



PROVINCIA DI
CALTANISSETTA



COMUNE DI
GELA



REGIONE
SICILIANA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO

NEL COMUNE DI GELA (CL)

Potenza massima di picco: 49.011 kWp
Potenza massima di immissione: 48.000 kW

ELABORATI PROGETTUALI

CODICE ELABORATO

TITOLO ELABORATO

AF.R04

RELAZIONE TECNICA E CALCOLI IMPIANTI

COMMITTENTE



INE Contessa Fiorentina Srl
A Company of ILOS New Energy Italy

INE Contessa Fiorentina S.r.l.
Piazza di Sant'Anastasia 7
00186 Roma
P.IVA 16801341005

INE CONTESSA FLORENTINA SRL

Piazza di Sant'Anastasia 7, Roma
P.IVA: 16801341005

Enrico Chiaia

documento 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: FEBBRAIO 2023

SCALA:

FORMATO CARTA: A4

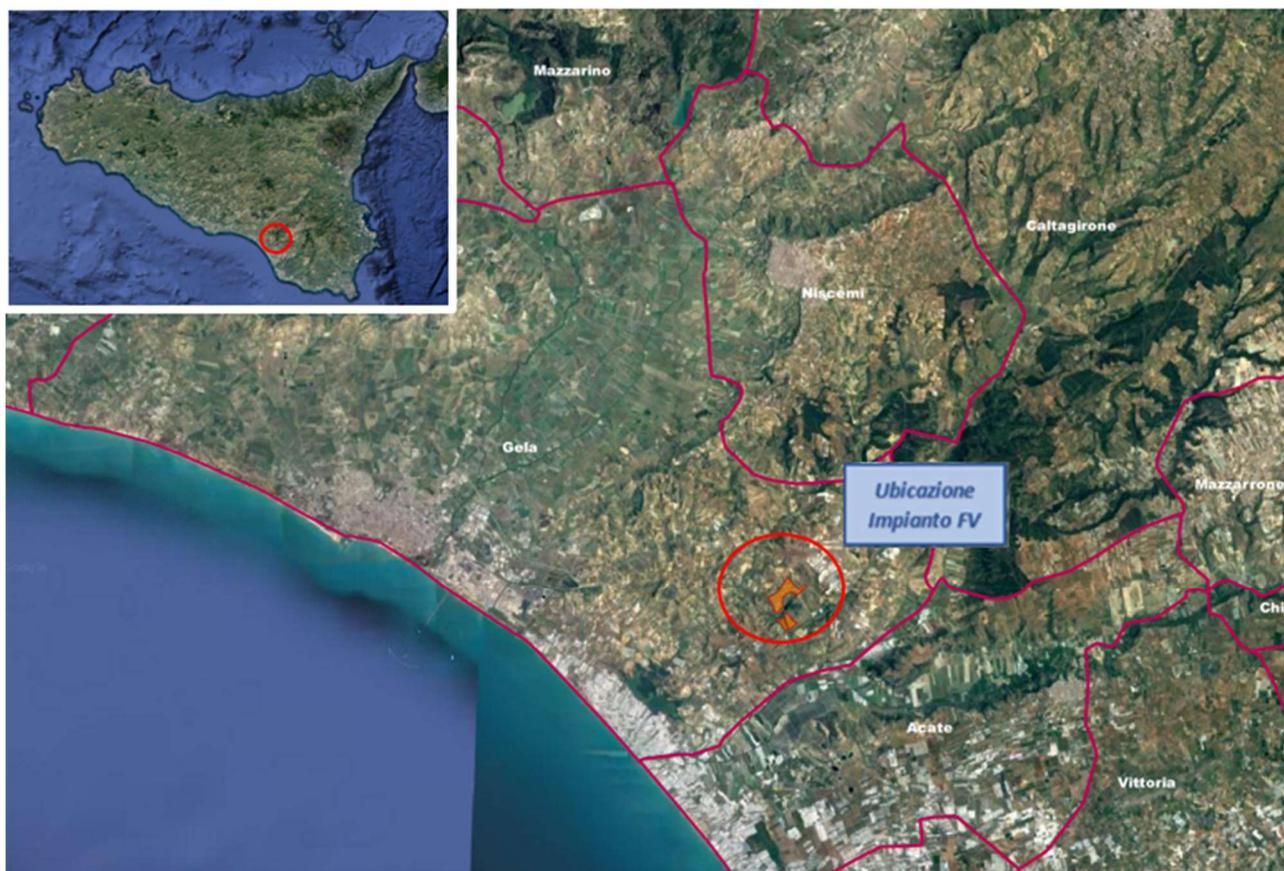
Sommario

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.....	9
2.4	Distanza dal suolo	11
2.5	Distanza tra le file.....	11
2.6	Albedo	11
2.7	Gruppi conversione CC/AC e trasformazione BT/AT	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.....	14
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	Descrizione del tracciato del cavidotto.....	23
4.2	Trivellazione Orizzontale Teleguidata (TOC).....	23
4.2.1	Allargamento del foro pilota.....	24
4.2.2	Posa in opera del tubo camicia.....	25
4.3	Caratteristiche tecniche della linea	26
4.4	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, costituite da un cavidotto AT a 36 kV. Come da STMG, l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione a 220/36 kV della RTN.

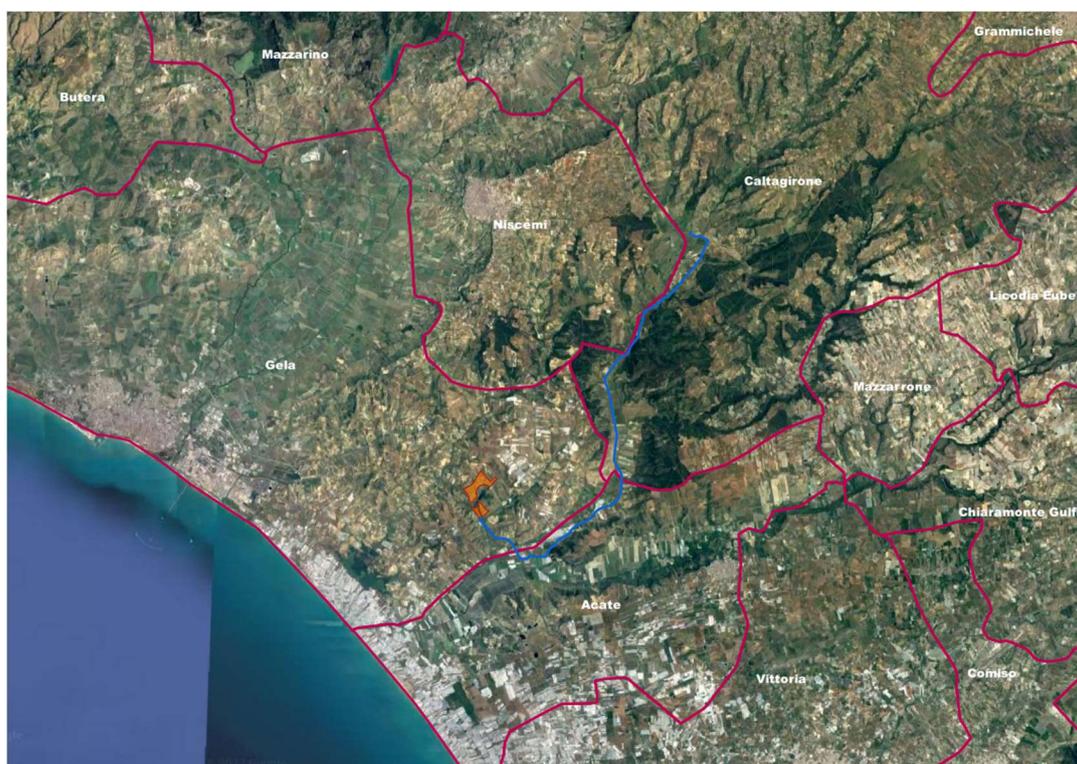
L'Impianto sarà denominato "**Gela**" ed avrà una potenza di picco di 49,011 MWp e in immissione di 48,00 MWac. L'impianto sarà ubicato nel Comune di Gela (CL), Sicilia. Sarà connesso alla *Rete Nazionale* e prevede la totale cessione dell'energia prodotta alla Società Terna S.p.A.



Inquadramento generale delle aree e dell'impianto



Inquadramento impianto FV su Orto Foto



Inquadramento impianto FV e opere connesse su Orto Foto

2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche fisse di tre tipologie:
 - Strutture da 13 moduli;
 - Strutture da 26 moduli;
 - Strutture da 52 moduli.
- potenza dei singoli moduli: 710 Wp;
- potenza installata lato DC: 49,011 MWp;
- n. 15 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 2 cabina di raccolta e controllo AT
- n. 4 locali magazzino;

sarà inoltre costituito da:

- rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;
- rete elettrica interna a 36 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 36 kV per il collegamento ad anello tra le cabine di trasformazione fino alla Cabina di Raccolta e del Cavidotto esterno di Vettoriamento 36 kV tra la Cabina di Raccolta e la Stazione elettrica AT di consegna.

2.1 Descrizione dell'architettura elettrica dell'impianto

Come detto l'impianto agrivoltaico, denominato "**Gela**", avrà una potenza di picco di 49,011 MWp e in immissione di 48,00 MWac e sarà connesso alla RTN per mezzo di una Sottostazione elettrica di elevazione AT a 220/36 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 AT;

Da un punto di vista elettrico, i moduli fotovoltaici (69.030), 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. Nel caso specifico, una stringa sarà costituita da 26, moduli fotovoltaico da 710 Wp ciascuno.

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 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 AT/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

La tabella che segue, riassume la struttura ed il layout d’impianto; a seguire il dettaglio su ogni inverter

TOTALE						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	1.138	2.276	59.176	42.014,96
Trck 26 PV M	1	26	280	280	7.280	5.168,80
Trck 13 PV M	0,5	13	198	99	2.574	1.827,54
Total			1.616	2.655	69.030	49.011,30

INVERTER I1						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.510,56
Trck 26 PV M	1	26	29	29	754	535,34
Trck 13 PV M	0,5	13	24	12	312	221,52
Total			121	177	4.602	3.267,42

INVERTER I2						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	68	136	3.536	2.510,56
Trck 26 PV M	1	26	29	29	754	535,34
Trck 13 PV M	0,5	13	24	12	312	221,52
Total			121	177	4.602	3.267,42

INVERTER I3						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	77	154	4.004	2.842,84
Trck 26 PV M	1	26	17	17	442	313,82
Trck 13 PV M	0,5	13	12	6	156	110,76
Total			106	177	4.602	3.267,42

INVERTER I4						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	81	162	4.212	2.990,52
Trck 26 PV M	1	26	11	11	286	203,06
Trck 13 PV M	0,5	13	8	4	104	73,84
Total			100	177	4.602	3.267,42

INVERTER I5						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	72	144	3.744	2.658,24
Trck 26 PV M	1	26	23	23	598	424,58
Trck 13 PV M	0,5	13	20	10	260	184,60
Total			115	177	4.602	3.267,42

INVERTER I6						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	79	158	4.108	2.916,68
Trck 26 PV M	1	26	13	13	338	239,98
Trck 13 PV M	0,5	13	12	6	156	110,76
Total			104	177	4.602	3.267,42

INVERTER I7						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	79	158	4.108	2.916,68
Trck 26 PV M	1	26	16	16	416	295,36
Trck 13 PV M	0,5	13	6	3	78	55,38
Total			101	177	4.602	3.267,42

INVERTER I8						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	82	164	4.264	3.027,44
Trck 26 PV M	1	26	12	12	312	221,52
Trck 13 PV M	0,5	13	2	1	26	18,46
Total			96	177	4.602	3.267,42

INVERTER I9						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	83	166	4.316	3.064,36
Trck 26 PV M	1	26	7	7	182	129,22
Trck 13 PV M	0,5	13	8	4	104	73,84
Total			98	177	4.602	3.267,42

INVERTER I10						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	84	168	4.368	3.101,28
Trck 26 PV M	1	26	5	5	130	92,30
Trck 13 PV M	0,5	13	8	4	104	73,84
Total			97	177	4.602	3.267,42

INVERTER I11						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	77	154	4.004	2.842,84
Trck 26 PV M	1	26	20	20	520	369,20
Trck 13 PV M	0,5	13	6	3	78	55,38
Total			103	177	4.602	3.267,42

INVERTER I12						
Tracker Type	N° Strings/struttura	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	67	134	3.484	2.473,64
Trck 26 PV M	1	26	32	32	832	590,72
Trck 13 PV M	0,5	13	22	11	286	203,06
Total			121	177	4.602	3.267,42

INVERTER I13						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	65	130	3.380	2.399,80
Trck 26 PV M	1	26	33	33	858	609,18
Trck 13 PV M	0,5	13	28	14	364	258,44
Total			126	177	4.602	3.267,42

INVERTER I14						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	82	164	4.264	3.027,44
Trck 26 PV M	1	26	7	7	182	129,22
Trck 13 PV M	0,5	13	12	6	156	110,76
Total			101	177	4.602	3.267,42

INVERTER I15						
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/struttura	n° strutture	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 52 PV M	2	52	74	148	3.848	2.732,08
Trck 26 PV M	1	26	26	26	676	479,96
Trck 13 PV M	0,5	13	6	3	78	55,38
Total			106	177	4.602	3.267,42

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

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Module Type	685W		690W		695W		700W		705W		710W	
	STC	NOCT										
Maximum Power At STC(Pmax)	685W	529.2W	690W	533.1W	695W	537.0W	700W	540.8W	705W	544.7W	710W	548.6W
Short Circuit Current(Isc)	17.22A	13.89A	17.26A	13.92A	17.31A	13.96A	17.35A	13.99A	17.39A	14.02A	17.43A	14.06A
Open Circuit Voltage(Voc)	49.4V	46.6V	49.6V	46.7V	49.8V	46.9V	50.0V	47.1V	50.2V	47.3V	50.4V	47.5V
Maximum Power Current(Imp)	16.20A	13.06A	16.24A	13.09A	16.28A	13.13A	16.32A	13.16A	16.36A	13.19A	16.40A	13.22A
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.3V	40.5V	42.5V	40.7V	42.7V	40.9V	42.9V	41.1V	43.1V	41.3V	43.3V	41.5V
Module Efficiency	22.05%		22.21%		22.37%		22.53%		22.70%		22.86%	
Power Tolerance	0~+5W											

Maximum System Voltage VDC 1500V

Maximum Series Fuse 35A

Increased Snowload Acc.to Iec 61215 5400Pa

Operating Temperature -40~+85°C

Number Of Bypass Diodes 3

Norminal Operating Cell Temperature(Noct) 45°C±2°C

Temperature Coefficient Of Pmax -0.26%/°C

Temperature Coefficient Of Voc -0.24%/°C

Temperature Coefficient Of Isc 0.04%/°C

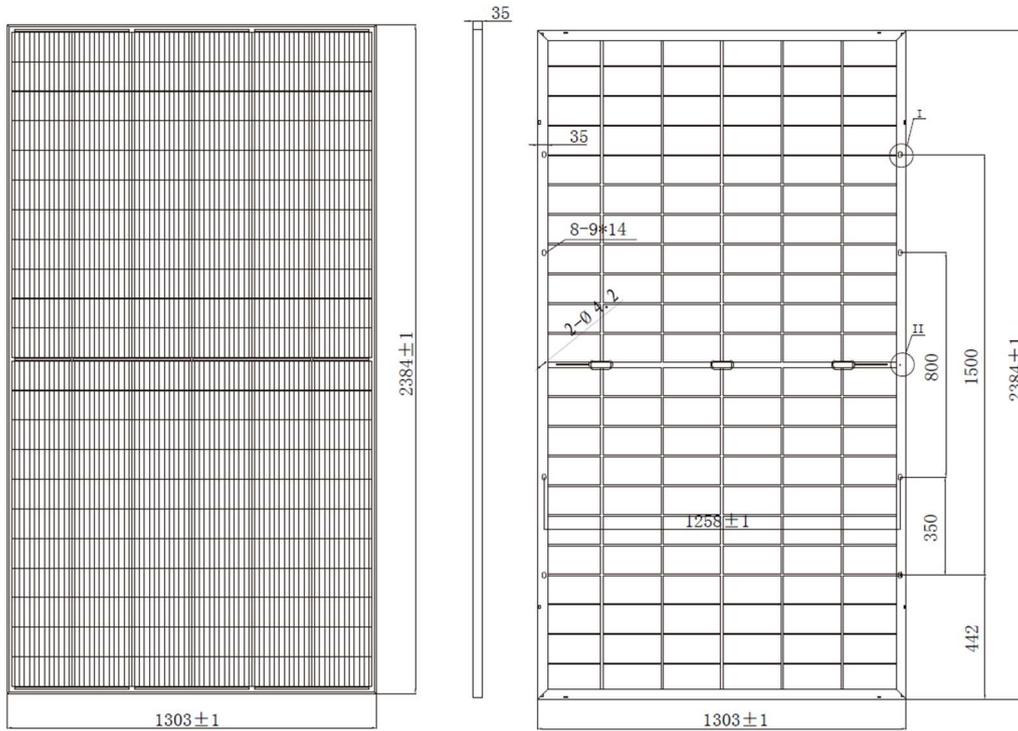
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT REAR SIDE POWER GAIN

(Reference to 695W Front)

Backside Power Gain	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power At STC(Pmax)	765	799	834	869	904
Short Circuit Current(Isc)	19.00	19.85	20.62	21.48	22.35
Open Circuit Voltage(Voc)	49.9	49.9	50.1	50.1	50.1
Maximum Power Current(Imp)	17.87	18.67	19.40	20.21	21.02
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.8	42.8	43.0	43.0	43.0

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

Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici



MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	HJT 210x105mm
Number Of Cells	132 (6x22)
Dimensions(AxBxC)	2384x1303x35mm
Weights	39.5kg
Glass	2.0/2.0mm Tempered Low Iron Glass
Aluminium Frame	Anodised Aluminium
Junction Box	Split Junction Box (IP68 ,three diode)
Connector	Mc4 Compatible
Output Cables	4.0mm ² , +300mm, -300mm Customized Length

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/AT

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 36 kV.

La trasformazione avviene a mezzo di un Trasformatore AT/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 (media/alta tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **RG7H1R 25/45 kV**, sono quelli relativi:

- a. ai 3 circuiti che collegano le 15 cabine di trasformazione AT/BT previste presso l'impianto agrivoltaico fino alla "cabina di raccolta";
- b. al circuito in AT a 36 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:
 - 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

- **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 autoestinguenta, 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).

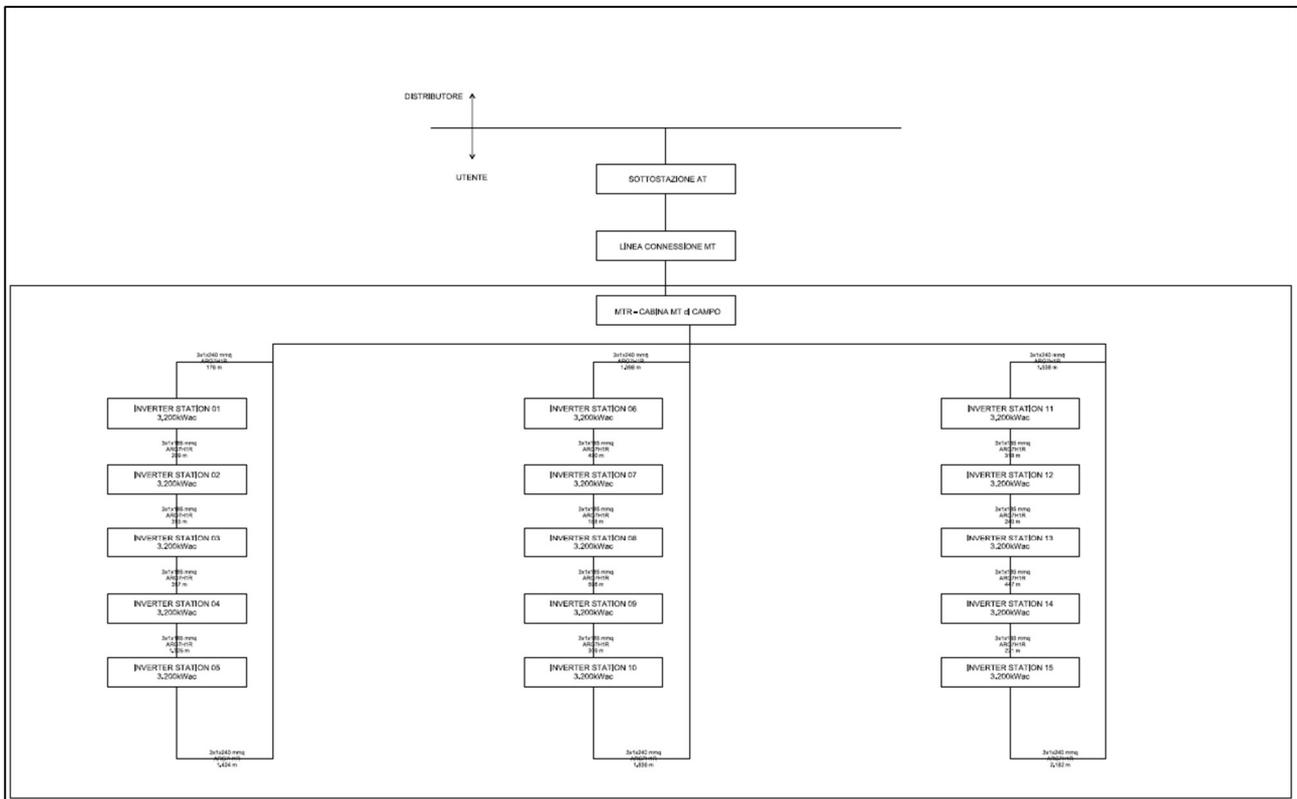
3 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTI INTERNI TRA LE CABINE

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 36 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 36 kV.

3.2 Schema dei collegamenti (schema a blocchi)

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

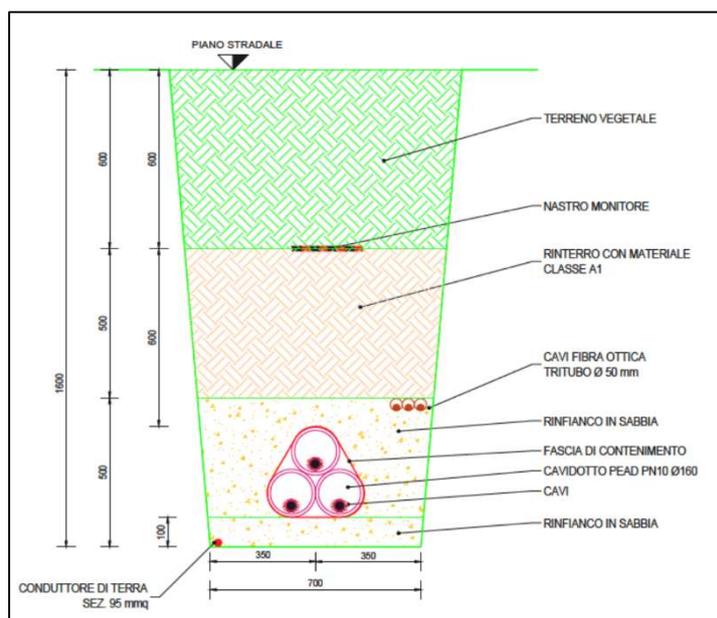


Schema a blocchi di interconnessione

3.3 Caratteristiche tecniche dei cavidotti

In questa fase di predimensionamento, si è scelto di impiegare terne di cavi in alluminio disposti a trifoglio, tipo **RG7H1R 26/45 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 AT – terna di cavi

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

Principali caratteristiche cavidotto AT

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 *Cabina 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° 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.

Constructional data (nominal)

Nominal section area mm ²	Conductor diameter mm	Thickness of insulation mm	DC conductor resistance at 20°C Ω/km	Electrostatic capacitance μF/km	Aluminium screen			Copper wire/lead sheath			Copper wire/alu sheath			Corrugated Alu sheath			Lead sheath		
					Sectional area* mm ²	Outside diameter of cable* mm	Weight of cable* kg/m	Sectional area* mm ²	Outside diameter of cable* mm	Weight of cable* kg/m	Sectional area* mm ²	Outside diameter of cable* mm	Weight of cable* kg/m	Sectional area* mm ²	Outside diameter of cable* mm	Weight of cable* kg/m	Sectional area* mm ²	Outside diameter of cable* mm	Weight of cable* kg/m
185 R	16.2	10.9	0.1640	0.18	190	55	3	95	60	7	105	56	3	250	64	3	810	63	12
240 R	18.4	10.5	0.1250	0.20	200	56	3	95	62	8	105	58	4	260	65	3	810	64	12
300 R	20.5	10.5	0.1000	0.22	190	59	3	95	64	8	100	60	4	270	67	4	810	66	12
400 R	23.3	10.7	0.0778	0.23	180	62	4	90	67	9	100	64	4	310	72	4	820	69	13
500 R	26.4	10.9	0.0605	0.25	180	65	4	85	71	9	100	67	5	330	76	5	810	72	13
630 R	30.3	11.1	0.0469	0.27	190	70	5	85	76	10	95	72	5	350	80	6	800	76	14
800 R	34.7	11.4	0.0367	0.29	190	75	6	80	81	11	90	77	6	400	87	7	800	80	15
1000 R	38.2	11.5	0.0291	0.31	170	79	7	75	85	13	90	81	7	420	91	7	790	84	15
1200 R	41.4	11.6	0.0247	0.33	180	82	7	65	88	14	85	84	8	470	95	8	810	87	16
1600 S	48.9	11.9	0.0186	0.37	210	92	9	55	98	17	80	94	10	560	106	11	800	96	18

*Indicative value

R : round stranded
S : segmental stranded

Tabella A1 – caratteristiche tecniche per cavi AT

Continuous current ratings (Amperes)

Nominal section area mm ²	Laying conditions : Trefoil formation					Laying conditions : Flat formation					Nominal section area mm ²
	Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery		
		induced current in the metallic screen ρ_T en K.m/W	$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C		T = 50°C	induced current in the metallic screen ρ_T en K.m/W	$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	
185 R	With circulating currents	350	305	435	345	Without circulating current	375	325	505	405	185 R
240 R		405	350	510	405		435	375	595	475	240 R
300 R		455	390	580	460		490	420	680	545	300 R
400 R		515	445	670	530		560	485	795	635	400 R
500 R		580	500	770	610		645	555	925	735	500 R
630 R	Without circulating current	695	595	930	740	735	635	1 080	860	630 R	
800 R		785	675	1 070	850	835	720	1 250	1 000	800 R	
1000 R		870	745	1 210	960	940	805	1 425	1 135	1000 R	
1200 R		930	800	1 310	1 040	1 015	870	1 560	1 245	1200 R	
1600 S		1 130	970	1 640	1 300	1 230	1 055	1 940	1 550	1600 S	

Tabella A2 - portate per cavi AT in rame tipo RG7H1R 18/30 kV – 26/45 kV

Tabella B1 - Coefficiente k_1 – Temperatura di posa

T. conduttore <i>Conduct. temp.</i>	tipo di cavi <i>cables type</i>	temperature ambiente (°C) <i>ambient temperature (°C)</i>											
		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) <i>distance between cables or systems (horizontally)</i> (cm)	numero di cavi o terne (in orizzontale) <i>number of systems (horizontally)</i>			
	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 <i>thermal resistivity (Km/W)</i>			
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 Ib (A)	Sezione (mm ²)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV I1	3.267,42	INV I1 - INV I2	3.267,42	36,00	53,47	185,00	350	0,91	319
INV I2	3.267,42	INV I2 - INV I3	6.534,84	36,00	106,94	185,00	350	0,91	319
INV I3	3.267,42	INV I3 - INC I4	9.802,26	36,00	160,41	185,00	350	0,91	319
INV I4	3.267,42	INV I4 - INV I5	13.069,68	36,00	213,88	185,00	350	0,91	319
INV I5	3.267,42	INV I5 - MTR	16.337,10	36,00	267,35	240,00	405	0,91	369
INV I1	3.267,42	INV I1 - MTR	3.267,42	36,00	53,47	240,00	405	0,91	369

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 I6	3.267,42	INV I1 - INV I2	3.267,42	36,00	53,47	185,00	350	0,91	319
INV I7	3.267,42	INV I2 - INV I3	6.534,84	36,00	106,94	185,00	350	0,91	319
INV I8	3.267,42	INV I3 - INC I4	9.802,26	36,00	160,41	185,00	350	0,91	319
INV I9	3.267,42	INV I4 - INV I5	13.069,68	36,00	213,88	185,00	350	0,91	319
INV I10	3.267,42	INV I5 - MTR	16.337,10	36,00	267,35	240,00	405	0,91	369
INV I6	3.267,42	INV I1 - MTR	3.267,42	36,00	53,47	240,00	405	0,91	369

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 I11	3.267,42	INV I1 - INV I2	3.267,42	36,00	53,47	185,00	350	0,91	319
INV I12	3.267,42	INV I2 - INV I3	6.534,84	36,00	106,94	185,00	350	0,91	319
INV I13	3.267,42	INV I3 - INC I4	9.802,26	36,00	160,41	185,00	350	0,91	319
INV I14	3.267,42	INV I4 - INV I5	13.069,68	36,00	213,88	185,00	350	0,91	319
INV I15	3.267,42	INV I5 - MTR	16.337,10	36,00	267,35	240,00	405	0,91	369
INV I11	3.267,42	INV I1 - MTR	3.267,42	36,00	53,47	240,00	405	0,91	369

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

Come è facile vedere, le sezioni scelte per le tratte di rete AT di collegamento ad anello tra le Power Station, 185 e 240 mm², sono ben in grado di trasportare l'energia prodotta da ciascuno 3 sottocampi (aree).

4 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE – ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO

Come detto, l'impianto raccoglierà l'energia prodotta, a mezzo di una Cabina elettrica (MTR) quindi, tutta la potenza generata, sarà trasportata mediante una linea in cavo interrato a 36 kV, verso la Stazione Elettrica 36/220 kV.

4.1 Descrizione del tracciato del cavidotto

La linea a 36 kV, o elettrodotto di Collegamento alla SE 36/220 kV, avrà una lunghezza di circa 19.200 m 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.

4.2 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.

4.2.1 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.

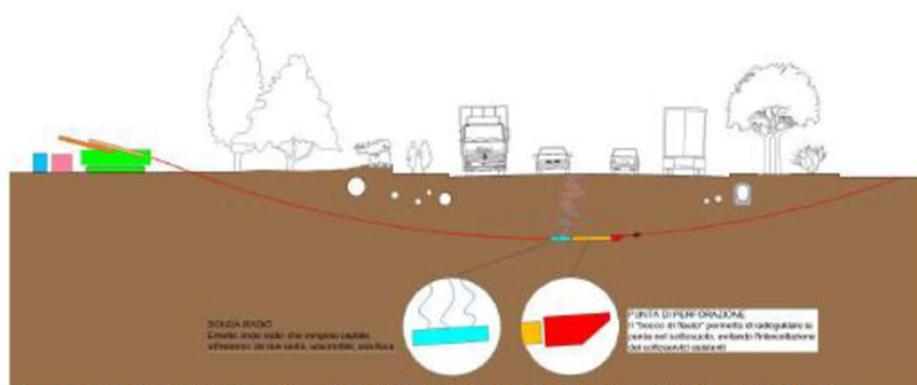
L’allargamento del foro pilota avviene attraverso l’ausilio di strumenti chiamati “Alesatori” che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste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

4.2.2 Posa in opera del tubo camicia

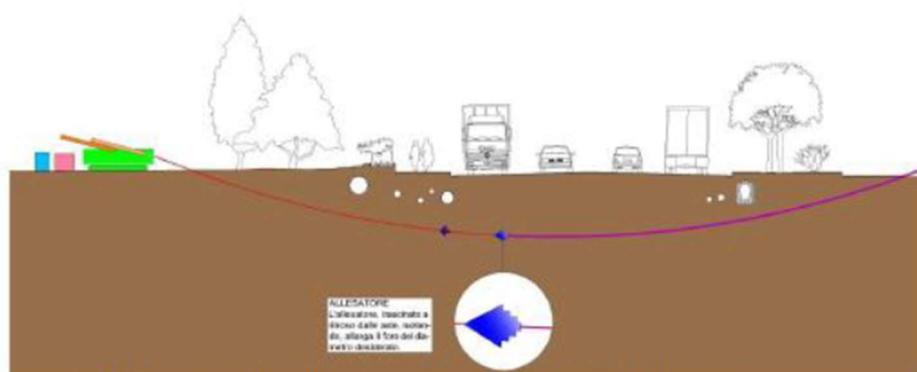
La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

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)

4.3 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 **RG7H1R 26/45 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.

4.4 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 AT di collegamento alla SE 36 kV, costituente quindi il cavidotto esterno, ottenendo un valore pari a **802,06 A** (con $\cos\varphi = 0,98$). Consideriamo le stesse condizioni di posa della rete AT 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)			
<i>Potenza cumulata</i> (kWp)	<i>Tensione (kV)</i>	<i>Corrente Ib (A)</i>	<i>Sezione</i> (mm ²)
49.011,30	36,00	802,06	630,00

Si è scelto di ripartire tale portata su terne di cavi AT a 36 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)
49.011,30						
16.337,10	36,00	267,35	630,00	695	0,91	633
16.337,10	36,00	267,35	630,00	695	0,91	633
16.337,10	36,00	267,35	630,00	695	0,91	633

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

Continuous current ratings (Amperes)

Nominal section area mm ²	Laying conditions : Trefoil formation				Laying conditions : Flat formation				Nominal section area mm ²		
	Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial			In air, in gallery	
		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C		T = 30°C	T = 50°C
185 R	With circulating currents	350	305	435	345	375	325	505	405	185 R	
240 R		405	350	510	405	435	375	595	475	240 R	
300 R		455	390	580	460	490	420	680	545	300 R	
400 R		515	445	670	530	560	485	795	635	400 R	
500 R		580	500	770	610	645	555	925	735	500 R	
630 R	Without circulating current	695	595	930	740	735	635	1 080	860	630 R	
800 R		785	675	1 070	850	835	720	1 250	1 000	800 R	
1000 R		870	745	1 210	960	940	805	1 425	1 135	1000 R	
1200 R		930	800	1 310	1 040	1 015	870	1 560	1 245	1200 R	
1600 S		1 130	970	1 640	1 300	1 230	1 055	1 940	1 550	1600 S	

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 695 A a $t=20^\circ$ e 595 a $T = 30^\circ$. In entrambi i casi risulta che la massima corrente in ciascuna delle tre terne è pari $I_b = 267,35 < I_z = 633$ A, worst case con $T = 30^\circ$.