



COMUNE DI CAMINO AL TAGLIAMENTO
PROVINCIA DI UDINE
REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DENOMINATO "ELLO18
SOLAR 1" CON POTENZA DI PICCO PARI A 9'820,80 kWp E POTENZA IN
IMMISSIONE PARI A 8'172,00 kW

Proponente

ellomay
CAPITAL LIMITED

Ellomay Solar Italy Eighteen Srl
Via Sebastian Altman, 9
39100 Bolzano (BZ)
C.F.: 03138530211

Progettazione



Preparato
Irina Giorgi

Verificato
Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato
Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

CAMINO AL TAGLIAMENTO RELAZIONE CALCOLO DIMENSIONAMENTO CAVI

Elaborato N.	Data emissione			
R11	29/03/23			
	Nome file			
N. Progetto ELLO18 SOLAR 1	RELAZIONE CALCOLO CAVI	01	30/06/23	PRIMA REVISIONE
	Pagina	00	29/03/23	PRIMA EMISSIONE
	COVER	REV.	DATA	DESCRIZIONE

Sommario

1	Premessa	4
2	Descrizione generale	4
2.1	Dati generali di progetto	4
2.2	Configurazione generale.....	5
2.3	Configurazione campo FV.....	7
2.3.1	Configurazione lato Corrente Continua.....	8
2.3.2	Configurazione Lato Corrente Alternata	9
2.4	Collegamenti elettrici	10
2.4.1	Cavi in corrente continua (BT)	11
2.4.2	Cavi in corrente alternata (MT)	14
2.4.3	Elettrodotto MT esterno all'impianto	16
2.4.4	Altri cavi	17
3	Verifiche di coordinamento.....	19
3.1	Condizioni Ambientali.....	19
3.2	Coordinamento Elettrico Lato CC	20
3.3	Coordinamento Elettrico Lato CA.....	22
4	Verifica cavi elettrici	24
4.1	Cavi di Stringa	24
4.1.1	Tensione di esercizio	24
4.1.2	Corrente di esercizio.....	24
4.1.3	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	25
4.1.4	Verifica Caduta di Tensione	27
4.1.5	Verifica Tenuta al corto circuito	28
4.2	Cavi di SB	29
4.2.1	Tensione di esercizio	29
4.2.2	Corrente di esercizio.....	29
4.2.3	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	30
4.2.4	Verifica Caduta di Tensione	32
4.2.5	Verifica Tenuta al corto circuito	33
4.3	Cavi in Media Tensione.....	34
4.3.1	Tensione di esercizio	34
4.3.2	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	34
4.3.3	Verifica Caduta di Tensione	36

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.3.4	Tenuta al corto circuito	37
5	Protezioni elettriche	38

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Premessa

La presente relazione ha lo scopo verificare tecnicamente il dimensionamento e l' idoneità dei principali componenti dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato "Ello18 Solar 1", da ubicarsi nel Comune di Camino al Tagliamento (UD), di potenza nominale complessiva pari a 9'820,80 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 8'172 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 "Masseria Mucchio"

Committente	Ellomay Solar Italy Eighteen Srl
Luogo di realizzazione: Impianto FV Elettrodotto	Camino al Tagliamento (UD) Camino al Tagliamento (UD), Codroipo (UD)
Denominazione impianto	Ello18 Solar 1
Superficie di interesse (area lorda Campo FV) (di cui area netta campo FV)	Lorda: 11 Ha Campo FV: 9,7 Ha
Potenza di picco	9'820,80 kWp
Potenza apparente (*)	8'170,00 kVA
Potenza in STMG	8'224,00 MW
Modalità connessione alla rete	Collegamento in antenna a 20 kV su CP Codroipo
Tensione di esercizio: Bassa tensione CC Bassa tensione CA Media Tensione	<1500 V 800 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari 20 kV
Strutture di sostegno	Tracker mono-assiali 2-P
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest ±60°)
Angolo di azimuth	0°
N° moduli FV	15'840
N° inverter centralizzati	8
N° tracker mono-assiali	2x24 → 308 strutture 2x12 → 44 strutture
N° cabine di trasformazione BT/MT	4
Producibilità energetica attesa (1° anno)	15,00 GWh 1'497 kWh/kWp

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.2 Configurazione generale

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da due impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 20 kV che confluiscono presso le due cabine di consegna situate presso la particella 82 Fg. 35 del comune di Codroipo, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Un elettrodotto interrato in Media Tensione a 20 kV di lunghezza pari a circa 580 m trasporterà quindi l'energia generata presso la cabina primaria esistente nel comune di Codroipo (UD).



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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

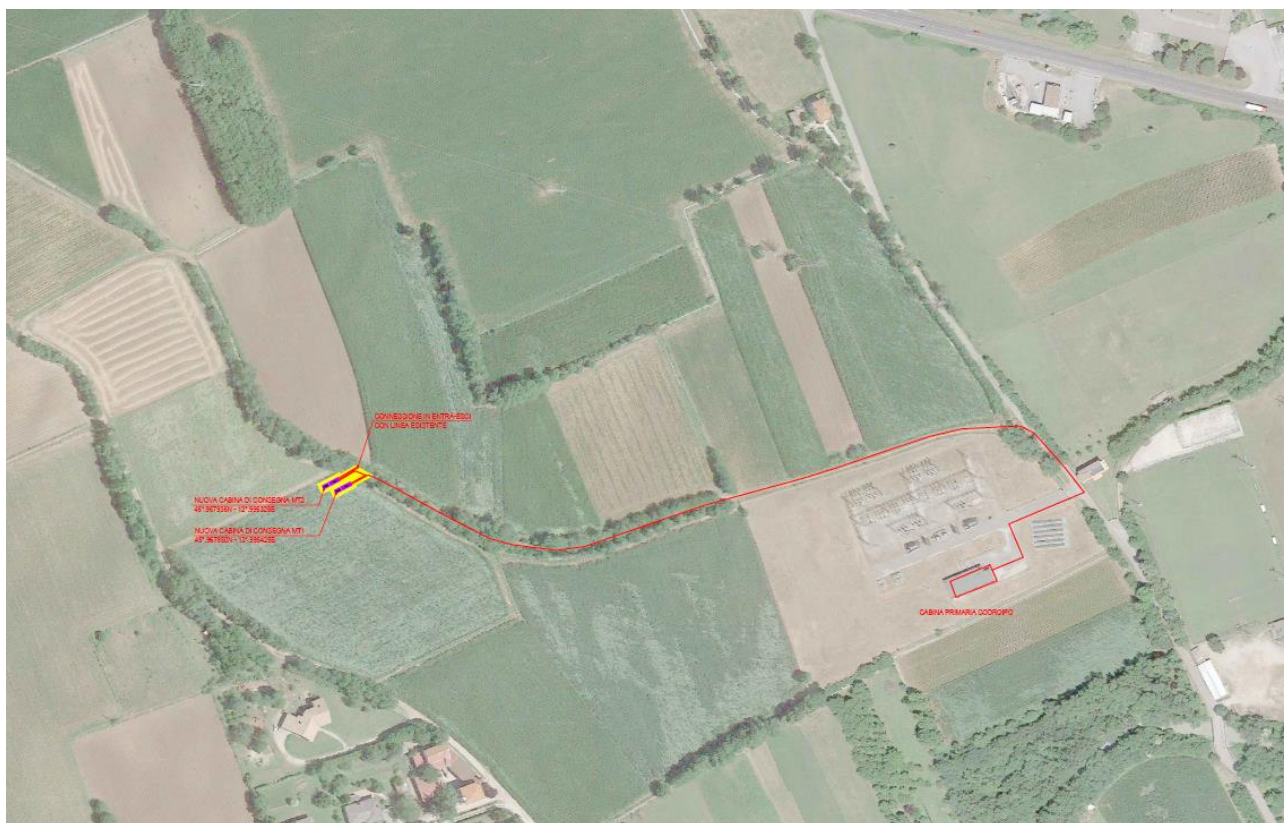


Figura 2: Inquadramento opere di connessione di rete su ortofoto

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 9'820,80 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è pari a 8'172,00 kW.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3 Configurazione campo FV

Nella particella 82 Fg. 35 del comune di Codroipo saranno ubicate due cabina di consegna in MT, dotate di opportune protezioni elettriche, alle quali saranno collegate le cabine di trasformazione in configurazione radiale, in gruppi di massimo 6 MVA per ciascuna linea.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista complessivamente l'installazione di 4 cabine di realizzate in soluzioni containerizzate e contenenti un locale comune per il quadro in media tensione che riceve l'energia da un trasformatore di potenza MT/BT.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 12 stringhe di moduli fotovoltaici.

I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bifacciale ed in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila con modulo disposto verticalmente (configurazione 2-P).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3.1 Configurazione lato Corrente Continua

La configurazione lato corrente continua dell'impianto prevedere essenzialmente:

- una potenza DC pari a 9'820,80 kWp, dati da:
 - o Nr. 15'840 Moduli Fotovoltaici;
 - o collegati in nr. 660 stringhe;
 - o che confluiscono in nr. 8 Inverter centralizzati
 - o raggruppati a loro volta in nr.4 cabine di trasformazione.
- una potenza AC pari a 8'172,00 kVA.

Si riporta di seguito la composizione di ciascuna cabina:

CABINA	STRUTTURE 2x24	STRUTTURE 2x12	TOTALE STRINGHE	MODULI FV	POTENZA DC kWp	POTENZA AC kVA	RAPPORTO DC/AC
C1.1	74	17	165	3.960	2.455,20	2.028	1,21
C1.2	74	17	165	3.960	2.455,20	2.058	1,19
LOTTO 1	148	34	330	7.920	4.910,20	4.086	1,20
C2.1	75	15	165	3.960	2.455,20	2.028	1,21
C2.2	79	7	165	3.960	2.455,20	2.058	1,19
LOTTO 2	154	22	330	7.920	4.910,20	4.086	1,20
TOTALE	302	56	660	15.840	9.820,80	8.172	1,20

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3.2 Configurazione Lato Corrente Alternata

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

- nr. 8 inverter centralizzati che ricevono una potenza una potenza DC pari a 9'820,80 kWp (@STC) e la convertono in AC una potenza pari a 8'1720,0 kVA;
- nr. 4 trasformatori MT/BT per una potenza complessiva nominale pari a 8'800,0 kVA.

Per la descrizione dettagliata dei componenti d'impianto si rimanda alle relazioni tecniche di impianto FV.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4 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 CA/BT - Cavi inverter: ovvero i cavi in CA che collegano gli inverter alle cabine di trasformazione;
- Cavi in CA/MT: ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso le cabine di consegna e l'elettrodotto MT di connessione verso la cabina primaria;
- Altri cavi: quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker, cavi dei sistemi di sicurezza, etc.

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT ed in MT, utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV agli inverter di stringa, quindi alle cabine di trasformazione 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.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.1 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 24 moduli FV del costruttore Suntech, serie STP620S-C78/Nmh+, e presentano una potenza nominale a STC¹ pari a 620 Wp.

Il cavo di collegamento di questa stringa è chiamato cavo di stringa e per questo progetto è stato selezionato un cavo del tipo H1Z2Z2.

Dato che l'inverter è di tipologia centralizzato, ed in particolare del costruttore Elettronica Santerno SUNWAY TG 900 1500V TE – 650 e SUNWAY TG 900 1500V TE – 660, le stringhe che devono arrivare al suddetto inverter sono in numero considerevole; 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 12 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.

¹ STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.1.1 Cavi di Stringa – Configurazione e modalità di Installazione

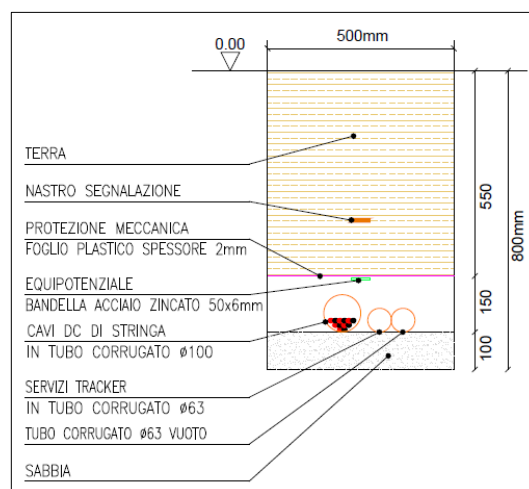
I cavi avranno tratti sia all'aperto (tipicamente lungo la struttura fotovoltaica di sostegno dei moduli fotovoltaici), sia sottoterra per il raggiungimento dell'inverter.

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 H1Z2Z2, 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:

Modello	H1Z2Z2
Conduttore	Rame stagnato, flessibile
Isolante	HEPR tipo G21
Guaina	Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
Temperatura di esercizio	-40°C ÷ +120°C
Tensione massima AC [V]	1200
Tensione massima DC [V]	1800
Sezione conduttore [mm²]	6
Portata corrente in aria [A]	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.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.1.2 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;

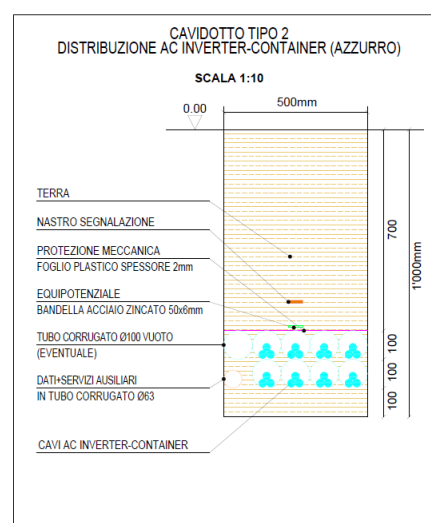
Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio, tipo ARG16R16; la configurazione prevista in questa fase di progettazione definitiva è la seguente:

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

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:

Modello	ARG16R16
Conduttore	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
Isolante	HEPR
Guaina	Mescola termoplastica tipo R16
Temperatura di esercizio	0 – 90°C
Tensione massima AC	1200 V
Tensione massima DC	1800 V
Sezione conduttore	300 mm ²
Portata corrente	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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.2 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 di consegna di ciascun impianto e successivamente la cabina primaria.

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 consegna;
- cavo tipo ARP1H5(AR)EX per il collegamento tra le cabine di consegna e la cabina primaria.

2.4.2.1 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 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:

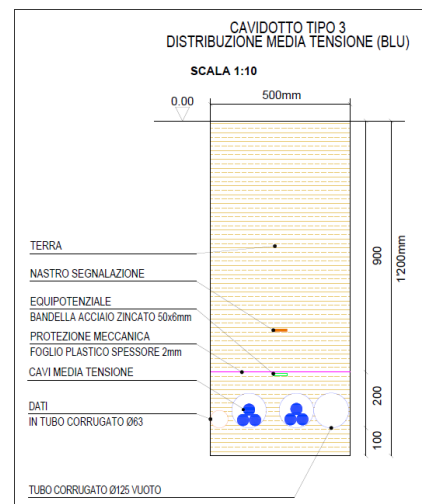
Collegamento 1 cabina di trasformazione	→	3// (1x95) mm ²
Collegamento 2 cabine di trasformazione	→	3// (1x120) mm ²

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

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Modello	ARP1H5EX
Conduttore	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
Isolante	HPTE (elastomero termoplastico)
Guaina	Polietilene
Temperatura di esercizio	0 – 105°C
Tensione nominale U_o/U (Um)	12/20 (24) kV
Sezione conduttore	95 / 120
Portata corrente [A]	A trifoglio direttamente interrati: 95 mm ² : 268 A 120 mm ² : 306 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.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3 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 consegna e/o cabina primaria; 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:

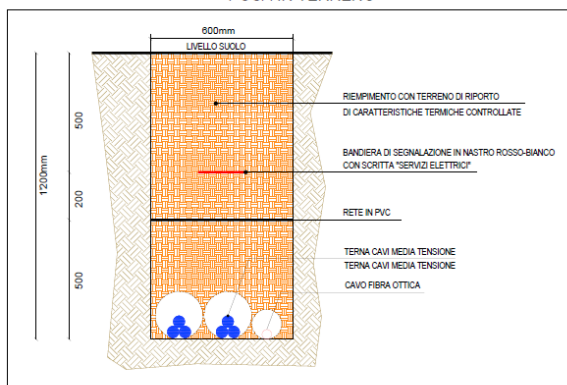
Cavidotto MT Esterno → 2// [3x(1x185)] mm²

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.

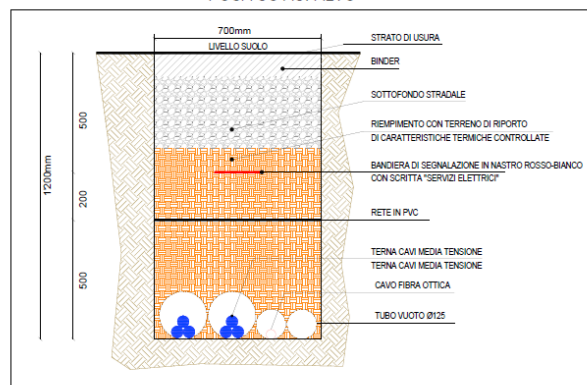
Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

Modello	ARP1H5(AR)EX
Conduttore	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
Isolante	HPTE (elastomero termoplastico)
Guaina	Polietilene (DMP2)
Temperatura di esercizio	0 – 90°C
Tensione nominale U_o/U (Um)	12/20 (24) kV
Sezione conduttore	185 mm ²
Portata corrente [A]	A trifoglio direttamente interrati: 185 mm ² : 369 A

POSA IN TERRENO



POSA SU ASFALTO



01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 700mm 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.

2.4.4 Altri cavi

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

2.4.4.1 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.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.4.2 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.

2.4.4.3 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).

2.4.4.4 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.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 pochi metri sopra il livello del mare (nello specifico 15m 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:

$$\textit{intervallo temperature di funzionamento} \rightarrow -10 \dots + 50^{\circ}\text{C}$$

In merito al dimensionamento dei cavi di Media Tensione, devono però essere fatte le seguenti considerazioni:

- a temperature basse è impossibile avere massima potenza, perché per avere massima potenza è necessario avere l'irraggiamento di $1'000\text{W}/\text{m}^2$ ed è del tutto evidente che un tale irraggiamento comporta necessariamente una temperatura superiore a 0°C ; si prevede una temperatura minima con massima potenza pari a $+10^{\circ}$;
- a temperature alte è impossibile avere massima potenza, sia perché all'alzarsi della temperatura si abbassa l'irraggiamento, sia perché a temperature alte il modulo perde di prestazioni (dal data sheet del costruttore $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ rispetto a 25°C temperatura di cella fotovoltaica). Per quest'ultimo aspetto si consideri che con $t_{\text{amb}} = 50^{\circ}\text{C}$, ed ipotizzando un massimo irraggiamento (già molto difficile) si ha $t_{\text{cella FV}} \geq 65^{\circ}\text{C}$ ed applicando il coefficiente di riduzione si ha:

$$\Delta P = -0,35\% \times (t_{\text{CELLA FV}} - t_{\text{STC}}) = -0,35\% \times (65 - 25) = -14\%$$

In conclusione, in via cautelativa, le verifiche di dimensionamento per i cavi di Media Tensione, quindi condizione di funzionamento a massima potenza, sono fatte considerando:

$$\textit{intervallo temperature verifiche dimensionamento cavi MT} \rightarrow 0 \dots + 45^{\circ}\text{C}$$

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.2 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:

$$P = 620\text{Wp, con } -0,35\%/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC} = 54,86,2\text{V, con } -0,25\%/^{\circ}\text{C} - V_{MPP} = 46,43\text{V}$$

$$I_{SC} = 14,37\text{A, con } +0,046\%/^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,36\text{A}$$

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 -5 e 50°C , che corrisponde indicativamente ad una temperatura di funzionamento delle celle FV tra $+5$ e 70°C . La temperatura ambiente minima di -5°C risulta relativa ad ore notturne, mentre per far sì che un modulo fotovoltaico raggiunga un valore di tensione prossimo a quello di V_{OC} riportato nella scheda tecnica fornita dal costruttore (relativo a condizioni STC, ovvero irraggiamento pari a 1000 W/m^2) si ritiene necessario un valore di irraggiamento pari o superiore a 100 W/m^2 . In conclusione si ritiene sufficientemente cautelativa l'ipotesi di considerare una temperatura minima di funzionamento di cella FV pari a 0°C , e quindi i parametri elettrici sono:

$$V_{OC} = 55,76\text{V @ } 0^{\circ}\text{C} - V_{MPP} @ 0^{\circ}\text{C} = 49,33\text{V} - V_{MPP} @ 70^{\circ}\text{C} = 41,21\text{V}$$

$$I_{SC} = 14,68\text{A @ } 70^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,64\text{A}$$

Si prevede di realizzare stringhe costituite da 24 moduli FV collegati tra di loro elettricamente in serie. Ciascuna stringa elettricamente si caratterizza come segue:

$$V_{OC} = 55,76 \times 24 = 1'338,19\text{V} - V_{MPP} = 49,33 \times 24 = 1'183,97\text{V}$$

$$I_{SC} = 14,67\text{A @ } 70^{\circ}\text{C} - I_{MPP} = 13,64\text{A}$$

A) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento CC

$$V_{IS\ DC} \geq 1'338,19\text{V}$$

Moduli FV presentano 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

$$I_{SC} = 14,67\text{A}$$

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

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

possibile verificare dalla configurazione riportata in introduzione al paragrafo 2, non saranno collegate più di 12 stringhe.

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

$$V_{OC} = 55,76 \times 24 = 1'338,19V - V_{MPP} = 49,33 \times 24 = 1'183,97V$$

$$I_{SB} = 14,67 \times 20 = 293,35A - I_{MPP} = 13,64 \times 20 = 272,73A$$

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

$$V_{IS} = 1'500V \geq 1'338,19V$$

$$I_{FUS} = 30A - \text{tipo gPV, } 1'500V \rightarrow >14,67/0,8=18,34A \text{ OK } \checkmark$$

$$I_{GEN} = 400A \text{ (limitati a } 350A \text{ a causa } t_{amb \text{ MAX@}50^\circ\text{C}} \rightarrow >293,35A \text{ OK } \checkmark$$

D) Verifica di coordinamento → corrente di stringa SB

$$I_{SB} = 293,35A$$

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

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:

Sub-campo 1.2			
Struttura	Tracker		
Moduli	1992		
Stringhe	83		
String Box	14	di cui	1 con 11 stringhe 6 con 12 stringhe
Potenza CC	1'235,04	kWp	
Potenza CA	1'029,0	kVA	

Quindi le grandezze elettriche da verificare sono:

$$V_{OC} = 55,76 \times 24 = 1'338,19V - V_{MPP} = 49,33 \times 24 = 1'183,97V$$

$$\text{Ingresso SB} \rightarrow I_{MAX} = 14,67 \times 20 = 293,35A$$

$$\text{Inverter} \rightarrow P_{CC} = 2'455,20 \text{ kWp} - I_{MAX} = 14,67 \times 83 = 1'217,60 \text{ A} - I_{MPP} = 13,64 \times 83 = 1'132,10A$$

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

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

$$V_{IS} = 1'500V \geq 1'338,19V - V_{MPP} = 1'183,97V \text{ incluso nel Range MPP (890...1'250V)}$$

$$I_{FUSE IN} = 400A > 293,35/0,8 = 366,69A$$

$$\text{Inverter} \rightarrow I_{INV MAX} = 1'500A > 1'217,60 A \text{ OK } \checkmark$$

F) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento BT

$$V_{IS} \geq 1500V$$

Inverter e cavi di collegamento BT sono tutti con tensione di isolamento pari a 1500V.

3.3 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:

$$V_N = 650V/660V \pm 10\% - 50/60Hz$$

$$\text{Inverter} \rightarrow \text{Potenza Uscita @25°C} = 1'014kVA/1'029 kVA, @50°C = 845 kVA/858kVA$$

$$I_{MAX} = 900A - \text{intervallo } \cos \phi = 0,5_{CAP} \dots 0,5_{IND}$$

A) Verifica di coordinamento → Trasformatore MT/BT

Tensione Uscita Inverter 650V/660V – Rapporto di trasformazione MT/BT 20'000/650 [V] – 20'000/660 [V]

OK 

$$\text{Inverter} \rightarrow \text{Potenza inverter } 200kVA$$

$$\text{Inverter} \rightarrow \text{Potenza inverter } 1'014kVA/1'029@25°C \text{ e } 845 kVA/858kVA@50°C$$

$$\text{Potenza trasformatore MT/BT: } 2'200kVA@40°C (1'100 + 1'100) \text{ OK } \checkmark$$

B) Verifica di coordinamento → tensione di isolamento BT

$$V_{IS BT} \geq 660V/650V$$

Gli inverter d'impianto sono tutti con tensione di isolamento pari a 690 V.

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

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

Caratteristiche e classificazione: 24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

Tensione Uscita Trasformatore 20'000V - Tensione isolamento quadro MT di Cabina 24'000V **OK ✓**

Corrente massima linee radiale 63,58A – Corrente nominale quadro MT di cabina 630A **OK ✓**

D) Verifica di coordinamento → corrente di linea MT

$$I_{CAB} = 63,58 \text{ A}$$

Si rimanda al paragrafo dedicato per la verifica della portata di corrente dei cavi MT.

H) Verifica impianto → Rapporto potenza DC / potenza AC

Potenza DC = a 9'820,80 kWp – Potenza massima generabile dagli inverter = 8'172 kVA

Rapporto potenze DC/AC = 1,20 **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/m²),
- delle perdite dal punto di generazione (morsetti moduli FV) al PdC,

si ritiene che il rapporto DC/AC sia corretto.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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, la sezione in corrente 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; la tensione può variare all'interno di un intervallo 0...1'388,19 V, 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; la corrente si muove all'interno di un intervallo 0...14,67A; 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:

$$I_N = 14,67 \text{ A}$$

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 → $k_5 = 1$
TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_5 = 0,8$	TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,6$

(*) = 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 mm²)

I_N	Configurazione Cavo	Potata lorda	ktot	I_Z	Verifica
14,67	2//(1x6)	70	0,6	42	OK

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 14,67A;
- 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:

$$14,67 < 24 < 42$$

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 13,64A;
- L è la lunghezza del tratto di stringa, si considera la stringa che ha il tratto più lungo, con L pari a circa 170m;
- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 3,39 Ω /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 $V_{MPP} = 1'183,97V$.

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

$$\Delta v\%_{\text{media}} = \frac{2 \times 13,64 \times 0,170 \times 3,39}{1'183,97} = 1,33\%$$

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

$$\Delta v\%_{\text{MAX}} = 1,33\% < 3\%$$

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 14,67A e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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...1'388,19 V, 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 (14,67A) moltiplicata per il numero di stringhe collegate al dato SB, al massimo pari a 20, avremo:

$$I_N = 20 \times 14,67 = 293,35 \text{ A}$$

Tuttavia, dato che il numero massimo di stringhe connesse ad uno SB secondo la configurazione del presente progetto definitivo non è mai superiore a 12, per il calcolo si dovrà tenere in conto che per gli SB più caricati, avremo:

$$I_N = 12 \times 14,67 = 176,04 \text{ A}$$

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 °K x m/W $\rightarrow k_4 = 1$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 1$
TOTALE $\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,8$	TOTALE $\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,7$

(*) = 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
$k_{TOT} = 0,8$	$k_{TOT} = 0,7$
Portata Cavo Netta = 397,6A	Portata Cavo Netta = 383,6A

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
293,35A	3//(1x300)	383,6	OK

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 293,35 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:

$$293,35 < 350 < 383,6$$

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 14,67 A), in base al numero di stringhe collegate;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, computata per ogni singolo SB. Consideriamo la lunghezza massima ovvero 0,16 km;
- 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 $V_{MPP} = 1183,97V$.

Si faccia riferimento alla tabella di calcolo della caduta di tensione e perdite su ogni singola tratta riportata

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

$$\Delta V\%_{media} = 0,55\%$$

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 $20 \times 14,67 = 293,35A$ e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 alle cabine di consegna.

4.3.1 Tensione di esercizio

La tensione di esercizio della rete di Media Tensione del presente impianto è 20'000V.

La variazione di tensione ammessa sulla rete di Media Tensione (CEI 0-16) è 90% V_N ... 110% V_N .

Tuttavia, viene richiesto di essere in grado di rimanere connessi alla rete, variando la potenza erogata come previsto dalla sovra-menzionata norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione, per periodi di durata limitata, può variare nel campo di 85% V_N ... 115% V_N .

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

$$V_e = 20'000 V, \quad \text{con intervallo funzionamento su rete MT pari a } 85\% \dots 115\% V_e$$

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 = 1,1 m $\rightarrow k_3 = 0,97$	
resistività terreno = 1,5 $^\circ\text{K} \times \text{m}/\text{W} \rightarrow k_4 = 1$	
fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$	fattore di sicurezza $\rightarrow k_5 = 0,95$
TOTALE $\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,74$	TOTALE $\rightarrow k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,66$

(*) = 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.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta se:

$$I_N < I_Z$$

dove:

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- 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]	llorda [A]	ktot	Iz [A]	Iz>In
CC1	C1.1	7,49	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	268,0	0,66	176,9	OK
C1.1	C1.2	0,22	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	306,0	0,66	202,0	OK
CC2	C2.1	7,42	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	268,0	0,66	176,9	OK
C2.1	C2.2	0,23	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	306,0	0,66	202,0	OK

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

$$51> \rightarrow I_{\geq 1,05I_N} \quad t=1s$$

$$51>> \rightarrow I_{\geq 3I_N} \quad t=430ms$$

$$51>>> \rightarrow I_{> 5I_N} \quad t=100ms$$

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
CC1	C1.1	7,49	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	< 129,9	< 176,9	OK
C1.1	C1.2	0,22	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	< 64,5	< 202,0	OK
CC2	C2.1	7,42	AI - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	< 129,9	< 176,9	OK
C2.1	C2.2	0,23	AI - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	< 64,5	< 202,0	OK

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 Ω/km , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- x è la reattanza specifica, espressa in Ω/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 20'000V.

Dovrà essere calcolata la caduta di tensione di ogni singola linea MT, ovvero dalla cabina di consegna 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 [Ω/km]	x [Ω/km]	ΔV_x [V]	ΔV_{tot} [V]	ΔV_{tot} [%]	Verifica
CC1	C1.1	7,49	Al - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	0,333	0,13	532,313	545,560	2,728%	OK
C1.1	C1.2	0,22	Al - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	0,58	0,14	13,246			
CC2	C2.1	7,42	Al - ARP1H5EX	3//(1x95)	4086	118,1	0,333	0,13	527,338	541,187	2,706%	OK
C2.1	C2.2	0,23	Al - ARP1H5EX	3//(1x120)	2028	58,6	0,58	0,14	13,849			

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	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 16kA;
- 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) mm², che è quindi la sezione minima di ogni tratta.

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

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C} = \frac{16'000 \times \sqrt{0,170}}{116} = 56,9 \text{ mm}^2$$

e quindi:

$$S_{\text{tratta}} = 95 > 56,9 = S_{\min}$$

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

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

5 Protezioni elettriche

Protezione contro cto-cto

Per la porzione di rete elettrica in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente (I_{sc}) è limitata a valori di poco superiori alla corrente di massima potenza (I_{mpp}) dei moduli fotovoltaici. Tali valori sono dichiarati dal costruttore e riportati sul datasheet del modulo FV. A protezione dei circuiti sono presenti, in ciascun inverter di stringa, tre interruttori DC.

Nella sezione in corrente alternata la protezione è costituita da appositi interruttori automatici opportunamente dimensionati (per ulteriori dettagli si rimanda agli elaborati specifici).

Protezione dai contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'implementazione dei seguenti accorgimenti:

- Installazione di prodotti con marcatura CE (secondo la direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti porta-cavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati).

Protezione dai contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale dell'impianto.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

Protezione dalle scariche atmosferiche

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta è costituita da un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

01	30-06-2023	Prima revisione
00	29-03-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione