

STUDIO ALCHEMIST

Ing. Stefano Floris - Arch. Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)
Via Semplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it
cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



COMUNE DI OZIERI

OGGETTO

REALIZZAZIONE DI IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO
A TERRA DI POTENZA IN IMMISSIONE PARI 22950kW -
TIPO A INSEGUIMENTO MONOASSIALE
LOCALITÀ JUNCOS LONGONS

COMMITTENTE

SUN INVESTMENT GROUP Società Quotata
INDIRIZZO Viale A. Masini 12, 40126, Bologna

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

RELAZIONE DESCRITTIVA DI PROGETTO

NUMERO ELABORATO

AU RE 01

SCALA:

DATA:

3		Terza emissione			
2		Seconda emissione			
1		Prima emissione			Ing. S.Floris
REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO

001/2022

CODICE COMMESSA

NOME FILE

DEF

FASE PROGETTUALE

IMPIANTI

CATEGORIA

00

REV.

STUDIO ALCHEMIST:
Ing. Stefano Floris
Arch. Cinzia Nieddu

COLLABORATORI:
Arch. Chiara Martis
Arch. Valentina Madeddu
Arch. Elena Porcu Geom.
Alberto Barroccu Dott.
Geol. Nicola Cau Dott.
Geol. Mario Strinna

PROGETTISTA - TIMBRO E FIRMA



PROGETTISTA - TIMBRO E FIRMA



REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRO- FOTOVOLTAICO A TERRA DA 22,95 MW- TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE LOCALITÀ JUNCOS LONGOS COMUNE DI OZIERI (SS)

Relazione Descrittiva

Committente: SUN INVESTMENT GROUP (S.I.G.)

Località: JUNCOS LONGOS – COMUNE DI OZIERI

Il Tecnico

(INGEGNERE STEFANO
FLORIS)

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari
(CA) Via Semplicio Spano 10 - 07026
Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it
cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



Sommario

1. Premessa ed inserimento urbanistico	3
2. Analisi quadro legislativo	4
3. Impianto da 22950 kW	13
4. Moduli fotovoltaici	15
5. Inverter	16
6. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici-TRACKER	18
7. Cavi elettrici	20
8. Protezione contro i contatti diretti	20
9. Protezione contro i contatti indiretti	21
10. Criterio di calcolo delle cadute di tensione	22
11. Procedimento di calcolo	23
12. Protezione delle condutture	23
13. Vano inverter	25
14. Quadro Generale Campo Fotovoltaico lato AC	25
15. Sistema di monitoraggio e informazione	26
16. Canala metallica contenimento cavi	27
17. Protezione contro le sovratensioni - lato c.a.	28
18. Opere civili	29
19. Bilancio Scavi e Riporti	31
20. Riqualificazione Ambientale	31

1. Premessa ed inserimento urbanistico

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo **“REALIZZAZIONE IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO A TERRA DA 22,95 MW IN IMMISSIONE - TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE “OZIERI” – AREA AGRICOLA LOCALITA’ JUNCOS LONGOS - COMUNE DI OZIERI (SS)”**.

La società proponente del progetto è la SUN INVESTMENT con sede legale Viale A. Masini 12, 40126, Bologna.

“Sun Investment attualmente opera attraverso 5 sedi tra Polonia, Lituania e Italia.

Sun Investment Group ha un track record di oltre 184 MWp di impianti realizzati e oltre 1.4 GWp di progetti in fase di sviluppo autorizzativo. Il team consiste in oltre 190 professionisti dedicati interamente al settore fotovoltaico.

I progetti sviluppati da Sun Investment Group sono presenti nell'elenco dei 40 più grandi portafogli di impianti fotovoltaici in Europa (Solarplaza, 2021)”.

Lo studio Alchemist si occuperà della progettazione. L’area di intervento è ubicata all’interno della Zona Agricola di Ozieri, inclusa nella cartografia catastale al foglio 9 e 10, mappali (164-165-166-167-168-70-25-7) e si trova nella provincia di Sassari.

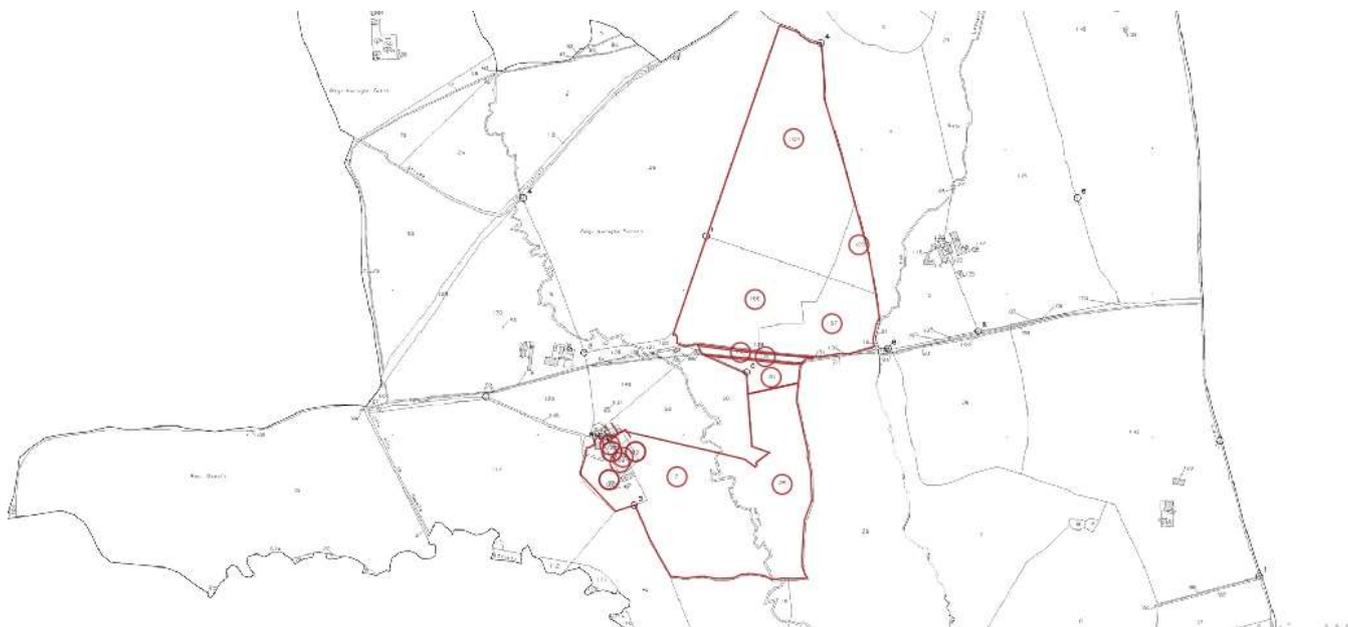


Fig. 1: Mappale del catasto.

L’obiettivo del progetto è la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a circa 22950kWp per la produzione di energia elettrica.

Il parco fotovoltaico, ad inseguitori solari, verrà posato sul terreno precedentemente livellato.

Il progetto proposto denominato “OZIERI FTV”, prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico che verrà realizzato su una superficie occupata in pianta di circa 50 Ha, costituito da 34770 pannelli fotovoltaici monocristallini da 660 (59 TRACKER DA 30x2- 347 TRACKER DA 30x3), 7 cabine da 3000.

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto, si trova ad un’altitudine media di 180 m s.l.m.

Sotto il profilo urbanistico, l’intera area interessata dall’intervento è interamente inserita nell’agglomerato Agricolo a nord di Ozieri.



Fig. 2: Area di intervento.

Descrizione preliminare dell’area di intervento e progetto

Attualmente l’area è interessata da attività agricole, in prevalenza foraggio e da pascolo.

Le distanze definite dal piano sono state rispettate, sia nel caso di confine con strada che con altri lotti; l’impianto infatti è stato posizionato mantenendo le fasce di rispetto lungo tutti i suoi confini.

Il passaggio all’interno dell’area è possibile sia lungo i confini, in quanto è stata definita una distanza di 15m, sia all’interno dell’area in quanto i tracker verranno posizionati ad interasse di 6,3 m, perciò lo spazio libero nelle corsie risulterà di circa 4m, per permettere l’inversione di marci di mezzi agricoli di grandi dimensioni sono state definite delle strade trasversali all’altezza delle cabine SMA.

L’impianto fotovoltaico occupa un’area di 34’770 mq pari al 6,95% dell’area totale del terreno.

A titolo di mitigazione nei confini dell’impianto verranno inserite specie di macchia mediterranea, quali lentischio, rosmarino, mirto, ginepro lungo i confini del lotto interessato dal progetto (aree di rispetto).

L'obiettivo è, non solo mitigare, ma apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici, e della qualità degli interventi stessi.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico, oltre a non pregiudicare l'eventuale attività di pascolo che può essere comunque svolta, è valorizzante ai fini della pulizia dell'area. Al di sotto dei moduli fotovoltaici (SAFE TRACK HORIZON - IDEEMATEC) ad inseguimento solare vi è una compatibilità con le eventuali utilizzazioni agricole essendo il telaio ben sopraelevato dal terreno.

I tracker infatti hanno un'altezza tale da consentire un bassissimo impatto sia per l'ombra creata dalla struttura dei moduli fotovoltaici stessi sulla crescita delle specie agricole, sia perché non è impedito il libero pascolo degli animali.

L'intervento risulta compatibile con la destinazione d'uso del sito agro-pastorale oltre alla fattibilità tecnica (passaggio macchine agricole; rischio di incendio da innesco termico) ed economica.

Il parco fotovoltaico verrà installato nei terreni adiacenti ad una fattoria, tutto ciò non impedirà il normale svolgimento delle sue attività, infatti sarà possibile per l'azienda agricola lavorare e usare i terreni tra i tracker per il pascolo degli animali (soprattutto pecore) e per le piccole attività agricole (basse, per non ombreggiare i pannelli) inoltre sarà possibile anche l'eventuale inserimento di arnie e delle attrezzature necessarie all'apicoltura.

Il sistema agro-fotovoltaico oltre ad avere aspetti positivi sull'economia e sulla produzione della green energy, favorisce la **distribuzione dell'acqua**, durante le precipitazioni.

La **temperatura del suolo** nei periodi primaverili ed estivi risulta essere inferiore rispetto a un campo che non utilizza tale tecnica, mentre la temperatura dell'aria rimane invariata; le colture sotto i pannelli hanno affrontato meglio le condizioni calde e secche, poiché presentano meno stress termico grazie all'ombreggiamento fornito dai pannelli.

2. Analisi quadro legislativo

Requisito fondamentale per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è il rilascio dell'Autorizzazione Unica da parte del Servizio energia e economia verde ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003, con deliberazione della Giunta regionale n. 27/16 del 1 Giugno 2011, che a sua volta recepisce il Decreto Ministeriale del 20 Settembre 2010 sulle "Linea Guida Nazionali per le Fonti Rinnovabili" e che sostituisce la precedente Delibera Regionale 25/40 del 1 Luglio 2010. Sono stati individuati quindi i criteri tesi ad individuare le aree in cui possono essere installati gli impianti fotovoltaici, in modo da razionalizzarne la realizzazione e a

contenerne l'impatto. La normativa regionale è stata modificata attraverso la Delibera 3/25 del 23/01/2018.

In linea di massima si evince poi che il suolo occupato dall'impianto, essendo zona agricola, non potrebbe essere utilizzato per altri fini.

Se si tiene conto della D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, art. 22 lettera a) sulle procedure autorizzative specifiche per le aree idonee, questo decreto, la cui entrata in vigore è del Dicembre 2021, prevedendo l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, si afferma che: “La costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee sono disciplinati secondo le seguenti disposizioni: a) nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione”.

Sulla base delle indicazioni del Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna e del Piano Energetico Ambientale e i criteri contenuti nella deliberazione succitata, si sono individuati nelle aree agropastorali le superfici con i requisiti richiesti dove poter ubicare prioritariamente gli impianti fotovoltaici, in ragione della loro destinazione d'uso e della natura delle stesse.

In considerazione di quanto sopracitato, uno degli impatti più rilevanti nell'installazione di un parco fotovoltaico è rappresentato dall'occupazione del suolo.

Il DM 10 settembre 2010, nell' Allegato 1, parte IV, punto 16, elenca una serie “criteri generali per l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio”

In particolare si riportano qui alcuni elementi, considerati di particolare importanza in rapporto alla tutela paesaggistica e attinenti al progetto proposto:

- interventi che contemplano “il minor consumo possibile del territorio” (lett. c);
- il riutilizzo di aree compromesse da attività antropiche pregresse o in atto (brownfield), tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati ai sensi della Parte IV, Titolo V del d.lgs 152/ 2006 (recante “Norme in materia ambientale”) (lett. d);
- una progettazione legata alla specificità dell'area.

Nel caso del progetto OZIERI SOL il consumo del suolo è minimo rispetto all'invasività delle strutture portanti i moduli, tracker, ma si garantisce la continuità dell'uso agro-pastorale già esistente sull'area.

In conclusione, secondo le “*Linee Guida per l'individuazione degli impatti potenziali degli impianti fotovoltaici e loro corretto inserimento nel territorio*”, le aree individuate lungo le infrastrutture viarie

esistenti all'interno del territorio rurale risultano perfettamente idonee all'inserimento dell'impianto tecnologico proposto.

L'impianto in progetto, dimensionato per produzione di energia elettrica, avrà una potenza complessiva di **22950kWp** e sarà posizionato all'interno della zona agricola di Ozieri.

L'impianto avendo una potenza che va oltre 10MW va direttamente a VIA, secondo la "Legge di conversione" "Decreto Semplificazioni Bis" del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure, nella legge 29 luglio 2021, n. 108.

3. Impianto da 22.950 kW

L'impianto sarà costituito da 34770 moduli fotovoltaici marca **TRINA SOLAR - Vertex** da 440W, 72 celle, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 7 inverter MV POWER STATION da 3000.

L'impianto verrà connesso alla rete mediante una linea di alta tensione (aerea/interrata in base alle esigenze) di lunghezza di circa 10 km, che verrà realizzata dal gestore della rete.

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali. Per quanto riguarda i calcoli di producibilità, le dimensioni dei cavi e le verifiche elettriche si rimanda alla relazione tecnica di calcolo allegata.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica. Nel corso dei sopralluoghi sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Di seguito la descrizione generale dell'installazione:

- I moduli fotovoltaici costituenti l'impianto andranno posizionati a terra come individuato nell'elaborato Planimetria Generale Impianto su CTR;
- Il criterio di posizionamento dei pannelli si è basato sull'utilizzo dei tracker monoassiali della NX HORIZON. Le strutture, disposte con orientamento est-ovest, sono concepite per ruotare durante il giorno e seguire il tragitto del sole in maniera tale da ottenere un irraggiamento massimo per più ore possibili;
- Nell'intorno e all'interno del campo fotovoltaico vengono lasciati idonei spazi per effettuare le manutenzioni, far passare liberamente i mezzi agricoli e i tracker avranno un'altezza tale da non impedire il libero pascolo degli ovini all'interno dei lotti;

- I moduli verranno vincolati tramite apposita struttura di fissaggio di tipo tracker. I calcoli strutturali vengono definiti nella apposita relazione.
- All'interno della cabina elettrica verrà realizzato il quadro elettrico nel quale verranno installati gli interruttori di sezionamento.



Fig. 3: Posizionamento impianto su ortofoto.

La linea in corrente continua $2 \times 6 \text{mm}^2$ tipo FG21M21, che dai moduli arriva all'inverter, verrà posizionata all'interno di una canale metallica con fissaggi ogni 2m e fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli quando possibile; in prossimità del punto nord della struttura di fissaggio verrà realizzato un cavidotto interrato, con pozzetti come individuato nelle tavole grafiche.

Dal quadro elettrico la linea in cavo $3 \times 240 \text{mm}^2 + 1 \times 35 \text{mm}^2$ tipo FG16(0)R16 verrà collegata al quadro generale posizionato di fronte allo stesso quadro FTV. Si rimanda alla relazione tecnica specialistica per i criteri di dimensionamento elettrico e le verifiche.

4. Pannelli Fotovoltaici

L'impianto è costituito da pannelli **Vertex - Trina solar** modulo monocristallino a doppio vetro bifacale

- Minor LCOE (Levelized Cost Of Energy), ridotto BOS (Balance of sistem) costo, tempi di ammortamento ridotti
- Primo anno minimo garantito e degrado annuale;
- Efficienza del modulo fino al 21,4% con interconnessione ad alta densità tecnologia
- Tecnologia multi-sbarra per una migliore cattura della luce e una migliore raccolta di corrente
- Minimizzazione delle microfessure con taglio tecnologico innovativo non distruttivo
- Resistenza PID garantita
- Resistente ad ambienti difficili come quelli contenenti sale, ammoniaca, sabbia, alta zone ad alta temperatura e umidità
- Prestazioni meccaniche fino a 5400 Pa di carico positivo e 2400 Pa di carico negativo
- Eccellente IAM (Incident Angle Modifier) e basso irraggiamento prestazioni, convalidate da certificazioni
- Il design unico fornisce una produzione di energia ottimizzata condizioni di ombreggiamento tra le file
- Coefficiente di temperatura inferiore (-0,34%) e temperatura di esercizio
- Fino al 25% di guadagno di potenza aggiuntivo dal lato posteriore

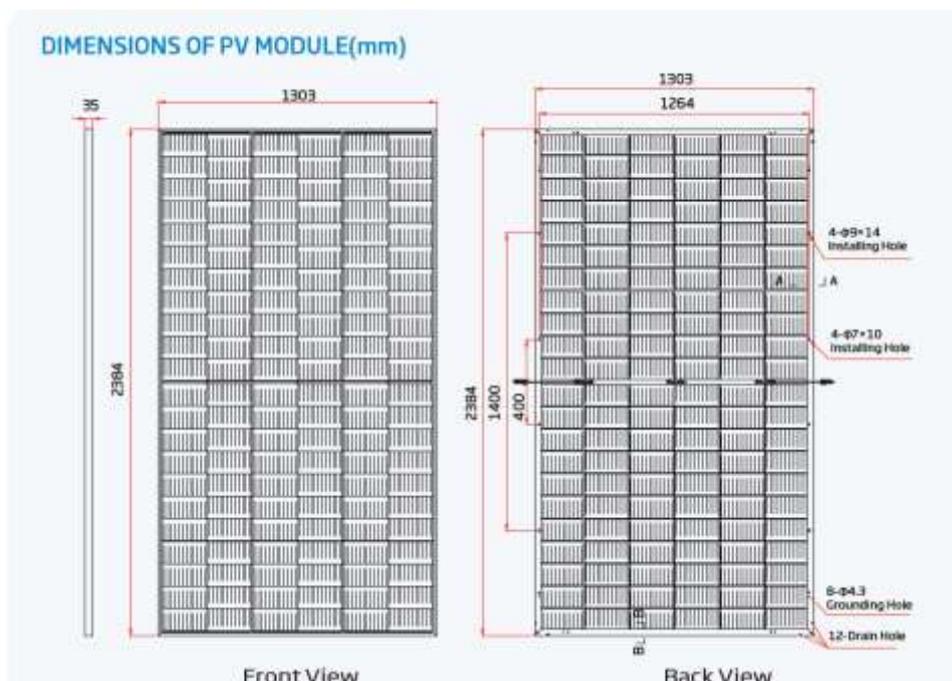


Fig. 4: Dimensionamento pannello FTV.

7. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici-TRACKER

La struttura di fissaggio di tipo TRACKER monoassiale sarà orientata con asse NORD/SUD come indicato nelle tavole grafiche.

Il sistema tracker scelto è quello della **NX Navigator**.

Il movimento sarà garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che assicurano il movimento delle vele da est a ovest.

NX Navigator™ ha un sistema di controllo di nuova generazione che permette agli operatori autorizzati di monitorare e controllare in sicurezza i propri impianti fotovoltaici. Questo sistema di controllo avanzato aumenta resa di produzione e consente un funzionamento affidabile in un'ampia gamma di condizioni meteorologiche.

NX Navigator mitiga anche il rischio legati a certi ambienti climatici come le grandinate che consente con un solo comando di mettere rapidamente gli inseguitori solari con un angolo di 60 gradi per ridurre le perdite per impatto della grandine.

Questo sistema permette di catturare maggiore energia solare, in questo modo quella captata durante un'intera giornata è superiore rispetto all'impiego di normali pannelli fotovoltaici.

L'inseguitore solare fotovoltaico ha lo scopo di inseguire i raggi del sole e di massimizzare al contempo l'efficienza dell'intero sistema di pannelli solari. Grazie all'inseguitore è possibile durante la giornata mantenere in modo costante il punto di fuoco che viene generato dal sole permettendo dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie.



Fig. 5: Esempio di impianto fotovoltaico con i NX Navigator

6. Power station

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno n°7 MV POWER STATION 3000 della SMA. Prodotto altamente flessibile e resistente oltre che conveniente essendo ridotti i costi di trasporto grazie al container di 6m circa.

Il MV POWER STATION 3000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.

- Ingresso CC, tensione di ingresso massima 1500v, corrente d'ingresso max 3200 A;
- Numero ingressi CC: 24 fusibili su entrambi i poli / 32 fusibili su polo singolo;
- La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a prove di tipo;
- Grado massimo di rendimento è del 98,8%

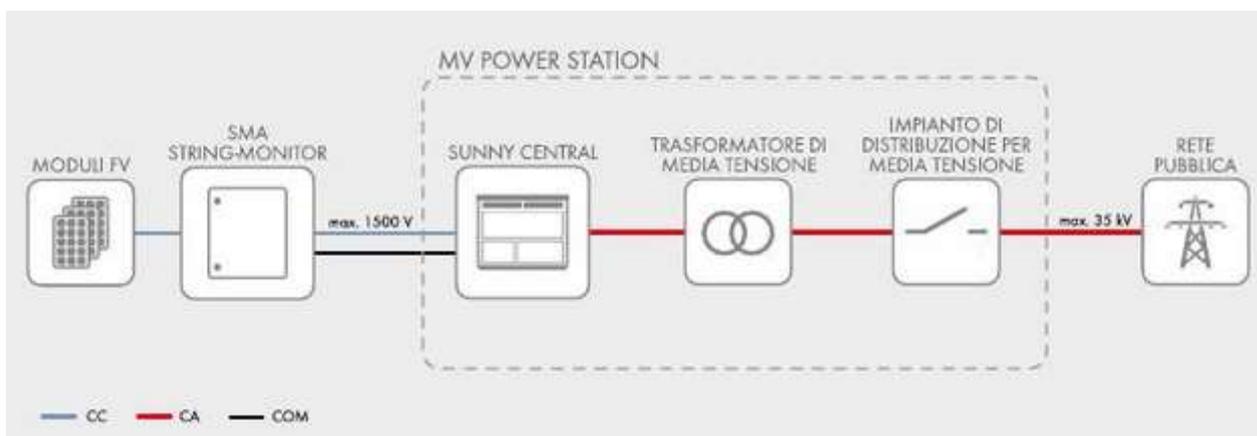


Fig. 6: Schema di monitoraggio

L'inverter sarà alloggiato all'interno della power station, per cui riparato dalla radiazione solare diretta e sarà installato nel rispetto delle distanze minime indicate nel manuale d'uso.

In prossimità dell'area degli inverter saranno apposti i cartelli di pericolo previsti dalle normative.



Fig. 7: Inverter MV POWER STATION SMA.

8. Cavi elettrici

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo “solare” FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe all’inverter.

I cavi a valle dell’inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia.

Inoltre:

- Tutte le terminazioni sui quadri saranno segnalate ed etichettate;
- I cavi saranno alloggiati entro canale metallica, tipo “Bocchiotti”;
- I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata sarà dimensionata in modo che sia pari a due volte la ~~se~~ realmente occupata dai cavi;
- Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo. L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna;
- La dimensione dei tubi sarà pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. È prevista la posa di opportune tubazioni di riserva;
- Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti i cosiddetti rompitratta;
- Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%;

Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20.-22II.

9. Protezione contro i contatti diretti

Le parti attive sono rivestite da un isolamento che ne impedisce il contatto, esso può essere rimosso solo mediante distruzione.

L'isolante è in grado di resistere agli sforzi meccanici, termici ed elettrici cui può essere soggetto nell'esercizio.

Le parti attive sono comunque racchiuse entro involucri o dietro barriere orizzontali a portata di mano **come prescritto nella Norma CEI 64-8 Sez. 412 Art. 412.2, tali involucri e barriere devono garantire rispettivamente un grado di protezione minimo di IP 2X (oppure IP XX B) e IP 4X (oppure IP XX D); se all'esterno grado di protezione minimo IP55.**

In ogni caso il grado di protezione deve essere idoneo al luogo di utilizzo.

10. Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica della alimentazione, Art. 413.1 Sez. 413 Norma CEI 64-8, l'impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

- Le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione che deve venire poi collegato a terra nelle condizioni previste per i vari sistemi, le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.
- Si devono collegare al collettore (detto anche nodo) principale di terra che diventa il collegamento equipotenziale principale i seguenti elementi metallici:
 - I conduttori di protezione
 - I conduttori di terra
- I tubi alimentanti servizi (acqua, ecc..) se, praticamente possibile, le armature principali del cemento armato si deve effettuare il collegamento equipotenziale supplementare che collega tutte le masse e le masse estranee simultaneamente accessibili con resistenza verso terra inferiore a 1000Ω .

Dopodiché vengono impiegati idonei interruttori differenziali posti a monte delle parti da proteggere. Il dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico in modo che in caso di guasto, tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione, non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50V.

Le protezioni dovranno essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalle Norme CEI 64-8, la condizione è la seguente:

$$R_A \times I_a$$

≤ 5 Dove:

R_A = somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm.

I_a = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione. Se si utilizzano interruttori differenziali, la I_a rappresenta il valore più elevato tra la somma delle correnti differenziali

nominali $\sum I_{\Delta n}$ degli interruttori differenziali installati su ciascuna fase. Se si utilizzano interruttori automatici o fusibili la I_a rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s.

La somma $\sum I_{\Delta n}$ nel nostro caso è pari a $1 \times 0,5A = 0,5A$ laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e $1 \times 0,3A$ per un unico inverter pertanto la resistenza R_A dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

11. Criterio di calcolo delle cadute di tensione

La scelta delle sezioni di ciascuna linea è stata fatta utilizzando come base il criterio della massima caduta di tensione ammissibile e procedendo poi alla verifica della massima temperatura ammissibile. Mentre la tipologia delle condutture è stata identificata sulla base delle disposizioni contenute nelle relative Norme CEI in considerazione delle caratteristiche degli ambienti di installazione ed è riportata sugli elaborati grafici di progetto. I cavi costituenti l'impianto saranno essenzialmente di tre tipi:

1. In rame isolati in PVC qualità R2 del tipo N07V-K, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; **conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabella UNEL 35752**, questi nelle installazioni non interrate.
2. In rame isolati in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7 del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; **conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-13, 20-37 pt.2, 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabelle UNEL 35375 – 35376 – 35377**, questi nelle installazioni interrate.
3. In rame isolati in HEPR ad alto modulo di qualità G21 del tipo FG21M21 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; **conformi ai requisiti essenziali CEI 20-91 febbraio 2010; V1 ottobre 2010 e V2 marzo.**

Secondo le indicazioni della Guida CEI 82-25, ne deriva che, per la massima caduta di tensione ammessa, in condizioni regolari di esercizio, si può utilizzare il valore fissato del 2% totale, pertanto possiamo dimensionare, per dove possibile, la caduta di tensione per l'1% lato alternata e l'altro 1% lato continua.

12. Procedimento di calcolo

Le formule assunte a base dei calcoli sono:

$$\Delta V_T = k(rI' + xI'')L$$

per le condutture percorse da un'unica corrente, o per la valutazione maggiorativa di carico totale concentrato all'estremità;

$$\Delta V_T = k(\Delta V_r + \Delta V_x) = k[r(\sum_i L_i I'_i) + x(\sum_i L_i I''_i)] = k(r\Gamma I' + x\Gamma I'')$$

per le condutture alimentanti carichi distribuiti lungo linea; la formula fornisce la caduta di tensione nel punto più sollecitato;

Con il seguente significato dei simboli:

r	Resistenza unitaria chilometrica a 80 °C [ohm/km]
x	Reattanza unitaria chilometrica [ohm/km], nulla per la parte in corrente continua
$I'_i = I_i \cos\varphi$	Componente della corrente in fase con la tensione [A]
$I''_i = I_i \sin\varphi$	Componente della corrente in quadratura con la tensione [V]
L_i	Distanza di ciascuna erogazione dall'origine della conduttura a sezione costante espressa in chilometri [km]
ΔV_r	Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
ΔV_x	Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
ΔV_T	Caduta di tensione assoluta complessiva [V]
k	Vale 1.73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi
$\Gamma = \frac{\sum_j L_j I'_j}{\sum_j I'_j}$	Distanza baricentrica per carichi uniformemente distribuiti espressa in chilometri [km]

Calcolando alla piena potenza e alla temperatura di esercizio i calcoli hanno fornito sempre valori massimali disotto dei limiti imposti.

13. Protezione delle condutture

Per ciò che attiene alla scelta della protezione delle condutture dalle sovracorrenti, si è proceduto **seguendo le indicazioni delle Norme CEI 64-8/4.**

Le caratteristiche degli interruttori, riportate sugli elaborati di progetto, previsti a monte di ciascuna dorsale e linea terminale sono state scelte utilizzando i valori ottenuti dal calcolo, nel rispetto delle **prescrizioni imposte dal cap. 43 della Norma CEI 64-8/4**, risultando sempre:

Contro il sovraccarico:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n è la corrente nominale dell'apparecchio, I_z è la portata del conduttore e I_f è la corrente che assicura il sicuro intervento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale. Contro il cortocircuito:

al fine di assicurare la protezione contro il cortocircuito il potere di interruzione dei dispositivi di protezione

non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione, **in particolare modo nel punto di consegna del Distributore si deve tener conto della convenzione riportata nella norma CEI 0-21 art. 5.1.3 che prevede un valore convenzionale della corrente di cortocircuito trifase in funzione della potenza impegnata.**

E l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione (I^2t), data dal quadrato della corrente effettiva di cortocircuito per la durata dell'evento, deve essere inferiore o uguale a quella massima consentita per non portare la conduttura alla temperatura limite ammissibile (K^2S^2), data dal prodotto fra il quadrato di un coefficiente funzione del tipo di isolante del cavo e il quadrato della sezione del cavo stesso, secondo la relazione:

$$I^2t < K^2S^2$$

Ciò deve essere verificato, qualunque sia il punto della conduttura interessato.

14. Vano inverter

L'inverter sarà posizionato su una struttura prefabbricata appoggiata sul terreno come indicato nelle tavole grafiche.

Dovrà garantire una idonea schermatura dalla radiazione solare.

Considerando che gli inverter dissipano circa il 2% della potenza, per cui il generatore inverter da 100 kW alla massima potenza, avrà una dissipazione in calore di circa 2kWt, si ritiene sufficiente che la ventilazione naturale sia ampiamente sufficiente a dissipare l'energia termica ed a far funzionare in modo corretto le apparecchiature elettriche in esso installate.

15. Quadro Generale Campo Fotovoltaico lato AC

Il quadro generale fotovoltaico QAC è previsto del tipo a parete, adeguato al numero di apparecchiature da ospitare al suo interno, sarà assemblato entro involucro protettivo, dotato di portello trasparente con grado di protezione IP65, sarà alloggiato all'interno della cabina di trasformazione.

Nel QAC, l'interruttore sarà equipaggiato con un relè di minima tensione per lo sgancio d'emergenza VVF, posizionato all'ingresso del lotto.

Inoltre all'interno del quadro saranno installate la protezione dalle scariche atmosferiche SPD TIPO II, l'analizzatore di rete e dove necessario vista l'evoluzione della NORMA CEI -61-8 Agg. Agosto 2016, il dispositivo di protezione di interfaccia certificato e conforme alla normativa CEI 0-16, di cui alle specifiche ed allo schema di progetto realizzato secondo la norma CEI, in ogni caso conforme alle disposizioni vigenti in materia di esercizio e alle prescrizioni per la connessione dell'impianto alla rete dell'ente distributore.

Tutti i cablaggi all'interno del quadro avverranno mediante morsettiere secondo gli schemi elettrici di progetto.

Il quadro sarà fornito dei cartellini con l'indicazione della funzione di tutte le singole apparecchiature su di esso installate e di un cartello di sicurezza per le operazioni di manutenzione.

Andrà certificato a cura dell'installatore (CEI 17-13).

16. Sistema di monitoraggio e informazione

Per mantenere sotto controllo l'intero impianto di produzione si prevede di installare un sistema di misura e controllo in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell'impianto.

Il sistema è già inserito all'interno degli inverter, esso permette di misurare tutti i parametri di producibilità, con l'aggiunta del dispositivo denominato SMART METER, dotato di TA, collegato agli inverter tramite cavo RS485, **posizionato in cabina elettrica e collegato con i TA (posizionati in corrispondenza del punto di consegna mediante cavo FG16OR16 6*1*0.5mmq, che misura l'energia immessa e prelevata dalla rete.**

I parametri principali controllati sono:

- Potenza prodotta e consumata (kW);
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria;
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria;
- Energia venduta (kWh) per fascia oraria;
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria;
- Energia auto consumata (kWh) per fascia oraria;
- Indicatore di ottimizzazione dei consumi (indica quando l'utente è in autoconsumo o in scambio);
- Incentivo (Euro);
- Datalog illimitato delle misure;
- Analisi dello storico misure.

Si prevede quindi di rendere disponibile mediante rete internet i parametri di funzionamento dell'impianto. Si prevede di utilizzare il sistema 4G, provvisto di scheda SIM adatta alla trasmissione dei dati rilevati dal sistema.

Gli impianti saranno accessibili da remoto.

Comando di sgancio Emergenza VVF

Al fine di adempiere alle prescrizioni di cui al D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151, recepiti dalla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici edizione 7 Febbraio 2012, si deve prevedere l'installazione di un comando di sgancio di emergenza.

Tale dispositivo di comando, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, deve consentire il sezionamento dell'impianto elettrico.

Il pulsante di sgancio agirà sulla bobina di minima tensione, con batteria tampone, che comanderà lo sgancio dell'interruttore magnetotermico installato nel QAC.

17. Canala metallica contenimento cavi

La canala metallica per il contenimento dei cavi sarà come indicato nel progetto definitivo di tipo e sarà fissata alla struttura del tracker.

La tubazione dovrà essere certificata norma CEI 23-31 e CEI EN 61537.

Considerando le sezioni dei cavi che passeranno all'interno della canala si è considerato di standardizzare la distanza tra gli appoggi a circa 2m.

18. Protezione contro le sovratensioni - lato c.a.

Secondo la norma, la massima corrente di fulmine (impulso 10/350 micro secondi) ammissibile espressa in **kA** per una linea isolata in PVC deve soddisfare la seguente relazione:

If minore/uguale a **8S** dove **S** è la sezione del conduttore espressa in mm² pertanto la sezione del conduttore deve essere:

S maggiore/uguale a **If/8**, nel nostro caso la **If** è pari a 12,5 kA e la

$$If = Imp = 12,5 \text{ kA} \quad S = 1,56 \text{ mm}^2$$

quindi il conduttore deve avere la sezione minima di 2,5 mm². Verrà comunque utilizzato un conduttore da 6 mm².

Di seguito la verifica effettuata.

1. CONTENUTO DEL DOCUMENTO

Questo documento contiene le indicazioni per scegliere e installare SPD (Surge Protective Device) al fine di proteggere l'impianto fotovoltaico (lato c.a.) contro le sovratensioni (la struttura in esame non richiede un impianto di protezione contro i fulmini).

2. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

Questo documento è stato elaborato con riferimento alle seguenti norme:

- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture" Febbraio 2013;
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per kilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico." Maggio 1999.

3. CARATTERISTICHE INVERTER

L'impianto elettrico utilizzatore a cui è collegato l'impianto fotovoltaico è un sistema TT. La massima tensione nominale del sistema verso terra è 1,1 U_o (V):
253

Gli SPD servono per ridurre il rischio di perdita di vite umane (R1) o di servizio pubblico (R2).

L'inverter ha le seguenti caratteristiche:

- tensione di tenuta ad impulso U_{wi} (V): 4750
- coefficiente di sicurezza: 1

4. CARATTERISTICHE SPD

4.1. SPD ad arrivo linea (SPD1)

All'arrivo della linea elettrica entrante sono installati SPD1 aventi le seguenti caratteristiche:

- Distanza tra SPD1 e inverter (m): 60
- Tipo di conduttura tra inverter e SPD1: conduttori attivi e PE nello stesso tubo o canale
- Livello dell'SPD1 (LPL): I
- Classe I
- Tensione di esercizio continuativo U_c (V): 335
- Corrente nominale di scarica I_{imp} (kA): 12,5
- Livello di protezione U_p (V): 1150
- Lunghezza dei collegamenti l (m): 1
- Livello di protezione effettivo U_{p/f} (V): 2150
-

5. CONCLUSIONI

L'installazione degli SPD sopraindicati garantisce la protezione contro le sovratensioni secondo la regola dell'arte.

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

19. Opere civili

Le opere civili da realizzare saranno di lievissima entità e consisteranno in:

- realizzazione di piattaforma di fondazione per il posizionamento delle cabine elettriche;
- realizzazione di recinzione mediante pali infissi e rete metallica;
- scavi a sezione ristretta e pozzetti.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato in un intervallo di tempo di circa sei mesi, le fasi di realizzazione dell'impianto sono le seguenti;

1. Accantieramento e realizzazione della recinzione;
2. Scavi posa tubazioni e pozzetti;
3. Installazione delle strutture di sostegno dei moduli;
4. Realizzazione basamento cabina;
5. Posizionamento cabina prefabbricata;
6. Posa delle dorsali in DC;
7. Installazione dei moduli fotovoltaici;
8. Installazione e montaggio apparecchiature in AC;
9. Installazione, montaggio, scomparti MT e trasformatore;
10. Installazione e cablaggio inverter centralizzati;
11. Montaggio e collegamento dell'Illuminazione esterna, telecamere, e sistema antintrusione;
12. Verifiche elettriche e misure di collaudo.

In parallelo alla realizzazione dell'impianto sarà realizzato il collegamento in cavo MT fra la cabina con il gruppo di misura e la cabina di consegna.

20. Bilancio Scavi e Riporti

All'interno del sito il bilancio tra scavi e riporti sarà pari a zero, in quanto le strutture di supporto tipo TRACKER consistono in sostegni metallici infissi nel terreno.

Gli scavi in esubero derivati dallo splatemento, dovuti alle operazioni preliminari per la realizzazione dell'impianto e dalla dismissione dello stesso, verranno ridistribuiti nel sito ed utilizzati di supporto alla piantumazione e alla coltivazione delle essenze.

21. Riqualificazione Ambientale

Considerazioni generali sul rapporto del recupero ambientale.

Gli obiettivi della riqualificazione ambientale devono essere:

- garantire la stabilità e la fertilità dei terreni sia direttamente occupati dai moduli fotovoltaici, sia quelli indirizzati all'attività legata al pascolo ovino della fattoria che ospiterà l'impianto;
- garantire morfologie finali che assicurino la stabilità dei pendii al rischio idrogeologico;
- garantire il controllo delle acque superficiali, attraverso la progettazione e la realizzazione di un insieme di opere di regimazione delle acque quali canalette, muri drenanti, tombini di raccolta;
- garantire controllo dell'infiltrazione delle acque attraverso la realizzazione di opportuni drenaggi per favorirne il deflusso;
- rimodellare l'assetto vegetativo dell'area per garantire una maggiore integrità e sostenibilità nel contesto eco-sistemico, attraverso la piantumazione di piante autoctone, e qualora si scelga di avviare l'attività legata alla filiera dell'apicoltura, attraverso la coltivazione di piante autoctone mellifere;
- garantire che gli eventuali materiali estratti siano prioritariamente utilizzati come materiali impegnati nelle operazioni di recupero ambientale, in particolare ci si riferisce il terreno vegetale di copertura il quale dovrà essere accantonato per essere poi riutilizzato al fine della semina e coltivazione del verde;
- garantire che i fronti di scavo siano rimodellati per creare superfici più adatte all'attecchimento delle specie vegetali che saranno impiegate per il rinverdimento:

- l'eventuale realizzazione di scarpate a tesa unica e con ridotta pendenza, sulle quali può essere riportato e mantenuto uno strato di terreno vegetale, può essere alternata a zone in cui il terreno roccioso in posto è lasciato affiorare, con pendenze anche elevate;

- la realizzazione di gradoni regolari deve avvenire con un'inclinazione delle scarpate tale da

contenere terreno vegetale sufficiente a fornire un substrato idoneo alla vegetazione senza appesantire il versante e determinare rischi per la stabilità.

- garantire un impatto positivo ecosistemico sulla fauna selvatica locale tramite il mantenimento e l'accrescimento del patrimonio vegetale durante le fasi di realizzazione, uso e dismissione, tramite accorgimenti tra cui la corretta progettazione e realizzazione della recinzione posta a protezione dell'impianto;
- ricostituire e potenziare gli habitat con particolare attenzione al ciclo dell'acqua e all'ecosistema che da esso dipende;
- ottenimento della massima diversità biologica e morfologica possibile, per ottimizzare l'inserimento del sito nel contesto territoriale. A tale scopo è utile operare prove sperimentali su piccole superfici per individuare eventuali fattori limitanti la riuscita stessa del recupero;
- massima attenzione nell'eventuale produzione della gestione rifiuti generati ad esempio in caso di manutenzione durante la fase di esercizio e nella fase di dismissione del sito, non dimenticando che l'attività energetica è congiunta all'attività agro-pastorale dell'azienda pre-insediata.

Considerazioni specifiche sul sito oggetto di intervento

La riqualificazione ambientale verrà realizzata nel rispetto dell'orografia preesistente nell'area, per cui verranno ulteriormente inserite essenze selezionate di tipo arboreo ed arbustivo, tipiche della macchia mediterranea delle località limitrofe all'area, contemporaneamente la fase di realizzazione, di esercizio e dismissione dell'impianto.

La nuova piantumazione dovrà tenere conto delle variabili altimetriche e saranno posizionate secondo l'orografia originaria del terreno e considerando la destinazione d'uso del sito (agro-pastorale).

La piantumazione delle essenze mediterranee è compatibile sia con le essenze vegetali autoctone perché coincidente con lo stato di fatto del verde, sia con le attività agro-pastorali dell'allevamento ovino ed eventualmente dell'apicoltura.

L'intervento tenderà a riportare il profilo orografico originario del terreno ricreato mediante l'utilizzo delle essenze a basso fusto.

L'intervento di piantumazione verrà realizzato prima del posizionamento dell'impianto fotovoltaico, mediante l'acquisto delle essenze di macchia mediterranea, presso il vivaio della forestale.

L'impianto avrà una vita utile di circa 25-30 anni.

Dopo la vita utile, l'area dell'impianto verrà piantumata secondo le esigenze della fattoria.