



NEX 051 - San Pancrazio

Comuni: San Pancrazio Salentino e San Donaci
Provincia: Brindisi
Regione: Puglia

Nome Progetto:

NEX 051 - San Pancrazio

Progetto di un impianto agrivoltaico sito nei comuni di San Donaci e San Pancrazio Salentino in località "Mass. San Marco" di potenza nominale pari a 68.05 MWp in DC

Proponente:

SAN PANCRAZIO SOLAR S.r.l.

Via Dante, 7
20123 Milano (MI)
P.Iva: 13080450961
PEC: sanpancraziosolarsrl@pec.it

Consulenza ambientale e progettazione:

ARCADIS Italia S.r.l.

Via Monte Rosa, 93
20149 | Milano (MI)
P.Iva: 01521770212
E-mail: info@arcadis.it

PROGETTO DEFINITIVO

Nome documento:

Relazione tecnica elettrica impianto di terra

Commessa	Codice elaborato	Nome file
30190245	PRO_REL_15	PRO_REL_15 - Relazione tecnica elettrica impianto di terra

Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato
00	Dic. 23	Prima Emissione	CR	MA	SDA

Indice

1 INTRODUZIONE	5
1.1 DATI TECNICI	5
1.2 CARATTERISTICHE GENERALI	6
1.3 NORMATIVE DI RIFERIMENTO	7
1.4 CLASSIFICAZIONE E VERIFICA DELL'IMPIANTO ELETTRICO IN BASE ALLE NORME CEI EN 50522 E CEI 64-14	8
2 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO DI TERRA SUL LATO 36 KV	8
2.1 SEZIONE MINIMA E TIPOLOGIA DEI CONDUTTORI	9
2.1.1 CONDUTTORI INTERRATI	9
2.1.2 CONDUTTORI ESPOSTI	10
2.2 VERIFICA TEORICA DELL'IMPIANTO DI TERRA SUL LATO 36 KV	10
3 IMPIANTO DI GUASTO A TERRA BT	12
4 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	15
4.1 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA	15

Elenco Figure

Figura 1 – Inquadramento su ortofoto dell'impianto di progetto (cfr elaborato PRO_TAV_01- INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO) 5

Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO_TAV_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto) 6

1 INTRODUZIONE

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **68,05 MWp** da installarsi in territorio ricadente in Regione Puglia, nei comuni di San Donaci e San Pancrazio Salentino e del relativo elettrodotto di connessione fino alla SSE di nuova realizzazione Cellino-San Marco.

La viabilità presente garantisce l'accessibilità ad ogni tipo di mezzo necessario sia alle fasi di cantierizzazione che di esercizio e di dismissione, ed in particolare dalla SP n.75.

Il nome del progetto è **NEX 051 - San Pancrazio**.

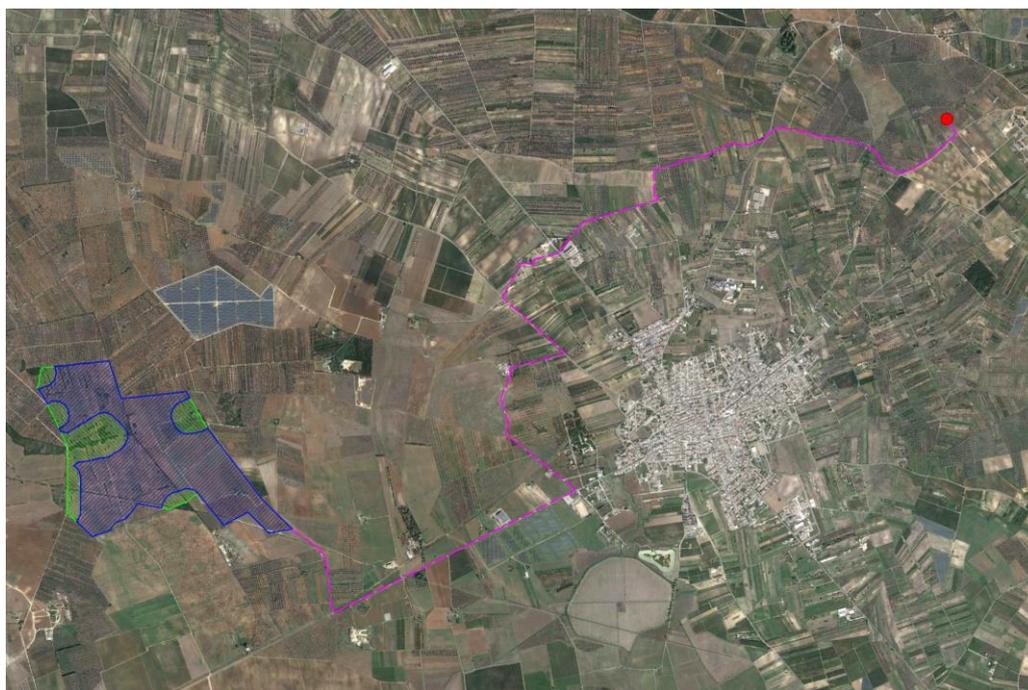


Figura 1 – Inquadramento su ortofoto dell'impianto di progetto (cfr elaborato PRO_TAV_01-INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO)

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società **San Pancrazio Solar S.r.l.**, con sede legale in Milano, Via Dante 7, iscritta al Registro delle Imprese di Milano – Monza – Brianza – Lodi n. REA MI-2702356 Codice Fiscale e Partita IVA n. 13080450961.

1.1 DATI TECNICI

Luogo di installazione:	Località Mass.San Marco - Comune di San Donaci e San Pancrazio Salentino (BR)
Potenza di picco:	68.05 MWp
N° moduli fotovoltaici	98616
Tipo strutture di sostegno:	Tracker ad inseguimento monoassiale
Inclinazione piano dei moduli:	Variabile
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	0° Sud
Angolo di tilt °:	Variabile
Rete di Raccolta:	Alta tensione 36 kV

Rete di collegamento: Alta tensione 36 kV

Gestore della rete: Terna

Coordinate geografiche: Latitudine: 40.445727°,
Longitudine: 17.574866°

1.2 CARATTERISTICHE GENERALI

L'impianto agro-fotovoltaico è suddiviso in 3 Campi e 16 sottocampi (afferenti ognuno ad un inverter), all'interno delle quali sono disposti i tracker e le cabine Power skids

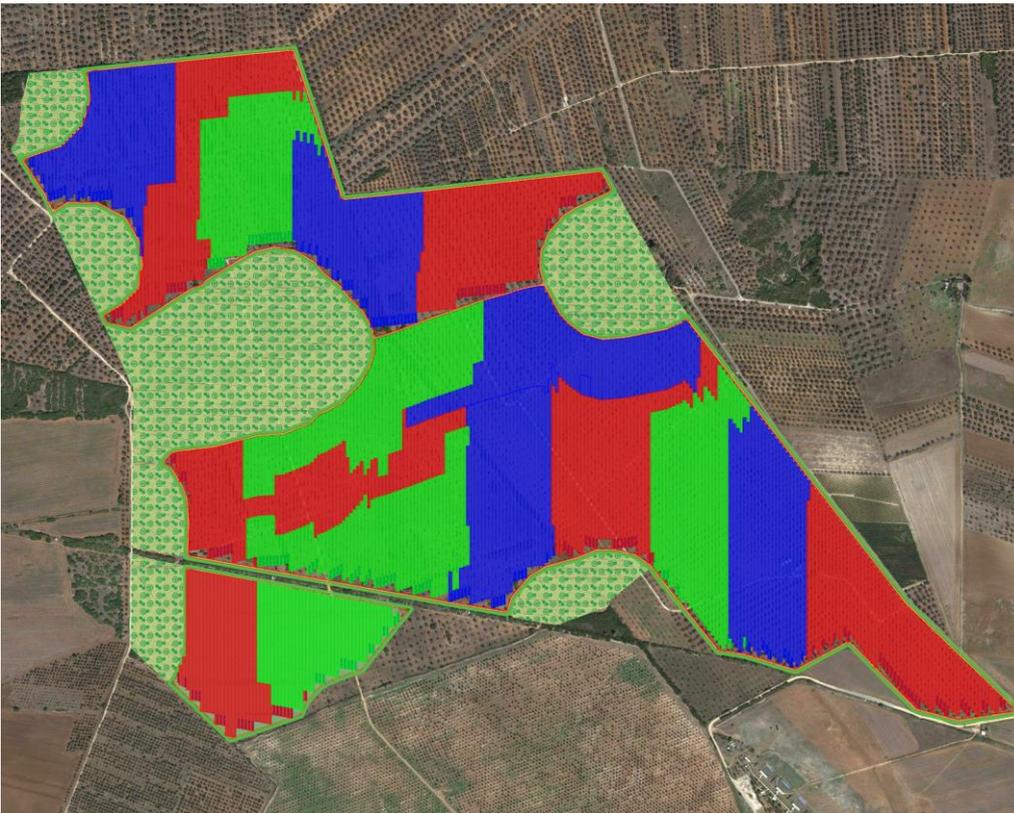


Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO_TAV_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto)

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 800 V.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli Inverter viene inizialmente convogliata nella cabina utente e attraverso i relativi quadri BT, equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo, e poi trasferita al trasformatore BT/AT (800V / 36 kV). L'energia convertita in AT a 36KV, tramite cavidotto interrato, sarà ceduta in rete mediante collegamento alla SE di nuova realizzazione Cellino-San Marco.

In sintesi l'intero impianto sarà composto da:

- 98616 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 690 Wp;
- 16 inverter centralizzati e relativa cabina;
- 16 batteria di accumulo da 500kW
- 1 cabina di raccolta;
- 1 cavidotto AT a 36 kV per il collegamento dell'impianto alla rete Terna

1.3 NORMATIVE DI RIFERIMENTO

CEI 3-27 Segni grafici da utilizzare sulle apparecchiature Indice, sommario e compilazione dei singoli fogli.

CEI EN 60617-2 Segni grafici per schemi.

CEI 3-14 Parte 2: Elementi dei segni grafici, segni grafici distintivi ed altri segni di uso generale

CEI EN 6041-2 Segni grafici da utilizzare sulle apparecchiature.

CEI 3-50 Parte 2: Segni originali.

CEI EN 61936-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

CEI 99-2

CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.

CEI 99-3

CEI 11-37 Guida per l'esecuzione di impianti di terra di stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria

CEI EN 60364 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e a 1500 Volt in corrente continua

CEI 64-8

CEI EN 60364/1 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e definizioni principali.

CEI 64-8/1

CEI EN 60364/2 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua. Parte 2: Definizioni.

CEI 64-8/2

CEI EN 60364/3 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua. Parte 3: caratteristiche generali

CEI 64-8/3

CEI EN 60364/4 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua.

Parte 4: prescrizioni per la sicurezza.

CEI 64-8 /4

CEI EN 60364/5 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua. Parte 5: scelta ed installazione dei componenti elettrici.

CEI 64-8 /5

CEI EN 60364/6 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e 1500 Volt in corrente continua Parte 6: verifiche.

CEI 64-8 /6

1.4 CLASSIFICAZIONE E VERIFICA DELL'IMPIANTO ELETTRICO IN BASE ALLE NORME CEI EN 50522 E CEI 64-14

L'impianto elettrico in oggetto è classificabile in relazione al paragrafo 22.1 delle norme CEI 64-8/2

- come sistema di terza categoria (tensione nominale superiore a 30000 V) in sotto stazione AT/MT nel punto di connessione con la rete di distribuzione TERNA esercita a 36kV,
- come sistema di terza categoria (tensione nominale superiore a 30000 V) sulla rete in alta tensione a 36 kV distribuita all'interno del parco agrivoltaico
- come sistema di prima categoria (tensione da oltre 50 Volt fino a 1000 Volt compresi a corrente alternata o da 120 Volt a 1500 Volt in corrente continua) sulla rete in bassa tensione, ed è così costituito:

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO DI TERRA SUL LATO 36 KV

CAMPO 1	
Sottocampo 3 –Sottocampo 7	
N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	29092
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1039
Potenza totale di picco	20.07 MWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 5 Power Skid
Componenti Power Skid 3 – 7 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 5 Inverter da 4000 kVA N. 5 Trasformatore N. 5 Quadro BT N. 5 Quadro AT
CAMPO 2	
Sottocampo 8 –Sottocampo 16	
N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	60620
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	2165
Potenza totale di picco	41.83MWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 8 Power Skid
Componenti Power Skid 8 - 16 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 8 Inverter da 4000 kVA N. 8 Trasformatore N. 8 Quadro BT N. 8 Quadro AT
CAMPO 3	
Sottocampo 1 –Sottocampo 2	

N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	8904
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	318
Potenza totale di picco	6.14 MWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid
Componenti Power Skid 1 – 2 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 2 Inverter da 4000 kVA N. 2 Trasformatore N. 2 Quadro BT N. 2 Quadro AT

Il corretto dimensionamento dell'impianto di terra è strettamente correlato ai valori della corrente di guasto monofase e al tempo necessario per eliminare lo stesso.

- Tensione dichiarata: **36kV +/- 10%**
- Frequenza nominale: **50HZ**
- Corrente di corto circuito trifase: **20kA**
- Neutro: **isolato**
- Corrente di guasto bifase a terra: **17,3 kA**
- Tempo di eliminazione del guasto bifase a terra: **1 secondo**
- Corrente di guasto a terra con neutro compensato: **150 Ampere**
- Tempo di eliminazione del guasto a terra con neutro compensato: **10 secondi**

1.5 SEZIONE MINIMA E TIPOLOGIA DEI CONDUTTORI

Il sistema di terra sarà costituito da 2 tipologie di conduttori:

1. Conduttore interrato per rete disperdente
2. Conduttore di collegamento alla rete interrata

Tutti i cavi sopraindicati sono calcolati secondo la norma CEI EN 50522

1.5.1 Conduttori interrati

Un'eventuale corrente di guasto portata sulla rete disperdente da un collegamento di terra trova un unico percorso per cui si assume una corrente di guasto omopolare pari al 100 % del valore indicato dall'ente erogatore. La rete interrata è stata dimensionata per sopportare per una corrente di 17,32 KA per 1 secondo

$$A = \frac{I}{K} \times \sqrt{\frac{t_f}{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}}}$$

A è la sezione in mm²

I è la corrente in ampere

t_f è la durata in secondi della corrente di guasto

K è una costante che dipende dal materiale del componente percorso dalla corrente; i valori per i materiali più comuni assumendo una temperatura iniziale di 20 °C sono opportunamente tabellati

β è il reciproco del coefficiente di temperatura della resistenza del componente percorso dalla corrente a 0°

θ_f è la temperatura finale in gradi Celsius

θ_i è la temperatura iniziale in gradi Celsius. I valori possono essere rilevati dalla IEC 60287-3-1. Se nelle tabelle nazionali non è indicato alcun valore, si dovrebbe adottare, come temperatura del terreno alla profondità di 1 m, quello di 20°C

Materiale	β (°C)	K ($A\sqrt{s}/mm^2$)
Rame	234.5	226
Alluminio	228	148
Acciaio	202	78

Ipotizzando una temperatura iniziale di 20° e una temperatura finale di 300°, applicando i coefficienti di tabella B-1, si ottiene che la sezione ammessa in relazione alla corrente di guasto bifase a terra che è della durata di 1 secondo, sarà pari a 88,86 mm². Saranno quindi utilizzati conduttori nudi avente sezione pari o superiore a 95 mm².

1.5.2 Conduttori esposti

Per quanto afferisce i conduttori di collegamento alla rete interrata realizzati con isolamento in PVC, ipotizzando una temperatura iniziale di 20° e una temperatura finale di 160° e applicando i coefficienti tabellati e i coefficienti della tabella 54B (CEI 64-8/5), si ottiene che la sezione ammessa in relazione alle correnti omopolari indicateci dall'ente distributore sarà pari a 115 mm². Saranno quindi utilizzati conduttori con isolamento in PVC avente sezione pari o superiore a 120 mm².

1.6 VERIFICA TEORICA DELL'IMPIANTO DI TERRA SUL LATO 36 KV

Il calcolo del valore limite della resistenza di terra sulla parte dell'impianto alimentata a 36 kV, viene determinato in base alla norma CEI EN 50522 tabella C-3 di sotto riportata:

Tempo di eliminazione del guasto	Tensione di contatto e di passo U_c e U_p in V
≥ 10	80
1,1	100
0,72	125
0,64	150
0,49	220
0,39	300
0,29	400
0,2	500
0,14	600
0,08	700
0,04	800

Prendendo come dato di partenza il tempo di eliminazione del guasto monofase verso terra (10 sec.), e la corrente di guasto 150 A si ottiene, interpolando tensione di passo e contatto limite, il valore della resistenza di terra R_{Lim} che è pari a

$$R_{Lim} = \frac{V_{Lim}}{I_g} = \frac{80 V}{150 A} = 0,533 \Omega$$

dove V_{Lim} è stato ricavato per interpolazione. Quindi assumendo come valore della resistenza totale di terra, il valore di resistenza teorico calcolato $R_t = 0,7572 \Omega$, si evince che R_t risulta superiore al massimo valore limite ammissibile di $0,533 \Omega$. Infatti, si verifica che, nel caso di guasto, la resistenza di terra eleverà il potenziale delle masse:

$$V_t = I_g \times R_t$$

Al valore

$$V_t = 150 A \times 0,7572 \Omega = 113,58 V > V_{Lim}$$

dove $V_{Lim} = 80$ (tensione sicura, che può permanere per un tempo di 10 sec.)

2 IMPIANTO DI GUASTO A TERRA BT

Sul lato BT l'impianto è classificabile come un TN-S. In tale sistema l'anello di guasto è costituito esclusivamente da elementi metallici, abbiamo un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate a quel punto per mezzo del conduttore di protezione. Come è noto dalle norme CEI 64/8 parte 4 l'impianto di terra ha lo scopo di proteggere le persone contro i contatti indiretti, ovvero contro i contatti con quelle masse metalliche normalmente non in tensione ma che, per un mal funzionamento dell'impianto, possono assumere un potenziale pericoloso.

Lo scopo principale dell'impianto di terra è quello di fare intervenire automaticamente le protezioni per interrompere l'alimentazione al circuito o al componente elettrico che lo stesso dispositivo protegge contro i contatti indiretti, in modo che, in caso di guasto, nel circuito o nel componente elettrico tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione, non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50 Vc.a. oppure a 120 Vc.c. non ondulata.

Come specificato inoltre nella parte 4 par. 413.1.3 comma 3 delle norme CEI 64/8, le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, se si presenta un guasto di impedenza trascurabile, in qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro il tempo specificato, soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s \times I_a < U_0$$

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto, il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito nella tabella 41-A delle norme CEI 64-8 in funzione della tensione nominale U_0 oppure in un tempo convenzionale non superiore a 5 s. Se si dispone di un interruttore differenziale I_a è la corrente nominale I_{dn} .

U_0 è la tensione nominale in c.a., valore efficace fase terra.

Nell'impianto in esame i conduttori di protezione utilizzati sono costituiti da cavo e conduttori di protezione nudi in contatto con il rivestimento esterno dei cavi, $K=143$ (rame, CEI tabella 54B).

La sezione minima del conduttore di protezione con funzioni anche di conduttore di neutro, per quanto riguarda l'alimentazione alle singole utenze è stata scelta in base alla tabella 54F della parte 5 par.543.1.2 della norma CEI 64/8, di seguito riportata;

TAB. 54F

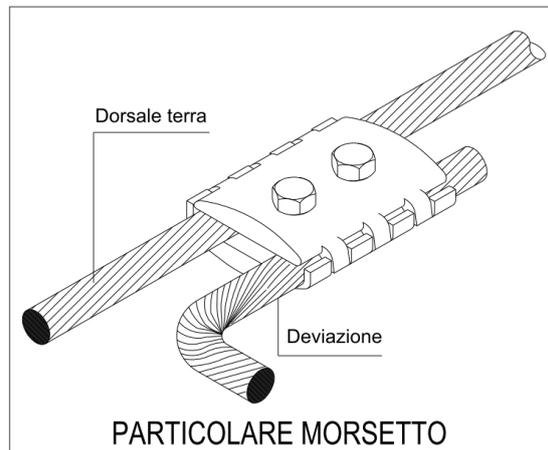
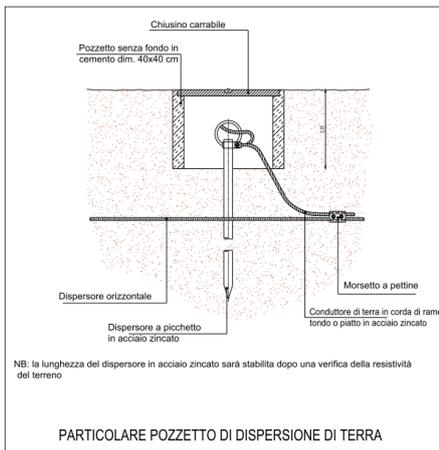
Sezione del conduttore di fase dell'impianto S (mm ²)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione S_p (mm ²)
$S < 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	16
$S < 35$	$S = S/2$

Se si applicano i dati di tabella 54F non è necessario effettuare la verifica nel paragrafo 543.1.1 della norma CEI 64/8. Particolare importanza nella progettazione dell'impianto

di terra in oggetto è stata posta nella scelta dei collegamenti equipotenziali. I conduttori equipotenziali hanno lo scopo di evitare che possano formarsi pericolose differenze di potenziale tra masse metalliche capaci di introdurre un potenziale. Al commento al paragrafo 547 della norma è infatti specificato che non è necessario collegare gli elementi conduttori che non siano in grado di introdurre un potenziale come per esempio certi serramenti, certe griglie di ventilazione e certe scale metalliche. Il collegamento dei ferri di armatura nei calcestruzzi può essere limitato a quelli nel calcestruzzo annegato nel terreno. Come è noto, dalle norme CEI 64/8 parte 5 par.547.1.1 e 547.1.2, i conduttori equipotenziali si dividono in conduttori equipotenziali principali e conduttori equipotenziali secondari. I conduttori equipotenziali principali collegano tutte le masse estranee al collettore principale di terra. Il paragrafo 571.1.1 delle norme impone che essi abbiano una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata dell'impianto, con un minimo di 6 mm²

I conduttori equipotenziali supplementari, devono collegare tra loro tutte le masse metalliche al conduttore di protezione. I conduttori equipotenziali supplementari installati nell'impianto, in accordo a quanto affermato nel par. 547.1.2 della norma, hanno sempre una sezione non inferiore a quella del più piccolo conduttore di protezione collegato a queste masse. Ogni conduttore equipotenziale supplementare che connette una massa ad una massa estranea ha una sezione non inferiore alla metà della sezione del corrispondente conduttore di protezione. Nell'impianto in esame il collegamento equipotenziale supplementare è assicurato da masse estranee di natura permanente, quali carpenterie metalliche, oppure da una loro combinazione con conduttori supplementari. Nel caso di guasto fase-PE, i conduttori di protezione più sollecitati sono quelli che collegano il centro stella del trasformatore al collettore di terra stesso.

Di seguito si riportano alcuni estratti dalle tavole di progetto relativamente a quanto calcolato in relazione.



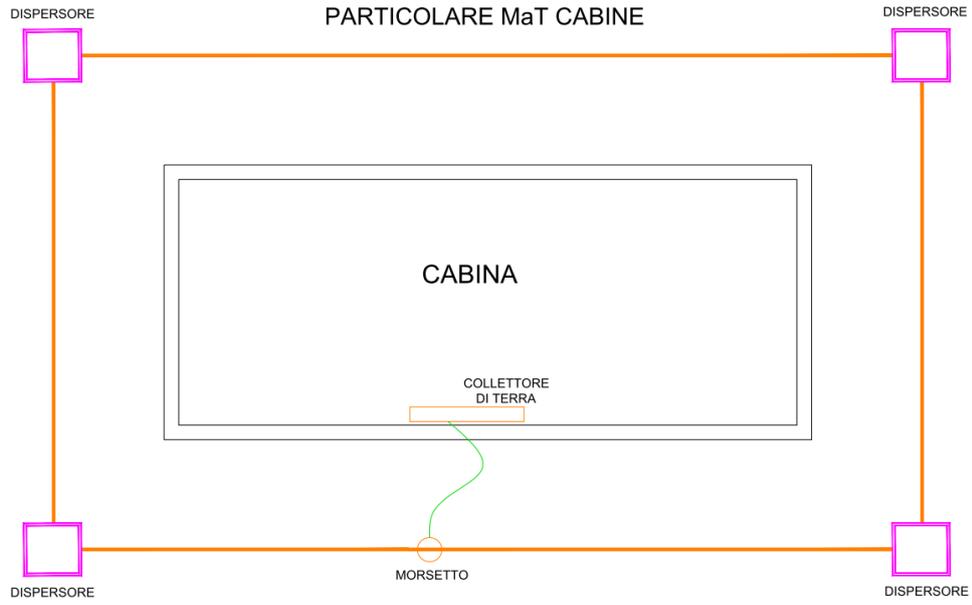


Figura 3 - Particolare MaT Cabine

3 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

3.1 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.

Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

Arcadis Italia S.r.l.

via Monte Rosa, 93
20149 Milano (MI)
Italia
+39 02 00624665

<https://www.arcadis.com/it/italy/>

