

RELAZIONE DISCIPLINARE DESCRITTIVO IMPIANTO

**Realizzazione di un parco Agrivoltaico Avanzato
di potenza nominale pari a 30 MWp
denominato “MINEO”
sito nel Comune di Mineo (CT)**

Località “Borgo Pietro Lupo”

PROPONENTE:



Energia Pulita Italiana 2 s.r.l.

Rev01	Integrazioni MiC - Parere C.T.S.	Data ultima elaborazione: 22/09/2022	
Redatto	Formattato	Verificato	Approvato
<i>Ing. Canterino</i>	<i>Dott. Quadrio</i>	<i>Ing. Canterino</i>	ENERLAND ITALIA s.r.l.
Codice Elaborato		Oggetto	
MINEO-PDR05		PROGETTO DEFINITIVO	

TEAM ENERLAND:

Ing. Emanuele CANTERINO
Dott. Claudio BERTOLLO
Dott. Guglielmo QUADRIO

Dott. Agr. Patrick VASTA
Ing. Annamaria PALMISANO
Dott.ssa Ilaria CASTAGNETTI

GRUPPO DI LAVORO:

E-PRIMA
Arch. Rosella APA
Biol. Agnese Elena Maria CARDACI
Dott. Agr. Gaetano GIANINO
Archeol. Alberto D'AGATA
Geol. Francesco PETRALIA

Geom. Andrea GIUFFRIDA
Ing. Gianluca VICINO

MADA ENGINEERING s.r.l.



INDICE

1. PREMESSA.....	1
2. CARATTERISTICHE FISICHE E TECNICHE DELL'INTERVENTO	2
2.1 Componenti dell'impianto.....	2
2.1.1 Moduli Fotovoltaici	2
2.1.2 Convertitori di potenza	3
2.1.3 Trasformatore.....	5
2.1.4 Strutture supporto moduli fotovoltaici - Tracker	6
2.1.5 Cavi e quadri di campo	7
2.1.6 Quadri AT.....	8
2.1.7 Cavidotto per la trasmissione dell'energia prodotta e per il controllo dell'impianto	9
2.2 Protezioni	12
2.2.1 Protezione dalle sovracorrenti	12
2.2.2 Protezione contro i contatti diretti	12
2.2.3 Protezione contro i contatti indiretti.....	12
3. ALLEGATI.....	14



1. PREMESSA

Col progetto dell'impianto Agrivoltaico che qui la società Energia Pulita Italiana 2 s.r.l. propone, si prevede che lo stesso venga realizzato nell'agro di Catania (CT), comune di Mino, località individuata nella "Borgo Pietro Lupo".

La zona prevista per la realizzazione è situata a Sud del centro abitato "Borgo Pietro Lupo" da cui dista (in linea d'aria) 1.75 km circa; a Sud-Est dalla contrada denominata Ogliastro.

L'altezza sul livello del mare, delle diverse aree di sviluppo va da una quota minima di circa 310 m s.l.m. sino ad arrivare a una massima di 340 e si estende su un'area di circa 65,30 ha.

Inoltre, il progetto, prevede che lo stesso venga collegato mediante cavidotto interrato a 36 kV di lunghezza pari a circa 19,3 km alla rete di trasmissione nazionale (RTN) di Terna, sulla futura SE "Raddusa 380" ubicata nel Comune di Ramacca (CT). Tale stazione elettrica di Trasformazione esercita nelle seguenti tensioni ovvero 380/150/36 kV, sarà inserita in – esci sulla linea esistente RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi-Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

2. CARATTERISTICHE FISICHE E TECNICHE DELL'INTERVENTO

2.1 Componenti dell'impianto

Gli elementi principali costituenti l'impianto fotovoltaico sono:

- Moduli fotovoltaici
- Convertitori di potenza
- Trasformatori
- Strutture di supporto (tracker)
- Cavi e quadri di campo
- Quadri AT (36 kV)
- Cavidotto

2.1.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli previsti per la realizzazione del generatore fotovoltaico sono pari a 570 Wp – in condizioni standard¹ - di tipo monocristallino da 144 celle.

Sul prodotto è prevista la garanzia di 12 anni ed è realizzato con celle ad alta efficienza. Di seguito si riportano le caratteristiche dimensionali del modulo fotovoltaico:

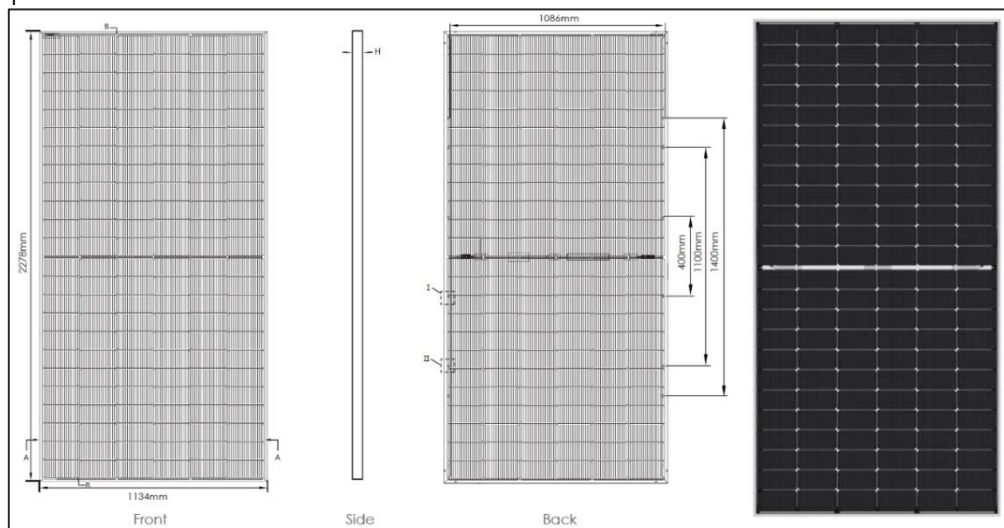


FIGURA 1 PANNELLO FV PARI A 570 WP – IN CONDIZIONI STANDARD - CON DIMENSIONI 2278 x 1134 x 35 MM

¹ Dove per *condizioni standard*, secondo le norme IEC/EN 60904 hanno stabilito le seguenti condizioni:

- Irraggiamento solare 1000 W/mq
- Temperatura delle celle 25°C
- Distribuzione spettrale AM = 1,5

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555N-72HL4 JKM555N-72HL4-V		JKM560N-72HL4 JKM560N-72HL4-V		JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Maximum Power Current (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Short-circuit Current (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Module Efficiency STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

TABELLA 1: DATASHEET PANNELLO 570 W (STC)

Nella tabella 1 si riportano le informazioni aggiuntive e di dettaglio in merito alle caratteristiche operative ed elettriche del pannello, in funzione dei parametri fisici esterni, quali temperatura, umidità e irraggiamento, nella scheda tecnica fornita dal costruttore.

2.1.2 Convertitori di potenza

La conversione della corrente dal segnale in continua al corrispettivo in alternata, viene realizzata mediante gruppi statici trifase (inverter) della potenza di 250 kW, costituiti, ciascuno, da 12 ingressi (doppi, + e -) per stringhe e relativo monitoraggio. Essi presentano un'efficienza di conversione c.c./c.a. massima del 99% (corrispondente al valore di 98.6% di efficienza europea), con n. 12 MPPT indipendenti, in grado di ridurre le perdite per mismatching nelle stringhe. Ogni inverter presenta un grado di protezione IP 66 adatto agli usi esterni e dotato di raffreddamento naturale.

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare viene trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, appunto l'inverter, necessarie a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

I gruppi di conversione scelti sono dotati di un insieme di componenti, quali filtri, dispositivi di sezionamento, di protezione e di controllo, che li rendono idonei per la trasformazione della potenza prodotta dal generatore fotovoltaico e successiva immissione in rete, in quanto rispondenti ai requisiti normativi in vigore, tecnici poiché permetteranno di ridurre i costi di installazione, i materiali accessori e garantiranno maggiore sicurezza grazie al monitoraggio continuo, di cui sono dotati, secondo le norme CEI di riferimento applicabili.

L'impianto opera a diversi livelli di tensione. In particolare, nella sezione in corrente continua (c.c.), all'uscita delle varie stringhe, il valore di tensione sarà prossimo a 1400 Vcc; di conseguenza i convertitori opereranno in bassa tensione, essendo 1500 Vcc il limite normativo per la tensione con segnale in continua. A seguito della conversione, quindi a valle dei gruppi di conversione (lato rete), la tensione risulterà essere pari a 800 Vca, in corrente alternata (c.a.).

Ogni inverter avrà una potenza complessiva nominale di 250 kW, valore raggiungibile attraverso il collegamento di stringhe ai 12 ingressi (doppi) (+ e -), che fanno capo a n.12 inseguitori indipendenti, aventi la funzione di ottimizzare, mediante un algoritmo interno, la produzione di energia da ciascun ingresso, attraverso l'algoritmo interno (MPPT).

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori assimilabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

Di seguito sono riportati (Tabella 2) i parametri tecnici dell'inverter rilevati dalla scheda tecnica fornita dal costruttore.

La configurazione dell'inverter permette di collegare ciascuna stringa ad un ingresso indipendente, i quali sono dotati di sezionatori "DC Switch Box" e di SPD, scaricatori di sovratensione, oltre che di un filtro di protezione da armoniche, già integrati nell'inverter.

A valle del filtro, ciascun MPPT provvede a trasformare l'energia elettrica per fornire all'inverter il miglior valore della curva caratteristica I-V in conseguenza del quale il rendimento di conversione

risulta essere sempre il massimo possibile, indipendentemente dal funzionamento di ciascuna stringa fotovoltaica.

In uscita dall'inverter si avrà la massima energia disponibile in BT.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

TABELLA 2: CARATTERISTICHE SALIENTI DELL'INVERTER DA 250 KWP SCELTO

2.1.3 Trasformatore

Il sistema di conversione prevede delle cabine di trasformazione in posizione baricentriche, per ogni gruppo di stringhe, con installazione di quadri di campo, che, a loro volta, sono collegati ad un gruppo di conversione in corrente alternata.

Il sistema di conversione, controllo, consegna, è sistemato in un locale protetto, che sarà collegato al trasformatore, posizionato all'interno del locale tecnico apposito (inverter/trasformatore) utilizzato per elevare il livello di tensione da 800V a 36kV.

Di seguito si riportano le caratteristiche del trasformatore trifase con raffreddamento in resina, a secco.

Gruppo Vettoriale	Dyn11
Frequenza	50Hz
Tipo di raffreddamento	AN(AF)
Potenza nominale servizio	2500kVA
Potenza nominale servizio	2650kVA
Massima potenza in AC	2800kVA
Tensione nominale	30/36/3,5
Massima corrente ingresso	2.243 A
Massima tensione di	800 V
Collegamento	Stella+Tri
Classe di isolamento	34kV
Classe ambientale, clim,	E2-C2-F1
Tensione di c.c.	6,5%
Po(W)	2100
Pk(W)120°	13000
Pk(W)75°	11600
Norme	IEC 60076

TABELLA 3: CARATTERISTICHE TRASFORMATORE SOTTOCAMPO

2.1.4 Strutture supporto moduli fotovoltaici - Tracker

La struttura di sostegno delle vele sarà realizzata mediante l'utilizzo di tracker motorizzati monoassiali, su cui saranno alloggiati i pannelli fotovoltaici, sostenuti da una intelaiatura di profili in acciaio zincato a caldo.

La struttura di sostegno della vela sarà realizzata con montanti in acciaio infissi nel terreno ad una profondità variabile tra 1,5 e 2,0 m, secondo le caratteristiche geomorfologiche del terreno, con quota variabile rispetto al piano di campagna, su una inclinazione del terreno compresa tra 0,0 m a 0,6 m, lungo la linea di movimentazione, avente una lunghezza di 32,77 m, sorretta da n.5 montanti in acciaio. La scelta della profondità di infissione nel terreno sarà anche definita in seguito alle verifiche di tenuta allo sfilaggio.

Il palo di sostegno dei tracker, su cui saranno montati i pannelli, potrà avere un'altezza variabile, funzionale ad adattarsi ad una pendenza del terreno che varia nell'ordine del 5%. La movimentazione del tracker avrà il compito di predisporre l'inclinazione della stringa sempre nella direzione della radiazione solare, in relazione al movimento che il tracker potrà disegnare nel suo movimento "basculante", in modo da poter ottimizzare la quantità di radiazione incidente captata dalla vela.

Il movimento circolare sarà in funzione delle diverse pendenze presenti sul terreno e ad ogni modo attorno all'altezza media del tracker pari a 3,25 m.

Il sistema di movimentazione sarà gestito mediante un automatismo costituito da anemometri, in grado di valutare la ventosità, e da un sistema di captazione della radiazione luminosa, ovvero un solarimetro, avente la funzione di orientare il sistema nella direzione della radiazione incidente. Il sistema potrà avere una programmazione annuale realizzata mediante orologio astronomico, in grado di descrivere giornalmente la traiettoria del sole e, come conseguenza, la movimentazione del tracker.

Il sistema di sostegno, visibile nella figura seguente, deve reggere il peso del tracker e dei pannelli, oltre ai carichi derivanti da condizioni ambientali avverse. Su tali pali, su cui saranno montati i sistemi "tracker", saranno posizionati le strutture di sostegno dei pannelli, realizzati in profilati zincati a caldo ad omega, per il bloccaggio dei moduli fotovoltaici. Ulteriori dettagli sul sistema di fissaggio dei moduli sono riportati nella scheda tecnica fornita dal costruttore.

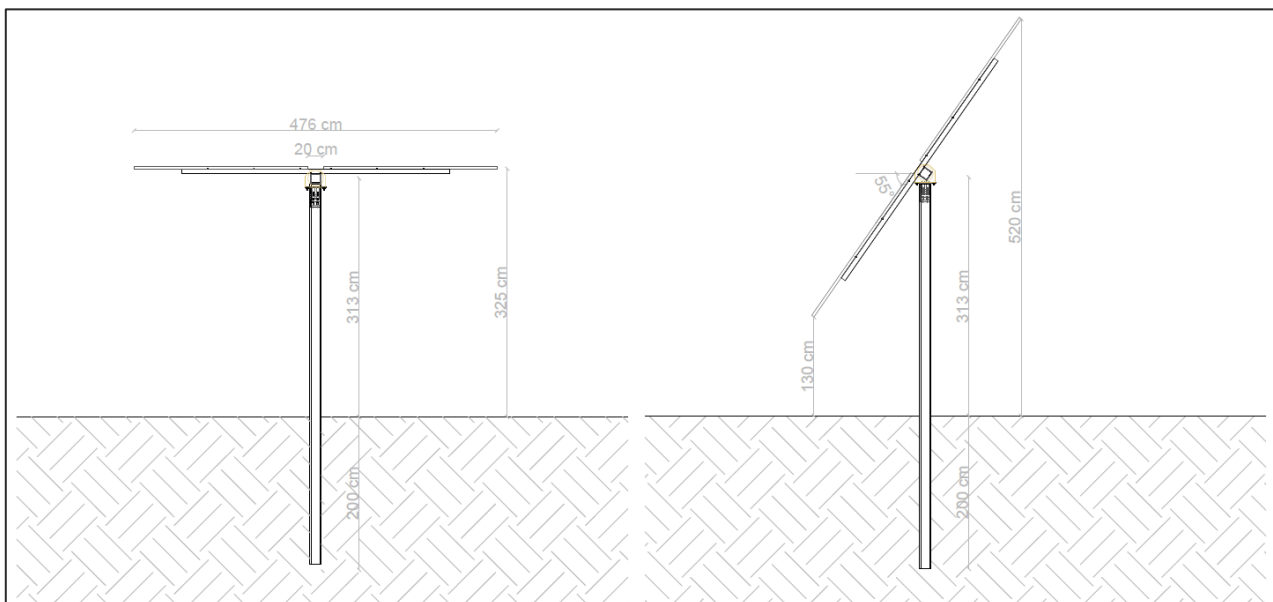


FIGURA 2 SCHEMA TIPO TRACKER AD ASSE VARIABILE

2.1.5 Cavi e quadri di campo

Poiché l'impianto sarà realizzato da tracker generalmente della potenza di 31,92 kWp, si è valutata la possibilità di collegare ciascuna stringa, costituente il tracker all'ingresso dell'inverter, essendo questo dotato di n.12 ingressi (doppi) (+ e -) con n.12 inseguitori indipendenti.

Per cui il parallelo tra le varie stringhe viene realizzato direttamente dall'inverter, con vantaggio sia sotto l'aspetto tecnico, meno collegamenti, che economico, meno materiali da utilizzare.

Tale soluzione permette il controllo da rete del funzionamento delle varie stringhe, permettendo il monitoraggio della trasmissione dei valori di lettura rilevati per ogni singola stringa.

I quadri di sottocampo saranno posizionati, in uscita dall'inverter per poter effettuare il parallelo sul lato AC e ridurre il numero di cavi di BT da installare nell'impianto. Avranno funzione di protezione e sezionamento delle linee in BT, anche durante le operazioni di controllo e manutenzione dei moduli.

I vari quadri potranno essere dotati di appositi scaricatori, di elettronica di sorveglianza, connettori RJ45, morsetti per uscita di segnalazione guasti, morsetto nodo equipotenziale e quant'altro necessario per operare in sicurezza.

Su ciascun arrivo dalle rispettive linee saranno previsti sezionatori.

Il quadro di campo dovrà essere a tenuta d'acqua (livello di protezione minimo IP55) per esterno e fabbricato con resina autoestinguenta (o in metallo), con pressacavi e chiusura meccanica.

2.1.6 Quadri AT

La connessione alla rete elettrica, di ogni sezione dell'impianto, è prevista tramite linea interrata, in entra-esce da ciascuna sezione di impianto attraverso il collegamento di numero 4 cabine di trasformazione per una potenza complessiva di 5MW/cadauna, fino alla cabina di consegna, sita nel punto di accesso all'impianto, in prossimità del cancello d'accesso, da cui partirà la linea di consegna alla stazione di trasformazione Terna di futura realizzazione. Le linee di collegamento tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrata alla tensione di 36 kV, in modo da ridurre le perdite lungo il tracciato e di aderire al nuovo standard di tensione a 36 kV.

Nella cabina di consegna posta all'ingresso dell'impianto Agri-fotovoltaico, saranno ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto.

A partire dalla cabina di consegna, del campo fotovoltaico, e fino alla futura stazione SE Terna "Raddusa 380", sarà realizzato un cavidotto interrato con tensione di consegna a 36 kV, e poi opportunamente collegata (mediante cabina di consegna finale) ed connessa alla sezione a 36 kV, nella stessa SE Terna, affinché l'impianto possa essere collegato poi alla RTN a 380 kV sulla linea "Chiaromonte Gulfi-Ciminna".

Per quanto riguarda l'impianto Agri-fotovoltaico, sono previste n.6 sezioni ciascuna costituita da n.1 cabina di campo/trasformazione. A ciascuna sezione faranno capo i vari sottocampi, in cui è suddiviso l'impianto fotovoltaico. Per ciascuna sezione saranno presenti n.2 trasformatori da 2500 kVA, per un totale di 5 MVA, installato nella cabina di campo/trasformazione. A ciascuna cabina, realizzata in container attrezzati e prefabbricati, saranno collegati le varie linee in BT derivate dagli inverter di campo, i quali, come precedentemente esposto, opereranno la trasformazione della potenza da continua in alternata. Gli inverter saranno posizionati ai bordi della viabilità interna, anch'essi in

coppia, in modo da realizzare un solo cavidotto in BT di collegamento tra inverter e cabina di campo, riducendo notevolmente il numero di cavidotti necessari. Le varie linee di collegamento in BT di uscita dagli inverter andranno a confluire nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine campo/trasformazione.

Tali inverter saranno posizionati in prossimità della viabilità interna, alloggiati su una struttura costituita da due traverse ed una tettoia in legno o similare, sotto la quale saranno posizionati. In tal modo, saranno derivati linee in BT di collegamento al quadro di parallelo posto in prossimità della cabina elettrica di campo.

2.1.7 Cavidotto per la trasmissione dell'energia prodotta e per il controllo dell'impianto

I collegamenti interni all'impianto fotovoltaico, tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrato, con tensione di esercizio di 36 kV. Ciascuna sezione di impianto, costituita da n.1 cabina con n.2 trasformatori da 2500 kVA, saranno collegate in parallelo, mediante cavidotto interrato ad una profondità superiore a 1,20 m, lungo la viabilità interna del campo, alla stazione di consegna. Ciascuna linea deve trasferire una potenza nominale di 5,0 MVA, prodotta dai due trasformatori, con tensione di 36,0 kV ed una corrente di linea pari a circa 85 A, in condizioni ottimali di irraggiamento. La sezione utilizzabile per tali linee potrà essere 150,0 mm² per le cabine più vicine e di 185,0 mm² per quelle più distanti. In quelle più sfavorevoli si potrà optare anche per cavi da 240,0 mm² e 400 mm² (difficilmente verificabile).

La lunghezza di ciascuna linea è legata al percorso stradale scelto.

In cabina di consegna, in cui giungeranno i cavidotti di collegamento delle cabine di campo/trasformazione, una volta sezionati e protetti in cabina di consegna, dovranno collegare la stazione di campo con quella di utenza posta in prossimità della stazione di Terna. Tale cavidotto, sarà interrato ad una profondità non inferiore a 1,5 m e seguirà il tracciato riportato nella planimetria, per una lunghezza complessiva di circa 19,3 km considerando l'intera dorsale.

La portata che tale cavo dovrà garantire, considerando i 25.000 kWac di potenza in immissione dell'impianto fotovoltaico, ammonterà a circa 422 A, da ripartirsi su entrambe le dorsali, più volte citate precedentemente; per cui la sezione indicativa più adatta è quella costituita da due terne da 400 mm² (tipologia in rame). Tale valore di corrente è stato calcolato considerando nulle tutte le perdite di conversione, di trasmissione, di collegamento, ed altro, sapendo che il rendimento dell'impianto

fotovoltaico è sempre inferiore rispetto al valore nominale di circa il 20%, con una riduzione significativa anche sulla corrente erogata.

I cavidotti seguiranno i percorsi interrati indicati nelle tavole progettuali allegate al presente e presenteranno le caratteristiche progettuali ivi riportare.

- Trattandosi di cavi interrati, l'impatto estetico dei cavidotti sarà nullo.
- I cavi saranno in alluminio ed avranno le seguenti caratteristiche di massima:
- Designazione: RG7H1OR o RG16H1OR12;
- Conduttori a corda rotonda compatta di rame;
- Grado di isolamento: 26/45 kV;
- Sezione nominale R 400 mm²;
- Tensione nominale: 36 kV.

Dopo aver scelto la sezione commerciale del cavo, è stata effettuata la verifica con il criterio termico, con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superi determinati valori di sicurezza. In base ai valori limiti delle portate di corrente (I_z) stabiliti dai costruttori dei cavi nelle varie condizioni di posa, quest'ultimi devono essere superiori alle correnti di impiego (I_b) calcolate in ogni tratto che compone il circuito elettrico:

$$I_z < I_b$$

Nel calcolo delle sezioni dei cavi si è tenuto conto anche del criterio economico, al fine di minimizzare il volume dei conduttori e quindi delle diverse sezioni delle linee.

Si ricorda che non è da escludere, in fase esecutiva, in base alle esigenze tecnico-economiche future e di peculiarità del sito, la volontà di optare per un'ulteriore terna da 400 mm², in rame, in merito alla dorsale AT tra il parco Agrivoltaico e la futura stazione Terna "Raddusa 380" 380/150/36kV.

Qui di seguito si riportano le sezioni tipo degli scavi, le stratigrafie e le tipologie di posa che si prevedono per i cavi appena descritti. Per maggiori dettagli fare riferimento alla tavola: MINEO-PDT16_Sezioni di scavo cavidotti interni ed esterni.

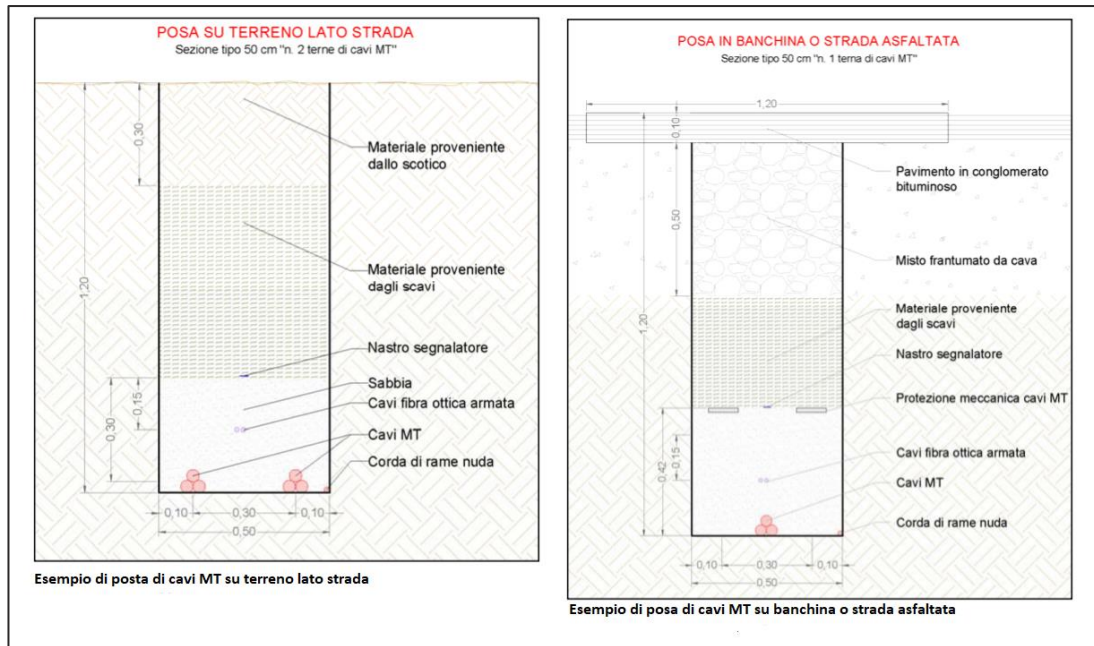


FIGURA 3: ESEMPIO TIPOLOGIA DI POSA PREVISTE ALL'INTERNO DEL SITO

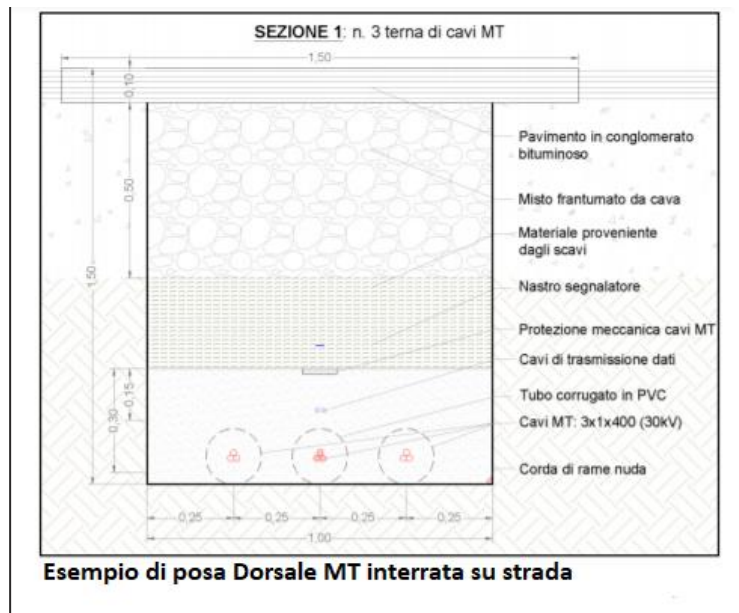


FIGURA 4: ESEMPIO TIPOLOGIA DI POSA PREVISTA TRA LA CABINE DI CONSEGNA E LA SE TERNA

2.2 Protezioni

2.2.1 Protezione dalle sovracorrenti

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64- 8. In particolare, sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{cc}^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I_b = corrente di impiego del cavo

I_n = corrente nominale dell'interruttore I_z = portata del cavo

I_{cc} = corrente di cortocircuito

t = tempo di intervento dell'interruttore

K = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo S = sezione del cavo

2.2.2 Protezione contro i contatti diretti

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

2.2.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.
- ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno quindi installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella 4:

U ₀ (V)	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

TABELLA 4: TEMPI MASSIMI DI INTERRUZIONE PER SISTEMI TN

$$ZS \times I_a \leq U_0$$

Dove:

- ZS è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, I_a è la corrente differenziale I Δ n
- U₀ tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/AT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

3. ALLEGATI

Si allegano al presente, per maggiore chiarezza, le tavole grafiche pertinenti agli argomenti sin qui trattati:

- MINEO-PDT08_Particolari costruttivi inseguitori solari monoassiali
- MINEO-PDT09_Schema elettrico unifilare impianto FV
- MINEO-PDT10_Opere architettoniche – cabine elettriche
- MINEO-PDT16_Sezioni di scavo cavidotti interni ed esterni

NOTA BENE: per quanto non espressamente definito nel presente documento tecnico, si rimandano gli ulteriori dettagli ed approfondimenti al futuro progetto esecutivo.