



PROVINCIA DI
PALERMO



COMUNE DI
PALAZZO ADRIANO



REGIONE
SICILIANA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO

NEL COMUNE DI PALAZZO ADRIANO (PA)

Potenza massima di picco: 30.758 kWp
Potenza massima di immissione: 35.600 kW

ELABORATI PROGETTUALI

CODICE ELABORATO

TITOLO ELABORATO

AF.R04

RELAZIONE E CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTI

COMMITTENTE

ILOS

INE Pollicia Sottana Srl
A Company of ILOS New Energy Italy

INE POLLICIA SOTTANA S.r.l.

Piazza di Sant'Anastasia n. 7
00186 Roma
P.IVA 16360451005

INE POLLICIA SOTTANA S.R.L.
a company of ILOS New Energy Italy
P.IVA e C.F.: IT 16360451005
Sede legale: Piazza di Sant'Anastasia 7, 00186 Roma
inepolliciasottana@newenergy.it

Ing. Enrico Gadaleta

Firmato Digitalmente

PROGETTAZIONE

2ASINERGY

#innovativeengineering

2A SINERGY S.r.l. S.B.

Piazza Giuseppe Verdi 8
00198 Roma
Tel. 0968 201203
P.IVA 03384670794

Progettista: Ing. Enrico Gadaleta



ENTI

DATA: LUGLIO 2022

SCALA:

FORMATO CARTA: A4

Sommario

1	PREMESSA.....	3
2	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	5
2.1	Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto.....	5
2.2	Struttura e layout dell'impianto.....	6
2.3	I moduli fotovoltaici.....	8
2.4	Distanza dal suolo	10
2.5	Distanza tra le file.....	10
2.6	Albedo	10
2.7	Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/MT	10
2.8	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	11
2.9	Collegamenti elettrici e cablaggi.....	12
2.10	Messa a terra	13
2.11	Messa a terra dei fabbricati interni all'impianto agrivoltaico.....	13
3	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRIODOTTI INTERNI TRA LE CABINE 15	
3.1	Generalità	15
3.2	Schema dei collegamenti (schema a blocchi).....	15
3.3	Caratteristiche tecniche dei cavidotti	16
3.4	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e pre-dimensionamento dei cavidotti.....	16
4	DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRIODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO	20
4.1	Generalità.....	20
4.2	Descrizione del tracciato del cavidotto.....	21
4.3	Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC).....	21
4.3.1	Allargamento del foro pilota	22
4.3.2	Posa in opera del tubo camicia.....	22
4.4	Caratteristiche tecniche della linea	24
4.5	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa e dimensionamento dei cavidotti 24	

1 PREMESSA

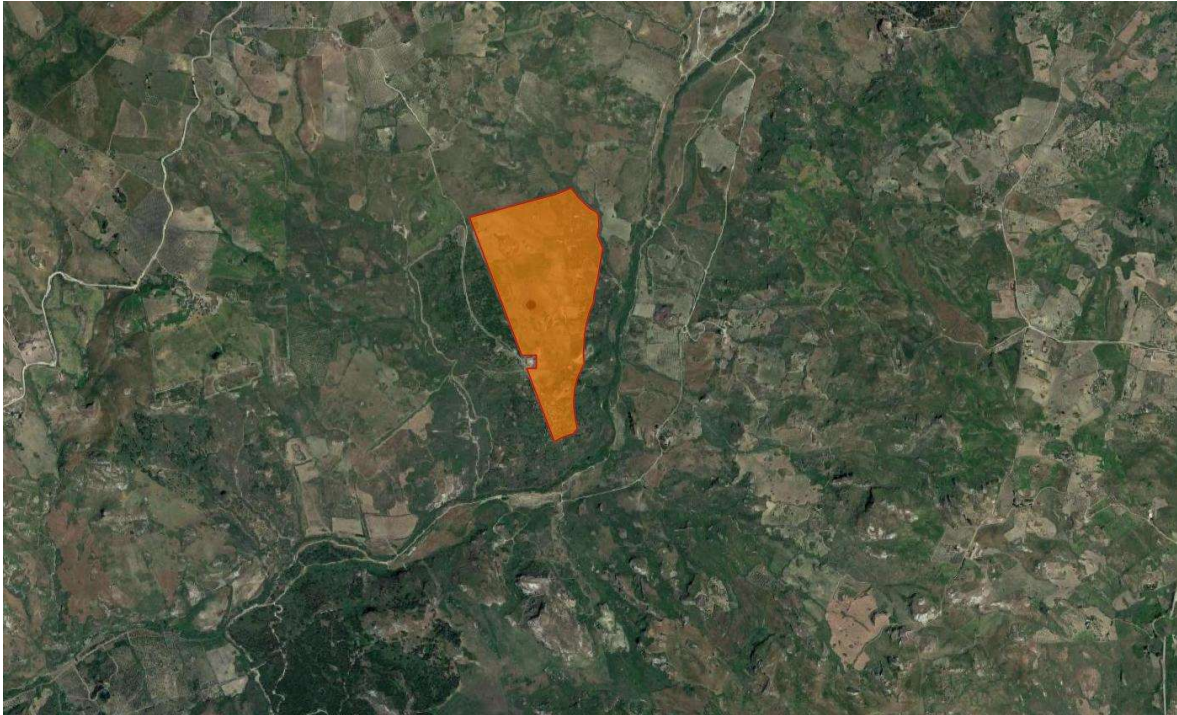
Il progetto di cui la presente relazione è parte integrante, ha come scopo la realizzazione di un impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte Solare Fotovoltaica e delle relative opere di connessione alla Rete Nazionale, costituite da un cavidotto MT a 30 kV. Come da STMG, l'impianto sarà collegato in antenna a 30 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione a 220/30 kV della RTN.

*L'impianto sarà denominato "**Palazzo Adriano**" ed avrà una potenza di picco di 30,758 MWp e in immissione di 35,60 MWac. L'impianto sarà ubicato nel Palazzo Adriano (PA), Sicilia.*

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche fisse. L'impianto sarà connesso alla Rete Nazionale e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società Terna S.p.A.



Inquadramento generale delle opere su Orto Foto



Inquadramento impianto FV su Orto Foto



Inquadramento impianto FV e opere connesse su Orto Foto

2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche fisse. L'impianto sarà connesso alla Rete Nazionale e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società Terna S.p.A.

I componenti principali dell'impianto agrivoltaico sono:

L'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- *potenza installata lato DC: 30,758 MWp;*
- *potenza dei singoli moduli: 700 Wp;*
- *n. 10 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;*
- *n. 1 cabina di raccolta e controllo MT*
- *n. 3 magazzino;*

sarà inoltre costituito inoltre da:

- *rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;*
- *rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento sia in entra-esce che ad anello delle cabine di trasformazione fino alla cabina di raccolta e tra quest'ultima e il punto di consegna alla RTN;*
- *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 ad anello tra le cabine di trasformazione fino alla Cabina di Raccolta e del Cavidotto esterno di Vettoriamento 30 kV tra la Cabina di Raccolta e la Sottostazione elettrica MT/AT.

2.1 Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto

Come detto l'impianto agrivoltaico, denominato "Palazzo Adriano", avrà una potenza di picco di 30,758 MWp e in immissione di 35,60 MWac e sarà connesso alla RTN per mezzo di una Sottostazione elettrica di elevazione AT a 220/30 kV.

Le sue componenti principali saranno:

- 1) *Il Generatore Fotovoltaico;*
- 2) *Le strutture di supporto dei moduli;*
- 3) *Le Cabine Elettriche di Campo;*
- 4) *I depositi*
- 5) *Il Gruppo Conversione / Trasformazione;*
- 6) *I cavidotti BT e MT;*

*Da un punto di vista elettrico, i moduli fotovoltaici (43.940), 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 afferirà dapprima ad un Quadro di Campo (string-box) (lato DC) e poi ad un Inverter centralizzato alloggiato all'interno di apposito 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: 30,758 MWp;
- potenza dei singoli moduli: 700 Wp;
- n. 10 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 1 Cabine di Raccolta e controllo MT
- n. 2 cabine magazzino.

sarà costituito inoltre da:

- rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;
- rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento sia in entra-esce che ad anello 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; a seguire il dettaglio su ogni inverter

TOTALE						
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	732	1.464	38.064	26.644,80
Trck 26 PV M	1	26	182	182	4.732	3.312,40
Trck 13 PV M	0,5	13	88	44	1.144	800,80
Total			1.002	1.690	43.940	30.758,00

INVERTER I1						
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	68	136	3.536	2.475,20
Trck 26 PV M	1	26	24	24	624	436,80
Trck 13 PV M	0,5	13	18	9	234	163,80
Total			110	169	4.394	3.075,80

INVERTER I2						
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	75	150	3.900	2.730,00
Trck 26 PV M	1	26	14	14	364	254,80
Trck 13 PV M	0,5	13	10	5	130	91,00
Total			99	169	4.394	3.075,80

INVERTER I3						
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	64	128	3.328	2.329,60
Trck 26 PV M	1	26	29	29	754	527,80
Trck 13 PV M	0,5	13	24	12	312	218,40
Total			117	169	4.394	3.075,80

INVERTER I4						
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	81	162	4.212	2.948,40
Trck 26 PV M	1	26	6	6	156	109,20
Trck 13 PV M	0,5	13	2	1	26	18,20
Total			89	169	4.394	3.075,80

INVERTER I5						
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	82	164	4.264	2.984,80
Trck 26 PV M	1	26	4	4	104	72,80
Trck 13 PV M	0,5	13	2	1	26	18,20
Total			88	169	4.394	3.075,80

INVERTER I6						
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	67	134	3.484	2.438,80
Trck 26 PV M	1	26	27	27	702	491,40
Trck 13 PV M	0,5	13	16	8	208	145,60
Total			110	169	4.394	3.075,80

INVERTER I7						
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	80	160	4.160	2.912,00
Trck 26 PV M	1	26	7	7	182	127,40
Trck 13 PV M	0,5	13	4	2	52	36,40
Total			91	169	4.394	3.075,80

INVERTER I8						
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	73	146	3.796	2.657,20
Trck 26 PV M	1	26	20	20	520	364,00
Trck 13 PV M	0,5	13	6	3	78	54,60
Total			99	169	4.394	3.075,80

INVERTER I9						
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	75	150	3.900	2.730,00
Trck 26 PV M	1	26	16	16	416	291,20
Trck 13 PV M	0,5	13	6	3	78	54,60
Total			97	169	4.394	3.075,80

INVERTER I10						
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	67	134	3.484	2.438,80
Trck 26 PV M	1	26	35	35	910	637,00
Trck 13 PV M	0,5	13	0	0	0	0,00
Total			102	169	4.394	3.075,80

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 700 Wp; avranno dimensioni pari a 2.384 x 1.303 mm.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

ELECTRICAL PARAMETERS @ STC

Max. Power Output Pmax (W)	680 Front	577 Back	685 Front	580 Back	690 Front	585 Back	695 Front	589 Back	700 Front	593 Back
Power Tolerance	0~+3%		0~+3%		0~+3%		0~+3%		0~+3%	
Max. Power Voltage Vmp (V)	42.08	42.68	42.32	42.82	42.55	43.05	42.77	43.27	43.00	43.50
Max. Power Current Imp (A)	16.16	13.53	16.19	13.55	16.22	13.58	16.25	13.60	16.28	13.63
Open Circuit Voltage Voc (V)	49.20	48.60	49.40	48.90	49.60	49.10	49.80	49.30	50.00	49.50
Short Circuit Current Isc (A)	17.18	14.38	17.20	14.40	17.22	14.42	17.24	14.43	17.26	14.45
Module Efficiency (%)	21.90	18.60	22.10	18.70	22.20	18.80	22.40	19.00	22.50	19.10

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

*Measurement Tolerance (±3.0%)

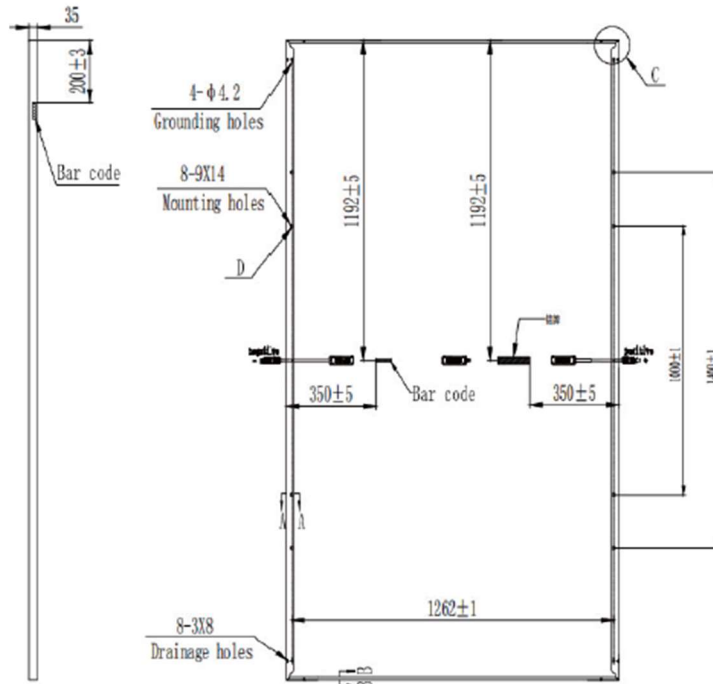
Inegrated Power @ STC (Refrence to 690W front)

Power Gains	5%	10%	15%	20%	25%
Max. Power Output Pmax (W)	725	759	792	826	861
Max. Power Voltage Vmp (V)	42.55	42.55	42.45	42.45	42.45
Max. Power Current Imp (A)	17.03	17.84	18.65	19.46	20.28
Open Circuit Voltage Voc (V)	49.60	49.60	49.70	49.70	49.70
Short Circuit Current Isc (A)	18.08	18.94	19.80	20.66	21.53

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficients of Pmp	-0.24%/ °C
Temperature Coefficients of Voc	-0.22%/ °C
Temperature Coefficients of Isc	+0.047%/ °C

Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici



MECHANICAL PARAMETERS

Cell Type	HJT 210x105mm
Number of Cells	132pcs(6x22)
Dimensions (L*W*H)	2384x1303x35mm
Weight	38.7kg
Frame	Anodised Aluminum
Junction Box	IP67, 3 bypass diodes
Cable, Length	4.0mm ² , 300mm

OPERATING CONDITION

Maximum System Voltage(V)	1500(DC)
Operating Temperature(°C)	-40~+85
Max. Wind Load / Snow Load(pa)	2400/5400
Max. Over Current(A)	30
Fire Rating	Class A
NOCT(°C)	45±2

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 7,72 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 fissa. Nella struttura 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 (o con l'utilizzo di pre-foro o in casi specifici di fondazione in cemento). 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. È importante evidenziare che le altezze minime e massime della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici potranno essere rispettivamente 400 mm e 3.000 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:

- *Strutture da 52 moduli, 2 stringhe in serie;*
 - *Strutture da 26 moduli, 1 stringhe in serie;*
 - *Strutture da 13 moduli, 0,5 stringhe in serie.*
-

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 (bassa/media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **RG7H1R 18/30 kV (o simili in alluminio)**, sono quelli relativi:

- a. ai 5 circuiti che collegano le 10 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 ($\rho < 1000$ 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:*

- **anello perimetrale** di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mm^2 a 7 fili elementari posata a quota $-0,65 \text{ m}$, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: $LP = 65 \text{ m}$
- **n. 4 dispersori puntuali a picchetto** in profilato di acciaio, di lunghezza pari a $1,5 \text{ m}$, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a $0,6 \text{ m}$.

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).

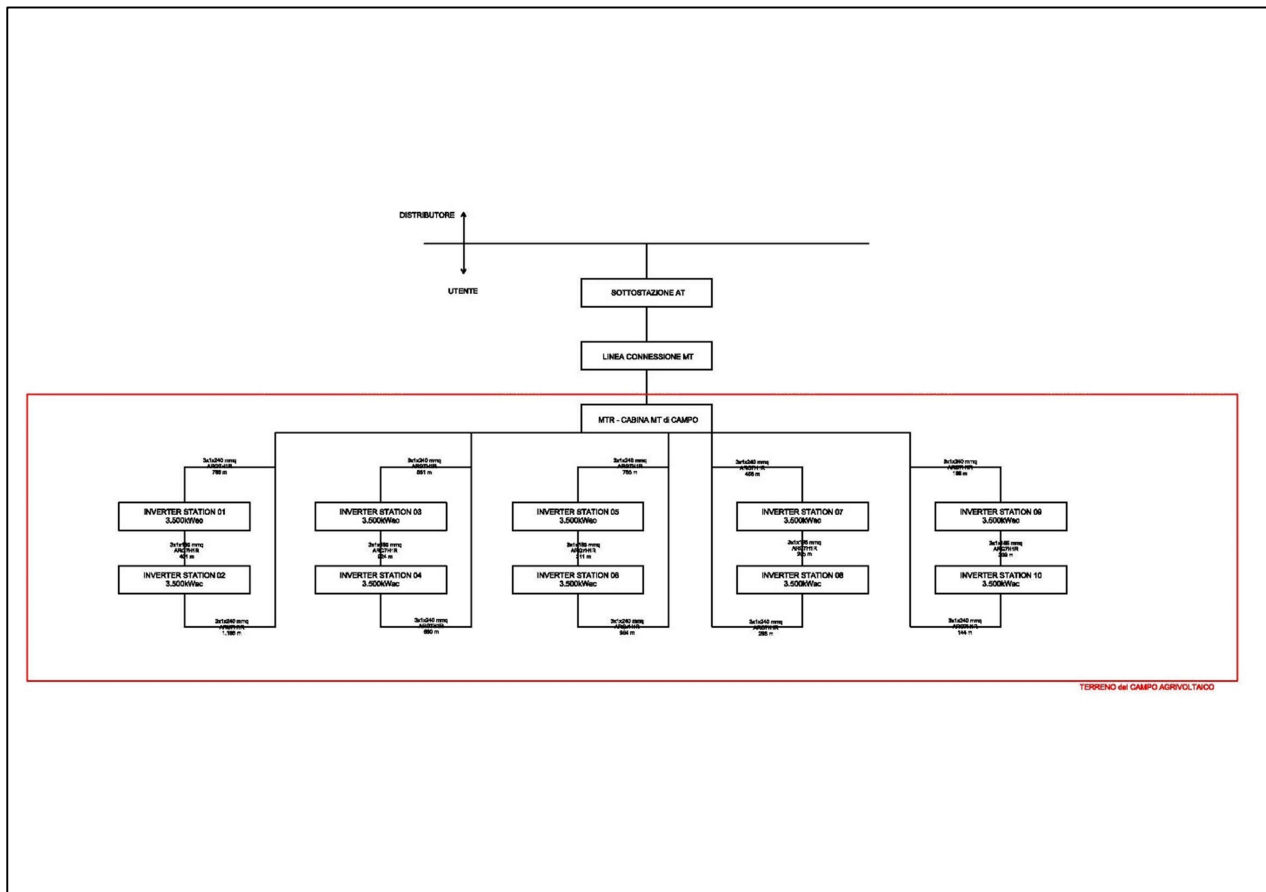
3 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE

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 in entra-esce ma anche 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



Schema a blocchi di interconnessione

3.3 Caratteristiche tecniche dei cavidotti

*In questa fase di pre-dimensionamento, si è scelto di impiegare terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **RG7H1R 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.

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 A2 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° 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°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.

RG7H1R EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV



Norma di riferimento
CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso
Semiconduttivo interno
Elastomerico estruso
(solo per cavi con tensione \geq 6/10 kV)
Isolante
Mescola di gomma ad alto modulo G7
Semiconduttivo esterno
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione \geq 6/10 kV)
pelabile a freddo
Schermatura
A filo di rame rosso
Guaina
PVC, di qualità Rz, colore rosso
Marcatura
PRYSMIAN (sigla sito produttivo) RG7H1R
<tensione> <sezione> <anno>

Standard
CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)

Cable design

Core
Compact stranded bare copper conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded elastomeric compound
(only for rated voltage \geq 6/10 kV)
Insulation
High module rubber compound, G7 type
Outer semi-conducting layer
Extruded cold strippable elastomeric compound
(only for rated voltage \geq 6/10 kV)
Screen
Bare copper wire
Sheath
PVC, type Rz; colour red
Marking
PRYSMIAN (production site label) RG7H1R
<rated voltage> <cross-section> <year>

Tabella A1 – caratteristiche tecniche per cavi MT 18/30 kV

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	approximate conductor diameter	insulation thickness	maximum outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

35	7,0	8,0	34,6	1290	450
50	8,2	8,0	34,8	1390	450
70	9,9	8,0	36,6	1660	480
95	11,6	8,0	38,3	1940	500
120	13,1	8,0	39,8	2230	520
150	14,4	8,0	41,2	2520	540
185	16,1	8,0	43,4	2960	570
240	18,5	8,0	45,8	3560	600
300	21,1	8,0	48,5	4240	640
400	23,9	8,0	51,3	5120	680
500	27,1	8,0	55,3	6300	730
630	30,7	8,0	59,8	7790	790

sezione nominale	posa in aria		posa interrata			
	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio
conductor cross-section	open air installation flat	trefoil	flat	trefoil	flat	trefoil
(mm ²)	(A)	(A)	ρ=1 °C m/W	ρ=1 °C m/W	ρ=2 °C m/W	ρ=2 °C m/W

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

35	211	191	187	181	146	142
50	253	229	222	214	172	166
70	316	285	272	263	210	203
95	386	347	325	314	250	242
120	445	400	370	358	283	275
150	505	452	413	400	315	306
185	580	520	467	453	355	345
240	680	614	539	525	408	398
300	775	704	606	593	457	448
400	895	815	684	671	514	506
500	1030	943	775	761	580	572
630	1170	1085	874	860	650	644

Tabella A2 - portate per cavi MT in rame tipo RG7H1R 18/30 kV – 18/30 kV

Tabella B1 - Coefficiente k_1 – Temperatura di posa

T. conduttore	tipo di cavi	temperature ambiente (°C)											
		ambient temperature (°C)											
Conduct. temp.	cables type	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)	numero di cavi o terne (in orizzontale)			
	number of systems (horizontally)			
distance between cables or systems (horizontally) (cm)	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 (K m/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 AT 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 AT 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} .

SOTTOCAMPO 1									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I_b (A)	Sezione (mm^2)	Portata Nominale I_z' (A)	K_{tot}	Portata Nominale I_z (A)
INV 11	3.075,80	INV 11 - INV 12	3.075,80	30,00	60,40	185,00	391	0,91	356
INV 12	3.075,80	INV 12 - MTR	6.151,60	30,00	120,80	240,00	534	0,91	487
INV 11	3.075,80	INV 11 - MTR	3.075,80	30,00	60,40	240,00	534	0,91	487

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K_i			
	K_1	K_2	K_3	K_4
	0,93	1,00	1,00	0,98

SOTTOCAMPO 2									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I_b (A)	Sezione (mm^2)	Portata Nominale I_z' (A)	K_{tot}	Portata Nominale I_z (A)
INV 13	3.075,80	INV 13 - INV 14	3.075,80	30,00	60,40	185,00	391	0,91	356
INV 14	3.075,80	INV 14 - MTR	6.151,60	30,00	120,80	240,00	534	0,91	487
INV 13	3.075,80	INV 13 - MTR	3.075,80	30,00	60,40	240,00	534	0,91	487

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K_i			
	K_1	K_2	K_3	K_4
	0,93	1,00	1,00	0,98

SOTTOCAMPO 3									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I_b (A)	Sezione (mm^2)	Portata Nominale I_z' (A)	K_{tot}	Portata Nominale I_z (A)
INV 15	3.075,80	INV 15 - INV 16	3.075,80	30,00	60,40	185,00	391	0,91	356
INV 16	3.075,80	INV 16 - MTR	6.151,60	30,00	120,80	240,00	534	0,91	487
INV 15	3.075,80	INV 15 - MTR	3.075,80	30,00	60,40	240,00	534	0,91	487

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K_i			
	K_1	K_2	K_3	K_4
	0,93	1,00	1,00	0,98

SOTTOCAMPO 4									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I_b (A)	Sezione (mm^2)	Portata Nominale I_z' (A)	K_{tot}	Portata Nominale I_z (A)
INV 17	3.075,80	INV 17 - INV 18	3.075,80	30,00	60,40	185,00	391	0,91	356
INV 18	3.075,80	INV 18 - MTR	6.151,60	30,00	120,80	240,00	534	0,91	487
INV 17	3.075,80	INV 17 - MTR	3.075,80	30,00	60,40	240,00	534	0,91	487

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K_i			
	K_1	K_2	K_3	K_4
	0,93	1,00	1,00	0,98

SOTTOCAMPO 5									
INV	Potenza INVina (kWp)	Tratti	Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I_b (A)	Sezione (mm^2)	Portata Nominale I_z' (A)	K_{tot}	Portata Nominale I_z (A)
INV 19	3.075,80	INV 19 - INV 110	3.075,80	30,00	60,40	185,00	391	0,91	356
INV 110	3.075,80	INV 110 - MTR	6.151,60	30,00	120,80	240,00	534	0,91	487
INV 19	3.075,80	INV 19 - MTR	3.075,80	30,00	60,40	240,00	534	0,91	487

Linea 1	Condizioni di posa e coeff. Correttivi K_i			
	K_1	K_2	K_3	K_4
	0,93	1,00	1,00	0,98

Tabella C – Predimensionamento rete MT interna all'impianto – cavi tipo RG7H1R

Come è facile vedere, confrontando le correnti della Tabella C sopra con quelle nominali riportate in tabella 3, le sezioni scelte per le tratte di rete MT di collegamento ad anello tra le Power Station, 185 e 240 mm^2 , sono ben in grado di trasportare l'energia prodotta da ciascuno 5 sottocampi (aree).

4 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO

4.1 Generalità

Come detto, l'impianto raccoglierà l'energia prodotta, a mezzo di una Cabine elettriche (MTR). Dalla MTR quindi, tutta la potenza generata, sarà trasportata mediante una linea in cavo interrato a 30 kV, verso la Stazione Elettrica 220/30 kV.

4.2 Descrizione del tracciato del cavidotto

La linea a 30 kV, o elettrodotto di Collegamento alla SE 220 kV, avrà una lunghezza di circa 14 km e “correrà” interamente su strada asfaltata o su la banchina della stessa, quindi senza la necessità di apertura di trincee su asfalto.

Lì dove necessario ed in caso di intersezione con sottoservizi esistenti, il cavidotto sarà posato mediante TOC.

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.

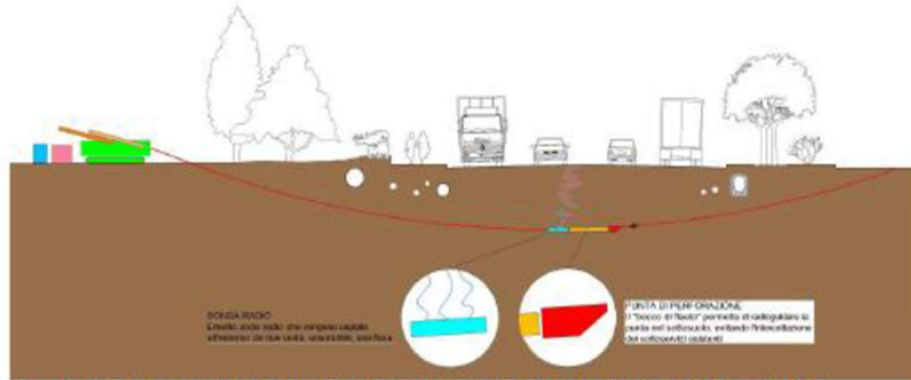
L'allargamento del foro pilota avviene attraverso l'ausilio di strumenti chiamati "Alesatori" che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste 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

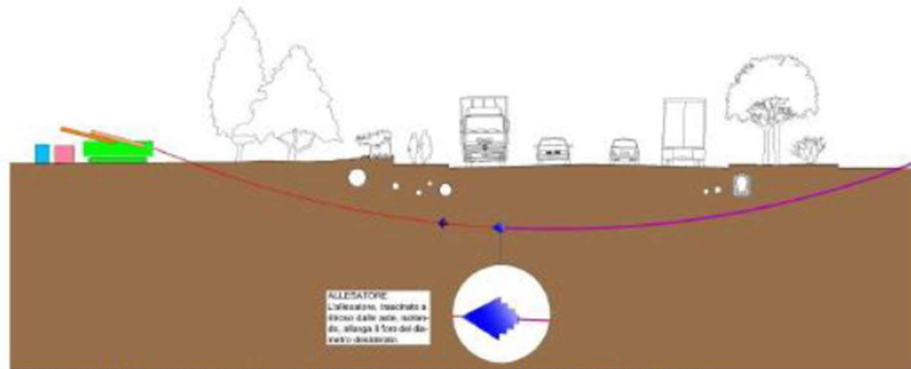
La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

*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.



fase 1: REALIZZAZIONE FORO PILOTA CON CONTROLLO ALTIMETRICO



fase 2: ALESAGGIO DEL FORO PILOTA E TIRO TUBO CAMICIA

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 rame (o similari in alluminio) disposti a trifoglio, tipo **RG7H1R 18/30 kV** (o similare in alluminio). 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 SE 30/220 kV, costituente quindi il cavidotto esterno, ottenendo un valore pari a **604,2 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 AT posati nello stesso scavo ed in piano;

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

Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)
30.758,00	30,00	604,02	630,00

Si è scelto di ripartire tale portata su 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 MTR - SSE						
Potenza cumulata (kWp)	Tensione (kV)	Corrente I _b (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale I _{z'} (A)	K _{tot}	Portata Nominale I _z (A)
30.758,00						
10.252,67	30,00	201,34	630,00	860	0,91	784
10.252,67	30,00	201,34	630,00	860	0,91	784
10.252,67	30,00	201,34	630,00	860	0,91	784

Tabella D – Predimensionamento rete AT interna all'impianto – cavi tipo RG7H1R 18/30 kV

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	approximate conductor diameter	insulation thickness	maximum outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	posa in aria		posa interrata			
	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio
conductor cross-section	open air installation flat	trefoil	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio
(mm ²)	(A)	(A)	ρ=1 °C m/W	ρ=1 °C m/W	ρ=2 °C m/W	ρ=2 °C m/W
			(A)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

35	7,0	8,0	34,6	1290	450
50	8,2	8,0	34,8	1390	450
70	9,9	8,0	36,6	1660	480
95	11,6	8,0	38,3	1940	500
120	13,1	8,0	39,8	2230	520
150	14,4	8,0	41,2	2520	540
185	16,1	8,0	43,4	2960	570
240	18,5	8,0	45,8	3560	600
300	21,1	8,0	48,5	4240	640
400	23,9	8,0	51,3	5120	680
500	27,1	8,0	55,3	6300	730
630	30,7	8,0	59,8	7790	790

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

35	211	191	187	181	146	142
50	253	229	222	214	172	166
70	316	285	272	263	210	203
95	386	347	325	314	250	242
120	445	400	370	358	283	275
150	505	452	413	400	315	306
185	580	520	467	453	355	345
240	680	614	539	525	408	398
300	775	704	606	593	457	448
400	895	815	684	671	514	506
500	1020	943	775	761	580	572
630	1170	1085	874	860	650	644

Dalla Tabella D si evince che la sezione scelta per le tre terne di cavi è ben in grado di trasportare tutta la potenza prodotta dall'impianto; ciascuna di esse può assicurare una portata pari a 860 A per posa interrata. Risulta che la massima corrente in ciascuna delle tre terne è pari $I_b = 201,34 < I_z = 860$ A.