



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

COMUNI DI VILLACIDRO E SAN GAVINO MONREALE (VS)

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

A

PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

DATA
21/02/2022

REVISIONE
1

SCALA
1:1

CODICE

F.R04b

TITOLO

RELAZIONE E CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI

IL PROPONENTE

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

IL PROGETTISTA

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



GREENENERGYSARDEGNA2

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



Sommario

1	PREMESSA.....	3
2	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	4
2.1	Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto.....	4
2.2	Struttura e layout dell'impianto.....	5
2.3	I moduli fotovoltaici.....	9
2.4	Distanza dal suolo	10
2.5	Distanza tra le file.....	11
2.6	Albedo	11
2.7	Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/MT	11
2.8	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	12
2.9	Collegamenti elettrici e cablaggi.....	13
2.10	Messa a terra	14
2.11	Messa a terra dei fabbricati interni all'impianto agrivoltaico.....	15
3	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE 16	
3.1	Generalità	16
3.2	Schema dei collegamenti (schema a blocchi).....	16
3.3	Caratteristiche tecniche dei cavidotti	16
3.4	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e pre-dimensionamento dei cavidotti.....	18
4	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO	23
4.1	Generalità.....	23
4.2	Descrizione del tracciato del cavidotto.....	23
4.3	Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC).....	23
4.3.1	Allargamento del foro pilota	24
4.3.2	Posa in opera del tubo camicia.....	25
4.4	Caratteristiche tecniche della linea	26
4.5	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e dimensionamento dei cavidotti 26	

1 PREMESSA

Il progetto di cui la presente relazione è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte Solare Fotovoltaica e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale (cavidotto MT a 30 kV, Sottostazione Elettrica Utente, sistema di sbarre a 150 kV per condivisione in "condominio" dello stallo Terna SpA con altri produttori). L'impianto sarà denominato "Villacidro 3" ed avrà una potenza di picco di **51,3 MWp** ed una potenza in immissione pari a 50 MW.



Inquadramento generale delle opere su Orto Foto

2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche ad inseguimento solare (Tracker) con movimentazione mono-assiale (da est verso ovest). L'impianto sarà connesso alla Rete Nazionale e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società Terna SpA.

I componenti principali dell'impianto agrivoltaico sono:

L'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- *potenza installata lato DC: 51,30073 MWp;*
- *potenza dei singoli moduli: 695 Wp;*
- *n. 20 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;*
- *n. 1 cabina di raccolta MT*
- *n. 1 cabina di controllo;*
- *n. 4 cabina magazzino;*

sarà costituito inoltre da:

- *rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;*
- *rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento in entra-esce tra le cabine di trasformazione fino alla cabina di smistamento e tra quest'ultima e la Sottostazione di Trasformazione;*
- *rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto agrivoltaico.*

Lo scopo della presente relazione, è il predimensionamento della Rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento in entra-esce tra le cabine di trasformazione fino alla Cabina di Raccolta e del Cavidotto esterno di Vettoriamento tra la Cabina di Raccolta e la Sottostazione di Trasformazione.

2.1 Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto

Come detto l'impianto agrivoltaico, denominato "Villacidro 3", avrà una potenza di picco di 51,3 MWp ed una potenza in immissione pari a 50 MW e sarà connesso alla RTN per mezzo di una Stazione Elettrica Utente di nuova realizzazione a sua volta da connettere alla esistente Cabina Primaria "Serramanna" di proprietà di Terna SpA.

Le sue componenti principali saranno:

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

L'impianto agrivoltaico sarà connesso alla RTN tramite la Cabina Primaria "Serramanna".

I materiali (inverter, moduli e tracker) possono essere variare a seconda della disponibilità di mercato e dell'avanzamento tecnologico.

Da un punto di vista elettrico, i moduli fotovoltaici (73.814), saranno collegati tra loro in serie a formare le **stringhe**. Per "**stringa fotovoltaica**" s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un certo numero di stringhe afferrirà dapprima ad un Quadro di Campo (string-box) (lato **DC**) e poi ad un Inverter centralizzato alloggiato all'interno di apposto locale tecnico. A sua volta un certo numero di inverter formerà un **sottocampo elettrico**. Per "**sotto-campo fotovoltaico**" o "**area**" si intende un insieme di inverter che collegati tra loro (configurazione a stella o ad anello) afferiscono ad una Cabina di Raccolta (lato **AC**). L'energia totale afferente alla Cabina di Raccolta, e quindi l'energia totale erogata dall'impianto agrivoltaico, sarà data dalla somma dell'energia raccolta da ciascun Inverter.

I sottocampi elettrici sono elettricamente indipendenti tra loro.

Sul lato in corrente continua (DC) di ciascun inverter verrà collegato in parallelo un certo numero di stringhe; le uscite in corrente alternata (AC) di tali inverter, a loro volta, verranno poste in parallelo tra loro all'interno di un quadro principale in corrente alternata (QP) situato anch'esso all'interno di dedicati locali tecnici di campo (cabine di campo MT/BT); all'interno di tali quadri QP saranno alloggiati interruttori quadripolari magnetotermici differenziali al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

2.2 Struttura e layout dell'impianto

In sintesi, l'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata lato DC: 51,30073 MWp;
- potenza dei singoli moduli: 695 Wp;
- n. 20 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 2 Cabina di Raccolta MT
- n. 1 Cabina di Controllo;
- n. 1 cabina magazzino.

sarà costituito inoltre da:

- rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;
- rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento in entra-esce tra le cabine di trasformazione fino alla cabina di smistamento;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto agrivoltaico.

La tabella che segue, riassume la struttura ed il layout d'impianto

Totale						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	1.338	2.676	69.576	48.355,32
Trck 26 PV M	1	26	163	163	4.238	2.945,41
Total			1.501	2.839	73.814	51.300,73

Di seguito la struttura elettrica di ciascuno dei 20 Inverter:

INVERTER I1						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	62	124	3.224	2.240,68
Trck 26 PV M	1	26	16	16	416	289,12
Total			78	140	3.640	2.529,80

INVERTER I2						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	69	138	3.588	2.493,66
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,28
Total			73	142	3.692	2.565,94

INVERTER I3						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	5	5	130	90,35
Total			73	141	3.666	2.547,87

INVERTER I4						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,28
Total			72	140	3.640	2.529,80

INVERTER I5						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	66	132	3.432	2.385,24
Trck 26 PV M	1	26	12	12	312	216,84
Total			78	144	3.744	2.602,08

INVERTER I6						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	65	130	3.380	2.349,10
Trck 26 PV M	1	26	15	15	390	271,05
Total			80	145	3.770	2.620,15

INVERTER I7						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	64	128	3.328	2.312,96
Trck 26 PV M	1	26	13	13	338	234,91
Total			77	141	3.666	2.547,87

INVERTER I8						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	60	120	3.120	2.168,40
Trck 26 PV M	1	26	19	19	494	343,33
Total			79	139	3.614	2.511,73

INVERTER I9						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	64	128	3.328	2.312,96
Trck 26 PV M	1	26	12	12	312	216,84
Total			76	140	3.640	2.529,80

INVERTER I10						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	67	134	3.484	2.421,38
Trck 26 PV M	1	26	11	11	286	198,77
Total			78	145	3.770	2.620,15

INVERTER I11						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,28
Total			72	140	3.640	2.529,80

INVERTER I12						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,28
Total			72	140	3.640	2.529,80

INVERTER I13						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	8	8	208	144,56
Total			76	144	3.744	2.602,08

INVERTER I14						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	66	132	3.432	2.385,24
Trck 26 PV M	1	26	7	7	182	126,49
Total			73	139	3.614	2.511,73

INVERTER I15						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	5	5	130	90,35
Total			73	141	3.666	2.547,87

INVERTER I16						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	69	138	3.588	2.493,66
Trck 26 PV M	1	26	3	3	78	54,21
Total			72	141	3.666	2.547,87

INVERTER I17						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	73	146	3.796	2.638,22
Trck 26 PV M	1	26	2	2	52	36,14
Total			75	148	3.848	2.674,36

INVERTER I18						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	69	138	3.588	2.493,66
Trck 26 PV M	1	26	5	5	130	90,35
Total			74	143	3.718	2.584,01

INVERTER I19						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,28
Total			72	140	3.640	2.529,80

INVERTER I20						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.457,52
Trck 26 PV M	1	26	10	10	260	180,70
Total			78	146	3.796	2.638,22

2.3 I moduli fotovoltaici

Il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici del tipo mono-cristallino aventi potenza nominale alle **STC (Standard Test Condition)** pari a 695 Wp; avranno dimensioni pari a 2.384 x 1.303 mm.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

Electrical Properties		STC*				
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5

The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	80%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%

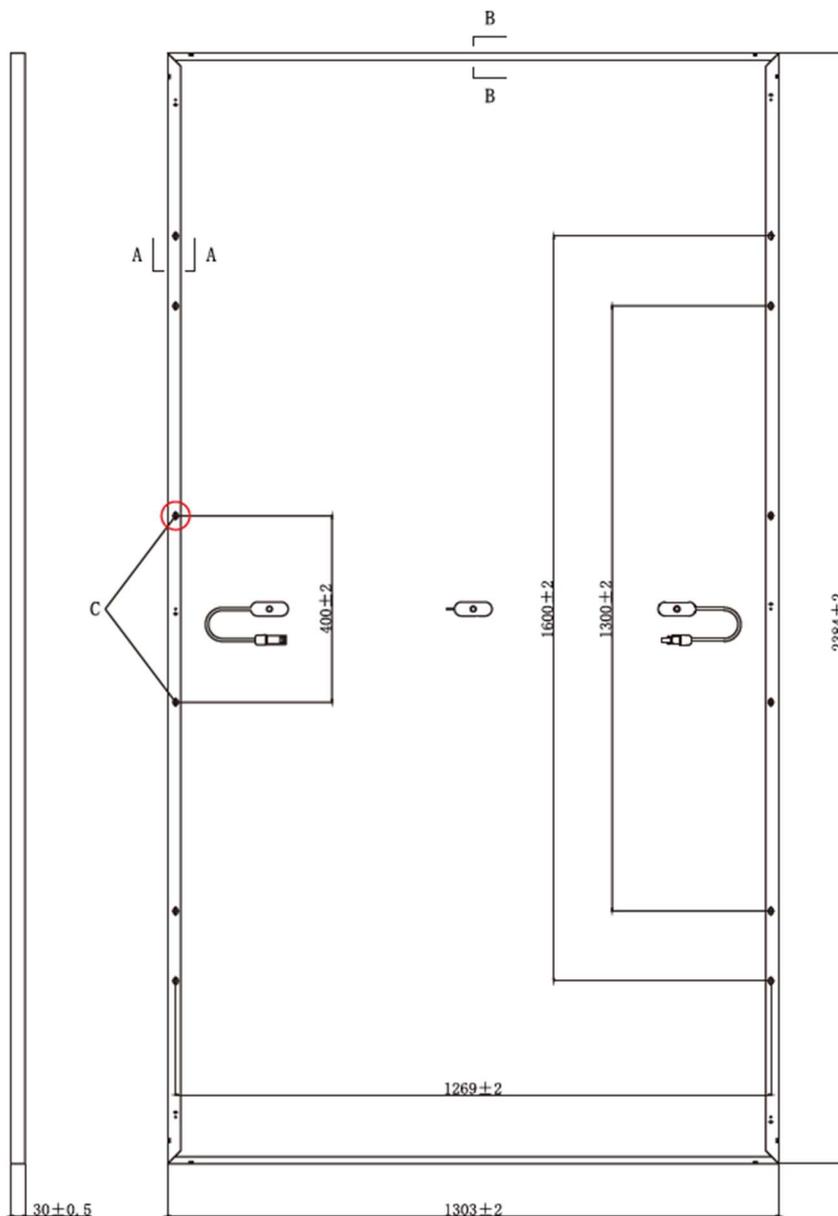
Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici**Principali caratteristiche dimensionale e meccaniche dei moduli fotovoltaici****2.4 Distanza dal suolo**

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 40 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato nella figura che segue.

2.5 Distanza tra le file

Un aumento della distanza ("**pitch**") tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell'energia riflessa, come si evince dalla figura che segue. Nel progetto in esame, il pitch è stato fissato a 10 m.

2.6 Albedo

L'**albedo** (dal latino *albēdo*, "bianchezza", da *albus*, "bianco") di una superficie è la frazione di luce o, più in generale, di radiazione solare incidente che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie. Nella Tabella a seguire è riportato l'albedo di alcune delle superfici più comuni

Superficie	Indice
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0,75
Superfici acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Bosco in autunno / campi con raccolti maturi e piante	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo Invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernice scure)	0,27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare)	0,60

2.7 Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/MT

Il gruppo conversione/trasformazione sarà costituito da 1 Inverter (convertitore statico) e da un trasformatore di potenza.

L'inverter è un dispositivo elettronico in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente, in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme. Gli inverter saranno installati all'interno di Cabine prefabbricate in posizione quanto più baricentrica rispetto al sotto campo a cui sono asserviti.

L'energia prodotta dall'Impianto agrivoltaico verrà quindi, trasformata (conversione C.C /C.A). Il suo livello di Tensione però non è adeguato per l'immissione in rete per cui sarà necessaria una ulteriore trasformazione per portarla a, nel caso del progetto in esame, a 30 kV.

La trasformazione avviene a mezzo di un Trasformatore MT/BT, parte integrante del gruppo conversione/trasformazione che sarà alloggiato all'interno Cabine elettriche di Campo.

2.8 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Il progetto del presente impianto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici montati su struttura mobile ad inseguitore solare monoassiale. Questa tecnologia consente, attraverso la variazione dell'orientamento dei moduli, di mantenere la superficie captante sempre perpendicolare ai raggi solari. La struttura ruotando sul suo asse, con orientamento Nord-Sud, ne consente la movimentazione giornaliera da Est a Ovest, coprendo un angolo sotteso tra $\pm 60^\circ$ massimo. Nella struttura ad inseguitore solare i moduli fotovoltaici sono fissati ad un telaio in acciaio, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio, da infiggere direttamente nel terreno. L'infissione sarà eseguita a mezzo di battipalo. La profondità standard di infissione è di 2 m. Tuttavia, in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive (come l'utilizzo di pali più profondi o cemento su alcuni pali). Questa tipologia di struttura faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, riducendo drasticamente le modifiche subite dal suolo. E' importante evidenziare che le altezze minime e massime della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici potranno essere rispettivamente 400 mm e 5.500 mm (con variazioni di 100 mm a seconda della caratteristica del terreno).

I moduli saranno montati in posizione orizzontale su due file, in numero tale da formare tre tipologie di strutture:

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

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

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

I principali vantaggi forniti dai sistemi con tracker mono-assiale sono:

- *Maggior resa energetica per metro quadro di terreno a disposizione rispetto ai sistemi tradizionali;*
- *Maggior resa energetica a parità di kWp installati;*
- *La maggior quantità di energia prodotta risulta anche meglio distribuita durante l'arco della giornata;*
- *Il particolare sistema di ancoraggio al suolo non necessita di nessuna opera edile, in tal modo, si rendono estremamente veloci e di facile esecuzione le operazioni di montaggio;*
- *La ridotta altezza dal suolo riduce al minimo l'impatto visivo del parco agrivoltaico;*
- *La ridotta altezza dell'intero sistema rende particolarmente agevoli ed assolutamente sicure tutte le operazioni di montaggio senza richiedere l'utilizzo di gru o altri mezzi di sollevamento in quota;*
- *Il particolare sistema di ancoraggio renderà molto agevole ed economica l'eventuale rimozione dell'impianto alla fine del ciclo produttivo.*

2.9 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto agrivoltaico sono previste le seguenti connessioni:

1. connessioni in corrente continua:

- a. *connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;*
- b. *connessioni fra le stringhe e gli inverter.*

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm² in modo da diminuire al minimo le perdite.

2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

a. connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione;

I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo ARG7OR Quadripolari – 0,6/1 kV.

3. connessioni in corrente alternata (media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **ARG16H1R16 18/30 kV**, sono quelli relativi:

a. ai 4 circuiti che collegano le 20 cabine di trasformazione MT/BT previste presso l'impianto agrivoltaico fino alla "cabina di raccolta";

b. al circuito in MT a 30 kV che collega la "cabina di raccolta" e la "cabina di ricezione".

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.
- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

2.10 Messa a terra

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti. In particolare, la linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra solamente tramite gli scaricatori di sovratensione per scariche d'origine atmosferica con indicazione ottica di fuori servizio e tasto 'test'.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra (ρ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato,

altrimenti ($\rho < 1000 \text{ Ohm}$) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

2.11 Messa a terra dei fabbricati interni all'impianto agrivoltaico

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione, si ritengono valide tutte le considerazioni precedentemente esposte con riferimento alla SSE ed al parco agrivoltaico.

In particolare:

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati CdS e Cabine di Trasformazione consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i
- collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
 - o **50 mm²** per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
 - o **70 mm²** per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
 - o **anello perimetrale** di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mm² a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: LP = 65 m
 - o **n. 4 dispersori puntuali a picchetto** in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente

distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestinguente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

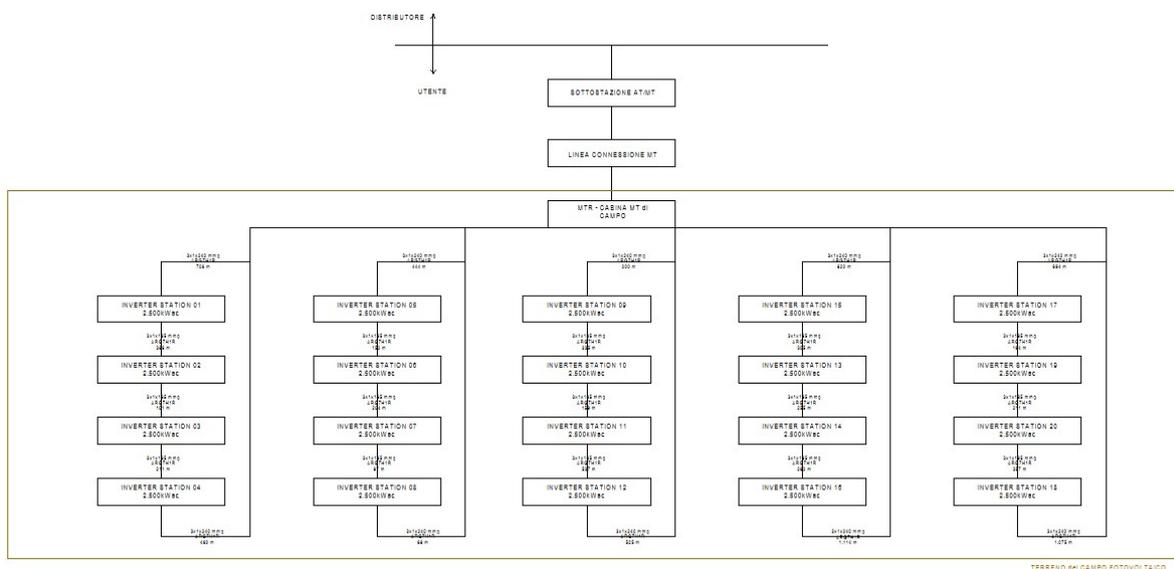
3 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE

3.1 Generalità

Le **Cabine Elettriche di Campo (CdC)** raccolgono l'energia prodotta, in Bassa Tensione e corrente continua, dai moduli fotovoltaici. All'interno delle stesse Cabine avviene dapprima la conversione in corrente alternata e subito dopo l'innalzamento della tensione sino a 30 kV. Le Cabine sono collegate tra loro a formare degli "anelli" o sottocampi elettrici. Questa rete di collegamenti costituisce ciò che abbiamo definito rete interna a 30 kV.

3.2 Schema dei collegamenti (schema a blocchi)

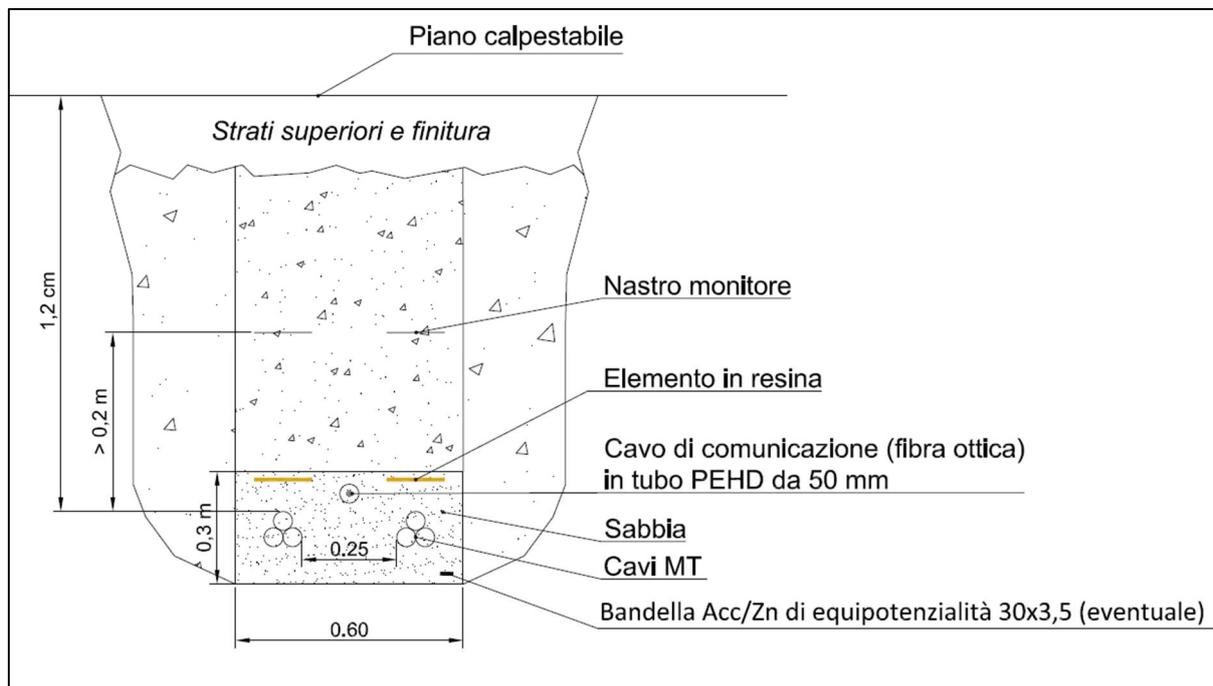
Di seguito di riporta lo schema di configurazione a blocchi dell'Impianto Agrivoltaico



3.3 Caratteristiche tecniche dei cavidotti

In questa fase di predimensionamento, si è scelto di impiegare terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **ARG7H1R 18/30 kV**. Ciò non esclude la possibilità di utilizzare in fase esecutiva, altra tipologia di cavo, qualora quella scelta non fosse disponibile su mercato.

In fase di installazione è prevista la posa all'interno dello scavo, di uno strato di sabbia di spessore pari a 30 cm, tegolino di protezione (nel caso sia necessario) e nastro segnalatore.



Tipico per cavidotto MT – 2 terne di cavi

CARATTERISTICHE

Caratteristiche di costruzione

Materiale del conduttore	Aluminum
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno	Mescola semiconduttrice
Isolamento	HEPR(Cross-linked elastomeric)
Materiale del semi-conduttore esterno	Pelabile a freddo
Schermo	Copper wires + copper tape
Guaina esterna	PVC compound
Colore guaina esterna	Rosso

Caratteristiche d'utilizzo

Massima forza di tiro durante la posa	50.0 N/mm ²
Fattore di curvatura durante l'installazione	14 (xD)
Temperatura massima di servizio del conduttore	90 °C
Max temperatura di sovraccarico	130 °C
Temperatura massima di cortocircuito del conduttore	250 °C
Temperatura d'installazione minima	0 °C
Ritardante la fiamma	EN 60332-1-2

In alternativa, in fase esecutiva, si potrà optare per l'utilizzo di cavi "Air-Bag", dotati cioè di fabbrica di protezione meccanica contro lo schiacciamento. Il cavo Air-Bag consente inoltre la posa diretta sul fondo scavo senza l'ausilio di strato di allettamento in sabbia.

3.4 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e pre-dimensionamento dei cavidotti

Come detto, i cavidotti costituiscono l'elemento di collegamento tra le Cabine di Elettriche di Campo. I cavi costituenti gli elettrodotti dovranno assicurare che la portata uscente dalla cabina in esame, possa essere trasportata senza che il cavo stesso subisca surriscaldamento e quindi danneggiamento.

Per i calcoli si è considerata la formula:

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi} \quad (1)$$

dove I_b è la corrente di linea (o corrente massima) del cavo da dimensionare.

La tabella A sotto riportata indica le caratteristiche elettriche per conduttori del tipo utilizzato.

Le portate indicate si riferiscono alla Portata Nominale I_z' , cioè la portata per un cavo interrato, con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno: $1K^*m/W$;
- Temperatura ambiente $20^\circ C$;
- Profondità di posa: $0,80 m$.

Quelle sopra indicate sono condizioni di posa ideali, che differiscono da quelle reali. Di conseguenza dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per I_z' , forniscono il valore della portata nominale I_z del cavo nelle condizioni reali di posa. Il fattore di correzione detto è K_{tot} che si ottiene come segue:

$$K_{tot} \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \quad (2)$$

Dove

k_1 = coefficiente di correzione da applicare se la temperatura di posa è diversa da $20^\circ C$;

k_2 = coefficiente di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;

k_3 = coefficiente di correzione da applicare per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di $1,5 K^*m/W$, valido per terreni scarsamente umidi o asciutti;

k_4 = coefficiente di correzione da applicare per profondità di posa differente dal valore di riferimento, cioè $0,80 m$.

Di seguito le tabelle di riferimento per la scelta delle sezioni dei cavi e dei coefficienti K_i cui fare riferimento in funzione delle diverse condizioni di posa.

Nome	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]	Portata di corrente in aria a 30°C [A]	Portata di corrente direttamente interrato a 20°C [A]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]
ARG7H1R(X) 12/20 kV 35 mm ²	3,3	220	205	0,888	1,113	0,172	0,141
ARG7H1R(X) 18/30 kV 50 mm ²	4,7	178	166	0,641	0,822	0,147	0,146
ARG7H1R(X) 12/20 kV 50 mm ²	4,7	268	246	0,641	0,822	0,188	0,134
ARG7H1R(X) 12/20 kV 70 mm ²	6,6	220	205	0,443	0,568	0,21	0,127
ARG7H1R(X) 18/30 kV 70 mm ²	6,6	222	203	0,443	0,568	0,162	0,138
ARG7H1R(X) 12/20 kV 95 mm ²	9	268	246	0,32	0,411	0,232	0,121
ARG7H1R(X) 18/30 kV 95 mm ²	9	269	243	0,32	0,411	0,178	0,131
ARG7H1R(X) 12/20 kV 120 mm ²	11,3	311	280	0,253	0,325	0,254	0,116
ARG7H1R(X) 18/30 kV 120 mm ²	11,3	312	277	0,253	0,325	0,193	0,126
ARG7H1R(X) 12/20 kV 150 mm ²	14,2	351	313	0,206	0,265	0,27	0,113
ARG7H1R(X) 18/30 kV 150 mm ²	14,2	352	310	0,206	0,265	0,204	0,122
ARG7H1R(X) 18/30 kV 185 mm ²	17,5	405	352	0,164	0,211	0,22	0,118
ARG7H1R(X) 12/20 kV 185 mm ²	17,5	405	355	0,164	0,211	0,292	0,109
ARG7H1R(X) 18/30 kV 240 mm ²	22,7	479	409	0,125	0,161	0,243	0,113
ARG7H1R(X) 12/20 kV 240 mm ²	22,7	480	413	0,125	0,161	0,325	0,104
ARG7H1R(X) 18/30 kV 300 mm ²	28,3	550	462	0,1	0,13	0,263	0,109
ARG7H1R(X) 12/20 kV 300 mm ²	28,3	552	466	0,1	0,13	0,354	0,101
ARG7H1R(X) 12/20 kV 400 mm ²	37,8	405	355	0,0778	0,102	0,391	0,098
ARG7H1R(X) 18/30 kV 400 mm ²	37,8	642	530	0,0778	0,102	0,288	0,105
ARG7H1R(X) 12/20 kV 500 mm ²	47,2	480	413	0,0605	0,08	0,43	0,095
ARG7H1R(X) 18/30 kV 500 mm ²	47,2	747	606	0,0605	0,08	0,315	0,102
ARG7H1R(X) 12/20 kV 630 mm ²	59,5	552	466	0,0469	0,063	0,475	0,092
ARG7H1R(X) 18/30 kV 630 mm ²	59,5	870	691	0,0469	0,063	0,347	0,098

Tabella A - portate per cavi MT in alluminio tipo ARG7H1R(x) 12/20Kv – 18/30Kv

Tabella B1 - Coefficiente k_1 – Temperatura di posa

T. conduttore Conduct. temp.	tipo di cavi cables type	temperature ambiente (°C) ambient temperature (°C)											
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
90°C	cavi in terra / buried cables	1,07	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76	-	-	-
90°C	cavi in aria* / in air cables*	1,15	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65
105°C	cavi in terra / buried cables	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84	0,80	-	-	-
105°C	cavi in aria* / in air cables*	1,12	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73

Tabella B2 - Coefficiente k_2 – n° di gruppi di cavi sullo stesso piano

distanza tra cavi o terne (in orizzontale) distance between cables or systems (horizontally) (cm)	numero di cavi o terne (in orizzontale) number of systems (horizontally)			
	2	3	4	6
7	0,84	0,74	0,67	0,60
25	0,86	0,78	0,74	0,69

Tabella B3 - Coefficiente k_3 – resistività termica del terreno

resistenza termica thermal resistivity (Km/W)			
0,80	1,0	1,2	1,5
1,08	1,00	0,93	0,85

I valori di resistenza indicati nella tabella di cui sopra, sono da intendersi come segue:

- Resistenza termica = 1°C m/W per terreno o sabbia con normale contenuto di umidità
- Resistenza termica = 1,2°C m/W per terreno o sabbia poco umidi
- Resistenza termica = 1,5 °C m/W per terreno o sabbia scarsamente umidi

Anche il caso per terreno o sabbia con normale contenuto di umidità

Tabella B4 – profondità di posa

profondità di posa (m)			
laying depths (m)			
0,80	1,00	1,2	1,5
1,02	1,00	0,98	0,96

Per il predimensionamento delle linee MT interne all'impianto, sono state considerate le seguenti condizioni di posa:

- Temperatura ambiente 30° C;
- N° di terne di cavi posate sullo stesso piano: 1
- Resistività termica del terreno: 1 K*m/W;
- Profondità di posa: 1,20 m.

che portano ai seguenti coefficienti correttivi:

$k_1 = 0,94$ (considerando la temperatura dei conduttori pari a 105 °C – worst-case);

k_2 = il valore è variabile in funzione del numero di terne di cavi MT posati nello stesso scavo ed in piano;

$k_3 = 1$ (considerando un terreno con normale contenuto di umidità).

Nella Tabella C1 di seguito riportata, si riassumono le caratteristiche elettriche di dimensionamento delle linee e per ciascuna tratta di cavidotto è stata indicato:

- l'Inverter di riferimento;
- la potenza raccolta nell'inverter cui si fa riferimento;
- la tratta di riferimento;
- la potenza cumulata;
- la tensione di riferimento;
- il valore di corrente in esso circolante I_b calcolato con la (1) innanzi detta,
- la sezione scelta per il cavo;
- la portata nominale I_z' del cavo (funzione della sezione) desunta dalla Tabella A;
- il coefficiente K_{tot} calcolato con la (2);
- la portata nominale I_z funzione del coefficiente K_{tot} .

Anello AREA 1 - SOTTOCAMPO 1									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 11	2.529,80	INV 11 - INV 12	2.529,80	30,00	49,68	185,00	385	0,91	351
INV 12	2.565,94	INV 12 - INV 13	5.095,74	30,00	100,07	240,00	409	0,91	373
INV 13	2.547,87	INV 13 - INV 14	7.643,61	30,00	150,10	240,00	409	0,78	321
INV 14	2.529,80	INV 14 - MTR	10.173,41	30,00	199,78	240,00	409	0,78	321

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K _i			
	K1	K2	K3	K4
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98

Anello AREA 2 - SOTTOCAMPO 2									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 15	2.620,15	INV 15 - INV 16	2.620,15	30,00	51,45	185,00	385	0,91	351
INV 16	2.620,15	INV 16 - INV 17	5.240,30	30,00	102,91	240,00	409	0,91	373
INV 17	2.547,87	INV 17 - INV 18	7.788,17	30,00	152,94	240,00	409	0,78	321
INV 18	2.511,73	INV 18 - MTR	10.299,90	30,00	202,27	240,00	409	0,78	321

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K _i			
	K1	K2	K3	K4
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98

Anello AREA 3 - SOTTOCAMPO 3									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 19	2.529,80	INV 19 - INV 110	2.529,80	30,00	49,68	185,00	385	0,91	351
INV 110	2.620,15	INV 110 - INV 111	5.149,95	30,00	101,13	240,00	409	0,91	373
INV 117	2.547,87	INV 117 - INV 112	7.679,75	30,00	150,81	240,00	409	0,78	321
INV 112	2.529,80	INV 112 - MTR	10.209,55	30,00	200,49	240,00	409	0,78	321

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K _i			
	K1	K2	K3	K4
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98

Anello AREA 4 - SOTTOCAMPO 4									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 113	2.602,08	INV 113 - INV 114	2.602,08	30,00	51,10	185,00	385	0,91	351
INV 114	2.511,73	INV 114 - INV 115	5.113,81	30,00	100,42	240,00	409	0,91	373
INV 115	2.547,87	INV 115 - INV 116	7.661,68	30,00	150,46	240,00	409	0,78	321
INV 116	2.547,87	INV 116 - MTR	10.209,55	30,00	200,49	240,00	409	0,78	321

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K _i			
	K1	K2	K3	K4
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98

Anello AREA 5 - SOTTOCAMPO 5									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 117	2.674,36	INV 117 - INV 118	2.674,36	30,00	52,52	185,00	385	0,91	351
INV 118	2.584,01	INV 118 - INV 119	5.258,37	30,00	103,26	240,00	409	0,91	373
INV 119	2.529,80	INV 119 - INV 120	7.788,17	30,00	152,94	240,00	409	0,78	321
INV 120	2.638,22	INV 120 - MTR	10.426,39	30,00	204,75	240,00	409	0,78	321

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K _i			
	K1	K2	K3	K4
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	1,00	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98
	0,93	0,86	1,00	0,98

Tabella C – Predimensionamento rete MT interna all'impianto – cavi tipo ARP1H5E

Come è facile vedere, le sezioni scelte per le tratte di rete MT di collegamento ad anello tre le Power Station, sono ben in grado di trasportare l'energia prodotta da ciascuno 5 sottocampi (aree).

4 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO

4.1 Generalità

Dalla Cabina di Raccolta, l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico, sarà trasportata mediante una linea in cavo interrato a 30 kV, verso la Sottostazione Elettrica Utente, che sorgerà in ampliamento in area limitrofa, alla Cabina Primaria "Serramanna".

4.2 Descrizione del tracciato del cavidotto

L'elettrodotto di Collegamento alla SSE avrà una lunghezza di circa 10.000 m e "correrà" in parte su terreno ed in parte su strada asfaltata (in particolare trattasi della SP61) ma in banchina, quindi senza la necessità di apertura di trincee su asfalto.

Il cavidotto interseca nel suo tracciato, un incrocio stradale a T. In questo punto verrà eseguita una TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) .

4.3 Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC)

La tecnica sarà utilizzata per l'attraversamento dell'incrocio stradale di cui al paragrafo precedente e per eventuali altri sotto-servizi individuati ed interferenti con il tracciato del cavidotto.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

Indagine del sito e analisi dei sottoservizi esistenti

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione

orizzontale. Per analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, è consigliabile l'utilizzo del sistema "Georadar". Mentre in ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

Realizzazione del foro pilota

La prima vera e propria fase della perforazione è la realizzazione del "foro pilota", in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia "pilotata". La "sonda

radio” montata sulla punta di perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa. I dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- Altezza;
- Inclinazione;
- Direzione;
- Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all’altro dell’impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.). La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche. All’interno delle aste viene fatta scorrere dell’aria ad alta pressione ed eventualmente dell’acqua.

L’acqua contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l’aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello “fondo-foro”.

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una “corda molla” per evitare l’intercettazione dei sottoservizi esistenti. In alcuni casi però,

soprattutto quando l’impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

4.3.1 Allargamento del foro pilota

La seconda fase della perforazione teleguidata è l’allargamento del “foro pilota”, che permette di posare all’interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD.

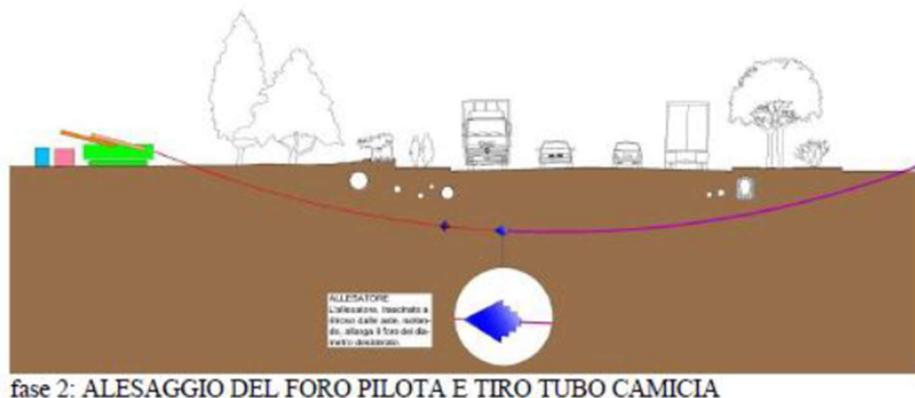
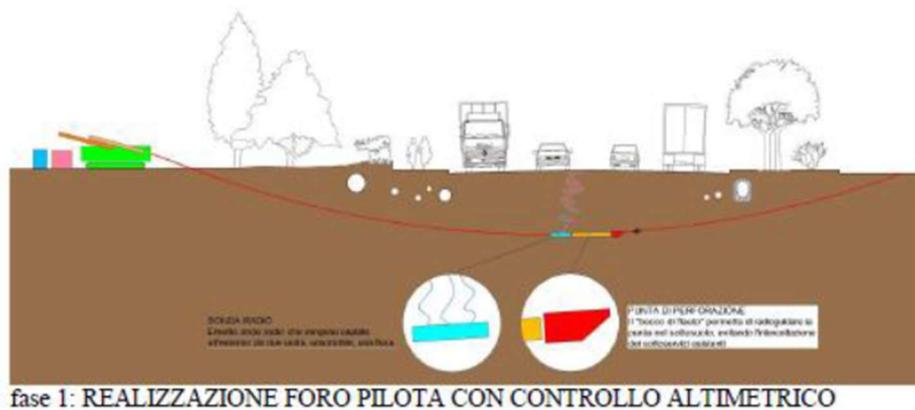
L’allargamento del foro pilota avviene attraverso l’ausilio di strumenti chiamati “Alesatori” che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l’aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

4.3.2 Posa in opera del tubo camicia

La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in **PEAD**, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all'asta di rotazione. Questo

strumento, chiamato anche "girella", evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all'interno del foro insieme alle aste di perforazione.



Fasi esecutive della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

4.4 Caratteristiche tecniche della linea

Come detto per la rete elettrica interna all'impianto agrivoltaico, di collegamento tra le Power Station e la Cabina di controllo, in questa fase di predimensionamento, si è scelto di impiegare per il cavidotto esterno di collegamento, terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **ARG7H1R 18/30 kV**. Ciò non esclude la possibilità di utilizzare in fase esecutiva, altra tipologia di cavo, qualora quella scelta non fosse disponibile su mercato.

In fase di installazione è prevista la posa all'interno dello scavo, di uno strato di sabbia di spessore pari a 30 cm, tegolino di protezione (nel caso sia necessario) e nastro segnalatore.

4.5 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e dimensionamento dei cavidotti

Utilizzando la (1) (v. § 3.4), è stata calcolata la corrente che scorrerà all'interno della linea esterna MT di collegamento alla CP, costituente quindi il cavidotto esterno, ottenendo un valore pari a **1.007,43 A** (con $\cos\varphi = 0,98$). Consideriamo le stesse condizioni di posa della rete MT interna all'impianto, cioè:

- Temperatura ambiente 30° C;
- N° di terne di cavi posate sullo stesso piano: 3
- Resistività termica del terreno: 1 K*m/W;
- Profondità di posa: 1,20 m.

che portano ai seguenti coefficienti correttivi:

$k_1 = 0,94$ (considerando la temperatura dei conduttori pari a 105 °C – worst-case);

k_2 = il valore è variabile in funzione del numero di terne di cavi MT posati nello stesso scavo ed in piano;

$k_3 = 1$ (considerando un terreno con normale contenuto di umidità).

Si è scelto di utilizzare terne di cavi MT a 30 kV da **630 mm²** ed in particolare 3 terne di cavi; una linea così costituita, risulta ben in grado di trasportare tutta l'energia prodotta dall'Impianto Agrivoltaico.

Di conseguenza avremo:

Linea 1 - MTR - CP						
Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
17.100,24	30,00	335,81	630,00	691	0,91	630

Linea 2 - MTR - CP						
Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
17.100,24	30,00	335,81	630,00	691	0,91	630

Linea 3 - MTR - CP						
Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
17.100,24	30,00	335,81	630,00	691	0,91	630

Tabella D – Predimensionamento rete MT interna all'impianto – cavi tipo ARP1H5E

Nome	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]	Portata di corrente in aria a 30°C [A]	Portata di corrente direttamente interrato a 20°C C [A]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]
ARG7H1R(X) 18/30 kV 300 mm ²	28,3	550	462	0,1	0,13	0,263	0,109
ARG7H1R(X) 12/20 kV 300 mm ²	28,3	552	466	0,1	0,13	0,354	0,101
ARG7H1R(X) 12/20 kV 400 mm ²	37,8	405	355	0,0778	0,102	0,391	0,098
ARG7H1R(X) 18/30 kV 400 mm ²	37,8	642	530	0,0778	0,102	0,288	0,105
ARG7H1R(X) 12/20 kV 500 mm ²	47,2	480	413	0,0605	0,08	0,43	0,095
ARG7H1R(X) 18/30 kV 500 mm ²	47,2	747	606	0,0605	0,08	0,315	0,102
ARG7H1R(X) 12/20 kV 630 mm ²	59,5	552	466	0,0469	0,063	0,475	0,092
ARG7H1R(X) 18/30 kV 630 mm ²	59,5	870	691	0,0469	0,063	0,347	0,098