

**PROTEZIONE DA
SOVRACCARICO E CORTOCIRCUITO IN BT**

CAPITOLO 2

Correnti di cortocircuito

A cura del Prof.: Ing. Fusco Ferdinando

Capitolo 2

Correnti di cortocircuito

2.1 La corrente di cortocircuito

Il valore della corrente di cortocircuito massima presunta nel punto di installazione deve essere utilizzato per la scelta dell'apparecchiatura e per la distribuzione secondo:

- la resistenza al cortocircuito;
- il potere di manovra;
- la protezione di back-up (in caso di necessità).

La corrente di cortocircuito che si instaura in un punto qualsiasi tra una fase e un conduttore di protezione con un'impedenza trascurabile è invece il riferimento per le contromisure da adottare contro i contatti indiretti.

In condizioni di esercizio normale transita nel circuito una corrente di esercizio I_e che risulta dal rapporto della tensione nominale di esercizio U e la somma delle impedenze del circuito Z_L e del carico Z . In caso di guasto l'impedenza del carico Z viene cortocircuitata. La corrente di cortocircuito pertanto, attraverso la tensione di esercizio U , dipende esclusivamente dall'impedenza del circuito Z_L e dall'impedenza del punto di guasto. Questa impedenza (per esempio dell'arco elettrico) può ridurre decisamente la corrente di cortocircuito ma non viene considerata nel calcolo di quest'ultima.

Transitorio

In caso di cortocircuito la rete passa da condizioni di esercizio normale a quelle di guasto. A prescindere dalle condizioni limite, in cui la corrente di cortocircuito abbia inizio proprio nell'attimo di passaggio per lo zero della corrente, questo passaggio avviene come per un'inserzione qualsiasi con un transitorio, Figura 2.1.

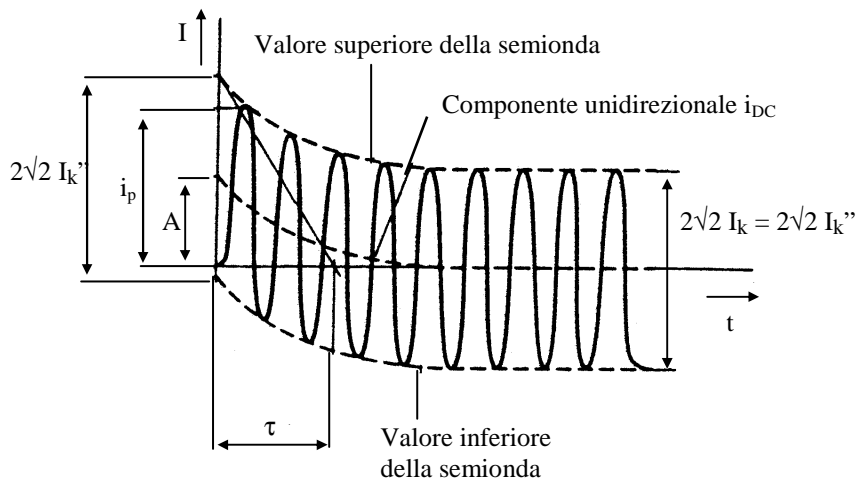


Figura 2.1

Alla componente simmetrica sinusoidale si sovrappone una componente unidirezionale i_{DC} . Nell'istante dell'inserzione la componente unidirezionale uguaglia il valore istantaneo della corrente simmetrica, ma di segno opposto; la componente unidirezionale si riduce con legge esponenziale con una costante di tempo $\tau = L/R$. La Figura 2.2 indica come varia la costante di tempo τ in funzione del fattore di potenza $\cos\varphi$ del circuito.

Nella Figura 2.1 si possono riconoscere:

i_{DC} Componente unidirezionale;

I_k'' Valore (efficace) simmetrico della corrente di cortocircuito iniziale;

i_p Valore della corrente massima asimmetrica di cortocircuito (picco);

I_k Valore (efficace) della corrente di cortocircuito permanente simmetrica;

A Valore iniziale della componente unidirezionale;

τ Costante di tempo della componente unidirezionale transitoria i_{DC} .

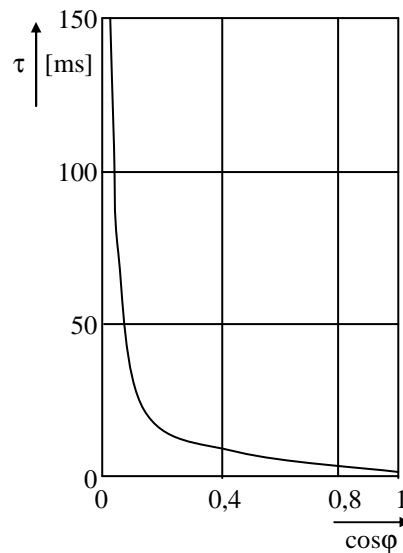


Figura 2.2

Per il calcolo della corrente di cortocircuito sono significative:

- la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale I_k''
- la corrente massima asimmetrica di cortocircuito i_p

La corrente di cortocircuito simmetrica iniziale I_k''

Questo è il valore efficace della corrente di cortocircuito simmetrico nell'istante iniziale del cortocircuito. Nel caso di cortocircuito lontano dal generatore, che è il caso più usuale nelle reti di bassa tensione, la corrente sinusoidale di cortocircuito I_k'' si mantiene pressoché costante durante il permanere del guasto e ha un valore pari alla corrente di cortocircuito simmetrica di regime I_k , cioè $I_k'' \approx I_k$.

In caso di guasto nei pressi di un generatore o fonte di energia la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale I_k'' è maggiore della corrente di cortocircuito di regime I_k . Per il calcolo della I_k'' sono da considerare oltre alle impedenze del circuito anche la reattanza X_d'' iniziale (reattanza subtransitoria) del generatore sincrono.

La corrente massima asimmetrica di cortocircuito i_p

Se il cortocircuito si instaura al passaggio per lo zero dell'onda di tensione (caso peggiore), si stabilisce una corrente di cortocircuito:

$$i_p = k \sqrt{2} I_k''$$

k dipende dal rapporto R/X o dal $\cos\phi$ del circuito, Figura 2.3.

Il fattore k può essere calcolato numericamente usando la formula:

$$k \approx 1,02 + 0,98 e^{-3R/X}$$

2.1.1 Fattore di potenza $\cos\varphi$ nel cortocircuito

Negli impianti di bassa tensione il fattore di potenza $\cos\varphi$ del circuito dipende prevalentemente dalla impedenza del trasformatore di alimentazione. Maggiore è la potenza del trasformatore, maggiore è la parte induttiva dell'impedenza interna e minore è il fattore di potenza $\cos\varphi$.

Questa relazione viene presa in considerazione nelle norme CEI EN 60947-2 e rispettivamente IEC 947-2 dove viene indicato, secondo il valore del $\cos\varphi$ un valore minimo del potere di interruzione $I_{cm} = n I_{cu}$ sotto cortocircuito di un interruttore automatico.

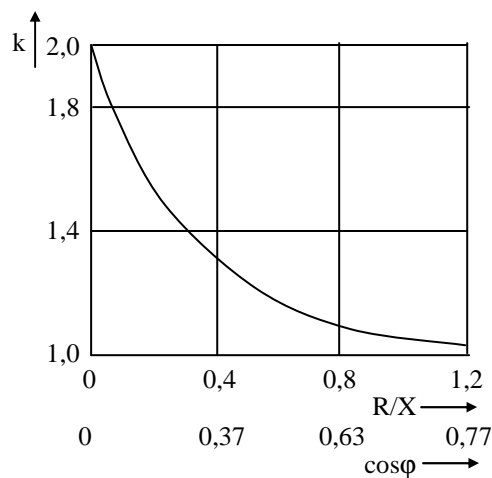


Figura 2.3

2.1.2 Tipo di cortocircuito

Un cortocircuito si può verificare tra tre fasi, due fasi o tra una fase e il neutro o la terra.

Utilizzando delle relazioni semplificate che non considerando la presenza di generatori o motori vicini al cortocircuito, si possono considerare le relazioni seguenti con:

R_A e X_A resistenza e reattanza della rete a monte del trasformatore ridotte al secondario;

R_T e X_T resistenza e reattanza del trasformatore al secondario;

R_F e X_F resistenza e reattanza del conduttore di fase.

Guasto trifase

$$I_{k3} = U / \sqrt{3} \sqrt{[(R_A + R_T + R_F)^2 + (X_A + X_T + X_F)^2]}$$

Guasto bifase

$$I_{k2} = U / \sqrt{[(2R_T + 2R_F)^2 + (2X_T + 2X_F)^2]} = I_{k3} \sqrt{3/2}$$

trascurando l'impedenza della rete a monte del trasformatore rispetto a quella della linea guasta.

Guasto fase neutro

$$I_{k1} = U / \sqrt{3} \sqrt{[(R_T + R_F + R_N)^2 + (X_T + X_F + X_N)^2]}$$

In Tabella 1 sono riportati i confronti tra i diversi guasti.

La massima corrente si verifica per un cortocircuito trifase o per un cortocircuito monofase proprio ai morsetti lato b.t. del trasformatore (quando il trasformatore è l'unica fonte di alimentazione del circuito).

Tipo di cortocircuito	Cortocircuito ai morsetti del trasformatore		Cortocircuito a fondo linea	
	Corrente di cortocircuito	Rapporto riferito al caso trifase	Corrente di cortocircuito	Rapporto riferito al caso trifase
Tripolare	$I_{k3} = U/\sqrt{3} Z$	$I_{k3} / I_{k3} = 1$	$I_{k3} = U/\sqrt{3} Z$	$I_{k3} / I_{k3} = 1$
Bipolare	$I_{k2} = U/2 Z$	$I_{k2} / I_{k3} = 0,87$	$I_{k2} = U/2 Z$	$I_{k2} / I_{k3} = 0,87$
Unipolare a terra	$I_{k1} = U/\sqrt{3} Z$	$I_{k1} / I_{k3} = 1$	$I_{k1} = U / [\sqrt{3}(Z+Z_N)]$	$I_{k1} / I_{k3} \leq 0,5$

Tabella 1

2.2 La Norma IEC 909 per le correnti di cortocircuito

La Norma IEC 909, da ora in poi indicata brevemente come Norma, opera una preliminare distinzione, nel calcolo delle correnti di cortocircuito, tra cortocircuito lontano dai generatori o vicino ai generatori e quindi si riferisce al calcolo delle correnti di guasto in regime sinusoidale permanente o rispettivamente sinusoidale smorzato, ai quali regimi si sovrapponga la componente aperiodica. Dell'andamento delle correnti di cortocircuito che così risulta, sono considerati i seguenti valori caratteristici che la Norma indica come calcolare:

- I_k'' : valore (efficace) iniziale della componente simmetrica;
- i_p : valore di cresta (o massimo);

- I_b : valore (efficace) della componente simmetrica all'istante di apertura del primo polo dell'interruttore (o corrente simmetrica di interruzione);
- I_k : valore (efficace) a transitorio di cortocircuito esaurito (o valore di regime);
- I_{basym} : valore (efficace) della corrente asimmetrica di interruzione.

Nel calcolo di I_k la Norma fa riferimento al metodo del generatore equivalente. Esso può riguardarsi come derivato dal metodo di sovrapposizione degli effetti, ove si trascuri il contributo del regime preesistente al guasto, pur di introdurre un fattore di tensione che modifica la tensione del generatore equivalente, e dei fattori correttivi delle impedenze di generatori e trasformatori delle unità di generazione.

2.2.1 Cortocircuito lontano o vicino ai generatori

Come già accennato, si possono distinguere i seguenti due casi.

- Cortocircuito lontano dai generatori.

Poiché non contribuiscono al cortocircuito né macchine sincrone né asincrone la corrente di cortocircuito ha l'andamento tipico di Figura 2.4 e risulta dalla somma di due componenti:

- la componente alternata, di ampiezza costante durante il transitorio;

- la componente aperiodica che tende a zero, partendo da un valore A dipendente dall'istante in cui si verifica il cortocircuito.

In Figura 2.4 sono indicati il valore di cresta i_p e il valore di regime I_k della corrente di cortocircuito; il valore I_k'' è desumibile dagli inviluppi dell'andamento della corrente di cortocircuito in corrispondenza all'istante $t=0$ in cui si suppone avvenga il cortocircuito, e risulta: $I_k'' = I_k$.

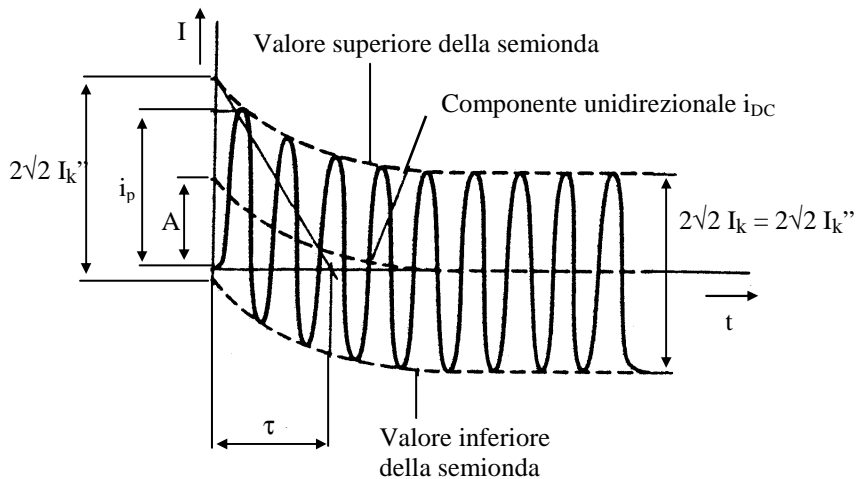


Figura 2.4

- Cortocircuito vicino ai generatori

In questo caso non si può prescindere dalla variazione nel tempo delle impedenze interne delle macchine rotanti, a partire dal valore subtransitorio nei primi istanti successivi al cortocircuito, fino al più elevato valore sincrono del regime permanente. Ne consegue perciò che la componente alternata della corrente di cortocircuito ha ampiezza decrescente nel tempo, Figura 2.5, ferma restando la presenza della componente aperiodica I_{DC} .

Anche in Figura 2.5 sono evidenziati i valori I_k'' , i_p , I_k , e ovviamente qui risulta $I_k'' > I_k$.

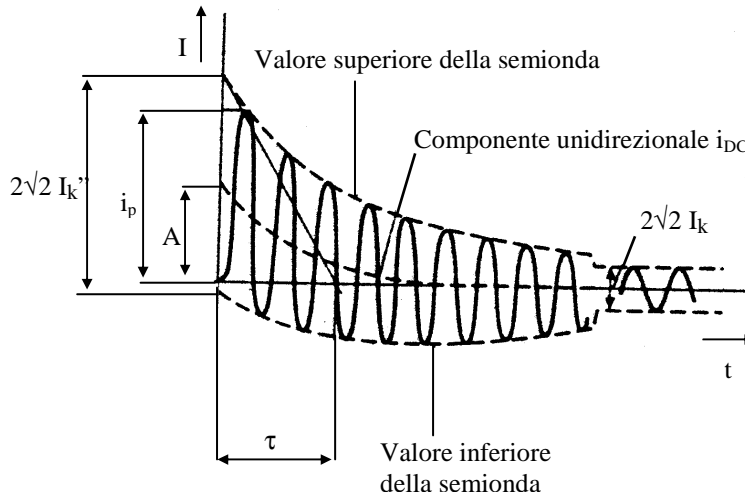


Figura 2.5

Criteri operativi per considerare o trascurare il contributo di macchine sincrone e asincrone

Nella Norma, si fa esplicito riferimento alla possibilità di escludere il contributo dei motori asincroni sotto alcune condizioni. A meno che quindi non siano verificate queste condizioni, in una rete in cui siano presenti macchine sincrone o asincrone occorre cominciare con il considerarne l'effetto. Solo a posteriori sarà quindi possibile decidere se i loro contributi sono trascurabili, qualora non si ricada nelle condizioni delle definizioni riportate di seguito:

Cortocircuito vicino ai generatori

- cortocircuito al quale almeno un generatore sincrono contribuisce erogando una corrente iniziale simmetrica di cortocircuito maggiore del doppio della propria corrente di targa;

oppure:

- cortocircuito al quale motori sincroni e asincroni contribuiscono fornendo nel cortocircuito più del 5% della I_k valutata in assenza di motori.

Se anche una sola delle condizioni sopra è soddisfatta, il cortocircuito deve trattarsi come vicino ai generatori. Solo se nessuna delle due condizioni di cui sopra è verificata, il cortocircuito si considererà come lontano dai generatori e si può implicitamente ritenere che allora le macchine rotanti presenti possano non essere considerate (dovendo il cortocircuito venire alimentato almeno da una rete esterna).

Considerando ancora il caso dei motori asincroni, questi possono essere ignorati quando:

- Tutti i motori asincroni della rete (eventualmente motori equivalenti rappresentativi di gruppi di motori asincroni) sono direttamente collegati al punto di cortocircuito, il loro contributo può essere trascurato se risulta:

$$\Sigma I_{rM} \leq 0,01 I_k \text{ (valutata in assenza di motori)}$$

essendo I_{rM} le singole correnti di targa dei motori, e I_k il valore iniziale della corrente simmetrica nel cortocircuito in assenza del contributo dei motori.

- Nel calcolo della corrente di cortocircuito ad una sbarra di collegamento Q con una rete di alimentazione esterna può essere trascurato il contributo complessivo dei motori asincroni se, essendo ciascun motore asincrono collegato al punto di cortocircuito tramite un trasformatore a due avvolgimenti, è verificata la seguente condizione:

$$\frac{\Sigma P_{rM}}{\Sigma S_{rT}} \leq \frac{0,8}{\left| \frac{100 c \Sigma S_{rT} - 0,3}{S_{kQ}} \right|}$$

essendo:

ΣP_{rM} la somma delle potenze (attive) di targa dei motori;

ΣS_{rT} la somma delle potenze (apparenti) di targa dei trasformatori, attraverso i quali i motori sono alimentati;

S_{kQ} la potenza di cortocircuito iniziale simmetrica alla sbarra della rete di alimentazione esterna, senza il contributo dei motori;

c il fattore di tensione corrispondente alla tensione nominale della sbarra Q.

2.2.2 Determinazione della corrente di cortocircuito iniziale

simmetrica I_k

Le situazioni di guasto che si considerano solo quelle di cortocircuito trifase simmetrico e di cortocircuito dissimmetrico (monofase a terra, bifase isolato, bifase a terra).

Il calcolo di I_k fa riferimento al regime quasi sincrono che si instaura nella rete immediatamente dopo il verificarsi del guasto in un solo punto, ed è condotto tramite il metodo dei componenti simmetrici. I circuiti di sequenza diretta, inversa e omopolare di ciascun elemento della rete, collegati tra loro secondo la configurazione della rete stessa, ne determinano le reti di sequenza. Applicando il teorema della sovrapposizione degli effetti, oppure il cosiddetto “metodo del generatore equivalente”, la rete di sequenza diretta (la sola attiva, a causa della presenza della forza elettromotrice del generatore equivalente), e le reti di sequenza inversa e omopolare vanno collegate tra di loro diversamente a seconda del guasto considerato, determinando così il valore delle correnti di cortocircuito.

Circa le impedenze di sequenza dei vari elementi, la Norma fornisce le determinazioni per reti di alimentazione esterna, per trasformatori (a due e a tre avvolgimenti), per linee aeree e cavi, per reattori limitatori di corrente di cortocircuito, per motori asincroni e per macchine sincrone rispettivamente.

Metodo del generatore equivalente

La conoscenza del regime preesistente al cortocircuito non sempre è disponibile con precisione (ad es. in fase di pianificazione della rete): infatti è difficile trovare la condizione di carico precisa che determina il valore massimo o minimo della corrente di cortocircuito nei diversi punti della rete.

Proprio per questa ragione la Norma IEC 909 non fa uso, per il calcolo I_k del metodo di sovrapposizione degli effetti, bensì del cosiddetto metodo del generatore equivalente; esso può pensarsi come una prima approssimazione della sovrapposizione degli effetti, che trascura il regime preesistente al cortocircuito, ma che ottiene risultati sufficientemente accurati, introducendo in seconda approssimazione opportuni fattori correttivi relativi alle tensioni, alle impedenze di generatori e trasformatori delle unità di generazione.

Fattori correttivi

Fattore di tensione c

Per tener conto di quelle che possono essere le più gravose condizioni di carico preesistenti, la Norma assegna alla tensione del generatore equivalente il valore $c \cdot U_n / \sqrt{3}$, essendo U_n la tensione nominale (concatenata) del sistema nel punto di cortocircuito, e **c** il cosiddetto fattore di tensione.

Il valore di **c** dipende dal più gravoso valore di tensione che in condizioni di normale funzionamento può determinare rispettivamente la corrente di

cortocircuito massima o minima; questo valore è diverso a seconda del livello di tensione nominale della rete, e di ciò tengono conto i valori proposti dalla Norma per c_{\max} e c_{\min} , Tabella 2.

Tensione nominale U_n	Fattore di tensione C_{\max} per il calcolo della corrente di cortocircuito massima	Fattore di tensione c_{\min} per il calcolo della corrente di cortocircuito minima
Bassa tensione (da 100 a 1000V) a) 230/400 b) altri valori	1,00 1,05	0,95 1,00
Media tensione ($1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$)	1,10	1,00
Alta tensione ($35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$)	1,10	1,00

Tabella 2

L'effetto di c è direttamente messo in conto nel calcolo dell'impedenza equivalente di una rete di alimentazione esterna;

$$Z_R = c U_{nR}^2 / S_{kR}$$

Essendo:

U_{nR} tensione nominale nel punto di consegna;

c fattore di tensione corrispondente a U_{nR} ;

S_{kR} potenza apparente di cortocircuito nel punto di consegna;

Fattori correttivi delle impedenze di generatori e trasformatori delle unità di generazione

Con riferimento a sistemi direttamente alimentati da soli generatori, c'è la possibilità di introdurre un fattore correttivo K_G (fornito dalla Norma) dell'impedenza interna del generatore, in modo che il contributo I_{kG}'' del generatore alla corrente di cortocircuito possa essere calcolata come:

$$I_{kG}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} K_G (R_G + j X_d'')}$$

Quanto precede, valido in primis alla sequenza diretta è esteso dalla Norma anche a quella inversa e omopolare (per guasti dissimmetrici). In particolare, per la sequenza inversa la medesima espressione di K_G può applicarsi alla stessa impedenza interna, proprio per le condizioni sub-transitorie cui ci si riferisce (sostituendo a X_d'' nella relazione sopra la $(X_d'' + X_q'')/2$ per macchine a poli salienti con diversi valori delle reattanze subtransitorie secondo l'asse diretto X_d'' o in quadratura X_q'').

Analogamente K_G va a correggere l'impedenza interna della macchina alla sequenza omopolare.

Nel caso di gruppi alternatore-trasformatore nei quali le macchine vadano considerate separate, sono analogamente proposti dalla Norma i due distinti

fattori correttivi $K_{G,psu}$ e $K_{T,psu}$ validi alla sequenza. Nel caso di montante alternatore-trasformatore considerabile nel suo complesso, si può impiegare un unico fattore correttivo K_{psu} che la Norma fornisce ancora alla sequenza diretta.

Calcolo della I_k'' per cortocircuito simmetrico

Individuati i componenti della rete equivalente che, anche in relazione alla posizione del guasto, hanno influenza sulla determinazione della corrente di cortocircuito, in base al metodo del generatore equivalente si calcola il modulo di I_k'' con la formula:

$$I_k'' = c U_n / \sqrt{3} Z_k$$

dove Z_k è il il modulo dell'impedenza di sequenza diretta $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ della rete resa passiva vista dal punto di cortocircuito; essa si ottiene elementarmente (nell'ordine d'idee di una procedura manuale), anche nel caso più generale di rete magliata, componendo tra loro le impedenze degli elementi della rete mediante le trasformazioni serie, parallelo e stella-triangolo.

Per il calcolo di I_k'' in reti comprendenti trasformatori, e quindi con più livelli di tensione, si deve considerare un circuito equivalente costituito dalle impedenze di ciascun componente trasferite al livello di tensione del punto di

cortocircuito; le tensioni e le correnti in gioco risultano a loro volta trasferite a tale livello di tensione.

Volendo effettuare i calcoli con i valori relativi (in p.u.) delle grandezze in gioco in luogo dei valori assoluti, occorre assumere un'unica potenza di riferimento per tutta la rete, e una tensione di riferimento per ogni livello di tensione.

Corrente di cortocircuito minima

La Norma si interessa prevalentemente del calcolo della massima corrente di cortocircuito. Per quella minima, a parte la necessità di usare come fattore di tensione il valore c_{\min} , Tabella 1, e a parte i maggiori dettagli relativi alla corrente di regime I_k , la Norma dà poche indicazioni.

Precisamente la Norma indica (per cortocircuiti lontani dai generatori) che si deve scegliere la configurazione del sistema che determina la minima corrente di cortocircuito nel punto considerato; che si devono trascurare i contributi dei motori; che si devono maggiorare le resistenze delle linee per effetto della più alta temperatura del conduttore causata dal cortocircuito.

2.2.3 Determinazione di i_p della corrente di cortocircuito

La distinzione tra i casi di cortocircuito lontano o vicino ai generatori (che era già importante per il calcolo di I_k ” a seconda che la rete equivalente in cui si

calcola appunto I_k'' (contenga o meno alternatori e motori), è fondamentale anche per il calcolo di i_p , non solo perché questo valore deve essere determinato in funzione di I_k'' , ma anche perché dipende dall'andamento nel tempo della corrente di cortocircuito che è influenzato dagli eventuali contributi di macchine sincrone e asincrone.

Quanto alla configurazione di rete e all'ubicazione del guasto, la Norma opera una suddivisione tra diverse modalità di alimentazione del guasto, e precisamente:

- a) cortocircuito con una sola alimentazione;
- b) cortocircuito alimentato da più sorgenti non magliate;
- c) cortocircuito in rete magliata.

Nel seguito si terranno distinte le due situazioni:

- cortocircuiti in reti semplici (casi a, b);
- cortocircuiti in reti magliate (caso c).

Si osserva che tale distinzione è necessaria per individuare i componenti della rete che hanno influenza sull'andamento della corrente di cortocircuito, ma non è essenziale per la determinazione di I_k'' , essendo facile in ogni caso valutare l'impedenza Z_k della rete (resa passiva) vista dal punto di cortocircuito; ciononostante, la Norma fa uso di tale distinzione per guasti sia lontani sia vicini ai generatori, come già detto anche per gli effetti del calcolo di I_k'' .

Cortocircuiti in reti semplici

Considerando una rete semplice con più alimentazioni, la corrente di cortocircuito I_k in un punto di guasto della rete, può determinarsi come somma dei contributi delle singole alimentazioni che fanno capo al punto di guasto. Ad esempio considerando, la presenza di un generatore con proprio trasformatore (I_{kpsu}), di una rete di alimentazione esterna (I_{kT}) e di un motore (I_{kM}) si avrà:

$$I_k = I_{kpsu} + I_{kT} + I_{kM}$$

La Norma precisa che un calcolo ancora più semplice può effettuarsi, a favore della sicurezza, sommando algebricamente anzichè vettorialmente i singoli contributi: $I_k = I_{kpsu} + I_{kT} + I_{kM}$

Valore di cresta ip della corrente di cortocircuito per reti semplici

Per cortocircuito sia lontano dai generatori che vicino ai generatori, il valore massimo di cresta della corrente di cortocircuito, per ciascun lato iesimo della rete che confluisce nel punto di cortocircuito, può essere espresso come:

$$i_{pi} = k_i \sqrt{2} I_{ki}$$

e il valore di cresta nel cortocircuito come:

$$i_p = \sum i_{pi}$$

Il fattore k dipende dal rapporto R/X tra la resistenza e la reattanza di ciascun lato. Per la sua valutazione, la Norma fornisce due diagrammi che danno k in funzione di R/X o di X/R e l'espressione:

$$k \approx 1,02 + 0,98 e^{-3R/X}$$

Si può notare che in generale risulta $k \leq 2$ e che i_p raggiunge il valore massimo $2\sqrt{2} I_k$ per $R=0$.

Cortocircuiti in reti magliate

Mentre nel caso di una rete semplice il transitorio di cortocircuito di ciascun lato della rete evolve indipendentemente da quelli degli altri lati, nel caso di una rete magliata ciascuna costante di tempo dipende in generale dai parametri di tutti i lati della rete; un calcolo corretto richiederebbe l'uso di un programma di calcolo.

I metodi proposti dalla Norma, individuati come "Metodi A, B, C, consentono anche il calcolo manuale e dovrebbero fornire risultati attendibili; tali metodi permettono di determinare un rapporto R/X equivalente per mezzo del quale valutare, con i diagrammi prima citati o con la formula $k \approx 1,02 + 0,98 e^{-3R/X}$ e rispettivamente per i tre metodi i fattori k_A , k_B e k_C , riconducendo così il caso delle reti magliate a quello delle reti semplici costituite da un solo lato.

Precisamente si ha:

- Metodo A:

il rapporto R/X è assunto pari al più piccolo dei rapporti R/X valutati per ciascun lato della rete; si devono considerare solo quei lati che insieme trasportano almeno l'80% della corrente di cortocircuito e che sono allo stesso livello di tensione del punto di cortocircuito.

- Metodo B:

Il rapporto R/X è assunto pari a quello R_k/X_k tra la parte reale e il coefficiente dell'unità immaginaria della impedenza equivalente $Z_k = R_k + jX_k$ vista dal punto di cortocircuito (già usata per il calcolo di I_k ”).

Si usa un $k = 1,15 k_b$ (con K_b calcolato come appena detto), essendo 1,15 un fattore di sicurezza.

- Metodo C:

Si definisce una impedenza equivalente $Z_c = R_c + jX_c$ vista dal punto di cortocircuito e valutata ad una frequenza equivalente f_c (pari a 20Hz o a 24 Hz se la frequenza nominale della rete f è rispettivamente 50Hz o 60 Hz).

Il rapporto R/X viene assunto pari a $\frac{R_c \cdot f_c}{X_c \cdot f}$ e si usa $k = k_c$.

Il metodo A può dar luogo a determinazioni di k_a anche molto più elevate del valore esatto, soprattutto se non si tiene conto della limitazione sui lati che

portano almeno l'80% della corrente di cortocircuito; in ogni caso il metodo A dovrebbe essere usato solo come prima valutazione, certamente inaccettabile se $R_k > 0,3 X_k$.

Il metodo C è quello che dà luogo agli scostamenti minimi di k_c , rispetto al valore esatto, in un campo molto ampio del rapporto R/X di tutti i lati della rete. Anche il metodo B fornisce risultati accettabili però in un campo più ristretto, rispetto al metodo C, del rapporto R/X di tutti i lati della rete.

2.3 Contributo dei motori alla corrente di cortocircuito

Per il calcolo della corrente di cortocircuito è necessario considerare, secondo le IEC 73/89 per il calcolo della corrente di cortocircuito, il contributo derivante dai motori. I motori sincroni e i rifasatori sincroni vengono considerati come generatori.

La componente derivante da motori asincroni con tensione nominale fino a 1000V può essere trascurata se, come già detto, la sommatoria delle correnti nominali ΣI_{rM} del gruppo di motori è inferiore all'1% della corrente di cortocircuito trifase I_{k3} senza motori, cioè:

$$\Sigma I_{rM} < 0,01 I_{k3} \text{ (senza motori)}$$

Il calcolo del valore massimo della corrente di cortocircuito trifase di motori asincroni per cortocircuito ai morsetti si conduce secondo le seguenti formule:

corrente di cortocircuito simmetrica iniziale

$$I_{k3M} = c U_n / \sqrt{3} Z_M$$

Corrente di cortocircuito di cresta i_{pM}

$$i_{pM} = k_M \sqrt{2} I_{k3M}$$

con $k_M = 1,3$ e corrispondentemente, tramite il grafico di Figura 2.3, il rapporto $R_M/X_M = 0,42$ (valore fittizio).

Nelle relazioni sopra:

$$Z_M = \frac{1}{\frac{I_{an}}{I_{rM}} \sqrt{3} I_{rM}} U_n$$

U_n tensione nominale secondaria del trasformatore (per esempio 400 V);

I_{an} corrente di spunto del motore;

I_{rM} corrente nominale del motore;

Z_M reattanza di cortocircuito del motore.

Nel caso in cui fossero allacciati più motori ausiliari di diverse potenze ad un sistema di sbarre di b.t., è possibile assimilare gruppi di motori ad un motore equivalente per semplificare il calcolo;

Per il motore equivalente si ha:

Z_m secondo l'uguaglianza già indicata:

$I_{r\ m}$ somma delle correnti nominali di tutti i singoli motori da considerare, di un gruppo di motori;

$$I_{an} / I_{rM} = 5$$

$k_M = 1,3$ e corrispondentemente, il rapporto $R_M/X_M = 0,42$.

Esempio

Dati:

senza il contributo dei motori $I_{k3}'' = 20$ kA;

(gruppo di motori) $I_{r\ m} = \Sigma I_{rM} = 400$ A;

$$U_n = 400$$
 V;

si desidera calcolare I_{k3m}'' , cioè la corrente simmetrica iniziale, considerando il contributo dei motori I_{k3M}'' .

Calcolo:

$$Z_m = \frac{1}{5} \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 400} = 0,11547 \ \Omega$$

$$I_{k3M}'' = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,11547} = 2000 \text{ A}$$

con contributo motori

$$I_{k3m}'' = I_{k3}'' + I_{k3M}'' = 20 + 2 = 22 \text{ kA}$$

Considerando la presenza di un gruppo di motori la corrente di cortocircuito aumenta da 20 kA a 22 kA.

2.4 Effetti dinamici della corrente di cortocircuito

Due conduttori paralleli si attirano o si respingono a seconda che vengano percorsi da una corrente nello stesso senso o in senso opposto.

La forza F che si esercita tra i due conduttori paralleli risulta:

$$F = 0,2 i_1(t) i_2(t) l / a$$

dove:

F forza in N;

$i_1(t)$, $i_2(t)$ valori istantanei delle correnti dei conduttori;

l lunghezza del conduttore (distanza tra i supporti di una sbarra) in cm;

a distanza media tra i conduttori (sbarre) in cm;

Se la corrente di cortocircuito dura più di una semionda, i conduttori vengono sottoposti anche a vibrazioni meccaniche di frequenza doppia di quella della rete, e bisogna quindi stare attenti nel dimensionamento delle sbarre affinché la frequenza di oscillazione meccanica di queste ultime sia lontana dalla frequenza di rete e da quella doppia di rete.

Nei sistemi trifasi in caso di cortocircuito trifase (caso peggiore), il conduttore centrale è il più sollecitato. Se la corrente di cortocircuito durasse più di una

semionda, 10 ms a 50 Hz, i conduttori sarebbero sollecitati dinamicamente: la frequenza di questa sollecitazione corrisponde al doppio della frequenza di rete.

2.5 Variazione della corrente di cortocircuito in funzione del trasformatore e dei conduttori

Il valore della corrente di cortocircuito dipende, per una data tensione di esercizio, dalle impedenze che nel circuito si sommano a partire dal generatore e rispettivamente dal trasformatore fino al punto di guasto.

In una rete di bassa tensione è necessario distinguere tra impedenza del trasformatore che alimenta il circuito e impedenza dei conduttori e dei cavi del circuito stesso. Inoltre sono presenti ulteriori resistenze ed induttanze lungo le linee di distribuzione, come impedenze di connessioni e influssi induttivi per componenti ferrosi nelle adiacenze, che rendono il calcolo difficile o quanto meno non immediato.

La Figura 2.6 rappresenta la dipendenza della corrente di cortocircuito I_k dalla potenza S_{nT} , e della tensione di cortocircuito v_{ccT} del trasformatore per un dato valore di tensione nominale (400 V – 50 Hz). Queste correnti di cortocircuito si ottengono solo in caso di cortocircuito franco tripolare ai morsetti del lato secondario o di bassa tensione del trasformatore.

La Figura 2.7 indica come varia il valore simmetrico iniziale della corrente di cortocircuito I_k'' a valle di un trasformatore in funzione della lunghezza dei conduttori e della loro sezione.

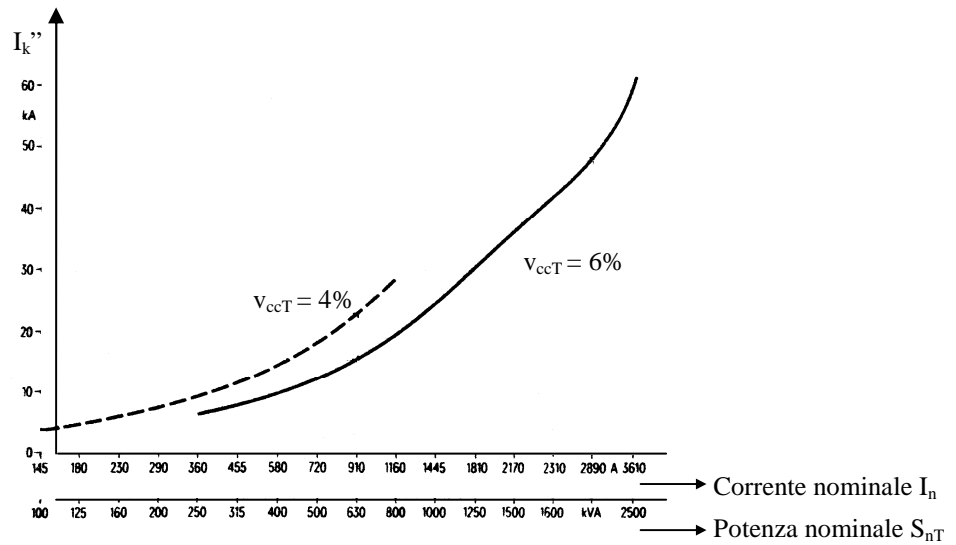


Figura 2.6

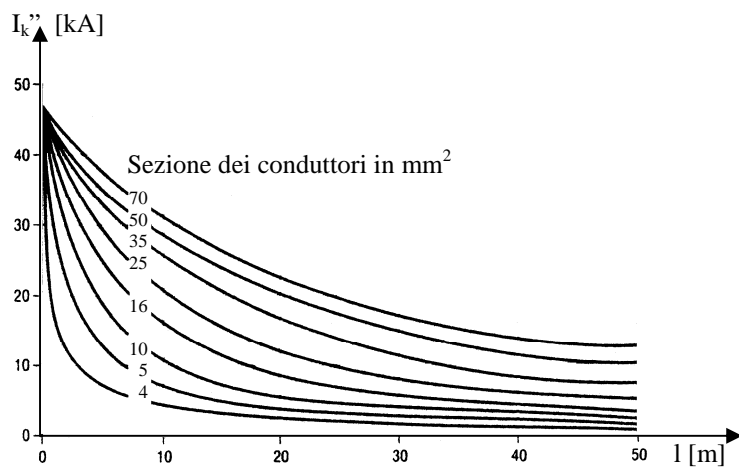


Figura 2.7

La corrente di cortocircuito per un guasto ai morsetti del secondario del trasformatore dipende dalla potenza nominale, dal valore della potenza di cortocircuito e dalla tensione secondaria del trasformatore stesso, e per un guasto a una determinata distanza dal trasformatore dipende dalla sezione e dalla lunghezza dei conduttori; in pratica la corrente di cortocircuito è minore quanto più piccola è la sezione dei conduttori e maggiore è la loro lunghezza

2.6 Metodo convenzionale di calcolo delle correnti di cortocircuito al termine di una condotta

Quando non siano note le caratteristiche della rete a monte di una condotta, come è ad esempio il caso di un impianto utilizzatore alimentato direttamente dalla rete pubblica di distribuzione in bassa tensione, il calcolo della corrente di cortocircuito in fondo alla condotta può essere convenzionalmente eseguito secondo le formule seguenti, fornite dalle norme CEI 64-8:

$$I_{\text{trifase}} = 0,8 \frac{U_0}{R_F}$$

$$I_{\text{fase-fase}} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,8 \frac{U_0}{R_F}$$

$$I_{\text{fase-neutro}} = \frac{0,8 U_0}{R_F + R_N}$$

con U_0 tensione di fase ed R_F , R_N , rispettivamente, resistenze dei conduttori di fase e neutro.

In queste relazioni si è trascurata la reattanza della conduttura, mentre dell'impedenza della rete a monte del punto di consegna dell'energia si è convenzionalmente tenuto conto tramite il coefficiente 0,8; si è supposto, in altre parole, che all'inizio della conduttura la tensione si riduca del 20% per effetto di un cortocircuito in fondo alla conduttura stessa.

Se, come in genere accade, in fondo alla linea le correnti di cortocircuito sono modeste, con tutta probabilità il metodo convenzionale ne fornisce un valore approssimato per difetto; Questo è a favore della sicurezza nel verificare la sollecitazione termica del cavo.

Per conduttore di grossa sezione, per i quali la reattanza non è più trascurabile rispetto alla resistenza, si possono applicare alle relazioni sopra i coefficienti riduttivi, in Tabella 3, forniti dalle norme CEI 64-8.

S [mm ²]	Coefficiente di riduzione
120	0,9
150	0,85
185	0,8
240	0,75

Tabella 3

2.7 Esempio di calcolo delle correnti di cortocircuito in un impianto di distribuzione in bassa tensione

Sia dato l'impianto di distribuzione in bassa tensione riportato in Figura 2.8, per il quale si debba calcolare il valore della corrente di cortocircuito a seguito di un guasto trifase nel punto A. Tale impianto è, a sua volta, alimentato da un impianto di distribuzione in media tensione.

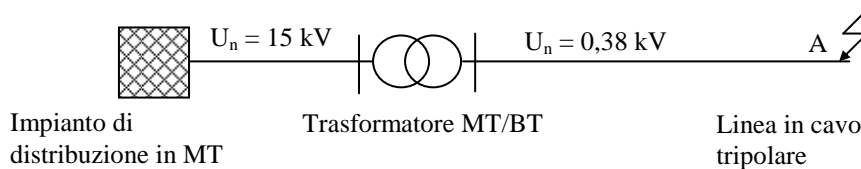


Figura 2.8

Trattandosi di guasto trifase, è sufficiente fare riferimento al circuito monofase equivalente alla sequenza diretta, Figura 2.9, dell'impianto riportato nella Figura 2.8.

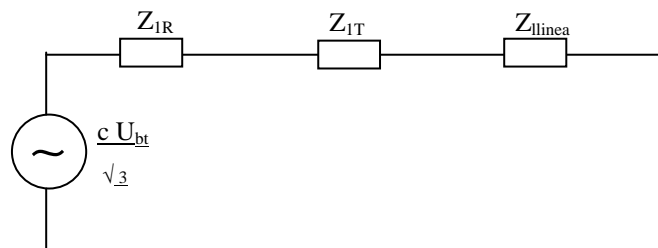


Figura 2.9

I dati necessari al calcolo delle impedenze alla sequenza diretta dei vari componenti sono di seguito riportati.

Impianto di distribuzione in MT

Tensione nominale $U_{nR} = 15 \text{ kV}$

Potenza apparente simmetrica di cortocircuito nel punto di alimentazione del trasformatore MT/BT $S_k'' = 250 \text{ MVA}$

Trasformatore

Potenza apparente $S_T = 0,4 \text{ MVA}$

Tensione primaria $U_{1T} = 15 \text{ kV}$

Tensione secondaria a vuoto $U_{20T} = 0,4 \text{ kV}$

Resistenza equivalente riportata al secondario $R_{T2} = 2,62 \text{ m}\Omega$

Tensione di cortocircuito $v_{cc}\% = 4 \%$

Linea in cavo

Lunghezza $l = 0,2 \text{ km}$

Resistenza $r_1 = 0,197 \text{ }\Omega/\text{km}$

Reattanza $x_1 = 0,15 \text{ }\Omega/\text{km}$

Calcolo

Volendo effettuare i calcoli con i valori relativi (in p.u.) delle grandezze in gioco in luogo dei valori assoluti, occorre assumere un'unica potenza di riferimento per tutta la rete, e una tensione di riferimento per ogni livello di tensione.

I calcoli verranno effettuati in valore relativo assumendo una potenza base S_b pari a 0.4 MVA (potenza del trasformatore).

Impianto di distribuzione in Media Tensione

L'alimentazione, se viene fornita dall'ente distributore la potenza apparente iniziale simmetrica di cortocircuito S_k'' , si rappresenta alla sequenza diretta ed inversa con una impedenza il cui modulo è di valore pari a:

$$Z_{1R} = Z_{2R} = Z_R = \frac{c U_{nR}^2}{S_k''}$$

c è il fattore di tensione come da Tabella 2.

Nel caso di alimentazione a tensione nominale superiore a 35 kV con linee aeree, la suddetta impedenza può venire assimilata ad una reattanza pura.

Negli altri casi, in assenza di dati specifici, si può assumere che:

$$R_{1R} = R_{2R} = 0,1 X_{1R}$$

$$X_{1R} = X_{2R} = 0,995 Z_{1R}$$

Quindi volendo calcolare l'impedenza equivalente dell'impianto di distribuzione in MT nel nostro caso:

assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari ad 1,1 come da Tabella 2, consigliato dalle Norme CEI 11-25, si ha:

$$Z_{1R} = \frac{c U_{nR}^2}{S_k} = \frac{1,1 \cdot 15^2}{250} = 0,99 \Omega$$

In p.u.:

$$Z_{Rp.u.} = Z_{1R} \frac{S_b}{U_{nR}^2} = 0,99 \cdot \frac{0,4}{15^2} = 0,00176 \text{ in p.u.}$$

Il calcolo della parte reale e del coefficiente dell'immaginario dell'impedenza equivalente, come detto prima, può effettuarsi facendo ricorso alle seguenti relazioni:

$$X_{1R} = 0,995 Z_{1R} = 1,75 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$R_{1R} = 0,1 X_{1R} = 0,175 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$Z_{1R} = (0,175 \cdot 10^{-3} + j 1,75 \cdot 10^{-3}) \text{ p.u.}$$

Trasformatore

Il calcolo della resistenza e della reattanza equivalente del trasformatore, in p.u., può effettuarsi impiegando le seguenti relazioni:

il valore in p.u. della resistenza interna

$$R_{1T} = R_T \frac{S_b}{U_{bt}^2} = 2,62 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,4}{0,38^2} = 7,3 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$X_{1T} = \sqrt{(Z_{1T}^2 - R_{1T}^2)} = \sqrt{\left[\left(\frac{V_{cc}\%}{100}\right)^2 - R_{1T}^2\right]} = 39 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$Z_{1T} = (7,3 \cdot 10^{-3} + j 39 \cdot 10^{-3}) \text{ p.u.}$$

Linea in cavo

Il calcolo della resistenza e della reattanza equivalente, in p.u., della linea in cavo può effettuarsi impiegando le seguenti relazioni:

$$X_{1l} = 1 \cdot x_l \frac{S_b}{U_{bt}^2} = 0,2 \cdot 0,15 \cdot \frac{0,4}{0,38^2} = 83 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$R_{1l} = 1 \cdot r_l \frac{S_b}{U_{bt}^2} = 0,2 \cdot 0,197 \cdot \frac{0,4}{0,38^2} = 109 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.}$$

$$Z_{1l} = (109 \cdot 10^{-3} + j 83 \cdot 10^{-3}) \text{ p.u.}$$

Noti i parametri dei circuiti equivalenti di tutti i componenti presenti nel circuito monofase equivalente della Figura 2.9, è possibile calcolare la

corrente di cortocircuito trifase con la relazione (caso di guasto lontano dai generatori $I_k = I_k'$):

$$I_{kp.u.} = \frac{c U_{bt.p.u.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{[(R_{1R} + R_{1T} + R_{1l})^2 + (X_{1R} + X_{1T} + X_{1l})^2]}}$$

Assumendo per il coefficiente di tensione c un valore pari a 1,0, corrispondente alla tensione concatenata nel punto di cortocircuito (380 V) così come consigliato dalle Norme CEI 11-25 Tabella 2, si ha:

$$I_{kp.u.} = \frac{1,0 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{[(0,175 \cdot 10^{-3} + 7,3 \cdot 10^{-3} + 109 \cdot 10^{-3})^2 + (1,75 \cdot 10^{-3} + 39 \cdot 10^{-3} + 83 \cdot 10^{-3})^2]}}$$

$$I_{kp.u.} = 3,39 \text{ p.u.}$$

Volendo esprimere la corrente di cortocircuito in valore assoluto si ha:

$$I_k = I_{kp.u.} \cdot I_b = I_k \cdot \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{bt}} = 3,39 \cdot \frac{0,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 10^3} = 2060 \text{ A}$$

con I_b corrente di base.