio di tipo "p", rilasciano elettroni che, condotti attraverso il circuito, vengono trasformati in energia elettrica. Tutto questo avviene grazie al cosiddetto "**effetto fotovoltaico**", proprio nel momento in cui si verifica il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza del materiale semiconduttore alla banda di conduzione. Grazie a questo processo si generano due tipi di cariche elettriche: l'elettrone, carica elettrica negativa, e la "lacuna", carica elettrica positiva. Come detto quindi, la potenza di una cella varia in funzione della temperatura e dell'irraggiamento solare incidente.

Le condizioni standard di riferimento sono imposte dalle norme internazionali (Standard Test Condition) STC:

- radiazione incidente 1.000 Watt/m<sup>2</sup>,
- temperatura moduli 25 °C,
- spettro 1,5 AM,
- velocità del vento 0 m/s.

La potenza che una cella tipica è in grado di erogare in condizioni **STC** è detta **potenza di picco** misurata in Wp.

A seconda della tecnologia secondo la quale una cella fotovoltaica è realizzata (silicio policristallino, monocristallino, amorfo, half-cut, PERC, etc), in condizioni STC, essa è in grado di erogare una diversa corrente e tensione (e quindi potenza).

La temperatura nominale di funzionamento di una cella (Nominal Operating Cell Temperature) NOCT fornisce il comportamento termico dei moduli e viene definita alle seguenti condizioni di funzionamento:

- radiazione incidente 800 Watt/m<sup>2</sup>

- temperatura moduli 20°C,
- velocità del vento 1 m/s.

*Il valore della NOCT è essenziale per il dimensionamento di un impianto.*

*I moduli Fotovoltaici, saranno collegati tra loro in serie, a formare le "stringhe". Si è scelto di utilizzare stringhe costituite da 26 moduli.*

#### **14.1.2 Strutture di supporto dei moduli**

*I moduli saranno montati su strutture di supporto metalliche motorizzate, costituite da inseguitori monoassiali, con rotazione sull'asse N-S, quindi da Est a Ovest. L'angolo di rotazione massimo è pari a 120° ( $\pm 60^\circ$ ). L'ancoraggio al suolo avverrà mediante infissione diretta nel terreno, quindi senza l'ausilio di strutture in cemento armato. L'infissione sarà eseguita a mezzo di battipalo.*

*I moduli saranno montati su due file in posizione orizzontale (2P), in numero tale da formare due tipologie di strutture:*

- Tracker da 52 moduli, 2 stringhe in serie;
- Tracker da 26 moduli, 1 stringhe in serie.

*Ciascun tracker monofila, grazie ad un sistema di backtracking, si muoverà in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto agrivoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.*

*Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.*

## 14.2 Quadri elettrici di campo o parallelo stringhe

Il Quadro, detto anche di Parallelo Stringhe, raccoglie la corrente continua in **Bassa Tensione** prodotta dai moduli. Questa è poi trasferita sempre in **c.c. e BT**, al gruppo di conversione / trasformazione, dove avverrà dapprima la conversione in **c.a. (corrente alternata)** a mezzo di un Inverter, e successivamente l'innalzamento di tensione sino a 30 kV. Il gruppo di conversione / trasformazione, sarà alloggiato all'interno di una Cabina elettrica di Campo.

## 14.3 Cabine Elettriche di Campo

Le cabine di Campo saranno costituite da Containers prefabbricati (Shelter) preassemblati in stabilimento dal produttore. Questi ospiteranno al loro interno il Gruppo Conversione/Trasformazione (Inverter + Trasformatore BT/MT) ed il Quadro MT, costituito dalle celle/scomparti per l'arrivo e la partenza delle linee di Media Tensione dell'Impianto. Le Cabine avranno dimensioni pari a 24,4 x 4,5 x 5 m (LxWxH) e saranno poggiate su una vasca di fondazione prefabbricata, la cui funzione sarà anche quella di vasca porta cavi (in prossimità della Cabina o all'interno della vasca di fondazione, sarà predisposta una scorta di cavo di 5-10 m).

A sua volta la vasca sarà poggiata su strato di allettamento costituito da una soletta in calcestruzzo magro debolmente armata.

È prevista l'installazione di 20 Cabine di Campo (Inverter Station), a formare 5 Sottocampi elettrici principali. Per i dettagli tecnici si rimanda al "Disciplinare descrittivo degli elementi tecnici".

## 14.4 Gruppo di Conversione / Trasformazione

La corrente prodotta dai moduli, prima di essere immessa in Rete, necessita di qualche "ritocco" quindi:

1. dai moduli, dopo essere stata smistata dai quadri di parallelo stringa, arriva al Convertitore, l'**Inverter**. Questo è un dispositivo che trasforma la corrente continua prodotta dal Generatore fotovoltaico, in corrente alternata;

L'inverter inoltre, adatta la tensione del generatore a quella di rete effettuando l'inseguimento del punto di massima potenza ricavando così il massimo dell'energia prodotta dai moduli.

Il "ruolo" dell'Inverter è anche quello fornire una corrente con Tensione costante. Infatti il generatore fotovoltaico fornisce valori di tensione e corrente variabili in funzione dell'irraggiamento e della temperatura.

Le caratteristiche generali che deve avere l'inverter, compatibilmente con la funzione a cui è preposto, riguardano la potenza nominale, il rendimento e la tipologia. Generalmente, per impianti

collegati alla rete vengono usati inverter del tipo a commutazione forzata con tecnica PWM (modulazione a larghezza di impulso) senza riferimenti interni ovvero assimilabili a sistemi non idonei a sostenere la tensione in assenza di rete. Tali inverter sono provvisti di controllo MPPT (inseguimento del punto di massima potenza), di sistema di gestione automatica e di protezioni contro i guasti interni, sovratensioni e sovraccarichi.

Inoltre, l'inverter deve rispondere alle norme generali su EMC (compatibilità elettromagnetica) e limitazione delle emissioni RF (radio frequenza).

2. Dall'Inverter la corrente, adesso alternata ed in Bassa Tensione, arriva al **trasformatore**. È quel dispositivo che eleva la Tensione ai valori opportuni per la connessione alla Rete elettrica Nazionale di media tensione (30.000 V).

#### 14.5 Cabina di raccolta

La Cabina MT di Smistamento sarà realizzata all'interno dell'area dell'impianto agrivoltaico. Sarà conforme alla norma CEI 0-16 ed avrà dimensioni approssimative esterne di 24,4x4,5x5m (LxWxH); si comporrà di tre locali, in particolare:

- vano quadri MT;
- vano per l'alloggiamento del trasformatore per i servizi ausiliari;
- vano per l'alloggiamento dei quadri BT e per il monitoraggio.

La cabina sarà prefabbricata, realizzata in cemento armato vibrato (c.a.v.) o shelter, completa di vasca di fondazione con funzione portacavi del medesimo materiale, posata su un magrone di sottofondazione in cemento.

#### 14.6 Cabina di controllo

La Cabina di Controllo sarà realizzata all'interno dell'area dell'impianto agrivoltaico. Sarà conforme alla norma CEI 0-16 ed avrà dimensioni approssimative esterne di 24,4x4,5x5m (LxWxH); si comporrà di due locali, in particolare:

- vano controllo;
- vano per l'alloggiamento UPS e racks.

La cabina sarà prefabbricata, realizzata in cemento armato vibrato (c.a.v.) o shelter, completa di vasca di fondazione con funzione portacavi del medesimo materiale, posata su un magrone di sottofondazione in cemento.

#### 14.7 Cavidotti in Bassa Tensione (BT) e Media Tensione (MT)

All'interno dell'impianto agrivoltaico sono previste:

- *Connessioni in Bassa Tensione (BT)*
- *In corrente continua (c.c.), tra i moduli (serie) e tra le stringhe (26 moduli collegati in serie) e gli inverter;*
- *In corrente alternata (c.a.), tra gli inverter ed i Quadri di Parallelo (QP);*
- *Connessioni in Media Tensione (MT)*
- *In corrente alternata (c.a.), tra le Cabine Elettriche di Campo.*

L'energia prodotta dall'impianto e dalle sue sezioni o sottocampi sarà trasportata quindi in una Cabina di Raccolta, a mezzo di elettrodotti in Media Tensione (MT a 30 kV).

La rete così costituita sarà composta in sintesi da:

- *collegamento MT a mezzo di elettrodotto interrato, tra le Cabine di Conversione/Trasformazione collegate tra loro in serie (configurazione entra-esce) e tra l'ultima della serie e la Cabina Utente o di Raccolta;*
- *collegamento MT a mezzo di elettrodotto interrato, tra la Cabina di Smistamento e la Sottostazione Elettrica Utente (SSE) MT/AT.*

#### 14.8 Dorsale MT esterna

La dorsale esterna MT per il collegamento dell'impianto alla esistente Cabina Primaria "Serramanna" sarà costituita da n° 3 terne di cavi MT da 630 mm<sup>2</sup> in alluminio a 30 kV. Si svilupperà su strada esistente per un percorso di lunghezza pari a circa 10 km. Come per i cavidotti MT interni all'impianto Agrivoltaico, sarà costituita da cavi disposti a trifoglio tipo **ARG16H1R16 18/30 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto) o altrimenti tipo **ARG7H1R 18/30 kV** o similare.

#### 14.9 Fondazioni

I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 2 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive.

La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

Le Cabine elettriche di campo (di cui si dirà più avanti), dove troveranno alloggiamento il gruppo di conversione/trasformazione e le celle MT, saranno poggiate su una vasca di calcestruzzo del tipo prefabbricata la cui funzione sarà anche quella di vasca porta cavi (in prossimità della Cabina o all'interno della vasca di fondazione, sarà predisposta una scorta di cavo di 5-10 m).

A sua volta la vasca sarà poggiata su strato di allettamento costituito da una soletta in calcestruzzo magro debolmente armata.

#### **14.10 Viabilità di accesso e di servizio**

La viabilità interna dell'impianto agrivoltaico, consentirà di raggiungere agevolmente le cabine elettriche di campo, in modo da agevolare le operazioni di manutenzione e gestione dell'impianto durante la fase di esercizio. Essa sarà dal punto di vista strutturale, del tipo "MACADAM", quindi costituita da materiale drenante che eviterà il ristagno di acqua su di essa. Per i dettagli costruttivi, si rimanda al "Disciplinare descrittivo degli elementi tecnici".

Durante la fase di cantiere, per la movimentazione del materiale e dei mezzi e delle apparecchiature necessarie, verrà utilizzata la viabilità di servizio dello stesso. Da ciò deriva che questa sarà la prima opera ad essere realizzata. Una tale scelta deriva dal voler minimizzare i movimenti di materiale che si limiteranno quindi alle sole opere strettamente necessarie all'esercizio dell'Impianto Agrivoltaico.

Si prevede quindi:

- scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- posa di strato di base costituito da materiale lapideo proveniente da cave di prestito o scavi di cantiere, per uno spessore di 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

Il materiale di cui al punto b), potrebbe essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine di Campo o di recupero attraverso l'attività di preparazione del sito. Tale materiale potrà quindi essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali. Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Le strade perimetrali e quelle interne, seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per sé risulta pressoché pianeggiante.

#### 14.11 Opere di mitigazione

Allo scopo di attenuare il potenziale impatto visivo derivante dalla costruzione dell'Impianto Agrivoltaico, sarà realizzata lungo tutto il perimetro delle aree interessate, una fascia verde (green belt) costituita da due filari di eucalipto, attualmente presenti all'interno del sito, quindi già sviluppati e conformati che garantiranno quindi un immediato effetto schermante nei confronti delle opere in progetto, per un osservatore esterno ad esse. La green belt, fungerà anche da frangivento.

Tra i vari esemplari di eucalipto inoltre, verranno messe a dimora delle piantine appartenenti a specie arbustive caratteristiche della macchia mediterranea ed in particolare *Pistacia lentiscus* (Lentisco), *Myrtus communis* (Mirto), *Olea europea* var. *sylvestris* (Olivastro). Per la descrizione dettagliata di tali specie arbustive, si rimanda alla "Relazione Agronomica".

### 15 OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)

L'energia prodotta dall'Impianto Agrivoltaico verrà convogliata, tramite un cavidotto interrato a 30 kV, alla Sottostazione produttore di trasformazione MT/AT, di nuova realizzazione, per essere poi ceduta alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale). Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della stazione elettrica di smistamento (SE) della RTN 150 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Serramanna – Villasor".

#### 15.1 Stazione Elettrica Utente - Connessione in condominio AT

L'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico verrà raccolta come detto nella Cabina di Smistamento (CdS), e convogliata verso la Sottostazione Elettrica Utente (tramite linea interrata MT a 30 kV), dove avverrà un ulteriore innalzamento di Tensione da 30 a 150 kV per la successiva consegna alla Rete Nazionale.

In particolare l'energia prodotta dal parco agrivoltaico verrà convogliata alla sottostazione produttore di trasformazione MT/AT per venire poi ceduta alla Rete Nazionale tramite un collegamento, del tipo in antenna a 150 kV, alla Cabina Primaria (CP) 150 kV denominata "Serramanna" di proprietà di Terna S.p.A.

La Sottostazione è progettata per permettere la connessione in condominio AT di altri impianti, per mezzo di un sistema di sbarre AT a 150 kV.

L'area sarà recintata perimetralmente con recinzione realizzata con moduli in cls prefabbricati "a pettine" di altezza pari a 2,5 m circa. L'area sarà dotata di ingresso carrabile e pedonale.

## 15.2 Apparecchiature della nuova sottostazione elettrica produttore

Come detto la nuova sottostazione elettrica a 150 kV isolata in aria, su cui si potranno attestare diversi produttori ognuno dotato di una propria area ove verranno attestate le linee MT provenienti dagli impianti di produzione, verrà posizionata la macchina di trasformazione MT/AT, le relative apparecchiature e i dispositivi di protezione e controllo.

Sarà pertanto presente un'area, comune a tutti i produttori, ove sarà realizzata una sbarra AT a 150 kV, isolata in aria, ed installate alcune apparecchiature elettromeccaniche necessarie alla protezione e controllo della stessa, quali:

- n.1 terna di trasformatori di corrente isolati in SF6;
- n.1 terna di interruttori unipolari isolati in SF6;
- n.1 terna di trasformatori di tensione isolati in SF6;
- n.1 sezionatore tripolare orizzontale rotativo isolato in aria;
- n.1 terna di scaricatori di sovratensione.

Nell'area propria di Green Energy Sardegna 2 (c.p. 201900605), troveranno collocazione il trasformatore di potenza MT/AT isolato in olio, tutte le apparecchiature AT isolate in aria necessarie a proteggere la macchina e a misurare fiscalmente l'energia prodotta dal produttore, quali:

- n.1 terna di trasformatori di corrente isolati in SF6;
- n.1 terna di interruttori unipolari isolati in SF6;
- n.1 terna di trasformatori di tensione induttivi isolati in SF6;
- n.1 sezionatore tripolare orizzontale rotativo isolato in aria;
- n.1 terna di scaricatori di sovratensione.

Per quanto riguarda gli edifici, non è prevista la realizzazione di alcun edificio in quanto tutti i quadri di controllo e di protezione delle apparecchiature della parte comune saranno contenute all'interno di container in acciaio 40' high cube. Parimente, per all'area di pertinenza esclusiva del proponente, non sono previsti edifici ma solo due container 40' high cube per il posizionamento dei quadri di controllo e protezione dello stallo e i quadri dei servizi ausiliari di stazione nonché del quadro di MT ove saranno attestate le linee in arrivo dall'impianto di produzione.

Il proponente installerà, sempre all'interno dell'area di sua esclusiva pertinenza, una torre per le telecomunicazioni di altezza pari a 20 m.

La stazione verrà posizionata ad una quota di 78.15 m asl, qualche decina di centimetri al di sopra del piano campagna. In prima ipotesi sono previste fondazioni di tipo superficiale pertanto, salvo il punto specifico dove le stesse verranno realizzate ove sarà necessario realizzare scavi profondi al massimo 2 m, è previsto solo un scotico superficiale del terreno.

È prevista infine la realizzazione di una viabilità di accesso alla stazione comune a tutti i produttori dalla SP4, posta a sud-ovest dell'impianto. L'ampiezza della nuova strada di accesso, che sarà realizzata su rilevato di 50 cm rispetto a pc, sarà di 6 m.

### 15.3 Cavi elettrici e cablaggi

Saranno realizzati i cavidotti dedicati ai cavi AT, MT e BT in modo da garantire l'interconnessione delle apparecchiature AT, del trasformatore AT/MT e dei loro ausiliari con il fabbricato servizi.

I vari livelli di tensione seguiranno seguire percorsi fisicamente separati. I cavidotti saranno costituiti essenzialmente da:

- cunicoli in cemento armato dotati di lastre di copertura;
- tubi in PVC serie pesante interrati e rinfiacati con calcestruzzo rck 150;
- pozzetti che potranno essere gettati in opera oppure di tipo prefabbricato;
- cunicoli gettati in opera in esecuzione carrabile.

### 15.4 Sistema di controllo e monitoraggio

In linea generale il monitoraggio e controllo degli impianti remoti nel settore dell'energia elettrica è un aspetto fondamentale. Il controllo costante permette di ottimizzare il funzionamento degli impianti, aumentandone l'efficienza e la produttività, oltre che di monitorare l'andamento della fonte di energia e operare comandi di manutenzione e modifica delle variabili di funzionamento.

Il monitoraggio di centrali di produzione energia da fonti rinnovabili, permette altresì di regolare l'attività della centrale in base alla disponibilità della fonte di energia (es. acqua, vento, sole, ecc.) o, comunque, di acquisire i dati per l'esercizio di attività di manutenzione ordinaria o straordinaria operando anche in tempo reale sulla regolazione di turbine e alternatori, sulle protezioni di gruppi e sottostazioni, sull'analisi dello stato e del funzionamento di parti meccaniche in movimento, ecc.

Allo stesso modo, il controllo puntuale ed in tempo reale delle complesse reti di distribuzione, formate da cabine primarie di alta tensione, da stazioni di media e bassa tensione, oltre che da vari nodi di smistamento, permette un esercizio sicuro ed affidabile per l'erogazione in continuità dell'energia elettrica in base a variabili geografiche, di richiesta di consumo temporaneo, ecc.

La ricezione dei dati di produzione, distribuzione o di segnalazioni di eventuali anomalie in tempo reale, tramite una rete affidabile, permette la perfetta gestione delle proprie risorse ad elevata criticità ed assicura la massima efficienza e funzionalità di tutti i sistemi.

### **15.5 Verifiche prestazionali e collaudi**

Il collaudo prestazionale riveste una fondamentale importanza per la verifica del raggiungimento degli obiettivi progettuali (Owner's Project Requirements – OPR) e della rispondenza degli impianti alle leggi e norme in vigore. Le verifiche prestazionali dei singoli componenti e dei sistemi impiantistici nel loro complesso saranno condotte durante tutte le fasi di installazione, fino alle verifiche finali e primo avviamento. Contemporaneamente sarà verificata la completezza e la rispondenza della documentazione che andrà poi a costituire il fascicolo tecnico (System Manual) contenente tutte le informazioni, test report e certificazioni necessarie per la consegna degli impianti al personale responsabile della sua conduzione e manutenzione.

A beneficio di quest'ultimo, durante le fasi di collaudo e primo avviamento, si programmerà e la formazione attraverso opportune sessioni di incontro con i progettisti, l'installatore e i costruttori dei principali componenti.

La verifica prestazionale degli impianti si sviluppa durante le varie fasi di realizzazione, sino all'esercizio; in particolare

In fase di realizzazione:

- definizione dei requisiti prestazionali da verificare (OPR);
- predisposizione delle check list di verifica, test e collaudo;
- cantierizzazione del progetto;
- redazione dei disegni as-built;
- predisposizione delle pratiche certificative connesse con l'avviamento ed esercizio degli impianti (prevenzione incendi, acustica, certificazione energetica, etc.);
- predisposizione e organizzazione dei piani di manutenzione completi dei manuali d'uso e manutenzione dei singoli componenti;
- organizzazione, supporto e documentazione dei corsi di formazione per gli addetti alla manutenzione;
- supporto all'avviamento delle principali apparecchiature a cura del produttore; test, taratura e bilanciamento

In fase di consegna:

- *verifiche e misure in contraddittorio;*
- *predisposizione della documentazione finale dei lavori.*

In fase di esercizio:

- *monitoraggio ambientale ed energetico;*
- *analisi dei consumi e del comfort;*
- *verifica delle prestazioni degli impianti e individuazione delle eventuali attività di ritaratura per riportare gli impianti alle prestazioni di progetto e delle azioni di energy-saving;*
- *certificazione della qualità ambientale e della prestazione degli impianti;*
- *individuazione degli eventuali adeguamenti necessari in relazione a nuove leggi e norme;*
- *ottimizzazione dei sistemi di supervisione e regolazione*

## 16 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO A FINE VITA E OPERE DI RIPRISTINO, RINSERIMENTO E RECUPERO

L'Autorizzazione Unica ex D.lgs 387/03 è un titolo per la costruzione ed esercizio dell'impianto Agrivoltaico. La Regione Sardegna prevede che l'autorizzazione all'esercizio abbia validità di 30 anni.

I costi di dismissione e delle opere di rimessa in pristino dello stato dei luoghi saranno coperti da una fideiussione bancaria indicata nell'atto di convenzione definitivo fra società proponente e Comuni interessati dall'intervento.

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

### 16.1 Descrizione delle fasi di dismissione

Di seguito si elencano le fasi principali della dismissione dell'impianto.

Come detto l'impianto sarà dismesso dopo 30 anni (periodo di autorizzazione all'esercizio) dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

#### **Impianto Agrivoltaico e cavidotto**

- a) Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT eMT (locale cabina di trasformazione);
- b) Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- c) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- d) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
- e) Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
- f) Smontaggio sistema di illuminazione;
- g) Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- h) Sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
- i) Rimozione tubazioni interrate;
- j) Rimozione pozzetti di ispezione;
- k) Rimozione parti elettriche;
- l) Smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);

**Stazione elettrica Utente**

- a) Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT; BT);
  - b) Rimozione delle tubazioni interrato (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
  - c) Rimozione plinti di fondazione delle apparecchiature AT;
  - d) Rimozione del fabbricato locali tecnici, ivi comprese le fondazioni;
  - e) Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
  - f) Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
  - g) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- 
- aa) Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con materiale inerte proveniente da cave di prestito;
  - bb) Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali per uno spessore di 30-40 cm.
- Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione "Piano di dismissione e ripristino" e relativo computo metrico.