

**COMUNE DI GENZANO DI LUCANIA**  
**PROVINCIA DI POTENZA**  
**REGIONE BASILICATA**

IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO "GENZANO RIPA D'API" CONNESSO ALLA RTN DI POTENZA DI PICCO P=19'993.87kWp E POTENZA DI IMMISSIONE PARI A 19'998.02 kW, DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN E PIANO AGRONOMOICO PER L'UTILIZZO A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA

Proponente

**SOLAR ENERGY NOVE S.R.L.**

VIA SEBASTIAN ALTMANN, 9 - 39100 BOLZANO  
C.F. - P.I. - REGISTRO IMPRESE 03058390216  
PEC: solareenergynove.srl@legalmail.it

Progettazione



Preparato  
**Dario Bertani**

Verificato  
**Gianandrea Ing. Bertinazzo**

Approvato  
**Vasco Ing. Piccoli**

**PROGETTAZIONE DEFINITIVA**

Titolo elaborato

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "RIPA D'API"  
RELAZIONE PRELIMINARE SUGLI IMPIANTI

Elaborato N.

**A.7a**

Data emissione

06/08/21

Nome file

REL. PRELIMINARE IMPIANTI

N. Progetto  
**SOL013a**

Pagina  
COVER

00  
REV.

06/08/21  
DATA

PRIMA EMISSIONE  
DESCRIZIONE

## Sommario

1	Premessa .....	4
2	Descrizione generale .....	4
2.1	Dati generali di progetto .....	4
2.2	Configurazione generale.....	5
2.3	Configurazione lato Corrente Continua.....	6
2.3.1	Moduli fotovoltaici .....	8
2.3.2	Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali .....	10
2.3.3	Cassette di parallelo-stringa (string boxes) .....	13
2.4	Configurazione Lato Corrente Alternata .....	14
2.4.1	Cabina di trasformazione (skid).....	14
2.4.2	Cabina MT di smistamento .....	21
2.4.3	Sottostazione Utente di Trasformazione AT/MT.....	23
2.5	Collegamenti elettrici .....	26
2.5.1	Cavi in corrente continua (BT) .....	27
2.5.2	Cavi in corrente alternata (MT) .....	30
2.5.3	Elettrodotto MT esterno all'impianto .....	32
2.5.4	Altri cavi .....	33
3	Verifiche di coordinamento.....	35
3.1	Condizioni Ambientali.....	35
3.2	Coordinamento meccanico .....	36
3.3	Coordinamento Elettrico Lato CC .....	37
3.4	Coordinamento Elettrico Lato CA.....	40
4	Verifica cavi elettrici .....	44
4.1	Cavi di Stringa .....	44
4.1.1	Tensione di esercizio .....	44
4.1.2	Corrente di esercizio.....	44
4.1.3	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni .....	45
4.1.4	Verifica Caduta di Tensione .....	47
4.1.5	Verifica Tenuta al corto circuito .....	48
4.1.6	Verifica Perdite .....	48
4.2	Cavi di SB .....	49
4.2.1	Tensione di esercizio .....	49
4.2.2	Corrente di esercizio.....	49

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.2.3	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni .....	50
4.2.4	Verifica Caduta di Tensione .....	52
4.2.5	Verifica Tenuta al corto circuito .....	53
4.2.6	Verifica Perdite .....	53
4.2.7	Tabella calcolo caduta di tensione e perdite dei cavi SB.....	54
4.3	Cavi in Media Tensione.....	55
4.3.1	Tensione di esercizio .....	55
4.3.2	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni .....	55
4.3.3	Verifica Caduta di Tensione .....	58
4.3.4	Tenuta al corto circuito .....	59
4.3.5	Perdite .....	60

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 1 Premessa

La presente relazione ha lo scopo verificare tecnicamente il dimensionamento dell'impianto e la selezione dei componenti principali dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato "Ripa d'Api", da ubicarsi nel Comune di Genzano di Lucania (PZ), di potenza nominale complessiva pari a 19'993.87 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 19'998.02 kW.

## 2 Descrizione generale

### 2.1 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato "Ripa d'Api"

<b>Committente</b>	Solar Energy Nove s.r.l.
<b>Luogo di realizzazione:</b> <b>Impianto FV</b> <b>Elettrodotto</b> <b>PTO</b>	Genzano di Lucania (PZ) Genzano di Lucania (PZ), Oppido Lucano (PZ) Oppido Lucano (PZ)
<b>Denominazione impianto</b>	Ripa d'Api
<b>Superficie di interesse (area lorda Campo FV)</b> <b>(di cui area netta campo FV)</b> <b>(di cui area netta SE Utente)</b> <b>(area netta SE Condivisa)</b>	Lorda: 47.5 Ha Campo FV: 32,4 Ha SE Utente: 0.2 Ha SE Condivisa: 0.4 Ha
<b>Potenza di picco</b>	19'993,87 kWp
<b>Potenza apparente (*)</b>	19'950 kVA
<b>Potenza in STMG</b>	19'998,02 kW
<b>Modalità connessione alla rete</b>	Collegamento in antenna a 150 kV su uno stallo a 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150 kV denominata "Oppido"
<b>Tensione di esercizio:</b> <b>Bassa tensione CC</b> <b>Bassa tensione CA</b>  <b>Media Tensione</b> <b>Alta tensione</b>	<1500 V 620 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari 30 kV 150 kV
<b>Strutture di sostegno</b>	Tracker mono-assiali
<b>Inclinazione piano dei moduli (tilt)</b>	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest ±55°)
<b>Angolo di azimuth</b>	0°
<b>N° moduli FV</b>	36'686
<b>N° inverter centralizzati</b>	7
<b>N° tracker mono-assiali</b>	1x26 → 1'141 strutture
<b>N° cabine di trasformazione BT/MT</b>	4
<b>Producibilità energetica attesa (1° anno)</b>	32,83 GWh 1'642 kWh/kWp

(\*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto. Si sottolinea come tale potenza sia stata volutamente sovradimensionata al fine di espletare i servizi di rete richiesti da Terna (allegato A-68 al Codice di Rete) e che la potenza attiva in immissione in rete non potrà mai superare il limite massimo riportato in STMG.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.2 Configurazione generale

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da due sottocampi distinti, viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 30 kV che confluiscono in un unico punto all'interno della cabina di smistamento, ubicata lungo il confine Sud-Est dell'impianto.

Un elettrodotto interrato in Media Tensione a 30 kV di lunghezza pari a circa 4,85 km trasporterà quindi l'energia generata presso la sottostazione utente di trasformazione AT/MT, predisposta per l'ampliamento e la condivisione con altri utenti produttori. Tale sottostazione utente, all'interno della quale sarà ubicato il punto di consegna (PdC) dell'impianto con la Rete di Trasmissione Nazionale, sarà ubicata in posizione adiacente alla futura sottostazione di smistamento a 150 kV.

Tale sottostazione utente sarà ubicata in posizione adiacente alla sottostazione di smistamento a 150 kV della RTN denominata "Oppido" e al suo interno della quale sarà ubicato il punto di consegna (PdC) dell'impianto con la Rete di Trasmissione Nazionale.



Figura 1 – Inquadramento di impianto FV ed opere di connessione su ortofoto

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 19'993,87 kWp, mentre la potenza in immissione nella RTN è determinata dalla potenza indicata sulla STMG, ed è pari a 19'998,02 kW.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3 Configurazione lato Corrente Continua

La configurazione lato corrente continua dell'impianto prevedere essenzialmente:

- una potenza DC pari a 19'993,87 kWp, dati da:
  - o Nr. 36'686 Moduli Fotovoltaici;
  - o collegati in nr. 1'411 stringhe;
  - o raggruppati in nr. 95 String Box;
  - o che confluiscono in nr. 7 Inverter.
- una potenza AC pari a 19'950,00 kVA.

Tutti questi componenti saranno suddivisi in 7 sub-campi, dei quali si riporta di seguito la composizione:

Sub-campo 1.1			
Struttura	Tracker		
Moduli	4'914		
Stringhe	189		
String Box	13	di cui	7 con 14 stringhe 5 con 15 stringhe 1 con 16 stringhe
Potenza CC	2'678,13	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

Sub-campo 1.2			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'642		
Stringhe	217		
String Box	14	di cui	3 con 14 stringhe 1 con 15 stringhe 10 con 16 stringhe
Potenza CC	3'074,98	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

Sub-campo 1.3			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'512		
Stringhe	212		
String Box	14	di cui	5 con 14 stringhe 2 con 15 stringhe 7 con 16 stringhe
Potenza CC	3'004,04	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

Sub-campo 2.1			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'200		
Stringhe	200		
String Box	14	di cui	12 con 14 stringhe 2 con 16 stringhe
Potenza CC	2'834,00	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Sub-campo 2.2			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'200		
Stringhe	200		
String Box	15	di cui	11 con 14 stringhe 2 con 15 stringhe 1 con 16 stringhe
Potenza CC	2'834,00	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

Sub-campo 2.3			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'096		
Stringhe	196		
String Box	13	di cui	12 con 15 stringhe 1 con 16 stringhe
Potenza CC	2'777,32	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

Sub-campo 2.4			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'122		
Stringhe	197		
String Box	13	di cui	11 con 15 stringhe 2 con 2 stringhe
Potenza CC	2'791,49	kWp	
Potenza CA	2'850,0	kVA	

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Jinko Solar, serie TigerPro e modello JKM545M-72HL4-TV, e presentano una potenza nominale a STC<sup>1</sup> pari a 545 Wp.

Ciascun modulo è composto da 144 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento anti-riflesso, backsheet posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'274 x 1'134 x 35 mm ed un peso pari a 28,9 kg.

I moduli sono costituiti da celle FV in Silicio mono-cristallino con tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L'incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/mono-facciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l'albedo<sup>2</sup> del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli.

Nel caso del presente impianto, in considerazione delle caratteristiche del terreno e delle effettive condizioni installative dei moduli FV, si ritiene realisticamente conseguibile un guadagno in termini di energia prodotta compreso tra +5% e +10%, come peraltro confermato da svariate pubblicazioni scientifiche a livello internazionale<sup>3</sup>. Questi ed altri accorgimenti consentono di raggiungere un elevato valore di efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica, pari a 21.13%, con la possibilità di aumentare ulteriormente l'energia prodotta in funzione del contributo bifacciale (coefficiente di bifaccialità del modulo FV in analisi: 70%).

In Tabella 2 vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

<b>Modello modulo FV</b>	JKM545M-72HL4-TV	
	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>
<b>Potenza massima [Wp]</b>	545	405
<b>Tensione alla massima potenza – Vmpp [V]</b>	41.07	38.18
<b>Corrente alla massima potenza – Impp [A]</b>	13.27	10.62
<b>Tensione di circuito aperto – Voc [V]</b>	49.65	46.86
<b>Corrente di corto circuito – Isc [A]</b>	13.94	11.26
<b>Efficienza nominale a STC [%]</b>	21.13%	
<b>Temperatura di funzionamento [°C]</b>	-40 – +85	
<b>Tensione massima di sistema [V]</b>	1500 (IEC)	
<b>Corrente massima fusibili [A]</b>	30	
<b>Coefficiente di temperatura - Pmax</b>	-0.35%/°C	
<b>Coefficiente di temperatura - Voc</b>	-0.28%/°C	
<b>Coefficiente di temperatura - Isc</b>	0.048%/°C	

<sup>1</sup> STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

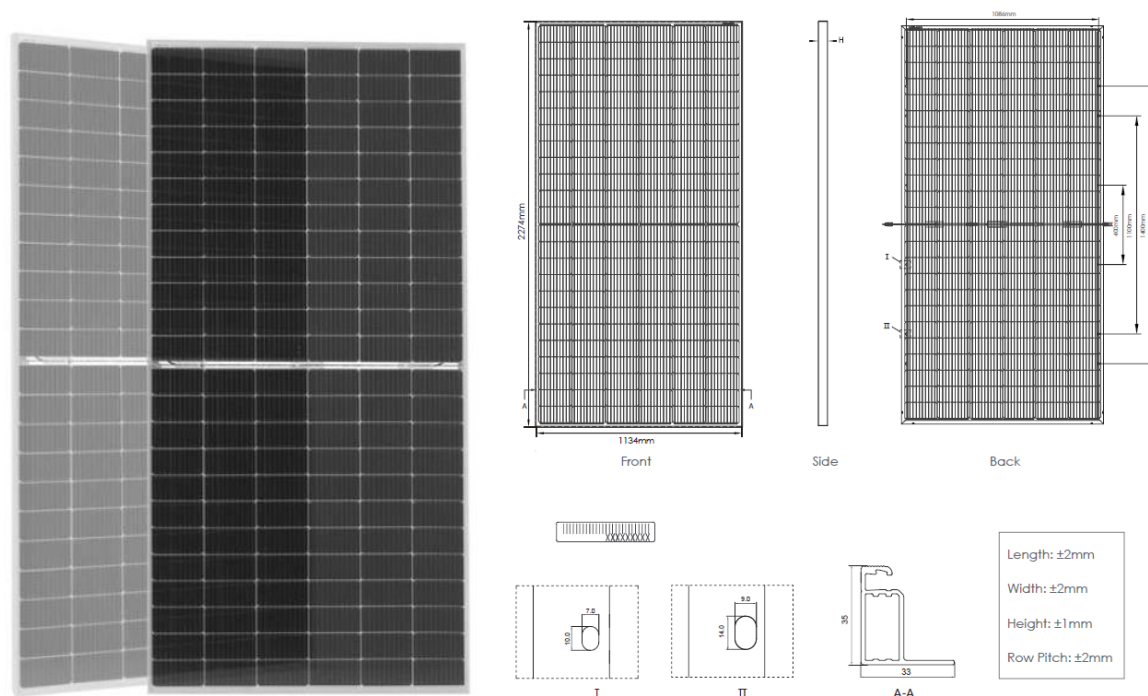
<sup>2</sup> Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

<sup>3</sup> "bifiPV2020 Bifacial Workshop: A Technology Overview" – E.Urrajola et al. – BifiPV 2020 Workshop"

Revisione	Data	Descrizione
00	06-08-2021	Prima Emissione



Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive.



Si prevede di realizzare stringhe costituite da 26 moduli FV collegati elettricamente in serie per i moduli installati sui tracker mono-assiali.

Le stringhe saranno direttamente attestate alla sezione di input degli inverter di stringa, tramite connettori MC4 o similari.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (kWp).

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.2 Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 1'411 strutture. Si prevedono le seguenti tipologie di strutture:

N° strutture tracker mono-assiali	1'411 strutture 1Px26 (per un totale pari a 36'686 moduli)
-----------------------------------	--

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di  $\pm 55^\circ$  ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range  $+10 \div +20 \%$ .

Nello specifico, per il presente progetto sono stati considerati i tracker mono-assiali realizzati dal produttore italiano **ConvertItalia** modello **TRJ** in configurazione 1P, ovvero una singola fila di moduli FV disposti verticalmente.



Figura 2 - immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 1P (fonte: ConvertItalia)

Tutti gli elementi di cui è composto il tracker (pali di sostegno, travi orizzontali, giunti di rotazione, elementi di supporto e fissaggio dei moduli, ecc.) saranno realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo.

Tali strutture di sostegno vengono infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o in alternativa tramite avvitarmento, per una profondità non superiore a 1,5 m. Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali. Tale scelta progettuale consente quindi di minimizzare l'impatto sul suolo e l'alterazione dei terreni stessi, agevolandone la rimozione alla fine della vita utile dell'impianto.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

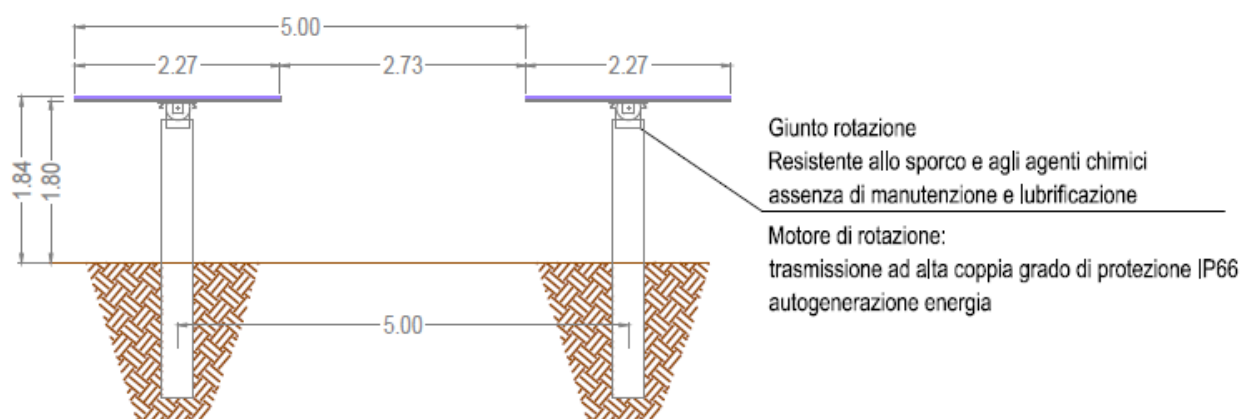
L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 0,80 m (alla massima inclinazione dei moduli). Ciò comporta che la massima altezza raggiungibile dai moduli FV sia pari a 2.69 m, sempre alla massima inclinazione.

Tabella 3 - Caratteristiche tecniche degli inseguitori mono-assiali

<b>Tipologia di sistema ad inseguimento</b>	Singolo asse orizzontale con backtracking
<b>Asse di rotazione</b>	Nord-Sud
<b>Angolo di rotazione</b>	±55°
<b>Configurazione</b>	26 moduli FV in configurazione <i>portrait</i>
<b>Dimensioni</b>	30,23 x 2,27 x 2,69 (altezza massima dal suolo)
<b>Tipologia fondazioni</b>	5 pali infissi nel terreno
<b>Superficie moduli FV</b>	68,6 m <sup>2</sup>
<b>Alimentazione elettrica</b>	400/230V-50Hz
<b>Grado di protezione</b>	IP 55
<b>Temperatura di funzionamento</b>	-10°C ÷ +50°C
<b>Altitudine massima</b>	2000 m a.s.l.
<b>Inclinazione massima del terreno</b>	≤15° Nord-Sud, illimitata Est/Ovest

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata *pitch*) per il presente progetto è pari a 5m, al fine di ottimizzare la produzione energetica a parità di consumo di suolo da una parte, e dall'altra di consentire il passaggio di un mezzo tra file successive per le operazioni di manutenzione e pulizia moduli.

Gli inseguitori saranno in grado di posizionarsi automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento elevata, mentre sarà infine possibile posizionare gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.



00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

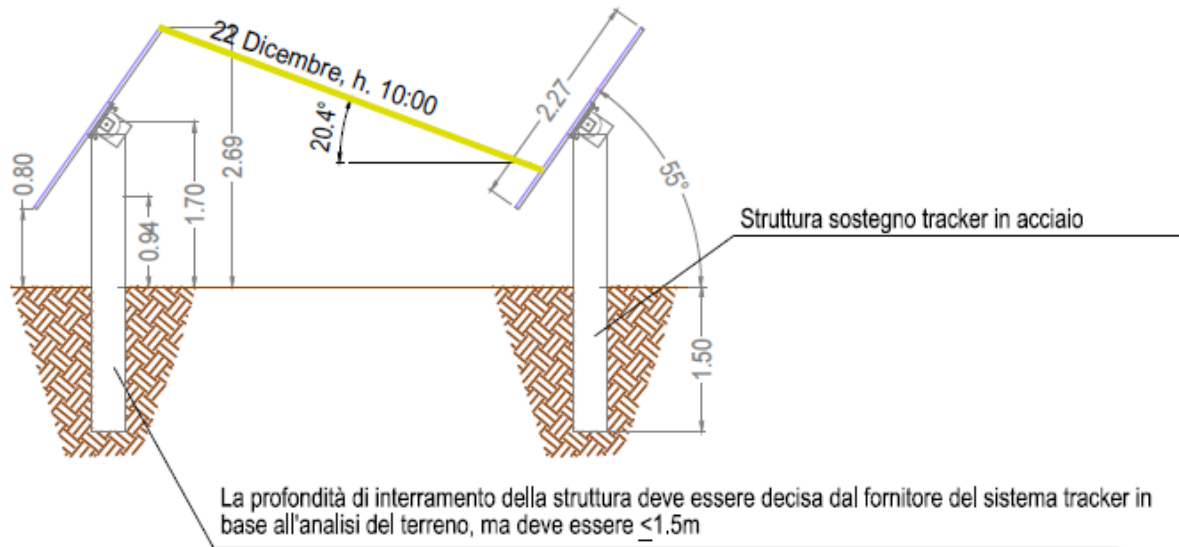


Figura 3 - Inseguitori mono-assiali: modalità di installazione e principali quotature

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.3 Casette di parallelo-stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente “string boxes”) hanno il compito di raccogliere l’energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall’esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Tabella 4 - Caratteristiche tecniche string box

<b>Input</b>	< 20 stringhe
<b>Fusibili</b>	30A gPV – 1’500V
<b>Scaricatore sovratensione</b>	I+II
<b>Classe di Isolamento</b>	II
<b>Grado di protezione</b>	IP 65
<b>Dimensioni</b>	620x822x325 mm
<b>Peso</b>	30 kg
<b>Temperatura di funzionamento</b>	-5...+55°C



Figura 4 - Immagine esemplificativa di una string box

00	06-08-2021	Prima Emissione
<b>Revisione</b>	<b>Data</b>	<b>Descrizione</b>

## 2.4 Configurazione Lato Corrente Alternata

La configurazione Lato Corrente Alternata dell'impianto FV prevede essenzialmente:

- nr. 7 inverter che ricevono una potenza una potenza DC pari a 19'993,87 kWp (@STC) e la convertono in AC una potenza pari a 19'950,0 kVA;
- nr. 7 trasformatori MT/BT per una potenza complessiva nominale pari a 21'000,0 kVA;
- nr. 1 cabina di SE Utente Produttore per la raccolta di tutte le linee MT di distribuzione di campo.

### 2.4.1 Cabina di trasformazione (skid)

All'interno di ciascun campo saranno ubicate le cabine di trasformazione, realizzate su strutture di tipo skid, aventi lo scopo di ricevere la potenza elettrica in corrente continua BT proveniente dalle cassette di parallelo stringa (string boxes) ubicate in campo, convertirla in corrente alternata e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 620 V a 30 kV), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo al fine di veicolare l'energia generata verso la cabina di smistamento MT e successivamente verso la stazione elettrica di trasformazione MT/AT.

Le cabine saranno realizzate in due differenti configurazioni, doppia o singola.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto cassette di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell'olio del trasformatore. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio dello skid si rimanda al sovra-menzionato elaborato dedicato (*Particolare cabine elettriche*).

#### 2.4.1.1 Cabina di trasformazione – Configurazione doppia

La cabina di trasformazione in configurazione doppia sarà principalmente costituita da:

- 1+1 Inverter centralizzato;
- 1+1 Trasformatore MT/BT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro ausiliari, UPS.

In Figura 5 è riportato un layout preliminare della cabina di trasformazione, nella quale è riportato il posizionamento dei principali componenti.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

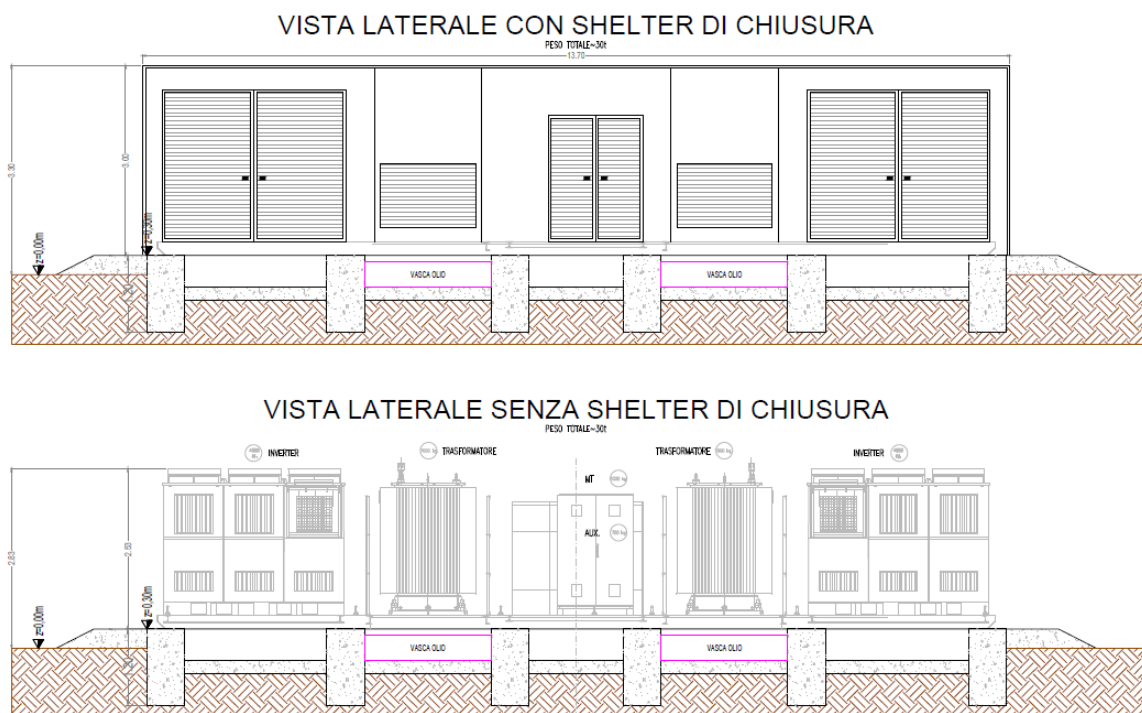


Figura 5 - Layout preliminare cabina di trasformazione BT/MT (cfg doppia) con/senza shelter di chiusura

Tali cabine sono costituite strutture aperte di tipo skid (con dimensioni approssimative pari a 13,7 x 3,3 x 3,0 m e peso pari a circa 30 t), realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54. Al fine di garantire una maggior protezione dagli agenti atmosferici, ciascuna cabina potrà essere provvista di copertura metallica accessoria (shelter), dotata di opportune griglie in corrispondenza di inverter, trasformatori e quadri elettrici al fine di garantirne la necessaria ventilazione.

#### 2.4.1.2 Cabina di trasformazione – Configurazione singola

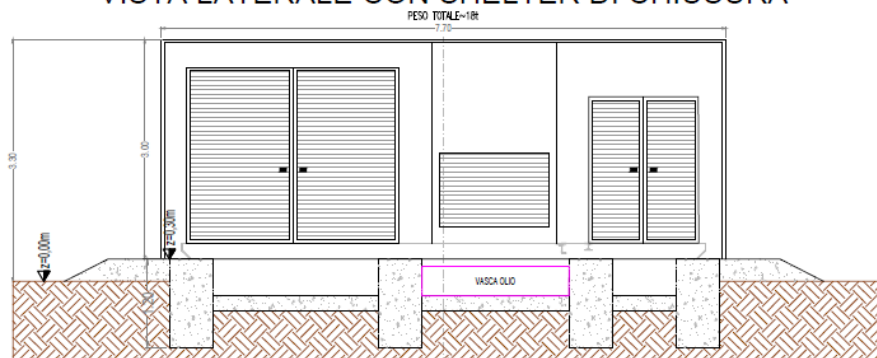
La cabina di trasformazione in configurazione singola sarà principalmente costituita da:

- 1 Inverter centralizzato;
- 1 Trasformatore MT/BT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro ausiliari, UPS.

In Figura 6 è riportato un layout preliminare della cabina di trasformazione, nella quale è riportato il posizionamento dei principali componenti.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## VISTA LATERALE CON SHELTER DI CHIUSURA



## VISTA LATERALE SENZA SHELTER DI CHIUSURA

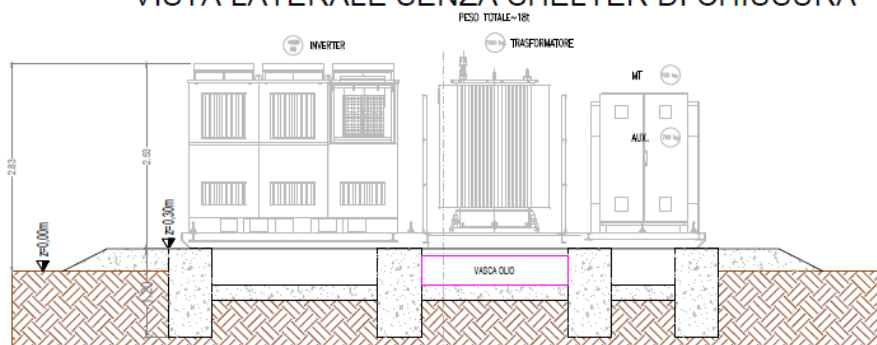


Figura 6 - Layout preliminare cabina di trasformazione BT/MT (cfg singola) con/senza shelter di chiusura

Tali cabine sono costituite strutture aperte di tipo skid (con dimensioni approssimative pari a 7,7 x 3,3 x 3,0 m e peso pari a circa 18 t), realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54. Al fine di garantire una maggior protezione dagli agenti atmosferici, ciascuna cabina potrà essere provvista di copertura metallica accessoria (shelter), dotata di opportune griglie in corrispondenza di inverter, trasformatori e quadri elettrici al fine di garantirne la necessaria ventilazione.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



### 2.4.1.3 Inverter

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter centralizzati Jema Energy, modello IFX6 3c-2550.



Figura 7 - Inverter centralizzato Jema Energy

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (620 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 18 input; ciascun ingresso in corrente continua sarà protetto tramite un fusibile dedicato mentre la sezione in corrente alternata sarà protetta tramite interruttore.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione "outdoor" e risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV (intervallo di temperatura ambiente operativa: -20...+50 °C).

L'uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata direttamente al circuito secondario del trasformatore di potenza BT/MT installato nel rispettivo skid.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

In Tabella 5 si riportano le principali caratteristiche tecniche dell'inverter selezionato.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

	2550	2670	2750	2830
<b>&gt; INPUT DATA</b>				
Minimum MPPT voltage (FP=1)	890 V	935 V	965 V	995 V
Maximum MPPT voltage	1250 V	1250 V	1250 V	1250 V
Maximum VOC	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Maximum current (25°C)	3300 A			
N°. DC inputs	18 Inputs			
Isolation detection system	Yes (Isolation measurement, Optional GFDI)			
<b>&gt; OUTPUT DATA</b>				
Output rated power (S/P <sup>50°C</sup> )	2550 kVA/kW	2670 kVA/kW	2750 kVA/kW	2830 kVA/kW
Input rated power (S/P <sup>25°C</sup> ) <sup>(1)</sup>	2850 kVA/kW	2980 kVA/kW	3075 kVA/kW	3165 kVA/kW
Rated voltage (3F +10%, -15%)	620 V	650 V	670 V	690 V
Rated current	2650 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power factor	Adjustable (1 at rated power)			
Output THD	< 3% rated power			
Galvanic isolation	No (Opzione BT/MT-BT/BT)			
Maximum efficiency	98.7%	98.7%	98.8%	98.8%
EUR efficiency	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
Control structure	Logic control and DSP, SVM technology			
Communications	Communication Port RS-485, Ethernet, etc.			
<b>&gt; PROTECTION</b>				
Overvoltage	Inputs and outputs			
Overcurrent	Inputs and outputs			
Reverse polarity	Yes			
Overtemperature	Yes			
Min./max. frequency	Yes			
Min./max. voltage	Yes			
Anti-islanding	Automatic disconnection			
<b>&gt; GENERAL DATA</b>				
Working temperature	- 20°C ... + 50°C <sup>(2) (3)</sup>			
Relative temperature	0%-100%			
Dimensions (h x w x d)	2300 x 2870 x 1780 mm			
Weight	4500 kg			
Altitude	1000 msnm <sup>(3)</sup>			
Enclosure (IP)	IP54			

Tabella 5 – Inverter centralizzato: principali caratteristiche tecniche

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter centralizzato sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L'architettura d'impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.1.4 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Ogni trasformatore ha potenza nominale pari a 3'000 kVA e rapporto di trasformazione pari a 30'000/620V.

Le principali caratteristiche della macchina selezionata sono riportate in Tabella 6.

Tabella 6 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

<b>Caratteristiche costruttive</b>	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
<b>Potenza</b>	3'000 kVA
<b>Gruppo vettoriale</b>	Dy11
<b>Tensione primario - <math>V_1</math></b>	30'000 V
<b>Tensione secondario - <math>V_2</math></b>	620 V
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b><math>V_{cc}</math></b>	6%
<b>Perdite nel ferro</b>	$\leq 0,15\%$
<b>Perdite nel rame</b>	$\leq 0,8\%$
<b>Dimensioni</b>	2,4 x 1,5 x 2,5 [m]
<b>Peso – con olio</b>	~ 7 t
<b>Peso – senza olio</b>	~ 5,35 t

L'olio utilizzato come isolante all'interno del trasformatore è del tipo naturale FR3, quindi caratterizzato da un minor impatto ambientale rispetto al più "tradizionale" olio minerale in quanto realizzato interamente con oli vegetali biodegradabili e con punto di fuoco molto più alto. Sono previsti non più di 1'850 litri di olio per ogni macchina. Ciascun trasformatore sarà installato sopra apposita vasca di fondazione per la raccolta oli, realizzata in cemento ed opportunamente trattata al fine di essere impermeabile agli oli stessi. La superficie in pianta della vasca, al netto dello spazio occupato dal trasformatore, sarà pari a 5m<sup>2</sup>, ed avrà un'altezza pari a 0.4m, per un volume utile complessivo pari a 2 m<sup>3</sup>.

In Figura 8 è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno di ciascuna cabina.



Figura 8 - Trasformatore BT/MT in olio

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.1.5 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l' Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da quattro unità (tre in caso di cabina singola):

- nr. 2 per l'attestazione dei cavi di MT sia lato rete che lato campo;
- nr. 2 (nr.1 in caso di cabina singola) per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

#### 2.4.1.6 Sezione Ausiliari

Nella sezione in bassa tensione saranno ubicati due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari a 30-50 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
  - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
  - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.4.2 Cabina MT di smistamento

Lungo il confine Sud dell'impianto fotovoltaico sarà ubicata una cabina di smistamento in media tensione, esercita a 30kV-50Hz, avente lo scopo principale di veicolare la produzione energetica proveniente dalle cabine di trasformazione ubicate nel campo FV verso la stazione elettrica di trasformazione MT/AT, tramite un cavidotto interrato in media tensione.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni pari a 12,2x2,44x2,9 m; peso indicativo di 12 t), realizzati in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33. Essendo la cabina costruita con un'apposita struttura prefabbricata, tale struttura (precaria) non necessita alcuna autorizzazione urbanistica accessoria.

La cabina sarà posata su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio del container si rimanda all'elaborato "Particolare cabine elettriche", di cui di seguito si riporta un estratto:

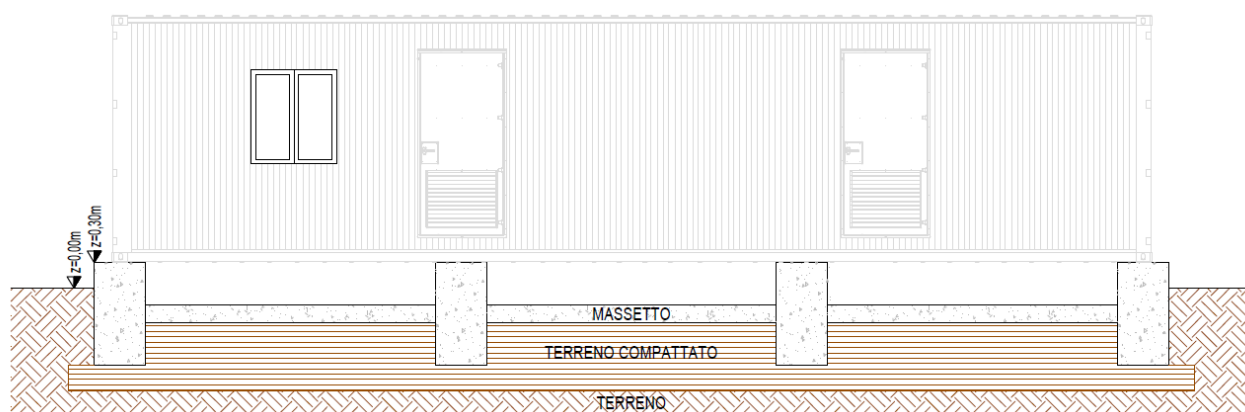


Figura 9 - Cabina MT di smistamento - Vista esterna e fondazioni

All'interno della cabina MT di campo FV sarà essenzialmente previsto:

- Nr. 1 locale tecnico con Quadro MT e sezione ausiliari con trasformatore da 100kVA,
- Nr. 1 locale libero con una postazione SCADA di controllo impianto ed area dedicata ad un minimo di magazzino.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

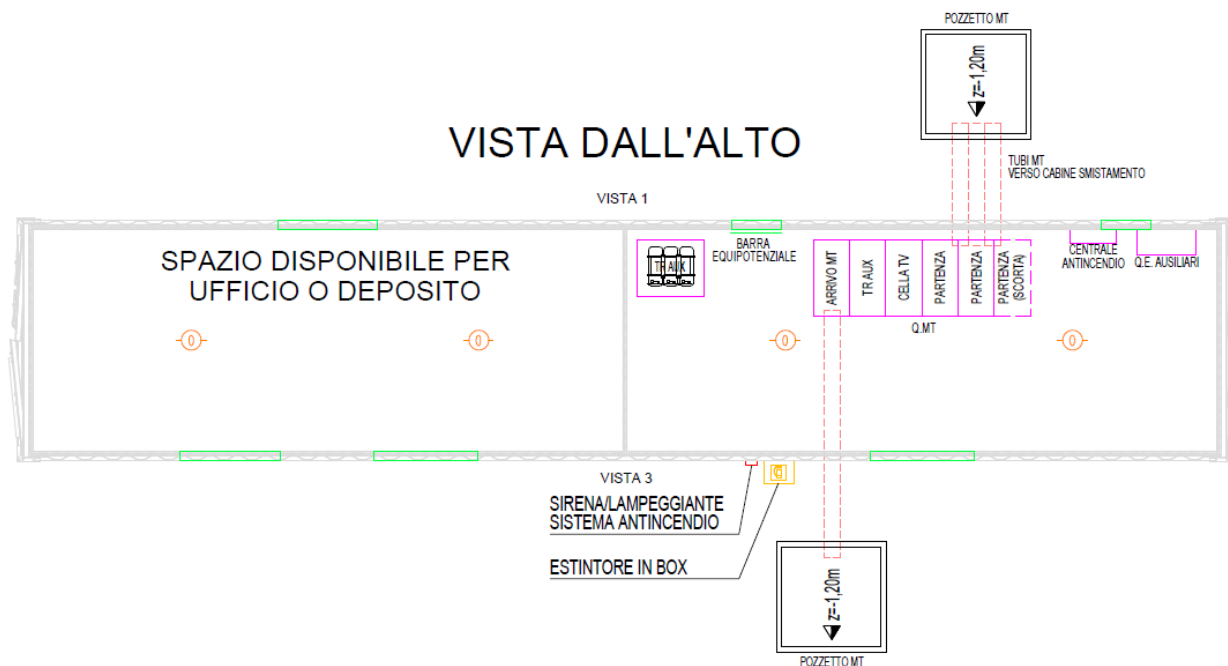


Figura 10 - Cabina MT di smistamento - Vista in pianta

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l' Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- nr. 2 unità per la protezione delle linee MT provenienti dal campo FV, in configurazione radiale, ciascuna di esse è quindi accessoriata con un relè avente le seguenti protezioni MT:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67N).
- nr. 1 partenza per la protezione del trasformatore ausiliari con sezionatore-fusibile MT;
- nr. 1 scomparto TV per l'alloggio dei trasformatori di misura di tensione che servono per il controllo dei parametri elettrici di sbarra MT;
- nr. 1 scomparto partenza cavi MT che va verso la cabina MT di SE di Trasformazione;
- nr. 1 scomparto di riserva.

La sezione ausiliari sarà completata da un trasformatore MT/BT (resina E2C2F1, 30/0.4kV, installato nel locale tecnico di cabina) di potenza nominale pari a 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari, costituiti da:

- Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
- Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali;
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 24h@ 200 VA).

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.4.3 Sottostazione Utente di Trasformazione AT/MT

La sottostazione utente sarà ubicata all'interno della sottostazione condivisa da realizzarsi in posizione adiacente al futuro ampliamento della SE Oppido Lucano 380/150 kV, ed interesserà una superficie pari a circa 800 m<sup>2</sup>.

La sottostazione Utente Produttore è costituita essenzialmente da:

- Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione;
- Nr. 1 Trasformatore AT/MT;
- Cabina di Sottostazione;
- Accessori (sistema antintrusione, illuminazione, protezione scariche atmosferiche, etc).

Di seguito è riportato il layout della sottostazione utente, con evidenziato in verde l'area della SSE utente relativa al presente impianto fotovoltaico.

Per ulteriori dettagli in merito alle modalità di realizzazione delle opere di connessione alla RTN, nonché alle sezioni condivise di tali opere, si rimanda agli elaborati relativi al PTO – Piano Tecnico delle Opere di connessione.

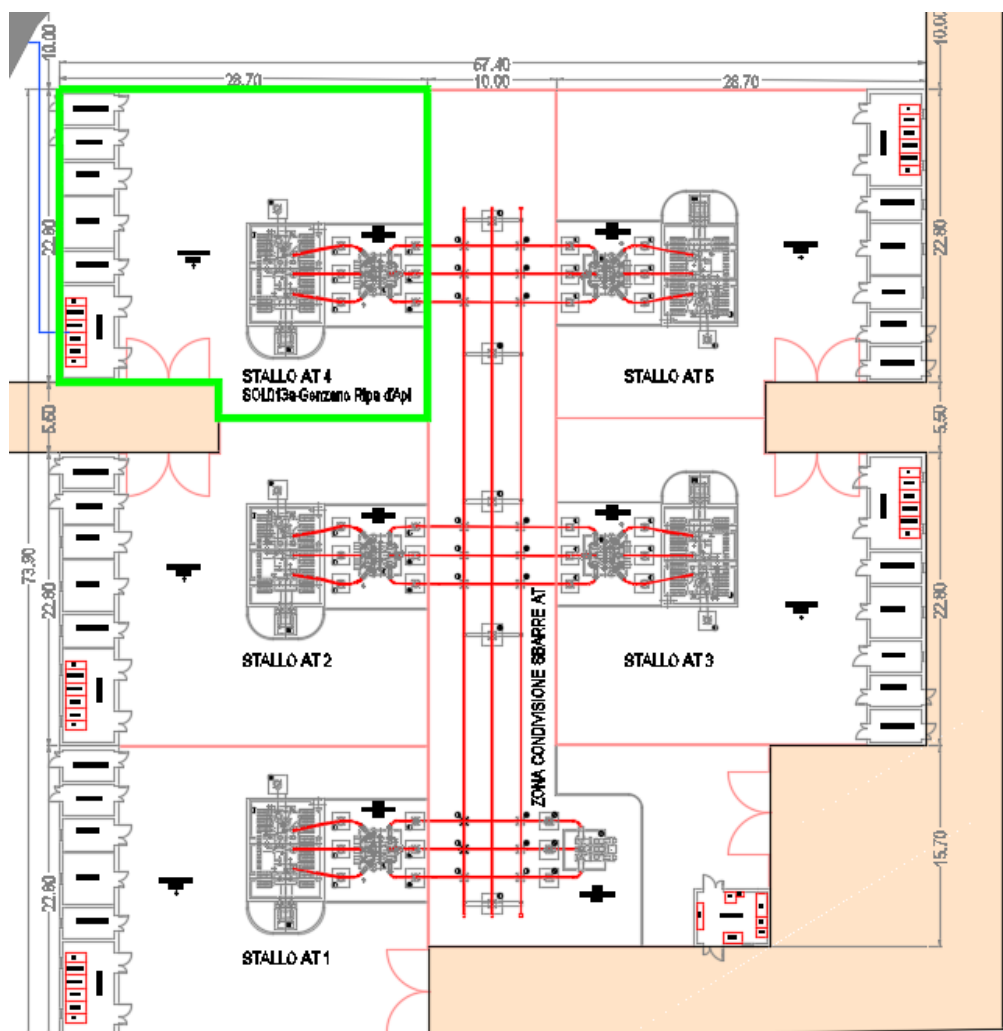


Figura 11 - Layout della sottostazione utente

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.4.3.1 Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione

I componenti ed organi di manovra in Alta Tensione e le loro funzionalità sono ben indicate dell'elaborato E010-Schema Unifilare Generale, e riassumibili essenzialmente in:

- Nr. 1 terminazione per l'uscita in cavo AT verso la SE Condivisa a 150kV;
- N°1 stallo di Alta Tensione per la manovra e protezione del trasformatore, essenzialmente composta da:
  - Interruttore;
  - Trasformatori di corrente (TA) e di tensione (TV) induttivi;
  - Scaricatori di sovratensione;
- Nr. 1 linea in uscita di Media Tensione, provvisto di sezionatore a doppia apertura laterale con lame di terra.

### 2.4.3.2 Trasformatore AT/MT

È prevista l'installazione di un singolo trasformatore MT/AT da 20 (25) MVA.

Si riportano nella tabella seguente i dati di targa del trasformatore AT/MT

<b>Caratteristiche costruttive</b>	ONAN / ONAF (Olio minerale)
<b>Potenza</b>	20 / 25 MVA
<b>Gruppo vettoriale</b>	YNd11
<b>Tensione primario - V<sub>1</sub></b>	150'000 V
<b>Tensione secondario - V<sub>2</sub></b>	30'000 V
<b>Regolazione Tensione primaria</b>	±12x1,25%
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>V<sub>cc</sub></b>	10%
<b>Rendimento (indice PEI)</b>	99,684%
<b>Dimensioni</b>	5,6 x 4,8 x 3,5 [m]
<b>Peso</b>	28 t con olio 20 t senza olio

Il massimo volume d'olio previsto per ciascuna macchina sarà non superiore a 9'200 litri.

Il trasformatore sarà installato all'interno di apposita vasca di fondazione per la raccolta oli, realizzata in cemento ed opportunamente trattata al fine di essere impermeabile agli oli stessi.

La superficie in pianta della vasca, al netto dello spazio occupato dal trasformatore, sarà pari a circa 70m<sup>2</sup>, ed avrà un'altezza pari a 0.7m, per un volume utile complessivo pari a 49 m<sup>3</sup>.

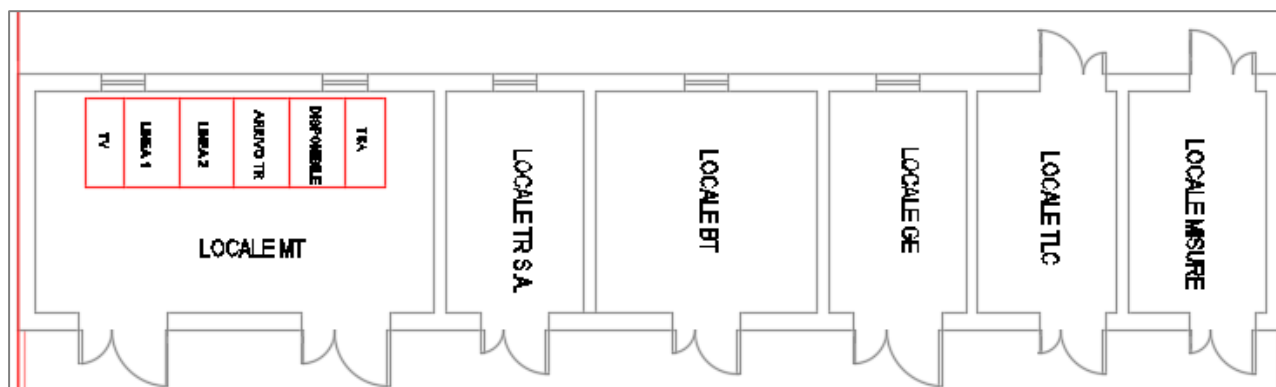
Per ulteriori dettagli costruttivi in merito alla vasca di raccolta oli si rimanda all'elaborato grafico dedicato.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



### 2.4.3.3 Cabina di SE Utente Produttore

La cabina di SE Utente Produttore è essenzialmente costituita da 6 locali tecnici come chiaramente indicato dall'elaborato di riferimento del PTO, di cui si riporta di seguito un estratto:



I locali sono:

- Locale TLC, dove saranno installati: il quadro di comando delle apparecchiature di AT, i relè di protezione AT, il contatore di energia ed il power plant controller, lo SCADA per la comunicazione con l'operatore di RTN e di supervisione dell'impianto di generazione;
- Locale GE dove sarà installato il gruppo elettrogeno per l'alimentazione di emergenza;
- Locale Bassa Tensione, dove è installato il quadro BT di alimentazione dei servizi ausiliari di SE;
- Locale Trasformatore per i sistemi ausiliari;
- Il Locale Media Tensione, dove è installato il quadro Media Tensione (QMT) che sarà classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-16kA-1'600A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l' Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore. Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- nr. 1 unità di partenza della linea MT diretta verso l'impianto FV, accessoriata con un relè avente le seguenti protezioni MT:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67N).
- Nr. 1 unità TV per i Trasformatori di Misura di Tensione che servono per il controllo dei parametri elettrici del sistema di sbarre MT generale;
- nr. 1 unità per la protezione trasformatore sezione ausiliari di SE;
- Nr. 1 unità di arrivo delle linee MT dal trasformatore AT/MT, le cui protezioni ed il comando saranno necessariamente coordinate con le protezioni lato AT.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.5 Collegamenti elettrici

I cavi previsti nell'impianto di generazione fotovoltaica, sono essenzialmente:

- Cavi in CC - Cavi di stringa: ovvero i cavi CC che collegano la stringa al quadro di parallelo stringa (di seguito SB);
- Cavi in CC - Cavi di SB: ovvero i cavi CC che collegano gli SB all'inverter;
- Cavi in MT: ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso la Cabina di SE, interna al campo fotovoltaico, e l'elettrodotto MT di connessione del campo FV con la sottostazione di trasformazione AT/MT;
- Altri cavi: quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker, cavi dei sistemi di sicurezza, etc.

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di smistamento MT fino al punto di consegna, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.5.1 Cavi in corrente continua (BT)

I cavi in corrente continua sono necessari per raggruppare i moduli fotovoltaici e rendere disponibile questa energia in ingresso lato CC dell'inverter.

I moduli fotovoltaici di per sé stessi sono forniti già dotati di cavi e relativo connettore CC (uno per il polo negativo, uno per il polo positivo), ma di lunghezza tale da permettere il solo collegamento tra moduli fotovoltaici contigui. Verranno quindi collegati in serie tra di loro fino a comporre una stringa, che in questo progetto è composta dalla serie di 26 moduli FV del costruttore Jinko, serie TigerPro e modello JKM545M-72HL4-TV da 545Wp ognuno.

Il cavo di collegamento di questa stringa è chiamato cavo di stringa e per questo progetto è stato selezionato un cavo del tipo FG21M21.

Dato che l'inverter è di tipologia centralizzato, ed in particolare del costruttore Jema Energy, modello IFX6 3c-2550 da 2'850 kVA, le stringhe che devono arrivare al suddetto inverter sono in numero considerevole, in particolare fino a 217 stringhe per inverter → 433 cavi di stringa – positivo e negativo – per inverter; risulta quindi evidente la necessità di prevedere direttamente in campo a dei quadri di primo parallelo DC, detti string box (SB di seguito), che in ingresso avranno un certo numero di stringhe (in questo progetto fino a 16 stringhe per SB), che collegheranno in parallelo, rendendo disponibile in uscita una potenza maggiore.

I cavi di collegamento degli SB sono chiamati cavi di SB e per questo progetto è stato scelto il cavo tipo ARG16R16.

La sezione CC verrà esercita con un Sistema Isolato. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in Sistema Isolato:

- prevede entrambi i poli (Negativo e Positivo) NON connessi a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un controllore di isolamento, che garantisca il continuo monitoraggio del valore di resistenza tra i poli e terra; il cedimento dell'isolamento dovrà essere chiaramente rilevato in modo da permettere al gestore dell'impianto di effettuare i necessari interventi di manutenzione straordinaria alla ricerca del guasto;
- permette il funzionamento del sistema con il primo guasto a terra, a patto che il primo guasto sia chiaramente rilevato e che il secondo guasto determini l'intervento degli organi di protezione atti al sezionamento della parte di circuito sottoposta al doppio guasto.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.5.1.1 Cavi di Stringa – Configurazione e modalità di Installazione

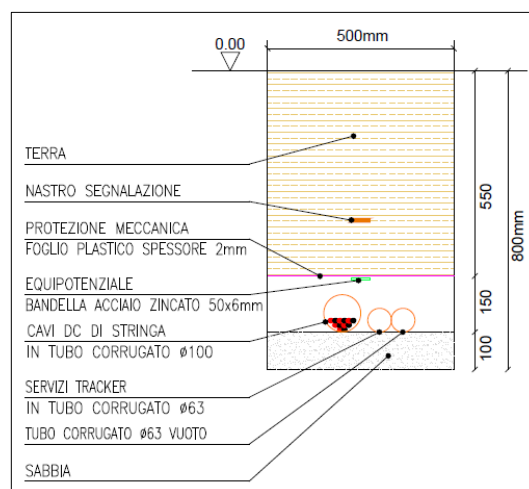
I cavi avranno tratti sia all'aperto (tipicamente lungo la struttura fotovoltaica di sostegno dei moduli fotovoltaici), sia sottoterra per il raggiungimento dell'inverter.

Dato che il cavo avrà tratti in cui verrà esposto all'irraggiamento diretto è necessario che il cavo sia adatto a questo tipo di funzionamento. Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Rame, tipo FG21M21, con la seguente configurazione:

$$2// (1 \times 6) \text{ mm}^2$$

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche del cavo selezionato e un estratto delle sezioni tipo dei cavidotti:

<b>Modello</b>	FG21M21
<b>Conduttore</b>	Rame stagnato, flessibile
<b>Isolante</b>	HEPR tipo G21
<b>Guaina</b>	Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
<b>Temperatura di esercizio</b>	-40°C ÷ +120°C
<b>Tensione massima AC [V]</b>	1200
<b>Tensione massima DC [V]</b>	1800
<b>Sezione conduttore [mm<sup>2</sup>]</b>	6
<b>Portata corrente in aria [A]</b>	70 (@60°C)



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 500mm e profonda 800mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta;
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.5.1.2 Cavi SB – Configurazione e modalità di Installazione

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti in piano nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi SB) in uscita dallo SB per evitare l'irraggiamento diretto; l'altra estremità, arrivando già dal terreno, raggiungerà il fondo dell'inverter in aria libera;

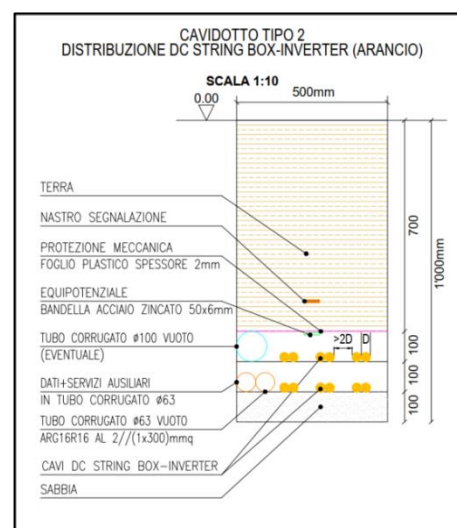
Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio, tipo ARG16R16; la configurazione prevista in questa fase di progettazione definitiva è la seguente:

$$2// (1 \times 300) \text{ mm}^2$$

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche del cavo selezionato e un estratto delle sezioni tipo dei cavidotti:

<b>Modello</b>	ARG16R16
<b>Conduttore</b>	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
<b>Isolante</b>	HEPR
<b>Guaina</b>	Mescola termoplastica tipo R16
<b>Temperatura di esercizio</b>	0 – 90°C
<b>Tensione massima AC</b>	1200 V
<b>Tensione massima DC</b>	1800 V
<b>Sezione conduttore</b>	300 mm <sup>2</sup>
<b>Portata corrente</b>	In piano direttamente interrato: 497 A
	In piano in aria: 548 A



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 500 a 1'000mm (a seconda del numero di cavi DC da posizionare) e profonda 1'000mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi SB e corrugati in base alla specificità di ogni tratta;
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.5.2 Cavi in corrente alternata (MT)

I cavi in Media Tensione sono necessari per collegare in parallelo le varie cabine di trasformazione sparse per il Campo Fotovoltaico fino a raggiungere la Cabina MT di smistamento interna al campo FV e successivamente la sottostazione di trasformazione AT/MT tramite un elettrodotto interrato.

La Media Tensione verrà esercita con un Sistema Trifase Isolato 3F, a tutti gli effetti un sistema IT. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in IT:

- prevede tutte e tre le fasi (U-V-W) NON connesse a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un coordinamento tra le protezioni di fase e di neutro, in modo che il cavo risulti sempre protetto.

È stata scelta una tipologia di cavo in funzione del tipo di collegamento da effettuare:

- cavo tipo ARP1H5EX per i collegamenti di distribuzione radiali di campo fino alla cabina di smistamento;
- cavo tipo ARP1H5(AR)EX per il collegamento tra la cabina di smistamento e la SE Condivisa di trasformazione.

#### 2.5.2.1 Cavi di Distribuzione MT

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti a trifoglio nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio tipo ARP1H5EX, mentre la configurazione prevista sarà in funzione del numero di cabine del quale è necessaria trasportare l'energia.

Nelle distribuzioni secondarie saranno previste le seguenti configurazioni:

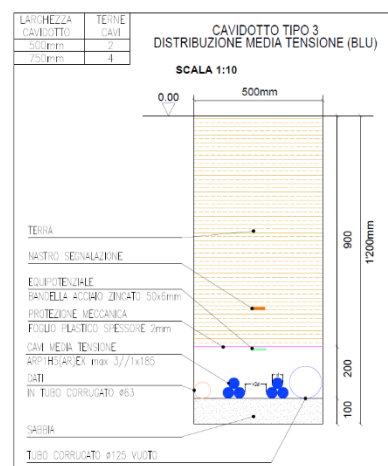
Collegamento 1 cabina di trasformazione (singola)	→	3// (1x95) mm <sup>2</sup>
Collegamento 1 cabine di trasformazione (doppia)	→	3// (1x120) mm <sup>2</sup>
Collegamento 2 cabine di trasformazione (singola+doppia)	→	3// (1x150) mm <sup>2</sup>
Collegamento 2 cabine di trasformazione (doppie)	→	3// (1x185) mm <sup>2</sup>

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento e della corrente da trasportare.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

<b>Modello</b>	ARP1H5EX
<b>Conduttore</b>	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
<b>Isolante</b>	HPTE (elastomero termoplastico)
<b>Guaina</b>	Polietilene
<b>Temperatura di esercizio</b>	0 – 105°C
<b>Tensione nominale U<sub>o</sub>/U (Um)</b>	18/30 (36) kV
<b>Sezione conduttore</b>	95 / 120 / 150 /185 mm <sup>2</sup>
<b>Portata corrente [A]</b>	A trifoglio direttamente interrati: 95 mm <sup>2</sup> : 268 A 120 mm <sup>2</sup> : 306 A 150 mm <sup>2</sup> : 341 A 185 mm <sup>2</sup> : 387 A



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 500 e profonda 1'200mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta; dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi MT opportunamente distanziati tra di loro (>2D con D diametro del cavo MT);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

In talune sezioni il cavidotto potrà essere allargato per evitare che i cavi siano troppo vicini.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.5.3 Elettrodotto MT esterno all'impianto

La Media Tensione verrà esercita con un Sistema Trifase 3F-Neutro Isolato (collegamento lato secondario del trasformatore AT/MT a triangolo).

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti a trifoglio nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

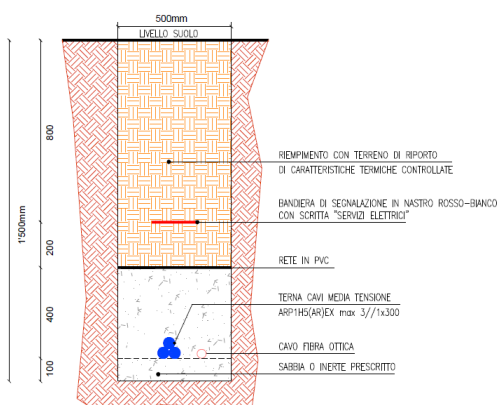
Il cavo selezionato è il cavo in Alluminio tipo ARP1H5(AR)EX, mentre la configurazione prevista sarà:

Cavidotto MT Esterno → 3// [1x(1x300)] mm<sup>2</sup>

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potrà essere ottimizzata la configurazione cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento e della corrente da trasportare.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

<b>Modello</b>	ARP1H5(AR)EX
<b>Conduttore</b>	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
<b>Isolante</b>	HPTE (elastomero termoplastico)
<b>Guaina</b>	Polietilene (DMP2)
<b>Temperatura di esercizio</b>	0 – 90°C
<b>Tensione nominale U<sub>o</sub>/U (Um)</b>	18/30 (36) kV
<b>Sezione conduttore</b>	300 mm <sup>2</sup>
<b>Portata corrente [A]</b>	A trifoglio direttamente interrati: 300 mm <sup>2</sup> : 486 A



00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 500mm e profonda 1'500mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
  - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
  - uno spessore pari a circa 400mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta; dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi MT opportunamente distanziati tra di loro (>2D con D diametro del cavo MT);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

In talune sezioni, ed in particolare in corrispondenza dell'attraversamento delle interferenze lungo il percorso, il cavidotto sarà differente, per cui ogni terna di cavi, mantenendo la configurazione a trifoglio, entrerà in un tubo corrugato di diametro 300mm e verrà installato posato con la tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (di seguito TOC). Nell'elaborato grafico dedicato (*Cavidotto MT – Interferenze su CTR*) sono state individuate le interferenze del percorso del cavidotto MT ed indicata la modalità di risoluzione di tale interferenza.

#### 2.5.4 Altri cavi

Di seguito l'indicazione delle caratteristiche degli altri cavi previsti all'interno dell'Impianto Fotovoltaico.

##### 2.5.4.1 Cavi nella Cabina di Trasformazione MT/BT

La cabina di trasformazione MT/BT è quell'insieme di componenti atti a rendere disponibile l'energia prodotta da un certo numero di inverter in Media Tensione. I componenti principali sono:

- Inverter centralizzato, ovvero la macchina elettrica che effettua la conversione dell'energia prodotta da corrente continua ad alternata;
- Trasformatore MT/BT, ovvero la macchina elettromeccanica che trasforma l'energia resa disponibile nel QPCA da Bassa a Media Tensione;
- QMT (Quadro Media Tensione), ovvero il quadro che rende disponibile i cavi MT per la distribuzione MT.

Sono previste 4 cabine di trasformazione.

La fornitura ed il dimensionamento dei cavi elettrici all'interno di ogni cabina sono da considerarsi come inclusi nella fornitura della cabina di trasformazione.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.5.4.2 Cavi nella Sottostazione di Trasformazione AT/MT

La sottostazione di trasformazione AT/MT è quell'insieme di componenti atti a rendere disponibile l'energia da Media Tensione in Alta Tensione, nello specifico caso da 30'000 a 150'000V. I componenti principali sono:

- Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione per la protezione e distribuzione dell'Alta Tensione;
- Trasformatore AT/MT, ovvero la macchina elettromeccanica che trasformano l'energia resa disponibile da Media Tensione dal Campo FV ad Alta Tensione per la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- QMT (Quadro Media Tensione), ovvero il quadro che rende disponibile i cavi MT per la distribuzione MT.

È prevista un'unica sottostazione AT/MT.

La fornitura ed il dimensionamento dei cavi elettrici all'interno di ogni sottostazione sono da considerarsi come inclusi nella fornitura della sottostazione, per cui il dimensionamento di cavi MT sarà definito in fase di progettazione esecutiva e a cura del fornitore della Sottostazione.

#### 2.5.4.3 Cavi Alimentazione Trackers

I cavi di alimentazione trackers sono cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare i motori presenti sulle strutture, responsabili del movimento delle strutture attorno all'asse Nord-Sud, in modo che i moduli fotovoltaici ad essa fissati, siano sottoposti al massimo irraggiamento lungo tutto il movimento giornaliero del sole.

Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture che interrati. Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio, a ridotta emissione di gas corrosivo e con una miscela che lo renda installabile ad aria aperta.

#### 2.5.4.4 Cavi di sicurezza e sorveglianza

Il sistema di sicurezza e videosorveglianza utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione (motion detection con illuminazione IR notturna);
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici ed in corrispondenza delle cabine di trasformazione;
- Sistema di illuminazione da utilizzare come deterrente (nel caso il motion detection rilevi un'intrusione, l'illuminazione relativa a quella zona viene attivata).

#### 2.5.4.5 Cavi Dati

I cavi dati sono i cavi di trasmissione di tutti i dati dei vari sistemi.

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata (tipicamente <100m);

cavo in fibra ottica, per tratti di cavo più lunghi.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3 Verifiche di coordinamento

#### 3.1 Condizioni Ambientali

La verifica del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico dipende inevitabilmente dalla definizione delle condizioni ambientali dell'area dove sorgerà l'impianto fotovoltaico.

Il sito di realizzazione dell'impianto presenta un'altitudine di poche centinaia di metri sopra il livello del mare (in particolare tra 280 e 320m slm), per cui elettricamente è una zona standard e non sottoposta ad alcuna limitazione di caratteristiche dielettriche limitate a causa dell'altitudine.

Ai fini del dimensionamento dei componenti d'impianto e dei cavi elettrici, si considera il seguente intervallo di temperature ambiente:

*intervallo temperature di funzionamento* → -10 ... + 50°C

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.2 Coordinamento meccanico

Il coordinamento meccanico consiste nel verificare che la struttura fotovoltaica, installata in questa particolare area geografica ed in questo particolare terreno, sia in grado di sostenere i moduli fotovoltaici.

Per quanto concerne la verifica strutturale relativa agli inseguitori monoassiali si rimanda alla relazione dedicata.

Nell'ambito della presente analisi + stato verificato il coordinamento tra strutture di sostegno e conformazione specifica del terreno, posizionando i moduli solo dove le pendenze lo consentono, come illustrato nell'elaborato "Campo FV – Dettaglio Pendenze Campo", del quale si riporta un estratto in Figura 12.

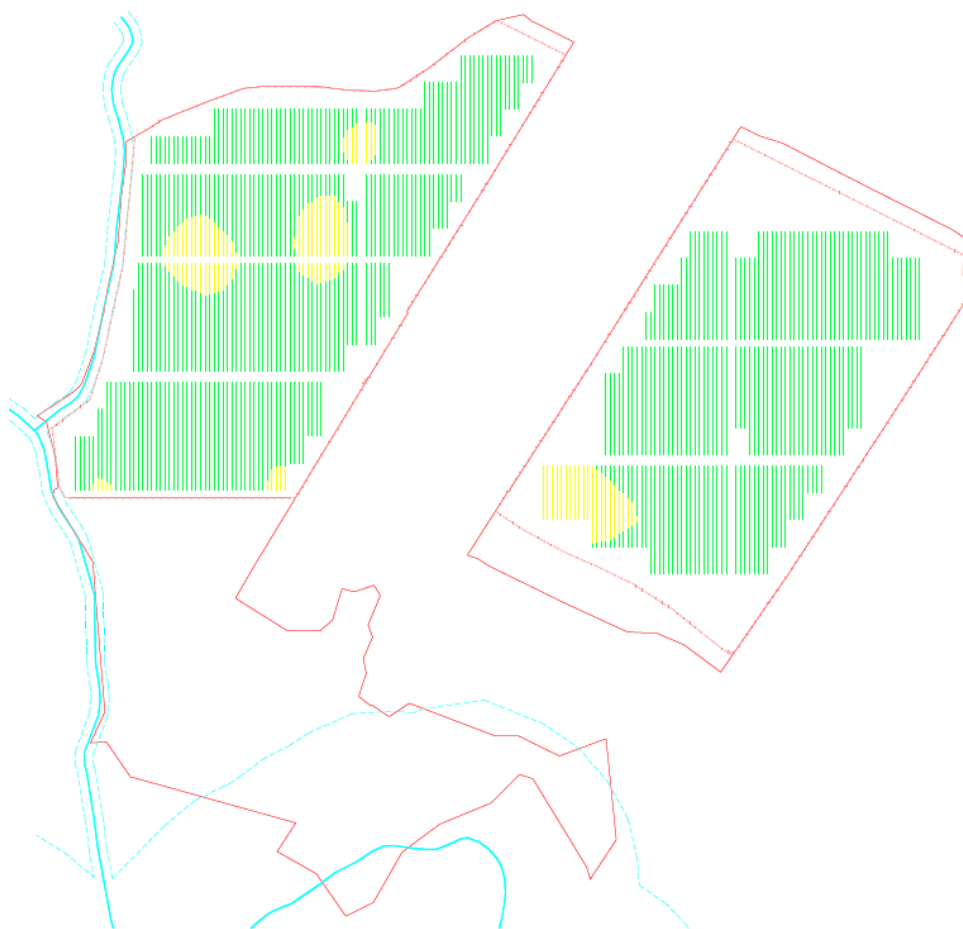


Figura 12 - Analisi pendenze del campo FV

Si potrà vedere che è tracciata una linea in corrispondenza di ogni struttura, colorandola in:

- \* verde, se la pendenza è largamente entro i massimi consentiti;
- \* giallo, se la pendenza è entro i massimi consentiti, tracciamento da attenzionare in fase esecutiva;
- \* rosso, se la pendenza è oltre i massimi consentiti, per cui saranno necessari alcuni interventi di spostamento terra per la riduzione della pendenza dell'area.

Essendo entrambi i sottocampi caratterizzati da pendenze generalmente ridotte risulta che il 91.9% delle aree in analisi risulta verde, l'8.1% gialla, mentre non risultano presenti aree rosse.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.3 Coordinamento Elettrico Lato CC

L'elemento di partenza per il coordinamento lato corrente continua è il modulo fotovoltaico, i cui dati elettrici riportati alle condizioni STC sono:

$$P = 545\text{Wp, con } -0,35\%/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC} = 49,65\text{V, con } -0,28\%/^{\circ}\text{C} - V_{MPP} = 41,07\text{V}$$

$$I_{SC} = 13,94\text{A, con } +0,048\%/^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,27\text{A}$$

Si procede quindi con il calcolo dei parametri elettrici del modulo FV in funzione delle condizioni ambientali del presente progetto; l'intervallo di funzionamento è tra le temperature ambiente di  $-10$  e  $50^{\circ}\text{C}$ , che corrisponde ad una temperatura di funzionamento delle celle FV tra  $0$  e  $70^{\circ}\text{C}$ , e quindi i parametri elettrici sono:

$$V_{OC} = 53,12\text{V @}0^{\circ}\text{C} - V_{MPP} = 44,7\text{V}$$

$$I_{SC} = 14,24\text{A @}70^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,35\text{A}$$

Si prevede di realizzare stringhe costituite da 26 moduli FV collegati tra di loro elettricamente in serie. Ciascuna stringa elettricamente si caratterizza come segue:

$$V_{OC} = 53,12 \times 26 = 1'381,12\text{V} - V_{MPP} = 44,7 \times 26 = 1'162,2\text{V}$$

$$I_{SC} = 14,24\text{A @}70^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,35\text{A}$$

#### A) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento CC

$$V_{IS\ DC} \geq 1'381,26\text{ V}$$

Moduli / SB / Inverter sono tutti con tensione di isolamento pari a  $1'500\text{V}$ .

Si rimanda ai paragrafi successivi della presente relazione per la verifica della tensione di isolamento dei cavi DC.

#### B) Verifica di coordinamento → corrente di stringa CC

$$I_{SC} = 14,24\text{A}$$

Si rimanda ai paragrafi successivi della presente relazione per la verifica della portata di corrente del cavo DC di stringa.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Lo SB (cassetta di parallelo-stringa) è il quadro di primo parallelo DC, installato direttamente in campo, che collegherà in parallelo più stringhe; lo SB selezionato prevede un massimo di 20 stringhe, ma, come è stato possibile verificare dalla configurazione riportata in introduzione al paragrafo 2, non saranno collegate più di 16 stringhe.

Ai fini cautelativi viene effettuata la verifica con il collegamento di tutti e 20 i canali, per cui si ha:

$$V_{OC} = 53,12 \times 26 = 1'381,12V - V_{MPP} = 44,7 \times 26 = 1'162,2V$$

$$I_{SB} = 14,24 \times 20 = 284,8A - I_{MPP} = 13,35 \times 20 = 267A$$

C) Verifica di coordinamento → lo string box (SB): tensione, corrente ingresso e corrente uscita

$$V_{IS} = 1'500V \geq 1'381,12V$$

$$I_{FUS} = 30A - \text{tipo gPV, } 1'500V \rightarrow > 14,24/0,8 = 17,8A \text{ OK } \checkmark$$

$$I_{GEN} = 400A \text{ (limitati a } 350A \text{ a causa } t_{amb \text{ MAX@}50^{\circ}C}) \rightarrow > 284,8A \text{ OK } \checkmark$$

D) Verifica di coordinamento → corrente di stringa SB

$$I_{SB} = 284,8A$$

Si rimanda ai paragrafi successivi della presente relazione per la verifica della portata di corrente del cavo DC di stringa.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

L'inverter precedentemente descritto è il componente che permette la conversione da corrente continua a corrente alternata; si considera la configurazione più gravosa elettricamente per verificarne il coordinamento, ovvero:

<b>Sub-campo 1.2</b>			
<b>Struttura</b>	Tracker		
<b>Moduli</b>	5'642		
<b>Stringhe</b>	217		
<b>String Box</b>	14	di cui	3 con 14 stringhe 1 con 15 stringhe 10 con 16 stringhe
<b>Potenza CC</b>	3'074,98	kWp	
<b>Potenza CA</b>	2'850,0	kVA	

Quindi le grandezze elettriche da verificare sono:

$$V_{OC} = 53,12 \times 26 = 1'381,12V - V_{MPP} = 44,7 \times 26 = 1'162,2V$$

$$\text{Ingresso SB} \rightarrow I_{MAX} = 14,24 \times 20 = 284,8A$$

$$\text{Inverter} \rightarrow P_{CC} = 3'074,98 \text{ kWp} - I_{MAX} = 14,24 \times 217 = 3'090,1 \text{ A} - I_{MPP} = 13,35 \times 217 = 2'896,95A$$

E) Verifica di coordinamento → l'inverter: tensione isolamento e range MPP, corrente ingresso per canale e totale

$$V_{IS} = 1'500V \geq 1'381,12V - V_{MPP} = 1'162,2V \text{ incluso nel Range MPP (890...1'250V)}$$

$$I_{FUSE IN} = 400A > 284,8/0,8 = 356,0A$$

$$\text{Inverter} \rightarrow I_{INV MAX} = 3'300A > 3'003,75A \text{ OK } \checkmark$$

F) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento BT

$$V_{IS} \geq 620V$$

Inverter, cavi di collegamento BT e trasformatori lato BT sono tutti con tensione di isolamento pari a 750V.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.4 Coordinamento Elettrico Lato CA

L'elemento di partenza per il coordinamento lato CA è l'inverter, le cui grandezze elettriche lato CA sono di seguito riassunte:

$$V_N = 620V \pm 10\% - 50/60Hz$$

Inverter → Potenza Uscita @50°C = 2'550 kVA, @25°C = 2'850kVA

$$I_{MAX} = 2'650A - \text{intervallo } \cos \varphi = 0,5_{CAP} \dots 0,5_{IND}$$

#### A) Verifica di coordinamento → Trasformatore MT/BT

Tensione Uscita Inverter 620V – Rapporto di trasformazione MT/BT 30'000/620 [V] **OK ✓**

Inverter → Potenza inverter 2'850kVA@25°C e 2'550kVA@50°C

Potenza trasformatore MT/BT: 3'000kVA@40°C e 2'700kVA @50°C **OK ✓**

#### B) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento BT

$$V_{IS BT} \geq 750V$$

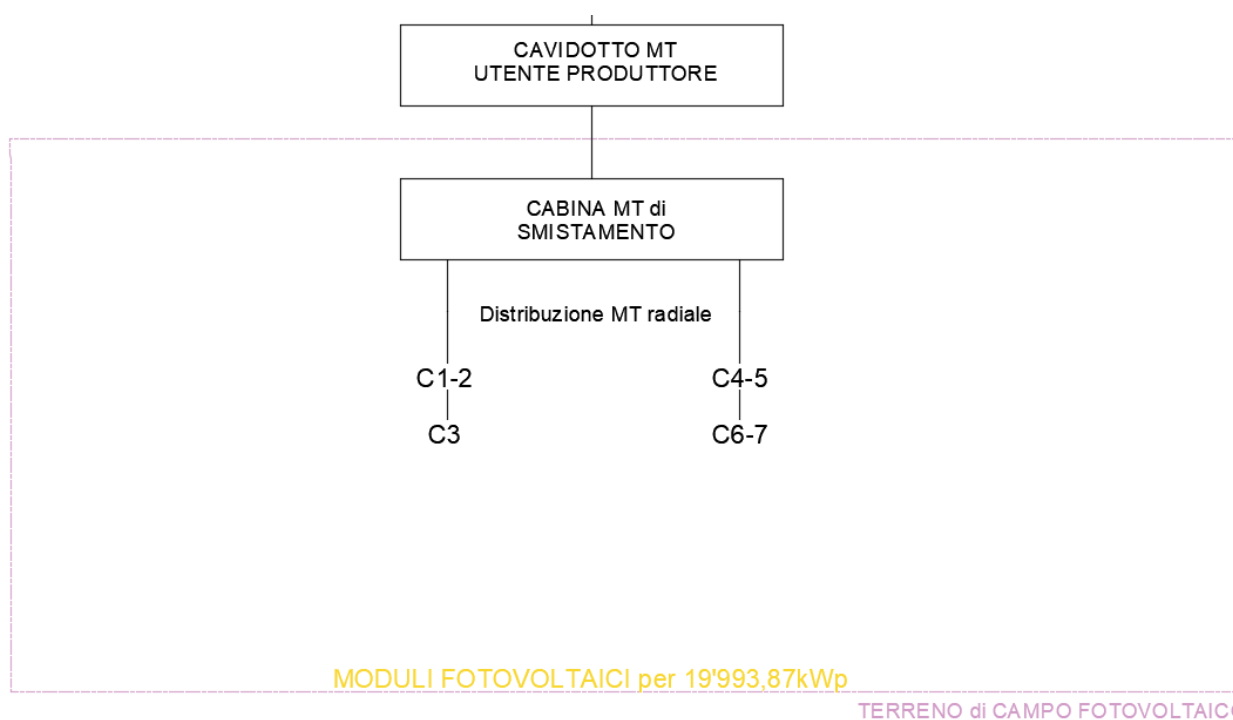
Gli inverter d'impianto sono tutti con tensione di isolamento pari a 750V.

Si rimanda ai paragrafi successivi della presente relazione per la verifica della tensione di isolamento dei cavi CA.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Come specificato nello schema unifilare, la distribuzione MT di campo è costituita da due linee radiali che confluiscono nella cabina MT di SE Utente Produttore, di seguito riportato lo schema a blocchi e le potenze e correnti di ogni singola tratta:



Cabina	Linea MT	Potenza [MVA]	Corrente [A] @30kV
C1-2		5,7	109,8
C3		2,85	54,9
	Radiale L1	8,55	164,7
C4-5		5,7	109,8
C6-7		5,7	109,8
	Radiale L2	11,4	219,6
<b>QMT di SE</b>		<b>19,95</b>	<b>384,3</b>

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

C) Verifica di coordinamento → Quadro MT di cabina di trasformazione

Caratteristiche e classificazione: 36kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

Tensione Uscita Trasformatore 30'000V - Tensione isolamento quadro MT di Cabina 36'000V **OK ✓**

Corrente massima linee radiale massima 219,6A – Corrente nominale quadro MT di cabina 630A **OK ✓**

D) Verifica di coordinamento → corrente di linea MT

Inverter (2'850kVA) →  $I_{CAB} = 54,9A$

Cabina MT di Trasformazione (2'850+2'850kVA) →  $I_{CAB} = 109,8A$

Si rimanda ai paragrafi successivi della presente relazione per la verifica della portata di corrente del cavo MT nelle varie tratte.

E) Verifica di coordinamento → Quadro MT di SE di Trasformazione

Caratteristiche e classificazione: 36kV-16kA-1'250A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

Tensione Uscita Trasformatore 30'000V - Tensione isolamento quadro MT di Cabina 36'000V **OK ✓**

Corrente massima linee radiali 219,6A – Corrente nominale linee partenza cavo 630A **OK ✓**

Corrente generale 384,3A – Corrente interruttore generale e sbarre 6'30A **OK ✓**

Come illustrato sempre nello schema unifilare, il quadro MT di SSE sarà alimentato da 1 trasformatore AT/MT di potenza pari a 20 MVA in grado di arrivare a 25MVA in condizione di raffreddamento forzato (ONAF).

F) Verifica di coordinamento → Trasformatore AT/MT

Rapporto di trasformazione AT/MT 150/30[kV] – Rapporto di trasformazione MT/BT 30/0,62[kV] **OK ✓**

Potenza trasformatore MT/BT = 20(25) MVA – 19,95 MVA < 20 (25) MVA **OK ✓**

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Come indicato, la potenza massima in immissione dell'impianto è pari a 20,00MW (codice STMG: 202000101).

La potenza installata lato DC dell'impianto è pari a 19'993,87 kWp, che è la potenza @STC della somma di tutti i moduli fotovoltaici. La potenza massima generabile dagli inverter è pari a 19'950 kVA.

#### H) Verifica impianto → Rapporto potenza DC / potenza AC

Potenza DC = a 20'659,86 kWp – Potenza massima in immissione dell'impianto = 20,00MW

Rapporto potenze DC/AC = 1,035 **OK** 

Tenuto conto:

- della potenza effettivamente resa disponibile nel punto di generazione per effetto degli scostamenti dalle STC (25°C temperatura di cella FV, 1000W/m<sup>2</sup>),
- delle perdite dal punto di generazione (morsetti moduli FV) al PdC (Punto di consegna AT in SE Terna),

si ritiene che il rapporto DC/AC sia corretto.

#### I) Verifica impianto → Servizi di Rete (Allegato A-68)

La potenza massima generabile 19'950MVA < 20,00MW che è la potenza massima in immissione

Tenuto conto:

- della richiesta di fornire potenza reattiva in punto di connessione,
- delle perdite per arrivare al punto di generazione al punto di connessione (normalmente stimate intorno a 3-4%),
- essere in grado di fornire questi servizi elettrici al variare della tensione di rete AT da 85 a 115% di V<sub>N</sub>,

si ritiene che il rapporto DC/AC sia corretto. **OK** 

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4 Verifica cavi elettrici

Questo capitolo è dedicato alla verifica della correttezza della tipologia di cavo scelto, verificando per ogni tipologia di cavi e per ogni tratta:

- Verifica portata corrente e coordinamento protezioni;
- Verifica caduta di tensione;
- Verifica tenuta al corto circuito;
- Verifica delle perdite.

### 4.1 Cavi di Stringa

I cavi in corrente continua da verificare sono di due tipologie: cavi di stringa e cavi di SB.

#### 4.1.1 Tensione di esercizio

In merito alla tensione, il lato continua di un Impianto di Generazione Fotovoltaico ha un valore di tensione di esercizio variabile, a seconda dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter, che impone la tensione di esercizio in ricerca del punto di massima (MPP) o, in rarissimi casi, impone una tensione di esercizio che mantenga in uscita (lato CA) un valore imposto di potenza.

Per conoscere i valori di riferimento di tensione bisogna quindi fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; la tensione può variare all'interno di un intervallo 0...1'381,12V, per cui il valore di riferimento della tensione è pari a:

$$V_e = 1'500 \text{ V}$$

#### 4.1.2 Corrente di esercizio

In merito alla corrente, analogamente a quanto descritto nel paragrafo precedente, bisogna fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; la corrente si muove all'interno di un intervallo 0...14,24A; in accordo con le Norme di riferimento, la corrente di dimensionamento è pari alla corrente di corto circuito a 70°C di temperatura di cella, per cui il valore di riferimento della corrente è pari a:

$$I_N = 14,24 \text{ A}$$

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.3 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua sono:

- in aria, nei tratti lungo la struttura fotovoltaica di sostegno dei moduli fotovoltaici, con più circuiti;
- all'interno di tubo corrugato nei tratti sotterranei per il collegamento tra diverse file strutture fotovoltaiche, con più circuiti.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi in aria	Cavi in Tubo Corrugato interrato
Temperatura → $k_1 = 1$	Temperatura → $k_1 = 1$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a contatto → $k_2 = 0,80$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria → $k_2 = 0,6$
	profondità = 0,7m → $k_3 = 1$
	resistività terreno = 1,5 °K x m/W → $k_4 = 1$
fattore di sicurezza → $k_5 = 1$	fattore di sicurezza → $k_5 = 1$
<b>TOTALE → <math>k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_5 = 0,8</math></b>	<b>TOTALE → <math>k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,6</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

È evidente che la condizione peggiorativa sia il tratto in cui i cavi sono posizionati all'interno del tubo corrugato: la verifica della portata di corrente deve essere fatta considerando questa condizione peggiorativa: verrà quindi considerato il fattore  $k_{TOT} = 0,6$ .

**La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:**

$$I_N < I_Z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_Z$  è la portata del cavo.

Facendo riferimento alla configurazione cavi riportata in relazione tecnica impianto e nello schema unifilare, e al valore di portata lorda dei cavi (portata in aria libera), riportato nel data sheet in appendice, di seguito la tabella riassuntiva di verifica portata di corrente.

(unità di misura:  $I_N$ ,  $I_Z$  e la portata lorda sono espresse in A, la configurazione cavi è espressa in mm<sup>2</sup>)

$I_N$	Configurazione Cavo	Potata lorda	ktot	$I_Z$	Verifica
14,24	2//(1x6)	70	0,6	42	OK

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.3.1 Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno del SB, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 30A - \text{tipo gPV, 1'500V}$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno del quadro SB, installato all'estero e con grado di protezione pari a IP65, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 30A \times 0,8 = 24A$$

**La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale di stringa, pari a 14,24A;
- $I_r$  è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 24A;
- $I_z$  è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 42.

Nel presente caso si ha:

$$14,24 < 24 < 42$$

**La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK **

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.1.4 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:

- n una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- $I_e$  è la corrente della singola stringa, che non può essere la corrente di dimensionamento, ma quella di funzionamento a massima potenza, pari a 14,24A;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, data dalla somma del cavo di stringa con i cavi di modulo:
  - o il cui computo è riassunto per campo nella tabella seguente:

Stringhe	L tot collegamento [km]	L media tratta [km]	L MAX [m]
1'411	~77	~0,060	~0,105

al fine della verifica del valore della caduta di tensione verrà considerato il valore di lunghezza cavi media e massima, quindi pari rispettivamente a 60 e 105m;

- o i cavi uscenti da ogni modulo hanno una lunghezza pari a 0,3m; dato che la stringa è composta da 26 moduli, i cavi dei moduli hanno lunghezza pari a 15,6m.

La lunghezza totale di stringa è quindi pari a 76 e 121m, ovvero 0,076 e 0,121km;

- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 3,39  $\Omega$ /km;
- $V_e$  è la tensione di esercizio della stringa, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a  $V_{MPP} = 1'162,2V$ .

Si può quindi applicare la formula del calcolo della caduta di tensione:

$$\Delta v\%_{media} = \frac{2 \times 14,24 \times 0,121 \times 3,39}{1'162,2} = 1,01\%$$

Il valore di caduta di tensione per ogni sezione è limitato dalle Norme ed il valore limite è pari al 3%, per cui:

$$\Delta v\%_{MAX} = 1,01\% < 3\%$$

**Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. OK **

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.1.5 Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a 14,24A e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

#### 4.1.6 Verifica Perdite

Per valutare le perdite dei cavi corrente continua si applica la seguente formula:

$$\Delta P_{CC} = \frac{n \times r \times L \times I_e^2}{P_N}$$

dove:

- n è il numero di fasi della linea, pari a 2 nelle linee in Corrente Continua;
- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 3,39  $\Omega$ /km;
- L è la lunghezza del cavo di stringa, espressa in km, si considera la lunghezza media del cavo di stringa, calcolata nel paragrafo precedente e pari a 76m, ovvero 0,076km;
- $I_e$  è la corrente della singola stringa, che non può essere la corrente di dimensionamento, ma quella di funzionamento a massima potenza, pari a 13,35A;
- $P_N$  è la potenza trasmessa dalla stringa a corrente  $I_e$ , quindi pari alla potenza di picco della stringa, pari a  $0,545 \times 26 = 14,17$  kW.

In conclusione le perdite di potenza nel cavo di stringa sono pari a:

$$\Delta P_{CC} = \frac{2 \times 3,39 \times 0,076 \times 13,35^2}{14'170} = 0,648\%$$

**Nel calcolo delle perdite si potrà quindi considerare in via cautelativa un valore medio di perdite collegamenti CC stringa pari a 0,65%.**

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 4.2 Cavi di SB

### 4.2.1 Tensione di esercizio

Il lato continua di un Impianto di Generazione Fotovoltaico ha un valore di tensione di esercizio variabile, a seconda dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter, che impone la tensione di esercizio in ricerca del punto di massima resa (MPP) o, in rarissimi casi, impone una tensione di esercizio che mantenga in uscita (lato CA) un valore imposto di potenza.

Per conoscere i valori di riferimento di tensione bisogna quindi fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; la tensione si muove all'interno di un intervallo 0...1'381,12V, per cui il valore di riferimento della tensione è pari a:

$$V_e = 1'500 \text{ V}$$

### 4.2.2 Corrente di esercizio

In merito alla corrente di esercizio, analogamente a quanto fatto per la corrente di stringa, in accordo con le Norme di riferimento, la corrente di dimensionamento è pari alla corrente di corto circuito a 70°C temperatura di cella (14,24A) moltiplicata per il numero di stringhe collegate al dato SB, al massimo pari a 20, avremo:

$$I_N = 20 \times 14,24 = 284,8 \text{ A}$$

Tuttavia, dato che il numero massimo di stringhe connesse ad uno SB secondo la configurazione del presente progetto definitivo non è mai superiore a 16, per il calcolo si dovrà tenere in conto che per gli SB più caricati, avremo:

$$I_N = 16 \times 14,24 = 227,84 \text{ A}$$

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.2.3 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua SB sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione in piano;
- all'interno di tubo corrugato per brevi tratti di raccordo (un tubo per cavi SB), in uscita dallo SB per entrare nel terreno ed in ingresso della cabina di trasformazione MT/BT.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$	Temperatura $\leq 45 \rightarrow k_1 = 0,87$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a distanza 2D $\rightarrow k_2 = 0,80$	Tipo di posa: un circuito per tubo in aria $\rightarrow k_2 = 0,80$
profondità = 0,7m $\rightarrow k_3 = 1$	
resistività terreno = $1,5 \text{ }^\circ\text{K} \times \text{m/W} \rightarrow k_4 = 1$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$
<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,8</math></b>	<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,7</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

Applicando al valore di corrente, l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata (497A) o in tubo (548A), calcoliamo la condizione peggiorativa:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Portata Cavo interrato Lorda = 497A	Portata Cavo in aria Lorda = 548A
$k_{TOT} = 0,8$	$k_{TOT} = 0,7$
<b>Portata Cavo Netta = 397,6A</b>	<b>Portata Cavo Netta = 383,6A</b>

La condizione peggiorativa è quindi della tratta in tubo corrugato.

**La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:**

$$I_N < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_z$  è la portata del cavo.

$I_N$	Configurazione Cavo	$I_z$	Verifica
284,8A	2//(1x300)	383,6	OK

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.2.3.1 Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno dell'inverter, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 400A - 1'500V$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno dell'inverter, installato all'esterno e con grado di protezione pari a IP54, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 400A \times 0,875 = 350A$$

**La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**


$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale di stringa, pari a 284,8 A;
- $I_r$  è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 350 A;
- $I_z$  è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 383,6 A.

Nel presente caso si ha:

$$284,8 < 350 < 383,6$$

**La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK **

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.2.4 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:

- n una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- $I_e$  è la corrente del singolo SB, da determinare come multiplo della corrente di stringa (pari a 14,24 A), in base al numero di stringhe collegate;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, computata per ogni singolo SB;
- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 0,1Ω/km @20°C che riportati a 60°C diventa pari a 0,116Ω/km;
- $V_e$  è la tensione di esercizio dello SB, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a  $V_{MPP} = 1'162,2V$ .

Si faccia riferimento alla tabella di calcolo della caduta di tensione e perdite su ogni singola tratta riportata alla fine del paragrafo 3.3, dove sono evidenziate in rosso, giallo, verde le tratte con lunghezze superiori rispettivamente a 300, 400, 500m, che identificano valori puntuali di caduta di tensione alti che andranno attenzionati durante la fase costruttiva. Si consideri che:

- la lunghezza media della connessione è pari a 132m;
- la lunghezza più corta della connessione è pari a 30m;
- la lunghezza più lunga della connessione è pari a 350m.

Dal risultato del calcolo della caduta di tensione si ottiene una media pari a:

$$\Delta V\%_{media} = 0,555\%$$

**Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. OK ✓**

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.2.5 Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a  $20 \times 14,24 = 284,8A$  e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

#### 4.2.6 Verifica Perdite

Per valutare le perdite dei cavi corrente continua si applica la seguente formula:

$$\Delta P_{CC} = \frac{n \times r \times L \times I_e^2}{P_N}$$

dove:

- n è il numero di fasi della linea, pari a 2 nelle linee in Corrente Continua;
- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a  $0,116 \Omega/km$ ;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, computata per ogni singolo SB;
- $I_e$  è la corrente del singolo SB, da determinare come multiplo della corrente di stringa (pari a  $14,24 A$ ), in base al numero di stringhe collegate;
- $P_N$  è la potenza trasmessa dallo SB, quindi pari alla potenza di picco della stringa per il numero di stringhe collegato all'SB, quindi variabile SB per SB.

Si faccia riferimento alla tabella di calcolo della caduta di tensione e perdite su ogni singola tratta riportata alla fine del presente paragrafo, dove sono evidenziate in rosso, giallo, verde le tratte con lunghezze superiori rispettivamente a 300, 400, 500m, che identificano valori puntuali di caduta di tensione elevati e che andranno attenzionati durante la fase costruttiva.

In conclusione le perdite di potenza nel cavo di stringa sono pari a:

$$\Delta P_{CC} = 0,648\%$$

**Nel calcolo delle perdite si potrà quindi considerare in via cautelativa un valore medio di perdite collegamenti CC derivanti dall'SB pari a 0,7%.**

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.2.7 Tabella calcolo caduta di tensione e perdite dei cavi SB

PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]	PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]
INVERTER 1	I1.1	225	16	14,24	0,116	1,02%	1,20%	INVERTER 2	I2.1	165	16	14,24	0,116	0,75%	0,88%
INVERTER 1	I1.2	190	15	14,24	0,116	0,81%	0,95%	INVERTER 2	I2.2	140	16	14,24	0,116	0,64%	0,74%
INVERTER 1	I1.3	165	15	14,24	0,116	0,70%	0,82%	INVERTER 2	I2.3	120	16	14,24	0,116	0,55%	0,64%
INVERTER 1	I1.4	140	15	14,24	0,116	0,60%	0,70%	INVERTER 2	I2.4	100	16	14,24	0,116	0,45%	0,53%
INVERTER 1	I1.5	115	14	14,24	0,116	0,46%	0,53%	INVERTER 2	I2.5	85	14	14,24	0,116	0,34%	0,40%
INVERTER 1	I1.6	100	14	14,24	0,116	0,40%	0,46%	INVERTER 2	I2.6	65	14	14,24	0,116	0,26%	0,30%
INVERTER 1	I1.7	80	14	14,24	0,116	0,32%	0,37%	INVERTER 2	I2.7	45	16	14,24	0,116	0,20%	0,24%
INVERTER 1	I1.8	65	14	14,24	0,116	0,26%	0,30%	INVERTER 2	I2.8	40	15	14,24	0,116	0,17%	0,20%
INVERTER 1	I1.9	50	14	14,24	0,116	0,20%	0,23%	INVERTER 2	I2.9	60	15	14,24	0,116	0,26%	0,30%
INVERTER 1	I1.10	35	14	14,24	0,116	0,14%	0,16%	INVERTER 2	I2.10	80	14	14,24	0,116	0,32%	0,37%
INVERTER 1	I1.11	55	14	14,24	0,116	0,22%	0,26%	INVERTER 2	I2.11	100	16	14,24	0,116	0,45%	0,53%
INVERTER 1	I1.12	70	15	14,24	0,116	0,30%	0,35%	INVERTER 2	I2.12	120	16	14,24	0,116	0,55%	0,64%
INVERTER 1	I1.13	105	15	14,24	0,116	0,45%	0,52%	INVERTER 2	I2.13	140	16	14,24	0,116	0,64%	0,74%
								INVERTER 2	I2.14	190	16	14,24	0,116	0,86%	1,01%

PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]	PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]
INVERTER 3	I3.1	160	14	14,24	0,116	0,64%	0,74%	INVERTER 4	I4.1	350	16	14,24	0,116	1,59%	1,86%
INVERTER 3	I3.2	70	14	14,24	0,116	0,28%	0,33%	INVERTER 4	I4.2	265	14	14,24	0,116	1,05%	1,23%
INVERTER 3	I3.3	50	14	14,24	0,116	0,20%	0,23%	INVERTER 4	I4.3	250	14	14,24	0,116	0,99%	1,16%
INVERTER 3	I3.4	35	14	14,24	0,116	0,14%	0,16%	INVERTER 4	I4.4	230	14	14,24	0,116	0,92%	1,07%
INVERTER 3	I3.5	55	15	14,24	0,116	0,23%	0,27%	INVERTER 4	I4.5	215	14	14,24	0,116	0,86%	1,00%
INVERTER 3	I3.6	45	16	14,24	0,116	0,20%	0,24%	INVERTER 4	I4.6	195	14	14,24	0,116	0,78%	0,91%
INVERTER 3	I3.7	65	16	14,24	0,116	0,30%	0,35%	INVERTER 4	I4.7	180	14	14,24	0,116	0,72%	0,84%
INVERTER 3	I3.8	85	16	14,24	0,116	0,39%	0,45%	INVERTER 4	I4.8	160	14	14,24	0,116	0,64%	0,74%
INVERTER 3	I3.9	105	16	14,24	0,116	0,48%	0,56%	INVERTER 4	I4.9	145	14	14,24	0,116	0,58%	0,67%
INVERTER 3	I3.10	125	16	14,24	0,116	0,57%	0,66%	INVERTER 4	I4.10	125	14	14,24	0,116	0,50%	0,58%
INVERTER 3	I3.11	145	16	14,24	0,116	0,66%	0,77%	INVERTER 4	I4.11	110	14	14,24	0,116	0,44%	0,51%
INVERTER 3	I3.12	165	16	14,24	0,116	0,75%	0,88%	INVERTER 4	I4.12	90	14	14,24	0,116	0,36%	0,42%
INVERTER 3	I3.13	185	14	14,24	0,116	0,74%	0,86%	INVERTER 4	I4.13	75	16	14,24	0,116	0,34%	0,40%
INVERTER 3	I3.14	240	15	14,24	0,116	1,02%	1,20%	INVERTER 4	I4.14	50	14	14,24	0,116	0,20%	0,23%

PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]	PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]
INVERTER 5	I5.1	255	15	14,24	0,116	1,09%	1,27%	INVERTER 6	I6.1	265	15	14,24	0,116	1,13%	1,32%
INVERTER 5	I5.2	240	14	14,24	0,116	0,96%	1,12%	INVERTER 6	I6.2	250	15	14,24	0,116	1,07%	1,25%
INVERTER 5	I5.3	220	14	14,24	0,116	0,88%	1,02%	INVERTER 6	I6.3	225	15	14,24	0,116	0,96%	1,12%
INVERTER 5	I5.4	205	14	14,24	0,116	0,82%	0,95%	INVERTER 6	I6.4	210	15	14,24	0,116	0,90%	1,05%
INVERTER 5	I5.5	185	14	14,24	0,116	0,74%	0,86%	INVERTER 6	I6.5	200	15	14,24	0,116	0,85%	1,00%
INVERTER 5	I5.6	170	14	14,24	0,116	0,68%	0,79%	INVERTER 6	I6.6	175	15	14,24	0,116	0,75%	0,87%
INVERTER 5	I5.7	150	14	14,24	0,116	0,60%	0,70%	INVERTER 6	I6.7	165	15	14,24	0,116	0,70%	0,82%
INVERTER 5	I5.8	135	14	14,24	0,116	0,54%	0,63%	INVERTER 6	I6.8	150	15	14,24	0,116	0,64%	0,75%
INVERTER 5	I5.9	115	14	14,24	0,116	0,46%	0,53%	INVERTER 6	I6.9	125	15	14,24	0,116	0,53%	0,62%
INVERTER 5	I5.10	100	14	14,24	0,116	0,40%	0,46%	INVERTER 6	I6.10	125	16	14,24	0,116	0,57%	0,66%
INVERTER 5	I5.11	80	14	14,24	0,116	0,32%	0,37%	INVERTER 6	I6.11	100	15	14,24	0,116	0,43%	0,50%
INVERTER 5	I5.12	65	14	14,24	0,116	0,26%	0,30%	INVERTER 6	I6.12	75	15	14,24	0,116	0,32%	0,37%
INVERTER 5	I5.13	45	15	14,24	0,116	0,19%	0,22%	INVERTER 6	I6.13	30	15	14,24	0,116	0,13%	0,15%
INVERTER 5	I5.14	55	15	14,24	0,116	0,23%	0,27%								

PUNTO ARRIVO	PUNTO PARTENZA	LUNGHEZZA (m)	Stringhe	Corrente [A]	r [Ω/km]	ΔV [%]	ΔP [%]
INVERTER 7	I7.1	80	15	14,24	0,116	0,34%	0,40%
INVERTER 7	I7.2	45	15	14,24	0,116	0,19%	0,22%
INVERTER 7	I7.3	50	15	14,24	0,116	0,21%	0,25%
INVERTER 7	I7.4	70	15	14,24	0,116	0,30%	0,35%
INVERTER 7	I7.5	75	15	14,24	0,116	0,32%	0,37%
INVERTER 7	I7.6	105	15	14,24	0,116	0,45%	0,52%
INVERTER 7	I7.7	105	16	14,24	0,116	0,48%	0,56%
INVERTER 7	I7.8	135	15	14,24	0,116	0,58%	0,67%
INVERTER 7	I7.9	135	16	14,24	0,116	0,61%	0,72%
INVERTER 7	I7.10	165	15	14,24	0,116	0,70%	0,82%
INVERTER 7	I7.11	185	15	14,24	0,116	0,79%	0,92%
INVERTER 7	I7.12	270	15	14,24	0,116	1,15%	1,34%
INVERTER 7	I7.13	150	15	14,24	0,116	0,64%	0,75%

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 4.3 Cavi in Media Tensione

I cavi in Media Tensione sono necessari per portare l'energia prodotta dalle Cabine di Trasformazione alla Cabina smistamento di campo (CS) ed infine alla cabina di SE Utente-Produttore.

#### 4.3.1 Tensione di esercizio

La tensione di esercizio della rete di Media Tensione del presente impianto è 30'000V.

La variazione di tensione di rete ammessa su Alta Tensione (Allegato A68) è 85%  $V_N$  ... 115%  $V_N$ . La stabilità della tensione di esercizio sulla rete Media Tensione è garantita dal commutatore sotto carico che è previsto lato AT sul trasformatore AT/MT di sottostazione, che è posizionata nelle immediate vicinanze del campo. Il commutatore prevede 25 posizioni ( $\pm 12 \times 1,25\%$ ) e la posizione sarà selezionata automaticamente in base alla misura della tensione lato media: verrà impostato un valore ed un ritardo di intervento per evitare le oscillazioni – tarato tipicamente con ritardo pari a 30s –, il commutatore garantisce di operare in maniera continuativa un intorno più ristretto, 95%  $V_N$  ... 105%  $V_N$ .

In conclusione i valori di riferimento della tensione di esercizio sono:

$$V_e = 30'000 \text{ V, con intervallo funzionamento su rete MT pari a } 95\% \dots 108\% V_e$$

#### 4.3.2 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

La corrente nominale di ogni singola tratta è determinata dalla potenza trasmessa, che in prima approssimazione equivale a dire il numero di inverter che è l'elemento generatore sottesi alla singola tratta.

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi di Media Tensione sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione a trifoglio;
- all'interno di tubo corrugato agli estremi (un tubo per terna cavi inverter), in ingresso ed in uscita dalle varie cabine di collegamento.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura $\rightarrow k_1 = 1$	Temperatura $\leq 45^\circ\text{C} \rightarrow k_1 = 0,87$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a distanza 2D $\rightarrow k_2 = 0,80$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria $\rightarrow k_2 = 0,80$
profondità = 0,7m $\rightarrow k_3 = 1$	
resistività terreno = 1,5 °K x m/W $\rightarrow k_4 = 1$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$
<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,76</math></b>	<b>TOTALE <math>\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,66</math></b>

(\*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Si determina ora la condizione peggiorativa prendendo ad esempio il cavo da 120mm<sup>2</sup>, seguendo l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata o in tubo, calcoliamo la condizione peggiorativa:

<b>Cavi Direttamente Interrati</b>	<b>Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)</b>
Portata Cavo interrato Lorda = 306A	Portata Cavo in aria Lorda = 345A
$k_{TOT} = 0,76$	$k_{TOT} = 0,66$
<b>Portata Cavo Netta = 232,56A</b>	<b>Portata Cavo Netta = 227,7A</b>

La condizione peggiorativa è quindi della tratta in tubo corrugato, che verrà verificata per ogni tipologia di cavo e di collegamento.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta se:

$$I_N < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_z$  è la portata del cavo.

TRATTA		L [km]	Tipologia Cavo	Configurazione cavo	Pn [kW]	In [A]	l lorda [A]	ktot	Iz [A]	Iz>In
CS	SE	4,95	AI - ARP1H5(AR)EX	3//[1x(1x300)]	19950	<b>384,4</b>	620,0	0,80	<b>496,0</b>	OK
CS	C1-C2	0,21	AI - ARP1H5EX	3//(1x185)	8550	<b>164,7</b>	451,0	0,66	<b>297,7</b>	OK
C1-C2	C3	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	2850	<b>54,9</b>	345,0	0,66	<b>227,7</b>	OK
CS	C4-C5	0,62	AI - ARP1H5EX	3//(1x150)	11400	<b>219,7</b>	390,0	0,66	<b>257,4</b>	OK
C4-C5	C6-C7	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	5700	<b>109,8</b>	298,0	0,66	<b>196,7</b>	OK

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 4.3.2.1 Coordinamento Protezioni

Nella sezione di verifica della portata di corrente, dovrà essere verificato anche il coordinamento protezioni.

Il criterio per il settaggio delle protezioni lato MT è il seguente:

Protezione linee radiali MT	Relè di protezione elettronica
	51> → $I \geq 1,05 I_N$ t=1s
	51>> → $I \geq 3 I_N$ t=430ms
	51>>> → $I > 5 I_N$ t=100ms

La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- $I_N$  è la corrente nominale della linea da proteggere;
- $I_r$  è la corrente regolata, ovvero settaggio della protezione 51>;
- $I_z$  è la corrente del cavo, ovvero quella calcolata con la portata del cavo.

TRATTA		L [km]	Tipologia Cavo	Configurazione cavo	Pn [kW]	In [A]	Ir [A]	Iz [A]	Verifica
CS	SE	4,95	AI - ARP1H5(AR)EX	3//[1x(1x300)]	19950	384,4	< 422,8	< 496,0	OK
CS	C1-C2	0,21	AI - ARP1H5EX	3//(1x185)	8550	164,7	< 181,2	< 297,7	OK
C1-C2	C3	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	5700	109,8	< 120,8	< 227,7	OK
CS	C4-C5	0,62	AI - ARP1H5EX	3//(1x150)	11400	219,7	< 241,6	< 257,4	OK
C4-C5	C6-C7	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	5700	109,8	< 120,8	< 196,7	OK

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.3.3 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times I_N \times L \times (r \times \cos \phi + x \times \sin \phi)}{V_e}$$

dove:

- $I_N$  è la corrente di riferimento per la tratta, calcolata come multiplo della corrente di ogni cabina;
- $L$  è la lunghezza della tratta, espressa in km, ricavata dal lay-out;
- $r$  è la resistenza specifica, espressa in  $\Omega/\text{km}$ , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- $x$  è la reattanza specifica, espressa in  $\Omega/\text{km}$ , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- $\cos \phi$  è il fattore di potenza del carico, posto pari a 0,99 per il tratto MT;
- $\sin \phi$  si deriva dal fattore di potenza;
- $V_e$  è la tensione di esercizio, pari a 30'000V.

Dovrà essere calcolata la caduta di tensione di ogni singola linea MT, ovvero dalla cabina SSE all'ultima cabina di trasformazione di ogni linea radiale, sommando i vari contributi di ogni tratta che costituisce la linea MT.

In questa sezione si verificano i tratti di distribuzione MT.

TRATTA		L [km]	Tipologia Cavo	Configurazione cavo	Pn [kW]	In [A]	r [ $\Omega/\text{km}$ ]	x [ $\Omega/\text{km}$ ]	$\Delta v_x$ [V]	$\Delta V_{tot}$ [V]	$\Delta v_{tot}$ [%]	Verifica
CS	SE	4,95	AI - ARP1H5(AR)EX	3//[1x(1x300)]	19950	384,0	0,136	0,11	493,389	493,389	1,645%	OK
CS	C1-C2	0,21	AI - ARP1H5EX	3//(1x185)	8550	164,7	0,218	0,12	13,922	31,107	0,104%	OK
C1-C2	C3	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	5700	109,8	0,333	0,13	17,185			
CS	C4-C5	0,62	AI - ARP1H5EX	3//(1x150)	11400	219,7	0,27	0,13	67,264	88,508	0,295%	OK
C4-C5	C6-C7	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	5700	109,8	0,416	0,13	21,244			

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.3.4 Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

dove:

- $I_{CC}$  è la corrente di corto circuito sulla tratta in analisi, considerati i dati di targa, abbiamo un massimo pari a 3,85kA dato dalla somma della  $I_{CC}$  immediatamente a valle del singolo trasformatore AT/MT (contributo del trasformatore AT/MT);
- $t$  è il tempo di estinzione del guasto, pari a 170ms (100ms ritardo intenzionale del relè protezione MT + 70ms tempo medio dell'effettiva apertura dei circuiti dell'interruttore dal comando del relè);
- $k_C$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore, dal materiale isolante e dal tipo di conduttore utilizzato; nel presente caso pari a 116.

**La verifica della tenuta al corto circuito ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:**

$$S_{\text{tratta}} > S_{\min}$$

Tutte le linee hanno l'ultimo tratto di alimentazione di una singola cabina di trasformazione in configurazione 3//(1x95) mm<sup>2</sup>, che è quindi la sezione minima di ogni tratta.

Si può quindi applicare la formula di verifica di tenuta all'energia passante:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C} = \frac{3'850 \times \sqrt{0,170}}{116} = 13,7 \text{ mm}^2$$

e quindi:

$$S_{\text{tratta}} = 95 > 13,7 = S_{\min}$$

**Il cavo è in grado di supportare l'energia passante di corto circuito in ogni sua tratta. OK **

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4.3.5 Perdite

Per valutare le perdite della linea si dovrà applicare la seguente formula ad ogni singola linea di alimentazione della cabina x:

$$\Delta P_x = \frac{n \times \sum_0^n (r \times L) \times I_{N_x}^2}{P_{N_x}}$$

dove:

- n è il numero di fasi della linea, pari a 3 nelle linee in Media Tensione;
- $\Sigma (r \times L)$  è la sommatoria delle resistenze specifiche di ogni singola tratta di lunghezza L che compone il collegamento tratta x;
- $I_{N_x}$  è la corrente nominale della tratta x;
- $P_{N_x}$  è la potenza attiva nominale della tratta x.

Dovrà essere verificata la sezione di ogni singola linea MT, ovvero dalla cabina SSE all'ultima cabina di trasformazione di ogni linea radiale, sommando le perdite di ogni tratta che costituisce la linea MT.

Non ci sono condizioni di massime perdite imposte dalle Norme di riferimento, ma essendo un impianto di produzione di energia elettrica, si vogliono limitare il più possibile le perdite in modo da massimizzare l'energia in uscita dal contatore di energia nel Punto di Misura Fiscale (Punto di Consegna impianto Utente-Produttore).

In questa sezione si verificano i tratti di distribuzione MT.

TRATTA		L [km]	Tipologia Cavo	Configurazione cavo	Pn [kW]	In [A]	r [Ω/km]	ΔP <sub>x</sub> [W]	ΔP <sub>tot</sub> [W]	ΔP% [%]
CS	SE	4,95	AI - ARP1H5(AR)EX	3//[1x(1x300)]	19950	384,4	0,136	298412	298412	1,496%
CS	C1-C2	0,21	AI - ARP1H5EX	3//(1x185)	8550	164,7	0,218	3727	6860	0,08%
C1-C2	C3	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	5700	109,8	0,333	3133		
CS	C4-C5	0,62	AI - ARP1H5EX	3//(1x150)	11400	219,7	0,27	24230	28144	0,25%
C4-C5	C6-C7	0,26	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	5700	109,8	0,416	3914		

**Il valore di perdite medie cavi MT è pari a 1,49% @STC, valore ritenuto accettabile. OK ✓**

Nel calcolo della producibilità, il valore delle perdite dei cavi MT sarà cautelativamente computato pari a 1,5% @STC.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione