



COMUNE DI GUSPINI
Provincia del Medio Campidano
Regione Sardegna

Progetto agrivoltaico per la produzione energetica e agricola denominato "GR_SCANU", nel Comune di Guspini, della potenza di 25.141,76 kWp

Oggetto:

RELAZIONE TECNICA CALCOLI ELETTRICI - CAVI AT

Elaborato

02RG.Doc.03

GRUPPO DI LAVORO:

INIOS s.r.l (Capogruppo)

INIOS SOCIETA' DI INGEGNERIA
VIA GIALETO, 99 - 09170 ORISTANO (OR)
C.F. - P.IVA 01173430958
evolving energy

Dott. Agronomo Sandro Marchi

Dott. Archeologo Marco Cabras

Dott. Geologo Mario Nonne

Lithos S.r.l.

Ing. Antonio Piccinini

Geom. Emanuele Cauli

Ing. Marco Mario G. Piroddi

Ing. Raimondo Ignazio Cadeddu

Ing. Francesco Miscali

REDATTO DA:

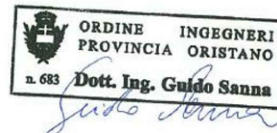
INIOS S.R.L.

Progettisti:

Ing. Gianluca Lilliu



Ing. Guido Sanna



Collaboratori:

Ing. Riccardo Demontis

02RG.Doc.03.PDF

file

Giugno 2023

Data

Aggiornamento

Scala

017-2023

Nr. Commessa

Proponente:

Grenergy Rinnovabili 4 srl
Via Borgonuovo, N° 9
20121 Milano (MI)
P.IVA: 11892530962



Relazione di calcolo	2
Stato utenze	27

RELAZIONE SUL CALCOLO ESEGUITO

Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} V_n \cos}$$

nella quale:

$k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
 $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza \cos è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_b e^{j 0} = I_b \cos \quad j \sin \\ I_2 &= I_b e^{j 2 / 3} = I_b \cos \frac{2}{3} \quad j \sin \frac{2}{3} \\ I_3 &= I_b e^{j 4 / 3} = I_b \cos \frac{4}{3} \quad j \sin \frac{4}{3} \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$V_n = V_n \quad j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \text{ coeff}$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (P_d a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \tan$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (Q_d a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo da verificare le condizioni:

$$\begin{aligned} a) \quad & I_b \leq I_n \leq I_z \\ b) \quad & I_f \leq 1.45 I_z \end{aligned}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;

conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della condotta principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
IEC 60364-5-52 (Mineral);
CEI-UNEL 35024/1;
CEI-UNEL 35024/2;
CEI-UNEL 35026;
CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

CEI 11-17;
CEI UNEL 35027 (1-30kV).
EC 60502-2 (6-30kV)
IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

tipo di materiale conduttore;
tipo di isolamento del cavo;
numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_z \text{ min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

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

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110

Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: $K = 116$

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	$K = 115$
Cavo in rame e isolato in gomma G:	$K = 135$
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	$K = 143$
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	$K = 115$
Cavo in rame serie L nudo:	$K = 228$
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	$K = 115$
Cavo in rame serie H nudo:	$K = 228$
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	$K = 76$
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	$K = 89$
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	$K = 94$

Dimensionamento dei conduttori di neutro

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm^2 ;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm^2 se il conduttore è in rame e a 25 mm^2 se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm^2 se conduttore in rame e 25 mm^2 se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{array}{l} S_f \geq 16 \text{ mm}^2: \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f < 35 \text{ mm}^2: \quad S_n = 16 \text{ mm}^2 \\ S_f \geq 35 \text{ mm}^2: \quad S_n = S_f / 2 \end{array}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

Dimensionamento dei conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

determinazione in relazione alla sezione di fase;
determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{array}{l} S_f \geq 16\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \geq S_f \geq 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f < 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{array}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p \geq \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3. Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

2,5 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

25 mm^2 , se in rame;
35 mm^2 , se in alluminio;

Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo} I_b = T_{ambiente} + k_{cavo} \frac{I_b^2}{I_z^2}$$

$$T_{cavo} I_n = T_{ambiente} + k_{cavo} \frac{I_n^2}{I_z^2}$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente k_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max_{f \in R,S,T} \left| \sum_{i=1}^k Z_{f_i} I_{f_i} + Z_{n_i} I_{n_i} \right|$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$c.d.t I_b = k_{cdt} I_b \frac{L_c}{1000} R_{cavo} \cos \phi + X_{cavo} \sin \phi \frac{100}{V_n}$$

con:

$k_{cdt} = 2$ per sistemi monofase;

$k_{cdt} = 1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X_{cavo} = \frac{f}{50} X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta

di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto della utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Media e Alta tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 V_{mt}}{\sqrt{3} I_{k \max}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$X_{dl} = 0,995 Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos_{ccmt} Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ft \max}} \cdot 1000 \cdot \cos_{ccmt} \quad (2 R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \sqrt{\frac{1}{(\cos_{ccmt})^2} - 1}$$

Trasformatori

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale P_n (in kVA);
- perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- tensione di cortocircuito v_{cc} (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_r/I_t ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- tensione nominale del secondario V_{02} (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m :

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m :

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in m :

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in m :

$$Z_d = |Z_{cct}| \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\frac{R_d}{X_d} = \frac{R_{cct}}{X_{cct}}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}$$

Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e c_{max} è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Fattore di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, si deve introdurre un fattore di correzione K_G tale che:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

con

$$K_G = \frac{V_{02}}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

dove

$$x'' = \frac{X''}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore (U_{rG}). In Ampère U_{rG} non è gestita, quindi si considera $V_{02} / U_{rG} = 1$.

Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_S da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del

trasformatore:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con

$$K_S = \frac{c_{max}}{1 + |x'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_S non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_{SO} da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con

$$K_{SO} = (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Dove p_T è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore $(1-p_T)$, con $p_T = (|V_{sec}-V_{02}|)/V_{02}$.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_{SO} non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

Generatori sincroni

In media tensione ed in bassa tensione è possibile inserire più generatori.

I dati di targa richiesti per i generatori sono:

- potenza nominale P_n (in kVA);
- reattanza sincrona percentuale x_S ;
- reattanza subtransitoria percentuale x'' ;
- reattanza subtransitoria in quadratura percentuale $x''q$;
- reattanza alla sequenza omopolare percentuale x_0 .

La reattanza subtransitoria si calcola con la formula:

$$X = \frac{x}{100} \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

dalla quale si ricavano le componenti alla sequenza diretta da usare nel calcolo dei guasti subtransitori:

$$\begin{matrix} R_d & 0 \\ X_d & X \end{matrix}$$

La componente resistiva si trascura rispetto alla componente reattiva del generatore.

L'impedenza sincrona, da usare nei guasti simmetrici permanenti, si calcola con la formula:

$$X_s = \frac{x_s}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Per i guasti asimmetrici, sia subtransitorio che permanente, servono le sequenze inverse ed omopolari. Per il calcolo dell'impedenza alla sequenza inversa, con la reattanza subtransitoria in quadratura:

$$X''_q = \frac{x''_q}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

si applica la formula:

$$X_i = \frac{X'' + X''_q}{2}$$

Infine, si ricava la reattanza omopolare come:

$$\begin{matrix} R_0 = 0 \\ X_0 = \frac{x_0}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n} \end{matrix}$$

Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini

Vedere Motori sincroni.

Generatori asincroni

[Olivieri e Ravelli, Elettrotecnica II° vol., Edizioni CEDAM]

Come ogni altra macchina elettrica, anche il motore asincrono è reversibile, quindi può diventare un generatore di energia elettrica. Quando la macchina funziona a vuoto, essa assorbe energia per la magnetizzazione del campo rotante e per le perdite. Se si applica al rotore una coppia motrice si passa ad uno scorrimento negativo ed una conseguente produzione di energia.

Il programma Ampère simula il funzionamento del generatore asincrono tramite lo studio del diagramma circolare. Impostata la potenza attiva, viene ricavata la potenza reattiva corrispondente assorbita dalla rete, da cui si calcolano le correnti erogate. La potenza attiva sarà quindi erogata dalla macchina, mentre quella reattiva assorbita dalla rete.

La generatrice asincrona può erogare solo correnti sfasate di un certo angolo in anticipo rispetto alla f.e.m. che genera: e questo sfasamento non può essere in alcun modo regolato, ma assume un valore suo proprio per ogni valore della corrente erogata.

I parametri caratteristici da richiedere sono:

- Potenza meccanica
- Rendimento N - nominale
- Rendimento 3/4 N
- Rendimento 2/4 N

Fattore di potenza N - nominale
Fattore di potenza $3/4$ N
Fattore di potenza $2/4$ N
P numero di coppie polari

Si individuano così tre punti appartenenti al diagramma circolare della macchina asincrona. Altrimenti vengono richiesti i seguenti dati, sempre necessari per determinare il diagramma circolare:

Potenza meccanica
Rendimento N - nominale
Fattore di potenza N - nominale
Potenza assorbita a vuoto
Fattore di potenza a vuoto
P numero di coppie polari

I generatori asincroni trifasi contribuiscono al guasto transitorio per tutti i punti della rete dai quali sono "visti". Condizione necessaria per il calcolo del contributo al guasto è che il generatore sia alimentato da un'altra fonte, che gli fornisce la potenza reattiva necessaria al suo funzionamento. I calcoli dei guasti seguono le stesse procedure utilizzate per i Motori asincroni.

Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini
Vedere Motori asincroni.

Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea). Le condizioni in cui vengono determinate sono:

guasto trifase (simmetrico);
guasto bifase (disimmetrico);
guasto bifase-neutro (disimmetrico);
guasto bifase-terra (disimmetrico);
guasto fase terra (disimmetrico);
guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio.
Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20 °C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda

dell'isolante, per cui esprimendola in m risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove T è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in m :

$$\begin{aligned}
 R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\
 X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\
 R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\
 X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\
 R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\
 X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up}
 \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.
Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in m) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \sqrt{2 R_d + R_{0PE}^2 + 2 X_d + X_{0PE}^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase I_{kmax} , fase neutro I_{k1Nmax} , fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in kA:

$$\begin{aligned}
 I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\
 I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\
 I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\
 I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}
 \end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = \sqrt{2} I_{k1PE \max}$$

$$I_{p2} = \sqrt{2} I_{k2 \max}$$

dove:

$$1.02 \cdot 0.98 e^{3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;

la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;

la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

I solante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE\ max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k\ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k\ max}}$$

$$I_{k1N\ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N\ max}}$$

$$I_{k1PE\ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE\ max}}$$

$$I_{k2\ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k\ max}}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} \left| j V_n \frac{Z_0 Z_i}{Z_d Z_i Z_d Z_0 Z_i Z_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \sqrt{2} I_{k2\ max}$$

Guasti monofasi a terra linee AT/MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

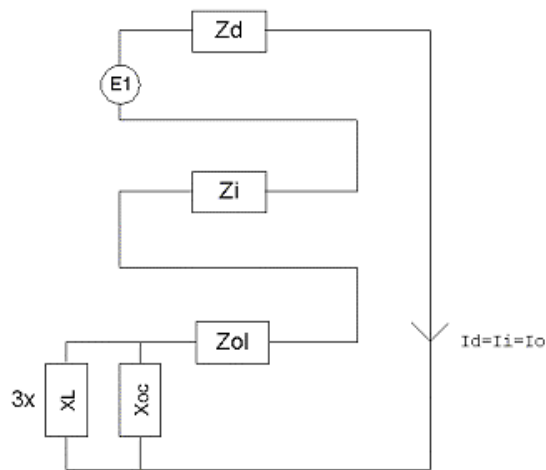
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

Z_{o1} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;

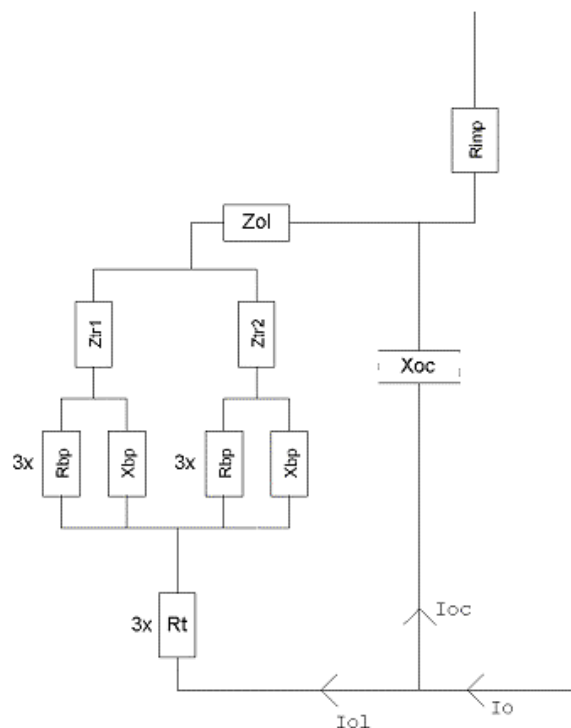
Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);

$Z_{bp\tau}$: $(R_{bp} + jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;

R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;

R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;

X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 E}{X_{oc}}$$

$$I_g = 0.003 L1 + 0.2 L2 \frac{V_{kv}}{f}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea L1 ed in cavo L2 della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{0.003 L1 + 0.2 L2} \frac{f_0}{f}$$

con $L1$ e $L2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.

Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;

numero poli;

tipo di protezione;

tensione di impiego, pari alla tensione nominale della utenza;

potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km max}$;

taratura della corrente di sovracorrente, il cui valore deve provocare l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tabella 41A in funzione della tensione nominale U_0 o entro i 5s per garantire la protezione contro i contatti indiretti.

Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due

condizioni:

il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

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

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 $I_{ccmin} / I_{inters min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 $I_{ccmax} / I_{inters max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 $I_{ccmin} / I_{inters min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 $I_{cc max} / I_{inters max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e I_z dello stesso.

La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

Verifica di selettività

E' verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;

Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);

Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).

Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).

Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

Protezione contro i contatti indiretti

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

E' definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

Sistemi TN

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile $Zk1(ft) max$;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il programma verifica che:

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove $I_{a.c.i.}$ è una variabile di Ampère (Corrente contatti indiretti I_a) utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

$I_{a.c.i.}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1(ft) min}$ calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

Ia c.i. assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della *Ik1(ft) min*, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di *Ia c.i.* a I_{50V} o I_{25V} e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, il programma verifica la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

Sistemi TT

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Il punto neutro di ogni trasformatore o di ogni generatore deve essere collegato a terra, in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra R_E .

I dispositivi di protezione devono essere a corrente differenziale e deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_E \cdot I_{dn} \leq U_L$$

dove:

R_E è la resistenza del dispersore dell'impianto di terra, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile Z_E ;

I_{dn} è la corrente nominale differenziale;

U_L è la tensione limite convenzionale (normalmente 50 V).

Il programma verifica che:

$$I_{dn} \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_L}{Z_E}$$

Per completezza, quando il programma possiede tutti gli elementi per calcolare la corrente di circolazione di un guasto a terra, ossia la *Ik1(ft) min*, allora *Ia c.i.* è scelta tra la maggiore delle due correnti, similmente al sistema TN:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{U_L}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Ovviamente, per la normativa italiana, il dispositivo di protezione deve essere solo a corrente differenziale.

Sistemi IT

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Le masse devono essere messe a terra, e nel caso di un singolo guasto a terra, deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

R_E è la resistenza del dispersore, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile Z_E ;

I_d è la corrente del primo guasto a terra, che per il programma sarà pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1}(ft) \min$ nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.

Il programma verifica che:

$$V_T = Z_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove V_T è la tensione della massa a guasto, una variabile di Ampère che per i sistemi IT è associata al primo guasto a terra.

La norma richiede l'interruzione automatica dell'alimentazione per un secondo guasto su di un conduttore attivo differente, ovviamente appartenente alla stessa area elettrica a valle della fornitura o di un trasformatore.

Viene indicata la formula che deve essere rispettata, che in generale è la seguente:

$$2 \cdot Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il coefficiente 2 indica che il secondo guasto può manifestarsi in un circuito differente, ed in più la norma suggerisce di considerare il caso più severo, comprendendo anche i guasti sul neutro.

Il programma Ampère assolve a queste indicazioni risolvendo il seguente algoritmo:

$$I_a \leq I_{a \text{ c.i.}} = \min_{s2} \frac{U_0}{(Z_{s1} + Z_{s2})}$$

dove:

Z_{s1} è l'impedenza dell'anello di guasto della utenza in considerazione;

Z_{s2} è l'impedenza dell'anello di guasto di una seconda utenza;

$I_{a \text{ c.i.}}$ è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze $s2$ appartenenti alla stessa area elettrica di $s1$.

Il valore $\text{Max}(Z_{s1} + Z_{s2})$ è memorizzato nella variabile $ZIT \text{ max}$ di Ampère.

$I_{a \text{ c.i.}}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1}(IT) \min$ calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.
/a c.i. assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della $I_k(IT)_{min}$, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che portano le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{ZIT_{max}}\right)$$

Nota. Il programma permette di applicare il punto 413.1.1.1 della CEI 64-8, e quindi validare a contatti indiretti una utenza che presenta, in caso di guasto, un valore di tensione inferiore alla tensione limite convenzionale. In pratica, a differenza di quanto spiegato finora, le tarature delle protezioni possono essere superiori anche alla corrente I_{50V} .

Riferimenti normativi

Norme di riferimento per la Bassa tensione:

CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.

CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.

IEC 60909-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.

CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.

CEI IEC 61660-1 Ia Ed. 1997-06: Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations. Part 1: Calculation of short-circuit currents.

CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.

CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.

CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.

CEI 64-8 Ed. 2021: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.

IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.

IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.

CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).

CEI UNEL 35023 2020: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.

CEI UNEL 35024/1 2020: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non

superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

CEI UNEL 01433 1973: Portate di corrente per barre piatte lucide di rame elettrolitico a spigoli vivi in aria.

CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).

CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.

UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.

British Standard BS 7671: 2008: Requirements for Electrical Installations;

ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

Norme di riferimento per l'Alta Tensione

Codice di rete TERNA – Allegato A.68 “CENTRALI FOTOVOLTAICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo”

CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.

CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.

CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.

CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.

CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.

IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.

IEC 61892-4 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

IEEE Std 1584-2018: IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.

RIEPILOGO DATI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tratta	POTENZA (kW)	I _b (A)	S (mm ²)	I ₂ (A)	R _l (Ω/km)	X _l (Ω/km)	V (kV)	L (km)	DV (V)	DV%
NUOVA SE- CUC 36kV	25 075,72	447	630	586	0,0425	0,1	36	0,1	6,33	0,018
CUC 36 kV - CDR	25 075,72	447	630	586	0,0425	0,1	36	7,85	496,62	1,379
CDR-SKID 1-2-4-3-5-6-8	20 020,04	357	300	423	0,0797	0,12	36	4,267	326,65	0,907
CDR-SKID 7-9	5 055,68	90	300	400	0,0797	0,12	36	1,53	29,58	0,082
CDR-PCS1	3450	61	300	423	0,0797	0,12	36	0,035	0,46	0,001
CDR-PCS2	5500	98	300	423	0,0797	0,12	36	0,05	1,05	0,003

Utenza
+CUC.CUC36KV-G_CUC36kV

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-PARTENZA: Ins = 400 [A] (sgancio protezione termica)
Fase	268,166		400		586,671	Nota: Protezione da valle

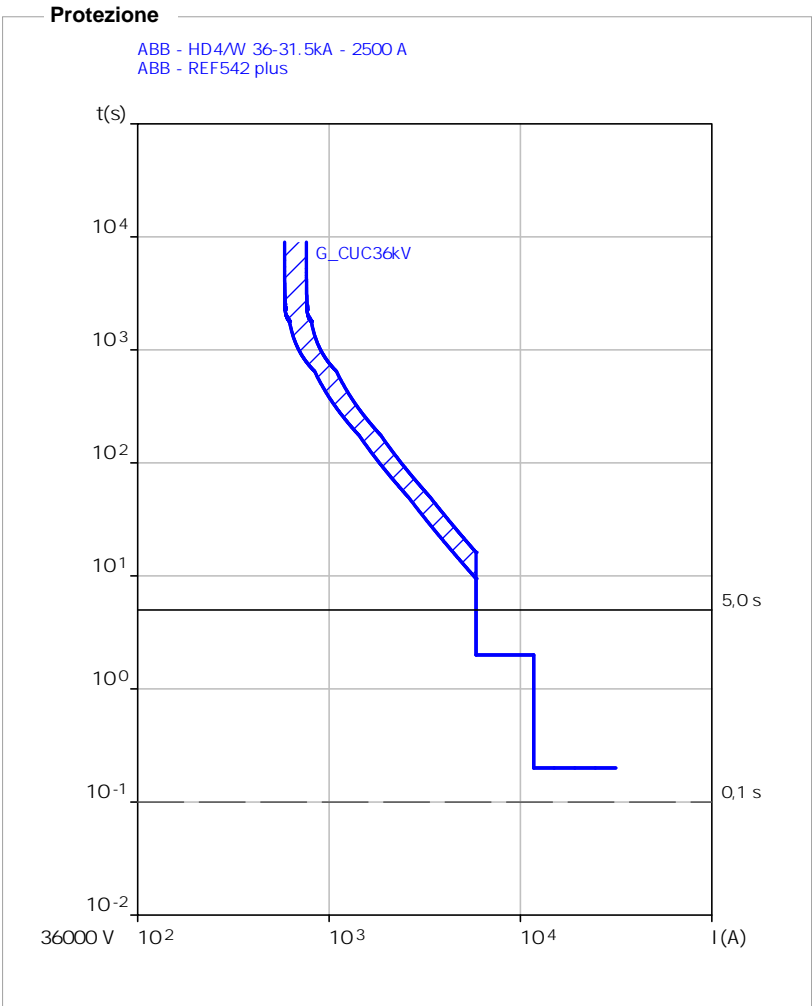
Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione - Icw [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
31,5	22,44 -53,177
Icw: corrente ammissibile di breve durata	
Icw	Tcw Verificato
16	1

Sg. mag. < Iimagmax [A]

Sg. mag.	<	Iimagmax	Verificato ($K^2S^2 > I^2t$)
5860		4761,816	



Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x630)
Lunghezza linea [m]	7850
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 35 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 53 <= 90

K²S² > I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	8,116*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,418	-0,418	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,709	-0,709	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,375	6,599	22,503
Bifase	6,387	5,715	19,488
Bifase-PE	8,175	4,762	22,597
Fase-PE	21,86	16,176	49,96
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,732	-24,286	

Utenza
+CAMPO F.V..CDR-PARTENZA

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	Ins	Iz
	268,166	400	

1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-PARTENZA: Ins = 400 [A] (sgancio protezione termica)

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	PdI	Ikm max	/_Ikm max [°]
40	21,86	-18,646	

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	Imagmax
1000	4761,816

Caduta di tensione [%]

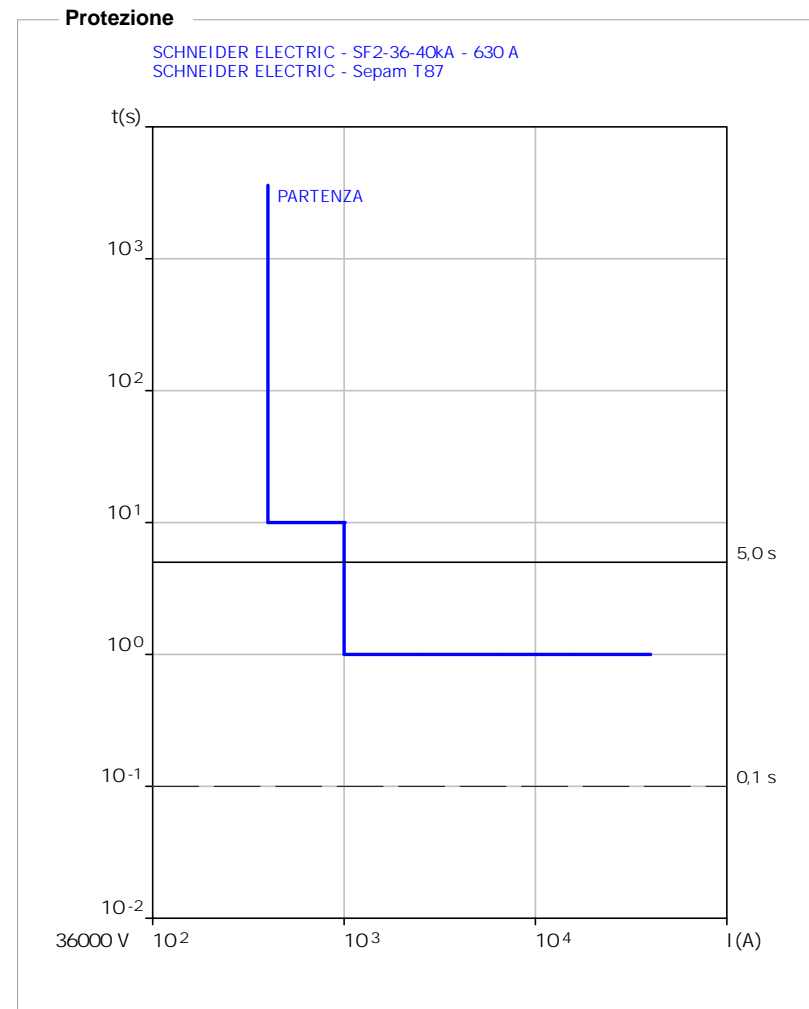
Tensione nominale [V]	Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
36000	0	-0,418	4
	Cdt (In)	CdtT (In)	
	0	-0,709	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea	Max	Min	Picco
Trifase	7,375	6,599	15,356
Bifase	6,387	5,715	13,299
Bifase-PE	8,175	4,762	17,287
Fase-PE	21,86	16,176	44,782

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
22,732	-24,286



Utenza

+CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 1

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..SKID9-G9: Ins = 93,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)
Fase	79,73		93,67		402,135	Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

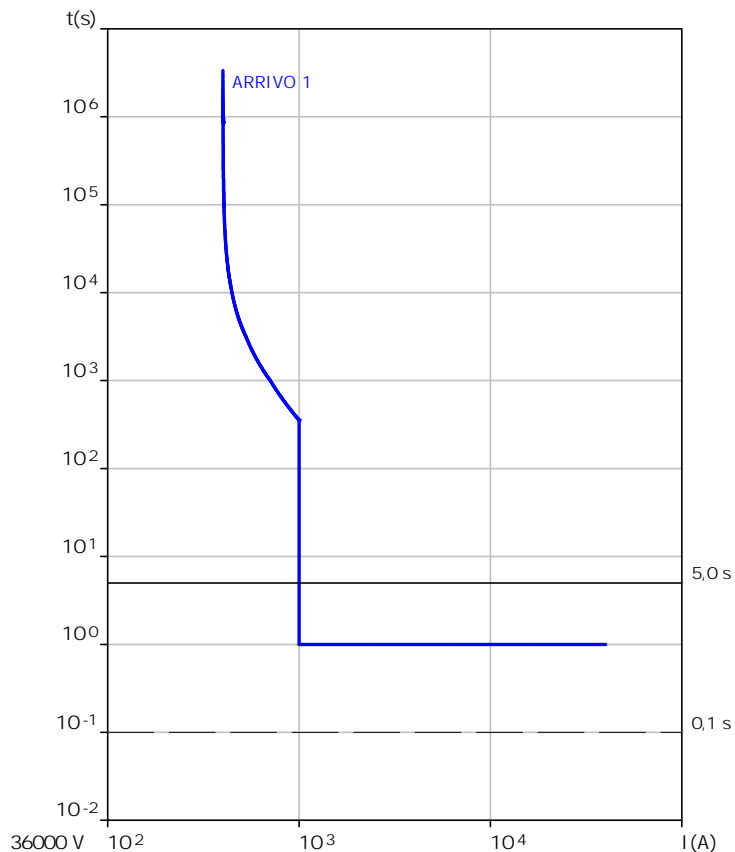
A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,578 -23,392

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
1000		4744,951

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - Sepam S41



Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	180
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 23 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 24 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,005	-0,424	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,007	-0,715	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,654	6,913	15,356
Bifase	6,629	5,987	13,299
Bifase-PE	8,632	4,745	17,287
Fase-PE	22,46	16,609	44,782
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,616	-23,302	

Utenza [Non alimentata]
+CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 2: Ins = 85 [A] (sgancio protezione termica)

Fase	Ib	Ins	Iz
	0	85	

Verifica contatti indiretti
 Verificato Utenza non alimentata.

Potere di interruzione - Icw [kA]
 A transitorio inizio linea Non applicabile

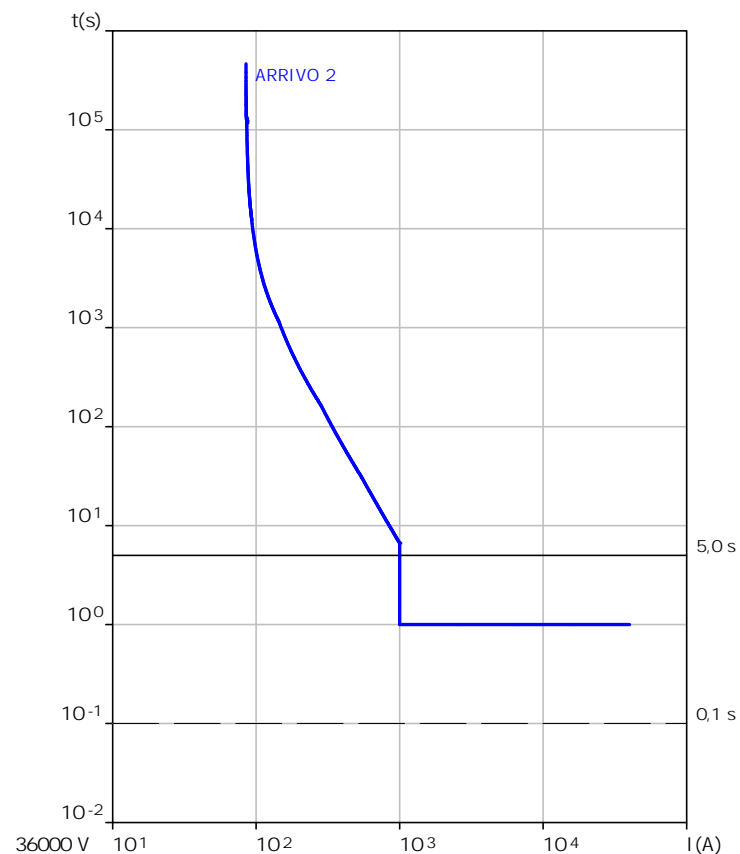
Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdT (Ib)	Cdt max
0	-0,45	4
Cdt (In)	CdT (In)	
0	-0,69	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	0	0	15,356
Bifase	0	0	13,299
Bifase-PE	0	0	17,287
Fase-PE	0	0	44,782
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	6,854	70,866	

Protezione
 SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - Sepam S41



Utenza
+CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 3

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	Ins	Iz
	316,773	366,67	425,79

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID1-G_TR1: Ins = 366,67 [A] (sgancio protezione termica)
 Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max /_Ikm max [°]	
40	22,187 -20,976

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag. < Imagmax	Verificato
1000	4283,949

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	1260
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 59 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 72 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

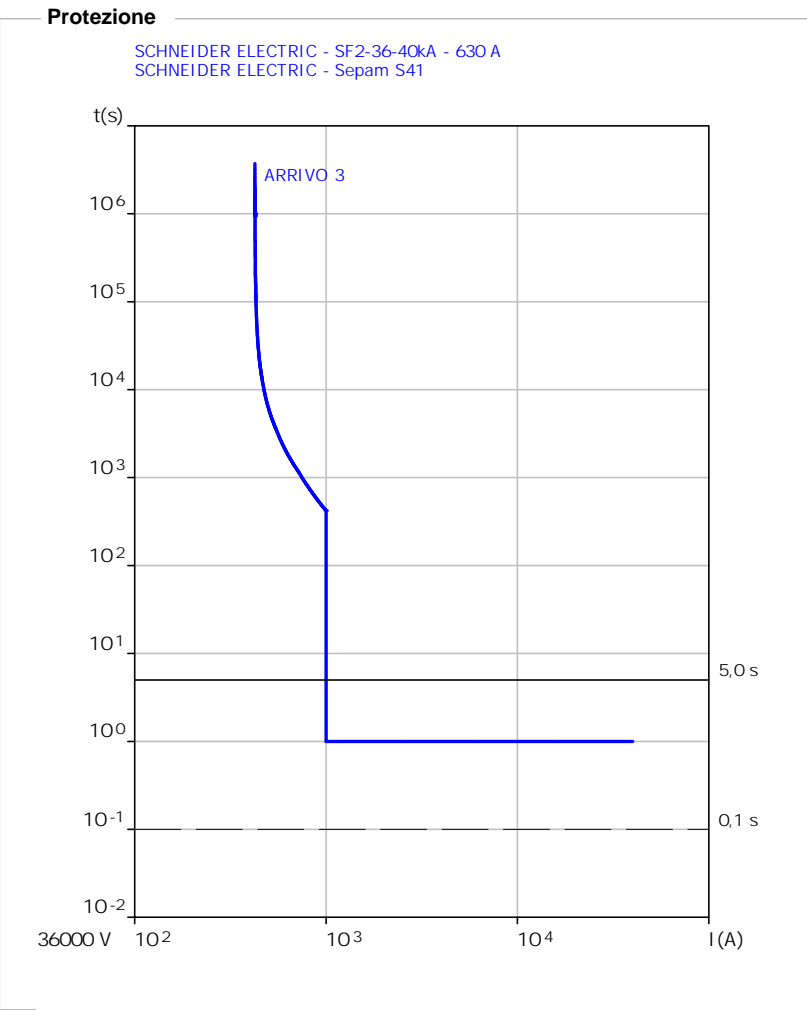
K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000
Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max	-0,15 -0,566 4
Cdt (In) CdtT (In)	-0,18 -0,889

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,137	6,372	15,356
Bifase	6,181	5,519	13,299
Bifase-PE	8,174	4,284	17,287
Fase-PE	20,987	14,899	44,782
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	21,547	-18,119	



Utenza [Non alimentata]
+CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 4

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-ARRIVO 4: Ins = 360 [A] (sgancio protezione termica)

Fase	Ib	Iz	Ins
	0	360	

Verifica contatti indiretti

Verificato Utenza non alimentata.

Potere di interruzione - Icw [kA]

A transitorio inizio linea Non applicabile

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,725	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-1,085	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea

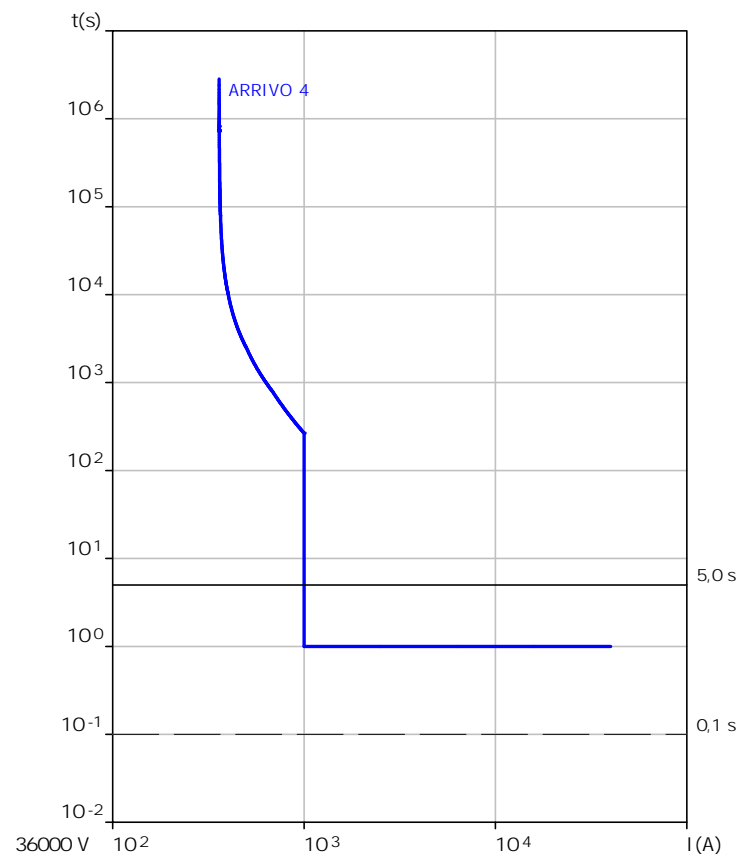
	Max	Min	Picco
Trifase	0	0	15,356
Bifase	0	0	13,299
Bifase-PE	0	0	17,287
Fase-PE	0	0	44,782

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
6,574	69,578

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - Sepam S41



Utenza

+CAMPO F.V..CDR-PCS1

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-PCS1: Ins = 65 [A] (sgancio protezione termica)
Fase	48,154		65		425,79	

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,636 -23,755

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
1000		4815,756

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	35
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 21 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 22 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

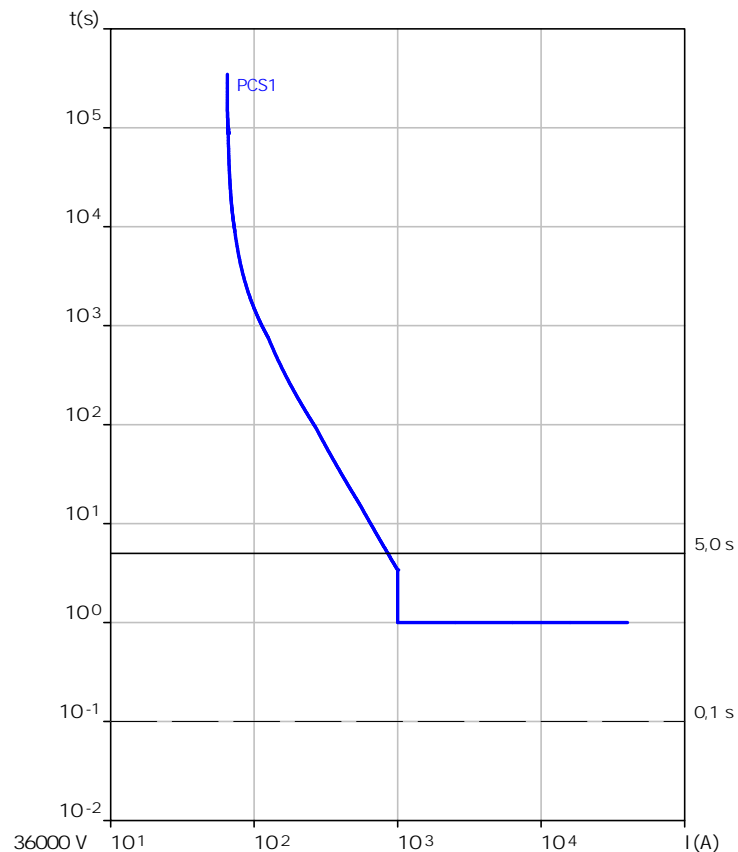
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0,001	-0,418	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0,001	-0,708	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,733	6,998	15,356
Bifase	6,697	6,06	13,299
Bifase-PE	8,703	4,816	17,287
Fase-PE	22,615	16,833	44,782
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,711	-24,092	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - Sepam S41



Utenza

+CAMPO F.V..CDR-PCS2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..CDR-PCS2: Ins = 100 [A] (sgancio protezione termica)
Fase	80,228		100		425,79	

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,592 -23,512

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
1000		4803,002

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	50
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 22 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 24 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

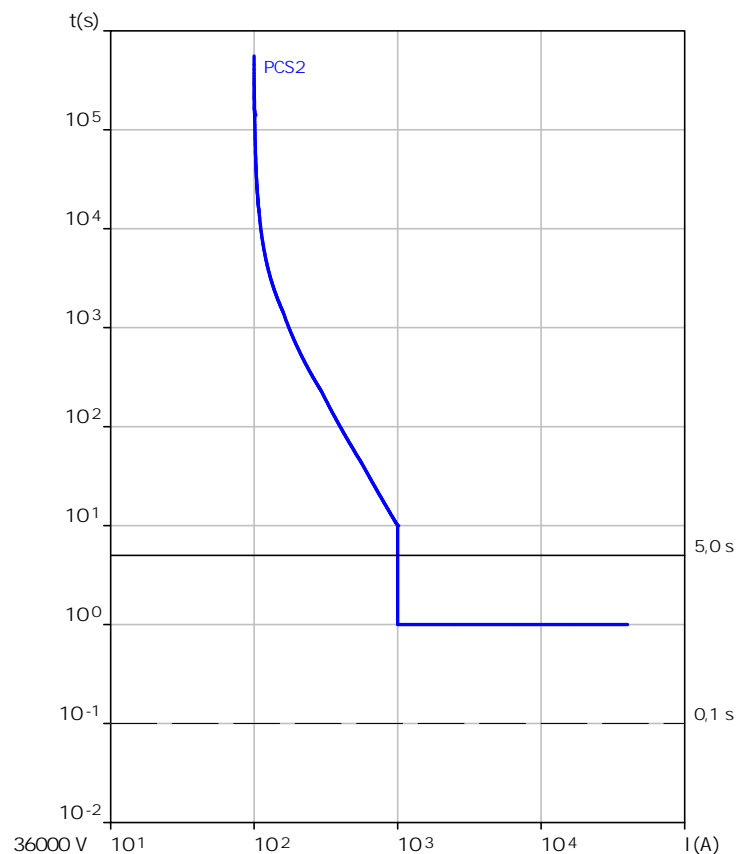
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0,002	-0,417	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0,002	-0,707	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,706	6,97	15,356
Bifase	6,674	6,036	13,299
Bifase-PE	8,671	4,803	17,287
Fase-PE	22,561	16,778	44,782
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,701	-24,011	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - Sepam S41



Utenza

+CAMPO F.V..SKID9-G_SKID 9

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	79,73		93,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID9-G9: Ins = 93,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,46
	-22,402

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2125		4744,951

Caduta di tensione [%]

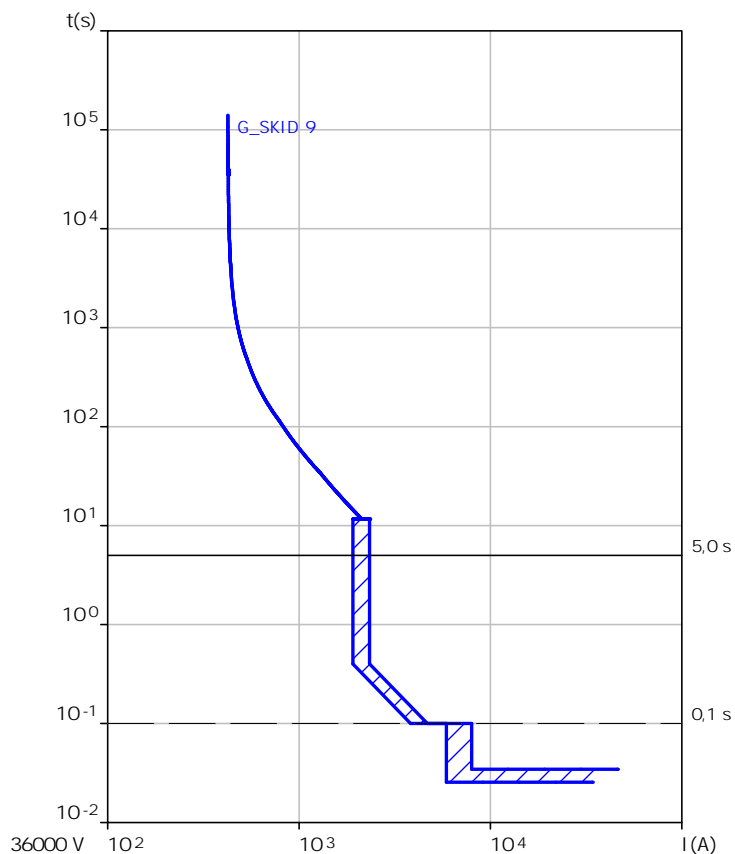
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,424	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,715	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,654	6,913	15,212
Bifase	6,629	5,987	13,174
Bifase-PE	8,632	4,745	17,185
Fase-PE	22,46	16,609	44,485
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,616	-23,302	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID9-G_TR9

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	26,933		27		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID9-G9: Ins = 27 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. transf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,563 -23,004

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
165		4760,464

Caduta di tensione [%]

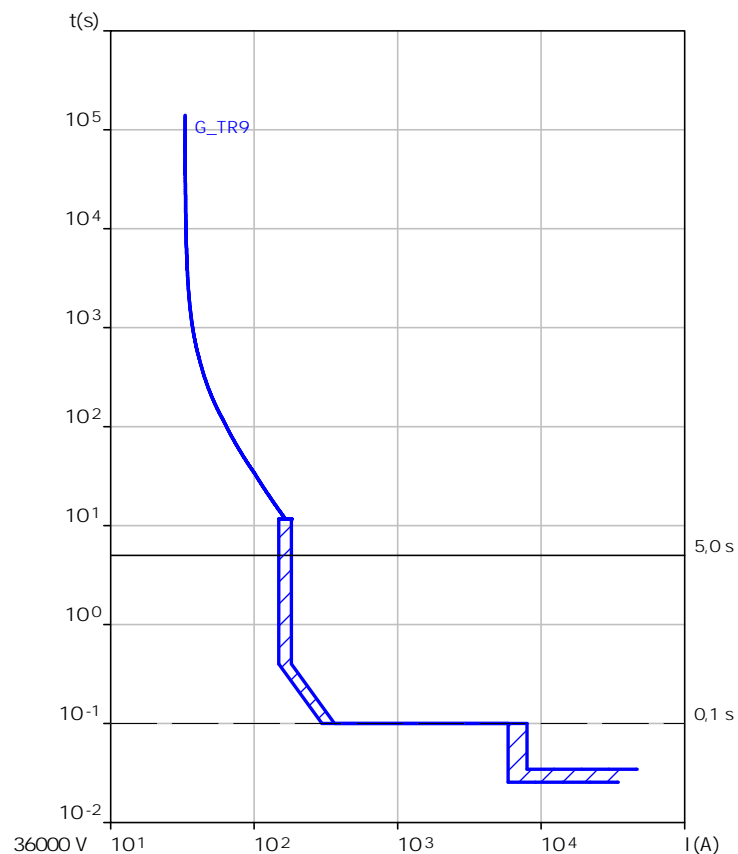
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,424	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,715	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,707	6,97	15,212
Bifase	6,674	6,036	13,174
Bifase-PE	8,702	4,76	17,185
Fase-PE	22,563	16,7	44,485
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,616	-23,302	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..SKID9-ALIM_SKID 7

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID7-G7: Ins = 66,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)
 Fase 52,796 66,67 425,79 Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 22,511 -22,703

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 2100 4209,234

Cavo
 Designazione RG7H1R 26/45 kV
 Formazione 3x(1x300)
 Lunghezza linea [m] 1350
 Temperatura cavo a Ib [°C] 20 <= 21 <= 90
 Temperatura cavo a In [°C] 20 <= 22 <= 90

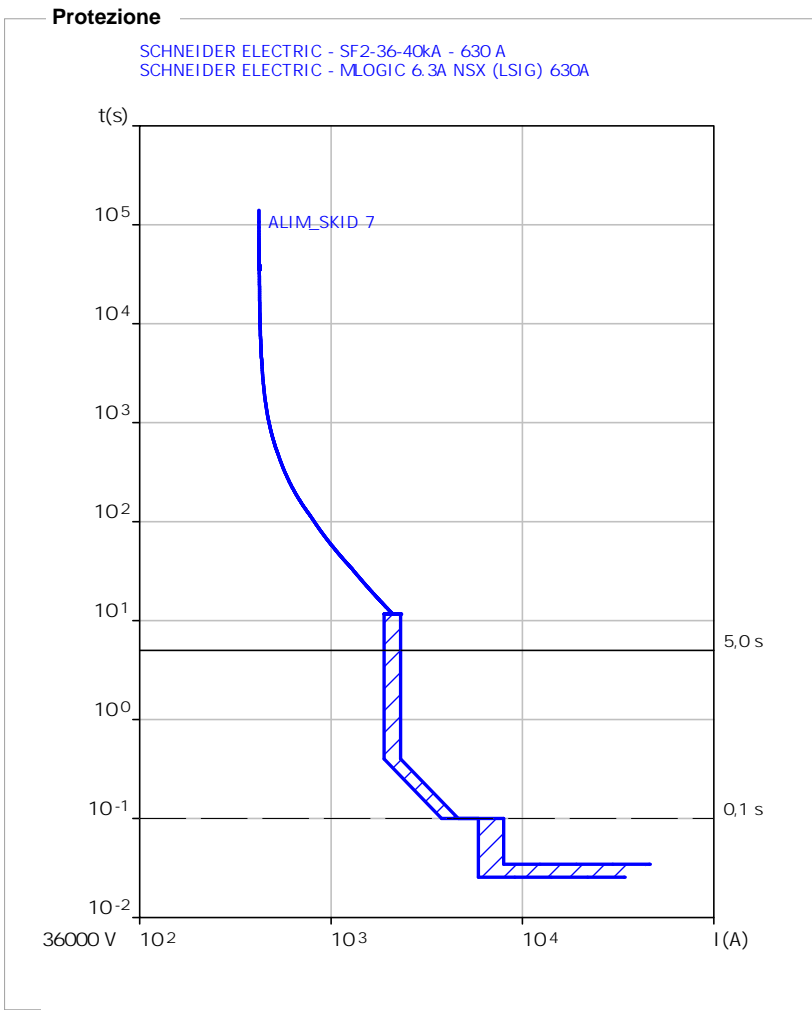
K²S²>I²t [A²s]
 K²S² conduttore fase Verificato
 1,84*10⁹

Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 -0,027 -0,45 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 -0,035 -0,75

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	7,243	6,484	15,212
Bifase	6,273	5,615	13,174
Bifase-PE	8,394	4,209	17,185
Fase-PE	21,517	15,13	44,485

 A transitorio fondo linea
 Ikv max /_Ikv max [°]
 21,625 -16,218



Utenza

+CAMPO F.V..SKID7-G_SKID 7

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	52,796		66,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID7-G7: Ins = 66,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	21,517 -15,585

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2075		4209,234

Caduta di tensione [%]

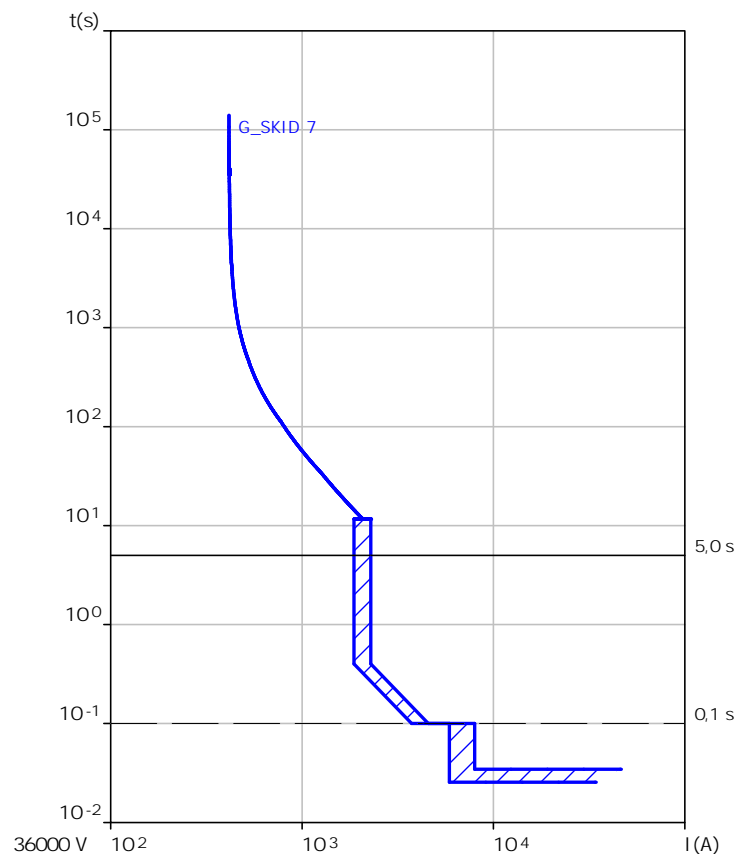
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,45	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,75	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,243	6,484	14,213
Bifase	6,273	5,615	12,309
Bifase-PE	8,394	4,209	16,489
Fase-PE	21,517	15,13	42,118
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	21,625	-16,218	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID7-G_TR7

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	52,796		66,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID7-G7: Ins = 66,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	21,517 -15,585

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
335		4209,233

Caduta di tensione [%]

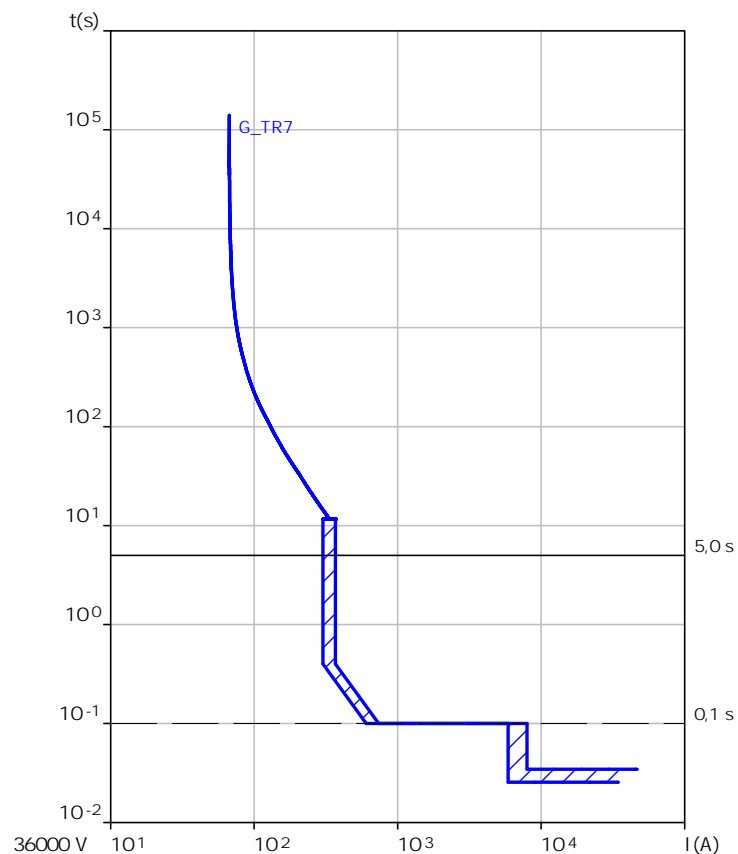
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,45	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,75	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,243	6,484	14,213
Bifase	6,273	5,615	12,309
Bifase-PE	8,394	4,209	16,489
Fase-PE	21,517	15,13	42,118
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	21,625	-16,218	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..SKID7-ARRIVO2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID7-G7: Ins = 66,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)
 Fase 0 66,67 425,79

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

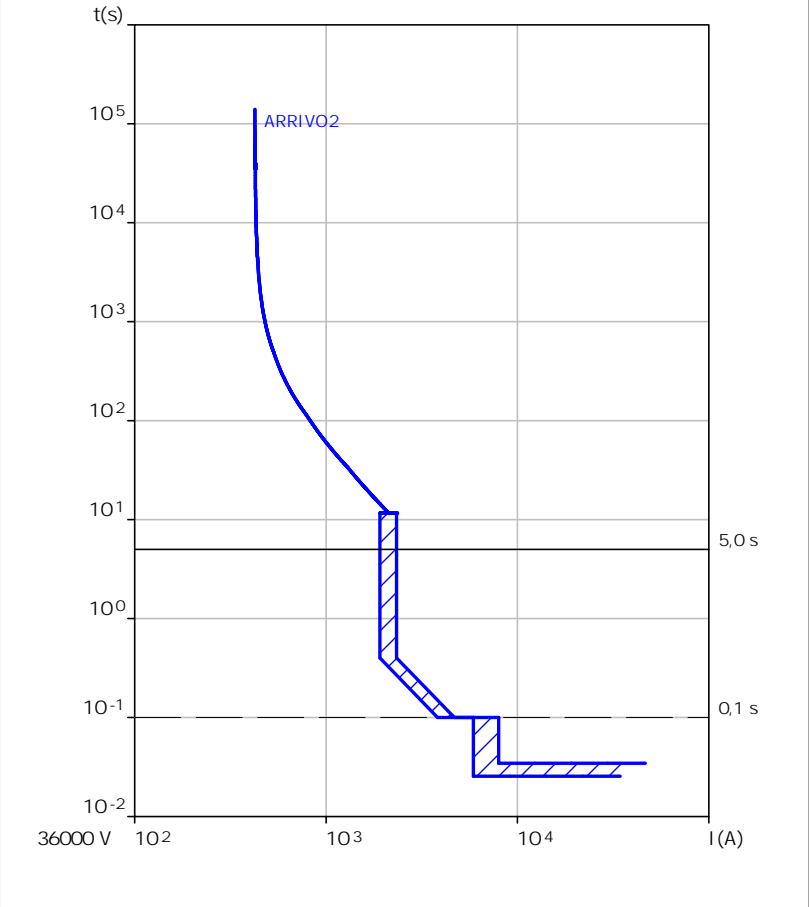
Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 21,625 -16,218

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 2125 3679,421

Protezione
 SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A

Cavo
 Designazione RG7H1R 26/45 kV
 Formazione 3x(1x300)
 Lunghezza linea [m] 1515
 Temperatura cavo a Ib [°C] 20 <= 20 <= 90
 Temperatura cavo a In [°C] 20 <= 22 <= 90

K²S²>I²t [A²s]
 K²S² conduttore fase Verificato
 1,84*10⁹



Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 0 -0,45 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 0,06 -0,69

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	6,854	6,083	14,213
Bifase	5,936	5,268	12,309
Bifase-PE	8,192	3,679	16,489
Fase-PE	20,357	13,682	42,118

 A transitorio fondo linea

	Ikv max	/_Ikv max [°]
	20,357	-8,917

Utenza
+CAMPO F.V..SKID1-G_SKID 1

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID1-G_TR1: Ins = 366,67 [A] (sgancio protezione termica)
 Fase 316,773 366,67 Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 20,987 -14,643

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 2125 4283,949

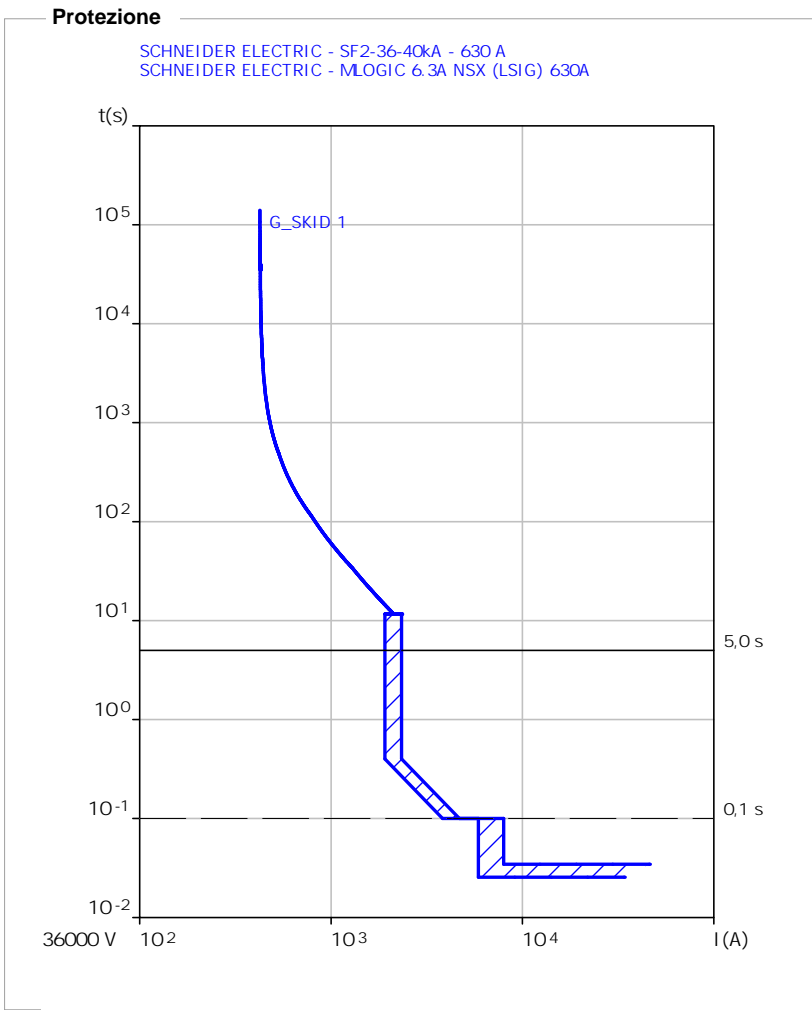
Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 0 -0,566 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 0 -0,889

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	7,137	6,372	14,382
Bifase	6,181	5,519	12,455
Bifase-PE	8,174	4,284	16,594
Fase-PE	20,987	14,899	41,79

 A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
21,547	-18,119



Utenza

+CAMPO F.V..SKID1-G_TR1

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID1-G_TR1: Ins = 33 [A] (sgancio protezione termica)

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz
	29,359		33		

Verifica contatti indiretti

Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea Verificato

PdI	>=	Ikm max	/_Ikm max [°]
40		21,493	-17,81

Sg. mag.<Imagmax [A]

Verificato

Sg. mag.	<	Imagmax
165		4348,43

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V] 36000

Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,566	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,889	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea

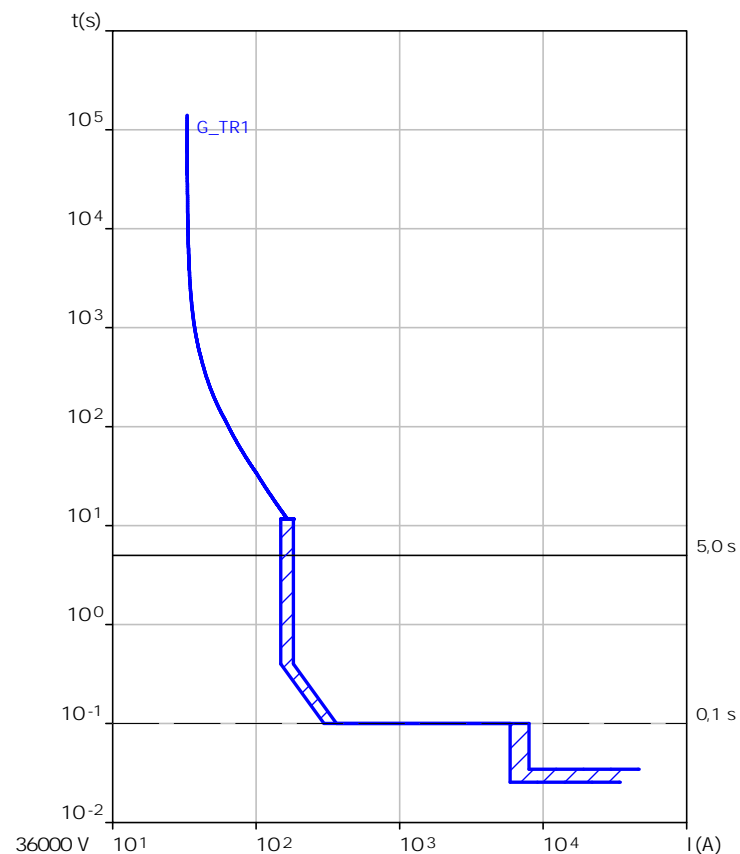
	Max	Min	Picco
Trifase	7,388	6,655	14,382
Bifase	6,398	5,763	12,455
Bifase-PE	8,519	4,348	16,594
Fase-PE	21,493	15,345	41,79

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
21,547	-18,119

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID1-ALIM_SKID 2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	Ins	Iz
	287,415	333,67	425,79

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID2-G_TR2: Ins = 333,67 [A] (sgancio protezione termica)
Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

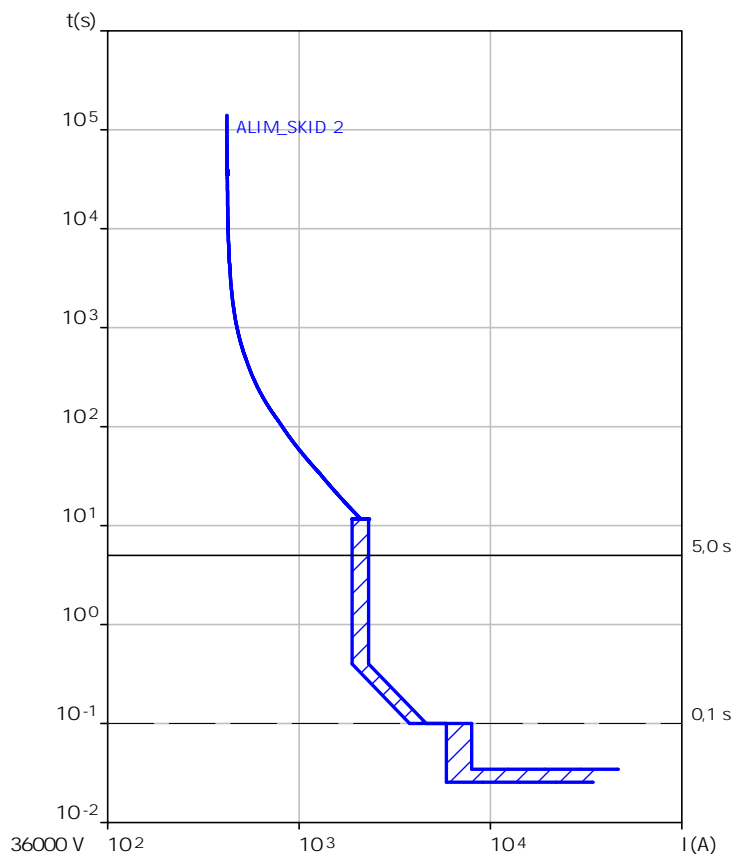
A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	21,034 -14,967

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2100		4270,543

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	47
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 52 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 63 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,005	-0,571	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,006	-0,895	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,145	6,384	14,382
Bifase	6,188	5,529	12,455
Bifase-PE	8,199	4,271	16,594
Fase-PE	20,988	14,886	41,79
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	21,501	-17,9	

Utenza

+CAMPO F.V..SKID2-G_SKID 2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	287,415		333,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID2-G_TR2: Ins = 333,67 [A] (sgancio protezione termica)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	20,988 -14,743

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2075		4270,543

Caduta di tensione [%]

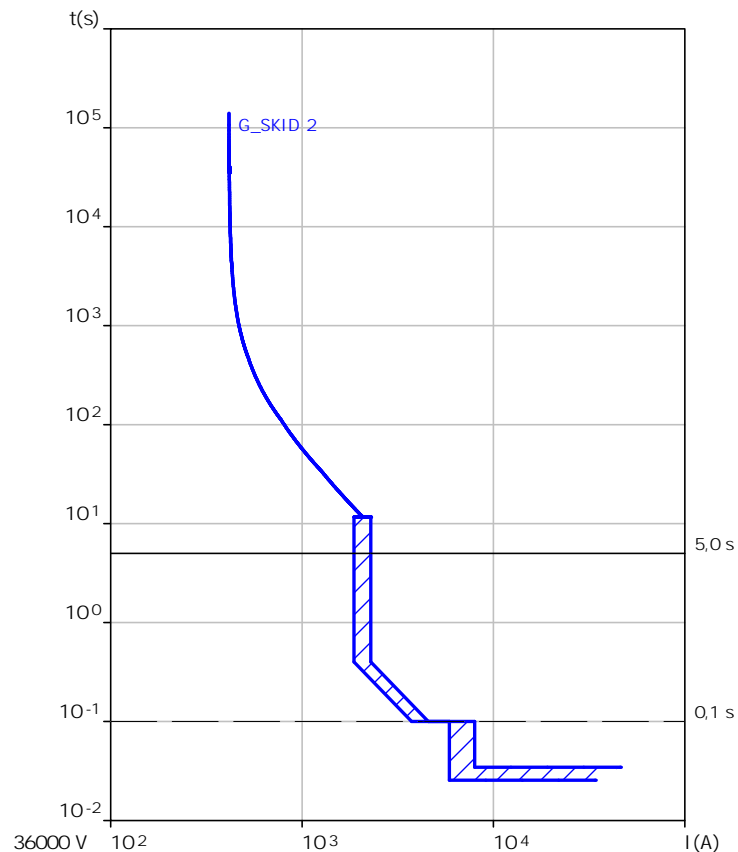
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,571	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,895	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,145	6,384	14,348
Bifase	6,188	5,529	12,426
Bifase-PE	8,199	4,271	16,57
Fase-PE	20,988	14,886	41,68
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	21,501	-17,9	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID2-G_TR2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID2-G_TR2: Ins = 50 [A] (sgancio protezione termica)

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	42,826		50		

Verifica contatti indiretti

Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea **Verificato**

PdI	>=	Ikm max	/_Ikm max [°]
40		21,421	-17,435

Sg. mag.<Imagmax [A]

Verificato

Sg. mag.	<	Imagmax
250		4326,685

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V] **36000**

Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,571	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,895	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea

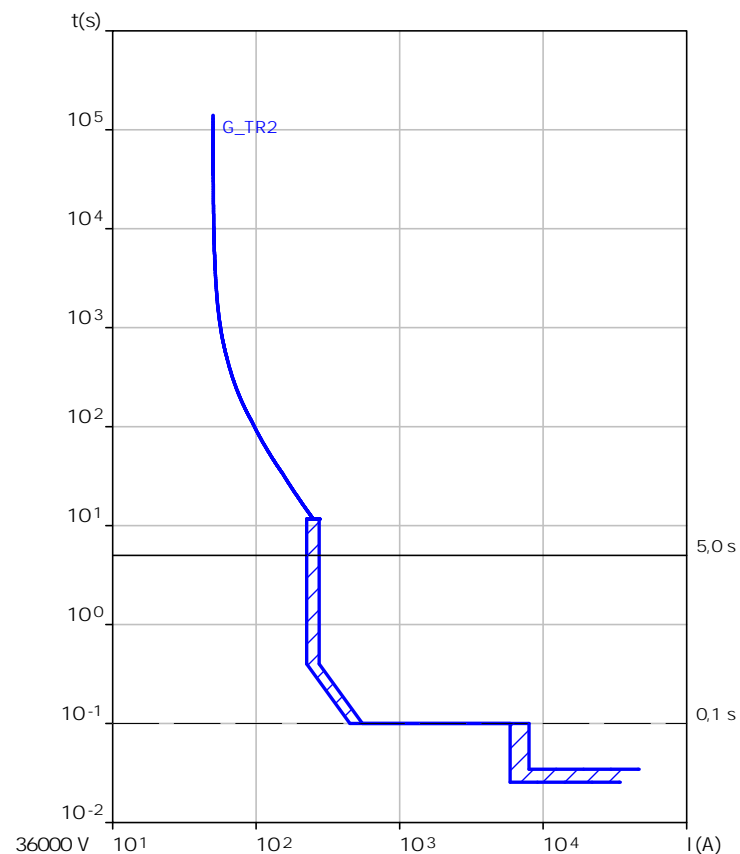
	Max	Min	Picco
Trifase	7,36	6,626	14,348
Bifase	6,374	5,738	12,426
Bifase-PE	8,494	4,327	16,57
Fase-PE	21,421	15,267	41,68

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
21,501	-17,9

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID2-ALIM_SKID4

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	Ins	Iz
	244,589	283,67	425,79

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID4-G_TR4: Ins = 283,67 [A] (sgancio protezione termica)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= I _{km max}	/_I _{km max} [°]
40	21,061 -15,227

Sg. mag.<I_{magmax} [A]

Sg. mag.	<	I _{magmax}
2070		4061,957

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	590
Temperatura cavo a I _b [°C]	20 <= 43 <= 90
Temperatura cavo a I _n [°C]	20 <= 51 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

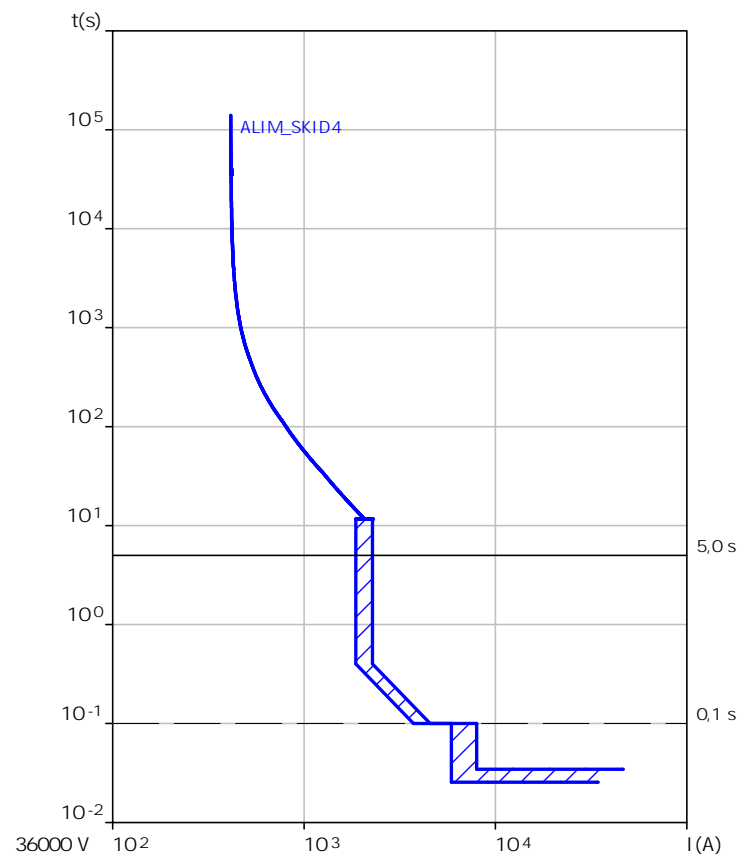
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (I _b)	CdtT (I _b)	Cdt max
-0,054	-0,625	4
Cdt (I _n)	CdtT (I _n)	
-0,065	-0,96	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,009	6,249	14,348
Bifase	6,07	5,411	12,426
Bifase-PE	8,146	4,062	16,57
Fase-PE	20,498	14,291	41,68
A transitorio fondo linea			
	I _{kv max}	/_I _{kv max} [°]	
	20,943	-15,194	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID4-G_SKID4

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	244,589		283,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID4-G_TR4: Ins = 283,67 [A] (sgancio protezione termica)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	20,498
	-12,461

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2065		4061,957

Caduta di tensione [%]

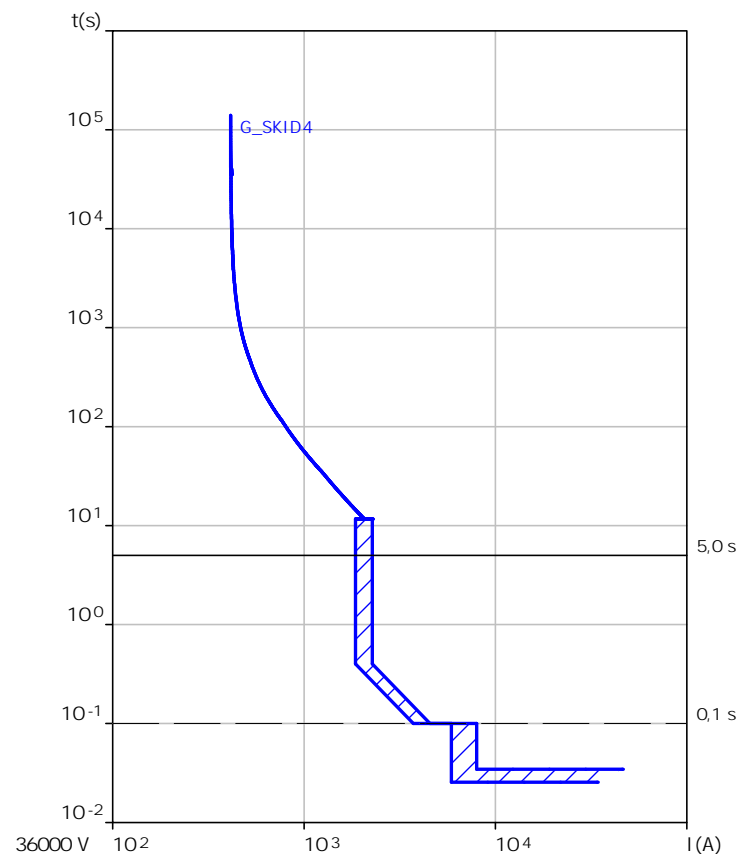
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,625	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,96	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,009	6,249	13,938
Bifase	6,07	5,411	12,071
Bifase-PE	8,146	4,062	16,28
Fase-PE	20,498	14,291	40,358
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	20,943	-15,194	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID4-G_TR4

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID4-G_TR4: Ins = 67 [A] (sgancio protezione termica)

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz
	60,343		67		

Verifica contatti indiretti

Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	20,834 -14,56

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
335		4106,976

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,625	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,96	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea

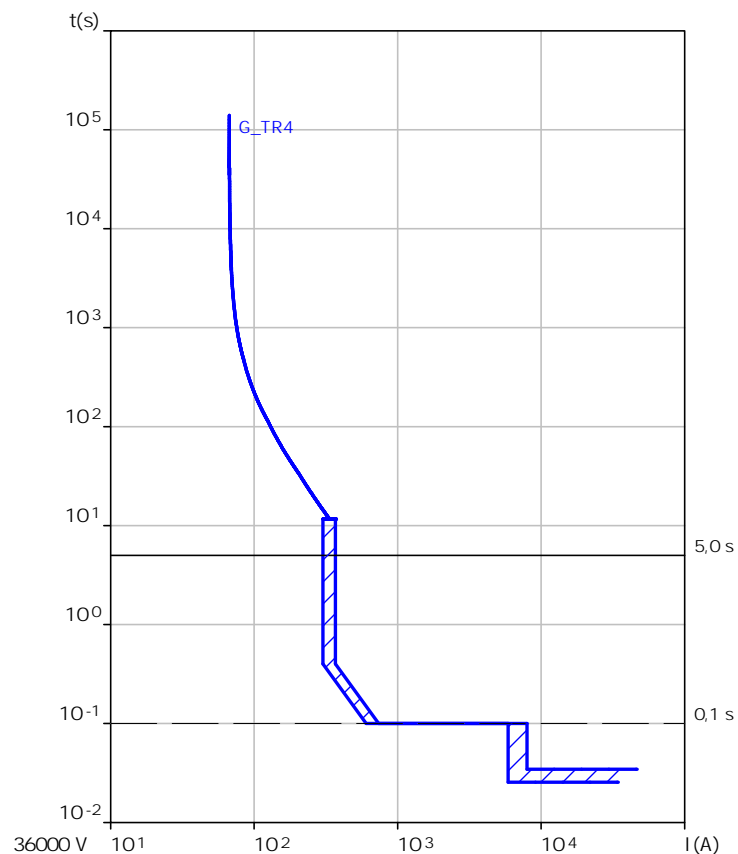
	Max	Min	Picco
Trifase	7,177	6,439	13,938
Bifase	6,215	5,576	12,071
Bifase-PE	8,375	4,107	16,28
Fase-PE	20,834	14,585	40,358

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
20,943	-15,194

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..SKID4-ALIM_SKID 3

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..SKID3-G3: Ins = 216,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)
Fase	184,246		216,67		425,79	Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti
Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea **Verificato**

PdI >= Ikm max /_Ikm max [°]

40 20,598 -13,116

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag. < Imagmax

2060 3763,555

Cavo

Designazione **RG7H1R 26/45 kV**

Formazione **3x(1x300)**

Lunghezza linea [m] **890**

Temperatura cavo a Ib [°C] **20 <= 33 <= 90**

Temperatura cavo a In [°C] **20 <= 38 <= 90**

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase **Verificato**

1,84*10⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V] **36000**

Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,062	-0,685	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,075	-1,036	

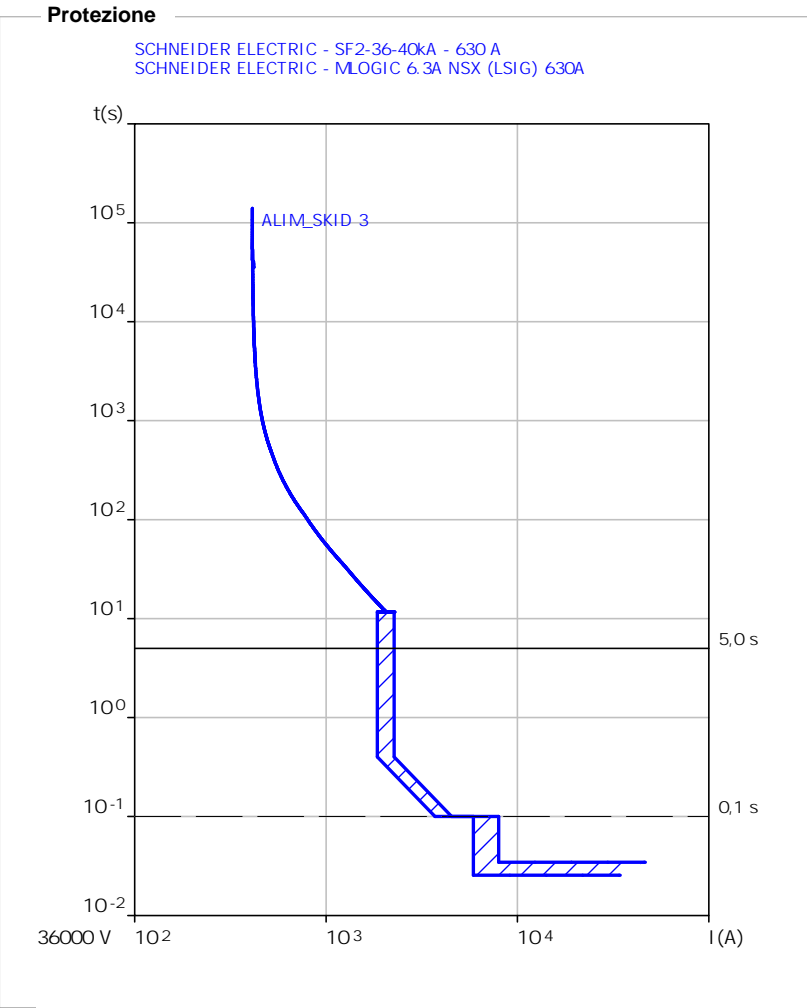
Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	6,81	6,05	13,938
Bifase	5,897	5,239	12,071
Bifase-PE	8,065	3,764	16,28
Fase-PE	19,765	13,465	40,358

A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
20,112	-11,297



Utenza

+CAMPO F.V..SKID3-G_SKID3

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	Ins	Iz
	184,246	216,67	

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID3-G3: Ins = 216,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,765
	-9,149

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2055		3763,555

Caduta di tensione [%]

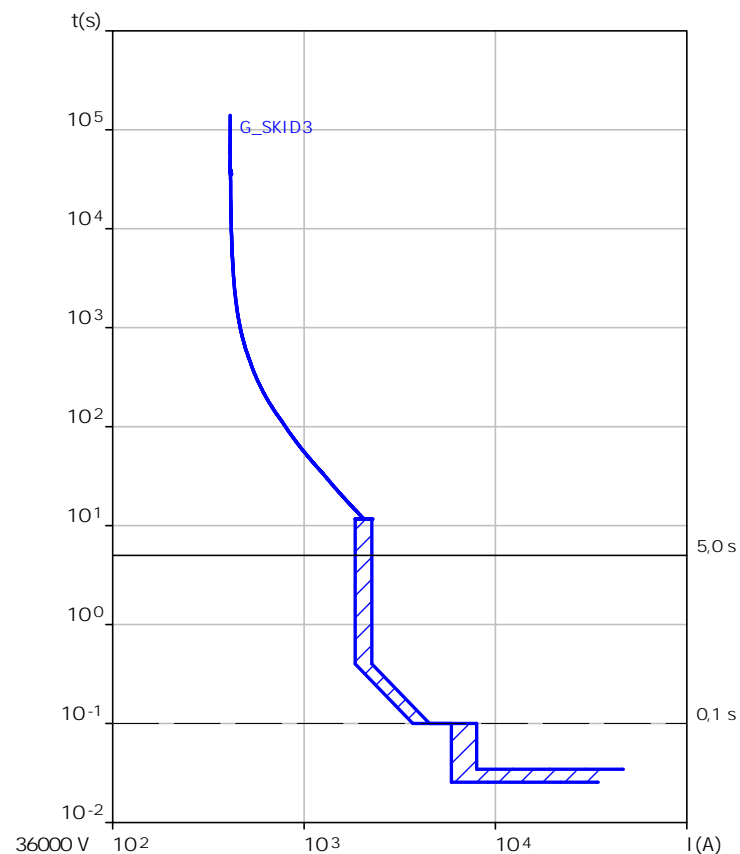
Tensione nominale [V]	36000
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)
0	-0,685
	4
Cdt (In)	CdtT (In)
0	-1,036

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,81	6,05	13,365
Bifase	5,897	5,239	11,574
Bifase-PE	8,065	3,764	15,88
Fase-PE	19,765	13,465	38,469
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	20,112	-11,297	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID3-G_TR3

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	55,492		66,67		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID3-G3: Ins = 66,67 [A] (sgancio protezione termica) (Rapp. trasf. = 0,02)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	20,002
	-10,643

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
335		3797,073

Caduta di tensione [%]

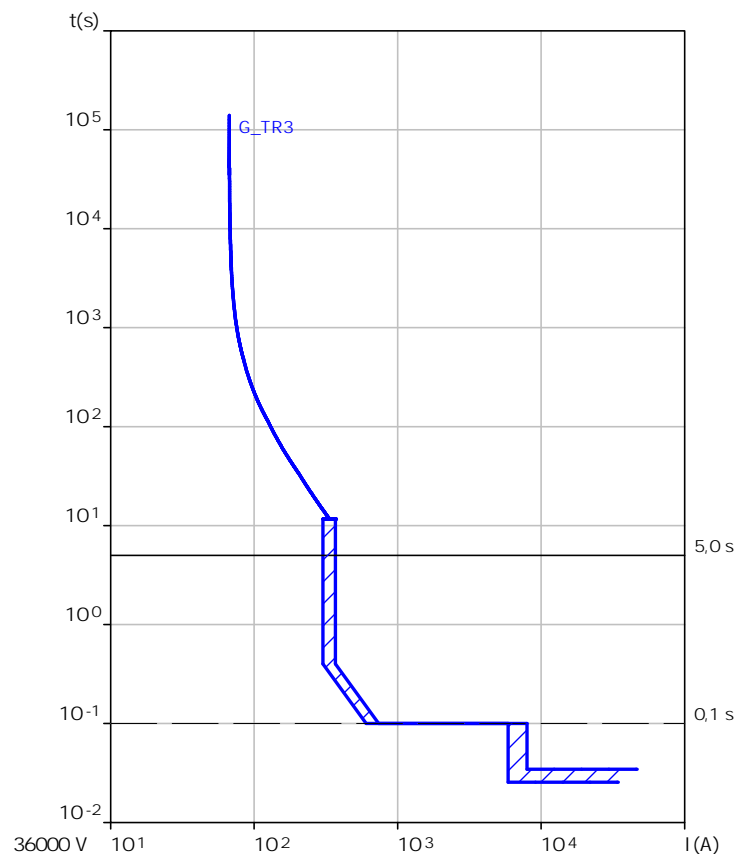
Tensione nominale [V]	36000
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)
0	-0,685
	4
Cdt (In)	CdtT (In)
0	-1,036

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,93	6,187	13,365
Bifase	6,002	5,358	11,574
Bifase-PE	8,228	3,797	15,88
Fase-PE	20,002	13,671	38,469
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	20,112	-11,297	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID3-ALIM_SKID 5

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +CAMPO F.V..SKID5-G_TR5: Ins = 150 [A] (sgancio protezione termica)
Fase	128,754		150		425,79	Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,869 -9,819

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2050		3626,938

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	450
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 26 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 29 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

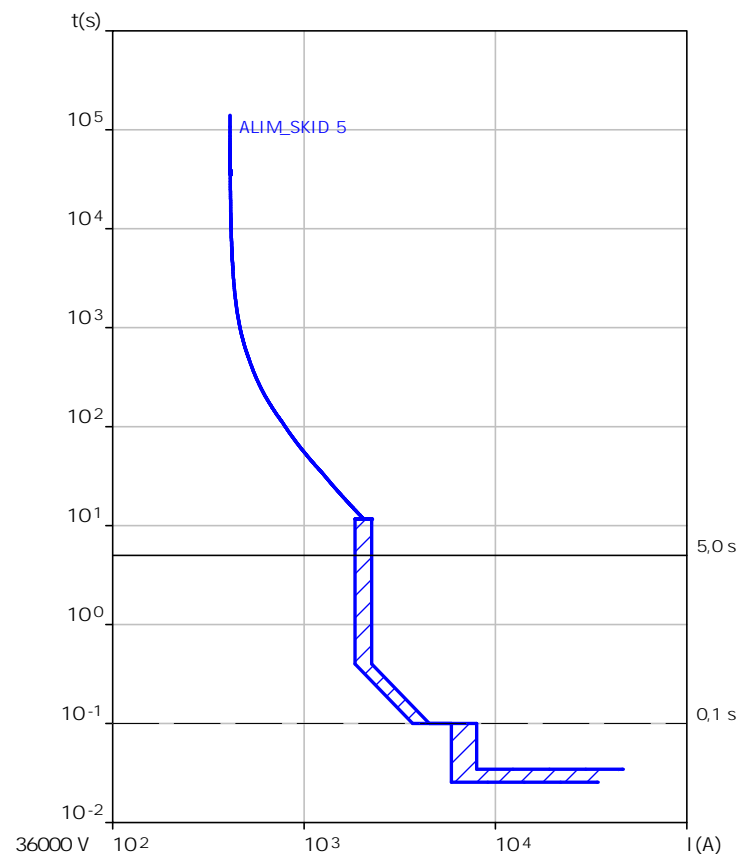
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,022	-0,706	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,026	-1,062	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,741	5,985	13,365
Bifase	5,838	5,183	11,574
Bifase-PE	8,062	3,627	15,88
Fase-PE	19,458	13,128	38,469
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	19,703	-9,398	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID5-G_SKID5

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	128,754		150		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID5-G_TR5: Ins = 150 [A] (sgancio protezione termica)
 Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,458 -7,895

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2045		3626,938

Caduta di tensione [%]

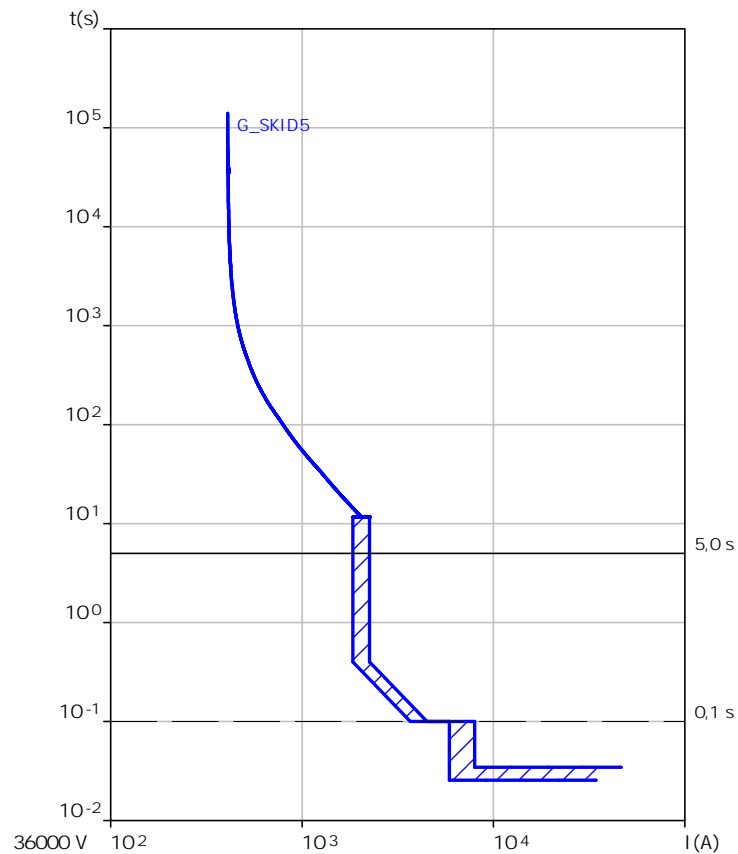
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,706	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-1,062	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,741	5,985	13,093
Bifase	5,838	5,183	11,339
Bifase-PE	8,062	3,627	15,692
Fase-PE	19,458	13,128	37,569
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	19,703	-9,398	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..SKID5-G_TR5

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID5-G_TR5: Ins = 67 [A] (sgancio protezione termica)
 Fase 60,882 67

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 19,592 -8,734

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 335 3646,789

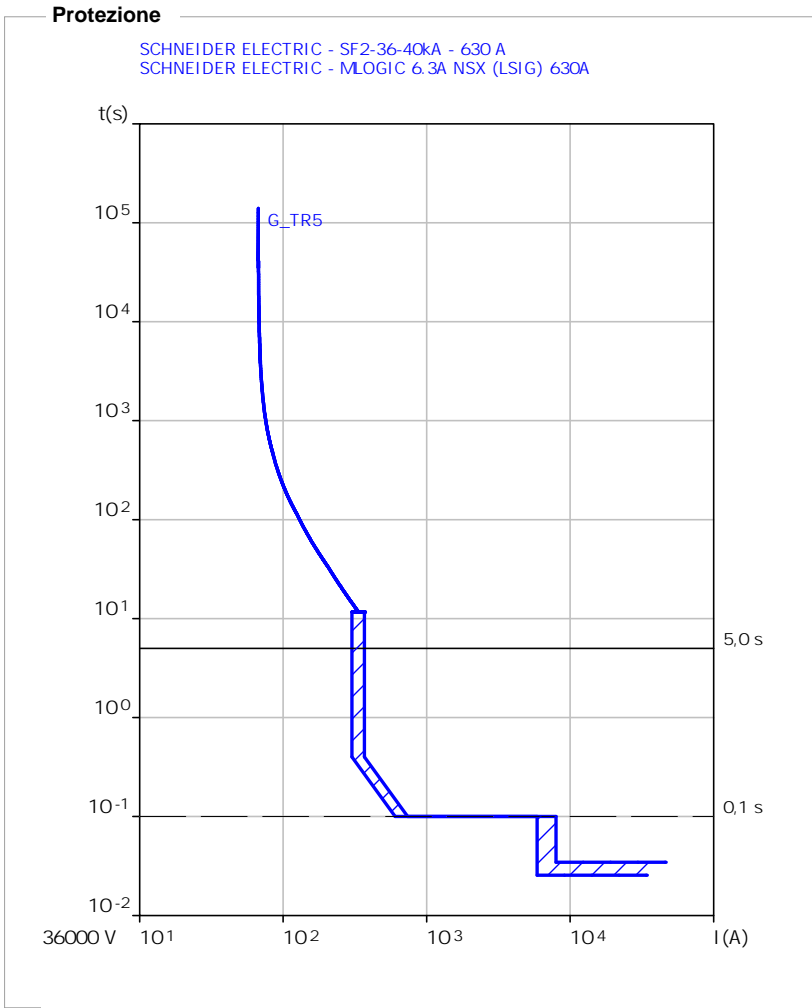
Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 0 -0,706 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 0 -1,062

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	6,809	6,063	13,093
Bifase	5,897	5,251	11,339
Bifase-PE	8,154	3,647	15,692
Fase-PE	19,592	13,244	37,569

 A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
19,703	-9,398



Utenza

+CAMPO F.V..SKID5-ALIM_SKID 6

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz	
	67,872		83		425,79	1) Utenza +CAMPO F.V..SKID6-G_TR6: Ins = 83 [A] (sgancio protezione termica) Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

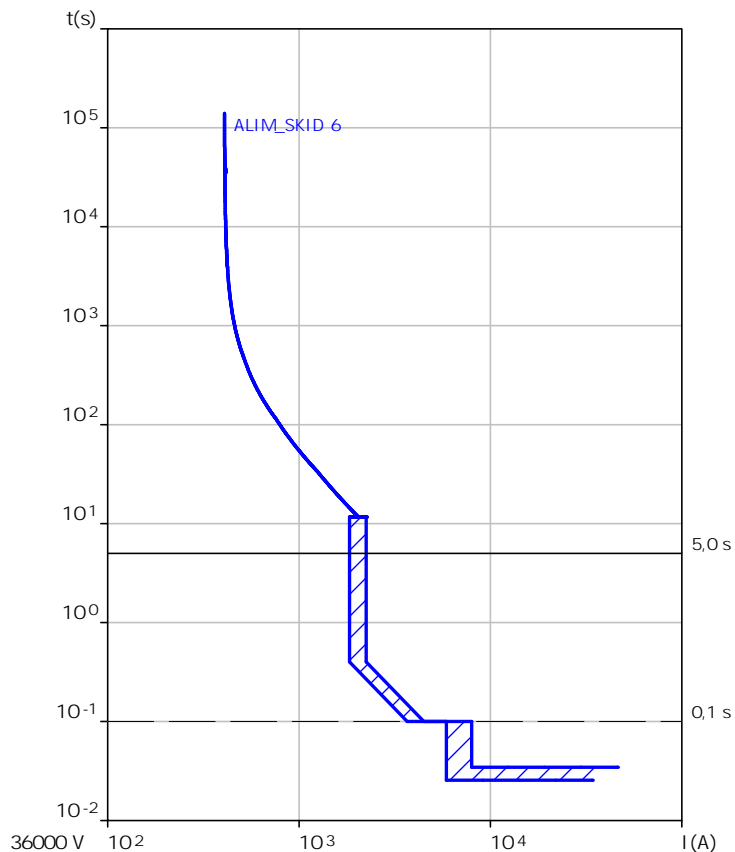
A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,565 -8,569

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2040		3499,078

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	440
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 22 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 23 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,011	-0,717	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,014	-1,076	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,679	5,926	13,093
Bifase	5,784	5,132	11,339
Bifase-PE	8,064	3,499	15,692
Fase-PE	19,178	12,825	37,569
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	19,315	-7,565	

Utenza

+CAMPO F.V..SKID6-G_SKID6

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	67,872		83		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID6-G_TR6: Ins = 83 [A] (sgancio protezione termica)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,178 -6,722

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2035		3499,078

Caduta di tensione [%]

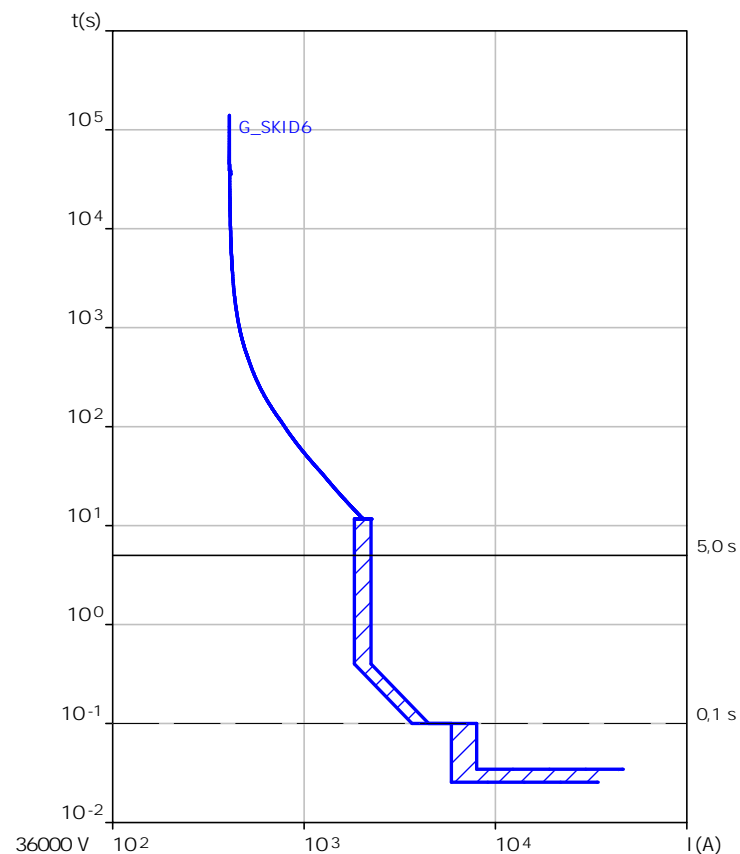
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,717	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-1,076	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,679	5,926	12,84
Bifase	5,784	5,132	11,12
Bifase-PE	8,064	3,499	15,519
Fase-PE	19,178	12,825	36,741
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	19,315	-7,565	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID6-G_TR6

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	30,437		33		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID6-G_TR6: Ins = 33 [A] (sgancio protezione termica)

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,26 -7,23

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
165		3512,158

Caduta di tensione [%]

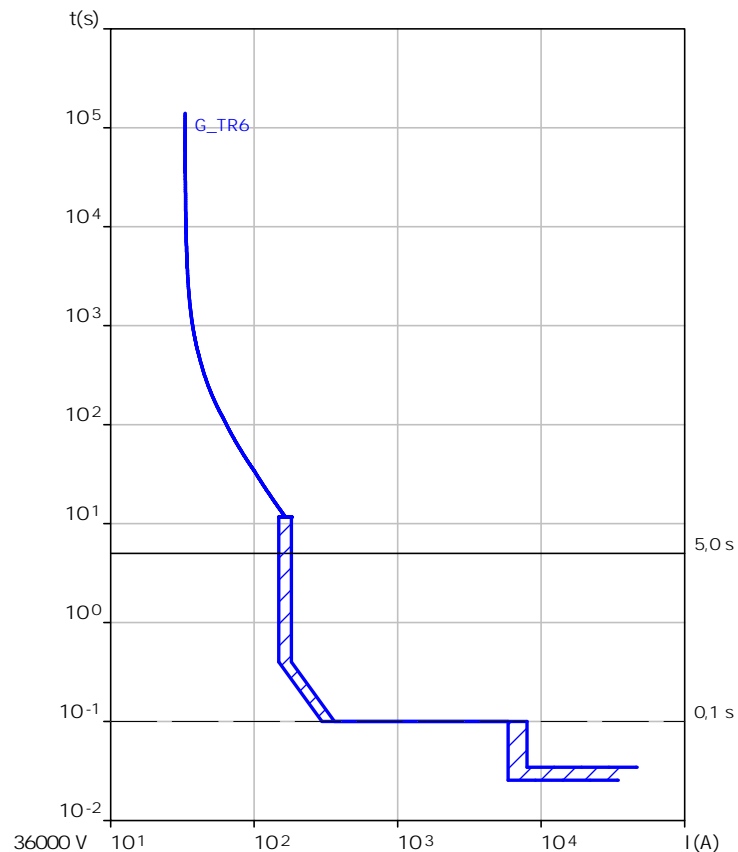
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,717	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-1,076	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,721	5,975	12,84
Bifase	5,821	5,174	11,12
Bifase-PE	8,121	3,512	15,519
Fase-PE	19,26	12,895	36,741
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	19,315	-7,565	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
 SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID6-ALIM_SKID 8

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz	Nota
	37,435		50		425,79	1) Utenza +CAMPO F.V..SKID8-G_TR8: Ins = 50 [A] (sgancio protezione termica) Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	19,232 -7,061

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2030		3321,929

Cavo

Designazione	RG7H1R 26/45 kV
Formazione	3x(1x300)
Lunghezza linea [m]	590
Temperatura cavo a Ib [°C]	20 <= 21 <= 90
Temperatura cavo a In [°C]	20 <= 21 <= 90

K²S²>I²t [A²s]

K²S² conduttore fase	Verificato
	1,84*10 ⁹

Caduta di tensione [%]

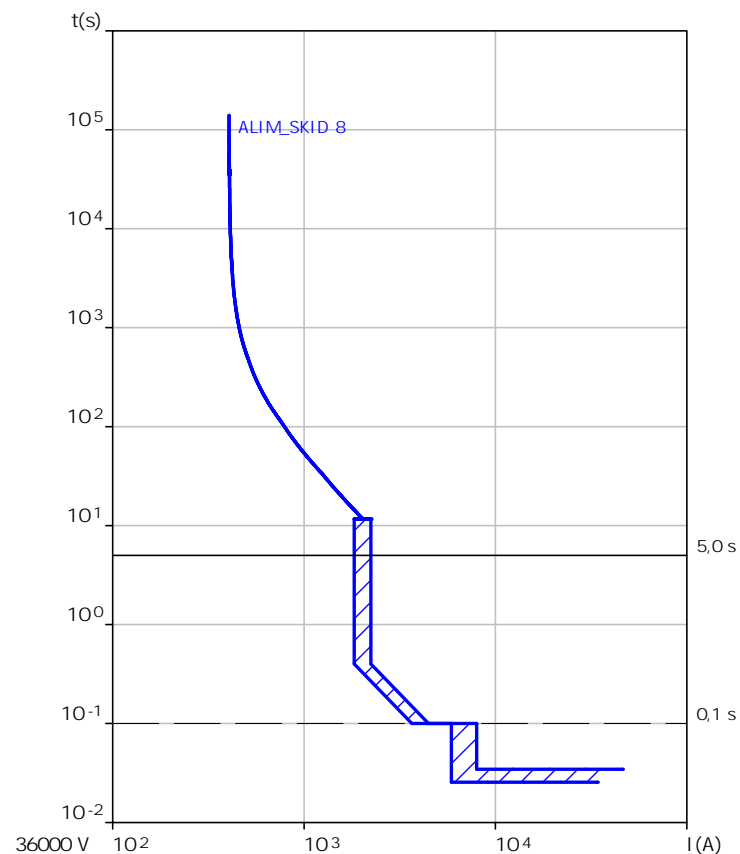
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
-0,008	-0,725	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
-0,012	-1,088	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,555	5,801	12,84
Bifase	5,677	5,024	11,12
Bifase-PE	8,008	3,322	15,519
Fase-PE	18,718	12,368	36,741
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	18,802	-5,186	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza

+CAMPO F.V..SKID8-G_SKID8

Coord. Ib < Ins < Iz [A]

	Ib	<=	Ins	<=	Iz
Fase	37,435		50		

1) Utenza +CAMPO F.V..SKID8-G_TR8: Ins = 50 [A] (sgancio protezione termica)

Nota: Protezione da valle

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	18,718 -4,671

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
2025		3321,929

Caduta di tensione [%]

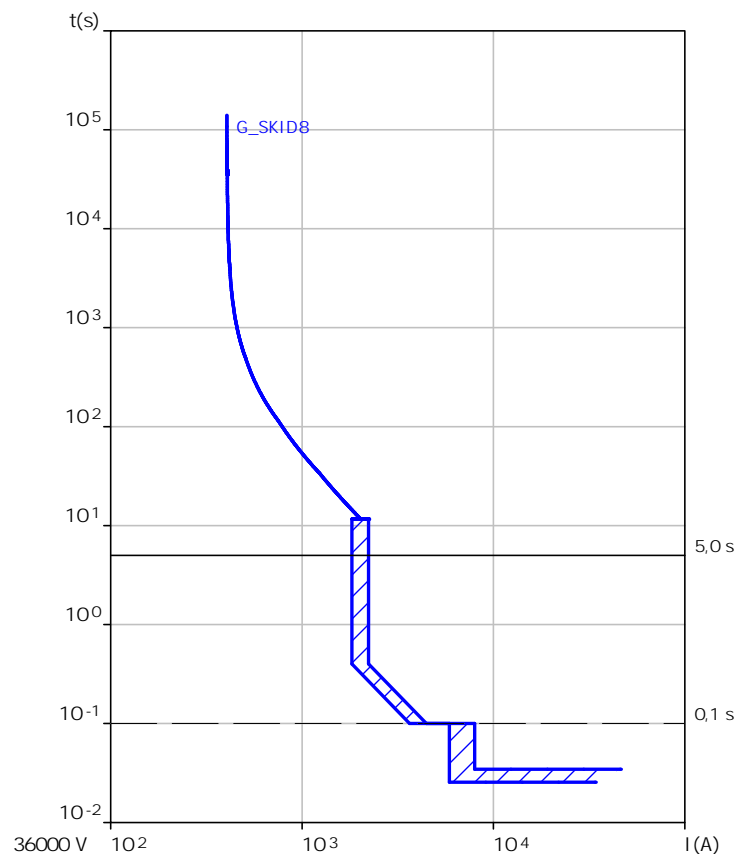
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,725	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-1,088	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	6,555	5,801	12,516
Bifase	5,677	5,024	10,839
Bifase-PE	8,008	3,322	15,298
Fase-PE	18,718	12,368	35,662
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	18,802	-5,186	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..SKID8-G_TR8

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID8-G_TR8: Ins = 50 [A] (sgancio protezione termica)
 Fase 37,435 50

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 18,718 -4,671

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 250 3321,929

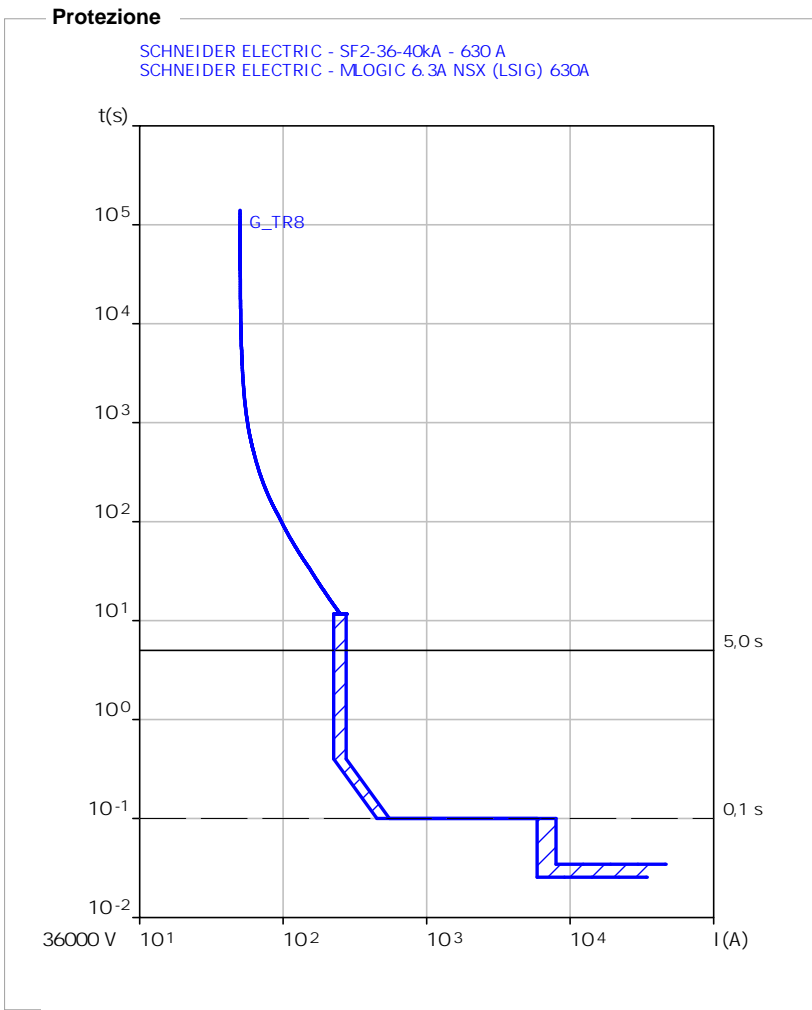
Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 0 -0,725 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 0 -1,088

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	6,555	5,801	12,516
Bifase	5,677	5,024	10,839
Bifase-PE	8,008	3,322	15,298
Fase-PE	18,718	12,368	35,662

 A transitorio fondo linea

Ikv max	/_Ikv max [°]
18,802	-5,186



Utenza
+CAMPO F.V..SKID8-ARRIVO_4

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +CAMPO F.V..SKID8-G_TR8: Ins = 50 [A] (sgancio protezione termica)
 Fase 0 50 425,79

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]
 A transitorio inizio linea Verificato
 Pdl >= Ikm max /_Ikm max [°]
 40 18,802 -5,186

Sg. mag.<Imagmax [A]
 Sg. mag. < Imagmax
 2100 3306,316
 Verificato

Cavo
 Designazione RG7H1R 26/45 kV
 Formazione 3x(1x300)
 Lunghezza linea [m] 95
 Temperatura cavo a Ib [°C] 20 <= 20 <= 90
 Temperatura cavo a In [°C] 20 <= 21 <= 90

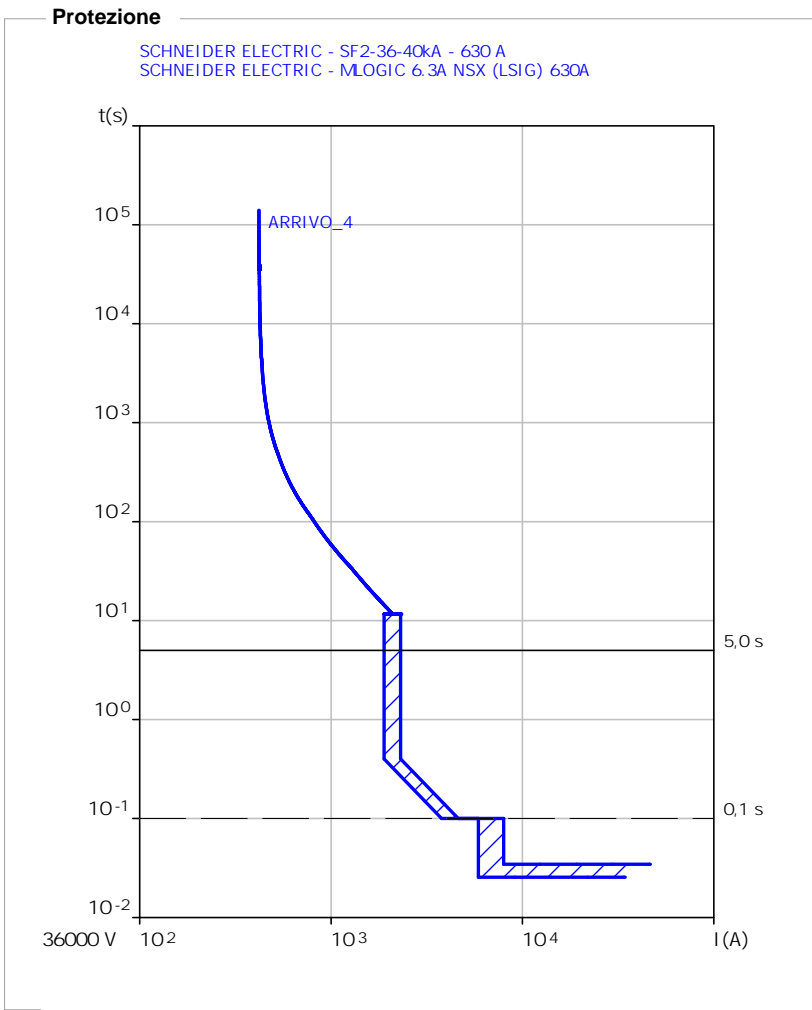
K²S²>I²t [A²s]
 K²S² conduttore fase 1,84*10⁹
 Verificato

Caduta di tensione [%]
 Tensione nominale [V] 36000
 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max
 0 -0,725 4
 Cdt (In) CdtT (In)
 0,003 -1,085

Correnti di guasto [kA]
 A regime fondo linea, Picco a inizio linea

	Max	Min	Picco
Trifase	6,574	5,825	12,516
Bifase	5,694	5,045	10,839
Bifase-PE	8,051	3,306	15,298
Fase-PE	18,721	12,361	35,662

 A transitorio fondo linea
 Ikv max /_Ikv max [°]
 18,721 -4,806



Utenza

+CAMPO F.V..PCS1-G_SKID_PCS1

Coord. $I_b < I_{ns} < I_z$ [A]

Fase	I_b	I_{ns}	I_z	1) Utenza +CAMPO F.V..PCS1-G_SKID_PCS1: $I_{ns} = 60$ [A] (sgancio protezione termica)
	48,154	60		

Verifica contatti indiretti

Verificato

Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI $\geq I_{km\ max}$	$\angle I_{km\ max}$ [°]
40	22,615 -23,561

Sg. mag. $\angle I_{mag\ max}$ [A]

Sg. mag.	$\angle I_{mag\ max}$
300	4815,756

Caduta di tensione [%]

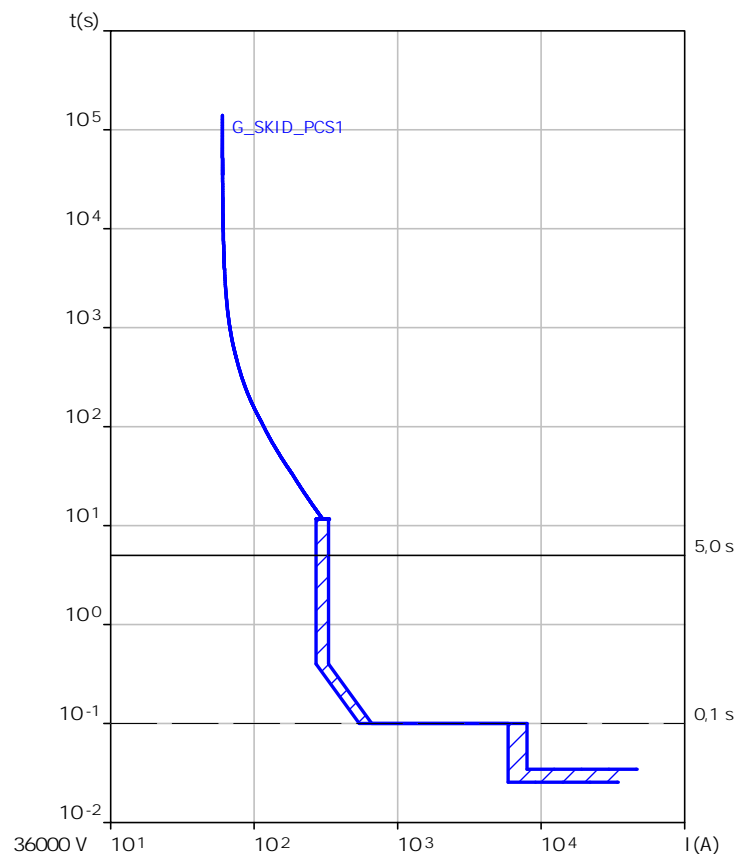
Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,418	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,708	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,733	6,998	15,328
Bifase	6,697	6,06	13,274
Bifase-PE	8,703	4,816	17,267
Fase-PE	22,615	16,833	44,729
A transitorio fondo linea			
	$I_{kv\ max}$	$\angle I_{kv\ max}$ [°]	
	22,711	-24,092	

Protezione

SCHNEIDER ELECTRIC - SF2-36-40kA - 630 A
SCHNEIDER ELECTRIC - MLOGIC 6.3A NSX (LSIG) 630A



Utenza
+CAMPO F.V..PCS2-G_SKID_PCS2

Coord. Ib < Ins < Iz [A]
 1) Utenza +CAMPO F.V..PCS2-G_SKID_PCS2: Ins = 88 [A] (sgancio protezione termica)

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz
	80,228		88		

Verifica contatti indiretti
 Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

Potere di interruzione [kA]

A transitorio inizio linea	Verificato
PdI >= Ikm max	/_Ikm max [°]
40	22,561 -23,235

Sg. mag.<Imagmax [A]

Sg. mag.	<	Imagmax
440		4803,001

Caduta di tensione [%]

Tensione nominale [V]	36000	
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Cdt max
0	-0,417	4
Cdt (In)	CdtT (In)	
0	-0,707	

Correnti di guasto [kA]

A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
	Max	Min	Picco
Trifase	7,706	6,97	15,316
Bifase	6,674	6,036	13,264
Bifase-PE	8,671	4,803	17,258
Fase-PE	22,561	16,778	44,702
A transitorio fondo linea			
	Ikv max	/_Ikv max [°]	
	22,701	-24,011	

