

REGIONE BASILICATA



PROVINCIA DI MATERA



COMUNI DI MONTALBANO
JONICO



Denominazione impianto:

VALLE STRADELLA

Ubicazione:

Comune di Montalbano Jonico (MT)
Località "Valle Stradella"

Fogli: 1

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da ubicare in agro del comune di Montalbano Jonico (MT) in località "Valle Stradella", potenza nominale pari a 19,4753 MW in DC e potenza in immissione pari a 19,4753 MW in AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadente nei comuni di Montalbano Jonico (MT) e Craco (MT).

PROPONENTE

**HELIOS RAB 1
S.R.L.**

HELIOS RAB 1 S.R.L.

Milano (MI) Via Alessandro Manzoni n.41 - CAP 20121

Partita IVA: 12573140964

Indirizzo PEC: heliosrab@pec.it

ELABORATO

Relazione Tecnica

Tav. n°

A.5

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Luglio 2023	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06 – Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03			

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.
Via Caduti di Nassiriya n. 179
70022 Altamura (BA)
P. IVA 07816120724
PEC: grmgroupsrl@pec.it
Tel.: 0804168931

IL TECNICO

Dott. Ing. ANTONIO ALFREDO AVALLONE
Contrada Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)
Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924
PEC: antonioavallone@pec.it
Cell: 339 796 8183

IL TECNICO

Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO
Altamura BA-70022
P.IVA 08150200723
Ordine Ingegneri di Bari n°6280
PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari



Spazio riservato agli Enti

Sommario

PREMESSA.....	2
DATI GENERALI DEL PROPONENTE.....	2
DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITA'	2
DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	9
DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	10
Componente fotovoltaica	10
Cavi solari	17
Strutture di montaggio moduli	22
INVERTER DI STRINGA.....	28
A.1.C.1.5. CABINA DI RACCOLTA	37
Servizi ausiliari.....	41
Impianto di messa a terra	42
Connessione alla RTN.....	43
DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO A FARSI E TEMPI DI REALIZZAZIONE.....	45
PIANO DI DISMISSIONE	45
FASI OPERATIVE	45
Rimozione dei pannelli fotovoltaici	46
Rimozione delle strutture di sostegno.....	47
Impianto ed apparecchiature elettriche.....	47
Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto.....	47
Recinzione area.....	48
Viabilità interna.....	48
Siepe perimetrale.....	48
Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti	48
Interventi necessari al ripristino vegetazionale	49
RICADUTE OCCUPAZIONALI E SOCIALI.....	51

PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all’Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari con il n. 6280, incaricato dalla società **HELIOS RAB 1 SRL**, con sede legale in *Via Alessandro Manzoni n.41, Milano (MI) 20121 - P.IVA 12573140964*, della progettazione dell’impianto elettrico a servizio dell’impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **19,4753 MWp** in DC, identificato dal codice di rintracciabilità **202200514**, da realizzare in località “*Valle Stradella*” nei comuni di Montalbano Jonico (MT) e Craco (MT), redige la presente relazione tecnica generale.

DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente del progetto in esame è:

HELIOS RAB 1 S.R.L.

Via Alessandro Manzoni n.41

Milano (MI) 20121

P.IVA 12573140964

PEC: heliosrab@pec.it

DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA CON ANALISI DELLA PRODUCIBILITA’

L’impianto proposto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sfrutta la radiazione solare per trasformarla in energia elettrica attraverso l’effetto fotovoltaico.

La fonte energetica primaria per l’intero pianeta è il **sole**, risorsa naturale e ad impatto zero poiché, grazie all’enorme quantità di energia sprigionata dal sole ogni giorno, la sua disponibilità è illimitata ed inoltre è disponibile in ogni luogo, sebbene le sue caratteristiche varino a seconda della latitudine e della longitudine del sito di installazione.

Preziosa per il pianeta e il suo **futuro sostenibile**, l’energia che proviene dai raggi solari è ecologica per eccellenza perché può essere trasformata in energia elettrica in modo diretto e istantaneo senza usare combustibili.

La conversione da radiazione solare a energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica, costituita generalmente da **silicio**, semiconduttore fondamentale del generatore di energia. Alla base della trasformazione della luce solare in elettricità pulita c'è il **cosiddetto "effetto fotovoltaico"**: quando i raggi del sole colpiscono una cella fotovoltaica, costituita da un materiale semiconduttore (simile, per principio, a quello dei chip dei computer), parte dell'energia contenuta nella luce viene catturata e trasformata in elettricità.

Il materiale usato per costruire la maggior parte delle celle fotovoltaiche è il silicio, che può essere monocristallino o policristallino. Le celle fotovoltaiche monocristalline hanno una struttura di silicio puro, uniforme e omogeneo, un rendimento maggiore, ma costi superiori. Le celle fotovoltaiche policristalline hanno invece una struttura di silicio disomogenea, perché il materiale usato è meno puro.

Esistono poi altri tipi di celle fotovoltaiche meno diffuse, come quelle a silicio amorfo e quelle realizzate non in silicio, ma in altri materiali (tellurio o solfuro di cadmio, arseniuro di gallio, indio-rame-gallio e altri ancora).

L'energia generata dipende sia dai fattori morfologici che tecnici dei materiali

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.

- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Con l'ausilio del PVSys (vedi relazione stima di producibilità) è stata effettuata la stima della producibilità per il sito in oggetto.

Si stima, con l'ausilio del software, per il solo impianto fotovoltaico di potenza totale pari a **19,4753 MWp**, una produzione di energia annua pari a circa **31.19 GWh/anno**, rispettivamente per la parte d'impianto con tracker l'energia annua sarà circa **16.01 GWh/anno** equivalente a **1691 kWh/kWp/anno**, con un **Performance Ratio PR** pari a **82,17%**, invece, per la parte d'impianto con fisso l'energia annua sarà circa **15.18 GWh/anno** equivalente a **1517 kWh/kWp/anno**, con un **Performance Ratio PR** pari a **87.62%**, come si evince nei grafici di seguito riportati estratti dal calcolo mediante *PVSyst*.



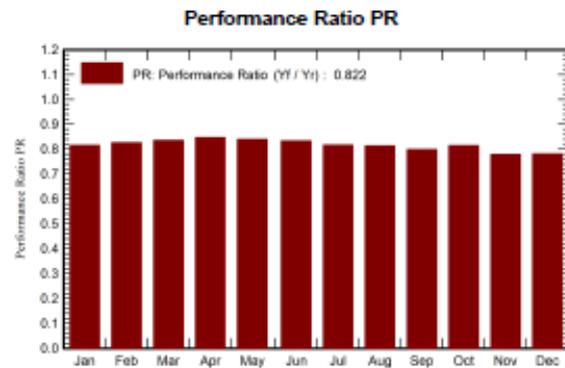
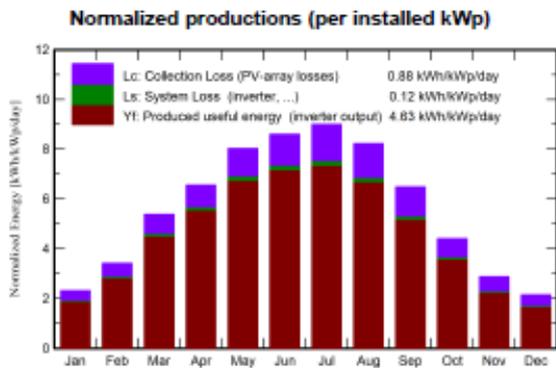
PVsyst V7.3.4
 VC1, Simulation date:
 14/08/23 15:13
 with v7.3.4

Project: Montalbano Tracker
 Variant: Nuova variante di simulazione

GRM GROUP SRL (italy)

Main results

System Production
 Produced Energy (P50) 16.01 GWh/year Specific production (P50) 1691 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.17 %
 Produced Energy (P90) 15.00 GWh/year Specific production (P90) 1584 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P95) 14.72 GWh/year Specific production (P95) 1554 kWh/kWp/year



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	54.2	32.59	9.05	71.8	60.1	0.571	0.554	0.815
February	71.2	39.13	9.72	95.8	81.3	0.770	0.750	0.826
March	123.0	57.83	12.29	167.1	146.0	1.358	1.323	0.836
April	148.4	71.91	15.12	196.8	176.0	1.620	1.578	0.847
May	188.3	84.79	19.67	249.2	225.6	2.035	1.982	0.840
June	195.7	90.06	24.43	258.2	234.9	2.093	2.039	0.834
July	205.7	78.93	27.72	279.2	252.6	2.218	2.160	0.817
August	186.3	72.10	27.49	255.2	229.3	2.018	1.967	0.814
September	135.6	48.10	22.48	194.4	169.1	1.512	1.473	0.800
October	99.9	48.03	18.65	136.6	117.8	1.081	1.054	0.815
November	60.0	31.86	14.16	86.6	70.4	0.656	0.639	0.779
December	47.6	25.65	10.48	66.4	53.9	0.507	0.492	0.781
Year	1515.8	680.99	17.65	2057.3	1816.9	16.438	16.009	0.822

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.4
 VC1, Simulation date:
 14/08/23 15:41
 with v7.3.4

Project: Montalbano fisso
 Variant: Nuova variante di simulazione

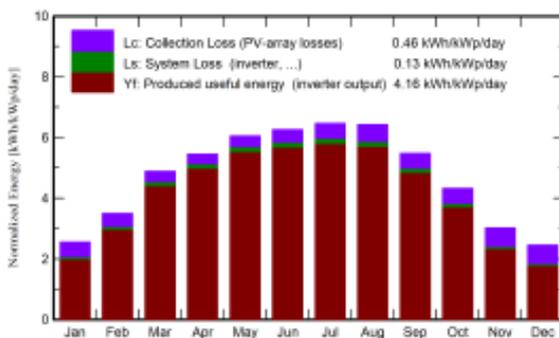
GRM GROUP SRL (italy)

Main results

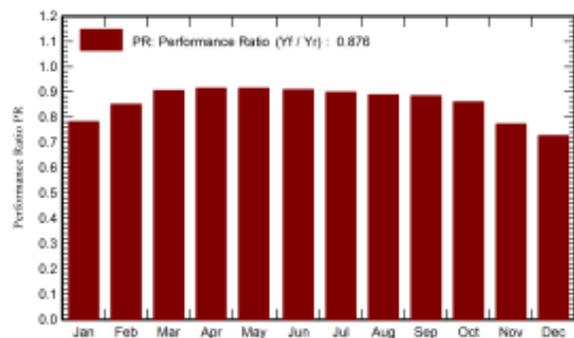
System Production

Produced Energy (P50)	15.18 GWh/year	Specific production (P50)	1517 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.62 %
Produced Energy (P90)	14.83 GWh/year	Specific production (P90)	1482 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	14.73 GWh/year	Specific production (P95)	1473 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	54.2	32.59	9.05	79.2	64.1	0.642	0.620	0.782
February	71.2	39.13	9.72	97.9	85.5	0.860	0.834	0.851
March	123.0	57.83	12.29	151.3	140.2	1.413	1.371	0.906
April	148.4	71.91	15.12	163.6	153.2	1.542	1.497	0.915
May	188.3	84.79	19.67	187.7	176.5	1.769	1.718	0.915
June	195.7	90.06	24.43	187.7	176.3	1.756	1.707	0.909
July	205.7	78.93	27.72	200.4	189.1	1.855	1.802	0.899
August	186.3	72.10	27.49	199.3	188.1	1.824	1.772	0.889
September	135.6	48.10	22.48	164.3	153.9	1.499	1.454	0.885
October	99.9	48.03	18.65	133.9	120.8	1.188	1.153	0.861
November	60.0	31.86	14.16	90.5	73.5	0.724	0.701	0.773
December	47.6	25.65	10.48	75.9	58.1	0.573	0.553	0.728
Year	1515.8	680.99	17.65	1731.8	1579.3	15.647	15.183	0.876

Legends

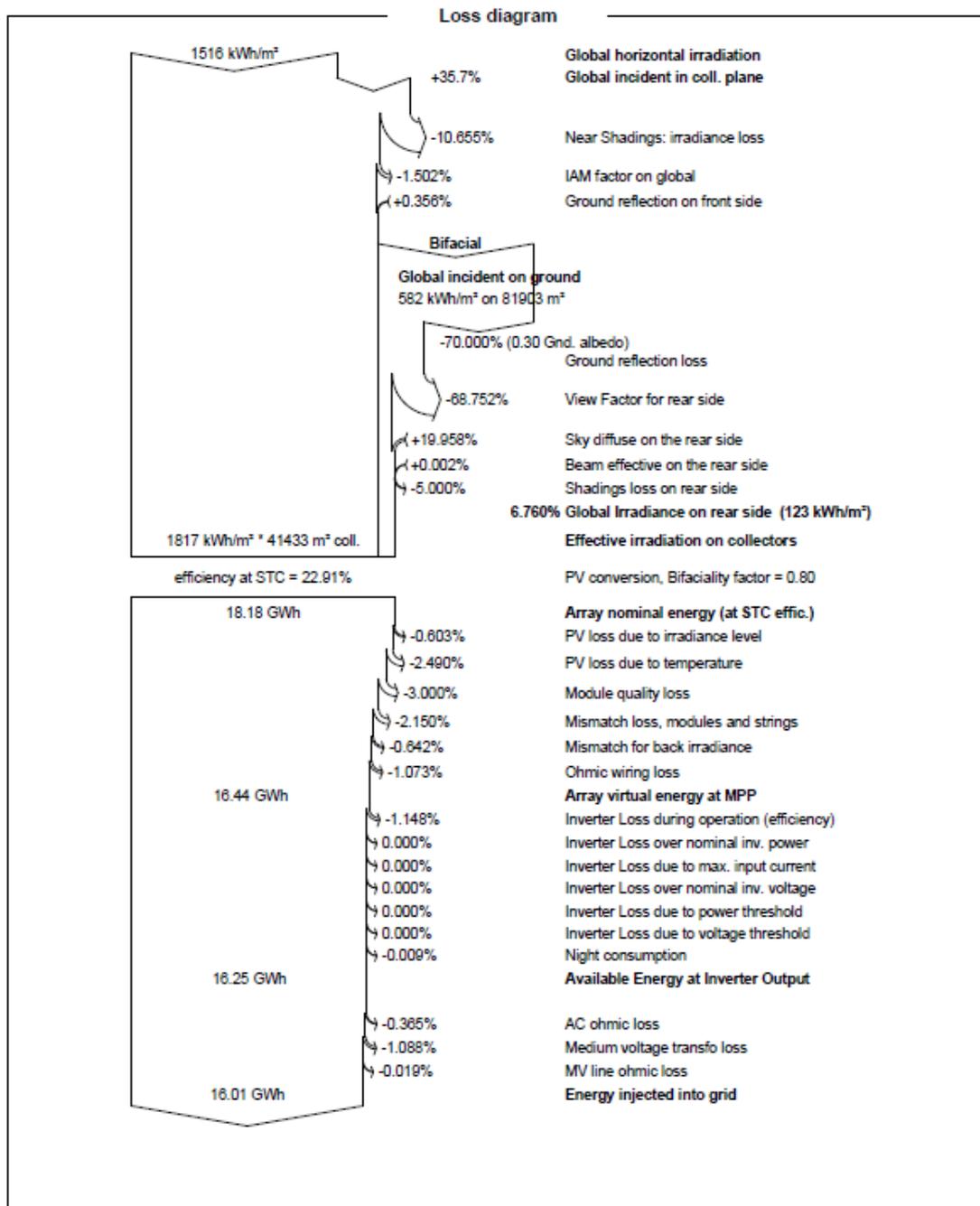
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Al netto delle perdite riportate nel diagramma seguente:



PVsyst V7.3.4
 VC1, Simulation date:
 14/08/23 15:13
 with v7.3.4

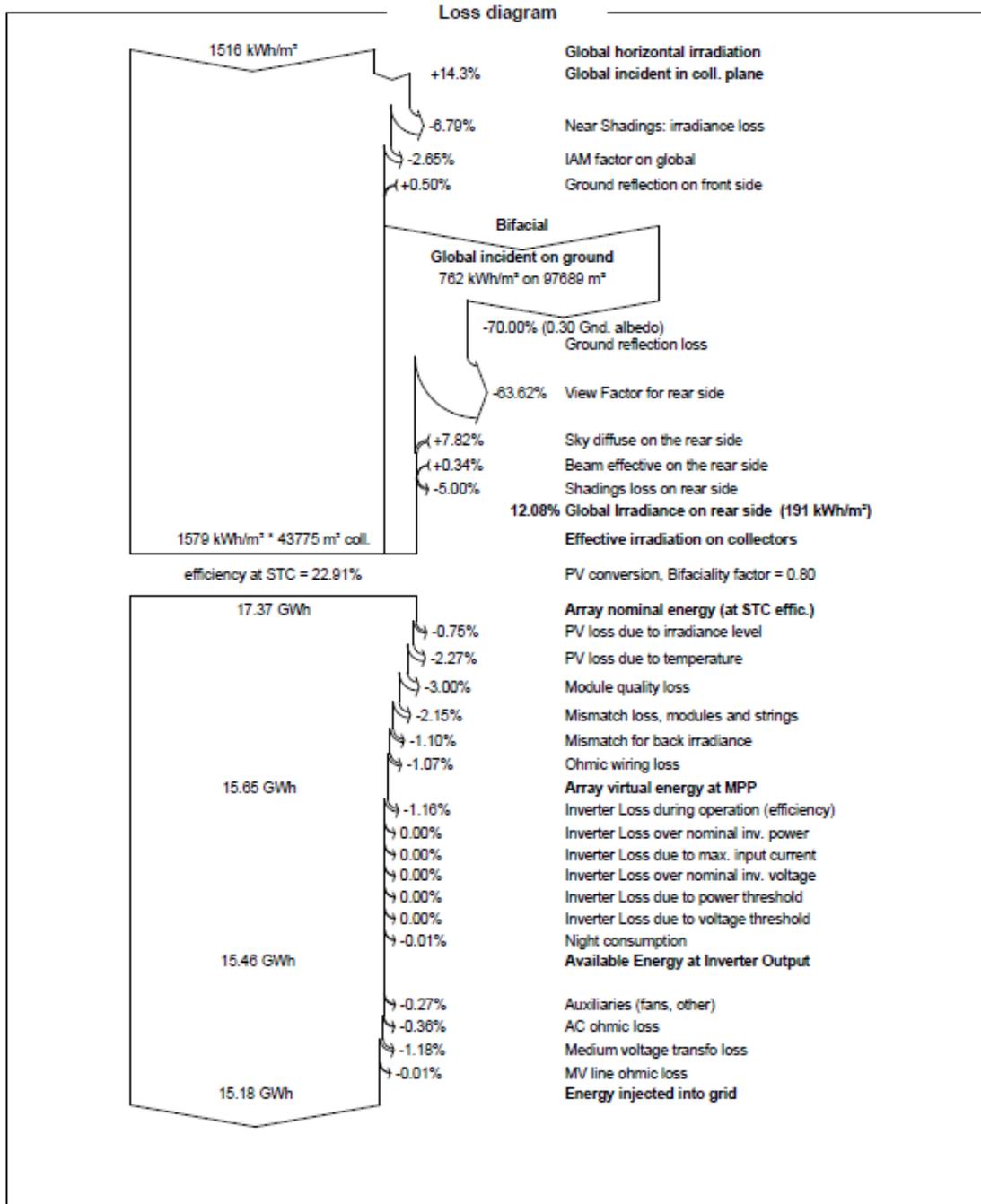
Project: Montalbano Tracker
 Variant: Nuova variante di simulazione
 GRM GROUP SRL (italy)





PVsyst V7.3.4
 VC1, Simulation date:
 14/08/23 15:41
 with v7.3.4

Project: Montalbano fisso
 Variant: Nuova variante di simulazione
 GRM GROUP SRL (italy)



DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Le centrali fotovoltaiche, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica in aree geografiche come quelle interessate dal presente progetto. Questo tipo di installazioni infatti possono garantire una sensibile diminuzione delle centrali termoelettriche funzionanti con combustibile di tipo tradizionale (gasolio o combustibili fossili) col duplice vantaggio di eliminare l'emissione di anidride carbonica nell'atmosfera e di un cospicuo risparmio energetico. Pertanto, la possibilità di sfruttare l'energia ricavata dalla radiazione solare è senza dubbio, per la comunità, un'occasione di sviluppo dal punto di vista dell'occupazione e della salvaguardia dell'ambiente, poiché trattasi di energia pulita.

L'impianto fotovoltaico si compone essenzialmente di:

- Generatore fotovoltaico, ovvero moduli fotovoltaici e strutture di sostegno e montaggio,
- Rete elettrica, ovvero scavi, cavidotti e cavi
- Power Station, ovvero cabine di trasformazione
- Nel caso di progetto, di Storage

In sostanza si tratta di opere civili ed opere elettriche.

Le opere civili da realizzare, recinzione e viabilità interne incluse, risultano essere compatibili con l'inquadramento urbanistico del territorio; esse, infatti, non comportano una variazione della "destinazione d'uso del territorio" e non necessitano di alcuna "variante allo strumento urbanistico", come da giurisprudenza consolidata.

Oltre all'installazione del generatore fotovoltaico e degli storage, sarà necessario realizzare un elettrodotto per il trasporto dell'energia sino al punto di consegna; il tracciato dell'elettrodotto è evidenziato nelle tavole di progetto, redatto in conformità del Decreto Legislativo 29/12/2003 n°387 per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio.

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Nei capitoli seguenti sono illustrate le principali componenti impiegate all'interno dell'impianto agrivoltaico. Non si esclude, in fase di realizzazione, di poter utilizzare componenti differenti (moduli, inverter, tracker, ...) aventi comunque caratteristiche prestazionali uguali o superiori, in base all'effettiva disponibilità degli stessi sul mercato.

Componente fotovoltaica

Il generatore dell'impianto agrivoltaico sarà composto da **27430** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 710 Wp per una potenza di picco complessiva di **19,4753** MWp. L'intero campo agrivoltaico verrà suddiviso in **9** sottocampi di livello I. Ciascun sottocampo verrà poi suddiviso in ulteriori sottocampi di livello II costituiti dagli inverter di campo a cui affluiscono le stringhe costituite dalla serie di 26 moduli.

L'intero campo agrivoltaico sarà quindi costituito da **1055** stringhe da 26 moduli suddivise per i 9 sottocampi nel modo seguente:

- Sottocampo 1: n. 189 stringhe
- Sottocampo 2: n. 111 stringhe
- Sottocampo 3: n. 109 stringhe
- Sottocampo 4: n. 104 stringhe
- Sottocampo 5: n. 118 stringhe
- Sottocampo 6: n. 118 stringhe
- Sottocampo 7: n. 99 stringhe
- Sottocampo 8: n. 97 stringhe
- Sottocampo 9: n. 110 stringhe

Gli inverter di campo, che raccolgono le stringhe in numero variabile compreso tra 6 e 9, sono distribuiti all'interno dei 9 sottocampi, nel modo seguente:

- Sottocampo 1: n. 24 Inverter di campo
- Sottocampo 2: n. 14 Inverter di campo
- Sottocampo 3: n. 14 Inverter di campo
- Sottocampo 4: n. 13 Inverter di campo
- Sottocampo 5: n. 15 Inverter di campo
- Sottocampo 6: n. 15 Inverter di campo

- Sottocampo 7: n. 13 Inverter di campo
- Sottocampo 8: n. 13 Inverter di campo
- Sottocampo 9: n. 14 Inverter di campo

Per un totale di **135** Inverter di campo.

Ciascuno dei 9 sottocampi infine è dotato di Power Station con all'interno un quadro di parallelo degli inverter di campo, un trasformatore elevatore BT/AT per l'innalzamento della tensione fino al valore di 36 kV e quadro AT. La potenza del trasformatore varia a seconda della potenza del singolo sottocampo

La rete interna AT è composta da 1 **anello** che raccorda tutte e 9 le Power Station ed ha il compito di convogliare l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico nella Cabina di Raccolta Utente.

Infine, mediante un cavidotto interrato in AT, l'energia viene trasportata fino al punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale in accordo con la soluzione di connessione ricevuta da Terna (codice rintracciabilità **202200514**).

Per un maggiore dettaglio si rimanda allo schema elettrico unifilare nonché agli elaborati “Sezioni AT impianto”, “Sezioni BT impianto”, ed alle Tabelle Cavi e Quadri-inverter.

Nella seguente tabella sono evidenziate le principali caratteristiche dell'Impianto fotovoltaico.

Principali caratteristiche dell'impianto	
Comune (Provincia)	Montalbano Jonico (MT)
	Craco (MT)
Località	Valle Stradella
Sup. lorda di impianto	38,63 ha
Sup. Area di impianto recintata	33 ha

Sup. totale coltivabile	31,20 ha
Potenza nominale impianto FV (CC)	19,4753 MW
Potenza nominale (CA)	19,4753 MW
Tensione di sistema (CC)	≤ 1500 Vdc
Punto di connessione	Nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alle linee RTN a 150 kV “Rotonda – SE Pisticci” e “CP Pisticci – SE Tursi”.
Regime di esercizio	Cessione totale
Potenza in immissione richiesta	19,4753 MW
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale + Strutture fisse
Moduli	27430 moduli bifacciali in silicio monocristallino 710 Wp
Inverter/Unità di trasformazione	n. 135 inverter di campo Trasformatori Bt/AT: - N. 1 4000 kVA N. 8 2500 kVA
Power Controller System (PCS)/Storage	n. 1 PCS; - n. 8 Container Storage
Tilt	0°

Tipologia tracker	229 tracker da 52 moduli 55 tracker da 26 moduli Configurazione portrait
Massima inclinazione tracker	(+55°/-55°)
Azimuth	(Est/ovest -90°/90°)
Tipologia struttura fissa	215 tracker da 52 moduli 112 tracker da 26 moduli
Tilt	30°
Azimuth	Sud 0°
Cabine	n.1 Cabina di Raccolta Utente n. 9 Cabina di Trasformazione n.8 Locale Servizi

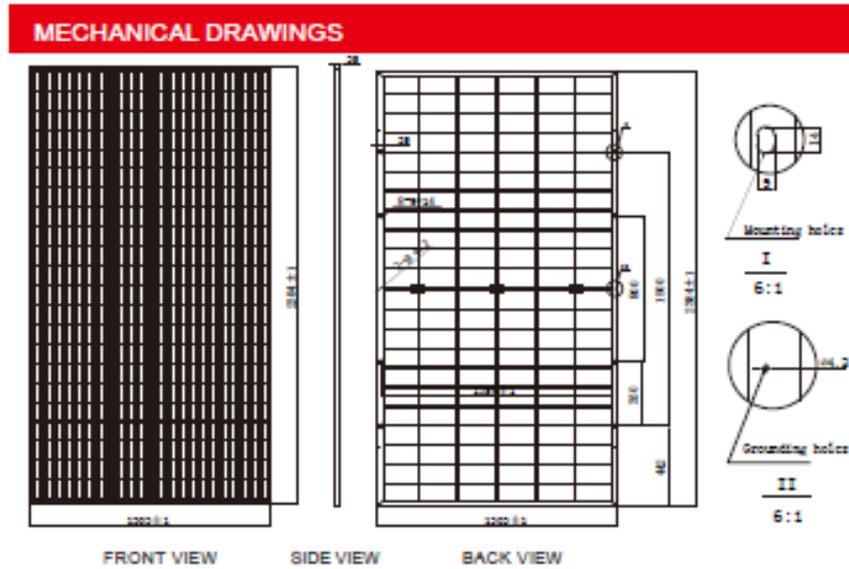
Occorre sottolineare come la tensione massima di esercizio degli inverter è di 1500 Vdc, ciò costituisce un enorme vantaggio poiché aumentando le tensioni operative, si abbassano la corrente di impiego dei cavi, e perciò la sezione dei cavi di progetto, la caduta di tensione e le relative perdite; di contro tutti i materiali devono essere certificati per tensione di esercizio nominale max 1500 Vdc.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici scelti sono i **SUN66MD-H12SJ della SUNERGY bifacciali** in silicio monocristallino, 2x66 celle e di dimensioni 2384x1303x35 mm, da **710 Wp**. I moduli sono ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio anodizzato e da un vetro di protezione delle celle temprato e a basso contenuto di ferro, dello spessore di 2mm, che garantiscono una elevata resistenza meccanica oltre a ottime prestazioni. Inoltre, essendo bifacciali, possono sfruttare anche

le radiazioni intercettate dalla faccia posteriore dal modulo incrementando sino al 30% le performance.



Mars Series
 685W/690W/695W/700W/705W/
 710W

SUN66MD-H12SJ
 HALF-CELL BIFACIAL MBB MONO
 HJT DOUBLE GLASS MODULE
 210MM CELLS

COMPREHENSIVE CERTIFICATES
 IEC61215 / IEC61730 / IEC61701 / IEC62716 / IEC62804
 ISO 9001: 2015 Quality management systems;
 ISO 14001: 2015 Environmental management systems;
 OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems;

KEY SALIENT FEATURES

- High output power
- Better Temperature Coefficient
- LID Long weather resistance
- Better power generation under shadows
- Strong anti-hot spot ability
- Enhanced safety

BACK VIEW FRONT VIEW

SUNERGY USA WORKS LLC

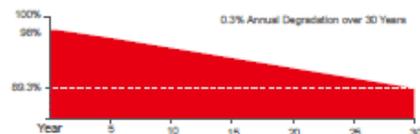
Founded in 2008, Sunergy is a manufacturer of high-performance photovoltaic products. With 12 manufacturing bases and more than 20 branches around the world, the company's business covers modules, photovoltaic power stations and EPC. Sunergy products are available in over 120 countries and regions and are used extensively in ground-mounted power plants, commercial & industrial rooftop PV systems and residential rooftop PV systems.

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

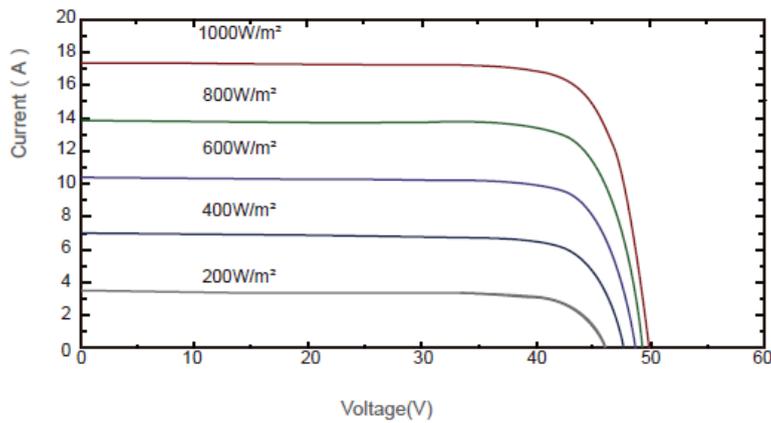
- 12 Years Manufacturing Warranty
- 12 Years 04.7% Power Output
- 30 Years 89.3% Power Output



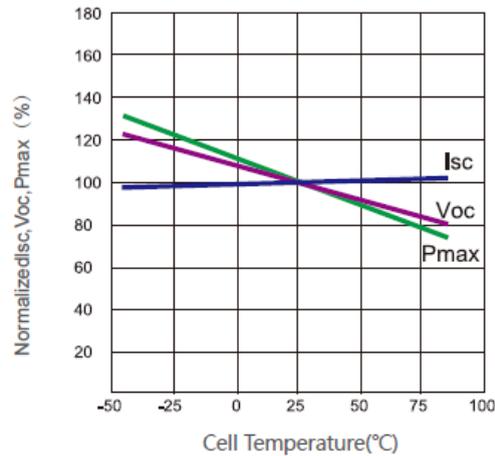
I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperatura, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

I-V Curves at SUN695-66MD-H12SJ at different Irradiances

Cell Temp : 25°C



Power voltage current curve at different temperature



E dai seguenti parametri tecnici:

ELECTRICAL CHARACTERISTICS													
Module Type	685W		690W		695W		700W		705W		710W		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power At STC(Pmax)	685W	529.2W	690W	533.1W	695W	537.0W	700W	540.8W	705W	544.7W	710W	548.6W	
Short Circuit Current(Isc)	17.22A	13.89A	17.26A	13.92A	17.31A	13.96A	17.35A	13.99A	17.39A	14.02A	17.43A	14.06A	
Open Circuit Voltage(Voc)	49.4V	46.6V	49.6V	46.7V	49.8V	46.9V	50.0V	47.1V	50.2V	47.3V	50.4V	47.5V	
Maximum Power Current(Imp)	16.20A	13.06A	16.24A	13.09A	16.28A	13.13A	16.32A	13.16A	16.36A	13.19A	16.40A	13.22A	
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.3V	40.5V	42.5V	40.7V	42.7V	40.9V	42.9V	41.1V	43.1V	41.3V	43.3V	41.5V	
Module Efficiency	22.05%		22.21%		22.37%		22.53%		22.70%		22.86%		
Power Tolerance	0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W		
Maximum System Voltage	VDC 1500V												
Maximum Series Fuse	35A												
Increased Snowload Acc.to Iec 61215	5400Pa												
Operating Temperature	-40~+85°C												
Number Of Bypass Diodes	3												
Nominal Operating Cell Temperature(Noct)	45°C ±2°C												
Temperature Coefficient Of Pmax	-0.26%/°C												
Temperature Coefficient Of Voc	-0.24%/°C												
Temperature Coefficient Of Isc	0.04%/°C												

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT REAR SIDE POWER GAIN					
(Reference to 695W Front)					
Backside Power Gain	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power At STC(Pmax)	765	799	834	869	904
Short Circuit Current(Isc)	19.00	19.85	20.62	21.48	22.35
Open Circuit Voltage(Voc)	49.9	49.9	50.1	50.1	50.1
Maximum Power Current(Imp)	17.87	18.67	19.40	20.21	21.02
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.8	42.8	43.0	43.0	43.0

STC: 1000W/m2 irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, wind speed 1m/s.

I moduli sono inoltre dotati delle seguenti certificazioni:

- ISO 9001:2015 Quality management system
- IEC61215
- IEC61730
- IEC61701
- IEC62716
- IEC62804
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems;
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems;

Cavi solari

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare n. 1041 stringhe composte di 26 moduli ciascuna. Tale collegamento sarà realizzato mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi “solari”, del tipo H1Z2Z2-K o similari, conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1,5 \text{ kV (CC)}$.

I cavi **H1Z2Z2-K** sono cavi per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Garantiscono un funzionamento ottimale per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1).

Caratteristiche costruttive dei cavi solari H1Z2Z2-K

- Conduttore: rame stagnato ricotto cl. 5 CEI EN 60228
- Isolante: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2. Colore: naturale
- Guaina esterna: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2.
- Colore: Nero RAL 9005 – Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 – CEI EN 50618

Riferimento normativo

- Costruzione e requisiti: CEI EN 50618
- Emissione gas corrosivi e alogenidrici: CEI EN 50525-1
- Resistenza a:
- Raggi UV: CEI EN 50289-4-17 (A)
- Ozono: CEI EN 50396
- Sollecitazione termica: CEI EN 60216-1
- Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE
- Direttiva RoHS: 2011/65/UE

Reazione al fuoco REGOLAMENTO 305/2011/UE

- Norma: EN 50575:2014+A1:2016
- Classe: Cca-s1b,d1,a1
- Classificazione (CEI UNEL 35016): EN 13501-6:2019
- Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato:
- CEI EN 60332-1-2:2016/A1:2016
- CEI EN 60332-1-1:2016/A1:2016

- EN 60332-1-2:2014/A11:2016
- EN 60332-1-1:2014/A1:2015
- Grado di acidità (corrosività) dei gas:
- CEI EN 60754-2:2015
- EN 60754-2:2014-04
- Propagazione della fiamma verticale: EN 50399:2016-09
- Gas corrosivi e alogenidrici: EN 60754-2
- Densità dei fumi:
- CEI EN 61034-2/A1:2014
- CEI EN 61034-1/A1:2014
- EN 61034-2/A1:2013/08
- EN 61034-1/A1:2014-04

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U :
 - 1/1 V c.a.
 - 1,5/1,5 V c.c.
- Tensione Massima U_m :
 - 1,2 V c.a.
 - 1,8 V c.c.
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Massima temperatura di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro del cavo.

Condizioni d'impiego dei cavi H1Z2Z2-K

Uso previsto in installazioni di pannelli fotovoltaici in conformità all'HD 60364-7-712. Sono Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non c'è rischio di incendio o pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola).

- Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno
- per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse.
- Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

La scelta del cavo solare in rame è motivata dal fatto che l'alluminio presenta inoltre una serie di svantaggi che è necessario conoscere:

- Alta resistività del metallo e tendenza al calore. Per questo motivo, l'uso di un filo inferiore a 16 mq non è consentito (tenendo conto dei requisiti del PUE, 7a edizione).
- Allentamento dei giunti di contatto a causa del frequente riscaldamento durante carichi pesanti e successivo raffreddamento.
- Il film che appare sul filo di alluminio a contatto con l'aria ha una scarsa conduttività di corrente, il che crea ulteriori problemi ai giunti dei prodotti via cavo.
- Fragilità. I fili di alluminio si rompono facilmente, il che è particolarmente importante con il frequente surriscaldamento del metallo. In pratica, la risorsa del cablaggio in alluminio non supera i 30 anni, dopo di che deve essere cambiata.

Si riportano di seguito alcuni estratti del datasheet del cavo proposto:



CAVI PER APPLICAZIONI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI - zero alogeni
SOLAR PLANTS CABLES - halogen free

H1Z2Z2-K

CAVI NON PROPAGANTI LA FIAMMA - ZERO ALOGENI - RESISTENTI AI RAGGI UV
FLAME RETARDANT CABLES - HALOGEN-FREE - UV RESISTANT

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Installazioni non previste dalle classi superiori e dove non esiste rischio di incendio e pericolo per persone e/o cose (Rischio basso posa singola). Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVac 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVac 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120° C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216-1)

USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and, in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Installations not provided by upper and lower classes where there is no risk of fire or danger to people and / or people things (Low risk installed individually). Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Rame stagnato ricotto, classe 5 CEI EN 60228 (tabella 9)	CONDUCTOR Material: Annealed tinned copper cl.5 CEI EN 60228 (Table 9)
	ISOLANTE Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: naturale CEI EN 50618	INSULATION Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: natural CEI EN 50618
	GUAINA ESTERNA Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 CEI EN 50618	OUTER SHEATH Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015 CEI EN 50618

Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight
n° x mm ²	mm	kg/km
1 x 4	5,7	58,0
1 x 6	6,5	81,0
1 x 10	7,9	137,0
1 x 16	9,2	203,0
1 x 25	11,0	302,0
1 x 35	12,0	389,0
1 x 50	14,3	550,0
1 x 70	16,0	732,0
1 x 95	18,1	1028,0
1 x 120	20,7	1288,0

Strutture di montaggio moduli

I moduli saranno posizionati su strutture ad inseguimento, ovvero tracker monoassiali, ad infissione diretta nel terreno con macchina operatrice battipalo. Nello specifico saranno utilizzati tracker della **Soltec** modello **SF7 bifacciale** realizzati per allocare 2x26 moduli (2 stringhe) in verticale su due file come da foto esemplificativa:

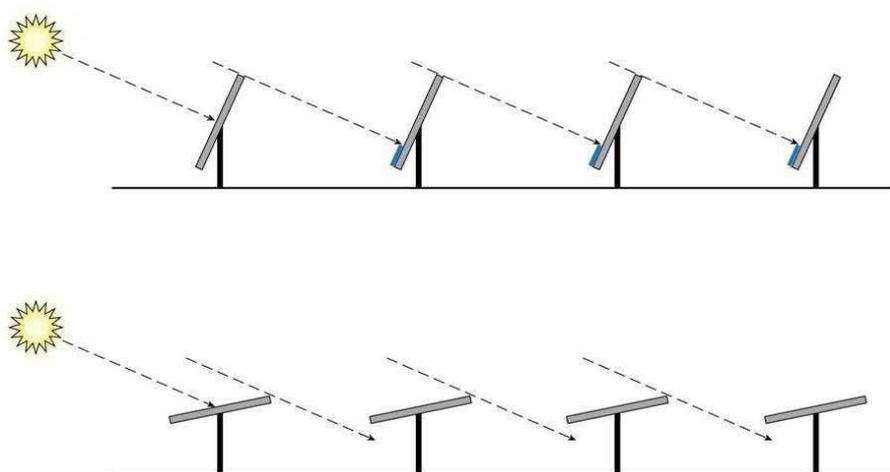


L'utilizzo di tali strutture permette di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT.

La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliari che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di ottimo.

Il movimento dei tracker è azionato da un motore elettrico alimentato in corrente continua trifase di potenza pari a circa 370 W rispettivamente e controllato in modo automatico dall'algoritmo.

I tracker saranno dotati di opportuno sistema di backtracking per assicurare l'assenza di ombreggiamento durante ogni ora del giorno. Infatti quando l'angolo di elevazione del Sole si riduce, ovvero la mattina presto o la sera, il sistema di backtracking inverte la rotazione della struttura come meglio illustrato nella figura sottostante.



L'assenza di movimento di inclinazione, (cioè il tracciamento "stagionale") ha un limitato effetto sull'energia prodotta. Infatti, un tracker biassiale aumenta leggermente la produzione rispetto ad un tracker monoassiale ma di contro comporta un aumento di costi e complessità del sistema.

La soluzione adottata offre i seguenti vantaggi principali:

- Il sistema è completamente equilibrato e modulare, la struttura non richiede personale specializzato all'installazione e all'assemblaggio o lavori di manutenzione.
- La scheda di controllo è facile da installare e autoconfigurante.
- Il GPS integrato garantisce sempre la giusta posizione geografica nel sistema per il tracciamento solare automatico.
- L'uso di cuscinetti a strisciamento sferico autolubrificato compensa eventuali imprecisioni e errori nell'installazione della struttura meccanica.

- L'uso di Motore a corrente alternata consente un basso consumo elettrico.

Il sistema si compone di due array paralleli di 26 moduli ciascuno, interconnessi meccanicamente tra di loro, ovvero 52 moduli per tracker, 2 stringhe, e consta i seguenti componenti:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:

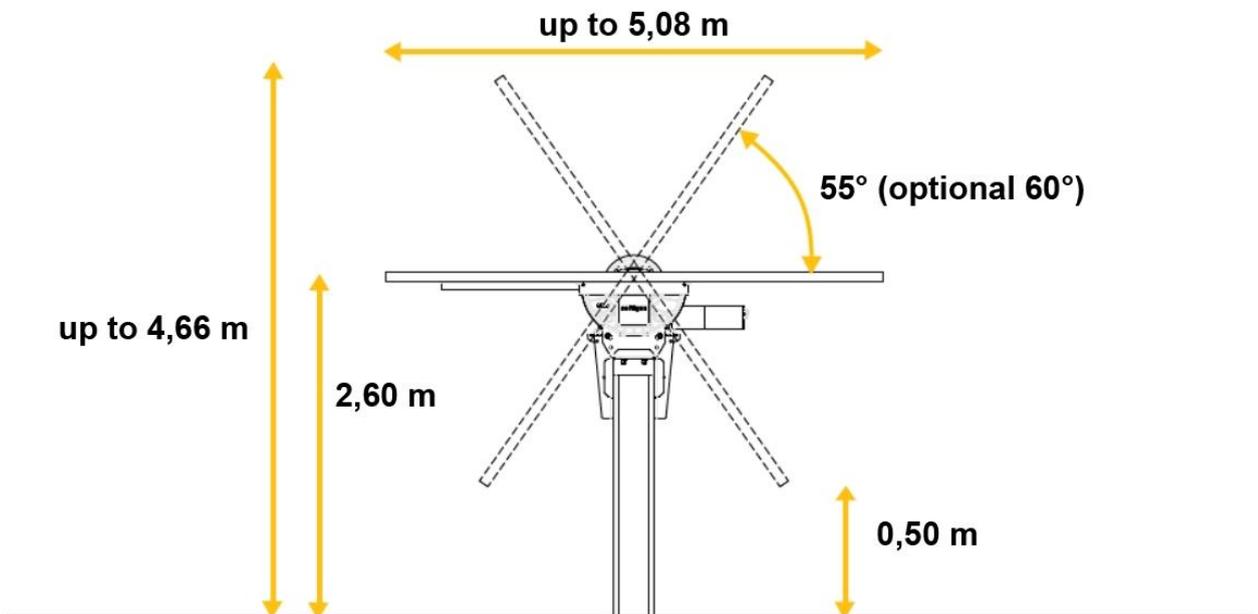
- 7 pali.
- 4 tubolari quadrati.
- Profilo Omega di supporto e pannello di ancoraggio.

- Componenti deputati al movimento:

- 4 post-testate (2 terminali, 2 intermedie ed una centrale che sostiene il motoriduttore).
- 1 motore (attuatore lineare elettrico).
- 1 scheda elettronica di controllo per il movimento (può servire fino a 10 strutture).

La distanza tra i tracker (l) va determinata in base ai dati di progetto in base anche alla pendenza del terreno.

- L'altezza minima da terra (D) è: 0,5m



L'inseguitore solare (o tracker) sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi meteorologici

esterni avversi, quali per esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore.

Come riportato all'interno della relazione strutturale, alla quale si rimanda per maggiori dettagli, data la tipologia di tracker previsto in questa fase progettuale, la caratterizzazione geotecnica del terreno ed i carichi agenti sul sistema, i pali di sostegno dovranno essere infissi per una profondità minima di 2 m al fine di garantire la tenuta delle strutture.

La profondità di infissione dovrà comunque essere verificata in fase esecutiva con i risultati delle prove di estrazione eseguiti in vari punti del terreno.

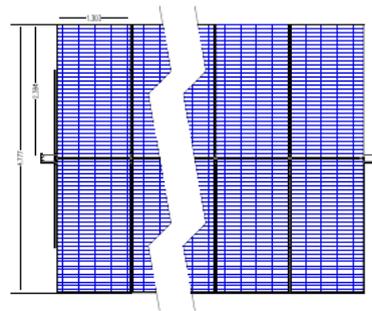
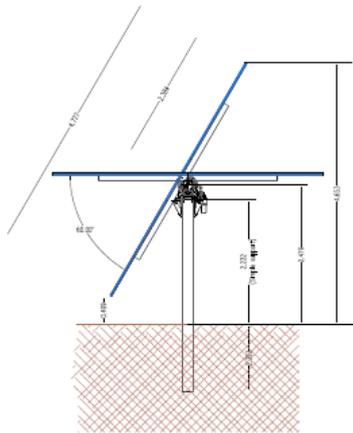
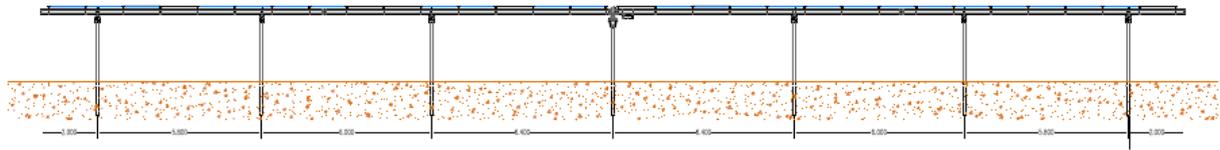
Tali prove di estrazione o prove di "pull-out" sono prove strumentali che prevedono i seguenti step:

- Infissione nel terreno del palo selezionato per una data profondità;
- Cicli di carico/scarico con forze orizzontali incrementali applicate ad un'altezza di 50 cm dal piano campagna. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento orizzontale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di compressione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di trazione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;

Qualora gli spostamenti evidenziati eccedessero le tolleranze, il test andrà ripetuto aumentando la profondità di infissione di 100 mm fino al superamento del test.

I risultati delle prove di pull-out dipendono dalla tipologia di inseguitore e di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato e pertanto l'esatta profondità di infissione che si determinerà in fase di progettazione esecutiva potrebbe variare rispetto a quanto calcolato all'interno della relazione strutturale fermo restando che tale profondità non sarà in alcun caso superiore a 4,0 m dal piano campagna.

Nella figura sottostante è riportato un tipologico delle strutture previste.



L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo. Le strutture di inseguimento monoassiale verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile sarà di 10 metri, come visibile nel layout di impianto.

Sull'altra parte dell'impianto i moduli saranno posizionati su strutture fisse monopalo per installazione orizzontale, ad infissione diretta nel terreno con macchina operatrice battipalo. Nello specifico saranno utilizzate strutture della **Alusistemi** modello **Monopalo con posizionamento orizzontale** realizzati per allocare 2x26 moduli (2 stringhe) in orizzontale su due file come da foto esemplificativa:



Il sistema si compone di due array paralleli di 26 moduli ciascuno, interconnessi meccanicamente tra di loro, ovvero 52 moduli per tracker, 2 stringhe, e consta i seguenti componenti:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:
 - 7 pali.
 - 3 tubolari quadrati.
 - Profilo Omega di supporto e pannello di ancoraggio

La struttura prevede pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi metereologici esterni avversi, quali per esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore.

Come riportato all'interno della relazione strutturale, alla quale si rimanda per maggiori dettagli, data la tipologia di struttura prevista in questa fase progettuale, la caratterizzazione geotecnica del terreno ed i carichi agenti sul sistema, i pali di sostegno dovranno essere infissi per una profondità minima di 2 m al fine di garantire la tenuta delle strutture.

La profondità di infissione dovrà comunque essere verificata in fase esecutiva con i risultati delle prove di estrazione eseguiti in vari punti del terreno.

Tali prove di estrazione o prove di "pull-out" sono prove strumentali che prevedono i seguenti step:

1. Infissione nel terreno del palo selezionato per una data profondità;
2. Cicli di carico/scarico con forze orizzontali incrementali applicate ad un'altezza di 50 cm dal piano campagna. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento orizzontale del palo stesso;
3. Cicli di carico con forze di compressione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per

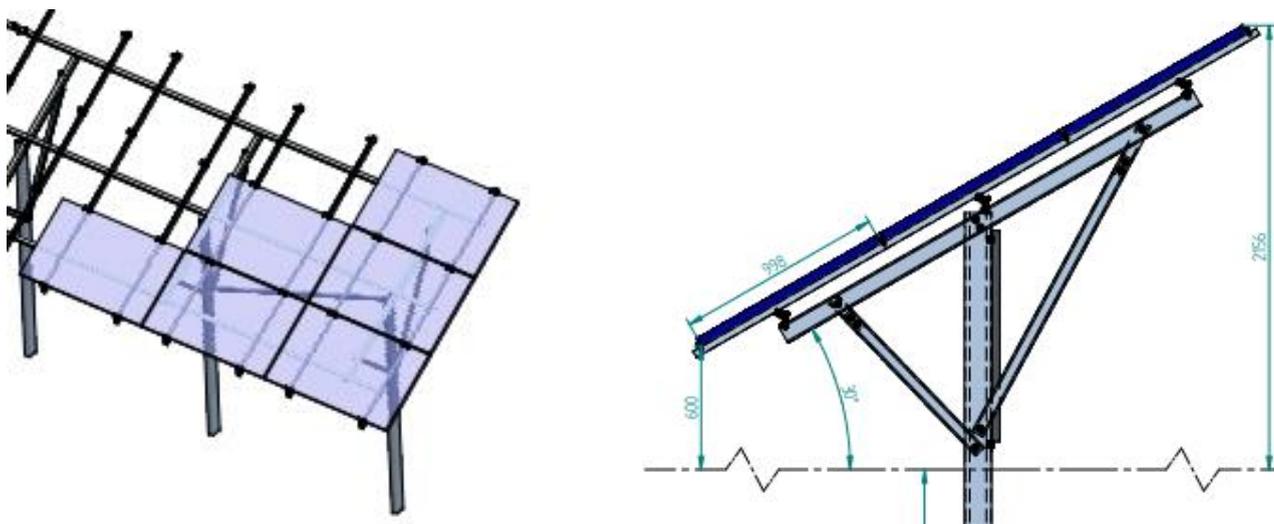
ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;

4. Cicli di carico con forze di trazione verticali incrementali applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;

Qualora gli spostamenti evidenziati eccedessero le tolleranze, il test andrà ripetuto aumentando la profondità di infissione di 100 mm fino al superamento del test.

I risultati delle prove di pull-out dipendono dalla tipologia di inseguitore e di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato e pertanto l'esatta profondità di infissione che si determinerà in fase di progettazione esecutiva potrebbe variare rispetto a quanto calcolato all'interno della relazione strutturale fermo restando che tale profondità non sarà in alcun caso superiore a 4,0 m dal piano campagna.

Nella figura sottostante è riportato un tipologico delle strutture previste.



L'infissione sarà realizzata con l'ausilio di macchine battipalo. Le strutture verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche piano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile sarà di 5,86 metri, come visibile nel layout di impianto.

INVERTER DI STRINGA

Per quanto riguarda gli inverter il progetto prevede l'utilizzo di inverter di stringa **SMA – SUNNY**

HIGHPOWER 150-21 che, in abbinamento ad un quadro di parallelo stringhe converte l'energia prodotta in corrente continua in alternata e la trasmette al quadro di parallelo in AC e di qui al Trasformatore elevatore.

Nel progetto in esame si fa uso di 135 Inverter di stringa ed altrettanti quadri di parallelo stringhe, avendo l'inverter individuato un unico MPPT.

La scelta di utilizzare inverter di stringa con tensione di sistema massima a 1500 V sul lato DC, e di 600 V sul lato AC, consente una distribuzione baricentrica dei carichi elettrici ed una ottimizzazione della distribuzione dell'energia, che si traduce in sezioni di cavi ridotte e perdite di energia per effetto Joule contenute.

Riportiamo di seguito le caratteristiche dell'inverter:

/ SHP 100-21 / SHP 150-21 / SHP 172-21 / SHP 180-21



Sunny Highpower PEAK3

Customized for tomorrow today



Efficiente

- Elevata densità di potenza: formato compatto e 180 kW
- Massima resa grazie alla possibilità di dimensionamento con rapporto CC/CA fino al 200%
- Nessun derating fino a 50 °C

Sicuro

- Massima disponibilità dell'impianto grazie a unità da 180 kW
- Funzioni digitali proiettate verso il futuro, in abbinamento alla piattaforma di gestione energetica ennexOS

Flessibile

- Per tensioni d'ingresso CC fino a 1500 V
- Soluzioni CC flessibili grazie a quadri di campo specifici per ciascun cliente

Facile da installare

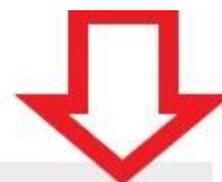
- Ergonomico da maneggiare e facile da collegare per un'installazione rapida
- Messa in servizio centralizzata e controllo dell'impianto fotovoltaico tramite SMA Data Manager

Sunny Highpower PEAK3 è il componente centrale della soluzione SMA per gli impianti fotovoltaici con architettura decentralizzata e tensioni di sistema di 1500 V CC.

Grazie alla sua elevata densità di potenza, questo compatto inverter di stringa consente di realizzare soluzioni per applicazioni fotovoltaiche industriali ottimizzando i costi. Consente un trasporto più agevole e una rapida installazione e messa in servizio. L'inverter da 180 kW beneficia inoltre del servizio SMA Smart Connected con interventi proattivi che agevolano la gestione operativa e la manutenzione, riducendo i costi di assistenza lungo l'intera durata del progetto.

PROGETTO DEFINITIVO
 IMPIANTO AGRIVOLTAICO – “VALLE STRADELLA”
 COMUNI DI MONTALBANO JONICO E CRACO(MT)

DATA:
 LUGLIO2023



Dati tecnici	Sunny Highpower 100-21	Sunny Highpower 150-21
Ingresso (CC)		
Potenza max del generatore fotovoltaico	200 kW _p	300 kW _p
Tensione di ingresso max	1100 V	1500 V
Range di tensione MPP / Tensione nominale d'ingresso	590 V a 1000 V / 590 V	880 V a 1450 V / 880 V
Tensione CC min. / Tensione d'avviamento	570 V / 625 V	855 V / 940 V
Corrente d'ingresso max / Corrente di cortocircuito max	180 A / 325 A	
Numero di inseguitori MPP indipendenti	1	
Numero d'ingressi	1 o 2 (opzionale) per quadri di campo esterni	
Uscita (CA)		
Potenza nominale alla tensione nominale	100 kW	150 kW
Potenza apparente CA max	100 kVA	150 kVA
Tensione nominale CA / Range di tensione CA	400 V / 177 V a 477 V	600 V / 480 V a 690 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	
Frequenza di rete nominale	50 Hz	
Corrente d'uscita max	151 A	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo	
Distorsione armonica totale (THD)	< 0,5 %	
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-PE	
Grado di rendimento		
Grado di rendimento max / grado di rendimento europeo	98,8 % / 98,5 %	99,1 % / 98,8 %
Dispositivi di protezione		
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●	
Resistenza ai cortocircuiti CA / Separazione galvanica	● / -	
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●	
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	
Dati generali		
Dimensioni [L x A x P]	770 mm / 830 mm / 462 mm [30,3" / 32,7" / 18"]	
Peso	99 kg (218 lb)	
Range di temperatura di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	69 dB(A)	
Autoconsumo (notturno)	< 5 W	
Topologia	Senza trasformatore	
Principio di raffreddamento	OpFCool, raffreddamento attivo, ventole a regime controllato	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100 %	
Dotazione / Funzione / Accessori		
Collegamento CC / Collegamento CA	Capocorda (fino a 300 mm ²) / Morsetto (fino a 150 mm ²)	
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●	
Interfaccia Ethernet	● (2 porte)	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Tipo di montaggio	Montaggio su telaio	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Qi on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneità all-grid / Compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anni	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (in attesa)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-A&N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CB 0-16, G99/1 (P1&A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Denominazione del tipo	SHP 100-21	SHP 150-21

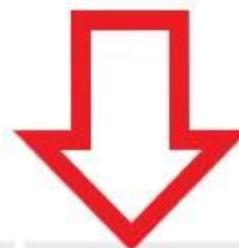
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento dati: 03/2023

Il tecnico:
 dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
 HELIOS RAB 1 SRL

PROGETTO DEFINITIVO
 IMPIANTO AGRIVOLTAICO – “VALLE STRADELLA”
 COMUNI DI MONTALBANO JONICO E CRACO(MT)

DATA:
 LUGLIO2023

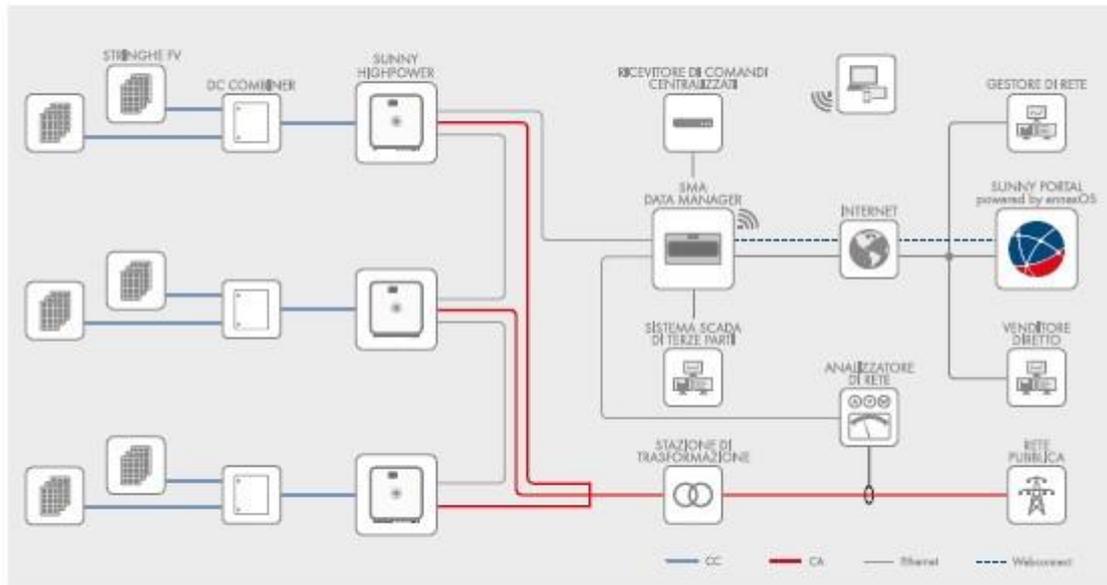


Dati tecnici	Sunny Highpower 172-21	Sunny Highpower 180-21
Ingresso (CC)		
Potenza max del generatore fotovoltaico	344 kWp	360 kWp
Tensione di ingresso max	1500 V	1500 V
Range di tensione MPPT / Tensione nominale d'ingresso	968 V a 1450 V / 968 V	1012 V a 1450 V / 1012 V
Tensione CC min. / Tensione d'avviamento	939 V / 1032 V	982 V / 1079 V
Corrente d'ingresso max / Corrente di cortocircuito max	180 A / 325 A	
Numero di inseguitori MPPT indipendenti	1	
Numero d'ingressi	1 o 2 (opzionale) per quadri di campo esterni	
Uscita (CA)		
Potenza nominale alla tensione nominale	172 kW	180 kW
Potenza apparente CA max	172 kVA	180 kVA
Tensione nominale CA / Range di tensione CA	660 V / 528 V a 759 V	690 V / 552 V a 793 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	
Frequenza di rete nominale	50 Hz	
Corrente d'uscita max	151 A	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo	
Distorsione armonica totale (THD)	< 0,5 %	
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-FE	
Grado di rendimento		
Grado di rendimento max / grado di rendimento europeo	99,2 % / 98,9 %	99,2 % / 98,9 %
Dispositivi di protezione		
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●	
Resistenza ai cortocircuiti CA / Separazione galvanica	● / -	
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●	
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	
Dati generali		
Dimensioni (L x A x P)	770 mm / 830 mm / 462 mm (30,3" / 32,7" / 18")	
Peso	99 kg (218 lb)	
Range di temperatura di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	69 dB(A)	
Autoconsumo (notturno)	< 5 W	
Topologia	Senza trasformatore	
Principio di raffreddamento	OptiCool, raffreddamento attivo, ventole a regime controllato	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%	
Dotazione / Funzione / Accessori		
Collegamento CC / Collegamento CA	Capocorda (fino a 300 mm ²) / Morsetto (fino a 150 mm ²)	
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●	
Interfaccia Ethernet	● [2 porte]	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Tipo di montaggio	Montaggio su telaio	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Qi on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneità off-grid / Compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anni	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (in attesa)	IEC/EN 62109-1/2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Denominazione del tipo	SHP 172-21	SHP 180-21

● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento dati: 03/2023

Il tecnico:
 dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
 HELIOS RAB 1 SRL



CABINE DI TRASFORMAZIONE

Il tecnico:
dott. Ing. Nicola Incampo

Il Committente:
HELIOS RAB 1 SRL

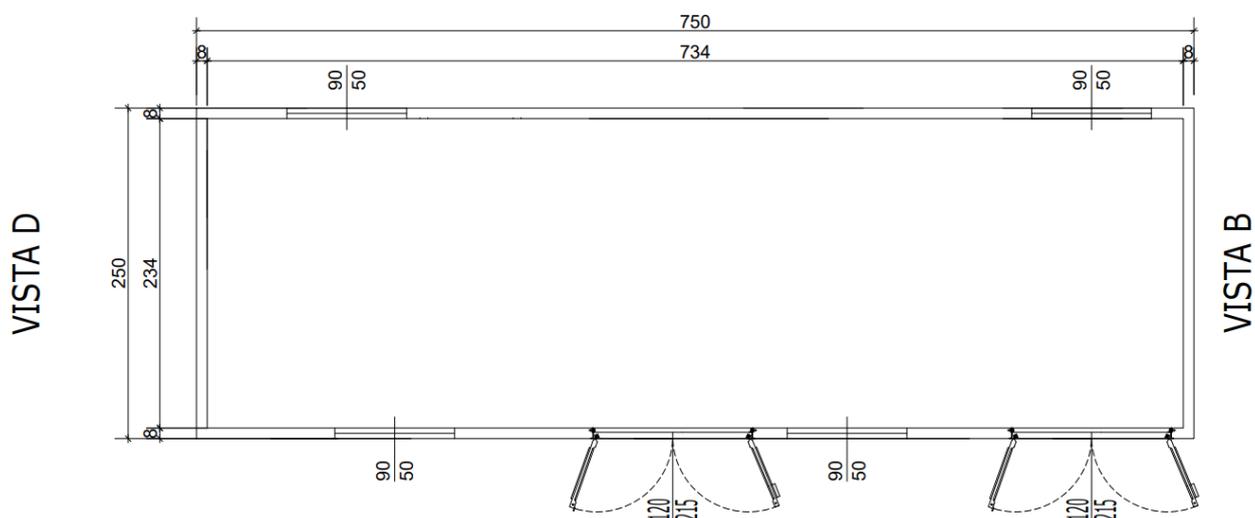
La cabina di campo e di consegna utente sarà realizzata come monoblocco prefabbricato in c.a.v. (TCT) a struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo, le dimensioni di ciascuna cabina di campo sono pari a 750x250x285 cm (LXPXH).

Le cabine prefabbricate sono certificate dal costruttore per l'alloggio il trasporto e la movimentazione completa di inverter, trasformatore, interruttore MT e accessori.

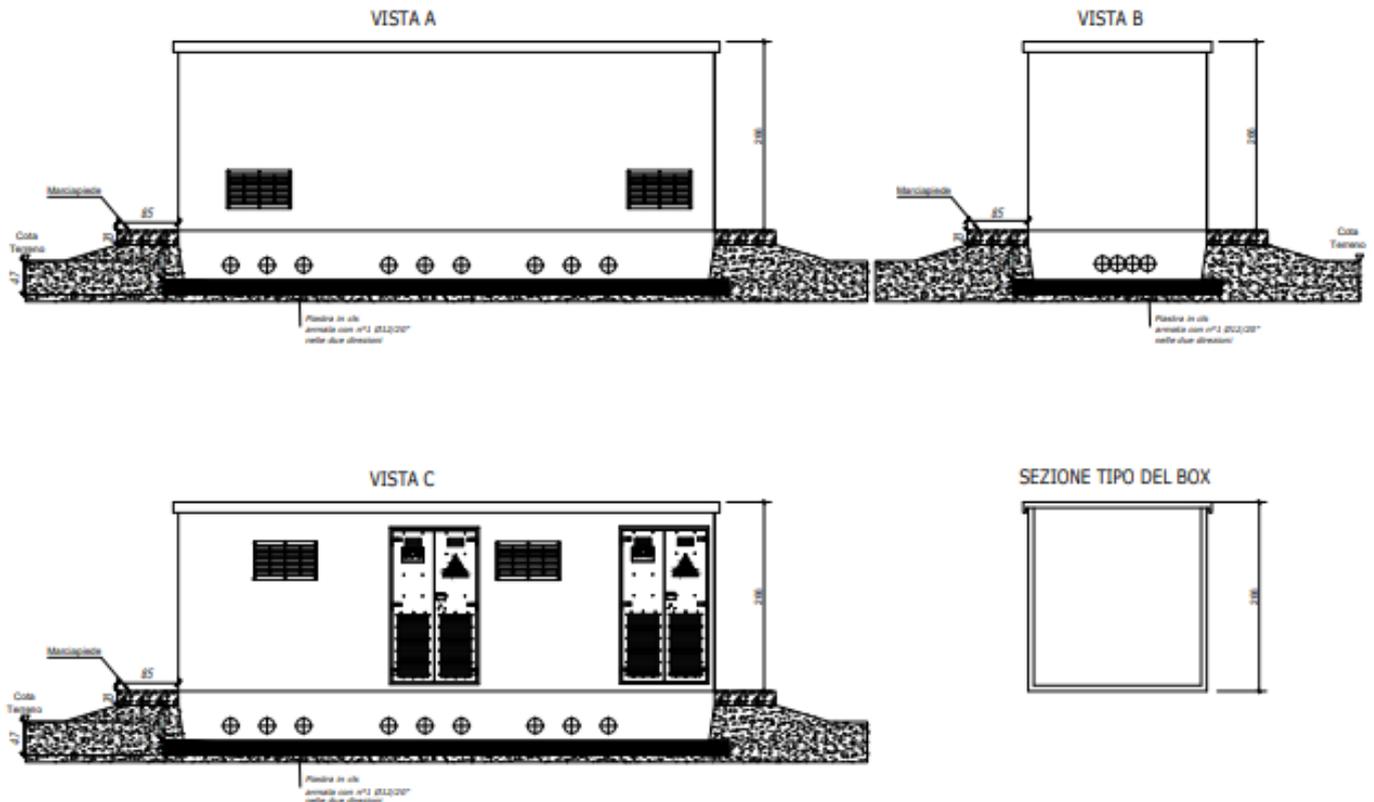
Quindi le cabine possono essere prefabbricate e trasportate in sito per il collegamento plug and play.

Di seguito le immagini di dettaglio riportanti le dimensioni e le caratteristiche delle cabine.

VISTA A



VISTA C



Per la realizzazione della cabina il calcestruzzo sarà costituito da cemento ad alta resistenza ed argilla espansa armato con doppia gabbia di rete elettrosaldata e ferro di tipo ad aderenza migliorata Feb 44K. L'armatura sarà continua sulle quattro pareti, sul fondo e sul tetto, tale da considerarsi, ai fini elettrostatici, una naturale superficie equipotenziale (gabbia di Faraday) rispondente alla normativa CEI vigente. Le aperture delle porte e delle finestre di areazione dovranno essere realizzate in fase di getto, così pure, i fori a pavimento per il passaggio dei cavi.

La copertura della cabina (tetto) sarà realizzata separatamente ed appoggiata sulle pareti verticali, libera pertanto di muoversi, consentendo in tal modo gli scorrimenti conseguenti alle escursioni termiche dovute all'irraggiamento solare ed alle dissipazioni di calore delle apparecchiature elettriche ospitate realizzando la ventilazione del sottotetto.

In grado di protezione adottato per le aperture di cui sopra sarà IP 33. A tale proposito verranno eseguite le verifiche sulla base di quanto raccomandato dalle Norme CEI 70-1.

Le pareti ed il tetto delle cabine dovranno avere uno spessore minimo di cm 8 (Normel n° 5 del Maggio 1989) mentre per il pavimento è prescritto di cm. 10.

I monoblocchi (secondo specifiche ENEL) saranno REI 120.

Il trattamento sulle pareti esterne dovrà essere realizzato esclusivamente con vernici al quarzo e

polvere di marmo in conformità alle specifiche ENEL, in tal modo la cabina sarà immune dall'assalto degli agenti atmosferici, dalle infiltrazioni d'acqua e dagli agenti corrosivi anche in ambienti di alto tasso di salinità e corrosione.

Il tetto dovrà essere impermeabilizzato con guaine bituminose ardesiate.

La conformazione del tetto sarà tale da assicurare il normale deflusso delle acque meteoriche lungo tutto il perimetro della cabina creando una opportuna superficie di gronda.

La cabina dovrà essere rispondente al minimo alle seguenti prescrizioni normative vigenti:

- Legge 5/11/1971 n° 1086 e D.M. 1/4/1983
- Legge 2/2/1974 n° 64 e D.M. 19/6/1984 per installazione in zona sismica di 1° categoria e conseguente D.M. 3/3/1975 pubblicato sulla G.U. n° 93 dell'8/4/1975 sulle Norme Tecniche di Applicazione
- Prospetto 3.3.II del D.M. 3/10/1978 per installazione in zona 4
- D.M. del 26/3/1980 pubblicato sulla G.U. n° 176 del 28/6/1980.
- C.M.LL.PP. parte C n° 20244 del 30.6.1980
- C.CON.SUP.LL.PP. parte C n° 6090
- D.M.LL.PP. (norme per le costruzioni prefabbricate) del 3.12.987
- D.M.LL.PP. del 14.2.1992
- D.M.LL.PP. (norme carichi e sovraccarichi) del 16.1.1996
- D.M.LL.PP. del 14.9.2995
- TABELLA ENEL DG 10061

L'azienda costruttrice dovrà presentare prima della installazione delle cabine la seguente certificazione:

- Certificato di omologazione e qualificazione ENEL;
- Certificato del sistema di qualità a norma ISO 9001 Ed. 2001. e ISO 14001 Ed. 2004 riguardo il sistema di gestione ambientale.

A.1.C.1.5. CABINA DI RACCOLTA

La cabina di raccolta sarà realizzata come monoblocco prefabbricato in c.a.v. (TCT) a struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo, le dimensioni di ciascuna cabina di campo sono pari a 750x250x285 cm (LXPXH).

Di seguito le immagini di dettaglio riportanti le dimensioni e le caratteristiche delle cabine.

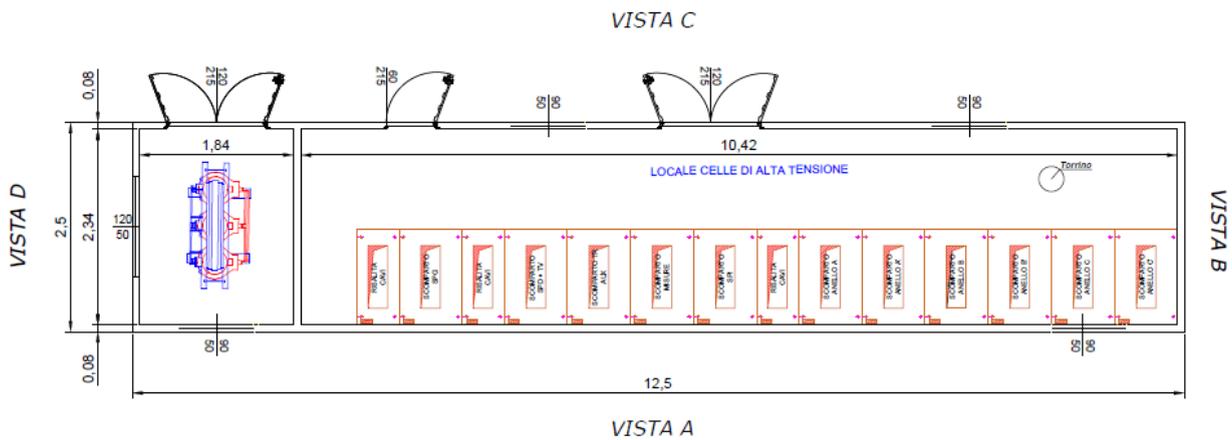


Figura 21 – Dimensioni cabine

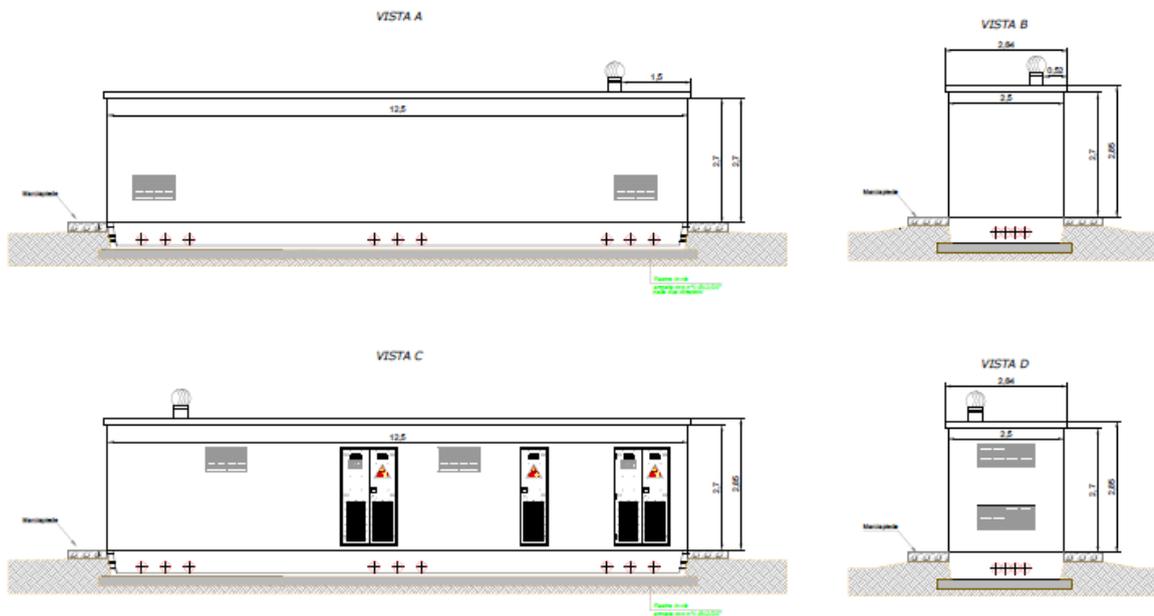


Figura 22 – Vista cabine

Per la realizzazione della cabina il calcestruzzo sarà costituito da cemento ad alta resistenza ed argilla espansa armato con doppia gabbia di rete elettrosaldata e ferro di tipo ad aderenza migliorata Feb 44K.

L'armatura sarà continua sulle quattro pareti, sul fondo e sul tetto, tale da considerarsi, ai fini elettrostatici, una naturale superficie equipotenziale (gabbia di Faraday) rispondente alla normativa CEI vigente. Le aperture delle porte e delle finestre di areazione dovranno essere realizzate in fase di getto, così pure, i fori a pavimento per il passaggio dei cavi.

La copertura della cabina (tetto) sarà realizzata separatamente ed appoggiata sulle pareti verticali, libera pertanto di muoversi, consentendo in tal modo gli scorrimenti conseguenti alle escursioni termiche dovute all'irraggiamento solare ed alle dissipazioni di calore delle apparecchiature elettriche ospitate realizzando la ventilazione del sottotetto.

In grado di protezione adottato per le aperture di cui sopra sarà IP 33. A tale proposito verranno eseguite le verifiche sulla base di quanto raccomandato dalle Norme CEI 70-1.

Le pareti ed il tetto delle cabine dovranno avere uno spessore minimo di cm 8 (Normel n° 5 del Maggio 1989) mentre per il pavimento è prescritto di cm. 10.

I monoblocchi saranno REI 120.

Il trattamento sulle pareti esterne dovrà essere realizzato esclusivamente con vernici al quarzo e polvere di marmo, in tal modo la cabina sarà immune dall'assalto degli agenti atmosferici, dalle infiltrazioni d'acqua e dagli agenti corrosivi anche in ambienti di alto tasso di salinità e corrosione.

Il tetto dovrà essere impermeabilizzato con guaine bituminose ardesiate.

La conformazione del tetto sarà tale da assicurare il normale deflusso delle acque meteoriche lungo tutto il perimetro della cabina creando una opportuna superficie di gronda.

La cabina dovrà essere rispondente al minimo alle seguenti prescrizioni normative vigenti:

- Legge 5/11/1971 n° 1086 e D.M. 1/4/1983
- Legge 2/2/1974 n° 64 e D.M. 19/6/1984 per installazione in zona sismica di 1° categoria e conseguente D.M. 3/3/1975 pubblicato sulla G.U. n° 93 dell'8/4/1975 sulle Norme Tecniche di Applicazione
- Prospetto 3.3.II del D.M. 3/10/1978 per installazione in zona 4
- D.M. del 26/3/1980 pubblicato sulla G.U. n° 176 del 28/6/1980.
- C.M.LL.PP. parte C n° 20244 del 30.6.1980
- C.CON.SUP.LL.PP. parte C n° 6090
- D.M.LL.PP .(norme per le costruzioni prefabbricate) del 3.12.987
- D.M.LL.PP.del 14.2.1992

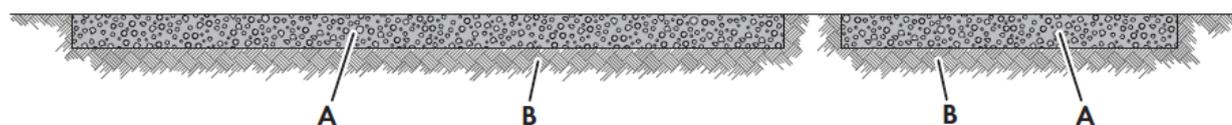
- D.M.LL.PP.(norme carichi e sovraccarichi) del 16.1.1996
- D.M.LL.PP.del 14.9.2995
- TABELLA ENEL DG 10061

L'azienda costruttrice dovrà presentare prima della installazione delle cabine la seguente certificazione:

- Certificato del sistema di qualità a norma ISO 9001 Ed. 2001. e ISO 14001 Ed. 2004 riguardo il sistema di gestione ambientale.

Per l'alloggio delle cabine e della relativa vasca di fondazione, anch'essa in CAV, è sufficiente un sottofondo, avente le seguenti caratteristiche:

- Il fondo deve essere un terreno stabile, ad es. in ghiaia.
- In aree con forti precipitazioni o livelli delle acque sotterranee elevati è necessario prevedere un drenaggio.
- Non installare le cabine in avvallamenti per evitare la penetrazione di acqua.
- La base sotto la cabina deve essere pulita e resistente per evitare la circolazione di polvere.
- Non superare l'altezza massima del basamento per consentire l'accesso per gli interventi di manutenzione. L'altezza massima del basamento è: 500 mm.



Sottofondo di pietrisco

Posizione	Denominazione
A	Sottofondo di pietrisco
B	Terreno stabile, ad es. ghiaia

Figura 23 – Tipologia sottofondo cabine

Il sottofondo deve soddisfare i seguenti requisiti minimi:

- Il basamento deve presentare un grado di compattamento del 98%.
- Il compattamento del terreno deve essere pari a 150 kN/m2.
- Il dislivello deve essere inferiore all'1,5%.
- Vie di accesso e superfici devono essere adatte a veicoli di servizio (ad es. carrello elevatore a forche frontali) senza ostacoli.

Le vie e i mezzi di trasporto devono possedere i requisiti descritti nella norma.

- La pendenza massima della via di accesso non deve superare il 15%.
- Per le operazioni di scarico mantenere una distanza di 2 m dagli ostacoli vicini.
- Le vie d'accesso e il luogo di scarico devono essere predisposte in base a lunghezza, larghezza, un'altezza, peso complessivo e raggio di curvatura del camion.
- Eseguire le operazioni di trasporto usando un camion con telaio a sospensione pneumatica.
- Il luogo di scarico, su cui poggiano la gru e il camion, deve essere stabile, asciutto e in piano.
- Sul luogo di scarico non devono trovarsi ostacoli, ad es. linee aeree sotto tensione.

I vantaggi di utilizzare una cabina prefabbricata sono molteplici:

- Facilità e velocità di installazione
- Certificazioni e garanzia del fornitore
- Trattandosi di strutture prefabbricate amovibili, certificate, l'iter burocratico amministrativo è notevolmente semplificato,
- Sostituzione plug and play in caso di avaria o di danneggiamenti distruttivi.

La costruzione del monoblocco dovrà essere in tipo serie dichiarata così come previsto nel punto 1.4.1 del D.M. LL. PP. 3/12/1987; rispettando le modalità e le prescrizioni di cui alla Legge n.°1086 del 05/11/1971 (Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio), DM LL.PP. del 14/2/1992 (Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) ed alla Circolare LL.PP. n.°37406 del 24/06/1993 (Istruzioni relative alle norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato) e le verifiche strutturali sono state effettuate secondo il metodo degli stati limite ai sensi del D.M. del

14/01/2008.

La struttura della sola cabina dovrà essere progettata considerando le coordinate geografiche (latitudine e longitudine), categoria del suolo (A, B, C, D e E), Coefficiente Topografico (T1, T2, T3 e T4) del luogo di installazione.

Servizi ausiliari

Gli impianti elettrici di supporto al funzionamento di tutti i dispositivi che fanno parte al campo fotovoltaico vengono convenzionalmente denominati impianti ausiliari ed includono:

- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di videosorveglianza perimetrale (telecamere e DVR)
- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di monitoraggio e telecontrollo (SCADA);
- l'impianto elettrico dei locali tecnici (illuminazione interna e delle aree pertinenti, UPS, trasmissione dati, modem per la connessione alla rete internet, etc);
- l'impianto elettrico che alimenta il sistema di illuminazione a led perimetrale dell'intero campo fotovoltaico;
- l'impianto elettrico di alimentazione dei tracker.

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata dal medesimo POD a cui sarà allacciato l'impianto fotovoltaico. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato in un locale dedicato in prossimità della cabina utenza.

L'impianto di illuminazione esterna sarà adatto per consentire il corretto funzionamento delle telecamere di videosorveglianza; il sistema sarà costituito da telecamere fisse collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini, poste in modo da garantire una visione completa perimetrale dell'impianto agrivoltaico. I cavidotti saranno i medesimi per entrambi i sistemi e saranno realizzati perimetralmente all'impianto fotovoltaico a circa 1,00 m dalla recinzione. Nei cavidotti saranno posati sia i cavi di alimentazione sia i cavi TVCC. I sistemi richiedono inoltre l'installazione di pali alti 3,5 m (e relativo pozzetto di arrivo cavi) lungo il perimetro dell'impianto, sui quali saranno installate le telecamere. I pali saranno installati lungo tutto il perimetro a distanza di 75/80 metri per ogni palo. La protezione perimetrale include anche il sistema antintrusione con sensori a micro-onde o infrarosso o altre tecnologie diverse. Anche per questo sistema, si prevede l'installazione di un'unità centrale nel locale ausiliare, in grado di monitorare ed analizzare gli eventi e sarà possibile il collegamento ad unità remote.

Le principali apparecchiature da alimentare nelle cabine sono: illuminazione, monitoraggio impianto,

ventilazione trasformatori, UPS, servizi inverter, telecamera, sensori anti-intrusione.

L'installazione di un impianto fotovoltaico a terra non si configura tra le attività soggette al controllo dei VV.FF, ai sensi del D.P.R 151/2011. In linea generale, il rischio d'incendio è da ritenere estremamente basso essendo l'impianto fotovoltaico composto in massima parte da materiali incombustibili installati all'aperto, senza impiego di materiali combustibili di qualsivoglia natura.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i normali componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici, soggetti a riscaldamento e a rischi legati alla distribuzione di energia elettrica, quali perdite di isolamento e cortocircuito. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico. A protezione di tutta l'area e delle cabine elettriche a servizio dell'impianto sono posti i mezzi di estinzione portatili (a polvere o a CO₂) e l'illuminazione lungo le uscite di sicurezza.

Impianto di messa a terra

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema di terra ad anello; è prevista la messa in opera di corda rame nuda di sezione 35mmq e 50mmq posata nel terreno ad una profondità di 0.5-0.6 m disposta lungo il perimetro esterno della stazione di trasformazione e del campo agrivoltaico. Il dispersore sarà dotato di picchetti infissi nel terreno posizionati entro pozzetti senza fondo. Per garantire la protezione contro i contatti diretti tutte le masse estranee all'impianto, tutte le parti metalliche e i poli di terra delle prese a spina saranno collegate a terra. I locali tecnici saranno dotati di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, alla quale andranno collegati: il conduttore di terra proveniente dal dispersore; il conduttore di terra proveniente dai ferri di eventuali armature; il centro-stella del trasformatore elevatore BT/AT; il conduttore di protezione connesso alla carcassa del trasformatore elevatore BT/AT; i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi; il nodo di terra dei quadri elettrici. L'impianto di messa a terra sarà realizzato in conformità con la Norma CEI 64-8 per impianti BT e Norma CEI 11-1 per impianti AT.

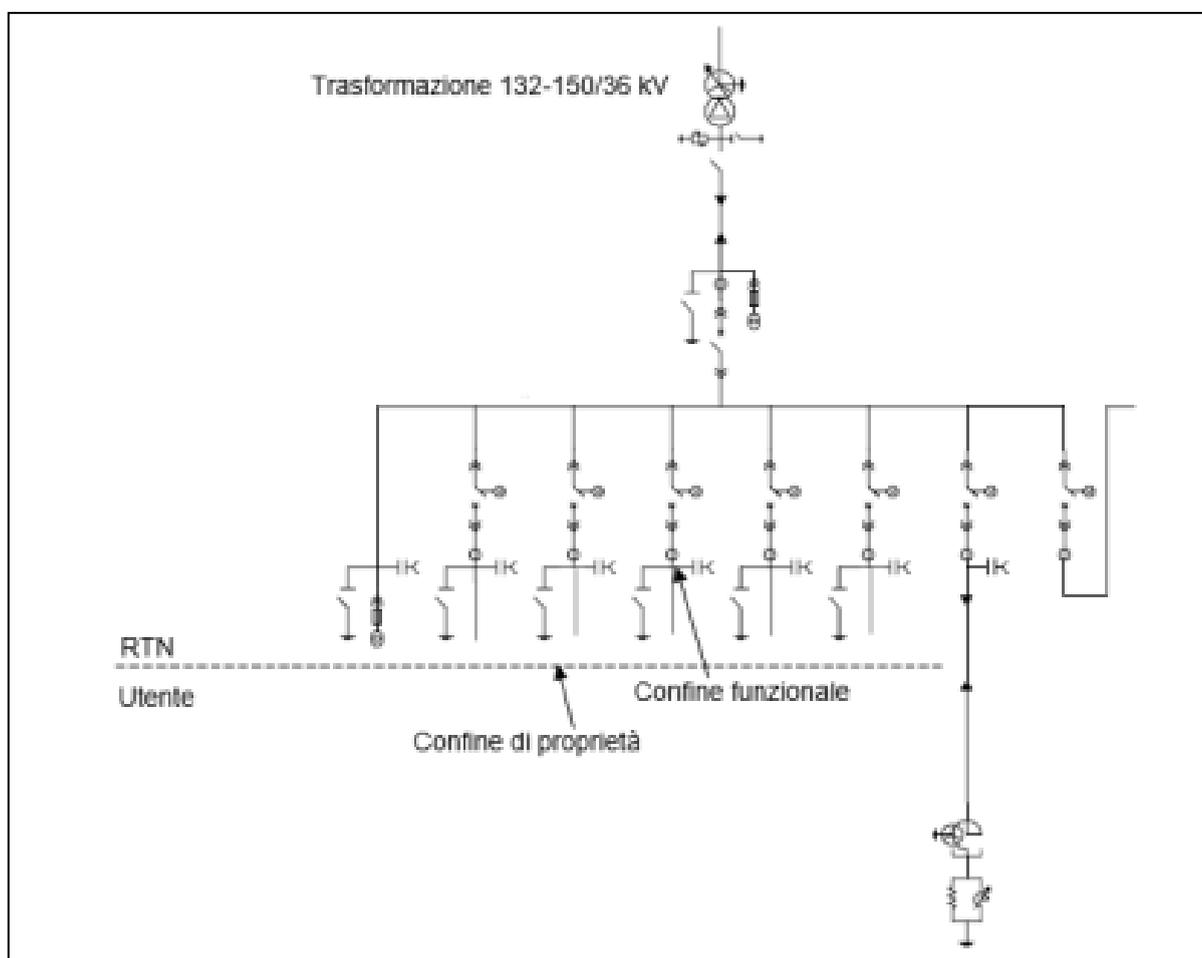
Per quanto riguarda l'impianto di messa a terra delle cabine di consegna, utente, smistamento e trasformazione, sarà costituito da una parte interna di collegamento fra le diverse installazioni elettromeccaniche e da una parte esterna costituita da elementi disperdenti, anch'essa collegata al rimanente impianto di terra. Ogni massa presente in cabina, come anche lo schermo dei cavi AT del Distributore dovrà essere connesso all'impianto di terra.

In ogni caso l'impianto di messa a terra dovrà essere tale da assicurare il rispetto dei limiti delle tensioni di passo e di contatto previsti dalla norma CEI 11-1.

Connessione alla RTN

L'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento a 36kV della futura SE 150kV di Palazzo San Gervasio da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Genzano - Palazzo San Gervasio – Forenza Maschito" tramite cavo interrato AT a 36kV di lunghezza pari a 980 m come da indicazioni di TERNA nella soluzione tecnica minima generale riportata nel preventivo di connessione (codice di rintracciabilità 202101821).

Di seguito lo schema di connessione semplificato:



Il cavo per l'alta tensione (36 kV) utilizzato avrà i seguenti valori di tensione nominale e massima:

- U_0 : 26 kV
- U : 45 kV
- U_{max} : 52 kV

Si allega di seguito la scheda tecnica del cavo proposto:

		RG7H1R da 1,8/3kV a 26/45 kV (UNIPOLARI) UNIPOLARI MEDIA TENSIONE MEDIUM VOLTAGE		MODEL PRODUCT: T01-T02 F10-F13 F16-F24 F26 - 20180412
Norme di riferimento		Standards		
CEI 20-13, IEC 60502 CEI 20-16 CEI EN 60332-1-2 (IEC 60840 per 26/45 kV)				
				
Conduttore rigido di rame rosso ricotto. Classe 2. Semiconduttore interno elastomerico estruso Isolamento in HEPR di qualità Q7 Semiconduttore esterno elastomerico estruso pelabile a freddo per il grado 1,8/3kV solo su richiesta Schermo costituito a fili di rame rosso Guaina PVC qualità RZ/ST2		Rigid class 2 red copper conductor. Inner semi-conducting layer HEPR insulation in Q7 quality Outer semi-conducting layer special high module hepr for 1.8 / 3 kV only on request Red copper wire shield PVC sheath in RZ/ST2 quality		
Tensione nominale U0 da 1,8kV a 26kV Tensione nominale U da 3kV a 45kV Temperatura massima di esercizio +90°C Temperatura massima di corto circuito +250°C Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico) -15°C Temperatura minima di installazione e maneggio 0°C		Nominal voltage U0 da 1,8kV a 26kV Nominal voltage U da 3kV a 45kV Maximum operating temperature +90°C Maximum short circuit temperature +250°C Min. operating temperature (without mechanical shocks) -15°C Minimum installation and use temperature 0°C		
Condizioni di impiego più comuni Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta.		Common features Suitable for the transport of energy between the substations and large users. For free-hanging, pipe or channel. Laying underground also not protected.		
Condizioni di posa Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm): 12 D Sforzo massimo di tiro: 60 N/mm		Employment Minimum bending radius per D cable diameter (in mm): 12 D Maximum pulling stress: 60 N/mm		
Imballo Imballo e quantitativi minimi da definire in sede d'ordine		Packing Packaging and minimal quantity to agree		
Colori anime Unipolare: rosa Tripolare: rosa		Core colours Single core: pink Three cores: pink		
Colori guaina Rosso		Sheath colour Red		
Note Nei cavi con tensione nominale di isolamento U0 verso terra inferiore o uguale a 3,6 kV è ammessa l'omissione degli strati semiconduttori. I cavi di questa sezione possono essere forniti nella versione tripolare riuniti ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG7H1RX seguita dalla tensione nominale di esercizio. A richiesta possono anche essere non propaganti l'incendio CEI 20-22 II		Note In cables with a rated voltage of U0 insulation to lower ground or equal to 3.6 kV is allowed the omission of the semiconductor layers. The wires in this section may be provided in the three-pole version stranded together. In this case, the model code becomes RG7H1RX followed by the voltage ratings. A request may also be flame retardant CEI 20-22 II		

DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO A FARSI E TEMPI DI REALIZZAZIONE

Il progetto prevede l'esecuzione delle seguenti attività dall'ottenimento delle autorizzazioni:

- ❖ progettazione esecutiva e commissioning
- ❖ 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 fotovoltaico;
- ❖ messa in funzione dell'impianto fotovoltaico;
- ❖ entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

La fase di progettazione esecutiva impiegherà verosimilmente circa 1 mese dopodiché inizierà la fase delicata di discussione e negoziazione del contratto e delle forniture per fare ciò, si stima ci vorranno al massimo 2 mesi. In parallelo con la fase di negoziazione, dopo l'ottenimento delle autorizzazioni definitive cominceranno le opere civili suddivise in 3 lotti, che dureranno 5 settimane a lotto per un complessivo di 13 settimane. A conclusione delle opere civili di ciascun lotto comincerà il montaggio delle strutture e dei moduli ,circa 1 mese per ciascun lotto, tempo stimato 12 settimane, a seguire le opere elettriche per ogni lotto stimate in 1 mese a lotto ovvero tre mesi. Le cabine prefabbricate richiederanno complessivamente 3 mesi.

In tutto considerando l'esecuzione di alcune attività in parallelo, come mostrato nel dettaglio dalla relazione sul Cronoprogramma, si prevede una durata dei lavori di circa 10 mesi.

PIANO DI DISMISSIONE

FASI OPERATIVE

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono riportate di seguito:

- disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica;
- messa in sicurezza dei generatori PV;
- smontaggio delle apparecchiature elettriche in campo;
- smontaggio dei quadri di parallelo, delle cabine di trasformazione e della cabina di campo;

- smontaggio dei pannelli fotovoltaici;
- smontaggio dei tracker e delle strutture di supporto e delle viti di fondazione;
- recupero dei cavi elettrici BT ed AT di collegamento tra i moduli, i quadri parallelo stringa e la cabina di campo;
- rimozione delle vie cavi: dei cavidotti e dei pozzetti;
- demolizione delle eventuali platee in cls a servizio dell'impianto
- ripristino dell'area generatori PV – piazzole – piste – cavidotto.

Rimozione dei pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti, circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

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

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli e prevede di attivare un impianto di riciclo entro il 2015, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei

materiali e IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

Rimozione delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

Impianto ed apparecchiature elettriche

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

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

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

Le palifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

Locali prefabbricati cabine di trasformazione e cabina di impianto

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le platee delle cabine elettriche se previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

Recinzione area

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per uno spessore di qualche decina di centimetri tramite scavo e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

Siepe perimetrale

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe perimetrale, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti

Per i materiali nobili riciclabili sarà effettuata la selezione, il recupero ed il conferimento ai centri di raccolta, per i materiali meno nobili e di risulta si provvederà al conferimento presso le discariche di smaltimento autorizzate.

Nell'ambito del presente progetto lo smaltimento dei componenti verrà gestito secondo i seguenti dettagli:

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali ferrosi	Riciclo in appositi impianti

Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento a discarica
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento a discarica
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e componenti elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco agrivoltaico

Interventi necessari al ripristino vegetazionale

La dismissione dell'impianto potrebbe provocare fasi di erosioni superficiali e di squilibrio di coltri detritiche, questi inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinate ad una buona conoscenza del territorio di intervento.

Gli obiettivi principali di questa forma riabilitativa sono i seguenti:

- riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla;
- effettuare una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta

delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;

- si dovrà procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.
- Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:
- Trattamento dei suoli: le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione e scarificazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo consentano si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- Opere di semina di specie erbacee: una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idrosemina. In particolare, è consigliabile l'adozione di un manto di sostanza organica triturata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi; tale sistema consente un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di:
 - a. mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante;
 - b. proteggere la superficie, resa particolarmente più sensibile dai lavori di cantiere, dall'erosione;
 - c. consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo.

L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona.

Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ed alta proliferazione. Per realizzare una alta percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e

personale. La scelta delle specie da adottare per la semina, dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone già presenti nell’area di studio.

La stima dei costi di dismissione è di circa € 2.000.000,00 come dettagliato nella relazione del piano di dismissione a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Si riporta di seguito il piano di dismissione dell’impianto dettagliato nella relazione Piano di dismissione.

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE									
	S 1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
SMONTAGGIO DEI PANNELLI	■	■	■	■	■	■	■	■		
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO				■	■	■	■	■	■	
SFILAGGIO DELLE FONDAZIONI				■	■	■	■	■	■	
DEMOLIZIONE DEI MANUFATTI CABINE DI TRASFORMAZIONE					■	■	■	■		
DEMOLIZIONE DEL MANUFATTO CABINA DI CAMPO						■	■			
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA DELLE CABINE							■			
SFILAGGIO CAVI	■	■	■	■	■					
OPERE STRADALI: SMANTELLAMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO PV				■	■	■	■	■	■	
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA						■	■	■	■	■
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO DA COLTIVO							■	■	■	■
INERBIMENTO CON PIANTUMANZIONE DI ARBUSTI E SEMINA DI PIANTE ERBACEE									■	■

RICADUTE OCCUPAZIONALI E SOCIALI

Le ricadute occupazionali derivabili dalla realizzazione di un impianto fotovoltaico sorgono sin dalla prima fase della progettazione con le figure professionali coinvolte nello studio ed elaborazione del titolo autorizzativo.

Successivamente, la fase di costruzione vedrà coinvolti vari operatori specializzati per il periodo necessario alla realizzazione dell’impianto. Gli attori di queste prime due fasi sono ascrivibili nella categoria di **Occupazione temporanea**: indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

In seguito, durante il periodo di normale esercizio dell’impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell’impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso. La fase di esercizio e manutenzione impianti genererà **Occupazione permanente**: si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene.

Le ricadute occupazionali temporanee sono dirette ed indirette così come le permanenti.

Le ricadute socio-occupazionali derivanti dalla realizzazione del progetto sono riportate nella tabella sottostante:

		Tipologia occupazionale	N. Occupati
	SCOUTING e PROGETTAZIONE DEFINITIVA	Temporanea	16
IMPIANTO FOTOVOLTAICO	PROGETTAZIONE ESECUTIVA e FASE DI CANTIERE	Temporanea	70
	FASE DI ESERCIZIO	Indeterminata	12
	FASE DI DISMISSIONE	Temporanea	26
ATTIVITA' AGROZOOTECNICHE E FORESTALI	FASE DI CANTIERE	Temporanea	30
	FASE DI ESERCIZIO	Indeterminata	25
	FASE DI DISMISSIONE	Temporanea	18
SOMMANO			197

Si rimanda alla relazione sulle ricadute socio-occupazionali per ulteriori dettagli

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo

