



CAMERA DI
COMMERCIO
MILANO
MONZABRIANZA
LODI

C.C.I.A.A. MILANO
Via Meravigli, 9/b
20123 MILANO

RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO: Dott. Luca Sassi



SOSTITUZIONE SISTEMA DI CONTINUITÀ ASSOLUTA PALAZZO MEZZANOTTE - BORSA MILANO

PROGETTO ESECUTIVO

OGGETTO ELABORATO:

IMPIANTI ELETTRICI E SPECIALI RELAZIONE DI CALCOLO

COMMESSA: 2301J11

SCALA: ---

REV.	DATA	OGGETTO	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	07.04.2023	EMISSIONE	DS	DS	AS
01	15.05.2023	PRIMA REVISIONE	DS	DS	AS
02	26.05.2023	SECONDA REVISIONE	DS	DS	AS

PROGETTISTA



UNITED CONSULTING SRL
via G. Thaon di Revel 21 - 20159 Milano
tel. +39 02 45397370 - fax. +39 02 45397375
info@unitedconsulting.it

TIMBRO E FIRMA



CODICE ELABORATO

UPS-E-ELE-GEN-005-02

RELAZIONE SUL CALCOLO ESEGUITO

Calcolo delle correnti di impiego

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

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

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 $\cos \varphi$ 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:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

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

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

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 (ΣP_d a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

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

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

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

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:

$$a) \quad I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) \quad I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

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;
- condotta 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:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

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 $I_{z \min}$. 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:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

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 mm²;
- 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 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² 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 mm² se conduttore in rame e 25 mm² 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:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2 \end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

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:

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

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 mm², se in rame;
- 35 mm², 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:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

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

Il coefficiente α_{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:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

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:

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

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

$$X'cavo = \frac{f}{50} \cdot Xcavo$$

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.

Rifasamento

Il rifasamento è quell'operazione che tende a limitare la potenza reattiva assorbita, portando il valore del fattore di potenza al di sopra di una soglia ritenuta "buona" e normalmente riconosciuta pari ad un valore da 0,9 a 0,95. Con $\cos \varphi = 0.9$, la potenza prelevata ha una componente attiva del 90%, mentre quella reattiva è del 43%. Con $\cos \varphi = 0.95$, la potenza prelevata ha una componente attiva del 95%, mentre quella reattiva è del 31%.

In generale il rifasamento si esegue con dei condensatori che compensano la potenza reattiva che di solito è di tipo induttiva. Se un carico assorbe la potenza attiva P_n e la potenza reattiva Q , per diminuire φ e quindi aumentare $\cos \varphi$ senza variare P_n (cioè per passare a $\Theta < \varphi$) si deve mettere in gioco una potenza Q_{rif} di segno opposto a quello di Q tale che:

$$Q_{rif} = P_n \cdot (\tan \varphi - \tan \Theta)$$

nella quale Θ è l'angolo corrispondente al fattore di potenza a cui si vuole rifasare. Tale valore oscilla tra 0,9 e 0,95 a seconda del tipo di contratto di fornitura.

Il rifasamento può essere eseguito in due modalità:

- distribuito;
- centralizzato.

Tale scelta va valutata al fine di ottimizzare i costi ed i risultati finali, quindi le batterie di condensatori potranno essere inseriti localmente in parallelo ad un carico terminale, oppure centralizzato per rifasare un determinato nodo della rete.

Se la rete dispone di trasformatori, possono essere inserite anche batterie di rifasamento a valle degli stessi per compensare l'energia reattiva assorbita a vuoto dalla macchina.

La corrente nominale della batteria di condensatori viene calcolata tramite la:

$$I_{nc} = \frac{Q_{rif}}{k_{ca} \cdot V_n}$$

nella quale Q_{rif} viene espressa in kVAR.

Le correnti nominali e di taratura delle protezioni devono tenere conto (CEI 33-5) che ogni batteria

di condensatori può sopportare costantemente un sovraccarico del 30% dovuto alle armoniche; inoltre deve essere ammessa una tolleranza del +15% sul valore reale della capacità dei condensatori. Pertanto la corrente nominale dell'interruttore deve essere almeno di $I_{tarth}=1.53 I_{nc}$. Infine la taratura della protezione magnetica non dovrà essere inferiore a $I_{tarmag}= 10 I_{nc}$

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.

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

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

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

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

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

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

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_{lr}/I_{rt} ;
- 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 $m\Omega$:

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

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

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

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

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

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

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

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

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

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

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:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

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

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vol}}{Z_{cct}} \right)$$

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:

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

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

$$R_d = 0$$
$$X_d = X''$$

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:

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

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 mΩ risulta:

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

dove ΔT 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:

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$

$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

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

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$

$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$

$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$

$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$

$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$

$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

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 mΩ) 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:

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

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:

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

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

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

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

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

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

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

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

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot \frac{R_d}{X_d}}$$

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:

Isolante	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.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

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

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 intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag \max}$).

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:

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

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

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 la 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.

$I_{a.c.i.}$ assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della $I_{k1}(ft)_{min}$, 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 $I_{a.c.i.}$ 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 $I_{k1}(ft)_{min}$, allora $I_{a.c.i.}$ 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:

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

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;

$I_{a.c.i.}$ è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze s_2 appartenenti alla stessa area elettrica di s_1 .

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

$I_{a.c.i.}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_k(IT)_{min}$ 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.

$I_{a.c.i.}$ 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 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 VIIa Ed. 2012: 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 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 la Media tensione

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 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.



ALIMENTAZIONE

DATI GENERALI DI IMPIANTO

Tensione Nominale [V]	Sistema di Neutro	Distribuzione	P. Contrattuale [kW]	Frequenza[Hz]
400	TNS	3 Fasi + Neutro	-	50

ALIMENTAZIONE PRINCIPALE: TRASFORMATORE

n° trafo	n° rami attivi	S _{cc} a monte [MVA]	S _n [kVA]	I _n Trafo [A]	V _{cc} [%]	P _{cu} [kW]
1	1	500	400	577,35	4	3,65

LINEE

Utenza	Siglatura	Ph/N/PE Derivazione	P [kW]	Cos φ	Tensione [V]	I _b [A]
--------	-----------	------------------------	--------	-------	-----------------	-----------------------

Quadro: [Q0] Quadro Generale

2		3F+N+PE	307,96	0,99	400	450,83
---	--	---------	--------	------	-----	--------

Quadro: [Q1] Nuovo Quadro

SmartLink		3F+N+PE	0		400	0
Panel Server Universal		3F+N+PE	0		400	0
UPS 1		3F+N+PE	307,96	0,99	400	449
UPS 2		3F+N+PE	307,96	0,99	400	449
By-pass	U1.1.5	3F+N+PE	0		400	0
Trasformatore TR2 di uscita	U1.1.6	3F+N+PE	0		400	0
8		F+N+PE	0		230	0
9		F+N+PE	0		230	0
10		F+N+PE	0		230	0
11		F+N+PE	0		230	0
12		F+N+PE	0		230	0
13		F+N+PE	0		230	0
14		F+N+PE	0		230	0
15		F+N+PE	0		230	0
16		F+N+PE	0		230	0

REGOLAZIONI

Utenza	Interruttore	Curva Sganciatore	I_n [A]	I_r [A]	T_r [s]	I_m [kA]	I_{sd} [kA]	T_{sd} [s]
Siglatura	Poli	I_i	I_g [$xI_n - A$]	T_g [s]	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n}$ [A]	$T_{\Delta n}$ [ms]

Quadro: [Q0] Quadro Generale Esistente

Trasformatore TR1 di ingresso	NSX630 N	MicroL2.3	630	460	- x0,92	4,6	4,6 x10	-
Q1	3	-	-	-	-	-	-	-

Quadro: [Q1] Nuovo Quadro UPS

Generale	NSX630 N 4	MicroL2.3 -	630 -	60 -	X0,92	4,6	4,6 x10	-
Trasformatore TR2 di uscita	NSX630 N	MicroL2.3	630	460	- x0,92	4,6	4,6 x10	-
Q1.1.6	4	-	-	-	-	-	-	-
8	NG125 N	C	100	100	-	1	1	-
Q1.1.7	2	-	-	-	-	-	-	-
9	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.8	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.
10	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.9	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.
11	NG125 N	C	100	100	-	1	1	-
Q1.1.10	2	-	-	-	-	-	-	-
12	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.11	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.
13	NG125 N	C	100	100	-	1	1	-
Q1.1.12	2	-	-	-	-	-	-	-
14	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.13	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.
15	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.14	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.
16	iC60 N	C	32	32	-	0,32	0,32	-
Q1.1.15	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

UPS

Collocazione	Fasi ingresso	An [kVA]	THDi [%]	η	In rete 1 [A]	Tipo batteria
Descrizione UPS	Fasi uscita	cos ϕ	Tecnologia		In rete 2 [A]	Autonomia [min]

Quadro: [Q1] Nuovo Quadro

[Q1] UPS 1	3	250	5	0,97	468,73	78,5
250KVA	3	0,99	on-line	-	-	
[Q1] UPS 2	3	250	5	0,97	468,73	78,5
250KVA	3	0,99	on-line	-	-	

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: TRASFORMATORE TR1 DI INGRESSO

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
307,96	450,83	450,83	450,83	450,83	0,99		1	

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	Temp. [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L1	3F+N+PE	uni	1	13	30	1		-	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 2x240 1x240 1x240	0,04	0,05	3,8	16,25	0,01	0,01	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
450,83	1115,83	15,26	15,22	12,65	12,65

Designazione / Conduttore
FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
Trasformatore TR1 di ingresso	NSX630 N	3	MicroL2.3	630	460	-	4,6	4,6
Generale	NSX630 N	4	MicroL2.3	630	460	-	4,6	4,6

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	-	-	-

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 2

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
307,96	450,83	450,83	450,83	450,83	0,99			

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	$T_{emp.} [^{\circ}C]$	n° supp.	Resistività [$^{\circ}K m/W$]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L0.1.1	3F+N+PE	uni	5	13	30	1		-	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 2x240 1x240 1x240	0,19	0,23	3,99	16,48	0,05	0,06	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
450,83	1115,83	15,22	14,98	11,96	11,96

Designazione / Conduttore

FG16M16-0,6/1 kV - Cca-s1b,d1,a1/Cu

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 1

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	$\cos \varphi_b$	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
307,96	450,83	450,83	450,83	450,83	0,99		0,5	

SEZIONATORE

Siglatura	Modello	$I_n [A]$	$U_{imp} [kV]$	$I_{cm} / I_{\Delta m} [kA]$	$I_{cw} [kA]$	Coordin. interr. Monte [kA]
S1	NSX630NA	630	8	8,50	6,00	50



CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: SMARTLINK

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	$\cos \varphi_b$	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				



CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: PANEL SERVER UNIVERSAL

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	$\cos \varphi_b$	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [Q0] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: UPS 1

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
307,96	449	449	449	449	0,99			

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	$T_{emp.} [^{\circ}C]$	n° supp.	Resistività [$^{\circ}K m/W$]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L1.1.3	3F+N+PE	uni	30	25	30			-	ravv.	1	1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 2x240 2x240 1x240	1,16	1,35	5,15	17,83	0,3	0,37	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
449	959,06	14,98	13,68	9,65	8,74

Designazione / Conduttore

FG16M16-0,6/1 kV - Cca-s1b,d1,a1/Cu

SEZIONATORE

Siglatura	Modello	$I_n [A]$	$U_{imp} [kV]$	$I_{cm} / I_{\Delta m} [kA]$	$I_{cw} [kA]$	Coordin. interr. Monte [kA]
S1.1.3	INS500	500	8	50,00	20,00	

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: UPS 2

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
307,96	449	449	449	449	0,99			

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	$T_{emp.} [^{\circ}C]$	n° supp.	Resistività [$^{\circ}K m/W$]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L1.1.4	3F+N+PE	uni	30	25	30			-	ravv.	1	1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 2x240 2x240 1x240	1,16	1,35	5,15	17,83	0,3	0,37	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
449	959,06	14,98	13,68	9,65	8,74

Designazione / Conduttore

FG16M16-0,6/1 kV - Cca-s1b,d1,a1/Cu

SEZIONATORE

Siglatura	Modello	$I_n [A]$	$U_{imp} [kV]$	$I_{cm} / I_{\Delta m} [kA]$	$I_{cw} [kA]$	Coordin. interr. Monte [kA]
S1.1.4	INS500	500	8	50,00	20,00	

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: BY-PASS

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0		1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	$T_{emp.} [^{\circ}C]$	n° supp.	Resistività [$^{\circ}K m/W$]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L1.1.5	3F+N+PE	uni	1	13	30	1		-	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 1x150 1x 95 1x 95	0,12	0,09	4,11	16,57	0	0,06	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
0	464	14,98	14,87	11,71	11,71

Designazione / Conduttore

FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

SEZIONATORE

Siglatura	Modello	$I_n [A]$	$U_{imp} [kV]$	$I_{cm} / I_{\Delta m} [kA]$	$I_{cw} [kA]$	Coord. interr. Monte [kA]
S1.1.5	INS1000	1000	8	105,00	50,00	

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: TRASFORMATORE TR2 DI USCITA

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0		1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	Temp. [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K secur.
L1.1.6	3F+N+PE	uni	10	13	30	1		-	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm ²]	$R_{cavo} [m\Omega]$	$X_{cavo} [m\Omega]$	$R_{tot} [m\Omega]$	$X_{tot} [m\Omega]$	$\Delta V_{cavo} [%]$	$\Delta V_{tot} [%]$	$\Delta V_{max prog} [%]$
fase neutro PE 2x240 2x240 1x240	0,39	0,45	4,37	16,93	0	0,06	4

$I_b [A]$	$I_z [A]$	$I_{cc max inizio linea} [kA]$	$I_{cc max Fine linea} [kA]$	$I_{ccmin fine linea} [kA]$	$I_{cc Terra} [kA]$
0	1115,83	14,98	14,52	11,11	10,72

Designazione / Conduttore

FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
Trasformatore TR2 di uscita	iC60 N	4	C	4	4	-	0,04	0,04
Q1.1.6	4	-	-	-				

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 8

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	$\cos \varphi_b$	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
8	NG125 N	2	C	100	100	-	1	1
Q1.1.7	2	-	-	-				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 9

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
9	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.8	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 10

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
10	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.9	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 11

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
11	NG125 N	2	C	100	100	-	1	1
Q1.1.10	2	-	-	-				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 12

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
12	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.11	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 13

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
13	NG125 N	2	C	100	100	-	1	1
Q1.1.12	2	-	-	-				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 14

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	$\cos \varphi_b$	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
14	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.13	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 15

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
15	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.14	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QO] QUADRO ELETTRICO UPS

LINEA: 16

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	$I_b [A]/I_{nm} [A]$	$I_{b L1} [A]$	$I_{b L2} [A]$	$I_{b L3} [A]$	cos φ_b	$K_{utilizzo}$	$K_{contemp.}$	η
0	0	0	0	0				

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	$I_n [A]$	$I_r [A]$	$T_r [s]$	$I_m [kA]$	$I_{sd} [kA]$
Siglatura	$T_{sd} [s]$	I_i	$I_g [xI_n - A]$	$T_g [s]$	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n} [A]$	$T_{\Delta n} [ms]$
16	iC60 N	2	C	32	32	-	0,32	0,32
Q1.1.15	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.