



Impianto Agrivoltaico CEPPEO

progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza di 27,185MWp, sito in Rotello (CB)



Titolo:

Relazione tecnico descrittiva e di calcolo degli impianti elettrici

Il tecnico Progettista Opere Elettriche
Ing. Umberto Conte

Il Proponente

firma

CEPPETO SOLAR S.r.l.
Via Sant'Orsola n.3, 20123 Milano (MI) - C.F./P.IVA: 12923990969
GRUPPO: **IBERNORDIC ENERGY**

Il progettista:

firme

STUDIO MASC
SOCIETÀ COOPERATIVA
Via Rotello Umbro, 21 - 82047 Rotello (CB)
Partita IVA: 10145081211

Firme e Revisioni

Rv	Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
0	31-07-23	Relazione Tecnica	Ing. U. Conte	StudioMASC	Ing. L.O. Leone

Codifica elaborato

Nome file	REL-2
Formato	A4
Scala elaborato	
Revisione	Emissione

1.	Premessa.....	3
2.	Generalità	4
3.	Analisi della producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico.....	6
4.	Dimensionamento del generatore fotovoltaico	6
5.	Componenti dell'impianto fotovoltaico.....	11
6.	Criteri per il dimensionamento elettrico dell'impianto	13
6.1	Calcolo corrente d'impiego.....	13
6.2	Calcolo della portata dei cavi	15
6.3	Verifica della caduta di tensione	22
6.4	Verifica del coordinamento contro il sovraccarico.....	23
6.5	Verifica del coordinamento contro il cortocircuito	24
6.6	Protezione contro le sovratensioni	32
6.7	Dimensionamento conduttore di neutro	35
6.8	Dimensionamento conduttore di protezione PE	36
6.9	Dimensionamento conduttore di terra e del dispersore di terra.....	38
6.10	Sezionamento e protezione del conduttore di neutro	41
6.11	Protezione dai contatti diretti	42
6.12	Protezione dai contatti indiretti	43
6.13	Circuiti a bassissima tensione	47
6.14	Tubi e canali portacavi	49
7.	Area di accesso, recinzione e viabilità interna.....	50
8.	Illuminazione e videosorveglianza	51
9.	Opere edili	53
10.	Montaggio componenti	54
11.	Collaudi.....	54
12.	Messa in esercizio	56

13. Documentazione	60
14. Principali riferimenti normativi	61
ALLEGATO 1: CALCOLI ELETTRICI	66

Allegati tecnici

Scheda tecnica modulo fotovoltaico

Scheda tecnica inverter fotovoltaico

Scheda tecnica cavo solare H1Z2Z2-K

Scheda tecnica cavo FG16OR16 0,6/1 kV

Scheda tecnica cavo FG16R16 0,6/1 kV

Scheda tecnica cavo ARE4H5EX 20,8/36 kV

1. Premessa

Il presente documento è parte integrante del progetto definitivo redatto per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, da realizzarsi nel Comune di Rotello (CB), caratterizzato da una potenza di produzione di 27185,62 kWp e potenza di immissione in rete di 25280,0 kW

Il progetto viene redatto nell'ambito di quanto previsto dalla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 99/08 – Testo Integrato delle Connessioni Attive e successive modifiche ed integrazioni (di seguito indicato con "TICA").

L'opera è parte integrante del progetto di realizzazione della centrale di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, che la società proponente IBERNORDIC ITALIA Srl con sede legale in Via Sant'Orsola n.3 – 20123 Milano e con P.IVA 11361470963 (di seguito indicato "Produttore"), intende realizzare nel Comune indicato.

In particolare, l'impianto in oggetto è di tipo agrovoltaiico in accordo al DL 77/2021 come convertito con la legge 108/2021.

Tale progetto ha seguito "La linea Guida in materia di impianti agrivoltaici - Giugno 2022", edita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

Il progetto in oggetto è da inquadrarsi nell'ambito dell'"Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" ed è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs 387/2003, ed in particolare è volto a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs;

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle ripercussioni climatiche dovute alle emissioni di gas serra, in primo luogo di anidride carbonica, e delle ripercussioni ambientali dovute all'emissioni di sostanze inquinanti per l'ambiente e tossiche per l'uomo.

Per questo motivo le opere in esecuzione, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti (art. 12 D.Lgs 387/2003).

In fase di sviluppo del progetto esecutivo potranno essere apportate modifiche nel rispetto dei limiti di quanto approvato in tale progetto definitivo.

2. Generalità

Si riporta la descrizione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

L'impianto nel suo complesso è costituito dai seguenti elementi:

1) Impianto di utenza (di competenza del produttore):

- Moduli Fotovoltaici: costituiscono l'elemento tecnologico che genera la conversione fotovoltaica dei raggi solari in energia elettrica.

Il progetto prevede: 39116 moduli di potenza 695Wp ciascuno

- Stringhe fotovoltaiche in corrente continua: costituiscono il collegamento in serie di uno specifico numero di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede: 1397 stringhe

- Sistemi ad inseguimento mono-assiale (Tracker): sono le strutture fissate al suolo su cui sono installati i moduli fotovoltaici di tipo ad inseguimento mono-assiale Est-Ovest.

Il progetto prevede: 1364 tracker di tipo 2px14 - 66 tracker di tipo 2px7

- Inverter: costituisce il dispositivo che realizza la conversione elettrica dalla corrente continua alla corrente alternata.

Il progetto prevede: N° 79 Inverter modello Sungrow SG350HX caratterizzati dalla seguente potenza nominale: 320 kW

- Trasformatore 0,8/36 kV: è il dispositivo che innalza la tensione elettrica dal valore di uscita dell'inverter di 0,8 kV al valore di 36 kV compatibile con la connessione alla rete elettrica. Il progetto prevede: N° 13 siffatti trasformatori

- N°2 x 1600 kVA
- N°2 x 2000 kVA
- N°3 x 2500 kVA
- N°5 x 3150 kVA

- Cabina di campo: è la cabina interna all'impianto fotovoltaico al cui interno sono installati i quadri elettrici, il trasformatore 0,8/36 kV e le relative apparecchiature elettromeccaniche. Il progetto prevede: N° 13 cabine di campo

- Cabina di smistamento: è la cabina interna all'impianto fotovoltaico al cui interno sono installati i quadri elettrici e le relative apparecchiature elettromeccaniche, che raccolgono le linee elettriche a 36 kV provenienti dalle cabine di campo, realizzando le partenze delle linee sempre a 36 kV verso il punto di connessione alla rete elettrica nazionale (RTN) Il progetto prevede: N° 1 cabina di smistamento

- Cavidotto interrato 36 kV di collegamento tra le cabine di campo e tra le cabine di campo e la cabina di smistamento: costituisce il collegamento elettrico esercito a 36 kV tra le cabine del campo fotovoltaico e la cabina di smistamento. Il progetto prevede un collegamento attraverso una linea ad anello aperto a 36 kV realizzato con cavi interrati in tubazione. In particolare il progetto prevede: N° 3 anelli aperti a 36 kV

- Cavidotto interrato 36 kV di collegamento tra la cabina di smistamento e la RTN: tale collegamento è realizzato attraverso una linea in cavo interrato 36 kV. Tale linea congiungerà in antenna la suddetta cabina di smistamento al nuovo stallo 36 kV da realizzare

2) Impianto di rete per la connessione (area di competenza RTN - Terna)

La Soluzione Tecnica minima generale elaborata da Terna (pratica 202203327) prevede che la centrale fotovoltaica in oggetto sarà connessa alla RTN mediante cavidotto interrato 36 kV in antenna collegato sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) 380 kV denominata "Rotello". Pertanto il suddetto collegamento in cavo 36 kV costituisce impianto di utenza (di competenza del produttore) mentre il nuovo stallo a 36 kV in arrivo costituisce impianto di rete per la connessione. Il confine funzionale, pertanto, è individuato in corrispondenza dei terminali del cavidotto interrato 36 kV che arriva dalla centrale fotovoltaica e si attesta sulla nuova cella da prevedere nella richiamata SE. Tale progetto non include la suddetta sezione di impianto; infatti l'ampliamento della SE di "Rotello" 380/36 kV è oggetto di un progetto autorizzativo dedicato che la società Terna sta conducendo ed è in fase di sviluppo.

3. Analisi della producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico

Il calcolo della producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico è stato eseguito attraverso il software PVsyst, il cui rapporto di simulazione è riportato in un documento specifico costituente il presente progetto. In tale paragrafo si forniscono i dati di sintesi:

- Produzione di energia elettrica: 48111 MWh/anno
- Producibilità specifica: 1770 kWh/kWp anno
- Indice di rendimento PR: 81,34%

4. Dimensionamento del generatore fotovoltaico

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito secondo quanto indicato nella norma CEI 82-25.

Il modulo fotovoltaico scelto per lo sviluppo del presente progetto è il seguente:

Tecnologia: Mono-cristallino – Bifacciale

Produttore/Modello: FuturaSun FU 695 MVM

In allegato è riportata la scheda tecnica del modulo fotovoltaico.

L'inverter scelto per il presente progetto è il seguente:

Produttore: Sungrow

Modello: SG350HX

Gli inverter saranno installati all'interno del campo fotovoltaico in prossimità dei tracker.

In allegato è riportata la scheda tecnica dell'inverter.

In sede esecutiva la configurazione elettrica dell'impianto nonché la componentistica utilizzata potranno subire modifiche nel rispetto delle norme tecniche vigenti e della potenza massima immessa in rete entro il limite di valore di potenza di immissione definita dal preventivo di connessione.

Le condizioni di dimensionamento da rispettare sono le seguenti:

- 1) La massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico $V_{oc,max}$, valutata alla minima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter;
- 2) La minima tensione V_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter

- 3) La massima tensione V_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter
- 4) La massima corrente del generatore fotovoltaico in condizioni di corto-circuito, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima corrente di corto-circuito d'ingresso dell'MPPT ($I_{sc,max}$)
- 5) La massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli, non deve superare la massima corrente d'ingresso dell'MPPT. ($I_{MPPT,max}$)

Il progettista ha realizzato la configurazione del generatore fotovoltaico definendo la composizione delle stringhe fotovoltaiche rispettando le condizioni precedentemente espone.

Si riportano i valori analitici delle grandezze elettriche che definiscono l'accoppiamento tra modulo e generatore fotovoltaico.

I dati di input del calcolo sono i seguenti:

Dati moduli FV								
Potenza picco [W]	V_{mpp} [V]	I_{mpp} [A]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{max} sistema [V]	$K(V_{co})$ [%/C]	$K(I_{sc})$ [%/C]	K_v per V_{mpp} [%/C]
695	41,97	16,56	17,37	49,99	1500	-0,240	0,04	-0,240

Dati ambientali	
$T_{cell,min}$ [°C]	$T_{cell,max}$ [°C]
-4	70

Dati inverter				
Vmppt,min [V]	Vmppt,max [V]	Isc,max [A]	Vdc,max [V]	I _{MPPT,max} [A]
860	1300	60	1500	40

Formazione stringa: 28 moduli

Seguendo le condizioni analitiche precedentemente riportate nei punti da 1) a 5), si determinano i dati di output del calcolo analitico e le specifiche verifiche:

- 1) $V_{oc,max} = 1497,1 \text{ V} < 1500 \text{ V}$ → Condizione verificata
- 2) $V_{mpp,min} = 1048,2 \text{ V} > 860 \text{ V}$ → Condizione verificata
- 3) $V_{mpp,max} = 1257,0 \text{ V} < 1300 \text{ V}$ → Condizione verificata
- 4) $I_{mpp,max} = 33,7 \text{ A} < 40 \text{ A}$ → Condizione verificata
- 5) $I_{sc,max} = 35,4 \text{ A} < 60 \text{ A}$ → Condizione verificata

Oltre alle condizioni precedentemente indicate oggetto di verifica elettrica, per l'inverter in oggetto sussistono i seguenti parametri:

- Limite di potenza AC in uscita:
($T_{amb} = 40^{\circ}\text{C}$) = 320 kW

Per il progetto in oggetto sono state ritenute fattibili tre configurazioni distinte di inverter:

- Configurazione che prevede N° 17 stringhe per ciascun inverter
- Configurazione che prevede N° 18 stringhe per ciascun inverter
- Configurazione che prevede N° 19 stringhe per ciascun inverter

Per ciascuna configurazione indicata sono stati eseguiti i calcoli di dimensionamento dell'inverter, i valori sono riportati in tabella.

Configurazione Inverter	P _{ac,nom} (40°C) [kW]	N° moduli	P _{FV,installata} [kWp]	P _{FV,installata} / P _{ac,nom} [%]
17 stringhe	320	476	330,82	103,4%
18 stringhe		504	350,28	109,5%
19 stringhe		532	369,74	115,5%

Si osserva che il parametro $P_{FV,installata} / P_{ac,max}$ [%] costituisce l'indice del sovradimensionamento del valore di potenza lato DC installata rispetto al valore massimo di potenza lato AC generabile dall'inverter scelto.

Il valore ottimale di tale parametro dipende dalla configurazione del generatore fotovoltaico (numero di stringhe, numero di MPPT componenti ciascun inverter), dalla tecnologia di installazione scelta (sistema fisso o ad inseguimento), dall'adozione di moduli bifacciali ed anche dalla latitudine del sito.

Valori troppo bassi di tale parametro indicano un non ottimale dimensionamento dell'inverter, mentre un valore troppo alto comporta la limitazione di potenza generabile dall'inverter in particolari condizioni climatiche favorevoli.

I valori ottenuti per gli inverter di progetto riportati nella tabella precedente sono ritenuti ottimali in funzione di quanto specificato.

Le tabelle seguenti riportano la sintesi del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.

IMPIANTO FV - CONFIGURAZIONE IMPIANTO													
Anello	Sottocampo	Tracker 2px14	Tracker 2px7	N° stringhe	N° moduli	Pdc [kWp]	Inverter		Configurazione cabine di campo		Potenza AC		Corrente d'impiego [A]
							N°	Configurazione inverter	Trasformatore [n°x kVA]	N° inverter/trafo	Nominale [kW]	Max [kW]	[A]
1	1	102	0	102	2856	1984,92	6	6x17 Stringhe	1x2500	6	1920,0	2112,0	146,8
	2	192	18	201	5628	3911,46	11	8x18 Stringhe 3x19 Stringhe	1x2500 1x2000	6 5	3520,0	3872,0	
	3	156	4	158	4424	3074,68	9	5x18 Stringhe 4x17 Stringhe	1x2000 1x1600	5 4	2880,0	3168,0	
2	4	85	10	90	2520	1751,40	5	3x18 Stringhe 1x19 Stringhe 1x17 Stringhe	1x2000	5	1600,0	1760,0	141,1
	5	344	16	352	9856	6849,92	20	12x18 Stringhe 8x17 Stringhe	1x3150	7	6400,0	7040,0	
									1x3150	7			
1x2500									6				
3	6	345	10	350	9800	6811,00	20	10x18 Stringhe 10x17 Stringhe	1x3150 kVA	8	6400,0	7040,0	158,1
									1x3150 kVA	8			
									1x1600 kVA	4			
7	140	8	144	4032	2802,24	8	8x18 Stringhe	1x3150 kVA	8	2560,0	2816,0		
TOTALE		1364	66	1397	39116	27185,62	79		13		25280,00	27808,00	445,97

IMPIANTO FV - DISTRIBUZIONE CABINE ELETTRICHE ED INVERTER				
Anello	Sottocampo	Cabine di campo	Potenza nominale cabine di campo [kVA]	Inverter
1	1	CC1	2500	1-2-3-4-5-6
	2	CC2	2500	7-8-9-10-11-12
		CC3	2000	13-14-15-16-17
	3	CC4	2000	18-19-20-21-22
		CC5	1600	23-24-25-26
2	4	CC6	2000	27-28-29-30-31
	5	CC7	3150	32-33-34-35-36-37-38
		CC8	3150	39-40-41-42-43-44-45
		CC9	2500	46-47-48-49-50-51
3	6	CC10	3150	52-53-54-55-56-57-58-59
		CC11	3150	60-61-62-63-64-65-66-67
		CC12	1600	68-69-70-71
	7	CC13	3150	72-73-74-75-76-77-78-79

In conclusione:

tutte le verifiche elettriche relative all'accoppiamento generatore – inverter fotovoltaico sono state eseguite con esito favorevole.

5. Componenti dell'impianto fotovoltaico

In tale paragrafo si descrivono i componenti elettrici che compongono l'impianto fotovoltaico. Le caratteristiche degli inverter e dei moduli fotovoltaici sono state trattate nei paragrafi precedenti.

La rappresentazione elettrica di tutti i componenti elettrici è riportata nello schema elettrico unifilare del progetto.

1) Sistema di inseguimento solare (Tracker).

Sono le strutture fissate al suolo su cui sono installati i moduli fotovoltaici di tipo ad inseguimento mono-assiale Est-Ovest.

L'asse di rotazione delle strutture è orientato secondo il Nord-Sud; il sistema di controllo di cui sono dotati tali strutture agisce su specifici attuatori motorizzati attraverso cui si realizza una rotazione controllata del piano di appoggio dei moduli fotovoltaici nella direzione Est-Ovest nell'arco del giorno, inseguendo la traiettoria solare dall'alba al tramonto.

2) Inverter

Costituisce l'elemento che realizza la conversione dell'energia da continua in alternata. Il progetto prevede l'adozione di inverter classificati "di stringa". Trattasi di inverter che si installano in prossimità delle stringhe fotovoltaiche e che raccolgono in ingresso al massimo due stringhe per ciascun MPPT di cui sono dotati. Per tale motivo non richiedono l'installazione di quadri di campo e di protezione dalle sovracorrenti lato DC

3) Trasformatore 0,8/36 kV

È il componente che innalza la tensione elettrica dal valore di uscita dell'inverter al valore di 36 kV compatibile con la connessione alla rete elettrica.

I trasformatori saranno alloggiati all'interno della cabina di campo.

Attraverso il circuito di bassa tensione del trasformatore risulta alimentato il quadro dei servizi ausiliari, da cui si alimentano i carichi connessi al funzionamento della centrale attraverso un sistema 230/400V. Su tale quadro sarà installato anche un sistema UPS per l'alimentazione dei carichi ausiliari privilegiati.

I trasformatori dell'impianto in progetto saranno isolati in resina; pertanto non saranno del tipo in olio e non sarà necessario la realizzazione delle specifiche vasche di accumulo.

4) Cabina di campo

E' la cabina interna all'impianto fotovoltaico al cui interno sono installati i quadri di bassa tensione, il trasformatore 0,8/36 kV e le relative apparecchiature elettromeccaniche.

Le cabine di campo saranno collegate elettricamente attraverso una linea elettrica ad anello aperto alla cabina di smistamento.

All'interno della cabina di campo saranno installati anche tutti gli scomparti di media tensione per la realizzazione dei collegamenti elettrici.

La cabina di campo sarà realizzata attraverso manufatti prefabbricati in calcestruzzo vibrato (CAV).

I dettagli delle planimetrie dei cavidotti e del posizionamento della cabina è riportato nelle tavole grafiche componenti il progetto.

La cabina di campo sarà dotata di impianto di terra, di cui la parte interna sarà costituito da una bandella di rame e da un collettore. Esso verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato.

L'impianto di terra esterno della cabina di campo sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 50 mm², posato ad una profondità di 0.5÷0.8 m completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 m
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

5) Cabina di smistamento

E' la cabina di raccolta in cui convergono le linee elettriche 36 kV in arrivo dal campo fotovoltaico dalle cabine di campo.

All'interno della cabina di smistamento saranno installati tutti gli scomparti 36 kV per la realizzazione dei collegamenti elettrici: le linee elettriche interrate in arrivo dalle cabine di campo e le linee elettriche interrate che partono dalla cabina in oggetto dirette verso il punto di connessione alla RTN.

La suddetta cabina di smistamento sarà realizzata attraverso manufatto prefabbricato in calcestruzzo vibrato (CAV).

Inoltre, all'interno di tale cabina, sarà installato un trasformatore dedicato ai servizi ausiliari: illuminazione, controllo accesso, videosorveglianza, monitoraggio impianti, etc.

La cabina di smistamento sarà dotata di impianto di terra eventualmente interconnesso all'impianto di terra delle cabine di campo.

I dettagli della suddetta cabina sono riportati negli elaborati di progetto.

6) Cavidotto interrato 36 kV

Le cabine di campo sono connesse tra loro e con la cabina di smistamento attraverso una rete di cavi interrati ad anello esercita alla tensione di 36 kV. Le sezioni degli scavi per la posa del suddetto cavidotto sono riportati negli elaborati grafici costituenti il progetto.

7) Impianto di rete per la connessione.

L'impianto di rete per la connessione è stato progettato in conformità alla Soluzione Tecnica minima generale ricevuta da Terna. Il collegamento in cavo interrato 36 kV costituisce impianto di utenza (di competenza del produttore) mentre il nuovo stallo a 36 kV in arrivo costituisce impianto di rete per la connessione. Il confine funzionale, pertanto, è individuato in corrispondenza dei terminali del cavidotto interrato 36 kV che arriva dalla centrale fotovoltaica e si attesta sulla nuova cella da prevedere nella richiamata SE.

6. Criteri per il dimensionamento elettrico dell'impianto

In tale paragrafo si procede a fornire la descrizione delle regole tecniche utilizzate dallo scrivente tecnico per il dimensionamento elettrico dell'impianto. Per ciascuna sezione di impianto e componente elettrico sarà descritta la metodologia di dimensionamento, in riferimento alla norma tecnica specifica.

6.1 Calcolo corrente d'impiego

L'impianto elettrico è stato dimensionato determinando per ciascuna linea elettrica costituente l'impianto, la potenza convenzionale e la corrente di impiego I_B . Tale determinazione si realizza definendo per ogni carico i valori da assegnare ai fattori di utilizzazione (K_u) e di contemporaneità (K_c).

In generale in regime permanente la corrente d'impiego corrisponde alla più grande potenza trasportata dal circuito in servizio tenendo conto dei fattori di utilizzazione e di

contemporaneità. Per fattore di utilizzazione di un utilizzatore si intende il rapporto tra la potenza che si prevede esso debba assorbire nell'esercizio normale e la massima potenza nominale che lo stesso apparecchio può assorbire. Per fattore di utilizzazione si intende quel fattore che, applicato alla somma delle potenze prelevate dai singoli apparecchi utilizzatori, fornisce la potenza da prendere in considerazione per il dimensionamento dei circuiti.

Valgono pertanto le seguenti relazioni:

per utilizzatori monofase e trifase

$$P_N = V_N \cdot I_N \cdot \cos \phi \qquad P_N = \sqrt{3} V_N \cdot I_N \cdot \cos \phi$$

$$P_{Conv} = N \cdot P_N \cdot K_u \cdot K_c$$

P_N = potenza elettrica nominale assorbita dal singolo utilizzatore (W).

V_N ed I_N = tensione nominale e corrente nominale relativi al singolo utilizzatore (W).

N = numero di utilizzatori alimentati dalla medesima linea;

K_u = Fattore di utilizzazione del carico.

K_c = Fattore di contemporaneità dei carichi alimentati attraverso la medesima linea elettrica.

Calcolato il valore della potenza convenzionale P_{conv} di ciascun carico, si determina il valore della corrente di impiego assorbita da ciascun utilizzatore, attraverso le seguenti relazioni per sistemi monofasi e trifasi:

$$I_B = \frac{P_{Conv}}{V_N \cdot \cos \phi}$$

$$I_B = \frac{P_{Conv}}{\sqrt{3} V_N \cdot \cos \phi}$$

Generatore Fotovoltaico:

La trattazione precedente realizzata per la generalità degli impianti elettrici trova il suo specifico ambito di applicazione in riferimento alla sezione in corrente continua del generatore fotovoltaico.

Per tale parte dell'impianto elettrico occorre tenere presente che i cavi di stringa sono attraversati dalla corrente dei moduli disposti in serie che definiscono la stringa stessa. Nel funzionamento a regime, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito. In condizioni di prova standard la corrente di corto-circuito del modulo è I_{sc} . Pertanto per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Tale assunzione consente di ritenere non necessario proteggere i cavi di stringa dal sovraccarico.

Quando m stringhe compongono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo all'inverter deve condurre la corrente di impiego

$$I_B = 1,25m \cdot I_{sc}$$

6.2 Calcolo della portata dei cavi

Posa cavi in aria – bassa tensione

La portata si determina con la relazione seguente, conformemente alla CEI-UNEL 35024/1:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2$$

In cui si indica:

I_0 = portata del cavo riferita alla posa in aria a 30°C e riferita ad un'assegnata condizione di posa (Tabella 1-2 CEI UNEL 35024/1)

K_1 = fattore di correzione per temperatura ambiente diversa da 30°C (Tabella 3 CEI UNEL 35024/1);

K_2 = fattore di correzione per più circuiti installati in fascio o strato (Tabella 4,5,6 CEI UNEL 35024/1)

Il fattore K_2 è stato determinato in funzione della formazione di ciascun cavidotto. La definizione del fattore K_2 dipende dal numero n circuiti componenti il fascio/strato di cavi elettrici.

Si è assunto:

$$K_1 = 1$$

K_2 in funzione della formazione del fascio/strato di cavi

Tale costante K_2 calcolata nel modo esposto è valida per un gruppo di cavi definiti "simili" ossia un fascio di cavi per i quali la variazione della sezione dei conduttori risulta compresa entro tre sezioni adiacenti unificate.

Qualora il fascio di cavi non è tale da soddisfare tale condizione ossia i conduttori non sono "simili", la costante K_2 è sostituita con il fattore di correzione F , definito dalla seguente formula:

$$F = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

dove:

n = numero dei circuiti componenti il fascio di cavi

In accordo alla stessa norma CEI-UNEL 35024/1 in corrispondenza di spaziatura orizzontale tra cavi adiacenti, appartenenti a circuiti diversi, maggiore di due volte il diametro esterno del cavo di sezione maggiore, non è necessario applicare il fattore di correzione della portata.

Posa cavi interrata – bassa tensione

Un cavo interrato si intende un cavo posato nel terreno, sia direttamente, sia all'interno di un tubo o condotto.

La portata si determina con la relazione seguente, conformemente alla CEI-UNEL 35026:

$$I_Z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

In cui si indica:

I_0 = portata del cavo riferita alla posa interrata a 20°C relativa al metodo di installazione previsto (Tabella I norma CEI UNEL 35026)

K_1 = fattore di correzione per temperatura terreno diversa da 20°C (Tabella II CEI UNEL 35026);

K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI UNEL 35026)

K_3 = fattore di correzione per profondità di interramento diverso dal valore di riferimento 0,8m (Tabella IV CEI UNEL 35026). La profondità di posa fa riferimento al centro dei cavi o dei circuiti.

K_4 = fattore di correzione per resistività termica diversa dal valore di riferimento 1,5 mk/W (Tabella V CEI UNEL 35026). In assenza di dati specifici sulla resistività termica del terreno, la norma CEI UNEL 35026 consiglia di adottare il valore di 2,0 mk/W.

In accordo alla CEI UNEL 35026, i cavi direttamente interrati possono essere caratterizzati da un incremento di portata rispetto ai cavi posati in tubo o canale interrato, del 15% a parità di altre condizioni.

Modalità di posa non previste dalle tabelle CEI UNEL 35026.

La norma CEI UNEL 35026 trascura alcune modalità di posa frequenti nella tecnica impiantistica che sono di largo impiego, quali la posa di più circuiti all'interno di una stessa tubazione (posa in fascio) e quella di tubi disposti su più strati (posa all'interno di una polifera). In corrispondenza di tali modalità di posa non contemplate dalla norma CEI UNEL 35026, in assenza di ulteriori elementi normativi utili allo scopo, lo scrivente tecnico ha applicato la procedura di calcolo descritta da Tuttonormel-TNE (Cavi interrati – supplemento Gennaio 2002) articolo tecnico in cui si determina la portata in tali modalità di posa integrando il coefficiente correttivo K_2 , previsto dalla norma CEI UNEL 35026, nel modo seguente:

$$K_2 = K_{2(35024-1)} \times K_{2(35026)} \times K_{\text{strato}}$$

avendo indicato con:

K_2 = coefficiente correttivo per il calcolo della portata I_z

$K_{2(35024-1)}$ = fattore di correzione per circuiti con $n > 1$ (in fascio o strato) secondo la norma CEI 35024-1

$K_{2(35026)}$ = fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (Tabella III CEI UNEL 35026)

K_{strato} = fattore di correzione per cavi direttamente o indirettamente interrati posti su più strati (Riferimento Tuttonormel – TNE), ricavato dalla seguente tabella:

Numero di strati	Posizione dello strato		
	I	II	III
2	0,80	0,80	-
3	0,78	0,75	0,78

Fonte: Tuttonormel – TNE. La distanza tra gli strati viene calcolata facendo riferimento al centro dei cavi di ciascuno strato

Portata dei cavi solari H1Z2Z2-K

Le portate dei cavi solari sono attinte dalla norma CEI EN 50618, che si riportano in tabella seguente.

Sezione [mm ²]	Portata I ₀ [A]				K per posa in canale/tubo
	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C	
1,5	30	28	25	23	0,85
2,5	41	38	34	31	0,84
4	55	51	46	41	0,84
6	70	64	59	53	0,84
10	98	90	82	74	0,85
16	132	121	111	99	0,84
25	176	162	148	132	0,83
35	218	201	183	164	0,82
50	276	254	232	207	0,82
70	347	319	291	260	0,82
95	416	383	349	312	0,81
120	488	449	410	366	0,81
150	566	521	475	425	0,80
185	644	592	541	483	0,82
240	775	713	651	581	0,82

I valori di portata indicati dalla richiamata norma e riportati in tabella si riferiscono alla posa fissa in aria libera, ossia la portata relativa alla posa dei cavi del tipo 13,14,15,16,17 di cui alla norma CEI 64-8, tabella 52.C.

Per la posa in tubo o canale, non essendo in questo caso cavi in aria libera, si è proceduto a ridurre cautelativamente le portate indicate in tabella secondo il medesimo coefficiente K di riduzione esistente tra posa 31 e 13 della norma CEI UNEL 35204-1 per ciascuna sezione di

cavo (Riferimento: Fotovoltaico Tuttonormel). Pertanto nella tabella è indicato anche il fattore di riduzione della portata dei cavi solari qualora essi siano installati in canale/tubo piuttosto che in aria libera.

Evidentemente anche per i cavi solari installati in fascio si applica il fattore K_2 riportato nella CEI UNEL 35024/1.

Per la posa dei cavi solari interrati direttamente o in tubo, si utilizza il calcolo della portata in accordo alla norma CEI UNEL 35026.

Posa cavi interrata – cavo 36 kV

La portata per i cavi 36kV interrati si determina attraverso la seguente modalità:

- Si determina la portata I_z attraverso la seguente formula:

$$I_z = I_0 \cdot K_{tt} \cdot K_p \cdot K_r \cdot K_t \cdot K_c$$

Avendo indicato:

I_0 = Valore di portata di corrente ricavata dalle tabelle tecniche del costruttore

K_{tt} = fattore di correzione per temperatura del terreno diversa da 20 °C (Rif. Tabella 18 CEI UNEL 35027)

K_p = fattore di correzione per valori di profondità di posa diversi da 0,8 m (Tabella 20-21 CEI UNEL 35027). La profondità di posa fa riferimento al centro dei cavi o dei circuiti.

K_r = fattore di correzione per resistività termica diversa dal valore di riferimento 1,5 mk/W (Tabella 22-23 CEI UNEL 35027).

K_t = fattore che tiene conto della posa di progetto: in tubo interrato

K_c = fattore di correzione che tiene conto della posa di più circuiti attivi in tubi interrati a contatto

Sui fattori di calcolo indicati si eseguono delle precisazioni.

La norma CEI UNEL 35027 indica il valore di portata per cavi interrati caratterizzati da un livello di tensione nominale da 1 kV fino a 30 kV. Il cavo in oggetto è caratterizzato da un livello di tensione nominale 36 kV: pertanto è normativamente escluso da tale norma, ma ad essa si fa riferimento per l'assunzione di alcuni fattori correttivi che conducono alla definizione del valore di portata, atteso che il cavo 30 kV è piuttosto confrontabile da un punto di vista costruttivo con

il cavo 36 kV.

Il calcolo della portata del cavo 36 kV eseguito per il presente progetto segue la seguente metodologia:

- 1) Si acquisisce il valore di portata I_0 dalle schede tecniche del costruttore, riferito a specifiche condizioni di posa;
- 2) Si determina $k_t=1$
essendo Temperatura del terreno 20°C in base alla norma CEI UNEL 35027
- 3) Si determina $K_p=0,97$
essendo profondità posa del cavidotto 1,25m in base alla norma CEI UNEL 35027
- 4) Si determina $K_r=1$
Essendo resistività termica del terreno $1,5 \text{ mk/W}$ in base alla norma CEI UNEL 35027
- 5) Si determina $k_i=0,90$

La posa I_0 dichiarata dal costruttore è riferita alla posa direttamente interrata, la posa di progetto è in tubo interrato, ciò provoca una riduzione di portata. A tale scopo si osserva dai valori di portata della norma CEI UNEL 35027 che per un cavo 30 kV, confrontando le pose D1/D2/D3 (posa direttamente interrata) con le corrispondenti pose E1/E2/E3 (posa in tubo interrato), al variare della sezione da 95 mm^2 a 300 mm^2 , si ottiene una riduzione di portata variabile tra 7-10%. Pertanto, ai fini di un calcolo eseguito in sicurezza, si assume che la condizione di posa in tubo rispetto alla posa direttamente interrata determina un fattore di riduzione 0,90.

- 6) Si determina K_c in base al numero di tubi interrati a contatto tra di essi. Per tale assunzione di è analizzato la differenza di portate dichiarate nella norma CEI UNEL 35027: in particolare le pose E1 (1 tubo) / E2 (2 tubi) / E3 (3 tubi), verificando che i fattori di riduzione sono abbastanza coincidenti con i medesimi fattori di riduzione dichiarati dalla norma CEI UNEL 35026 valida per i cavi interrati BT.

Si è concluso che la posa con 4 tubi a contatto (non prevista dalla norma CEI UNEL 35027) può essere modellata estendendo i valori della tabella III della norma CEI 35026 anche al cavo 36 kV.

In conclusione, si riporta in tabella il valore di portata Iz per il cavo 36 kV

Cavidotto interrato 36 kV: calcolo della portata di corrente										
Sigla	Formazione	Modalità di posa: in tubo interrato								
		N° tubi a contatto	Profondità posa [cm]	Io [A]	Ktt	Kp	Kr	kt	Kc	Iz [A]
ARE4H5EX 20,8/36 kV	3x1x300	1	125	419	1	0,97	1	0,90	1,00	365,8
		2							0,85	310,9
		3							0,80	292,6
		4							0,70	256,1

Note:
Io = valore di portata dichiarata dal costruttore, riferita alle seguenti condizioni di posa:
- Temperatura del terreno 20°C
- Posa a trifoglio
- Posa direttamente nel terreno
- Profondità di posa 0,8m
- Resistività termica 1,5 °Cm/W

Ipotesi di calcolo di progetto:
- In tubo interrato
- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 1,5 km/W
- Profondità di posa di 1,25 m
- Numero di tubi interrati a contatto tra loro: 1-2-3-4

6.3 Verifica della caduta di tensione

Il calcolo della caduta di tensione è stato eseguito attraverso la relazione seguente:

$$\Delta V = k \cdot I_B \cdot L \cdot (r_L \cos \phi + x_L \sin \phi)$$

In cui si è indicato:

- ΔV : caduta di tensione di linea (V)
- K: fattore costante (2 per linee in alternata monofase e linee in corrente continua e 1,732 per linee in alternata trifase)
- I_B : corrente di impiego della linea (A)
- L: lunghezza della linea (m)
- r_L : Resistenza unitaria della linea (Ω/m), riferita alla massima temperatura di esercizio dell'isolante del cavo (EPR: 90°C – PVC: 70°C) .
- x_L : reattanza unitaria della linea (Ω/m)
- $\cos \Phi$: fattore di potenza

Per il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche si assume che il valore calcolato della massima caduta di tensione complessiva in corrente alternata sia:

- 1) inferiore al valore fissato del 4% in condizioni nominali

In riferimento alla parte in corrente continua dell'impianto l'esigenza di limitare la caduta di tensione così come è necessario per un impianto in corrente alternata viene meno, infatti l'inverter compensa automaticamente la caduta di tensione a monte per mantenere in parallelo con la rete. La caduta di tensione lato generatore fotovoltaico, tuttavia, costituisce una perdita di potenza e, conseguentemente, una perdita economica, per effetto Joule nei cavi elettrici. In tale progetto, per tenere in considerazione questo aspetto, si limita la caduta di tensione lato DC ad un valore massimo del 4%.

6.4 Verifica del coordinamento contro il sovraccarico

Il sovraccarico è una condizione di funzionamento che genera un valore di corrente circolante nella linea elettrica, superiore alla corrente di impiego, che è il valore di regime assunto per il dimensionamento della sezione del cavo. La protezione dal sovraccarico verrà effettuata con interruttori automatici o fusibili, attraverso la componente termica di cui sono dotati. Lo scopo della protezione è quello d'interrompere le correnti di sovraccarico circolanti nei conduttori del circuito, prima che dette correnti possano provocare un riscaldamento nocivo all'isolante, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente esterno, permettendo però la conduzione dei sovraccarichi di breve durata che si producono nel normale esercizio dell'impianto. La scelta ottimale della componente termica degli interruttori di protezione, si realizza attraverso la verifica delle cosiddette relazioni di coordinamento tra i valori caratteristici dell'apparecchio scelto e dei valori caratteristici la linea da proteggere. Le relazioni di coordinamento suddette, conformemente a quanto indicato nella norma CEI 64-8, sono le seguenti:

$$1) I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$2) I_f \leq 1,45 I_z$$

- I_B = corrente di impiego della linea
- I_N = corrente nominale del dispositivo di protezione oppure, nel caso di apparecchi regolabili, è la corrente di regolazione
- I_z = portata del cavo
- I_f = corrente che determina l'intervento del dispositivo entro il tempo convenzionale

Per gli interruttori automatici la condizione di verifica 2) è intrinsecamente verificata; infatti per gli interruttori conformi alla CEI EN 60947-2 $I_f=1,3I_N$, mentre per gli interruttori conformi alla CEI EN 60898 $I_f=1,45I_N$. Pertanto la verifica del coordinamento contro il sovraccarico, qualora si adottino interruttori automatici, si riduce alla verifica della condizione 1).

Per i fusibili, per i quali risulta $I_f=1,6I_N$, la condizione di sovraccarico precedente diviene $I_N \leq 0,9I_z$

Generatore fotovoltaico:

Una valutazione specifica richiede la parte in corrente continua dell'impianto costituente il generatore fotovoltaico.

In un impianto fotovoltaico in corrente continua la scelta di considerare:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

e di scegliere una portata dei cavi in modo che:

$$I_B \leq I_Z$$

determina la possibilità di non proteggere i cavi di stringa dal sovraccarico, in quanto nel funzionamento ordinario e per le scelte fatte, tali cavi non potranno mai trovarsi in una condizione di sovraccarico.

In tal caso i cavi vanno comunque protetti dalle correnti di corto-circuito (vedere paragrafo seguente).

6.5 Verifica del coordinamento contro il cortocircuito

Il dispositivo di protezione dal corto circuito deve intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe il conduttore ad assumere una temperatura superiore al valore limite ammissibile, per qualsiasi punto in cui il corto circuito si verifica sulla linea. Ciò equivale ad impedire all'isolante del cavo il superamento della temperatura massima di corto circuito, limitando l'energia termica passante attraverso la protezione, a valori tollerabili dal cavo. La relazione da soddisfare è la seguente:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Per i cavi in media tensione il calcolo è riportato in Allegato.

Per i cavi in bassa tensione la relazione è nello specifico:

- t_i = tempo di intervento del dispositivo di protezione
- i = corrente di corto circuito che attraversa la linea

- K = costante che dipende dal tipo di materiale conduttore e dal tipo di isolante. In accordo alla norma CEI 64-8:

PVC: Rame (K=115) – Alluminio (K=74)

EPR o XLPE: Rame (143) – Alluminio (K=92)

Il primo termine della relazione precedente si definisce integrale di Joule ed è una caratteristica propria del dispositivo di protezione e rappresenta l'energia termica specifica che tale dispositivo lascia transitare durante l'intervallo di tempo t_i . Il secondo termine K^2S^2 invece, rappresenta l'energia termica specifica massima sopportabile dal cavo senza che la sua temperatura nell'istante finale del corto circuito superi quella massima prevista dalle norme, partendo dal valore della temperatura di servizio propria del tipo di cavo.

Il calcolo della corrente di corto circuito in riferimento alla parte in corrente alternata dell'impianto, in base alla quale si realizza la verifica della relazione di coordinamento precedente, dipende dal tipo di sistema elettrico.

❖ Sistema elettrico TN

$$I_{CC\text{trifase}} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f})^2}}$$

$$I_{CCf-f} = \frac{V_n}{2 \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f})^2}}$$

$$I_{CCf-n} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f} + R_{l,n})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f} + X_{l,n})^2}}$$

$$I_{CCf-PE} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{rete} + R_{trafo} + R_{l,f} + R_{PE})^2 + (X_{rete} + X_{trafo} + X_{l,f} + X_{PE})^2}}$$

In tali relazioni risulta:

$I_{CCtrifase}$ = corrente di corto circuito trifase, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-f} = corrente di corto circuito fase-fase, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-n} = corrente di corto circuito fase-neutro, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

I_{CCf-PE} = corrente di corto circuito fase-PE, calcolata nel punto della linea in cui avviene il guasto

V_n = tensione nominale

$R_{rete,f} - X_{rete,f}$ = resistenza e reattanza di fase della rete a monte del punto di consegna

$R_{l,f} - X_{l,f}$ = resistenza e reattanza di fase della linea fino al punto di corto circuito

$R_{l,n} - X_{l,n}$ = resistenza e reattanza di neutro della linea fino al punto di corto circuito

$R_{PE} - X_{PE}$ = resistenza e reattanza di PE della linea fino al punto di corto circuito

$R_{trafo} - X_{trafo}$ = resistenza e reattanza di neutro della linea fino al punto di corto circuito

I parametri equivalente della rete a monte del punto di consegna si determinano in funzione della seguente relazione:

$$Z_{rete} = \frac{V_n}{S_{cc}}$$

In cui S_{cc} è la potenza di corto circuito della rete a monte del punto di connessione.

Si ricavano le componenti dell'impedenza con le seguenti relazioni:

$$R_{rete} = Z_{rete} \times \cos \varphi_{cc}$$

$$X_{rete} = Z_{rete} \times \sin \varphi_{cc}$$

Si assume il valore:

$$\cos \varphi_{cc} = 0,15$$

Determinato il valore complessivo di corrente di corto-circuito, si può compiere la verifica dell'energia specifica passante analizzando l'intersezione grafica dei diagrammi dei due termini:

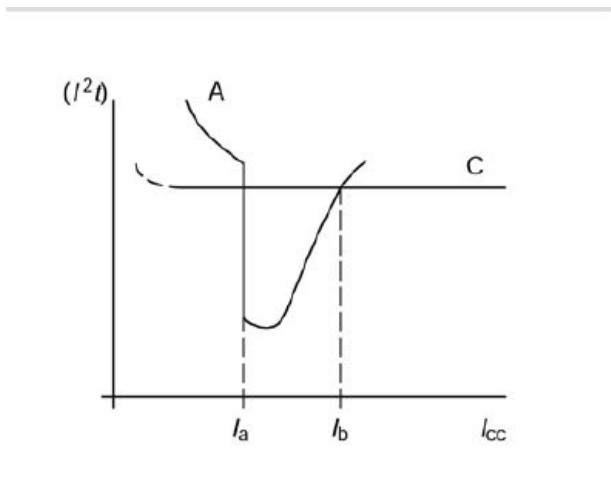
$$\int_0^{t_i} i^2 dt$$

: energia lasciata passare dal sistema di protezione

$$K^2 S^2$$

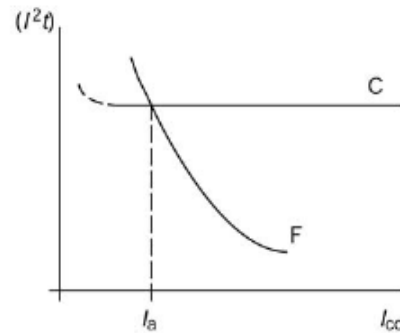
: energia sopportabile dal cavo.

Da tale intersezione deriva l'intervallo $[I_a, I_b]$, che rappresenta l'intervallo di valori per cui è verificata la condizione di coordinamento riferita all'integrale di Joule. Di conseguenza l'intervallo delle possibili correnti di corto circuito $[I_{ccmin}, I_{ccmax}]$ su ciascuna linea, deve essere interno all'intervallo $[I_a, I_b]$.



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con interruttore automatico

A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con fusibile
F= curva I^2t lasciato passare dal fusibile C= curva I^2t sopportabile dal cavo

Quindi se il dispositivo di protezione dal corto-circuito è un interruttore automatico, deve risultare verificata la doppia condizione seguente:

$$1) I_{ccmin} \geq I_a$$

Ossia la corrente di corto-circuito minima, che si produce all'estremità della conduttura per un guasto non deve essere inferiore al valore I_a

$$2) I_{ccmax} \leq I_b$$

Ossia la corrente di corto-circuito massima, che si produce all'inizio della conduttura per un guasto franco non deve essere superiore al valore I_b

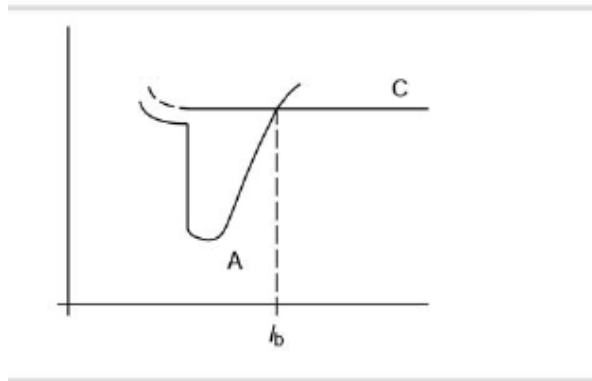
Se il dispositivo di protezione dal corto-circuito è un fusibile, deve risultare verificata la condizione seguente:

$$I_{ccmin} \geq I_a$$

Ossia la corrente di corto-circuito minima, che si produce all'estremità della conduttura per un guasto non deve essere inferiore al valore I_a

Tuttavia la norma CEI 64-8 prevede il caso in cui il dispositivo di protezione dal corto-circuito è tale da assicurare anche la protezione dal sovraccarico, come normalmente avviene nella pratica per molte linee.

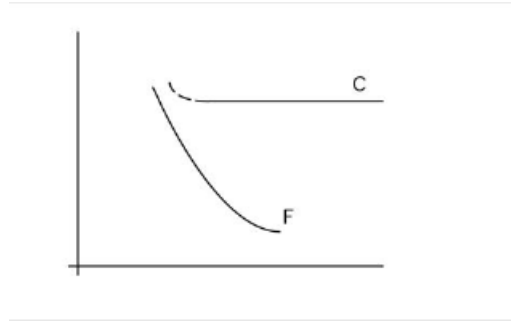
In tal caso i casi precedentemente trattati diventano i seguenti:



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con interruttore automatico che assicura anche la protezione da sovraccarico

A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo

In tale caso, prevedendo un unico dispositivo di protezione contro sovraccarico e cortocircuito quale un interruttore automatico, la verifica della corrente di corto circuito minima non è necessaria. Infatti in corrispondenza delle piccole correnti di corto circuito interviene lo sganciatore termico rispettando la verifica dell'integrale di Joule.



Verifica coordinamento corto-circuito: caso di linea protetta da corto-circuito con fusibile che assicura anche la protezione da sovraccarico

A= curva I^2t lasciato passare dall'interruttore C= curva I^2t sopportabile dal cavo

In tale caso, prevedendo un unico dispositivo di protezione contro sovraccarico e cortocircuito quale un fusibile, non è necessario eseguire la verifica dell'integrale di Joule e la conduttura risulta automaticamente protetta dal corto-circuito.

Lo scrivente tecnico ha eseguito le verifiche illustrate il tale paragrafo ed ha appurato che la

condizione di verifica del coordinamento contro il cortocircuito è soddisfatta per ciascuna linea elettrica costituente l'impianto progettato.

Generatore fotovoltaico:

Una valutazione specifica richiede la parte in corrente continua dell'impianto costituente il generatore fotovoltaico.

Per una trattazione di carattere generale si considera un impianto fotovoltaico così composto:

m= numero di stringhe connesse in parallelo ad un quadro di campo, collegato ad un assegnato inverter

n= numero totale di stringhe in parallelo connesse in parallelo al medesimo inverter

Corto circuito in un punto M del cavo di stringa.

Per tale evento si determinano due correnti di corto circuito:

- $I_{M1} = 1,25 I_{sc}$ alimentata a monte dalla stringa in corto-circuito
- $I_{M2} = (n-1) 1,25 I_{sc}$ alimentata a valle dal resto di tutte le altre stringhe disposte in parallelo

La corrente di corto-circuito I_{M1} coincide con la corrente di impiego di stringa, valore per il quale il cavo è dimensionato.

Qualora all'inverter risulti $n \geq 3$ la corrente di corto-circuito di stringa I_{M2} supera il valore della corrente di impiego e sussiste la necessità di proteggere il cavo dal corto-circuito. Si può omettere la protezione se sussiste la relazione:

$$I_z \geq (n - 1)1,25 I_{sc}$$

Corto-circuito in un punto N sul cavo che collega il quadro di campo e l'inverter.

Per tale evento si determinano due correnti di corto circuito:

- $I_{N1} = m 1,25 I_{sc}$ alimentata a monte dalle m stringhe in parallelo
- $I_{N2} = (n-m) 1,25 I_{sc}$ alimentata a valle dalle altre (n-m) stringhe facenti capo al medesimo inverter

La corrente di corto circuito I_{N1} coincide con la corrente di impiego del tratto, valore per il quale il cavo è dimensionato.

La corrente di corto circuito I_{N2} è maggiore del valore della corrente di impiego del circuito se $n > 2m$; in tal caso si può sovradimensionare il cavo affinché risulti:

$$I_z \geq (n - m)1,25I_{sc}$$

Se tale condizione è soddisfatta, si può omettere la protezione dal corto-circuito.

La protezione dal corto-circuito negli impianti fotovoltaici in riferimento alla parte in corrente continua, si impiegano fusibili idonei per gli impieghi fotovoltaici.

Come esposto in tale paragrafo un fusibile protegge un cavo dal corto-circuito se interviene in maniera tale che sia soddisfatta la condizione dell'integrale di Joule:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Tuttavia per quanto specificato in tale paragrafo, se la linea è protetta dal sovraccarico, che per i fusibili si traduce nel soddisfare la relazione:

$$I_B \leq I_N^{fusibile} \leq 0,9I_Z$$

allora se ne deduce che non è richiesta la verifica dell'integrale di Joule, in quanto un cavo siffatto protetto dal sovraccarico tramite fusibile risulta automaticamente protetto anche dal corto-circuito.

Protezione dei moduli dalla corrente inversa

Accanto alle necessità di protezione dalle sovracorrenti esposte in precedenza, occorre realizzare una protezione specifica dei moduli fotovoltaici.

Infatti se una stringa viene corto-circuitata, in tutto o in parte, a seguito di un guasto o per effetto di un ombreggiamento, le altre stringhe in parallelo originano una corrente che attraversa la stringa corto-circuitata in senso inverso a quello ordinario (corrente inversa). Tale corrente provoca cattivo funzionamento del modulo, generando riscaldamento anomalo. Pertanto occorre proteggere il modulo dalla corrente inversa. Ciascun costruttore di moduli fotovoltaici dichiara la massima corrente inversa tollerabile; occorre dimensionare il fusibile di

protezione al fine di evitare il passaggio di tale corrente, pertanto la relazione di dimensionamento è la seguente:

$$I_N^{fusibile} \leq I_{inversa, modulo}$$

6.6 Protezione contro le sovratensioni

L'installazione di un impianto fotovoltaico richiede l'analisi e la protezione verso le sovratensioni generate da fulminazione dirette ed indirette.

Fulminazione diretta.

Nella fulminazione diretta di un impianto fotovoltaico a terra, la zona da proteggere è esterna ed il rischio di incendio è nullo; l'unico pericolo per le persone è costituito dalle tensioni di passo e contatto. Tuttavia, per effetto della presenza umana estremamente contenuta durante l'anno in poche ore necessarie alle attività di manutenzione, il rischio della fulminazione diretta è tale che il sistema in oggetto non prevede l'installazione di LPS (Lightning Protection System).

Fulminazione indiretta

Occorre proteggere dalle sovratensioni di tipo indiretto sia l'inverter che i moduli fotovoltaici dell'impianto.

a) Protezione dell'inverter

Si installano SPD (Surge Protective Device) ai morsetti dell'inverter, caratterizzati dai seguenti valori:

- Tipo 2
- Tensione di esercizio continuativo $U_c > 1,25 V_{oc}$
- livello di protezione $U_p \leq U_{w,inv}$ ($U_{w,inv}$ è la tensione di tenuta ad impulso dell'inverter porta c.c. indicata dal costruttore)
- Corrente massima di scarica $I_{max} \geq 5 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito (con o senza fusibile), superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione

Qualora l'SPD sia installato lontano dai morsetti dell'inverter ma ad una distanza inferiore a 10m, occorre scegliere un SPD con un livello di protezione tale che $U_p \leq U_{w,inv}/2$, a causa dei fenomeni di oscillazione che si stabiliscono tra inverter ed SPD.

Se la distanza tra SPD ed inverter supera i 10 m, il tratto di circuito compreso tra SPD ed inverter può essere sede di una tensione indotta, che dipenderà dalla lunghezza del tratto stesso.

Si può trascurare tale tensione indotta se:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Nei casi differenti da quelli indicati occorre tenere conto della tensione indotta che si manifesta sul tratto collegante l'inverter e l'SPD, per conseguire la protezione dalla fulminazione.

Si indica con d = distanza in metri tra inverter ed SPD

In funzione della larghezza della spira che si determina dai conduttori attivi ed il PE si determina la massima distanza che comporta il conseguimento della protezione:

- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p) / 60$
se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5 m)
- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_p) / 12$
se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto (larghezza spira tipica 0,1 m)

b) Protezione dei moduli

Gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono di proteggere anche i moduli se $U_p \leq U_{w,mod} / 2$, avendo indicato con $U_{w,mod}$ la tensione di tenuta ad impulso dei moduli e se il tratto di circuito tra SPD e moduli rientra in uno dei seguenti casi:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Negli altri casi occorre verificare che i moduli siano posti ad una distanza d_m inferiore a:

- $d_m \leq (U_{w,m} - 2 U_p) / 60$
se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5 m)

- $dm \leq (U_{w,m} - 2 U_p) / 12$

se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto (larghezza spira tipica 0,1 m)

Fulminazione indiretta. – lato corrente alternata

In riferimento alla protezione dell'impianto in corrente alternata, occorre installare SPD ad arrivo linea (dalla rete AC) tra i conduttori attivi e la terra, che abbiano le seguenti caratteristiche:

- SPD tipo 1
- Tensione di esercizio continuativo $U_c > 1,1 U_o$ avendo indicato con U_o = tensione verso terra per sistemi TT e TN
- Corrente impulsiva di scarica $I_{imp} \geq 10 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito a 50 Hz (con o senza fusibile) superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione.

È da notare che è ammesso l'installazione di un SPD di tipo 2 se $N_D + N_L \leq 0,01$ in cui:

N_D = fulminazione diretta della struttura (fulmini/anno)

N_L = fulminazione diretta della linea afferente alla struttura (fulmini/anno)

Per dimensionare l'SPD in riferimento al valore di U_p/f si segue la seguente procedura.

Nel caso in cui la distanza tra SPD ed inverter è inferiore o uguale a 10m occorre soddisfare la relazione $U_p/f \leq U_{w,inv}/2$, dove $U_{w,inv}$ è la tensione di tenuta ad impulso porta a.c. dell'inverter.

Se tale distanza supera i 10m il tratto di circuito compreso tra SPD ed inverter può essere sede di una tensione indotta, che dipenderà dalla lunghezza del tratto stesso.

Si può trascurare tale tensione indotta se:

- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono nello stesso cavo
- i conduttori attivi ed il conduttore di protezione PE sono intrecciati tra loro
- i cavi sono schermati o sono posati all'interno di tubazioni o canali metallici chiusi collegati a terra ad entrambe le estremità

Nei casi differenti da quelli indicati occorre tenere conto della tensione indotta che si manifesta sul tratto collegante l'inverter e l'SPD, per conseguire la protezione dalla fulminazione.

- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_{p/f}) / 60$

se i conduttori attivi ed il PE seguono percorso diversi (larghezza spira tipica 0,5 m)

- $d \leq (U_{w,inv} - 2 U_{p/f}) / 12$

se i conduttori attivi ed il PE seguono lo stesso percorso, posa nel medesimo condotto (larghezza spira tipica 0,1 m)

Se tali condizioni non sono soddisfatte occorre installare un SPD ai morsetti inverter con le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- $U_c > 1,1 U_o$
- $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto-circuito a 50 Hz (con o senza fusibile) superiore alla corrente di corto-circuito nel punto di installazione.

La sezione minima dei conduttori di collegamento degli SPD sia sul lato corrente continua che sul lato corrente alternata deve essere 6 mm^2

6.7 Dimensionamento conduttore di neutro

Nei circuiti bipolari (F-N) e nei sistemi trifase con sezione di fase fino a 16 mm^2 , il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

Nei sistemi trifase con sezione di fase maggiore di 16 mm^2 si può impiegare per il conduttore di neutro una sezione minore di quella della fase, eventualmente anche inferiore alle metà della fase se sono rispettate le seguenti condizioni:

- il massimo valore della corrente di squilibrio non supera la portata del conduttore di neutro
- il tasso di terza armonica di corrente è tale da non superare il 15% della fondamentale.

6.8 Dimensionamento conduttore di protezione PE

In accordo alla CEI 64-8 la sezione dei conduttori di protezione PE può essere determinata attraverso due metodologie alternative:

Regola convenzionale: si sceglie la sezione PE in funzione della sezione del conduttore di fase, secondo i valori riportati in tabella:

Sezione del conduttore di fase S_F [mm ²]	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione S_{PE} [mm ²]
$S_F \leq 16$	$S_{PE} = S_F$
$16 < S_F \leq 35$	16
$S_F > 35$	$S_{PE} = S_F / 2$

Con le seguenti precisazioni:

- se il conduttore PE non fa parte della stessa condotta dei conduttori di fase, si applica un minimo di 2,5 mm² se è prevista una protezione meccanica o 4 mm² senza protezione meccanica
- Se la sezione $S_f/2$ non è unificata si assume quella più vicina (minore o maggiore) rispetto ai valori unificati.

Regola di calcolo

La sezione del PE si determina in modo che non sia inferiore rispetto al seguente valore:

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

S_{PE} = sezione del conduttore di protezione PE

I = valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto con impedenza nulla

t = tempo di intervento del dispositivo di protezione

K = coefficiente il cui valore dipende dal materiale del PE, dall'isolamento, fornito dalla norma CEI 64-8. Si riportano i valori del coefficiente.

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=30$ $\delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=30$ $\delta_f=250$
Rame	143	176
Alluminio	95	116
Ferro	52	64

Valori di K per conduttori di protezione costituiti da cavi unipolari o nudi in contatto con il rivestimento esterno dei cavi

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=70$ $\delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=90$ $\delta_f=250$
Rame	115	143
Alluminio	76	94

Valori di K per conduttori di protezione costituiti da un'anima di cavo multipolare

Materiale del conduttore	Materiale dell'isolante/rivestimento	
	PVC/Termoplastici $\delta_o=60$ $\delta_f=160$	EPR/HEPR -XLPE $\delta_o=80$ $\delta_f=250$ (guaina Pb: 160)
Rame	122	149
Alluminio	79	96
Ferro	42	51
Piombo	22	19

Valori di K per conduttori di protezione costituiti dal rivestimento metallico o dall'armatura di un cavo

Materiale del conduttore	Condizioni di posa		
	A	B	C
Rame	228	159	138
Alluminio	125	105	91
Ferro	82	58	50

Valori di K per conduttori di protezione nudi quando non esistono pericoli di danneggiamento di materiali vicino per effetto della temperatura: $\delta o=30^{\circ}C$
A: A vista in locali accessibili solo a personale addestrato. $\delta f=500$ (alluminio 300). Questi valori di temperatura sono validi solo se non compromettono la qualità delle connessioni
B: In condizioni ordinarie $\delta f=200$
C: In locali con pericolo di incendio $\delta f=150$

6.9 Dimensionamento conduttore di terra e del dispersore di terra

Il conduttore di terra è un particolare conduttore di protezione in quanto esso collega il nodo di terra dell'impianto al dispersore di terra.

In quanto conduttore di protezione deve avere una sezione almeno uguale a quella prescritta per i conduttori di protezione; inoltre in qualità di conduttore di terra non può avere una sezione inferiore a quella indicata nella tabella 54 A della norma CEI 64-8.

Inoltre occorre specificare che un conduttore di rame si considera sempre protetto dalla corrosione, a meno che esso non si trovi in ambienti particolarmente aggressivi dal punto di vista chimico.

In sintesi la scelta del conduttore di terra di rame avverrà nel modo seguente in base ai seguenti casi.

1) Non Interrato

1A) Non protetto meccanicamente: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con un minimo di 16 mm². Tale valore minimo diventa 25 mm² se il conduttore di terra è nudo e installato in un ambiente particolarmente aggressivo dal punto di vista chimico.

1B) Protetto meccanicamente: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con sezione minima 25 mm² se il conduttore di terra è nudo e installato in un ambiente particolarmente aggressivo dal punto di vista chimico

2) Interrato

2 A) Isolato: $S_{CT} = S_{PEmax}$

2B) Nudo: $S_{CT} = S_{PEmax}$ con un minimo di 25 mm²

Avendo indicato con:

S_{CT} = Sezione del conduttore di terra

S_{PEmax} = Sezione maggiore del conduttore di protezione

In merito al dimensionamento del dispersore di terra, si adotteranno i criteri indicati nella norma CEI 64-8, in particolare i valori indicati nella tabella 54.1 della suddetta norma all'interno della quale sono indicati i materiali e le dimensioni minime dei dispersori da adottare in funzione del tipo di installazione specifica. Tale tabella è riportata di seguito. Tali valori sono gli stessi indicati nella norma CEI 99-3

Materiale	Superficie	Tipo di dispersori	Dimensione minima					
			Corpo			Rivestimento / guaina		
			Diametro mm	Sezione mm ²	Spessore mm	Valore minimo µm	Valore medi µm	
Acciaio	Zincato a caldo	Piattina		90	3	63	70	
		Pro ilato		90	3	63	70	
		Tubo	25		2	47	55	
		Barra tonda per picchetto	16			63	70	
		Tondo per dispersore orizzontale	10				50	
	Guaina di piombo ^{a)}	Tondo per dispersore orizzontale	8			1000		
	Con guaina di rame estrusa	Barra tonda per picchetto	15			2000		
Con guaina di rame elettrolitica	Barra tonda per picchetto	14,2			90	100		
Rame	Nudo	Piattina		50	2			
		Tondo per dispersore orizzontale		25 ^{d)}				
		Corda	1,8 ^{d)}	25				
	Stagnato	Tubo	20		2			
		Corda	1,8 ^{d)}	25		1	5	
		Zincato	Piattina		50	2	20	40
		Guaina di piombo ^{a)}	Corda	1,8 ^{d)}	25		1000	
	Filo tondo		25		1000			

a: Non idoneo per posa diretta in calcestruzzo. Si raccomanda di non usare il piombo per ragioni di inquinamento.
b: Piattina, arrotondata o tagliata con angoli arrotondati.
c: In condizioni eccezionali, dove l'esperienza mostra che il rischio di corrosione e di danno meccanico è estremamente basso, si può usare 16 mm².
d: Per fili singoli.

Tabella indicante il materiale e le dimensioni minime dei dispersori di terra per garantire la resistenza meccanica e la corrosione (CEI 64-8 e CEI 99-3)

6.10 Sezionamento e protezione del conduttore di neutro

Il sezionamento è un'operazione che serve a garantire la sicurezza degli operatori che lavorano sull'impianto elettrico fuori tensione. Pertanto, in riferimento al conduttore di neutro si procede nel modo seguente:

- nei sistemi TT ed IT il conduttore di neutro deve essere sempre sezionabile
- nei sistemi TN-C il conduttore di neutro, in questo caso coincide con il PE (PEN) non può essere sezionato
- nei sistemi TN-S, il sezionamento del conduttore di neutro è richiesto solo nei circuiti fase-neutro, derivati a valle di fusibili.

La protezione del circuito di neutro deve riguardare sia il corto-circuito sia il sovraccarico.

Protezione del neutro contro il corto-circuito.

Se il conduttore di neutro ha la stessa sezione del conduttore di fase ed i conduttori di fase sono protetti contro il corto-circuito, si conclude che risulta protetto anche il conduttore di neutro.

Se il conduttore di neutro ha una sezione minore di quella del conduttore di fase ($S_N < S_F$), occorre verificare che sia soddisfatta la relazione:

$$\int_0^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S_N^2$$

eseguendo la verifica per un corto-circuito fase-neutro all'inizio ed in fondo alla linea.

Quindi in sintesi, per proteggere il neutro ad esempio di un circuito quadripolare, è sufficiente un interruttore tripolare, salvo il caso eccezionale in cui risulta non soddisfatta la relazione analitica precedente.

Protezione del neutro contro il sovraccarico.

Caso 1 ($S_N=S_F$)

Nel caso in cui risulta che il neutro ha la stessa sezione del conduttore di fase ($S_N=S_F$), il conduttore di neutro è protetto contro il sovraccarico se lo sono i conduttori di fase, quindi non è necessario la protezione dedicata al conduttore di neutro.

Nei casi particolari in cui la terza armonica superi il valore del 33% della fondamentale, il conduttore di neutro diventa quello più caricato e, in tal caso, si impone un interruttore che protegga anche il neutro.

Caso 2 ($S_N<S_F$)

Nel caso in cui il neutro abbia una sezione minore di quella del conduttore di fase ($S_N<S_F$), la norma CEI 64-8 indica che non è necessario proteggere dal sovraccarico il conduttore di neutro se “la massima corrente che può attraversare il conduttore di neutro in servizio ordinario è chiaramente inferiore al valore della portata di questo conduttore”. Pertanto la norma adotta l’aggettivo generico “chiaramente” come discriminante per valutare la necessità di avere la protezione da sovraccarico del neutro in tale caso. In mancanza di altre indicazioni, lo scrivente progettista assume la posizione di Tuttonormel (articolo Novembre 2017) assumendo un coefficiente di sicurezza tre; quindi se la portata del conduttore di neutro supera almeno di tre volte la massima corrente di squilibrio nel servizio ordinario, tenuto conto anche delle eventuali armoniche (terza armoniche) che può percorrere il conduttore di neutro, non è necessario proteggere il conduttore di neutro dal sovraccarico

6.11 Protezione dai contatti diretti

In merito alle misure di protezione contro i contatti diretti, si adotterà la protezione totale, ossia la protezione che si attua nel caso di impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente ad evitare i pericoli dell’elettricità (persone non addestrate). Tali misure consistono nell’isolamento delle parti attive e nell’uso di involucri e barriere.

Isolamento delle parti attive: le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione del relativo componente.

L'isolamento deve resistere agli sforzi meccanici, elettrici e termici che possono manifestarsi durante il funzionamento.

Protezione con involucri e barriere: Il grado minimo di protezione richiesto dalla norma CEI 64-8/4 è IPXXB. Per le superfici superiori di involucri e barriere orizzontali a portata di mano, è richiesto il grado di protezione minimo IPXXD.

6.12 Protezione dai contatti indiretti

Sistema TN

In un sistema TN esistono tanti anelli di guasto quante sono le masse suscettibili di andare in tensione. Un guasto è equivalente ad un corto circuito che si richiude attraverso il centro stella del trasformatore attraverso i conduttori di fase e di protezione. E' necessario verificare le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti siano tali che, in presenza di un guasto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione in un qualsiasi punto dell'impianto, l'alimentazione sia interrotta nei tempi indicati dalla norma CEI 64-8 e che sia soddisfatta la seguente condizione:

$$I_a \leq \frac{U_o}{Z_s}$$

U_o = tensione nominale verso terra (lato bassa tensione) dell'impianto

Z_s = impedenza totale anello di guasto

I_a = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione entro i tempi indicati dalla norma. Tali tempi si applicano a circuiti terminali protetti con dispositivi di protezione dalle sovracorrenti aventi corrente nominale o regolata $I_r \leq 32A$. Per circuiti di distribuzione e per circuiti terminali protetti da dispositivi di sovracorrente con corrente nominale o regolata $I_r \geq 32A$, la norma ammette un tempo massimo d'intervento di 5s. Qualora si utilizzi una protezione differenziale I_a è la corrente differenziale nominale d'intervento.

Si riportano le tabelle estratte dalla CEI 64-8 indicanti i tempi di interruzione da considerare per gli ambienti ordinari e non ordinari (Locali agricoli, cantieri edili, locali medici gruppo 1 e 2).

Sistema	50 V < U _o ≤ 120 V		120 V < U _o ≤ 230 V		230 V < U _o ≤ 400 V		U _o > 400 V	
	[s]							
	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.
TN	0,8	Nota 1	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1
U _o = tensione nominale verso terra in c.a o in c.c								
Nota 1: Per le tensioni che sono entro la banda di tolleranza precisata nella norma CEI 8-6 si applicano i tempi di interruzione corrispondenti alla tensione nominale.								
Nota 2: Per valori di tensione intermedi si sceglie il valore prossimo superiore della tabella								

Tempi di interruzione: Luoghi ordinari

Sistema TN		Note:
U _o	Tempo	
[V]	[s]	
120	0,4	U _o = tensione tra fase e terra (* Se tale tempo di interruzione non può essere garantito, può essere necessario prendere altre misure di protezione, quali un collegamento equipotenziale supplementare
230	0,2	
400	0,06	
>400	0,02 (*)	

Tempi di interruzione: Luoghi non ordinari

Sistema IT

La particolare configurazione di questo sistema consente che in caso di primo guasto a terra la corrente di guasto che si instaura sia fortemente limitata dall'impedenza capacitiva verso terra della linea e, pertanto, non richieda l'interruzione tempestiva. Questa tipologia di sistema elettrico è utilizzabile quando sussistano particolari esigenze di continuità di servizio.

La condizione che deve essere verificata è:

$$R_E = \frac{U_L}{I_d}$$

In cui risulta:

R_E= resistenza del dispersore di terra a cui le masse sono collegate

U_L=Tensione limite, letto sulla curva di sicurezza riportata nella norma CEI 64/8.

Risulta:

U_L=50 V (luoghi ordinari);

$U_L=25V$ (ambienti ed applicazioni particolari: locali agricoli, cantieri edili e locali medici gruppo 1 e 2).

I_d = corrente capacitiva di primo guasto a terra tra un conduttore di linea ed una massa.

Se tale condizione è soddisfatta, secondo la norma CEI 64/8 non è necessaria l'interruzione automatica del circuito; ma la medesima norma prescrive che l'impianto sia dotato di un dispositivo di controllo dell'isolamento a funzionamento continuo di tipo sonoro e visivo. Esso ha la funzione di monitorare e segnalare la riduzione del livello di isolamento dell'impianto elettrico affinché si possa procedere all'eliminazione di tale causa generante prima che si produca un secondo guasto elettrico, che vanificherebbe i benefici di continuità del sistema IT.

In caso di un secondo guasto a terra, si possono presentare i seguenti casi:

- Le masse dell'utilizzatore sono connesse ciascuna al proprio impianto di terra; in questo caso il sistema IT evolve in un sistema TT e la condizione di coordinamento con la conseguente interruzione automatica del circuito deve soddisfare le prescrizioni tipiche di un sistema siffatto TT
- Le masse dell'utilizzatore sono collegate ad un impianto di terra unico; in questo caso in questo caso il sistema IT evolve in un sistema TN e la relazione di coordinamento per la sicurezza verso i contatti indiretti è la seguente:

- Neutro non distribuito:

$$Z_s \leq \frac{U}{2 \cdot I_a}$$

- Neutro distribuito

$$Z's \leq \frac{U_0}{2 \cdot I_a}$$

In cui risulta:

U_0 = tensione nominale tra fase e neutro

U = tensione nominale tra fase e fase

Z_s = impedenza dell'anello di guasto costituito dal conduttore di fase e dal conduttore di protezione del circuito

$Z's$ = impedenza dell'anello di guasto costituito dal conduttore di neutro e dal conduttore di protezione del circuito

I_a = valore di corrente di intervento del dispositivo di protezione entro i tempi definiti per i sistemi TN

La norma CEI 64/8 raccomanda di non distribuire il neutro nei sistemi IT.

Messa a terra delle cornici dei moduli e delle strutture fotovoltaiche

Rispetto alle prescrizioni generali da rispettare per la protezione verso i contatti indiretti, occorre fornire prescrizioni specifiche per quanto riguarda due punti fondamentali costituenti il generatore fotovoltaico:

- La messa a terra delle cornici dei moduli
- La messa a terra delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

a) Messa a terra delle cornici dei moduli

Con il termine massa si intende un componente elettrico che in condizioni ordinarie non è in tensione, ma che può andare in tensione per effetto del guasto dell'isolamento principale e che può essere toccata.

I moduli fotovoltaici sono dichiarati componenti di classe II, ossia sono caratterizzati dall'isolamento principale e da un isolamento supplementare, oppure da un isolamento rinforzato, pertanto non è una massa e ai fini della protezione dai contatti indiretti non deve essere collegata a terra.

Infatti il collegamento a terra di un apparecchio di classe II sarebbe utile solo in caso di cedimento dell'isolamento doppio o rinforzato. La probabilità che ceda tale isolamento è minore della probabilità che l'impianto di terra inefficiente assuma una tensione pericolosa e tale tensione possa essere riportata sull'involucro metallico dell'apparecchio di classe II tramite la stessa terra.

Pertanto pur recependo la prescrizione normativa che vieta la messa a terra dei componenti di classe II, occorre considerare che se si vuole che il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, affinché il generatore fotovoltaico sia monitorato nel suo livello di isolamento, è necessario mettere a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei moduli di classe II.

In conclusione la messa a terra delle cornici dei moduli è una messa a terra funzionale e non di sicurezza. La messa a terra delle cornici dei moduli deve avvenire tramite il foro predisposto sulla cornice stessa.

b) Messa a terra delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Per stabilire se collegare a terra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici bisogna analizzare, caso per caso, il fine dell'eventuale messa a terra.

Nel caso del progetto in oggetto, i cavi di stringa sono posati nella struttura porta moduli; tali cavi sono di classe II.

Inoltre, per quanto detto in precedenza le cornici dei moduli sono di classe II, pertanto per coerenza va collegata a terra anche la struttura dei moduli affinché sia segnalato anche un guasto del cavo di classe II verso la struttura stessa, analogamente a quanto accade per i moduli.

Queste considerazioni sono di carattere generale in merito alle condizioni di sicurezza verso i contatti indiretti devono sovrapporsi rispetto alle prescrizioni fatte per quanto riguarda l'eventuale integrazione tra le strutture metalliche dell'impianto fotovoltaico con un pre-esistente LPS presente a servizio della struttura.

6.13 Circuiti a bassissima tensione

Un circuito elettrico si definisce a bassissima tensione se risulta alimentato con tensione nominale $V \leq 50 V$ a.c. oppure $V \leq 120V$ c.c.

Un trasformatore di sicurezza è un trasformatore avente tra gli avvolgimenti una separazione di protezione e la tensione secondaria a vuoto non deve superare 50V. La separazione di sicurezza tra gli avvolgimenti primario e secondario consiste in: a) isolamento doppio, b) isolamento rinforzato, oppure c) uno schermo collegato a terra.

Per effetto di tale premessa un circuito a bassissima tensione può essere classificato SELV, PELV, FELV in relazione al tipo di sorgente, di separazione (semplice o di protezione) verso gli altri circuiti ed alla messa a terra di un punto del circuito.

- Sistema FELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore ordinario (isolamento funzionale) oppure i circuiti in oggetto non sono separati dagli altri circuiti.
- Sistema PELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore di sicurezza con un polo connesso a terra ed è separato dagli altri circuiti tramite le seguenti soluzioni:
 - a) circuito di bassissima tensione posato in tubi distinti dagli altri circuiti, oppure nel medesimo canale ma separati dagli altri circuiti da un setto separatore
 - b) circuito di bassissima tensione posato nel medesimo tubo/canale di altri cavi, tutti isolati per la tensione maggiore, oppure isolato per la bassissima tensione ma con gli altri cavi di classe II
 - c) circuito di bassissima tensione che fa parte di un cavo multipolare, insieme con altri circuiti, tutti isolati per la tensione maggiore.

- Sistema SELV: circuito alimentato in bassissima tensione attraverso trasformatore di sicurezza, isolato da terra, ed è separato dagli altri circuiti tramite le seguenti soluzioni:
 - a) cavi di bassissima tensione posati in tubi distinti dagli altri circuiti, oppure nel medesimo canale ma separati dagli altri circuiti da un setto separatore
 - b) cavi di bassissima tensione posati nel medesimo tubo/canale di altri cavi, tutti isolati per la tensione maggiore, oppure essi isolati per la bassissima tensione con gli altri cavi di classe II
 - c) circuito di bassissima tensione che fa parte di un cavo multipolare, insieme con altri circuiti, tutti isolati per la tensione maggiore.

Per i circuiti di comando, accanto al pericolo della folgorazione valido per tutti i sistemi elettrici, occorre valutare adeguatamente fenomeni che portano alla perdita di controllo dello stesso circuito, ossia realizzare circuiti che in caso di guasto a terra non portino ad azionamenti intempestivi dei motori, generando, quindi, sistemi a sicurezza positiva, ossia circuiti di comando con in serie i contatti di sicurezza che non devono essere corto-circuitati a seguito di un guasto sul circuito di comando.

In riferimento al progetto in oggetto i circuiti di bassissima tensione sono tali da soddisfare i seguenti punti:

- sono alimentati da un trasformatore di sicurezza opportunamente identificato con il simbolo normativo
- presentano la separazione di protezione dagli altri circuiti, secondo una delle condizioni precedentemente indicate a)-b) o c)
- un polo del circuito secondario (24V ac) è collegato a terra.

Pertanto è classificato come sistema PELV, collegando a terra un polo del circuito ausiliario ed inserendo i contatti di sicurezza sull'altro polo.

In questo modo un primo guasto a terra sull'altro polo non messo a terra, determina un corto circuito, nel senso che l'intervento dell'interruttore automatico annulla la corrente che circola nella bobina del contattore e, conseguentemente, porta al fuori servizio del circuito ausiliario. Di contro un guasto a terra sul polo a terra (comune delle bobine) è irrilevante. In questo modo si consegue un circuito ausiliario cosiddetto a sicurezza positiva, cioè un guasto a terra pone il sistema in sicurezza, ma anche fuori servizio.

E' importante sottolineare che in tal caso, tutte le parti metalliche (masse) con le quali il circuito ausiliario può venire in contatto devono essere collegate al polo messo a terra; tale messa a terra non è richiesta per la protezione dai contatti indiretti ma per rendere affidabile il

funzionamento del circuito di comando. Infatti anche con un polo a terra, il verificarsi di un doppio guasto di una massa potrebbe portare a corto-circuitare un contatto di sicurezza ed a rendere non sicuro il circuito di comando.

Protezione contro i contatti indiretti

Un sistema PELV come quello in progetto non richiede la protezione verso i contatti indiretti. Quindi tutte le parti metalliche con le quali il circuito ausiliario può venire in contatto devono essere collegate al polo messo a terra del circuito ausiliario, come descritto in precedenza, per garantire l'affidabilità di sicurezza nel funzionamento del circuito ausiliario e non per i pericoli di folgorazione.

Protezione contro i contatti diretti.

Per un sistema PELV non è richiesta la protezione dai contatti diretti se:

- Tensione $\leq 25\text{Vac}$ oppure $\leq 60\text{Vcc}$ in presenza del collegamento equipotenziale principale (EQP)
- Tensione $\leq 12\text{Vac}$ oppure $\leq 30\text{Vcc}$ in assenza del collegamento equipotenziale principale.

Negli altri casi le parti attive del circuito ausiliario devono essere protette contro i contatti diretti; tale protezione può essere realizzata mediante il grado di protezione IPXXB o mediante un isolamento idoneo per la tensione del circuito ausiliario.

6.14 Tubi e canali portacavi

Il dimensionamento dei tubi portacavi è stato realizzato nel modo seguente.

Per i tubi

d= diametro interno del tubo

f = diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi

In accordo alla norma CEI 64-8:

- $d \geq 1,3 f$ (valore prescritto)
- $d \geq 1,5 f$ (valore consigliato)

Per i canali e le passerelle

S = sezione utile canale o passerella

Scavi = sezione retta occupata dai cavi del fascio

In accordo alla CEI 64-8:

$$\frac{S}{S_{cavi}} \leq 2$$

7. Area di accesso, recinzione e viabilità interna

L'accesso all'impianto, avverrà attraverso apposito cancello praticato su tratto accedente da strada pubblica; tale particolare è riportato sulle planimetrie componenti il progetto.

La viabilità interna al campo fotovoltaico da garantire ai mezzi per il trasporto dei materiali al sito e per le successive attività di manutenzione, avverrà per effetto della strada interna da realizzare in terra battuta con adduzione di uno strato di ghiaia bianca superficiale. Tale viabilità avrà i seguenti requisiti minimi:

- larghezza 3,0;
- raggio di volta > 3 m;
- pendenza: non superiore al 10%;
- resistenza al carico: superiore a 12 tonnellate per asse.

Al termine dei lavori si procederà al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

È prevista l'esecuzione di un cancello e di una recinzione metallica zincata le cui caratteristiche dimensionali sono riportate negli allegati progettuali.

La recinzione è prevista a maglia rombica in ferro zincato plastificato di opportuno spessore e con altezza di 2,50 m e di colore verde. Alla base viene lasciato un spazio di 15 cm per consentire la continuità ecologica per il passaggio della piccola fauna. Sarà posta in opera su paletti in ferro zincato IPE ad ali parallele di altezza di 2,5 m, posti a distanza non superiore a 3 m oltre ad un contrafforto ogni 25 m circa e sarà corredata di legatura con filo di ferro alle asole dei paletti, e ancorati a piccoli plinti di calcestruzzo. I pali da mettere in opera saranno fissati sul terreno mediante basamenti di calcestruzzo gettato in opera. Il cancello di accesso al campo fotovoltaico sarà realizzato tramite struttura e pannelli in acciaio zincato, anch'esso di color verde (vedasi le planimetrie allegate).

8. Illuminazione e videosorveglianza

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale del campo fotovoltaico
- Illuminazione esterna delle cabine elettriche

Si descrivono i sistemi indicati.

1) Illuminazione perimetrale del campo fotovoltaico

- Tipo lampada: LED
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade per ogni sostegno: almeno 1
- Funzione: illuminazione notturna e anti-intrusione

In fase di progetto esecutivo si valuterà la possibilità di apportare miglioramenti ai valori del rapporto tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio

2) Illuminazione esterna delle cabine elettriche

- Tipo lampade: LED;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale; Numero lampade: 2 per cabina;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

L'accesso all'area dell'impianto sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato antintrusione composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, raggio d'azione 40 m;
- telecamere Speed-Dome installata su tetto cabina. Per effettuazione di Tours e controllo dell'area di cabina.
- Fibra ottica, aggraffata sul retro dei moduli fotovoltaici, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde (eventuali) sistemate in prossimità delle murature di cabina e dei cancelli di ingresso;
- centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato affinché sia garantita la loro perfetta funzionalità

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza descritti saranno installati su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno un'altezza massima di 3,5m, saranno dislocati ogni 40 m circa di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti e le videocamere del sistema di videosorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello specifico scavo.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni. In corrispondenza di rilevamento di un'infrazione la centralina di controllo alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna gsm. Parimenti, se l'intrusione dovesse verificarsi di notte, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori.

Una trattazione specifica riguarda il sistema di allarme che verrà installato a servizio della protezione dei cavi elettrici dell'impianto, in particolare dei cavi realizzanti il collegamento tra gli inverter e le cabine di campo. Tali cavi sono di sezione maggiore rispetto ai cavi di stringa e, pertanto, sono più attraenti per i fenomeni di furto. I tentativi di furto si concentrano prevalentemente nelle ore notturne, quando la tensione lato DC è praticamente nulla favorendo il taglio dei cavi e la loro asportazione fraudolenta.

Il sistema di allarme contro i furti di cavi elettrici previsto per il seguente progetto è così costituito:

- Sensori installati sui pozzetti della tratta di collegamento tra gli inverter e le cabine di campo, in grado di rilevare l'apertura degli stessi;
- Trasduttori amperometrici installati sui cavi AC. Tali componenti saranno posizionati in corrispondenza dei quadri di bassa tensione all'interno della cabina di campo;
- Un sistema trasmettitore installato in corrispondenza degli inverter ed un sistema ricevitore installato in arrivo lato cabina di campo, in grado di generare e rilevare un segnale di corrente sull'anello chiuso costituito dai cavi nel tratto monitorato;
- Due elementi che chiudono l'anello costituito dal cavo monitorato installati uno in corrispondenza dell'inverter ed un altro in corrispondenza della cabina di campo;
- Una centralina di controllo installata nella cabina di campo, in grado di acquisire il segnale generato e ricevuto dal trasmettitore/ricevitore e rilevare l'allarme.

Per effetto di un taglio fraudolento di un cavo su tale tratta, anche nelle ore notturne in assenza della tensione lato DC, si genera una differenza tra il segnale generato e quello ricevuto lungo l'anello chiuso che, rilevato dalla centralina, determina un allarme specifico al sistema. Allo

stesso modo viene generato un allarme in corrispondenza di eventi di manomissione e rimozione di tutti gli elementi costituenti l'impianto di monitoraggio in oggetto.

9. Opere edili

Per effetto della morfologia pianeggiante del terreno, non si rendono necessari sbancamenti e riporti o livellamenti del terreno.

Tuttavia per la posa in opera dei cavidotti e delle cabine elettriche si rendono necessari degli scavi del terreno alla profondità variabile tra 0,6-1,0m per i cavidotti e di 0,5-0,8 m per le sottofondazioni delle cabine.

Le aree interessate da piazzole e dalla viabilità d'impianto saranno scoticate per circa 0,50 m per la rimozione del terreno vegetale, dopodiché verrà posato uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani carrabili al transito dei mezzi pesanti per il trasporto dei componenti dell'impianto.

Le cabine prefabbricate verranno posate su vasche in cls prefabbricato poggiate direttamente sullo strato superficiale di terreno naturale previa rimozione dello strato vegetale con scavo di splateamento della profondità 0,50 m e posa di uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani livellati e drenanti rispetto alle acque meteoriche.

I cavidotti saranno rinterrati con lo stesso materiale proveniente dagli scavi ed eventuali eccedenze saranno distribuite sul terreno riempiendo gli avvallamenti presenti al fine di uniformare il piano di campagna.

L'eventuale materiale in eccesso sarà utilizzato per il rifianco delle cabine stesse o sul terreno medesimo. Le superfici rinfiaccate saranno sistemate a verde con essenze autoctone.

10. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno. I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei quadri di parallelo in corrente continua;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo in corrente continua;
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo in corrente continua e i rispettivi inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro di parallelo in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;

11. Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

1) Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

2) Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

3) Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1) Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2) Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3) Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;

4) Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5) Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6) Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7) Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:

- temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C.
- umidità relativa: compresa tra 45 e 85 %.
- tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.

8) Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.

9) Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:

la misura, da eseguire con tensione di 1000 Vcc, sui morsetti del QPCC, deve essere superiore a 50/N MΩ in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N MΩ in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).

10) Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo

11) Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

12. Messa in esercizio

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Prima della messa in esercizio occorre eseguire un collaudo funzionale dell'impianto prevedendo le seguenti misure. Il risultato delle suddette misure dovrà essere riportato sull'apposito certificato di collaudo redatto dalla Direzione Lavori/Collaudatore dell'opera.

1) Verifica della tensione a vuoto delle stringhe.

Tale misura verrà eseguita secondo il paragrafo 15.4 della norma CEI 82-25 – Variante V1.

Tale misura serve per verificare la corretta installazione delle stringhe.

La misura deve essere eseguita dopo aver aperto e sezionato i circuiti delle singole stringhe.

Per i moduli realizzati in silicio cristallino la tensione a vuoto delle stringhe dipende poco dall'irraggiamento, mentre aumenta molto quando diminuisce la temperatura.

I valori misurati devono essere riportati alla temperatura standard di riferimento 25°C, con la seguente relazione:

$$V_{oc} (std) = V_{oc}(mis) + K_v (25 - T_{cell})$$

In cui risulta:

$V_{oc} (std)$: Tensione a vuoto della stringa a 25 °C (V)

$V_{oc}(mis)$: Tensione a vuoto della stringa alla temperatura della cella misurata (V)

K_v : coefficiente di temperatura di V_{oc} (V/K) del modulo fotovoltaico

T_{cell} : temperatura della cella (°C)

Per determinare T_{cell} si può procedere in due modi distinti secondo la norma CEI 82-25 – V1:

- a) Misura diretta attraverso un sensore a contatto (termo resistivo o termocoppia) applicato sul retro del modulo;
- b) Misura della temperatura ambiente T_{amb} e calcolo della corrispondente valore di T_{cell} con la seguente formula:

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \times G_p / 800$$

in cui risulta:

$NOCT$: dato dichiarato dal costruttore del modulo fotovoltaico (°C)

G_p : irraggiamento solare globale (W/m^2) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%.

La misura della temperatura deve avvenire con un sensore la cui incertezza è non superiore a 1°C.

Criterio di validazione della misura: lo scostamento massimo tra i valori ottenuti delle tensioni a vuoto delle singole stringhe componenti un inverter oppure un MPPT di un inverter, deve essere non superiore al 5%.

2) Verifica delle correnti di corto circuito delle stringhe fotovoltaiche

Tale misura verrà eseguita secondo il paragrafo 15.5 della norma CEI 82-25 – Variante V1.

Tale misura serve per verificare la corretta installazione delle stringhe e l'assenza di errori di cablaggio del generatore fotovoltaico.

Per realizzare tale misura è indispensabile adottare un dispositivo quale un IMS adatto alle correnti continue attraverso cui chiudere in corto-circuito le stringhe.

Per i moduli realizzati in silicio cristallino la corrente di corto circuito delle stringhe dipende poco dalla temperatura, mentre aumenta molto quando aumenta l'irraggiamento la temperatura.

I valori misurati devono essere riportati alla temperatura standard di riferimento 25°C e di irraggiamento 1000 W/m², con la seguente relazione:

$$I_{sc}(std) = \frac{I_{sc}(mis)}{G_N [1 + \alpha(T_{cell} - 25)]}$$

In cui risulta:

$I_{sc}(std)$: corrente di corto circuito della stringa in condizioni standard (A)

$I_{sc}(mis)$: corrente di corto circuito della stringa misurata (A)

G_N : G_p / G_{std}

G_p : irraggiamento solare globale (W/m²) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%.

G_{std} : irraggiamento solare standard = 1000 W /m²

T_{cell} : temperatura della cella (°C)

α : coefficiente di temperatura di I_{sc} (A/K) del modulo fotovoltaico

Per la determinazione del valore della temperatura della cella vale quanto specificato in precedenza per il calcolo di Voc.

Criterio di validazione della misura: lo scostamento massimo tra i valori ottenuti delle correnti di corto circuito delle singole stringhe componenti un inverter oppure un MPPT di un inverter, deve essere non superiore al 5%.

3) Verifiche della resistenza d'isolamento dei circuiti elettrici verso terra

Lo scopo di questa misura è verificare che la resistenza d'isolamento dell'impianto abbia valori adeguati a quanto prescritto dalla norma CEI 64-8/6.

La norma CEI 82-25 – Variante V1 propone due metodi attraverso cui è possibile eseguire tale misura.

Metodo 1: misura della resistenza d'isolamento verso terra della polarità positiva e negativa separatamente

Metodo 2: misura della resistenza d'isolamento verso terra delle polarità positiva e negativa cortocircuitate tra esse.

Criterio di validazione della misura:

- Per un valore di tensione del sistema ($V_{oc, std} \times 1,25$) > 500 V :
Tensione di Prova=1000V Resistenza isolamento minima = 1 MΩ

4) Verifica della prestazione dell'impianto fotovoltaico.

La norma CEI 82-25 – Variante V1 introduce il seguente indice di prestazione dell'impianto fotovoltaico:

$$PR_p = \frac{P_{CA}}{R_{fv2} \times \frac{G_p}{G_{std}} \times P_n}$$

In cui risulta:

- P_{CA} : potenza attiva prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, misurata con incertezza non superiore al 2%

- P_n : potenza nominale del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle potenze dei singoli moduli
- G_p : irraggiamento solare globale (W/m^2) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura non superiore al 3%. Tale valore deve essere non inferiore a $600 W/m^2$
- G_{std} : irraggiamento solare standard = $1000 W/m^2$
- $R_{fv2} = 1$ se $T_{cell} \leq 40^\circ C$
- $R_{fv2} = 1 - (T_{cell} - 40) \times \gamma / 100$
- γ = coefficiente di temperatura di potenza (W/K) del modulo fotovoltaico

Criterio di validazione della misura:

$PR_p > 0,78$ se $P_{inv} \leq 20 kW$

$PR_p > 0,80$ se $P_{inv} > 20 kW$

avendo indicato con P_{inv} la potenza nominale dell'inverter

13. Documentazione

A conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto, sono emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- Progetto "as built" redatto, timbrato e firmato da un progettista abilitato, e integrato con le eventuali varianti realizzate in corso d'opera (come costruito).
- Manuale d'uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione, corredato di schede tecniche dei materiali e apparecchiature installati;
- Elenco dei moduli fotovoltaici che compongono l'impianto, indicante modello, marca e numero di matricola (come riportato dai costruttori), organizzato in ordine progressivo;
- Certificato di collaudo firmato e timbrato in originale dal collaudatore, attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- Dichiarazione di conformità, sottoscritta dall'installatore (con abilitazione lettera A) e corredata con gli eventuali allegati obbligatori e facoltativi;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Documentazione attestante che i materiali ed i componenti sono stati specificamente acquistati o prodotti per l'impianto fotovoltaico in oggetto, o comunque non già impiegati per altri impianti;

- Certificazione di garanzia dei moduli, rilasciata dai costruttori, attestante il numero di anni di garanzia delle prestazioni dei moduli fotovoltaici installati. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;
- Certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;

14. Principali riferimenti normativi

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito. Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata ed a 1500V in corrente continua"
- CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto, distribuzione dell'energia elettrica. Linee in cavo"
- CEI EN 60898-1: "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata"
- CEI EN 60947-1: "Apparecchiature a bassa tensione Parte 1: Regole generali"
- CEI EN 60947-2: "Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici"
- CEI EN 60947-3: "Apparecchiatura a bassa tensione Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili"
- CEI-EN 60947-4-1: "Apparecchiature a bassa tensione Parte 4-1: Contattori e avviatori - Contattori e avviatori elettromeccanici"
- CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare"
- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazioni del rischio"
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"

- CEI 81-28: “Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici”
- CEI 81-29: “Linee guida per l'applicazione delle Norme CEI EN 62305”
- CEI 81-30: “Protezione contro i fulmini - Reti di localizzazione fulmini (LLS) - Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng (Norma CEI EN 62305-2)”
- CEI EN 60529: “Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)”
- CEI 64-12: “Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”
- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”
- CEI-UNEL 35024/1: “Cavi elettrici isolati in materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua – Portate in regime permanente per posa in aria”
- CEI-UNEL 35026: “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI-UNEL 35027: “Cavi di energia per tensione nominale U da 1kV a 30 kV. Portate di corrente in regime permanente – Posa in aria ed interrata”
- CEI EN 61386-1: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali”
- CEI EN 61386-21: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”
- CEI EN 61386-22: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”
- CEI EN 61386-23: “Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”
- CEI EN 60598-1: “Apparecchi di illuminazione Parte 1: Prescrizioni generali e prove”
- CEI EN 60598-2-1: “Apparecchi di illuminazione Parte II: Prescrizioni particolari Apparecchi fissi per uso generale”
- CEI EN 62032: “Moduli LED per illuminazione generale - Specifiche di sicurezza”
- CEI 20-13: “Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV”

- CEI EN 50525-2-31: “Cavi elettrici - Cavi energia con tensione nominale non superiore a 450/750 V (U0/U) Parte 2-31: Cavi per applicazioni generali - Cavi unipolari senza guaina con isolamento termoplastico in PVC”
- CEI EN 50575: “Cavi per energia, controllo e comunicazioni – Cavi per applicazioni generali nei lavori di costruzione soggetti a prescrizioni di resistenza all'incendio”
- UNI-EN 13501-6: “Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 6: Classificazione in base ai risultati delle prove di reazione al fuoco sui cavi di alimentazione, controllo e comunicazione”
- UNI-EN 13501-5: “Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno”
- UNI 9177: “Classificazione di reazione al fuoco dei prodotti combustibili”
- CEI EN 60332-1-2: ” Prove su cavi elettrici e ottici in condizioni d'incendio Parte 1-2: Prova per la propagazione verticale della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato - Procedura per la fiamma di 1 kW premiscelata”
- CEI 20-38: “Cavi senza alogeni isolati in gomma non propaganti l'incendio per tensioni nominali Uo/U non superiori a 0,6/1kV”
- CEI EN 61349-1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali”.
- CEI EN 61439-2: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza”
- CEI EN 61439-3: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)”
- CEI EN 61439-6: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”
- UNI EN 12464-1: “Luce ed illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 2: Posti di lavoro in interni”
- CEI EN 60079-10-1: “Atmosfere esplosive Parte 10-1: Classificazione dei luoghi - Atmosfere esplosive per la presenza di gas”

- CEI 31-35: "Atmosfere esplosive Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87)"
- CEI EN 55011 "Apparecchi industriali, scientifici e medicali (ISM) - Caratteristiche di radiodisturbo - Limiti e metodi di misura"
- CEI EN 61800-3 "Azionamenti elettrici a velocità variabile Parte 3: Norma di prodotto relativa alla compatibilità elettromagnetica ed ai metodi di prova specifici"
- CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- UNI 10349-1 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata"
- CEI EN 50618: "Cavi elettrici per impianti fotovoltaici"
- CEI PAS 82-93: "Impianti agrivoltaici"
- CEI 11-60: " Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV"
- CEI 106-11: " Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo"
- CEI 106-11/2: " Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 2: Distanza di prima approssimazione per cabine media-bassa tensione"
- CEI 106-12: " Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT"
- CEI 211-4: " Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e da stazioni elettriche"

Oltre ad essere rispondenti alle norme CEI, l'impianto in oggetto è stato progettato in conformità delle seguenti leggi e decreti:

- Legge 1/3/1968 n° 186: “Disposizione concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici”;
- DM n° 37 del 22/1/2008: “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n°248 del 2/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”
- Legge 9/4/2008 n° 81: “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 Agosto 2007 n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” – Testo unico sulla sicurezza nei luoghi di lavoro-
- DPR n° 462 del 22/10/2001: “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- DM 16/2/1982: “Elenco delle attività soggette al controllo dei vigili del fuoco”
- DPR n° 151 del 1/8/2011: “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prescrizione degli incendi, a norma dell’art.49 comma 4-quater del DL 31/5/2010 n°78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30/7/2010 n°122”
- Decreto del Ministero dell'Interno 3 agosto 2015: "Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139" - (Gazzetta Ufficiale n. 192 del 20/8/2015 - Supplemento Ordinario n. 51)
- DM 12/4/1996: Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l’esercizio degli impianti alimentati da combustibili gassosi.
- Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 17 Gennaio 2018 (Norme tecniche di costruzioni)
- Circolare del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 21 Gennaio 2019 n°7 “Istruzioni per l’applicazione dell’Aggiornamento delle Norme tecniche per le costruzioni di cui al decreto ministeriale 17 Gennaio 2018”
- “Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione anno 2012” – DCPREV prot. n. 1324 del 07/02/2012
- “Chiarimenti alla nota prot. DCPREV 1324 del 07/02/2012” – DCPREV 6334 del 04/05/2012
- Decreto interministeriale 21 Marzo 1988 n.449 – Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne.

ALLEGATO 1: CALCOLI ELETTRICI

Si riporta il risultato del calcolo elettrico di dimensionamento dei cavi costituenti l'impianto di utenza.

I collegamenti di bassa tensione in corrente continua dell'impianto di utenza sono realizzati attraverso una rete radiale collegante le singole stringhe fotovoltaiche direttamente agli inverter disposti in vicinanza ai medesimi tracker fotovoltaici.

I cavi in uscita dagli inverter (800V) sono collegati alle cabine di campo con un collegamento radiale.

I collegamenti di media tensione dell'impianto sono realizzati attraverso una rete ad anello aperto interrata esercita alla tensione nominale di 36 kV, collegante le cabine di campo con la cabina di smistamento. Il progetto prevede **N° 3** anelli elettrici.

1) Calcolo della portata – caduta di tensione e perdite elettriche

La scelta dei cavi deve essere tale che:

- La portata deve essere superiore al valore della corrente di impiego del tratto
- La caduta di tensione (AC e DC) complessiva deve essere inferiore al valore prefissato (4%)
- Le perdite elettriche devono essere inferiori al valore prefissato (2%)

Si indicano le grandezze del calcolo:

L = lunghezza linea elettrica

P = potenza elettrica trasmessa

I_B = corrente di impiego

S = Sezione del cavo di fase

Modalità di posa = posa secondo la norma CEI UNEL 35026 - CEI UNEL 35027

I_z = porta di corrente in regime permanente secondo la norma CEI UNEL 35024/1-35026-35027- scheda tecniche costruttori cavi

I_0, K_1, K_2 fascio, K_2 canale chiuso = parametri definiti secondo la norma CEI UNEL 35024/1

I_0, K_1, K_2, K_3, K_4 = parametri definiti secondo la norma CEI UNEL 35026

$I_0, K_{tt}, K_p, K_r, k_t, k_c$ = parametri definiti secondo la norma CEI UNEL 35027 e secondo le schede tecniche del costruttore di cavi

R_L = resistenza elettrica della linea

X_L = reattanza elettrica della linea

ΔV = caduta di tensione della linea elettrica

V_n = tensione nominale della linea elettrica

Perdite potenza linea = Perdite per effetto Joule della linea elettrica

$\cos\phi$ = fattore di potenza

K = fattore di calcolo (1,732 per sistemi trifase oppure 2 per sistemi monofase)

Calcolo della portata di corrente relativo al sistema in corrente continua

Sigla	Formazione	Origine	Destinazione	I_b [A]	Posa in aria (CEI UNEL 35024-1)					Posa interrata (CEI UNEL 35026)														
					Modalità di posa	n° circuiti componenti il fascio	I_o [A]	K1	K2 fascio	K2 canale chiuso	I_z [A]	Modalità di posa	Profondità posa [cm]	n° tubi interrati sullo stesso piano / Distanza tra essi [cm]	n° circuiti componenti il fascio di cavi nello stesso tubo	N° strati verticali interrati	I_o [A]	K1	K2 (35024)	K2 (35026)	K2 (strato)	K3	K4	I_z [A]
H1Z2Z2-K	2(1x6)	Tracker	Inverter	21,7	su passerella perforata	12	64	1	0,45	1,0	28,8	In tubo	100	4 / a contatto	2	1	52	1,0	0,80	0,70	1	0,98	0,90	25,7
Ipotesi di calcolo per posa in aria:					Ipotesi di calcolo per posa interrata:																			
- I_o = valore riferito a posa in aria					- Temperatura terreno = 20 °C																			
- Temperatura aria = 70 °C					- Resistività termica terreno = 2,0 km/W																			

Calcolo caduta di tensione relativo al sistema in corrente continua

Linea	L [m]	I _B [A]	S [mm ²]	K	cosφ	R _L [mΩ/m]	ΔV [V]	Vn [V]	ΔV [%]
Stringa fotovoltaica	110	16,56	6	2	1	4,068	14,82	1175,2	1,26
Tracker - Inverter	10	16,56	6	2	1	4,068	1,35	1175,2	0,11
TOTALE							16,2	1175,2	1,38

Ipotesi di calcolo:

- 1) Si considera il collegamento elettrico caratterizzato dalla lunghezza maggiore.
- 2) Tensione nominale di stringa = N° mod.x V_{mpp(std)} modulo
- 3) Corrente di impiego di stringa I_B = I_{mpp(std)} modulo
- 4) Temperatura di riferimento per R_L resistenza di linea : 70 °C

Calcolo della portata di corrente relativo al sistema in corrente alternata 800V Collegamento tra inverter e cabine di campo

Sigla	Formazione	Origine	Destinazione	I _B [A]	Posa interrata (CEI UNEL 35026)												
					Modalità di posa	Profondità posa [cm]	n° tubi interrati sullo stesso piano / Distanza tra essi [cm]	n° circuiti componenti il fascio di cavi nello stesso tubo	N° strati verticali interrati	I ₀ [A]	K1	K2 (35024)	K2 (35026)	K2 (strato)	K3	K4	I _z [A]
FG16R16 0,6/1 kV	3(1x300) +1G150	Inverter	Quadro di cabina di campo (CC)	254,0	In tubo	100	4 / a contatto	1	1	429	1,0	1,0	0,70	1,0	0,98	0,90	264,9

Ipotesi di calcolo:

- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 2,0 km/W

**Calcolo della portata di corrente relativo al sistema
in corrente alternata 800V
Collegamento tra inverter e cabine di campo**

Linea	L [m]	I _B [A]	S [mm ²]	K	cosφ	R _L [mΩ/m]	X _L [mΩ/m]	ΔV [V]	Vn [V]	ΔV [%]
Inverter - Cabina di campo	200	254,0	300	1,732	0,99	0,085	0,068	8,25	800,0	1,03
TOTALE								8,25	800,0	1,03

Ipotesi di calcolo:

- 1) Si considera il collegamento elettrico caratterizzato dalla lunghezza maggiore.
- 2) Tensione nominale = Tensione uscita inverter = 800V
- 3) Corrente di impiego I_B = Corrente max uscita inverter = 254 A
- 4) Temperatura di riferimento per R_L resistenza di linea : 90 °C

Dimensionamento elettrico del cavidotto interrato 36 kV Anello 1													
Caso 1: Linea L(1-s) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(1-2)	0,580	2112,0	33,9	300 All	2T	310,9	11%	0,130	0,110	5,4	0,015	0,26	0,012
L(2-3)	0,280	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,110	5,2	0,014	0,50	0,012
L(3-4)	1,400	5984,0	96,0	300 All	2T	310,9	31%	0,130	0,110	36,8	0,102	5,03	0,084
L(4-5)	0,080	7744,0	124,2	300 All	2T	310,9	40%	0,130	0,110	2,7	0,008	0,48	0,006
L(5-s)	3,700	9152	146,8	300 All	3T	292,6	50%	0,130	0,11	148,6	0,413	31,11	0,340
Totale	6,040	9152,0								198,6	0,552	37,39	0,408
Caso 2: Linea L(1-2) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(1-s)	4,250	2112,0	33,9	300 All	4T	256,1	13%	0,130	0,110	39,4	0,109	1,90	0,090
L(2-3)	0,280	2112,0	33,9	300 All	2T	310,9	11%	0,130	0,110	2,6	0,007	0,13	0,006
L(3-4)	1,400	3872,0	62,1	300 All	2T	310,9	20%	0,130	0,110	23,8	0,066	2,11	0,054
L(4-5)	0,080	5632,0	90,3	300 All	2T	310,9	29%	0,130	0,110	2,0	0,005	0,25	0,005
L(5-s)	3,700	7040,0	112,9	300 All	4T	256,1	44%	0,130	0,110	114,3	0,317	18,41	0,261
Totale	9,710	9152,0								142,6	0,396	22,80	0,249
Caso 3: Linea L(2-3) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(1-2)	0,580	2112,0	33,9	300 All	2T	310,9	11%	0,130	0,1100	5,4	0,015	0,26	0,012
L(1-s)	4,250	4224,0	67,7	300 All	4T	256,1	26%	0,130	0,1100	78,8	0,219	7,61	0,180
L(3-4)	1,400	1760,0	28,2	300 All	2T	310,9	9%	0,130	0,1100	10,8	0,030	0,44	0,025
L(4-5)	0,080	3520,0	56,5	300 All	2T	310,9	18%	0,130	0,1100	1,2	0,003	0,10	0,003
L(5-s)	3,700	4928,0	79,0	300 All	4T	256,1	31%	0,130	0,1100	80,0	0,222	9,02	0,183
Totale	10,010	9152,0								92,0	0,256	17,43	0,190
Caso 4: Linea L(3-4) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(2-3)	0,280	1760,0	28,2	300 All	2T	310,9	9%	0,130	0,110	2,2	0,006	0,09	0,005
L(1-2)	0,580	3872,0	62,1	300 All	2T	310,9	20%	0,130	0,1100	9,9	0,027	0,87	0,023
L(1-s)	4,250	5984,0	96,0	300 All	4T	256,1	37%	0,130	0,1100	111,6	0,310	15,28	0,255
L(4-5)	0,080	1760,0	28,2	300 All	2T	310,9	9%	0,130	0,1100	0,6	0,002	0,02	0,001
L(5-s)	3,700	3168,0	50,8	300 All	4T	256,1	20%	0,130	0,1100	51,4	0,143	3,73	0,118
Totale	8,890	9152,0								123,6	0,343	19,99	0,218
Caso 4: Linea L(4-5) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(3-4)	1,400	1760,0	28,2	300 All	2T	310,9	9%	0,130	0,110	10,8	0,030	0,44	0,025
L(2-3)	0,280	3520,0	56,5	300 All	2T	310,9	18%	0,130	0,1100	4,3	0,012	0,35	0,010
L(1-2)	0,580	5632,0	90,3	300 All	2T	310,9	29%	0,130	0,1100	14,3	0,040	1,85	0,033
L(1-s)	4,250	7744,0	124,2	300 All	4T	256,1	49%	0,130	0,1100	144,4	0,401	25,59	0,330
L(5-s)	3,700	1408,0	22,6	300 All	4T	256,1	9%	0,130	0,1100	22,9	0,063	0,74	0,052
Totale	10,210	9152,0								173,9	0,483	28,95	0,316
Caso 5: Linea L(5-s) aperta													
Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(4-5)	0,08	1408,0	22,6	300 All	2T	310,9	7%	0,130	0,1100	0,5	0,001	0,02	0,001
L(3-4)	1,400	3168,0	50,8	300 All	2T	310,9	16%	0,130	0,1100	19,5	0,054	1,41	0,045
L(2-3)	0,280	4928,0	79,0	300 All	2T	310,9	25%	0,130	0,1100	6,1	0,017	0,68	0,014
L(1-2)	0,580	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,1100	17,9	0,050	2,89	0,041
L(1-s)	4,250	9152,0	146,8	300 All	3T	292,6	50%	0,130	0,1100	170,6	0,474	35,73	0,390
Totale	6,590	9152,0								214,6	0,596	40,73	0,445
Legenda:													
L(1-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC1 e la cabina di smistamento													
L(5-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC5 e la cabina di smistamento													
L(1-2) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC1 e la cabina di campo CC2													
L(2-3) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC2 e la cabina di campo CC3													
L(3-4) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC3 e la cabina di campo CC4													
L(4-5) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC4 e la cabina di campo CC5													

Dimensionamento elettrico del cavidotto interrato 36 kV Anello 2

Caso 1: Linea L(6-s) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(6-7)	0,08	1760	28,2	300 All	2T	310,9	9%	0,130	0,110	0,6	0,002	0,02	0,001
L(7-8)	0,100	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,110	1,9	0,005	0,18	0,004
L(8-9)	0,130	6688,0	107,3	300 All	2T	310,9	34%	0,130	0,110	3,8	0,011	0,58	0,009
L(9-S)	3,810	8800,0	141,1	300 All	3T	292,6	48%	0,130	0,110	147,1	0,409	29,62	0,337
Totale	4,120	8800,0								153,4	0,426	30,41	0,346

Caso 2: Linea L(6-7) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(6-S)	3,5	1760	28,2	300 All	4T	256,1	11%	0,130	0,110	27,0	0,075	1,09	0,062
L(7-8)	0,100	2464,0	39,5	300 All	2T	310,9	13%	0,130	0,110	1,1	0,003	0,06	0,002
L(8-9)	0,130	4928,0	79,0	300 All	2T	310,9	25%	0,130	0,110	2,8	0,008	0,32	0,006
L(9-S)	3,810	7040,0	112,9	300 All	4T	256,1	44%	0,130	0,110	117,7	0,327	18,96	0,269
Totale	7,540	8800,0								121,6	0,338	20,42	0,232

Caso 3: Linea L(7-8) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(6-7)	0,080	2464,0	39,5	300 All	2T	310,9	13%	0,130	0,1100	0,9	0,002	0,05	0,002
L(6-S)	3,500	4224,0	67,7	300 All	4T	256,1	26%	0,130	0,1100	64,9	0,180	6,27	0,148
L(8-9)	0,130	2464,0	39,5	300 All	2T	310,9	13%	0,130	0,1100	1,4	0,004	0,08	0,003
L(9-S)	3,810	4576,0	73,4	300 All	4T	256,1	29%	0,130	0,1100	76,5	0,212	8,01	0,175
Totale	7,520	8800,0								77,9	0,216	14,41	0,164

Caso 4: Linea L(8-9) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(9-S)	3,810	2112,0	33,9	300 All	4T	256,1	13%	0,130	0,110	35,3	0,098	1,71	0,081
L(7-8)	0,100	2464,0	39,5	300 All	2T	310,9	13%	0,130	0,1100	1,1	0,003	0,06	0,002
L(6-7)	0,080	4928,0	79,0	300 All	2T	310,9	25%	0,130	0,1100	1,7	0,005	0,20	0,004
L(6-S)	3,500	6688,0	107,3	300 All	4T	256,1	42%	0,130	0,1100	102,7	0,285	15,72	0,235
Totale	7,490	8800,0								105,5	0,293	17,68	0,201

Caso 5: Linea L(9-s) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(8-9)	0,13	2112,0	33,9	300 All	2T	310,9	11%	0,130	0,1100	1,2	0,003	0,06	0,003
L(7-8)	0,100	4576,0	73,4	300 All	2T	310,9	24%	0,130	0,1100	2,0	0,006	0,21	0,005
L(6-7)	0,080	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,1100	2,5	0,007	0,40	0,006
L(6-S)	3,500	8800,0	141,1	300 All	3T	292,6	48%	0,130	0,1100	135,1	0,375	27,21	0,309
Totale	3,810	8800,0								140,8	0,391	27,88	0,317

Legenda:

L(6-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC6 e la cabina di smistamento
L(9-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC9 e la cabina di smistamento
L(6-7) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC6 e la cabina di campo CC7
L(7-8) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC7 e la cabina di campo CC8
L(8-9) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC8 e la cabina di campo CC9

Dimensionamento elettrico del cavidotto interrato 36 kV Anello 3

Caso 1: Linea L(10-s) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(10-11)	0,210	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,110	2,6	0,007	0,17	0,006
L(11-12)	0,350	5632,0	90,3	300 All	2T	310,9	29%	0,130	0,110	8,6	0,024	1,11	0,020
L(12-13)	1,210	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,110	37,4	0,104	6,02	0,086
L(13-S)	1,150	9856,0	158,1	300 All	2T	310,9	51%	0,130	0,110	49,7	0,138	11,21	0,114
Totale	2,920	9856,0								98,3	0,273	18,52	0,188

Caso 2: Linea L(10-11) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(10-S)	0,200	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,110	2,5	0,007	0,16	0,006
L(11-12)	0,350	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,110	4,3	0,012	0,28	0,010
L(12-13)	1,210	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,110	22,4	0,062	2,17	0,051
L(13-S)	1,150	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,110	35,5	0,099	5,72	0,081
Totale	2,910	9856,0								62,3	0,173	8,33	0,084

Caso 3: Linea L(11-12) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(10-11)	0,210	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,1100	2,6	0,007	0,17	0,006
L(10-S)	0,200	5632,0	90,3	300 All	2T	310,9	29%	0,130	0,1100	4,9	0,014	0,64	0,011
L(12-13)	1,210	1408,0	22,6	300 All	2T	310,9	7%	0,130	0,1100	7,5	0,021	0,24	0,017
L(13-S)	1,150	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,1100	21,3	0,059	2,06	0,049
Totale	2,770	9856,0								28,8	0,080	3,10	0,031

Caso 4: Linea L(12-13) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(13-S)	1,150	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,110	14,2	0,039	0,92	0,033
L(11-12)	0,350	1408,0	22,6	300 All	2T	310,9	7%	0,130	0,1100	2,2	0,006	0,07	0,005
L(10-11)	0,210	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,1100	3,9	0,011	0,38	0,009
L(10-S)	0,200	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,1100	6,2	0,017	1,00	0,014
Totale	1,910	9856,0								14,2	0,039	2,36	0,024

Caso 5: Linea L(13-s) aperta

Tratto	L [km]	P [kVA]	I _B [A]	S _{fase} [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	I _B /I _z [%]	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
L(12-13)	1,210	2816,0	45,2	300 All	2T	310,9	15%	0,130	0,1100	14,9	0,042	0,96	0,034
L(11-12)	0,350	4224,0	67,7	300 All	2T	310,9	22%	0,130	0,1100	6,5	0,018	0,63	0,015
L(10-11)	0,210	7040,0	112,9	300 All	2T	310,9	36%	0,130	0,1100	6,5	0,018	1,04	0,015
L(10-S)	0,200	9856,0	158,1	300 All	2T	310,9	51%	0,130	0,1100	8,6	0,024	1,95	0,020
Totale	1,970	9856,0								36,6	0,102	4,59	0,047

Legenda:

L(10-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC10 e la cabina di smistamento
 L(13-s) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC13 e la cabina di smistamento
 L(10-11) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC10 e la cabina di campo CC11
 L(11-12) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC11 e la cabina di campo CC12
 L(12-13) : Linea interrata collegante la cabina di campo CC12 e la cabina di campo CC13

Dimensionamento elettrico del cavidotto interrato 36 kV

Linea	L [km]	P [kW]	cosφ	I _B [A]	Sezione Cavo [mm ²]	Modalità posa	I _z [A]	% carico	R _L [Ω/km]	X _L [Ω/km]	ΔV [Volt]	ΔV [%]	Perdite potenza linea [kW]	Perdite potenza linea [%]
CS - SE	3,500	13904,0	0,95	223,0	300	2T	310,9	72%	0,130	0,11	213,5	0,59%	67,93	0,49%
	3,500	13904,0	0,95	223,0	300	2T	310,9	72%	0,130	0,11	213,5	0,59%	67,93	0,49%
Totale	3,500	27808,0		446,0			621,8				213,5	0,59%	135,85	0,49%
Anello 1	10,210	9152,0									214,6	0,60%	40,73	0,45%
Anello 2	7,540	8800,0									153,4	0,43%	30,41	0,35%
Anello 3	2,920	9856,0									98,3	0,27%	18,52	0,19%
Totale Impianto											428,1	1,19%	225,51	0,81%

Cavidotto interrato 36 kV Anello 1: verifica del coordinamento al sovraccarico

Sigla	Formazione	Linea	I _B [A]	Modalità di posa: in tubo interrato								
				N° tubi a contatto	Profondità posa [cm]	I ₀ [A]	K _{tt}	K _p	K _r	k _t	K _c	I _z [A]
ARE4H5EX 20,8/36 kV	3x1x300	L(1-2)	112,9	2	125	419	1	0,97	1	0,90	0,85	310,9
		L(2-3)	79,0	2							0,85	310,9
		L(3-4)	96,0	2							0,85	310,9
		L(4-5)	90,3	2							0,85	310,9
		L(1-s)	146,8	4							0,70	256,1
		L(5-s)	146,8	4							0,70	256,1

Ipotesi di calcolo:

- In tubo interrato
- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 1,5 km/W
- Profondità di posa di 1,25 m

Ir = corrente regolata dell'interruttore in cabina di smistamento (52F) sarà tale che:

$$I_B \leq I_r \leq I_z$$

Cavidotto interrato 36 kV Anello 2: verifica del coordinamento al sovraccarico

Sigla	Formazione	Linea	I _B [A]	Modalità di posa: in tubo interrato								
				N° tubi a contatto	Profondità posa [cm]	I ₀ [A]	K _{tt}	K _p	K _r	k _t	K _c	I _z [A]
ARE4H5EX 20,8/36 kV	3x1x300	L(6-7)	112,9	2	125	419	1	0,97	1	0,90	0,85	310,9
		L(7-8)	73,4	2							0,85	310,9
		L(8-9)	107,3	2							0,85	310,9
		L(6-s)	141,1	4							0,70	256,1
		L(9-s)	141,1	4							0,70	256,1

Ipotesi di calcolo:

- In tubo interrato
- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 1,5 km/W
- Profondità di posa di 1,25 m

I_r = corrente regolata dell'interruttore in cabina di smistamento (52F) sarà tale che:

$$I_B \leq I_r \leq I_z$$

**Cavidotto interrato 36 kV Anello 3:
verifica del coordinamento al sovraccarico**

Sigla	Formazione	Linea	I _B [A]	Modalità di posa: in tubo interrato								
				N° tubi a contatto	Profondità posa [cm]	Io [A]	Ktt	Kp	Kr	kt	Kc	Iz [A]
ARE4H5EX 20,8/36 kV	3x1x300	L(10-11)	112,9	2	125	419	1	0,97	1	0,90	0,85	310,9
		L(11-12)	90,3	2							0,85	310,9
		L(12-13)	112,9	2							0,85	310,9
		L(10-s)	158,1	2							0,85	310,9
		L(13-s)	158,1	2							0,85	310,9

Ipotesi di calcolo:

- In tubo interrato
- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 1,5 km/W
- Profondità di posa di 1,25 m

I_r = corrente regolata dell'interruttore in cabina di smistamento (52F) sarà tale che:

$$I_B \leq I_r \leq I_z$$

**Cavidotto interrato 36 kV linea (CS-SE):
verifica del coordinamento al sovraccarico**

Sigla	Formazione	Linea	I _B [A]	Modalità di posa: in tubo interrato								I _Z [A]
				N° tubi a contatto	Profondità posa [cm]	Io [A]	Ktt	Kp	Kr	kt	Kc	
ARE4H5EX 20,8/36 kV	3x1x300	L(CS-SE)	223,0	2	125	419	1	0,97	1	0,90	0,85	310,9
		L(CS-SE)	223,0	2							0,85	310,9
		Totale	446,0									621,8

Ipotesi di calcolo:

- In tubo interrato
- Temperatura terreno = 20 °C
- Resistività termica terreno = 1,5 km/W
- Profondità di posa di 1,25 m
- Numero di tubi interrati a contatto tra loro: 2

Ir = corrente regolata dell'interruttore del nuovo stallo 36 kV in SE (52AU) sarà tale che:

$$I_B \leq I_r \leq I_Z$$

2) Calcolo della corrente di corto circuito

La scelta dei cavi deve essere realizzata, tra le altre verifiche, affinché esso resista alle sollecitazioni termiche dovute alla corrente di corto-circuito. Occorre verificare che il cavo non superi il valore massimo di temperatura ammissibile per l'isolante in condizioni di corto-circuito. A tale riguardo si applica quanto prescritto nella norma CEI 11-17, con la seguente verifica analitica:

$$K^2 S^2 \geq I^2 t$$

K= costante caratteristica del cavo e dell'isolante con cui è realizzato

K=92 per un cavo realizzato con conduttore in alluminio ed isolante in EPR/XLPE (norma CEI 11-17)

K=143 per un cavo realizzato con conduttore in rame ed isolante in EPR/XLPE (norma CEI 11-17)

S= Sezione del cavo

I = valore della corrente di corto-circuito (componente simmetrica)

t = tempo in cui la corrente di corto-circuito attraversa il cavo

Si indicano le grandezze del calcolo:

Potenza nominale = potenza nominale dell'inverter

N° inverter = numero degli inverter dell'impianto

I_{cc}/I_n = rapporto tra il valore di corrente di corto-circuito e valore nominale tipico dell'inverter

I_{ccFV(BT)} = Contributo della corrente di corto-circuito dovuto all'impianto fotovoltaico, circolante sul lato 800V

I_{ccFV(AT)} = Contributo della corrente di corto-circuito dovuto all'impianto fotovoltaico, circolante sul lato 36kV

S_n = potenza nominale del trasformatore 800V/36kV

V_{1n} = tensione nominale lato AT del trasformatore (36 kV)

V_{20} = tensione lato BT del trasformatore (tensione di uscita inverter)

$vcc\%$ = tensione percentuale di corto-circuito del trasformatore 800V/36kV

P_{cu} = perdite nel rame del trasformatore 800V/36kV

$Z_{trafo}(BT)$ = impedenza equivalente del trasformatore 800V/36kV riferita alla tensione BT

$R_{trafo}(BT)$ = resistenza equivalente del trasformatore 800V/36kV riferita alla tensione BT

$X_{trafo}(BT)$ = reattanza equivalente del trasformatore 800V/36kV riferita alla tensione BT

$I_{CCrete}(AT)$ = corrente di corto-circuito della rete elettrica 36 kV

$\cos\phi_{rete}$ = fattore di potenza della rete elettrica 36kV

$Z_{rete}(AT)$ = impedenza equivalente della rete elettrica 36kV

$R_{rete}(AT)$ = resistenza equivalente della rete elettrica 36kV

$X_{rete}(AT)$ = reattanza equivalente della rete elettrica 36kV

$I_{ccrete}(BT)$ = Contributo della corrente di corto-circuito dovuto alla rete elettrica 36kV, circolante sul lato BT

$I_{cctot}(BT)$ = Valore della corrente di corto-circuito totale, circolante sul lato 800V

$I_{cctot}(AT)$ = Valore della corrente di corto-circuito totale, circolante sul lato 36kV

I_z = portata dei cavi elettrici

K = costante caratteristica del cavo elettrico (CEI 64-8 e CEI 11-17)

t = tempo di intervento protezione elettrica

Sezione = sezione del cavo elettrico

S_{min} = sezione del cavo elettrica minima che soddisfa la condizione di corto-circuito

Impianto di utenza in corrente continua: verifica condizione di sovraccarico e corto-circuito

Circuito	$I_B=1,25 I_{sc}(std)$ [A]	Sezione [mm ²]	I_z [A]	Verifica sovraccarico	Verifica corto circuito
Stringa - Inverter	21,7	6	25,7	OK	OK

- 1) $I_{sc}(std)$ = corrente di corto-circuito del modulo in condizioni standard
- 2) I_B = corrente di impiego
- 3) L'inverter presenta n=numero di stringhe in parallelo per ciascuno MPPT=2, pertanto la corrente di corto-circuito sul cavo di stringa coincide con I_B
- 4) La verifica sovraccarico è stata eseguita prevedendo un fattore di bifaccialità 15% del modulo fotovoltaico ($I_{sc}=19,98A$) con $I_B=1,25I_{sc} = 24,97A$ e $I_B < I_z$

Sezione di Impianto 800V: calcolo delle correnti di corto circuito e verifica delle sezioni dei cavi

Dati Inverter			Parametri trasformatore 800V/36kV							
Potenza nominale [kVA]	N° inverter	I_{cc}/I_n	S_n [kVA]	V_{1n} [kV]	V_{20} [kV]	vcc%	P_{cu} [W]	$Z_{trafo(BT)}$	$R_{trafo(BT)}$	$X_{trafo(BT)}$
320	79	2	3150	36	0,800	6,0	31500	0,0122	0,00203	0,0120

Parametri rete AT						$I_{ccFV(BT)}$		Verifica sezione minima		
$I_{ccrete(AT)}$ [kA]	$\cos\phi_{rete}$	$Z_{rete(AT)}$	$X_{rete(AT)}$	$R_{rete(AT)}$	$I_{ccrete(BT)}$ [A]	[A]	[A]	K	t [s]	S_{min} [mm ²]
11,0	0,15	1,890	1,8681	0,2834	35195,0	36489	71684	143	0,2	224,18

Ipotesi di calcolo:

- 1) A favore della sicurezza del calcolo elettrico si trascurano tutte le impedenze: inverter, cavi BT, cavi MT
- 2) A favore della sicurezza del calcolo si è considerato che tutti i trasformatori 800V/36kV siano caratterizzati dal valore di potenza maggiore 3150 kVA
- 3) Si è assunto il valore della corrente di corto circuito della rete 36 kV il valore di 11 kA (Rif. Allegato A.68 Terna)

Sezione impianto 36 kV: calcolo delle correnti di corto circuito e verifica delle sezioni dei cavi

Dati Inverter			Parametri trasformatore BT/MT		Contributo del corto-circuito dovuto all'impianto fotovoltaico		Contributo del corto circuito dovuto alla rete AT	$I_{cctot(AT)}$ [kA]	Verifica sezione minima		
Potenza nominale [kVA]	N° inverter	Icc/In	V_{1n} [kV]	V_{20} [kV]	$I_{ccFV(BT)}$ [A]	$I_{ccFV(AT)}$ [A]	$I_{ccrete(AT)}$ [kA]		K	t [s]	S_{min} [mm ²]
320	79	2	36	0,800	36489	810,9	11,0	11,81	92	0,2	57,41

Ipotesi di calcolo:

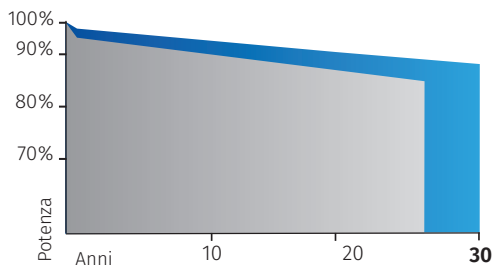
- 1) A favore della sicurezza del calcolo elettrico si trascurano tutte le impedenze: trasformatore, inverter, cavi BT, cavi MT
- 2) Si è assunto il valore della corrente di corto circuito della rete 36 kV il valore di 11 kA (Rif. Allegato A.68 Terna)

FU 680/685/690/695/700 MVM Velvet Premium Max

Celle Bifacciali eterogiunzione half-cut

GARANZIA

Diminuzione massima della potenza dal
 2° anno 0,4%/anno
 99% alla fine del primo anno
 91% alla fine del 20° anno
 88% alla fine del 30° anno



■ Performance standard del mercato
 ■ Performance FuturaSun

CERTIFICAZIONI

IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016
 Reazione al fuoco - Classe 1



680-700 Wp

**GAMMA DI
 POTENZA**

-0.26 %/°C

**COEFFICIENTE DI
 TEMPERATURA**



**132 CELLE
 BIFACCIALI MBB
 HJT HALF-CUT**

CARATTERISTICHE GENERALI E VANTAGGI PRINCIPALI

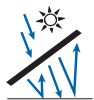


- 30 anni di garanzia sul rendimento e 15 anni sul prodotto
- La combinazione della tecnologia half-cut e multi-busbar riduce la corrente operativa e la resistenza interna



- Efficienza del modulo fino al 22,5% pari a 225,0 Wp/m²

- Eccellente coefficiente di temperatura -0,26 %/°C



- Basso LCOE (Levelized Cost Of Energy), ridotto costi BOS (Balance Of System), tempo di ammortamento più breve

- Fattore di bifaccialità fino all'85%

- Il doppio vetro riduce la possibilità di micro-cracks, bave di lumaca e di corrosioni causate da umidità, sabbia e nebbia salina



- Migliore uniformità del colore, in particolare sul retro, grazie allo strato aggiuntivo di TCO

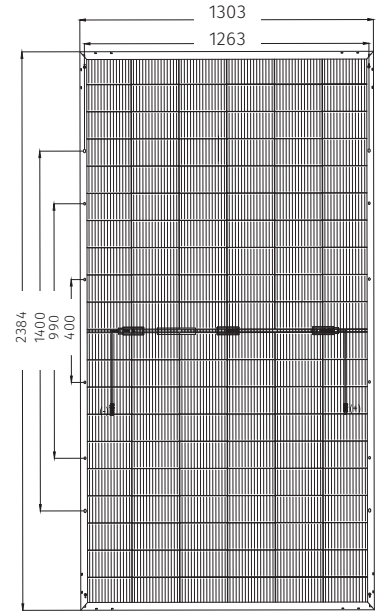
- Resistente al LID (Light Induced Degradation)

- Prestazioni migliorate in caso di ombreggiamento



SPECIFICHE GENERALI

Dimensioni	2384 x 1303 x 35 mm
Peso	38,7 kg
Vetro	Fronte - Vetro solare da 2,0 mm con ARC Retro - Vetro solare da 2,0 mm con pattern bianco
Celle	132 celle bifacciali half-cut HJT 210 x 105 mm
Bifaccialità	80 ± 5 %
Cornice	Telaio in alluminio anodizzato con fori di fissaggio e drenaggio
Scatola di giunzione	Certificato secondo IEC 62790, omologato IP67/ IP68, 3 diodi
Cavi e connettori	Cavo solare da 200 mm (lunghezza personalizzabile) assemblato con spine compatibili con MC4
Massima corrente inversa (Ir)	30 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Carico massimo (neve)	Carico di progetto: 3600 Pa 5400 Pa (incluso fattore di sicurezza 1,5)
Carico massimo (vento)	Carico di progetto: 1600 Pa 2400 Pa (incluso fattore di sicurezza 1,5)
Protection Class	II - conforme a IEC 61730



Note: dimensions in mm, tolerance +/- 2 mm

CARATTERISTICHE ELETTRICHE - STC*

		FU 680 MVM	FU 685 MVM	FU 690 MVM	FU 695 MVM	FU 700 MVM
Potenza del modulo (Pmax)	W	680	685	690	695	700
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	49,51	49,65	49,81	49,99	50,14
Corrente di corto circuito (Isc)	A	17,19	17,26	17,32	17,37	17,42
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	41,5	41,66	41,79	41,97	42,12
Corrente di massima potenza (Impp)	A	16,39	16,45	16,52	16,56	16,62
Efficienza modulo	%	21,9	22,1	22,2	22,4	22,5

CONDIZIONI BIFACCIALE STANDARD - BSTC**

		FU 680 MVM	FU 685 MVM	FU 690 MVM	FU 695 MVM	FU 700 MVM
Potenza del modulo (Pmax)	W	750	756	761	767	772
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	49,51	49,65	49,82	49,97	50,14
Corrente di corto circuito (Isc)	A	18,95	19,05	19,1	19,18	19,21
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	41,48	41,66	41,82	41,94	42,12
Corrente di massima potenza (Impp)	A	18,09	18,15	18,21	18,29	18,33

CARATTERISTICHE OPERATIVE

Coefficiente di temperatura Isc	%/°C	0,04
Coefficiente di temperatura Voc	%/°C	-0,24
Coefficiente di temperatura Pmax	%/°C	-0,26
NOCT	°C	44 ± 2 °C
Temperatura di esercizio	°C	da -40 a +85

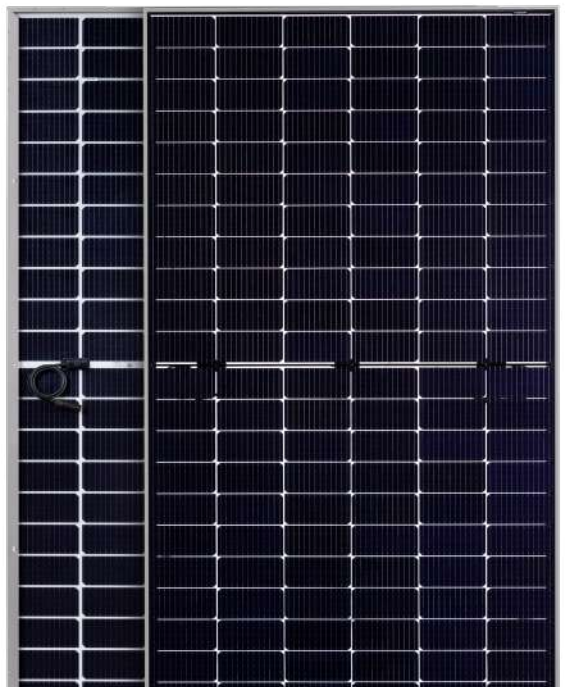
INFORMAZIONI SULL'IMBALLAGGIO

Quantità / Pallet	17 pz
Container 40' HQ	527 pz / 31 pallet

*Standard Test Conditions STC: 1000 W/m² - AM 1.5 - 25 °C - tolerance: Pmax (±3%), Voc (±4%), Isc (±5%)

** Bifacial Standard Test Conditions (BSTC) Front side irradiation 1000 Wp / sqm Back side reflection irradiation 135 Wp / sqm Ambient temperature 25 °C

Notice: All data and specifications are preliminary and subject to change without notice



2023_120m_680-700_Velvet_Premium_Max.it

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa

BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo

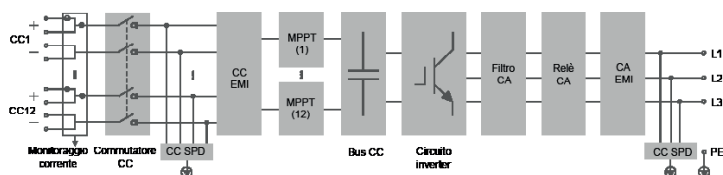
SUPPORTO ALLA RETE

- $SCR \geq 1.16$ funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva <30ms
- Conforme al codice di rete globale

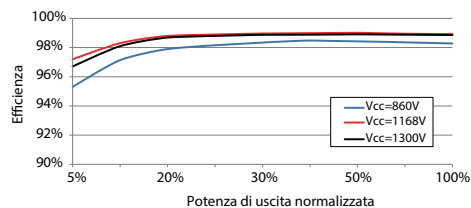
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



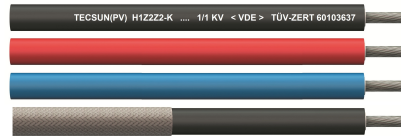
CURVA DI EFFICIENZA



Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f requenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

*: Compatibile solo con logger Sungrow e iSolarCloud

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) H1Z2Z2-K acc. to EN 50618, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5/1,5kV DC. They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II), in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls. TECSUN(PV) H1Z2Z2-K cables are suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	H1Z2Z2-K
Standard	DIN EN 50618
Certifications / Approvals	VDE Approval Mark (<VDE>); TÜV-Certificate nr. 60103637

Notes on installation

Notes on installation Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.

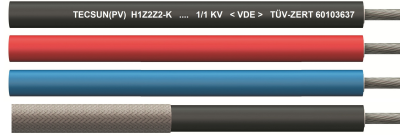
Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, finely stranded class 5 in accordance with IEC 60228
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C. Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer Sheath Colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	DC: 1,5/1,5 kV AC: 1,0/1,0 kV
Max. permissible operating voltage AC	1.2/1.2 kV
Max. permissible operating voltage DC	1.8/1.8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	According to EN 50618, Table A-3
Electrical Tests	Acc. to EN 50618, Table 2: <ul style="list-style-type: none"> • Conductor Resistance; • Voltage Test on completed cable (AC and DC); • Spark Test on insulation; Insulation Resistance (at 20°C and 90°C in water); • Insulation Long-Term Resistance to DC (10 days, in 85°C water, 1,8 kV DC); • Surface Resistance of Sheath. PRYSMIAN internal test: <ul style="list-style-type: none"> • Dielectric Strength; • Insulation Resistance at 120°C in air.

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Chemical parameters

Reaction to fire	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Single Cable Flame Test per EN 60332-1-2; • Low Smoke Emission per EN 61034-2 (Light Transmittance > 70%); • Halogen-free per EN 50525-1, Annex B. <p>PRYSMIAN internal test:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Multiple Cable Flame Test per EN 50305-9; • Low Toxicity per EN 50305 (ITC < 3).
Resistance to oil	<p>PRYSMIAN internal test, on sheath:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 24h, 100°C (meets VDE 0473-811-404, EN 60811-404).
Weather resistance	<p>Acc. to EN 50618, Annex E and Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UV Resistance on sheath: tensile strength and elongation at break after 720h (360 Cycles) of exposure to UV lights acc. to EN 50289-4-17, Method A; • Ozone resistance: per Test Type B (DIN EN 50396). <p>PRYSMIAN internal test:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Water Absorption (Gravimetric) per DIN EN 60811-402.
Acid and alkaline resistance	<p>Acc. to EN 50618, Annex B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7 days, 23°C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) acc. to EN 60811-404.
Ammonia Resistance	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 30 days in Saturated Ammonia Atmosphere.
Environmentally Friendly	<p>TECSUN(PV) cables comply with the RoHS directive 2011/65/EU of the European Union.</p>

Thermal parameters

Max. operating temperature of the conductor	<p>Max. 90°C at conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram TECSUN = 30 years). 20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.</p>
Max. short circuit temperature of the conductor	<p>250 °C (5 s.)</p>
Ambient temperature (for fixed and flexible installation)	<p>Installation and handling: -25°C up to 60°C In operation: -40°C up to +90°C</p>
Resistance to cold	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cold Bending Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-504; • Cold Elongation Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-505; • Cold Impact Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-506 and EN 50618 Annex C.
Damp-Heat Test	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000h at 90°C and 85% humidity (test acc. to EN 60068-2-78).

Mechanical parameters

Max. tensile load	<p>15 N/mm² in operation, 50 N/mm² during installation</p>
Min. bending radius	<p>Acc. to EN 50565-1</p>
Abrasion resistance	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper; • Sheath against sheath; • Sheath against metal; • Sheath against plastics.
Shrinkage Test	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximum Shrinkage <2% (test acc. to EN 60811-503).
Pressure Test at High Temperature	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <50% acc. to EN 60811-508.
Dynamic Penetration Test	<p>Acc. to EN 50618, Annex D:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meets requirements of EN 50618.
Shore-Hardness	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Type A: 85 acc. to DIN EN ISO 868
Durability of Print	<p>Acc. to EN 50618:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Test acc. to EN 50396.
Rodent resistance	<p>Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid.</p>

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (approx.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
1x1,5	black	20154830	1.6	4.4	5	15	35	23	13.7	30	29	0.21
1x2,5	black	20154650	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	red	20167176	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	blue	20167177	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x4	black	20149014	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	red	20165491	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	blue	20165492	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x6	black	20149015	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	red	20165493	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	blue	20165494	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x10	black	20149016	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x10	red	20165495	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x10	blue	20165496	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x16	black	20154857	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x16	red	20167178	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x16	blue	20167179	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x25	black	20154858	6.4	10.3	11.2	34	290	375	0.795	176	167	3.58
1x35	black	20154859	7.5	11.7	12.5	50	400	525	0.565	218	207	5.01
1x50	black	20154860	9	13.5	14.5	58	560	750	0.393	276	262	7.15
1x70	black	20156711	10.8	15.5	16.5	66	750	1050	0.277	347	330	10.01
1x95	black	20156712	12.6	17.7	18.7	75	970	1425	0.21	416	395	13.59
1x120	black	20156713	14.2	19.2	20.4	82	1220	1800	0.164	488	464	17.16
1x150	black	20156714	15.8	21.4	22.6	91	1500	2250	0.132	566	538	21.45
1x185	black	20153870	17.4	23.7	25.1	101	1840	2775	0.108	644	612	26.46
1x240	black	20157001	20.4	27.1	28.5	114	2400	3600	0.082	775	736	34.32
TECSUN(PV) (C) H1Z2Z2-K												
1x4 (C)	black		2.4	6	6.6	26.4	90		5.09	55	52	0.57
1x6 (C)	black		2.9	6.5	7.1	28.4	110		3.39	70	67	0.86

Standard delivery length is 500mt. Other lengths are available on request.
All cross sections are also available in red and blue colors.

FG16OR16 0,6/1 kV G16 TOP

Cca - s3, d1, a3



In accordo alla normativa Europea Prodotti da Costruzione CPR

According to the requirements of the European Construction Product Regulation CPR

Norma di riferimento

CEI UNEL 35318 / CEI UNEL 35322

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

Isolante

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

Colori delle anime



Le anime dei cavi per segnalamento sono nere, numerate ed è previsto il conduttore di terra giallo/verde

Guaina

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro ogni 1 m:

PRYSMIAN (G) FG16OR16 G16 TOP 0.6/1 kV ..x...

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP anno

Marcatura metrica progressiva

Conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11)

Applicazioni

Cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo, rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Per ulteriori dettagli fare riferimento alla Norma CEI 20-67 "Guida all'uso dei cavi 0,6/1 kV".

Adatti per alimentazione e trasporto di energia e/o segnali nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Possono essere direttamente interrati.

Standard

CEI UNEL 35318 / CEI UNEL 35322

Cable design

Core

Stranded flexible annealed bare copper conductor

Insulation

High module HEPR rubber G16 type with higher electrical, mechanical and thermal performances

Core identification



Conductors for signalling cables are black, with numbers and with yellow/green earth conductor

Sheath

Special PVC outer sheath, R16 type, grey colour

Marking

Ink marking each meter interval on the outer sheath:

PRYSMIAN (G) FG16OR16 G16 TOP 0.6/1 kV ..x...

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP year

Progressive metric marking

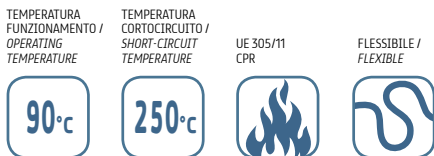
Compliant with the requirements of European Construction Product Regulation (CPR UE 305/11)

Applications

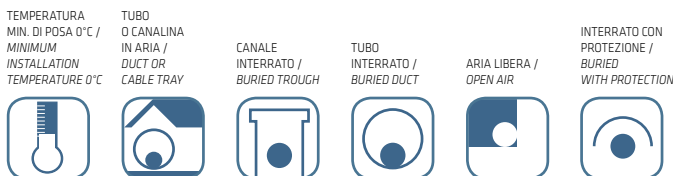
Cables suitable for electrical power systems in constructions and other civil engineering buildings, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the European Construction Product Regulation (CPR).

For further details, please refer to CEI 20-67 standard "Guida all'uso dei cavi 0,6/1 kV".

For supply and feeding of power and signals in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly buried.



Condizioni di posa / Laying conditions



FG16OR16 0,6/1 kV **G16TOP**



FG16OR16

sezione nominale	diámetro indicativo conduttore	spessore medio isolante	diámetro esterno massimo	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	30 °C in aria	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C				raggio minimo di curvatura	
<i>conductor cross-section</i>	<i>approximate conductor diameter</i>	<i>average insulation thickness</i>	<i>maximum outer diameter</i>	<i>approx. weight</i>	<i>maximum DC resistance at 20 °C</i>	<i>in open air at 30 °C</i>	<i>30 °C in tubo in aria</i>	<i>permissible current rating (A) in buried duct at 20 °C</i>				<i>minimum bending radius</i>
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	(mm)

2 conduttori / 2 cores - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,0	150	13,3	26	22	24	23	36	31	108
2,5	2,0	0,7	13,0	190	7,98	36	30	31	30	47	41	117
4,0	2,5	0,7	14,2	240	4,95	49	40	41	39	61	55	128
6,0	3,0	0,7	15,4	310	3,30	63	51	52	49	77	68	139
10,0	3,9	0,7	17,3	440	1,91	86	69	70	66	105	92	156
16,0	5,0	0,7	19,4	600	1,21	115	91	92	86	136	120	175
25,0	6,4	0,9	23,0	850	0,780	149	119	118	111	177	156	207
35,0	7,7	0,9	25,7	1130	0,554	185	145	145	136	212	185	231
50,0	9,2	1,0	29,3	1580	0,386	225	175	180	168	252	221	264
70,0	11,0	1,1	33,1	2050	0,272	300	220	230	217	335	289	298

3 conduttori / 3 cores - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	23	19,5	20	19	30	26	112
2,5	2,0	0,7	13,6	220	7,98	32	26	26	25	40	36	122
4,0	2,5	0,7	14,9	280	4,95	42	35	33	32	51	45	134
6,0	3,0	0,7	16,2	370	3,30	54	44	43	41	65	56	146
10,0	3,9	0,7	18,2	530	1,91	75	60	59	55	88	78	164
16,0	5,0	0,7	20,6	740	1,21	100	80	76	72	114	101	185
25,0	6,4	0,9	24,5	1060	0,780	127	105	100	93	148	130	220
35,0	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	158	128	122	114	178	157	246
50,0	9,2	1,0	31,2	1960	0,386	192	154	152	141	211	185	281
70,0	11,0	1,1	35,6	2700	0,272	246	194	189	174	259	227	320
95,0	12,5	1,1	40,0	3430	0,206	298	233	226	206	311	274	360
120,0	14,2	1,2	44,4	4390	0,161	346	268	260	238	355	311	400
150,0	15,8	1,4	49,5	5400	0,129	399	300	299	272	394	345	445

3 conduttori con giallo/verde / 3 cores with yellow/green - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	26	22	24	23	36	31	112
2,5	2,0	0,7	13,6	220	7,98	36	30	31	30	47	41	122
4,0	2,5	0,7	14,9	280	4,95	49	40	41	39	61	55	134
6,0	3,0	0,7	16,2	370	3,30	63	51	52	49	77	68	146
10,0	3,9	0,7	18,2	530	1,91	86	69	70	66	105	92	164
16,0	5,0	0,7	20,6	740	1,21	115	91	92	86	136	120	185
25,0	6,4	0,9	24,5	1060	0,780	149	119	118	111	177	156	220
35,0	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	185	146	145	136	212	185	246
50,0	9,2	1,0	31,2	1960	0,386	225	175	180	168	252	221	281
70,0	11,0	1,1	35,6	2700	0,272	289	221	223	207	310	272	320
95,0	12,5	1,1	40,0	3430	0,206	352	265	265	245	371	325	360
120,0	14,2	1,2	44,4	4390	0,161	410	305	310	284	423	370	400
150,0	15,8	1,4	49,5	5400	0,129	399	300	299	272	394	345	445

FG160R16 0,6/1 kV G16TOP



FG160R16

sezione nominale	di diametro indicativo conduttore	spessore medio isolante	di diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	30 °C in aria	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C				raggio minimo di curvatura	
conductor cross-section	approximate conductor diameter	average insulation thickness	maximum outer diameter	approx. weight	maximum DC resistance at 20 °C	in open air at 30 °C	in duct in air at 30 °C	permissible current rating (A) in buried duct at 20 °C			buried at 20 °C	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			ρ=1°C m/W	ρ=1,5 °C m/W	ρ=1 °C m/W	ρ=1,5 °C m/W	(mm)

4 conduttori / 4 cores - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	13,4	200	13,3	23	19,5	20	19	30	26	121
2,5	2,0	0,7	14,6	260	7,98	32	26,0	26	25	40	36	131
4,0	2,5	0,7	16,0	330	4,95	42	35,0	33	32	51	45	144
6,0	3,0	0,7	17,5	430	3,30	54	44,0	43	41	65	56	157
10,0	3,9	0,7	19,8	640	1,91	75	60,0	59	55	88	78	178
16,0	5,0	0,7	22,4	900	1,21	100	80,0	76	72	114	101	202
25,0	6,4	0,9	26,8	1300	0,780	127	105,0	100	93	148	130	241
35+1x25	7,7	0,9	29,2	1650	0,554	158	128,0	122	114	178	157	263
50+1x25	9,2	1,0	32,4	2200	0,386	192	154,0	152	141	211	185	292
70+1x35	11,0	1,1	37,0	3000	0,272	246	194,0	189	174	259	227	333
95+1x50	12,5	1,1	42,0	3900	0,206	298	233,0	226	206	311	274	378
120+1x70	14,2	1,2	46,9	4700	0,161	346	268,0	260	238	355	311	422

4 conduttori con giallo/verde / 4 cores with yellow/green - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	13,4	200	13,3	23	19,5	20	19	30	26	121
2,5	2,0	0,7	14,6	260	7,98	32	26,0	26	25	40	36	131
4,0	2,5	0,7	16,0	330	4,95	42	35,0	33	32	51	45	144
6,0	3,0	0,7	17,5	430	3,30	54	44,0	43	41	65	56	157
10,0	3,9	0,7	19,8	640	1,91	75	60,0	59	55	88	78	178
16,0	5,0	0,7	22,4	900	1,21	100	80,0	76	72	114	101	202
25,0	6,4	0,9	26,8	1300	0,780	127	105,0	100	93	148	130	241
35+1G25	7,7	0,9	29,2	1650	0,554	158	128,0	122	114	178	157	263
50+1G25	9,2	1,0	32,4	2200	0,386	192	154,0	152	141	211	185	292
70+1G35	11,0	1,1	37,0	3000	0,272	246	194,0	189	174	259	227	333
95+1G50	12,5	1,1	42,0	3900	0,206	298	233,0	226	206	311	274	378
120+1G70	14,2	1,2	46,9	4700	0,161	346	268,0	260	238	355	311	422

5 conduttori con giallo/verde / 5 cores with yellow/green - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	14,4	230	13,3	23	19,5	20	19	30	26	130
2,5	2,0	0,7	15,6	310	7,98	32	26,0	26	25	40	36	140
4,0	2,5	0,7	17,3	400	4,95	42	35,0	33	32	51	45	156
6,0	3,0	0,7	18,9	520	3,30	54	44,0	43	41	65	56	170
10,0	3,9	0,7	21,5	780	1,91	75	60,0	59	55	88	78	193
16,0	5,0	0,7	24,4	1120	1,21	100	80,0	76	72	114	101	220
25,0	6,4	0,9	29,3	1680	0,780	127	100,0	100	93	148	130	295
35,0	7,7	0,9	32,8	2150	0,554	158	128,0	122	114	178	157	313
50,0	9,2	1,0	38,2	3000	0,386	192	154,0	152	141	211	185	360

Note / Notes:

Le portate dei cavi quadripolari e pentapolari sono state calcolate per tre conduttori attivi.
 Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.
 Current carrying capacities for cables consisting of 4/5 conductors are calculated assuming three working conductors.
 Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

FG16OR16 0,6/1 kV **G16TOP**Comando e segnalamento / *Control and signalling - FG16OR16*

numero conduttori	diametro indicativo conduttore	spessore medio isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C			raggio minimo di curvatura
						30 °C in aria	30 °C in tubo in aria	Interrato in tubo	
<i>number of cores</i>	<i>approximate conductor diameter</i>	<i>average insulation thickness</i>	<i>maximum outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>maximum DC resistance at 20 °C</i>	<i>permissible current rating (A)</i>			<i>minimum bending radius</i>
(n)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)	<i>in open air at 30 °C</i>	<i>in duct in air at 30 °C</i>	<i>in buried duct at 20 °C</i>	(mm)
								ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W

Sezione 1,5 mm² / *1,5 mm² cross-section - tab. CEI-UNEL 35322*

5 G	1,5	0,7	14,4	230	13,3	16	14	26	23	130
7 G	1,5	0,7	15,4	275	13,3	13	11,5	18,5	16	139
10 G	1,5	0,7	18,7	365	13,4	13	11,5	18,5	16	168
12 G	1,5	0,7	19,3	410	13,4	11	9,5	14,5	12,5	174
16 G	1,5	0,7	21,1	510	13,4	11	9,5	14,5	12,5	190
19 G	1,5	0,7	22,1	580	13,4	9	8	13	11,5	199
24 G	1,5	0,7	25,4	700	13,5	9	8	13	11,5	229

Sezione 2,5 mm² / *2,5 mm² cross-section - tab. CEI-UNEL 35322*

7 G	2,0	0,7	16,8	310	7,98	17,5	15,5	24	21	151
10 G	2,0	0,7	20,6	395	8,06	17,5	15,5	24	21	185
12 G	2,0	0,7	21,3	445	8,06	13,5	12,0	20	17,5	191
16 G	2,0	0,7	23,3	545	8,06	13,5	12,0	20	17,5	210
19 G	2,0	0,7	24,5	615	8,06	12	10,5	16	14	220
24 G	2,0	0,7	28,3	750	8,10	12	10,5	16	14	255

Note / Notes:

Le portate dei cavi quadripolari e pentapolari sono state calcolate per tre conduttori attivi.

Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.

Current carrying capacities for cables consisting of 4/5 conductors are calculated assuming three working conductors.

Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

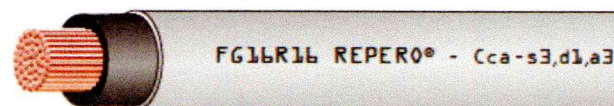
CPR (UE) n°305/11
Cca - s3, d1, a3

Regolamento Prodotti da Costruzione/*Construction Products Regulation*
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

DoP n°1022/17

CEI 20-13 - CEI UNEL 35318
CEI EN 60332-1-2
2014/35/UE
2011/65/CE
CA01.00755

Costruzione e requisiti/*Construction and specifications*
Propagazione fiamma/*Flame propagation*
Direttiva Bassa Tensione/*Low Voltage Directive*
Direttiva RoHS/*RoHS Directive*
Certificato IMQ-EFP/*IMQ-EFP Certificate*



DESCRIZIONE

Cavo unipolare per energia isolato in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Conduttore

Corde flessibile di rame rosso ricotto, classe 5

Isolante

Miscela di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

Guaina esterna

Miscela di PVC di qualità R16

Colore anime

Normativa HD 308

Colore guaina

Grigio

Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI REPERO® FG16R16 0,6/1 kV (sez)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura minima di posa: 0°C

Temperatura massima di corto circuito:
250°C fino alla sezione 240 mm², oltre 220°C

Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo. Per impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno. Adatto per posa fissa su murature e strutture metalliche in aria libera, in tubo o canaletta o sistemi similari. Ammessa anche la posa interrata. (rif. CEI 20-67)

DESCRIPTION

Single-core power cable HEPR insulated (G16 quality), PVC sheathed, with special fire reaction characteristics according to Construction Products Regulation (CPR).

Conductor

Plain copper flexible wire, class 5

Insulation

Rubber HEPR compound, G16 quality

Outer sheath

PVC compound, R16 quality

Cores colour

HD 308 Standard

Sheath colour

Grey

Inkjet marking

BALDASSARI CAVI REPERO® FG16R16 0,6/1 kV (section)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Nominal voltage U_0/U : 0,6/1 kV

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -15°C
(without mechanical stress)

Minimum installation temperature: 0°C

Maximum short circuit temperature:
250°C up to 240 mm² section, over 220°C

Maximum tensile stress: 50 N/mm²

Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

Use and installation

Cables suitable for electrical power system in constructions and other civil engineering works in order to limit fire spread and smoke emission. Suitable to be used indoor or outdoor, even in wet environments; it can be fixed on walls and/or metal structures, free in air, inside pipes or similar systems. Suitable also for laying underground. (ref. CEI 20-67)

BALDASSARI
CAVI



Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente Current rating	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	In tubo in aria In pipe in air 30°C	In tubo interrato Underground in pipe 20°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,6	0,7	1,4	6,6	60	13,3	20	21
1 x 2,5	1,9	0,7	1,4	7,0	72	7,98	28	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,6	91	4,95	37	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,2	113	3,30	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,1	160	1,91	66	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,2	217	1,21	88	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	11,9	311	0,780	117	100
1 x 35	7,6	0,9	1,4	13,0	407	0,554	144	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,0	558	0,386	175	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	16,7	756	0,272	222	184
1 x 95	12,5	1,1	1,5	18,6	976	0,206	269	217
1 x 120	13,7	1,2	1,5	20,2	1222	0,161	312	259
1 x 150	15,0	1,4	1,6	22,4	1521	0,129	355	287
1 x 185	17,7	1,6	1,6	25,0	1861	0,106	417	323
1 x 240	19,9	1,7	1,7	28,4	2405	0,0801	490	379
1 x 300	22,4	1,8	1,8	31,6	2990	0,0641	-	429
1 x 400	24,8	2,0	1,9	34,4	3862	0,0486	-	500
1 x 500*	28,5	2,2	2,3	39,8	5055	0,0384	-	565

* sezione non a marchio IMQ-EFP/section without IMQ-EFP Certificate

N.B. Il coefficiente di resistività termica del terreno preso a riferimento per il calcolo della portata dei cavi interrati è di 1,5 K.m/W, profondità di posa 0,8 m. Calcolo della portata di corrente eseguito considerando un circuito con 3 conduttori attivi (per cavi unipolari), eseguito considerando 2 conduttori attivi per cavi a 2 anse e 3 conduttori attivi per le altre formazioni.

N.B. The thermal resistivity coefficient used as a reference for the calculation of the underground cables current rating is 1,5 K.m/W, 0,8 m installation depth. Calculation of current rating performed considering a circuit with 3 loaded conductors (for single-core cables); performed considering 2 loaded conductors for 2 core cables and 3 loaded conductors for other formations.

MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES

THREE SINGLE CORE CABLES IN TRIPLEX FORMATION WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS.

APPLICATIONS

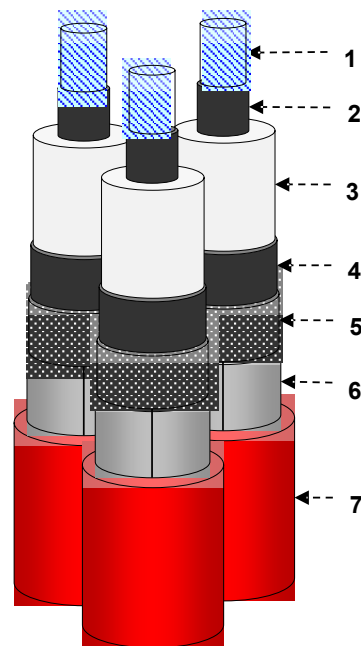
In MV energy distribution networks for voltage systems up to **42kV**. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV
Maximum voltage U_m :	42 kV
Test voltage:	3,5 U_0
Max operating temperature of conductor:	90 °C
Max short-circuit temperature:	250 °C (max duration 5 s)
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C

CONSTRUCTION

- 1. Conductor**
stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228
- 2. Conductor screen**
extruded semiconducting compound
- 3. Insulation**
extruded XLPE compound
- 4. Insulation screen**
extruded semiconducting compound - fully bonded
- 5. Longitudinal watertightness**
semiconducting water blocking tape
- 6. Metallic screen and radial water barrier**
aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
- 7. Outer sheath**
extruded PE compound - colour: red



INSTALLATION DATA

Max pulling force during laying
50 N/mm² (applied on the conductors)

Min bending radius during laying
21 D_{phase} (dynamic condition)

Min temperature during laying
- 25 °C (cable temperature)

STANDARDS

IEC 60840 where applicable (testing)
Nexans Design
HD 620 where applicable (materials)

MARKING by ink-jet of the following legend:

on phase 1: **"Manufacturer <Year> ARE4H5EX 20,8/36KV 3x1x<S> FASE 1 <meter marking>**
 on phase 2: **"FASE 2"**
 on phase 3: **"FASE 3"**
 <YEAR> =Year of manufacturing
 <S> = Section of conductor



Longitudinal waterproof



Radial waterproof



Max operating temp. of conductor: **90 °C**



Max short-circuit temperature : **250 °C**



Max short-circuit temperature screen: **150 °C**



Minimum installation temperature: **-25 °C**

ARE4H5EX 20,8/36kV 3x1x...															
Type	Conductor diameter nominal	Insulation		Sheath thickness nominal	Phase diameter approx	Cable diameter approx	Cable weight indicative	Electrical resistance		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min	diameter nominal					at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
3x1x95	11,5	8,1	29,5	2,1	37,3	80,3	3.360	0,320	0,411	0,130	0,168	223	287	9,0	2,1
3x1x150	14,3	7,6	31,3	2,2	39,4	84,8	3.950	0,206	0,265	0,120	0,201	283	374	14,2	2,2
3x1x185	16,0	7,4	32,6	2,2	40,7	87,8	4.350	0,1640	0,211	0,115	0,221	321	429	17,5	2,3
3x1x240	18,5	7,1	34,5	2,3	42,8	92,3	4.990	0,1250	0,161	0,109	0,252	372	508	22,7	2,3
3x1x300	20,7	6,8	36,1	2,3	44,5	96,0	5.550	0,1000	0,129	0,104	0,283	419	583	28,3	2,4

Note

Laying condition: trefoil formation
depth (m): 0,8
soil thermal resistivity (°Cm/W): 1,5
metallic layers connection: solid bonding (earthed at both ends)

X = phase reactance
C = capacitance

Manufacturer reserves the right to change the technical data as a result of changes in standards and product improvements