

**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A  
TERRA DA 29,51 MW IN IMMISSIONE,  
TIPO AD  
INSEGUIMENTO MONOASSIALE  
“ARDARA”  
COMUNE DI ARDARA (SS)**

**Relazione Descrittiva**

**Committente:** ENERGYARDARA1 SRL

**Località:** COMUNE DI ARDARA

CAGLIARI, 03/2022

**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 29.513 kW	5
4. Moduli fotovoltaici	6
5. Inverter	7
6. Power Station	8
7. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici-TRACKER	8
8. Cavi elettrici	9
9. Protezione contro i contatti diretti	10
9. Protezione contro i contatti indiretti	10
10. Criterio di calcolo delle cadute di tensione	11
11. Procedimento di calcolo	11
12. Protezione delle condutture	12
13. Vano inverter	12
14. Quadro Generale Campo Fotovoltaico lato AC	13
15. Sistema di monitoraggio e informazione	13
16. Canala metallica contenimento cavi	14
17. Protezione contro le sovratensioni - lato c.a.	14
18. Opere civili	16
19. Bilancio Scavi e Riporti	16
20. Riqualificazione Ambientale	17

## 1. Premessa ed inserimento urbanistico

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo “**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA DA 29,51 MW IN IMMISSIONE - TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE “ARDARA” – COMUNE DI ARDARA (SS)**”.

La società proponente del progetto è la **ENERGYARDARA1 SRL**, con sede legale Via Semplicio Spano 10, Olbia (SS), Codice Fiscale: 02842130904, di proprietà di Alchemist srls che opera nel settore della progettazione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

L’area di intervento è ubicata all’interno di terreni siti nel Comune di Ardara, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 300 m. s.l.m., con un territorio di 3807 Ha ed una popolazione di circa 757 abitanti. Dal punto di vista topografico, l’area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale al foglio 1, particelle 63, , 26, 98, 100 e al foglio 4 particelle 70, 72, 74 del comune di Ardara ed in particolare in terreni adibiti a ZONA AGRICOLA E secondo quanto documenta il Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU).



Fig. 1: Area di intervento.

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto, si trova ad un’altitudine media di 273 m s.l.m. e ricopre un’area netta di 40 Ha.

L’intervento contempla la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale in immissione pari a **29.513 kW** di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l’installazione di inseguitori solari.

Le distanze definite dal piano sono state rispettate, sia nel caso di confine con strada che con altri lotti; l’impianto 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 12 metri, sia all’interno dell’area in quanto la distanza tra i pannelli è 3,70m.

E’ stata calcolata la superficie coperta totale: considerando le dimensioni di un pannello Longi da 545 W pari a 2,285x1,134m, si hanno delle superfici coperte rispettivamente di **145,04 m2** per i tracker da 28x2

moduli e di **72,52m<sup>2</sup>** per i tracker da 14x2 moduli.

Moltiplicando le superfici dei singoli tracker per il numero totale delle strutture utilizzate, si ottiene una superficie di 139.818,68 m<sup>2</sup>. La superficie totale del lotto è di circa 43,31 ha, ne deriva **un rapporto di copertura pari al 32%**.

Nella progettazione è stata inserita anche un'opera di mitigazione dell'impatto visivo e inserimento di essenze arboree lungo tutta la superficie a confine (aree di rispetto) e le aree non utilizzate per l'impianto o le strutture strettamente connesse.

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

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, caratterizzate principalmente da vegetazione a macchia, da boschi e da praterie.

## 2. Analisi quadro legislativo

Per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile occorre 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 la Deliberazione della Giunta Regionale n. 3/25 del 23.01.2018 si recepiscono le *"Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1 giugno 2011"*.

Come riportato nell'allegato A della Delibera 3/25 del del 23.01.2018, "La costruzione, l'esercizio, la modifica, il potenziamento, il rifacimento totale/parziale e la riattivazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili" sono interventi soggetti ad Autorizzazione Unica rilasciata dalla Regione Sardegna.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico per la generazione di energia elettrica della potenza nominale di 29,51MW all'interno del comune di Ardara risulta ascrivibile alla **procedura di VIA**.

Il D. Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" descrive le "Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)".

Il Decreto legge 31 maggio 2021, n.77 (cosiddetto "Decreto Semplificazioni Bis") e la rispettiva legge n.108 del 29 luglio 2021 dettano le disposizioni per le procedure autorizzative degli impianti di energie rinnovabili. Viene prevista la VIA di competenza statale per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW; con una modifica all'*Allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. 152/2006*, gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW sono assoggettati alla VIA di competenza statale. Gli impianti fotovoltaici di potenza compresa fra 1 e 10MW (ad eccezione di quelli ubicati in aree produttive, industriali o commerciali) restano assoggettati a verifica di assoggettabilità di competenza regionale.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico nel comune di Ardara ha una potenza di 29,51 MW e si sviluppa su suolo a destinazione agricola, per queste motivazioni seguirà la Procedura autorizzativa della VIA statale.

Relativamente alla normativa di riferimento, per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, sono stati consultati e rispettati tutti i vincoli di carattere nazionale, regionale, provinciale e comunale.

Nello specifico è stata valutata:

- l'assenza di rischio idrogeologico dell'area di intervento;

- la pericolosità sismica con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- l'assenza nell'area d'intervento di Aree ufficiali Protette (EUAP) quali Parchi Nazionali, Aree Naturali Marine Protette, Riserve Naturali Marine, Riserve Naturali Statali, Parchi e Riserve Naturali Regionali;
- la mancata incidenza alla rete Natura 2000 (costituita ai sensi della Direttiva Habitat dai Siti di Importanza Comunitari (SIC) e dalle zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla Direttiva "Uccelli");
- la presenza di Important Bird Areas (IBA) con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- l'assenza nell'area d'intervento di aree Ramsar ovvero di aree umide di importanza internazionale.

### 3. Impianto da 29.513 Kw

L'impianto sarà costituito da 54.152 moduli fotovoltaici monocristallini da 545 Wp di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 12 Power Station (TIPO 2) da 2000 kVA posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

La tipologia e la configurazione delle strutture fotovoltaiche è caratterizzata da 875 tracker da 28x2 Portrait e da 184 tracker da 14x2 Portrait, disposti con rotazione +/- 55° in direzione Nord-Sud.

L'impianto verrà connesso alla rete mediante una linea di alta tensione a 36kV, per la quale il gestore di rete ancora non ha rilasciato soluzioni progettuali di standard costruttivi.

Dalle cabine di trasformazione le linee verranno raccolte all'interno della cabina di raccoglimento completa di interruttori MT, e quadro generale, quadro di distribuzione con le varie utenze.

Dalla cabina di raccoglimento la linea arriverà alla stazione AT/MT a 36kV, secondo le indicazioni di TERNA.

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*.

Il criterio di posizionamento si è basato sull'utilizzo di strutture quali i tracker monoassiali. 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 del campo fotovoltaico vengono lasciati idonei spazi per effettuare le manutenzioni.

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\*6mmq tipo FG21M21, che dai moduli arriva all'inverter, verrà posizionata all'interno di una canala 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 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. Moduli fotovoltaici

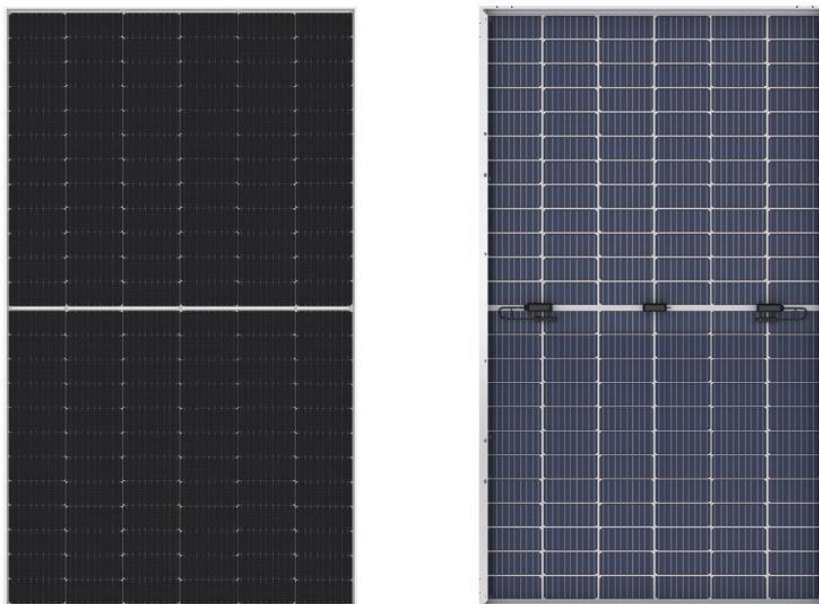


Fig. 5: Pannelli LONGI HI-MO5 LR5-72HBD da 545 W.

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo LONGI HI-MO5 LR5-72HBD da 545 W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

I moduli sono costituiti da 144 celle, incapsulate tra due strati di EVA e protetti frontalmente da una lastra di vetro temperato di 32.0 mm.

La cornice di fissaggio è caratterizzata da robusti profilati di alluminio anodizzato di colore chiaro.

Per le terminazioni elettriche è presente una scatola di collegamento a tenuta stagna, dotata di connettori (collegabili a) MC4, cavo: 2 x 1 m / 4 mm<sup>2</sup>.

Il modulo presenta inoltre diodi di bypass.

I moduli previsti avranno certificazione secondo la UNI 9177 di classe 1 di reazione al fuoco.

## 5. Inverter

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL, specificamente ottimizzato per connessione in rete.

Il SUN2000 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.

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti; configurazione flessibile di 2+2+2+2stringhe.
- linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.
- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di

funzionamento e manutenzione dell'impianto (O&M).

Il parallelo delle stringhe sarà effettuato all'interno dell'inverter adatto a sopportare la corrente totale in arrivo dal campo FV.

L'inverter sarà equipaggiato in ingresso lato CC, scaricatori di tipo II e riconoscimento guasto di stringa.

Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare: sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperatures, corto circuiti in ingresso o in uscita.

L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485.

Gli stringbox saranno alloggiati sulla struttura di fissaggio dei pannelli fotovoltaici in posizione NORD, per cui riparato dalla radiazione solare diretta; sarà dotato di lamiera di copertura coibentata, e sarà installato nel rispetto delle distanze minime indicate nel manuale d'uso.

**In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.**

## 6. Power Station

Le stazioni utilizzate sono della marca, le SUNWAY 2000 1500V 640 LS e consentono una configurazione ottimale per l'impianto fotovoltaico, essendo state poste in maniera baricentrica alla disposizione dei pannelli.

Tali stazioni presentano le seguenti caratteristiche:

- trasformatore MT/BT 30/800 potenza nominale 2MVA
- preassemblate, completamente allestite e collaudate per ridurre al minimo i costi di impianto;
- sono costruite con pannelli in lamiera sandwich e fondazioni integrate in cemento armato vibrato per un facile trasporto;
- hanno Modbus integrato su RS485 e TCP / IP su connessione dati Ethernet, porte in fibra ottica integrate.

## 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 e con inseguimento solare EST-OVEST.

L'inseguitore solare è un dispositivo che funziona mediante un sistema automatico e meccanico che permette di orientare i pannelli fotovoltaici rispetto ai raggi del sole seguendone il suo percorso apparente. Tale percorso assume due valori caratteristici, in termini di altezza del sole, in due date precise dell'anno:

- il **21 giugno** (solstizio di estate), assume l'altezza massima per un angolo di azimuth pari a 180° (direzione Sud);
- il **21 dicembre** (solstizio di inverno), assume l'altezza minima per il medesimo valore dell'angolo di azimuth.



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 quindi 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. L'allineamento con i raggi solari permette dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie.

Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest.

L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati.

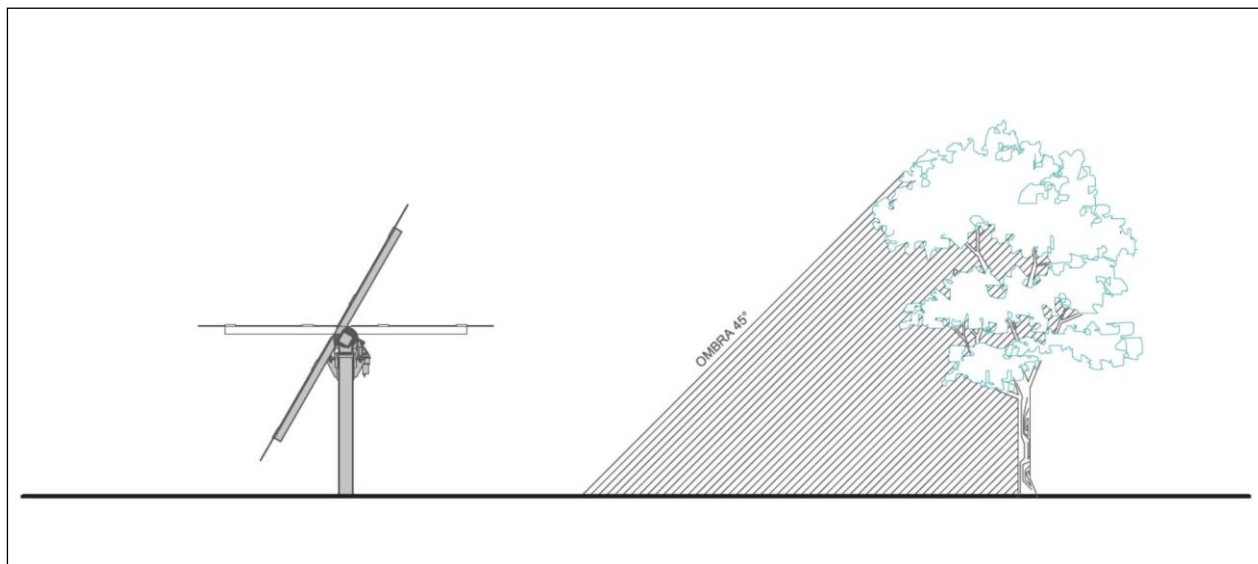


Fig. 7: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

Generalmente è necessaria una maggiore manutenzione rispetto a un rack fisso tradizionale, sebbene i progressi tecnologici e l'affidabilità in elettronica e meccanica hanno drasticamente ridotto i problemi a lungo termine per i sistemi di tracciamento.

## 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 FG70R 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia.**

Le terminazioni sui quadri saranno debitamente 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 sezione 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 tale da risultare 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 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 previste completamente ricoperte con isolamento che ne impedisce il contatto, può essere rimosso solo mediante distruzione ed 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.

## 9. 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, nel nostro caso TT; 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:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

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

la = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione.

Se si utilizzano interruttori differenziali, la la 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 la 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 x 0,3A per un unico inverter pertanto la resistenza RA dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

## 10. 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:

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.

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.

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.

In riferimento alle indicazioni riportate nella 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.

## 11. 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 condotta a sezione costante espressa in chilometri [km]
$\Delta V_r$	Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
$\Delta V_x$	Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
$\Delta V_T$	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 massimi al disotto dei limiti imposti.

## 12. 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 particolar 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 condotta 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:

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

Cio deve essere verificato, qualunque sia il punto della condotta interessato.

La protezione contro il cortocircuito deve essere sempre posizionata all'origine della linea.

## 13. Vano inverter

L'inverter sarà posizionato su una struttura prefabbricata opportunamente ventilata 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 2000 kW alla massima potenza, avrà una dissipazione in calore di circa 40kWt, 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.**

## 14. Quadro Generale Campo Fotovoltaico lato AC

Il quadro generale fotovoltaico QAC è previsto del tipo a parete.

Adeguate 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).

## 15. Sistema di monitoraggio e informazione

Al fine di mantenere sotto controllo l'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 individuato sarà quello interno agli inverter, che 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 autoconsumata (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.

Nelle tavole esecutive viene indicata la posizione del pulsante di sgancio; in corrispondenza del pulsante dovrà essere installata idonea cartellonistica recante le scritte: "IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE 400V" "DISPOSITIVO DI EMERGENZA".

## **16. 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.**

## **17. 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:

- $I_f$  minore/uguale a  $8 S$  dove  $S$  è la sezione del conduttore espressa in  $mm^2$  pertanto la sezione del conduttore deve essere:
  - $S$  maggiore/uguale a  $I_f/8$ , nel nostro caso la  $I_f$  è pari a 12,5 kA e la  $I_f=I_{mp}=12,5kA$
  - $S=1,56 mm^2$ .

Relativamente a ciò il conduttore deve avere la sezione minima di 2,5  $mm^2$ .

Verrà comunque utilizzato un conduttore da 6 $mm^2$ .

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  $1,1 U_0$  (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 Up (V): 1150
- Lunghezza dei collegamenti l (m): 1
- Livello di protezione effettivo Up/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.

## 18. 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 ENEL di consegna esistente.

## 19. 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 hanno i sostegni infissi nel terreno.

Gli scavi in esubero derivati dallo splatemento verranno ridistribuiti nel sito ed utilizzati di supporto alla piantumazione.

## 20. Riqualificazione Ambientale

### Considerazioni generali sul del recupero ambientale

#### Gli obiettivi prioritari devono essere:

- garantire la stabilità dei luoghi
- realizzazione di morfologie finali che garantiscono la stabilità dei pendii;
- controllo delle acque superficiali, attraverso un insieme di opere di regimazione delle acque quali canalette, muri drenanti, tombini di raccolta;
- controllo dell'infiltrazione delle acque attraverso la realizzazione di opportuni drenaggi per favorirne il deflusso;
- miglioramento delle condizioni di stabilità superficiali.
- rimodellare l'area e integrarla nel contesto attraverso l'utilizzo di piante autoctone e di materiale di scopertura
- eventuali materiali estratti non utilizzabili in cementeria devono essere prioritariamente utilizzati per le operazioni di recupero ambientale (in particolare il terreno vegetale di copertura dovrà essere accantonato per essere poi riutilizzato a fine coltivazione);
- fronti di scavo devono essere rimodellati per creare superfici più adatte all'attecchimento delle specie vegetali che saranno impiegate per il rinverdimento: - la realizzazione di scarpate a tesa unica e con ridotta pendenza (su cui può essere riportato e mantenuto uno strato di terreno vegetale) può essere alternata a zone in cui la roccia in posto è lasciata 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 per la rivegetazione senza appesantire il versante e determinare rischi per la stabilità.
- ricostituire e potenziare gli habitat con particolare attenzione al ciclo dell'acqua
- occorre cercare di ottenere la 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.
- valorizzare l'area recuperata restituendola alla collettività e rendendola disponibile per la fruizione pubblica attraverso recuperi con finalità didattiche e scientifiche, naturalistiche, sportive e per la produzione di energia da fonti rinnovabili.
- 

#### Considerazioni specifiche sul sito oggetto di intervento

La riqualificazione ambientale verrà realizzata nel rispetto dell'orografia preesistente nell'area, per cui verranno inserite essenze di macchia mediterranea una volta terminato il ciclo di vita dell'impianto, con altezze variabili seguendo l'orografia originaria del terreno.

Il tipo di terreno è idoneo alla piantumazione delle essenze mediterranee, in quanto trattasi di terreni sabbiosi.



Fig. 8: Riqualficazione ambientale del sito dopo la dismissione dell'impianto.

Cambiare l'immagine sopra appena abbiamo quella corrispondente per Ardara

Con questo intervento l'obiettivo è, non solo di mitigare, ma di apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici (da 47.597 mq di superficie verde si passa a 65.955 mq di sostituzione e nuove piantumazioni di specie autoctone), e della qualità degli interventi stessi.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, con la sostanziale sostituzione e ampliamento della specie di eucalyptus presenti.

L'intero sito sarà così riqualficato, riuscendo allo stesso tempo a dare un apporto migliorativo