

# Coordinamento tra le protezioni della rete MT del Distributore e la “protezione generale” degli Utenti MT.

## 1. PREMESSA.

Nelle reti di distribuzione a media tensione (MT), l'unico organo di manovra automatico è l'interruttore di linea MT: esso è installato ad inizio di ciascuna linea di media tensione, nella cabina primaria (CP) del Distributore. In caso di guasto permanente su una linea MT, alla fine del ciclo di richiusura automatica (avente esito negativo), l'intera linea rimane disalimentata.

In Italia, fin dall'inizio della attività di distribuzione elettrica, la rete di distribuzione MT (prevalentemente composta da linee aeree) era stata esercita, con risultati soddisfacenti, a neutro isolato. L'aumento del valore della capacità omopolare delle reti MT (conseguente al largo uso di cavi MT a campo elettrico radiale) aveva – all'inizio degli anni '90 – indotto a riconsiderare il modo di gestione del neutro di dette reti.

*L'aumento del valore della capacità omopolare della rete MT porta ad una netta diminuzione della possibilità di autoestinzione dell'arco associato al guasto monofase a terra; inoltre, la diminuzione del valore del rapporto tra capacità a sequenza diretta e capacità a sequenza omopolare della rete porta all'aumento del valore delle sovratensioni associate al guasto intermittente a terra.*

Nell'anno 2000 – a seguito dei buoni risultati ottenuti su alcuni impianti pilota - è stato deciso di compensare la capacità omopolare delle reti MT, mediante l' - nelle CP - dell' bobina di Petersen; all'inizio dell'anno 2004 è iniziata, in alcune cabine secondarie (CS), l'installazione di automatismi.

Conseguenza della compensazione della capacità omopolare della rete MT è una rilevante diminuzione del numero di interruzioni - della fornitura di energia elettrica - che interessano le linee MT che fanno capo alla medesima sbarra di CP, come riportato nella tabella 1.

Variazione percentuale delle interruzioni transitorie monofasi (durata inferiore a 1 s)	Variazione percentuale delle interruzioni transitorie totali (durata inferiore a 1 s)	Variazione percentuale delle interruzioni brevi (durata maggiore, [o eguale] a 1 s, e minore di 180 s)	Variazione percentuale delle interruzioni lunghe (durata maggiore [o eguale] a 180 s)
-63	-51	-38	-26

Tabella 1: variazione percentuale del numero di interruzioni, a seguito della messa in servizio della bobina di Petersen (dati relativi ad un periodo di sperimentazione durato 24 mesi, su 128 sbarre MT, che – in precedenza - erano esercite a neutro isolato).

*Nella tabella, la classificazione delle interruzioni in funzione della loro durata, è quella che era stabilita - nel periodo della sperimentazione - dalla Autorità per l'elettricità ed il gas (AEEG).*

I risultati indicati in tabella 1 sono conseguenti alla sola compensazione della capacità omopolare della rete MT. Con la dizione “interruzioni monofasi” si sono indicate le interruzioni conseguenti a guasti tra un conduttore e terra; con la dizione “interruzioni totali” si è indicata la somma delle interruzioni conseguenti a guasti tra un conduttore e terra, a guasti doppi ia terra (presenti sulla rete MT quando due conduttori - aventi diverso nome, appartenenti a due diverse linee - sono interessati, contemporaneamente, da un guasto verso terra), a guasti polifasi (sovraccarichi, o cortocircuiti, che coinvolgono due, o tre, conduttori).

L'automazione di rete MT ha modificato la struttura delle linee MT, in quanto – in alcune cabine secondarie (CS) – sono stati installati degli “interruttori di manovra – sezionatori” (IMS) motorizzati, comandati da rilevatori di guasto (RGDAT) associati ad unità periferiche di teleoperazione.

In caso di guasto permanente sulla linea MT, la selezione del tronco di linea affetto dal guasto è attuata tramite la manovra automatica degli IMS motorizzati (con una sequenza di manovre che è funzione del tipo di automazione di rete, e del ciclo di richiusura automatica dell'interruttore di linea installato nella CP).

Gli IMS motorizzati - installati in alcune CS - sono una replica dell'interruttore di linea, installato nella CP; di conseguenza, il comportamento dei rilevatori di guasto (che comandano gli IMS) deve essere coordinato con il comportamento delle protezioni delle linee MT; in particolare, le protezioni di linea (in CP), e gli apparecchi RGDAT (in CS), devono potere selezionare guasti monofasi a terra caratterizzati dal valore di resistenza di guasto ( $R_g$ ).

La delibera AEEG 04/04 ha introdotto la regolamentazione relativa al numero delle “interruzioni lunghe”; è quindi necessario che i puntamenti della “Protezione Generale” (PG) - presente nel “Sistema di Protezione Generale” (SPG) degli Utenti MT - risultino coordinati con i puntamenti delle protezioni di linea MT del Distributore (installate nella CP), in modo da evitare che eventuali guasti all'interno dell'impianto utilizzatore (dell'Utente) diano luogo ad “interruzioni lunghe” sulla linea MT del Distributore, o su tratti di questa.

## 2. PROTEZIONE CONTRO I GUASTI MONOFASI A TERRA.

Le considerazioni che seguono sono valide sia per i rilevatori di guasto (RGDAT, installati nelle CS), sia per la “protezione generale” (PG) degli Utenti: esse evidenziano come sia necessario adottare, per la protezione contro i guasti monofasi a terra (tranne nei casi in cui sia assai poco probabile l'insorgere di un guasto monofase a terra nell'impianto dell'Utente), una protezione direzionale di terra (67), in luogo di una protezione di massima corrente omopolare (51N)

Per definire le caratteristiche del rivelatore di guasto monofase a terra interno agli RGDAT (con particolare riguardo all'adozione di una protezione direzionale, o di una protezione di massima corrente omopolare), è stata effettuata l'analisi delle registrazioni di circa 800 guasti monofasi a terra occorsi su una rete MT a neutro isolato; scopo dell'analisi era la definizione della distribuzione dei valori della resistenza di guasto [ $R_g$ ].

I risultati di tale analisi sono riportati nella tabella 2.

classe dei valori	frequenza della classe (p.u.)	frequenza cumulata (p.u.)
0 ohm < R <sub>g</sub> < 10 ohm	0,53	0,53
11 ohm < R <sub>g</sub> < 50 ohm	0,09	0,62
51 ohm < R <sub>g</sub> < 100 ohm	0,1	0,72
101 ohm < R <sub>g</sub> < 250 ohm	0,09	0,81
251 ohm < R <sub>g</sub> < 500 ohm	0,04	0,85
501 ohm < R <sub>g</sub> < 1000 ohm	0,05	0,90
1001 ohm < R <sub>g</sub> < 1500 ohm	0,01	0,91
1501 ohm < R <sub>g</sub> < 3000 ohm	0,04	0,95
3001 ohm < R <sub>g</sub> < 5000 ohm	0,03	0,98
5001 ohm < R <sub>g</sub> < 10000 ohm	0,01	0,99
R <sub>g</sub> > 10001 ohm	0,01	1,00

Tabella 2: distribuzione dei valori della resistenza di guasto monofase a terra (dati relativi a circa 800 eventi, occorsi su una rete MT a neutro isolato).

Una tipica rete MT gestita a neutro isolato, avente tensione di esercizio pari a 20 kV, è caratterizzata da un valore di corrente convenzionale di guasto monofase a terra (I<sub>G</sub>) compreso fra 100 A e 300 A.

Nel testo, con la dizione “corrente convenzionale di guasto monofase a terra” di una rete a neutro isolato, si indica (in accordo con la definizione presente nella norma CEI 0-16) la “corrente capacitiva convenzionale di guasto a terra” [I<sub>G</sub>], il cui valore efficace, espresso in ampere, è calcolabile (per una rete avente frequenza nominale pari a 50 hertz) mediante la formula:

$$I_G = U \cdot (0,003 \cdot L_a + 0,2 \cdot L_c)$$

dove: [U] è il valore efficace – espresso in kV - della tensione concatenata di linea;

[L<sub>a</sub>] è il valore della somma – espressa in chilometri - delle lunghezze delle linee aeree presenti nella rete;

[L<sub>c</sub>] è il valore della somma – espressa in chilometri - delle lunghezze delle linee in cavo presenti nella rete.

Per una rete a neutro isolato caratterizzata da I<sub>G</sub> > 200 A, i puntamenti della soglia 67.2 delle protezioni direzionali di terra (installate nella CP del Distributore, sui montanti di linea MT) sono:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,23 kV;
- valore efficace della corrente omopolare totale [3\*I<sub>I(0)</sub>], lato MT : 2 A;
- settore angolare di attivazione della protezione (determinato dal valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare): compreso tra 60 gradi in ritardo e 120 gradi in ritardo.

La protezione di massima tensione omopolare - installata sulla sbarra MT della CP del Distributore - può esser di rinalzo alle protezioni direzionali di terra dei montanti di linea MT; per la rete in esame, il puntamento di detta protezione è:

valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,92 kV.

La soglia 67.2 della protezione direzionale di terra si attiva quando si verificano, contemporaneamente, le seguenti condizioni:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT > 0,23 kV;
- valore efficace della corrente omopolare totale [3\*I<sub>I(0)</sub>], lato MT > 2 A;
- valore dell'angolo di ritardo della corrente omopolare (rispetto alla tensione omopolare) compreso tra 60 gradi e 120 gradi.

La protezione di massima tensione omopolare (59Vo) si attiva quando si verifica la seguente condizione:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT > 0,92 kV.

La soglia 67.2 della protezione direzionale di terra, e la protezione di massima tensione omopolare - con i puntamenti detti sopra, installate sulla rete MT descritta – si attivano, rispettivamente, per valori di resistenza di guasto monofase a terra [R<sub>g</sub>] inferiori a circa (2,9 ÷ 1,7) kΩ, ed inferiori a circa (1,5 ÷ 0,4) kΩ (al valore più elevato di [R<sub>g</sub>] corrisponde il valore minore della corrente convenzionale di guasto monofase a terra [I<sub>G</sub>] della rete MT descritta).

Le equazioni “simboliche” - che compaiono nelle note - descrivono le relazioni vettoriali, espresse mediante numeri complessi, che esistono (in regime permanente) tra le grandezze fisiche. Una grandezza elettrica alternativa, variabile nel tempo [t] con legge cosinusoidale (ad esempio: una tensione), espressa in forma vettoriale, sarà indicata con una lettera maiuscola sovrappuntata (ad esempio:  $\dot{V}$ ). Con la dizione “operatore fattoriale” sarà – in queste note – indicato il quoziente dell'operazione “divisione” tra due grandezze elettriche alternative isofrequenziali, espresse in forma vettoriale; un operatore fattoriale ha – in generale - carattere vettoriale, e non è funzione del tempo [t]. Un “operatore fattoriale complesso” (ad esempio: una ammettenza) sarà indicato mediante

una lettera maiuscola sopralineata (ad esempio:  $[\bar{Y}]$ ); un "operatore fattoriale scalare" (ad esempio: una conduttanza) sarà indicato mediante una lettera maiuscola non sopralineata (ad esempio:  $[G]$ ). Un ente avente natura "scalare" (ad esempio: un intervallo di tempo) sarà indicato mediante una lettera non sopralineata (ad esempio:  $[t]$ ).

A volte, per indicare - senza ambiguità - il verso di un vettore associato ad una grandezza elettrica alternativa, il pedice (che contraddistingue detto vettore) è doppio: in tal caso, il primo dei due pedici indica l'estremità (o "indice") del vettore, ed il secondo pedice indica l'origine di detto vettore; ad esempio: il vettore  $[\dot{V}_{ie}]$  ha estremità in corrispondenza del conduttore  $[i]$  ed origine in corrispondenza della terra  $[e]$ . Il doppio pedice è usato, a volte, per identificare un parametro del circuito equivalente; ad esempio:  $[R_{12e}]$  indica la resistenza  $[R]$  tra il conduttore  $[12]$  e la terra  $[e]$ .

Nei circuiti equivalenti si sono ritenuti di valore nullo - perchè, in generale, scarsamente influenti nell'esame dei guasti monofasi a terra - i valori dell'impedenza equivalente della rete AT, del trasformatore alimentante la rete MT, e delle impedenze longitudinali delle linee; si è - inoltre - ritenuto pari a zero il valore delle conduttanze  $[G_{ie(Lp)}]$  - in regime di non guasto - tra ciascun conduttore  $[i]$  e terra  $[e]$  della generica linea  $[(Lp)]$ , e si è trascurata la presenza delle impedenze di carico (collegate tra i conduttori di ciascuna linea).

Indichiamo con:

$[\bar{B}_{4e(eq)}, \bar{B}_{8e(eq)}, \bar{B}_{12e(eq)}]$  la suscettanza  $[\bar{B}]$  che - nella intera rete MT  $[(eq)]$  - esiste, rispettivamente, tra i conduttori  $[4, 8, 12]$  e la terra  $[e]$ ;

$[G_{12e}]$  la conduttanza  $[G]$  del guasto monofase a terra esistente tra il conduttore  $[12]$  e la terra  $[e]$ ;

$[N]$  il neutro del generatore trifase equivalente alimentante la rete.

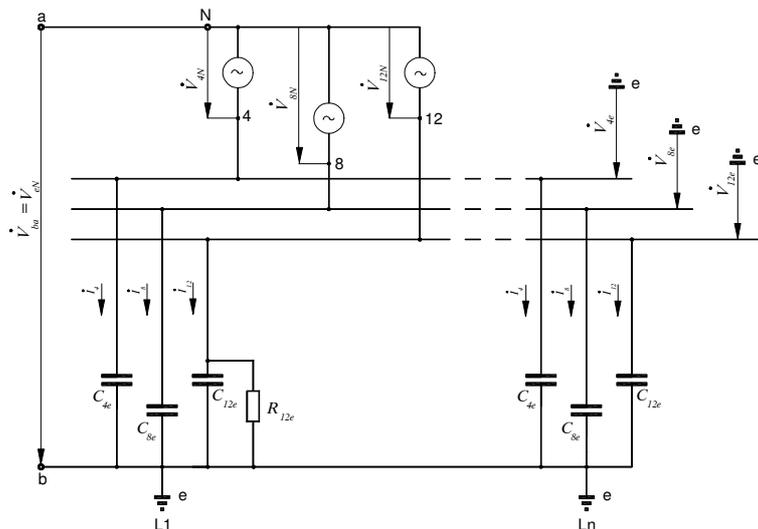
Si supponrà che siano simmetriche le tensioni di fase  $[\dot{V}_{iN}]$  - dove  $[i=4, 8, 12]$  - del generatore (di tensione) equivalente, trifase, che alimenta la rete; di conseguenza sarà:

$$\dot{V}_{4N} + \dot{V}_{8N} + \dot{V}_{12N} = 0$$

Normalmente nelle reti MT, in cui sono presenti rilevanti tratti di cavo a campo elettrico radiale, si può ritenere che:

$$\bar{B}_{4e(eq)} = \bar{B}_{8e(eq)} = \bar{B}_{12e(eq)}$$

Quando sulla linea  $[L1]$  è presente un guasto monofase a terra - rappresentato mediante la resistenza di guasto  $[R_{12e[L1]}]$  - la rete a neutro isolato può esser rappresentata come nel disegno riportato all'inizio nella pagina seguente.



Indichiamo con:

$$\dot{V}_{(0)} = \frac{\dot{V}_{4e} + \dot{V}_{8e} + \dot{V}_{12e}}{3}$$

la tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

Nella rete in esame, sarà:

$$\dot{V}_{eN} = -\dot{V}_{(0)} = \dot{V}_{12N} \cdot G_{12e[L1]} \cdot \frac{1}{G_{12e[L1]} + 3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)}}$$

Indichiamo con:

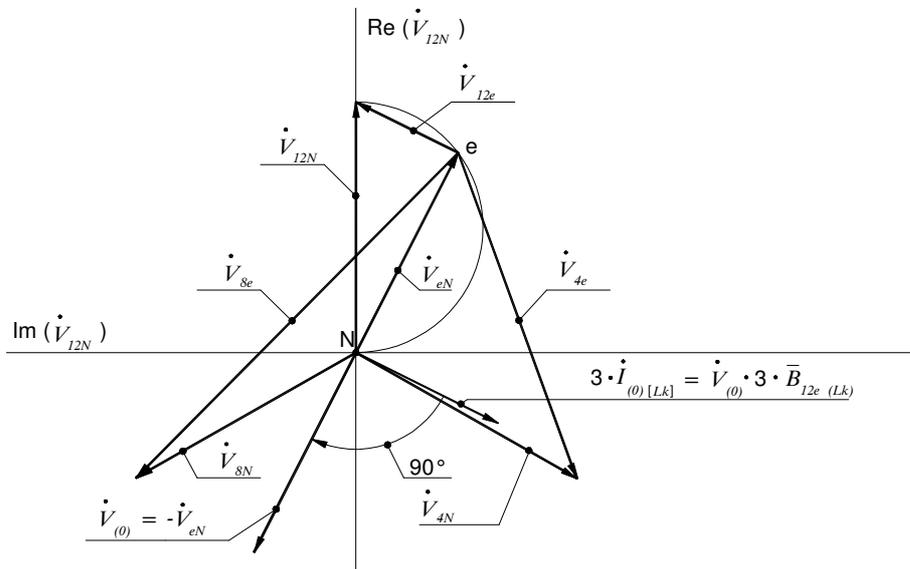
$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{I}_{4[Lk]} + \dot{I}_{8[Lk]} + \dot{I}_{12[Lk]}$$

la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della generica linea "sana"  $[Lk]$ .

Avremo che:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[Lk]}$$

Come visibile nella figura riportata qui sotto, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]}]$  della generica linea "sana" è in anticipo, di 90 gradi, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.



Indichiamo con:

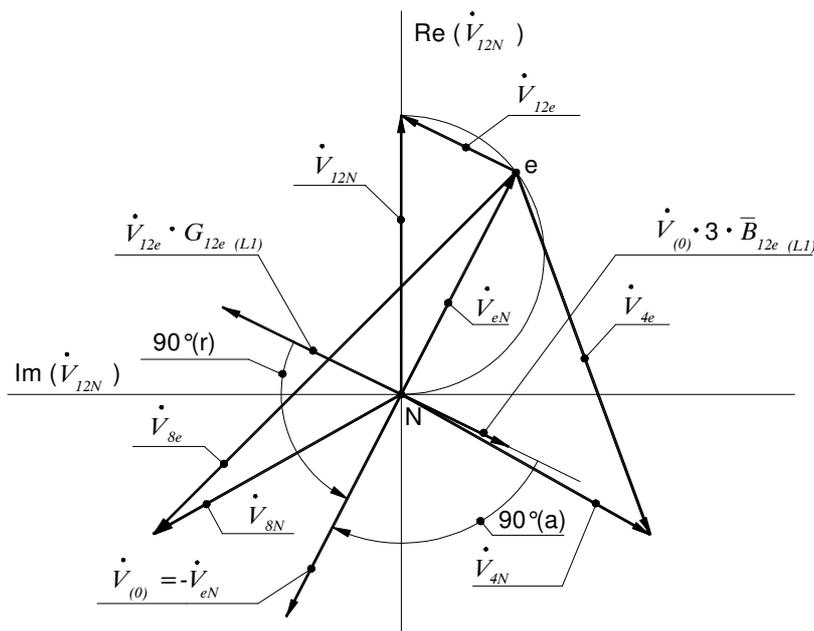
$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{I}_{4[L1]} + \dot{I}_{8[L1]} + \dot{I}_{12[L1]}$$

la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della linea "guasta"  $[L1]$ .

Avremo che:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}$$

Come visibile nella figura riportata qui sotto, essendo la  $[\dot{V}_{12e}]$  in quadratura in ritardo rispetto  $[\dot{V}_{(0)}]$ , la corrente  $[\dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]}]$  e la corrente  $[\dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}]$  saranno una opposta all'altra; inoltre, il modulo di  $[\dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]}]$  è maggiore del modulo di  $[\dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}]$ .



Di conseguenza, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]}]$  della linea "guasta" è in ritardo, di 90 gradi, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

Il valore della resistenza di guasto monofase a terra  $[R_{12e[L1]}]$ , su una rete a neutro isolato, può essere calcolato mediante la relazione:

$$R_{12e[L1]} = \frac{I}{G_{12e[L1]}} = \frac{I}{3 \cdot \overline{B}_{12e(eq)}} \cdot \frac{\dot{V}_{12e}}{\dot{V}_{eN}}$$

Una tipica rete MT gestita a neutro compensato, avente tensione di esercizio pari a 20 kV, ha un valore di corrente convenzionale di guasto monofase a terra  $[I_G]$  compreso fra 100 A e 300 A.

In occasione di un guasto monofase a terra su una rete a neutro compensato, il valore efficace della "corrente omopolare residua" è – in generale - inferiore a circa 50 ampere.

Con la dizione "corrente omopolare residua", si è indicata la differenza vettoriale tra la "corrente convenzionale di guasto monofase a terra della rete"  $[I_G]$  ed la corrente  $[I_Z]$  che percorre (quando la resistenza di guasto monofase a terra è pari a zero) l'impedenza (ohmico-induttiva) di messa a terra del neutro della rete.

Qui di seguito, con la dizione "grado di compensazione (k) della capacità omopolare della rete" si indicherà il valore del modulo del rapporto  $[I_Z/I_G]$ .

Per una rete a neutro compensato caratterizzata da un valore della corrente convenzionale di guasto monofase a terra compreso tra 100 A e 300 A, i valori di puntamento della soglia 67.1 della protezione direzionale di terra (installata sui montanti di linea MT, nella CP del Distributore) sono:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,69 kV;
- valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT : 2 A;
- settore angolare di attivazione della protezione (determinato dal valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare): compreso tra 61 gradi in ritardo e 257 gradi in ritardo.

La protezione di massima tensione omopolare - installata sulla sbarra MT della CP del Distributore - può essere di rincalzo alle protezioni direzionali di terra dei montanti di linea MT; per la rete in esame, il puntamento di detta protezione è:

valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 1,73 kV.

La protezione direzionale di terra (67.1) della linea MT si attiva quando si verificano, contemporaneamente, le seguenti condizioni:

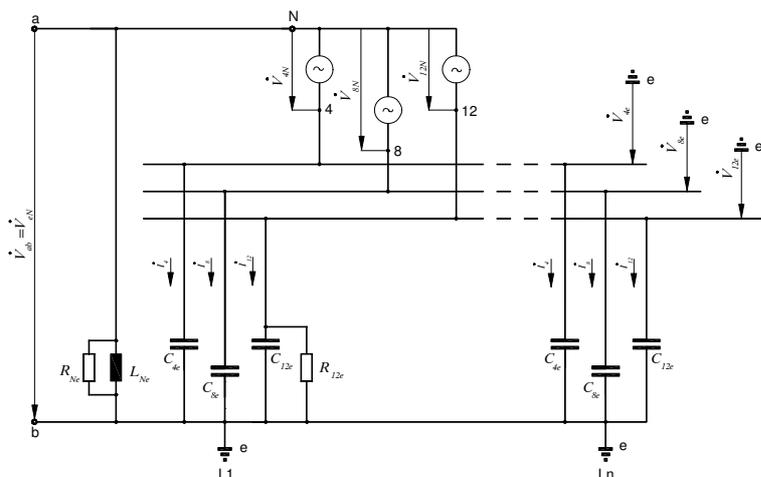
- valore efficace tensione omopolare, lato MT > 0,69 kV;
- valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT > 2 A;
- valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare, compreso tra 61 gradi in ritardo e 257 gradi in ritardo.

La protezione di massima tensione omopolare (59Vo) si attiva quando si verifica la seguente condizione:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT > 1,73 kV.

La soglia 67.1 della protezione direzionale di terra, e la protezione di massima tensione omopolare - con i puntamenti detti sopra, installate sulla rete MT in esame – si attivano, rispettivamente, per valori di resistenza di guasto monofase a terra ( $R_g$ ) inferiori a circa  $(6,1 \div 3,8)$  k $\Omega$ , ed inferiori a circa  $(2,1 \div 1,5)$  k $\Omega$  (al valore più elevato di  $[R_g]$  corrisponde il valore minore della corrente convenzionale di guasto monofase a terra della rete in esame).

Quando sulla linea  $[L1]$  è presente un guasto monofase a terra - rappresentato mediante la resistenza di guasto  $[R_{12e[L1]}]$  - la rete a neutro compensato può essere rappresentata, come nel disegno riportato qui sotto.



Indichiamo con:

$$\dot{V}_{(0)} = \frac{\dot{V}_{4e} + \dot{V}_{8e} + \dot{V}_{12e}}{3}$$

la tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

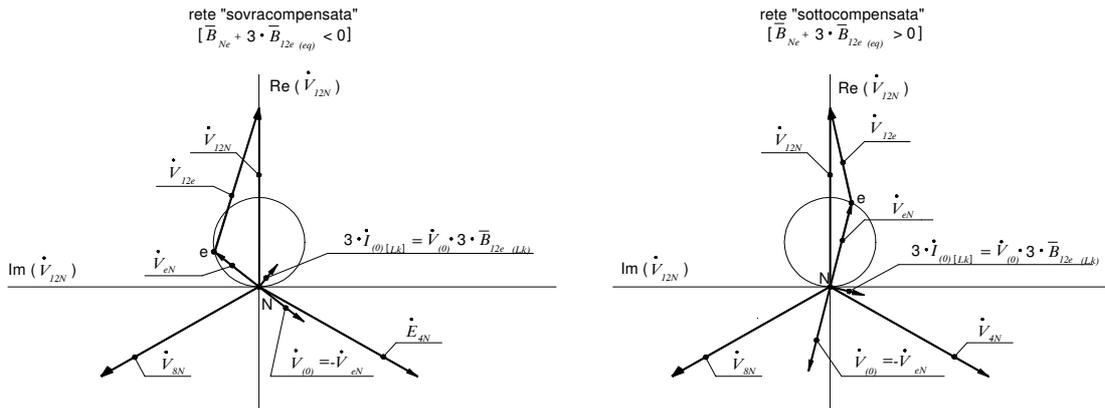
Nella rete in esame, sarà:

$$\dot{V}_{eN} = -\dot{V}_{(0)} = \dot{V}_{12N} \cdot G_{12e[L1]} \cdot \frac{1}{G_{Ne} + G_{12e[L1]} + 3 \cdot \overline{B}_{12e(eq)} + \overline{B}_{Ne}}$$

La corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della generica linea "sana"  $[Lk]$  sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{I}_{4[Lk]} + \dot{I}_{8[Lk]} + \dot{I}_{12[Lk]} = \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \overline{B}_{12e[Lk]}$$

Come visibile nei diagrammi vettoriali riportati qui sotto, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]}]$  della generica linea "sana" è - indipendentemente dal grado di compensazione della capacità omopolare della rete - in anticipo, di 90 gradi, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.



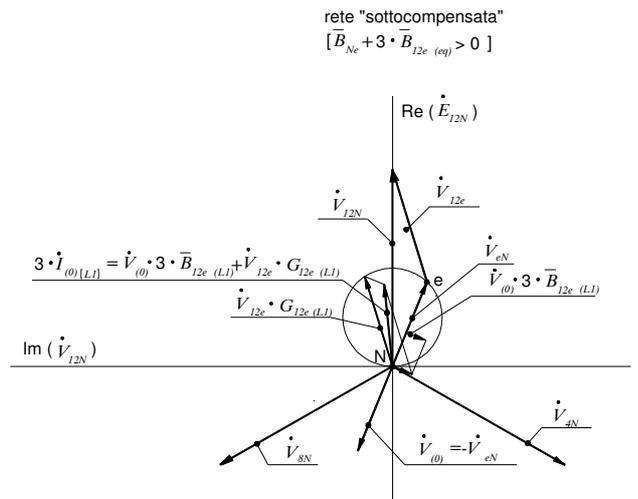
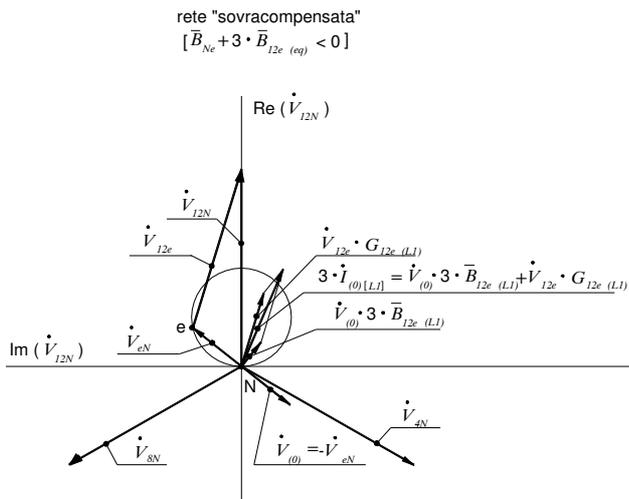
Indichiamo con:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{I}_{4[L1]} + \dot{I}_{8[L1]} + \dot{I}_{12[L1]}$$

la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della linea "guasta"  $[L1]$ .

Avremo che:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \overline{B}_{12e[L1]}$$



Come si può vedere dai diagrammi vettoriali riportati qui sopra, la corrente omopolare totale della linea guasta  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]}]$  può avere, rispetto la tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete:

una componente immaginaria di segno negativo, se:

$$B_{Ne} + 3 \cdot (\bar{B}_{12e[eq]} - \bar{B}_{12e[L1]}) < 0$$

una componente immaginaria pari a zero, se:

$$B_{Ne} + 3 \cdot (\bar{B}_{12e[eq]} - \bar{B}_{12e[L1]}) = 0$$

una componente immaginaria di segno positivo, se:

$$B_{Ne} + 3 \cdot (\bar{B}_{12e[eq]} - \bar{B}_{12e[L1]}) > 0$$

Si deve notare che – indipendentemente dal grado di compensazione della capacità omopolare della rete – la corrente omopolare totale della linea guasta  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]}]$  ha, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete, una componente attiva di segno negativo.

Il valore della resistenza di guasto monofase a terra  $[R_{12e[L1]}]$ , su una rete a neutro compensato, può esser calcolato mediante la relazione:

$$R_{12e[L1]} = \frac{I}{G_{12e[L1]}} = \frac{I}{G_{Ne} + 3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)} + \bar{B}_{Ne}} \cdot \frac{\dot{V}_{12e}}{\dot{V}_{eN}}$$

La soglia 67.1 della protezione direzionale di terra - installata in una rete MT a neutro compensato - è in grado di attivarsi per guasti monofasi a terra il cui valore massimo di resistenza di guasto ( $R_g$ ) è più che doppio rispetto al valore massimo di resistenza di guasto che provoca l'attivazione della soglia 67.2 della protezione direzionale di terra installata sulla medesima rete MT esercita neutro isolato.

Anche i rivelatori di guasto monofase a terra delle apparecchiature RGDAT, e le protezioni presenti nella "protezione generale" (PG) degli Utenti MT, debbono poter selezionare guasti aventi valore di ( $R_g$ ) pari a quello che fa attivare la soglia 67.1 delle protezioni direzionali di terra installate nella CP del Distributore; ne consegue che, qualora si adotti - per la selezione di guasti a terra - una protezione di massima corrente omopolare MT (51N), il puntamento di detta protezione dovrebbe essere:

valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT : 2 A .

Al fine di non avere interventi intempestivi, qualora si adotti - per la selezione di guasti a terra - una protezione di massima corrente omopolare MT (51N), la taratura di tale apparecchiatura dovrebbe essere tale da:

- garantire la non attivazione della protezione in caso di guasto monofase a terra su altra linea MT, o sul tratto di linea MT posto a monte (ovvero: "verso la sbarra MT della CP") del punto d'installazione della protezione 51N; di conseguenza, il valore efficace della corrente omopolare che provoca l'intervento della protezione 51N dovrebbe essere maggiore del valore efficace della corrente omopolare dovuta alla capacità omopolare della parte di rete MT ("sana") posta a valle del punto d'installazione della protezione 51N.

Il valore della corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[rvs]}]$  dovuto alla capacità omopolare della parte di rete MT "sana" che è posta a valle del punto d'installazione della protezione 51N, è dato dalla relazione:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[rvs]} = \dot{I}_4 + \dot{I}_8 + \dot{I}_{12} = \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[rvs]}$$

con  $[3 \cdot \bar{B}_{12e[r_{vs}]}]$  si è indicata la suscettanza capacitiva dei tre conduttori  $[3 \cdot \bar{B}_{12e}]$  della parte di rete MT "sana"  $[(r_{vs})]$  posta a valle del punto d'installazione della protezione 51N.

– garantire l'attivazione della protezione 51N in caso di guasto monofase a terra sul tratto di linea MT posta a valle del punto d'installazione di detta protezione; di conseguenza, il valore efficace della corrente omopolare che provoca l'attivazione della protezione 51N dovrebbe essere minore del valore efficace della corrente omopolare dovuta alla capacità omopolare della intera rete MT, decurtato del contributo - in termini di corrente omopolare - dovuto alla capacità omopolare della parte di rete MT ("guasta") posta a valle del punto d'installazione della protezione 51N.

Durante il guasto monofase a terra localizzato in un punto della rete MT che è posto a valle del punto in cui è installata la protezione 51N, il valore della corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[r_{vg}]}]$  è dato dalla relazione:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[r_{vg}]} = \dot{I}_4 + \dot{I}_8 + \dot{I}_{12} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[r_{vg}]}$$

dove:  $[3 \cdot \bar{B}_{12e[r_{vg}]}]$  è la suscettanza capacitiva dei tre conduttori  $[3 \cdot \bar{B}_{12e}]$  della parte di rete MT "guasta"  $[(r_{vg})]$  posta a valle del punto d'installazione della protezione 51N;

$[G_{12e}]$  è la conduttanza  $[G]$  del guasto monofase a terra (esistente tra il conduttore  $[12]$  e la terra  $[e]$ ), localizzato in un punto posto a valle del punto d'installazione della protezione 51N.

In una rete MT esercita a neutro isolato, il valore della corrente omopolare (misurato da una protezione 51N) in un punto posto a monte della derivazione "guasta" della linea MT affetta da guasto (o in un punto, di detta linea MT, posto a monte del guasto) è – in generale - molto più elevato del valore della corrente omopolare (misurata nello stesso punto, durante un guasto monofase a terra presente sulla rete MT) quando la parte di rete posta a valle (della protezione 51N) non è affetta dal guasto: tipicamente - quando  $R_g = 0$  ohm - questi due valori di corrente possono esser pari, rispettivamente, a 250 A e a 50 A.

In una rete MT esercita con neutro compensato il valore del modulo della corrente omopolare (misurato da una protezione 51N) in un punto posto a monte della derivazione "guasta" della linea MT affetta da guasto (o in un punto, di detta linea MT, posto a monte del guasto) può essere dello stesso ordine di grandezza del valore del modulo della corrente omopolare (misurata nello stesso punto, durante un guasto monofase a terra presente sulla rete MT) quando la parte di rete posta a valle (della protezione 51N) non è affetta dal guasto.

Durante un guasto monofase a terra su una rete esercita con neutro compensato, la corrente omopolare su una derivazione "sana" della linea MT affetta da guasto (o su una linea MT "sana") è caratterizzata dalla presenza della sola componente che è in quadratura (in anticipo) rispetto alla tensione omopolare della rete MT (mentre è assente la componente che è in opposizione di fase rispetto la tensione omopolare della rete).

In occasione del guasto monofase a terra su rete a neutro compensato, la corrente omopolare presente in un punto posto a monte della derivazione "guasta" della linea MT affetta da guasto (o in un punto, di detta linea MT, posto a monte del guasto) è caratterizzata da una componente che - rispetto alla tensione omopolare della rete MT - è in quadratura in anticipo, o in ritardo (a seconda – rispettivamente - che la capacità omopolare, della parte di rete MT "sana" [posta "a monte" del punto d'installazione delle protezioni], sia "sovracompensata" o "sottocompensata"), e da una componente in opposizione di fase rispetto la tensione omopolare di rete.

Nel punto d'installazione della protezione è – quindi - presente una potenza attiva omopolare che è diretta verso la sbarra MT della CP.

Nella rete MT in esame - esercita con neutro compensato - affetta da un guasto monofase a terra caratterizzato da  $R_g = 0$  ohm, il valore efficace corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT, presente in un punto posto a monte della derivazione della linea MT affetta da guasto (o in un punto - di detta linea MT - posto a monte del guasto) è, in generale, minore di 50 A; il valore efficace della componente - di detta corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT - che è in opposizione di fase rispetto la tensione omopolare della rete MT è, in generale, compreso tra circa 10 A e circa 30 A.

Di conseguenza, in una rete MT esercita con neutro compensato, il valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT, presente in un punto della linea MT posto a monte del guasto - o a monte della derivazione "guasta" di detta linea MT - può esser dello stesso ordine di grandezza del valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT, presente in un punto posto a monte di una derivazione "sana" della linea MT affetta da guasto.

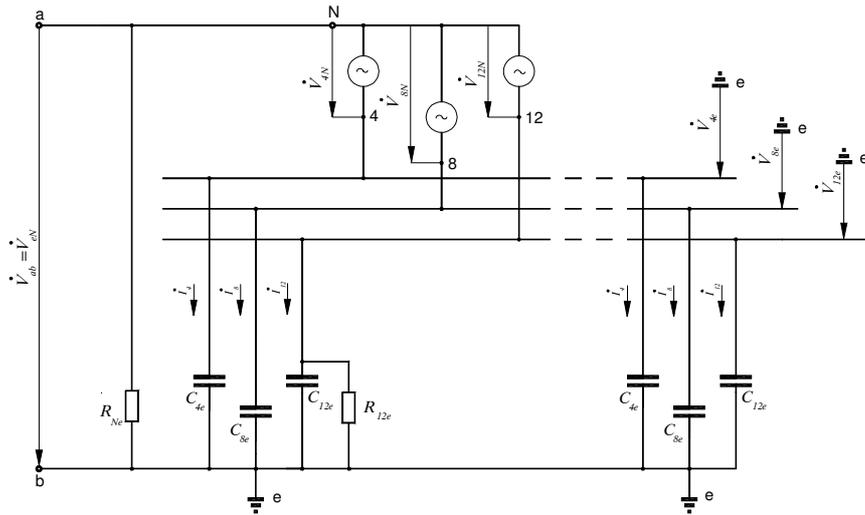
Da quanto detto consegue che l'installazione di una protezione di massima corrente omopolare (51N) non consente - in una rete esercita con neutro compensato - la discriminazione certa della presenza di un guasto monofase a terra localizzato a valle del punto d'installazione di detta protezione.

Come detto in precedenza, uno degli elementi che determinano l'attivazione di una protezione direzionale di terra è la relazione di fase esistente – nel punto d'installazione della protezione – tra la corrente omopolare e la tensione omopolare.

In occasione di un guasto monofase a terra, la corrente omopolare della linea - o della derivazione - affetta dal guasto è sfasata (rispetto la tensione omopolare della rete MT):

- di un angolo pari a 90 gradi in ritardo, se la rete MT è esercita a neutro isolato;
- di un angolo compreso tra 90 gradi in ritardo e 180 gradi in ritardo, se la rete MT è esercita con neutro messo a terra tramite un resistore  $[R_N]$ : al valore 90 gradi in ritardo corrisponde il valore di  $[R_N]$  pari a infinito, al valore 180 gradi in ritardo corrisponde il valore di  $[R_N]$  pari a zero;
- di un angolo compreso tra 90 gradi in ritardo e 270 gradi in ritardo (ovvero: 90 gradi in anticipo), se la rete MT è esercita con neutro messo a terra tramite un reattore ("bobina di Petersen"): al valore 90° in ritardo corrisponde il valore del "grado di compensazione  $[k]$ " pari a zero, al valore 90 gradi in anticipo corrisponde il valore del "grado di compensazione  $[k]$ " pari a infinito.

Quando sulla linea  $[L_1]$  è presente un guasto monofase a terra - rappresentato mediante la resistenza di guasto  $[R_{12e[L1]}]$  - la rete con neutro collegato a terra tramite un resistore può esser rappresentata come nel disegno riportato qui sotto.



Indichiamo con:

$$\dot{V}_{(0)} = \frac{\dot{V}_{4e} + \dot{V}_{8e} + \dot{V}_{12e}}{3}$$

la tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

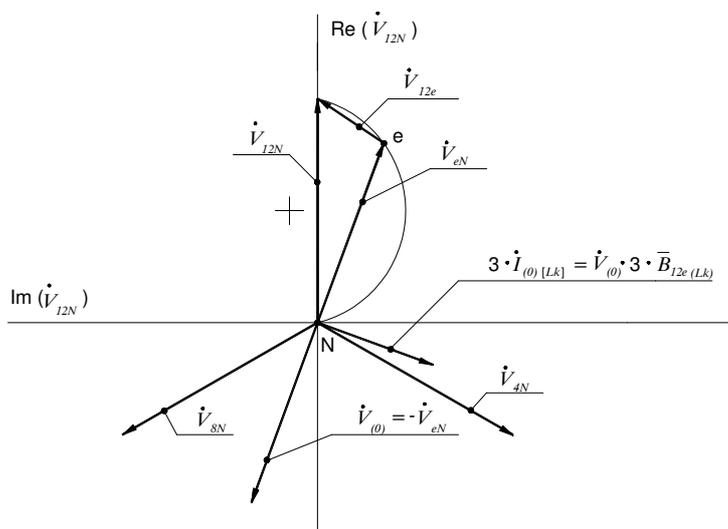
Nella rete in esame, sarà:

$$\dot{V}_{eN} = -\dot{V}_{(0)} = \dot{V}_{12N} \cdot G_{12e[L1]} \cdot \frac{1}{G_{Ne} + G_{12e[L1]} + 3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)}}$$

La corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della generica linea "sana"  $[L_k]$ , sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{I}_{4[Lk]} + \dot{I}_{8[Lk]} + \dot{I}_{12[Lk]} = \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[Lk]}$$

Come visibile nella figura riportata nella pagina successiva, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]}]$  della generica linea "sana" è in anticipo, di 90 gradi, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.



La corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della linea "guasta"  $[L1]$ , sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{I}_{4[L1]} + \dot{I}_{8[L1]} + \dot{I}_{12[L1]} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}$$



l'angolo di sfasamento della corrente omopolare - rispetto alla tensione omopolare della rete MT – è compreso tra 90 gradi in ritardo, e 270 gradi in ritardo (ovvero: 90 gradi in anticipo); il valore di detto angolo dipende dal valore della conduttanza totale e dal valore della suscettanza totale del circuito equivalente di sequenza zero (sul valore di detto angolo influisce – quindi – il valore del “grado di compensazione [k]” della capacità omopolare della rete).

Da quanto detto finora consegue che - per la selezione di un guasto monofase a terra eventualmente presente all'interno dell'impianto utilizzatore - è necessario che all'interno della “protezione generale” (PG) dell'Utente sia presente una protezione direzionale di terra a due soglie; la soglia 67.1 (per la prevalente selezione dei guasti monofasi a terra su rete a neutro compensato), e la soglia 67.2 (per la prevalente selezione dei guasti monofasi a terra su rete a neutro isolato), di detta protezione direzionale di terra, saranno contemporaneamente attive (la protezione direzionale di terra non avrà bisogno della informazione sullo stato del neutro della rete MT).

La selettività – nella selezione del guasto – sarà attuata mediante l'impostazione di un tempo di ritardo intenzionale avente valore minore sulla protezione dell'Utente, e valore maggiore sulla protezione del Distributore.

L'intervento della protezione della protezione direzionale di terra, presente nella “protezione generale” (PG) dell'Utente, consisterà nella emissione del comando che provoca l'apertura del dispositivo generale (DG).

In accordo con la norma CEI 0-16, sulla protezione direzionale di terra - presente nella PG - saranno impostati i seguenti puntamenti:

- soglia 67.1 (67.N, rete a neutro compensato) :

valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,58 kV;

valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT : 2 A;

sette angolare di attivazione della protezione (determinato dal valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare): compreso tra 60 gradi in ritardo e 250 gradi in ritardo;

tempo di estinzione del guasto: 0,45 s.

- soglia 67.2 (67.N, rete a neutro isolato):

valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,23 kV;

valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT : 2 A;

sette angolare di attivazione della protezione (determinato dal valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare): compreso tra 60 gradi in ritardo e 120 gradi in ritardo;

tempo di estinzione del guasto: 0,17 s.

*In accordo con la norma CEI 0-16, per “tempo di estinzione del guasto” si intende la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'interruttore, fino alla completa estinzione della corrente.*

*Le soglie 67.1 e 67.2 delle protezioni direzionali di terra installate – nella CP del Distributore – sul montante delle linee MT, sono impostate con del tempo di ritardo intenzionale avente valore, rispettivamente, eguale [o superiore] a 1 s, ed eguale a 0,4 s.*

La presenza, nella PG, della protezione direzionale di terra a due soglie - impostata come detto sopra - consentirà la selezione di un eventuale guasto monofase a terra presente sull'impianto utilizzatore, prima della emissione, da parte della protezione direzionale di terra installata nella CP del Distributore - sul montante della linea MT affetta da guasto – del comando di apertura dell'interruttore di linea.

Qualora, in caso di guasto monofase a terra, caratterizzato da  $R_g = 0$  ohm, localizzato all'esterno dell'impianto dell'Utente, il valore efficace della corrente omopolare totale dovuta alla capacità omopolare dell'impianto utilizzatore sia pari, o inferiore, a 2 A, sarà consentito che - nella “protezione generale”(PG) - sia presente (come protezione contro i guasti monofasi a terra) una protezione di massima corrente omopolare (51N,  $I_{0>}$ ).

L'installazione della protezione (51N,  $I_{0>}$ ) sarà consentita solo negli impianti utilizzatori nei quali si ritiene sia assai poco probabile l'insorgere (al loro interno) di un guasto monofase a terra (in quanto i trasformatori presenti nell'impianto utilizzatore sono tutti installati nel medesimo locale, e la rete MT dell'Utente - interamente in cavo - ha lunghezza non superiore a 0,5 km).

La delibera AEEG 247/04 prevede - in alcune casi - la possibilità che il sistema di protezione generale (SPG) dell'Utente sia di tipo “integrato”: in tal caso alcune funzioni della protezione generale (PG) possono esser assolte dai fusibili MT, presenti nel “dispositivo generale” (DG); con detta disposizione impiantistica, in caso di guasto monofase a terra sull'impianto dell'Utente, non è possibile il coordinamento tra il Sistema di Protezione Generale dell'Utente e le protezioni direzionali di terra installate – nella CP del Distributore - sui montanti delle linee MT.

### 3. PROTEZIONE CONTRO I GUASTI POLIFASI.

Nelle condizioni di normale funzionamento, la rete MT di distribuzione (esercita a neutro isolato, o a neutro compensato) ha struttura radiale, ed è “sostanzialmente” passiva.

*La rete MT può esser considerata passiva in quanto - in generale – il contributo al valore della potenza di cortocircuito dato dagli impianti degli eventuali Utenti autoproduttori (che sono collegati alla rete MT) è nettamente inferiore al valore del contributo - alla potenza di cortocircuito - dato dall'impianto di trasformazione AT/MT del Distributore.*

Ne consegue che la protezione contro i guasti polifasi - che possono insorgere sulla rete MT di distribuzione (a neutro isolato, o a neutro compensato) - può esser attuata mediante l'installazione di protezioni di massima corrente (51) adirezionali, a tempo indipendente; la selettività - nella selezione del guasto – sarà assicurata mediante una opportuna impostazione (su dette protezioni) del valore del tempo di ritardo intenzionale.

Per il calcolo del valore delle correnti che percorrono i conduttori di linea - in occasione di un guasto polifase a terra, o di un guasto polifase tra conduttori di linea (non interessante la terra) - si prendono in considerazione, oltre al valore della resistenza di guasto, i valori di impedenza del circuito interessato dal guasto (linee MT, trasformatore AT/MT, generatore equivalente AT). Il valore di dette correnti di guasto, risulta – sostanzialmente – indipendente dal modo di esercizio (a neutro isolato, o a neutro compensato) del neutro della rete MT.

*Come visto nel capitolo precedente (“protezione contro i guasti monofasi a terra”), il modo di esercizio del neutro della rete MT influenza – in modo determinante – il valore della corrente omopolare della linea (o della derivazione di linea) affetta dal guasto monofase a terra.*

Per la protezione contro i guasti polifasi, nella CP del Distributore é installata - sul montante di ciascuna linea MT - una protezione di massima corrente, di tipo adirezionale, a tre soglie, a tempo indipendente.

La prima di queste soglie (51.1) ha funzione di protezione contro i sovraccarichi: il valore della corrente d'attivazione di questa soglia è funzione del valore della "corrente di limite termico" della linea MT, e del valore della corrente di cortocircuito a fine linea; il valore del tempo di ritardo intenzionale della soglia 51.1 è pari a 1 s. La seconda e la terza soglia di massima corrente hanno funzione di salvaguardia contro i fenomeni trasitori, e di protezione contro i cortocircuiti: il valore di attivazione di dette soglie è funzione, essenzialmente, delle caratteristiche – oggetto di normalizzazione - delle apparecchiature installate negli impianti (del Distributore, e degli Utenti) collegati alla rete MT; il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.2 è pari a 0,8 kA, ed il tempo di ritardo intenzionale è pari a 0,25 s; il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.3 è pari a 1,4 kA, ed il tempo di ritardo intenzionale è pari a 0,05 s.

La protezione contro i guasti polifasi, presente nella protezione generale (PG) dell'Utente, deve poter selezionare un eventuale guasto polifase localizzato all'interno dell'impianto utilizzatore, in modo da evitare che - nella CP del Distributore - la protezione di massima corrente (installata sul montante della linea MT alimentante l'Utente) emetta il comando di apertura dell'interruttore della linea MT.

Se l'impianto dell'Utente ha una determinata configurazione, il sistema di protezione generale (SPG) dell'Utente può essere di tipo "integrato": in tal caso alcune funzioni della PG sono assolute dai fusibili MT presenti nel "dispositivo generale" (DG); ma - in generale - la protezione contro i cortocircuiti polifasi sarà attuata mediante la soglia 51.2 della protezione di massima corrente presente nella protezione generale; l'intervento di detta soglia 51.2 comanderà l'apertura del dispositivo generale.

Per assicurare la selettività nella selezione dei guasti polifasi, il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.2 della protezione di massima corrente presente nella PG dell'Utente, sarà coordinato con il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.2 della protezione di massima corrente installata (nella CP del Distributore) sul montante della linea MT alimentante l'Utente; il valore del tempo di ritardo intenzionale della soglia 51.2 della protezione di massima corrente presente nella PG, sarà il minore possibile.

La presenza di fusibili nel sistema di protezione generale "integrato" dell'Utente, non assicura una efficace protezione contro i sovraccarichi; in generale, la protezione contro i sovraccarichi sarà attuata mediante la soglia 51.1 di una protezione di massima corrente, presente nella PG; l'intervento di detta soglia 51.1 comanderà l'apertura del dispositivo generale.

In accordo con la norma CEI 0-16, sulla protezione di massima corrente - presente nella PG dell'Utente - saranno impostati i seguenti puntamenti:

- soglia 51.1 ( $I_{>>}$ ):

valore efficace della corrente, lato MT: 250 ampere.

*Qualora il valore della corrente, impostato sulla soglia 51.1 della protezione di massima corrente installata (nella CP del Distributore) sul montante della linea MT alimentante l'Utente, sia inferiore a 250 A, il valore della soglia 51.1 - da impostare nella protezione generale (PG) - sarà pari al valore della corrente impostato sulla soglia 51.1 della protezione di massima corrente installata - nella CP del Distributore - sul montante di detta linea MT.*

tempo di estinzione del guasto: pari, o inferiore, a 0,5 s;

- soglia 51.2 ( $I_{>>>}$ ):

valore efficace della corrente, lato MT : 600 ampere.

tempo di estinzione del guasto: pari, o inferiore, a 0,12 s.

*In accordo con la norma CEI 0-16, per "tempo di estinzione del guasto" si intende la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'interruttore, fino alla completa estinzione della corrente.*

Se il valore della corrente di guasto - in occasione di un cortocircuito polifase, interno all'impianto dell'Utente - supera il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.3 della protezione di massima corrente installata (nella CP del Distributore) sul montante di linea MT alimentante l'Utente, il guasto non potrà essere selezionato in modo selettivo; infatti, nel caso in esame, la soglia della protezione 51.2 della PG (dell'Utente) emetterà il comando di apertura (del dispositivo generale) contemporaneamente al comando di apertura (dell'interruttore di linea MT) emesso dalla soglia della protezione 51.3 del Distributore.

Il "dispositivo di richiusura automatica" (installato, nella CP del Distributore, sul montante di linea MT) comanderà (dopo il "tempo di attesa richiusura rapida", pari a 0,4 s) la chiusura dell'interruttore della linea MT (che si era aperto a causa dello scatto della soglia 51.3 della protezione di massima corrente installata su detto montante); di conseguenza, la linea MT sarà nuovamente rimessa in tensione.

Presso l'Utente MT non deve essere presente un dispositivo di richiusura automatica (DRA), in quanto - in caso di persistenza del guasto all'interno dell'impianto utilizzatore - l'eventuale richiusura automatica del dispositivo generale dell'Utente provocherebbe il fallimento della richiusura rapida della linea MT, con conseguente prolungamento dell'interruzione della fornitura di energia elettrica.

Se il valore della corrente di guasto - in occasione di un cortocircuito polifase, interno all'impianto dell'Utente - non supera il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.3 della protezione di massima corrente installata - nella CP del Distributore - sul montante della linea MT, ma supera il valore della corrente d'attivazione della soglia 51.2 (e - quindi - anche della soglia 51.1) della protezione di massima corrente presente nella PG dell'Utente, il guasto sarà selezionato in modo selettivo.

*Nel caso in esame, l'attivazione della soglia 51.1, ed - eventualmente - della soglia 51.2, della protezione di massima corrente installata nella CP del Distributore (sul montante della linea MT che alimenta l'impianto dell'Utente) non avrà per conseguenza l'emissione del comando di apertura dell'interruttore della linea MT, in quanto le grandezze di guasto saranno presenti per un tempo avente valore minore del valore del tempo di ritardo intenzionale.*

Nel caso in esame, l'apertura del dispositivo generale - conseguente al comando di apertura emesso dalla soglia 51.2 della protezione di massima corrente presente nella PG - provocherà la disalimentazione del solo impianto utilizzatore.

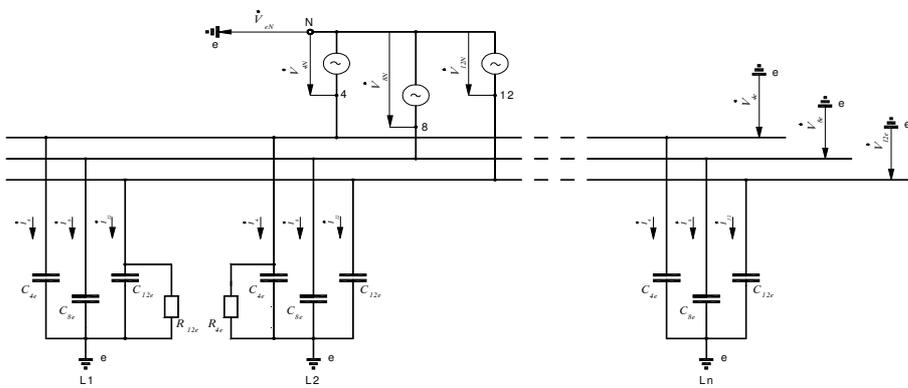
La delibera AEEG 247/04 prevede - in alcune casi - la possibilità che il sistema di protezione generale (SPG) dell'Utente sia di tipo "integrato": in tal caso alcune funzioni della PG (in particolare: la protezione contro i guasti polifasi) possono essere assolute dai fusibili MT presenti nel "dispositivo generale" (DG); con detta disposizione impiantistica, in caso di sovraccarico sull'impianto dell'Utente, non è possibile un efficace coordinamento tra il Sistema di Protezione Generale e la soglia 51.1 delle protezioni di massima corrente installate (nella CP, del Distributore) sui montanti di linea MT.

#### 4. PROTEZIONE CONTRO I GUASTI DOPPI MONOFASI A TERRA.

Con la dizione “guasto doppio monofase a terra” si intende la condizione di guasto caratterizzata dalla presenza, su due linee MT diverse (che fanno capo - nella CP del Distributore - alla medesima sbarra MT), di un guasto monofase a terra: il conduttore interessato dal primo guasto monofase a terra (sulla prima linea MT) ha nome diverso dal nome del conduttore - della seconda linea MT - interessato dal secondo guasto monofase a terra.

In occasione del guasto ora in esame, le correnti omopolari delle due linee MT interessate dal guasto sono – in prima approssimazione – in opposizione di fase: ciò indipendentemente dal fatto che la rete MT sia gestita con neutro isolato, o con neutro compensato. L'angolo di fase tra la corrente omopolare delle linee guaste, e la tensione omopolare della rete, dipende dal nome (con riferimento al senso ciclico delle tensioni del generatore equivalente alimentanta la rete) dei conduttori affetti dal guasto monofase a terra, e dal valore delle conduttanze ed suscettanze complessive del circuito omopolare equivalente.

Quando sulla linea  $[L_1]$  è presente un guasto monofase a terra - rappresentato mediante la resistenza di guasto  $[R_{12e[L1]}]$  - e sulla linea  $[L_2]$  è presente un secondo guasto monofase a terra, rappresentato mediante la resistenza di guasto  $[R_{4e[L2]}]$ , la rete a neutro isolato può esser rappresentata come nel disegno riportato qui sotto.



Il guasto doppio monofase a terra interessa il conduttore  $[12]$  della linea  $[L_1]$ , ed il conduttore  $[4]$  della linea  $[L_2]$ : è bene tenere presente - in quanto ciò ha rilevanza nel comportamento delle protezioni direzionali di terra installate sulla partenza della linea  $[L_1]$  e della linea  $[L_2]$  - che la differenza di potenziale  $[\dot{V}_{12N}]$  esistente ai capi del generatore di tensione collegato al conduttore indicato con  $[12]$ , è in anticipo - di 120 gradi - rispetto la differenza di potenziale  $[\dot{V}_{4N}]$  esistente ai capi del generatore di tensione collegato al conduttore indicato con  $[4]$ .

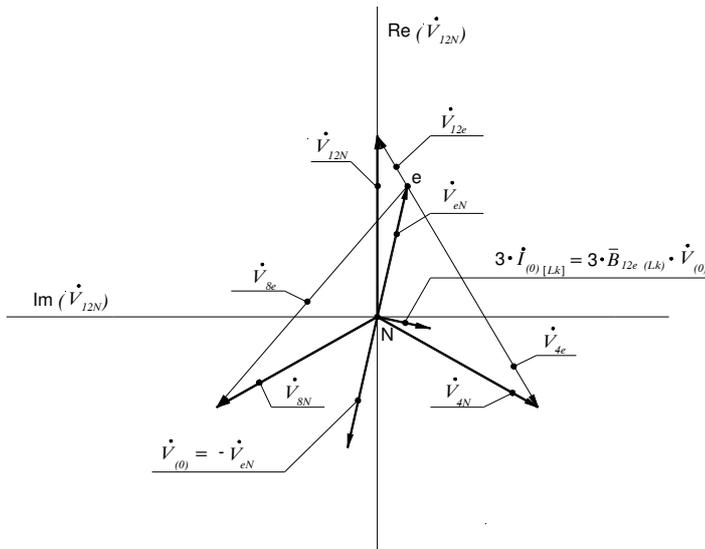
Indichiamo con:

$$\dot{V}_{(0)} = \frac{\dot{V}_{4e} + \dot{V}_{8e} + \dot{V}_{12e}}{3}$$

la tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

Nella rete in esame, sarà:

$$\dot{V}_{eN} = -\dot{V}_{(0)} = \dot{V}_{4N} \cdot G_{4e[L2]} \cdot \frac{1}{G_{4e[L2]} + G_{12e[L1]} + 3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)}} + \dot{V}_{12N} \cdot G_{12e[L1]} \cdot \frac{1}{G_{4e[L2]} + G_{12e[L1]} + 3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)}}$$



Indichiamo con:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{I}_{4[Lk]} + \dot{I}_{8[Lk]} + \dot{I}_{12[Lk]}$$

la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)}]$  della generica linea "sana"  $[Lk]$ .

Avremo che:

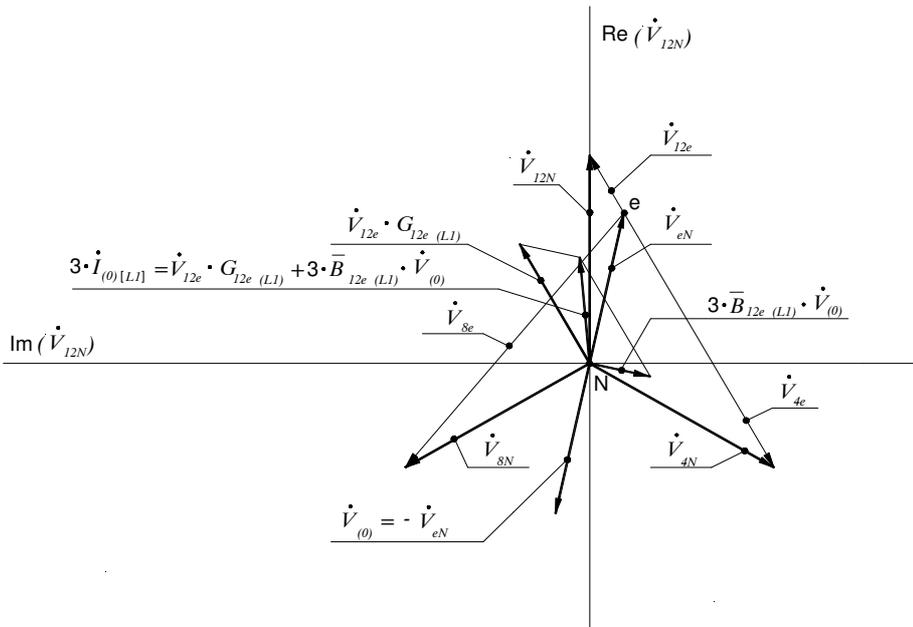
$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]} = \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[Lk]}$$

Come visibile nella figura riportata alla fine della pagina precedente, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[Lk]}]$  della generica linea "sana" è in anticipo, di 90 gradi, rispetto alla tensione omopolare  $[\dot{V}_{(0)}]$  della rete.

Al conduttore  $[12]$  - coinvolto nel guasto della linea  $[L1]$  - è applicata la tensione  $[\dot{V}_{12N}]$  che, con riferimento al senso ciclico (positivo) della rete, è in anticipo (di 120 gradi) rispetto la tensione  $[\dot{V}_{4N}]$  applicata al conduttore  $[4]$  della seconda linea  $[L2]$  coinvolta nel guasto in esame.

Per la linea  $[L1]$ , sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{I}_{4[L1]} + \dot{I}_{8[L1]} + \dot{I}_{12[L1]} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}$$



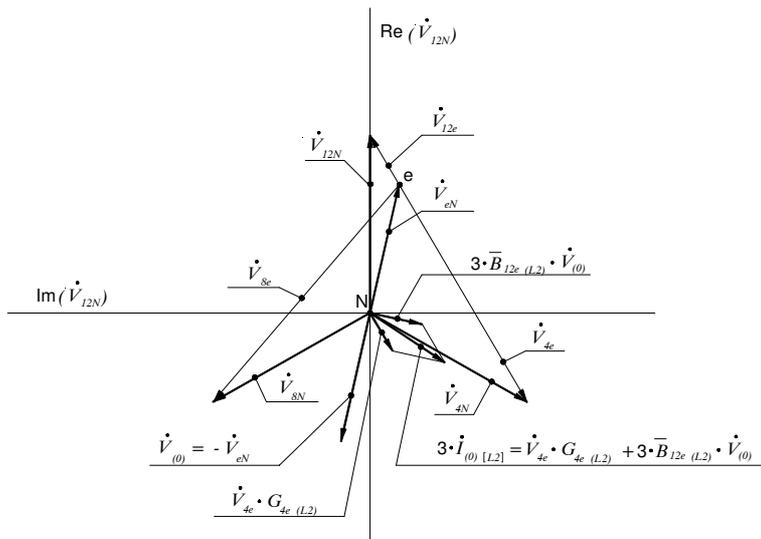
Come si può notare nella figura riportata qui sopra, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]}]$  della "prima" linea guasta  $[L1]$  ha - rispetto alla tensione omopolare della rete  $[\dot{V}_{(0)}]$  - una componente reale negativa (cui è associata una potenza attiva di sequenza omopolare avente segno negativo, entrante dalla linea verso la sbarra), ed una componente immaginaria negativa (cui è associata una potenza reattiva di sequenza omopolare avente segno positivo - "induttiva fornita" - uscente dalla sbarra verso la linea); ne viene che una "normale" protezione direzionale di terra - di tipo "varmetrico"- vede la linea  $[L1]$  come "guasta" (in quanto la corrente omopolare totale della linea ha una componente in quadratura in ritardo rispetto alla tensione omopolare della sbarra).

Al conduttore [4] - coinvolto nel guasto della linea [L2] - è applicata la tensione [V<sub>4N</sub>] che, con riferimento al senso ciclico (positivo) della rete, è in ritardo (di 120 gradi) rispetto la tensione [V<sub>12N</sub>] applicata al conduttore [12] della prima linea [L1] coinvolta nel guasto in esame.

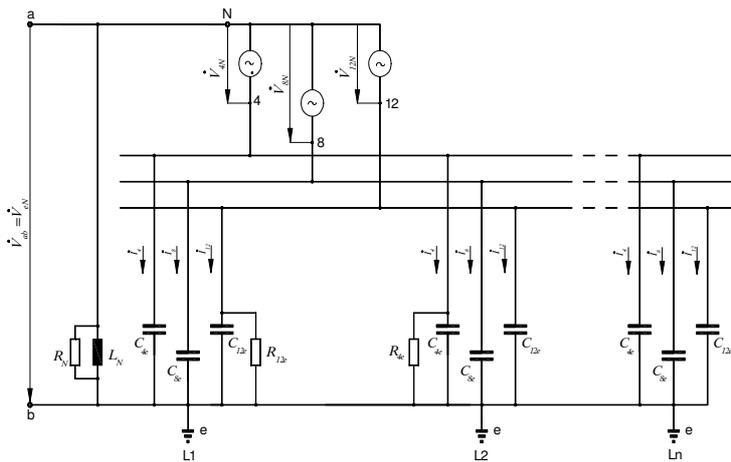
Per la linea [L2], sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L2]} = \dot{I}_{4[L2]} + \dot{I}_{8[L2]} + \dot{I}_{12[L2]} = \dot{V}_{4e} \cdot G_{4e[L2]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L2]}$$

Come si può notare nella figura riportata all'inizio della pagina successiva, la corrente omopolare totale [3 · I<sub>(0)[L2]</sub>] della "seconda" linea [L2] ha - rispetto alla tensione omopolare della rete [V<sub>(0)</sub>] - una componente reale positiva (cui è associata una potenza attiva di sequenza omopolare avente segno positivo, uscente dalla sbarra verso la linea), ed una componente immaginaria positiva (cui è associata una potenza reattiva di sequenza omopolare avente segno negativo - "induttiva ricevuta" - entrante dalla linea verso la sbarra); ne viene che una "normale" protezione direzionale di terra - di tipo "varmetrico"- vede la linea [L2] come "non guasta" (in quanto la corrente omopolare totale della linea ha una componente in quadratura in anticipo rispetto alla tensione omopolare della sbarra).



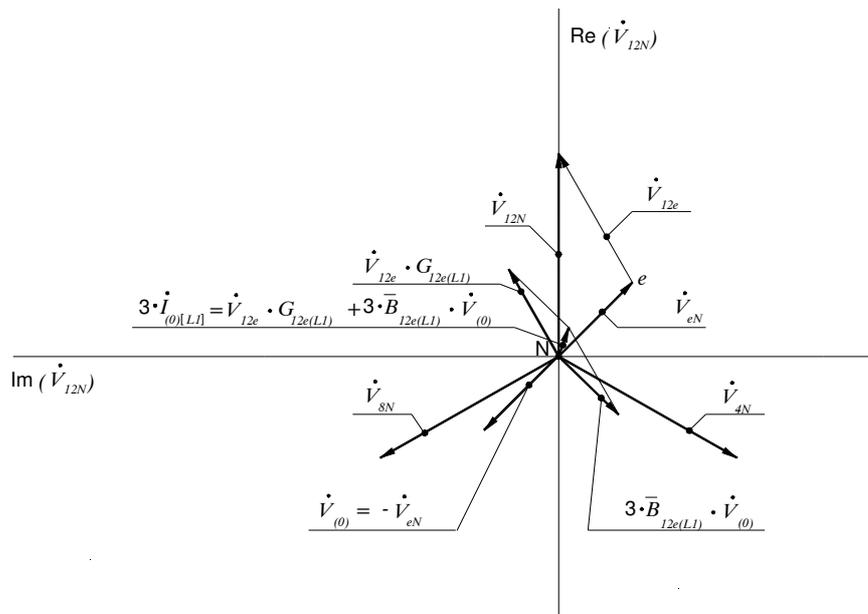
Quando sulla linea [L1] è presente un guasto monofase a terra - rappresentato mediante la resistenza di guasto [R<sub>12e[L1]</sub>] - e sulla linea [L2] è presente un secondo guasto monofase a terra, rappresentato mediante la resistenza di guasto [R<sub>4e[L2]</sub>], la rete a neutro compensato può esser rappresentata come nel disegno riportato qui sotto.



Si supponrà che la rete in esame sia caratterizzata dalla "completa compensazione della capacità omopolare"; di conseguenza sarà:

$$3 \cdot \bar{B}_{12e(eq)} + \bar{B}_{Ne} = 0$$





Per la linea [ L<sub>1</sub> ], sarà:

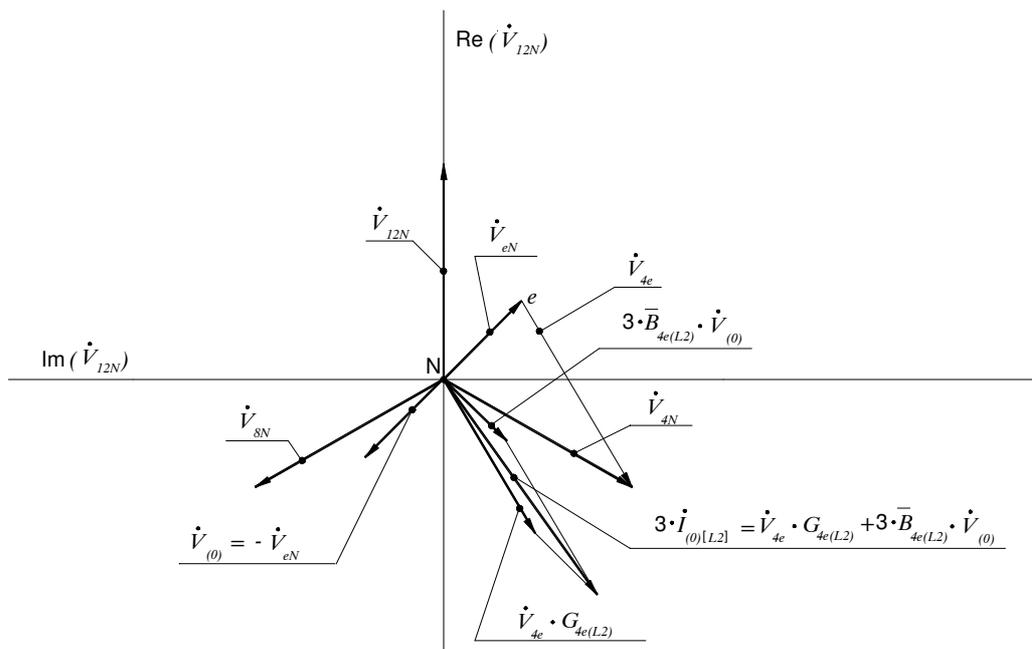
$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]} = \dot{I}_{4[L1]} + \dot{I}_{8[L1]} + \dot{I}_{12[L1]} = \dot{V}_{12e} \cdot G_{12e[L1]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L1]}$$

Come si può notare nella figura riportata alla fine della pagina precedente, la corrente omopolare totale [  $3 \cdot \dot{I}_{(0)[L1]}$  ] della "prima" linea guasta [ L<sub>1</sub> ] ha – rispetto alla tensione omopolare della rete [  $\dot{V}_{(0)}$  ] - una componente reale negativa (cui è associata una potenza attiva di sequenza omopolare avente segno negativo, entrante dalla linea verso la sbarra), ed una componente immaginaria negativa (cui è associata una potenza reattiva di sequenza omopolare avente segno positivo – "induttiva fornita" - uscente dalla sbarra verso la linea); ne viene che una protezione direzionale di terra – di tipo "wattmetrico" - vede la linea [ L<sub>1</sub> ] come "guasta" (in quanto la corrente omopolare totale della linea ha una componente attiva di segno negativo rispetto alla tensione omopolare della sbarra).

Al conduttore [ 4 ] - coinvolto nel guasto della "seconda" linea [ L<sub>2</sub> ] - è applicata la tensione [  $\dot{V}_{4N}$  ] che, con riferimento al senso ciclico (positivo) della rete, è in ritardo (di 120 gradi) rispetto la tensione [  $\dot{V}_{12N}$  ] applicata al conduttore [ 1<sub>2</sub> ] della prima linea [ L<sub>1</sub> ] coinvolta nel guasto in esame.

Per la linea [ L<sub>2</sub> ], sarà:

$$3 \cdot \dot{I}_{(0)[L2]} = \dot{I}_{4[L2]} + \dot{I}_{8[L2]} + \dot{I}_{12[L2]} = \dot{V}_{4e} \cdot G_{4e[L2]} + \dot{V}_{(0)} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{12e[L2]}$$



Come si può notare nella figura riportata qui sopra, la corrente omopolare totale  $[3 \cdot \dot{I}_{(0)[L2]}]$  della "seconda" linea  $[L2]$  ha – rispetto alla tensione omopolare della rete  $[\dot{V}_{(0)}]$  - una componente reale positiva (cui è associata una potenza attiva di sequenza omopolare avente segno positivo, uscente dalla sbarra verso la linea), ed una componente immaginaria positiva (cui è associata una potenza reattiva di sequenza omopolare avente segno negativo – "induttiva ricevuta" - entrante dalla linea verso la sbarra); ne viene che una protezione direzionale di terra – sia di tipo "varmetrico", che di tipo "wattmetrico" - vede la linea  $[L2]$  come "non guasta" (in quanto la corrente omopolare totale della linea ha una componente reale, ed una corrente immaginaria, entrambe di segno positivo rispetto alla tensione omopolare della sbarra).

In una rete a neutro isolato (sulle cui linee, in partenza, sono installate delle protezioni direzionali di terra di tipo "varmetrico"), o in una rete a neutro compensato (sulle cui linee – in partenza – sono installate delle protezioni direzionali di terra di tipo "wattmetrico"), interessata da un guasto "doppio monofase a terra" caratterizzato da bassi valori delle resistenze di guasto  $[R_{12e[L1]}]$  e  $[R_{4e[L2]}]$ , la selezione della linea guasta  $[L2]$  (interessata dal guasto presente sul conduttore  $[4]$ , cui è applicata la tensione  $[\dot{V}_{4N}]$  che - con riferimento al senso ciclico, positivo, della rete - è in ritardo (di 120 gradi) rispetto la tensione  $[\dot{V}_{12N}]$  applicata al conduttore  $[12]$ ), può esser fatta associando (mediante la funzione logica "AND") l'informazione di avviamento "inverso" (ovvero verso la sbarra) emesso dalla protezione direzionale di terra della linea  $[L2]$ , all'informazione - emessa dalla protezione di massima corrente omopolare della linea  $[L2]$  - del superamento del valore della corrente che è pari al "contributo" dato dalla linea  $[L2]$  al valore della "corrente convenzionale di guasto monofase a terra" della rete {questo "contributo" ha valore pari a  $[\text{mod}(-\dot{V}_{4N} \cdot 3 \cdot \bar{B}_{4e[L2]})]$  }.

Per la protezione contro i doppi guasti monofasi a terra, nella CP del Distributore è installata - sui montanti di linea MT - una protezione direzionale di terra, la cui soglia 67.3 ha i seguenti valori di puntamento:

- valore efficace della tensione omopolare, lato MT : 0,23 kV,
- valore efficace della corrente omopolare totale  $[3 \cdot I_{(0)}]$ , lato MT : 150 A,
- settore angolare di attivazione della protezione (determinato dal valore dell'angolo di sfasamento della corrente omopolare, rispetto alla tensione omopolare): compreso tra 190 gradi in ritardo e 370 gradi in ritardo,
- valore del tempo di ritardo intenzionale: 0,1 s .

La protezione contro i doppi guasti monofasi a terra - interni all'impianto dell'Utente - sarà attuata mediante di una protezione di massima corrente omopolare (51N,  $I_{0>>}$ ), di tipo adirezionale. L'intervento di detta protezione, presente nella "protezione generale" (PG) dell'Utente, consisterà nella emissione del comando che provoca l'apertura del dispositivo generale (DG).

In funzione del modo con cui è gestito il neutro della rete MT alimentante l'Utente, ed in accordo con la norma CEI 0-16, sulla protezione di massima corrente omopolare, presente nella protezione generale (PG) dell'Utente MT, saranno impostati i seguenti puntamenti:

- soglia 51.N, ( $I_{0>>}$ , rete a neutro isolato):
  - valore efficace della corrente, lato MT : pari a 1,4 volte il valore efficace (comunicato dal Distributore) della "corrente convenzionale di guasto monofase a terra" della rete MT alimentante l'Utente;
  - tempo di estinzione del guasto: pari, o inferiore, a 0,17 s.
- soglia 51.N, ( $I_{0>>}$ , rete a neutro compensato):
  - valore efficace della corrente, lato MT : 70 A;
  - tempo di estinzione del guasto: pari, o inferiore, a 0,17 s.

In accordo con la norma CEI 0-16, per "tempo di estinzione del guasto" si intende la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'interruttore, fino alla completa estinzione della corrente.

Esaminiamo il caso in cui un guasto monofase a terra, interno all'impianto dell'Utente, degenera in doppio guasto monofase a terra, coinvolgendo - all'esterno dell'impianto dell'Utente - un conduttore (di una linea MT diversa da quella alimentante l'Utente), avente nome diverso dal nome del conduttore affetto dal guasto monofase a terra presente all'interno dell'impianto utilizzatore.

Nel guasto ora in esame, il conduttore coinvolto nel guasto a terra all'interno dell'impianto utilizzatore ha, con riferimento al senso ciclico della rete, nome che è susseguente al nome del conduttore coinvolto nel guasto monofase a terra presente sulla linea MT che non alimenta l'Utente; inoltre, il valore delle correnti omopolare di guasto (della linea MT alimentante l'Utente) supera il valore della corrente di attivazione sia della soglia 51N (presente nella PG dell'Utente) che della soglia 67.3 (della protezione direzionale di terra installata, nella CP del Distributore, sul montante della linea MT alimentante l'Utente). La soglia 67.3 della protezione direzionale di terra, della linea MT alimentante l'Utente, emetterà il comando di apertura dell'interruttore di detta linea MT; contemporaneamente, la protezione di massima corrente omopolare 51.N ( $I_{0>>}$ ), interna alla protezione generale (PG) dell'Utente, emetterà il del comando di apertura del dispositivo generale (DP). Di conseguenza, il guasto in esame (doppio monofase a terra) non potrà esser selezionato in modo selettivo.

Qualora – dopo l'apertura del dispositivo generale (comandata dallo scatto emesso dalla protezione 51N  $[I_{0>>}]$  dell'Utente), e dopo l'apertura dell'interruttore della linea MT alimentante l'Utente (comandata dallo scatto emesso dalla protezione 67.3, installata sul montante di linea MT, nella CP del Distributore) – permanga il guasto monofase a terra sulla linea MT non alimentante l'Utente, detto guasto (che ha provocato, fin dal suo insorgere, l'attivazione della soglia 67.1, o 67.2, della protezione direzionale di terra installata, nella CP del Distributore, sul montante della linea non

alimentante l'Utente) sarà eliminato a seguito dell'apertura dell'interruttore di linea – conseguente al comando di “scatto” emesso della soglia 67.1, o 67.2, della protezione direzionale di terra del Distributore.

Se il valore delle correnti omopolari di guasto (delle due linee interessate ciascuna da un guasto monofase a terra) è superiore a 0,8 kA (ma è inferiore a 1,4 kA), la soglia 51.2 della protezione di massima corrente installata (nella CP del Distributore) sui montanti di linea MT, potrà essere di ricalzo alla protezione 67.3.

*La soglia 51.2 della protezione di massima corrente installata - nella CP del Distributore - sui montanti delle linee MT coinvolte nel guasto doppio monofase a terra, non emetterà il comando di apertura, in quanto la grandezza di guasto sarà presente per un tempo avente valore minore del valore del tempo di ritardo intenzionale.*

Se il valore delle correnti omopolari di guasto (delle due linee interessate ciascuna da un guasto monofase) è superiore a 1,4 kA, la soglia 51.3 della protezione di massima corrente installata (nella CP del Distributore) sui montanti di dette linee MT, emetterà il comando di apertura (dell'interruttore della linea MT) prima della protezione 67.3.

*I valori impostati sulle soglie della protezione di massima corrente (51) installata - nella CP del Distributore - sui montanti di linea MT, sono riportati nel capitolo 3 (“protezione contro i guasti polifasi”).*

Il “dispositivo di richiusura automatica” (installato, nella CP del Distributore, sul ogni montante di linea MT) comanderà (dopo il “tempo di attesa richiusura rapida”, pari a 0,4 s) la chiusura dell'interruttore che si erano aperto (a causa del comando di apertura emesso da una delle protezioni installate sul montante); di conseguenza, la linea MT che era stata dialimentata (a seguito dell'intervento delle protezioni di montante) sarà nuovamente rimessa in tensione.

Presso l'Utente MT non deve esser presente un dispositivo di richiusura automatica (DRA), in quanto – in caso di persistenza del guasto all'interno dell'impianto dell'Utente – l'eventuale richiusura automatica del dispositivo generale dell'Utente provocherebbe il fallimento della richiusura rapida della linea MT, con conseguente prolungamento dell'interruzione della fornitura di energia elettrica.

Qualora uno dei due guasti monofasi a terra sia all'interno dell'impianto dell'Utente, se il valore della corrente omopolare totale [ $3 \cdot I_{(0)}$ ] - nel punto di installazione della protezione generale - non supera il valore di puntamento della protezione 51.N ( $I_{0>>}$ ), detta protezione non si attiverà. Se - all'interno dell'impianto dell'Utente - il conduttore coinvolto nel guasto monofase a terra ha, con riferimento al senso ciclico della rete, nome che è susseguente al nome del conduttore coinvolto nel guasto monofase a terra presente all'esterno dell'impianto utilizzatore (su una linea MT che non alimenta l'Utente), il guasto doppio monofase a terra non provocherà l'attivazione della soglia 67.1, o 67.2, della protezione direzionale di terra presente nella protezione generale: il guasto in esame attiverà la soglia 67.1, o 67.2, della protezione direzionale di terra installata – nella CP del Distributore – sul montante della linea MT non alimentante l'Utente.

L'apertura dell'interruttore del montante della linea MT non alimentante l'utente - comandata dall'intervento della soglia 67.1, o 67.2, della protezione direzionale di terra installata, nella CP del Distributore, sul montante di detta linea - provocherà l'evoluzione del guasto: esso, da doppio monofase a terra (coinvolgente due linee MT), si evolverà in guasto monofase a terra (coinvolgente la sola linea MT alimentante l'Utente). Di conseguenza, il guasto monofase a terra “rimanente” - interno all'impianto dell'Utente - provocherà lo scatto (della soglia 67.1, o 67.2) della protezione direzionale di terra presente nella protezione generale dell'Utente: l'apertura del “dispositivo generale” provocherà la disalimentazione di detto guasto monofase.

*Nel caso in esame, l'attivazione della soglia 67.1, o della soglia 67.2, della protezione direzionale di terra installata nella CP del Distributore (sul montante della linea MT che alimenta l'impianto dell'Utente) non avrà per conseguenza l'emissione del comando di apertura dell'interruttore della linea MT, in quanto le grandezze di guasto saranno presenti per un tempo avente valore minore del valore del tempo di ritardo intenzionale.*

Il “dispositivo di richiusura automatica” (installato, nella CP del Distributore, sul ogni montante di linea MT) comanderà (dopo il “tempo di attesa richiusura rapida”, pari a 0,4 s) la chiusura dell'interruttore che si erano aperto (a causa del comando di apertura emesso da una delle protezioni installate sul montante); di conseguenza, la linea MT che era stata dialimentata (a seguito dell'intervento delle protezioni di montante) sarà nuovamente rimessa in tensione.

Presso l'Utente MT non deve esser presente un dispositivo di richiusura automatica (DRA), in quanto – in caso di persistenza del guasto all'interno dell'impianto dell'Utente – l'eventuale richiusura automatica del dispositivo generale dell'Utente provocherebbe il fallimento della richiusura rapida della linea MT, con conseguente prolungamento dell'interruzione della fornitura di energia elettrica.

La delibera AEEG 247/04 prevede - in alcune casi - la possibilità che il dispositivo generale dell'Utente utilizzi una protezione realizzata tramite fusibili MT; con detta disposizione impiantistica, in caso doppio guasto monofase a terra – qualora uno dei due guasti monofasi a terra sia presente nell'impianto dell'Utente - non è possibile il sicuro coordinamento del Sistema di Protezione Generale (SPG) con le protezioni del Distributore.

## **5. PRESCRIZIONI PER I TRASFORMATORI DI CORRENTE DEL SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE.**

Le caratteristiche degli impianti di trasformazione AT/MT, ed il loro modo di gestione, sono normalizzati in modo tale che il valore massimo della corrente di guasto polifase - sulla sbarra MT della cabina primaria del Distributore - sia pari, o inferiore, a 12,5 kA.

I trasformatori di corrente (TA), associati alla protezione di massima corrente presente nel sistema di protezione generale (SPG) dell'Utente, dovranno avere un valore di errore composto “accettabile”, quando il loro secondario è chiuso sulla prestazione nominale, ed il valore della di corrente che attraversa il loro primario è dello stesso ordine di grandezza del massimo valore della corrente di guasto polifase della rete MT.

*Con la dizione “errore composto” viene indicato il valore assoluto dell'errore percentuale calcolabile sulla base del valore efficace della componente a frequenza fondamentale della corrente primaria, e del valore efficace della componente a frequenza fondamentale della corrente secondaria moltiplicato per il valore nominale del rapporto di trasformazione.*

A tal fine, detti TA dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- valore della corrente nominale primaria: 300 A,
- valore della corrente nominale secondaria: 5 A

- prestazione nominale: 10 VA,
- classe di precisione: 5P,
- fattore limite di precisione: 30.

La prescrizione, relativa alla classe ed al fattore limite di precisione, assicura che detti TA – quando la corrente primaria è pari a 9 kA, con prestazione secondaria pari al valore nominale - abbiano errore composto pari, o inferiore, al cinque per cento.

Durante un guasto monofase a terra, su una rete gestita a neutro compensato, la corrente omopolare che attraversa la bobina di compensazione della capacità omopolare della rete (“bobina di Petersen”) presenta una elevata componente transitoria unidirezionale, il cui valore massimo è pari al valore di cresta della corrente che attraversa detta la bobina nel primo istante, all’insorgere del guasto. Il valore della costante di tempo di detta componente transitoria unidirezionale, è pari a circa 0,15 s.

A fine, di aver un corretto funzionamento delle protezioni - durante i guasti monofasi a terra, e durante i guasti doppi monofasi a terra - il TA per la misura della corrente omopolare, avente nucleo magnetico toroidale, dovrà avere le seguenti caratteristiche:

- valore della corrente nominale primaria: 100 A,
- valore della corrente nominale secondaria: 1 A,
- prestazione nominale: 2 VA,
- classe di precisione: 5P,
- fattore limite di precisione: 20.

La prescrizione, relativa alla classe ed al fattore limite di precisione, ha per scopo l’assicurare che detti TA – quando la corrente primaria è pari a 2 kA, con prestazione secondaria pari al valore nominale - abbiano “errore composto” pari, o inferiore, al cinque per cento: ciò dovrebbe dare assicurazione circa il corretto funzionamento del TA, quando - sulla corrente primaria – è presente una rilevante componente transitoria unidirezionale.

*I TA con nucleo magnetico toroidale possono essere avere circuito magnetico “chiuso”, o “apribile”: i TA aventi circuito magnetico “apribile” sono - in genere - caratterizzati (a causa dei traferri, presenti nei punti di separazione tra le due parti del nucleo magnetico) da un maggior valore di “errore composto” (in particolare: per valori della corrente primaria molto inferiori al valore nominale), ma sono meno influenzati dalla presenza di una eventuale componente transitoria unidirezionale sovrapposta alla corrente primaria.*

Esempio dei valori da impostare sulla Protezione Generale di un impianto utilizzatore:

Utente "UTENTE ELETTRICO"; punto di consegna MT denominato "PONTE NORD" Rif. SET: n° 2029999, POD N° IT221E00999999 - in Via Bondone, Comune di Trento (TN).

Valori da impostare sulla Protezione Generale <sup>(1)</sup>					
Tipo di protezione	Valore della soglia			Tempo di estinzione del guasto <sup>(5)</sup>	Note
51.1, a tempo inverso ( <i>I&gt;</i> )	<i>Attivazione opzionale</i>				Richiusure escluse.
51.1 ( <i>I&gt;&gt;</i> )	$I'_{51.1} \leq 250 \text{ A}$			$\leq 0,5 \text{ s}$	Richiusure escluse.
51.2 ( <i>I&gt;&gt;&gt;</i> )	$I'_{51.2} \leq 600 \text{ A}$			$\leq 0,12 \text{ s}$	Richiusure escluse.
51N ( <i>I0&gt;&gt;</i> )	$I'_{51N} \leq 70 \text{ A}$ <sup>(2)</sup>			$\leq 0,17 \text{ s}$	Richiusure escluse.
	$I'_0$ <sup>(2)</sup>	$V'_0$ <sup>(3)</sup>	$\Phi$ <sup>(4)</sup>		
67.1 (67.N, rete a neutro compensato)	2 A	580 V	$60^\circ < \Phi < 250^\circ$	$\leq 0,45 \text{ s}$	Sempre attiva. Richiusure escluse.
67.2 (67.N, rete a neutro isolato)	2 A	230 V	$60^\circ < \Phi < 120^\circ$	$\leq 0,17 \text{ s}$	Sempre attiva. Richiusure escluse.

(1) I valori efficaci delle correnti, e delle tensioni - riportati nella tabella - sono quelli presenti nei circuiti MT.

(2) Corrente omopolare totale  $\left[ \text{mod}(I'_{0}) = \text{mod}[3 \cdot I'_{(0)}] = \text{mod}(I'_{4} + I'_{8} + I'_{12}) \right]$ .

(3) Tensione omopolare  $\left[ \text{mod}(V'_{0}) = \text{mod}[V'_{(0)}] = \text{mod}\left(\frac{V'_{4e} + V'_{8e} + V'_{12e}}{3}\right) \right]$ .

(4) Angolo di sfasamento di  $I'_0$  rispetto  $V'_0$  ( $\Phi$  è positivo se  $I'_0$  è in ritardo rispetto  $V'_0$ ).  
L'attivazione della protezione 67 è subordinata alla contemporanea esistenza delle seguenti condizioni: superamento della soglia di  $I'_0$ ; superamento della soglia di  $V'_0$ ;  $\Phi$  all'interno del settore angolare prescritto.

(5) In accordo con la norma CEI 0-16, per "tempo di estinzione del guasto" si intende la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'interruttore, fino alla completa estinzione della corrente.

Per le caratteristiche dei trasformatori di misura, vedi la norma CEI 0-16.

Esempio di calcolo del valore della tensione omopolare secondaria [ $V''_0 = V''_{(0)}$ ]:

rete a 20 kV; 3 TV collegati – lato MT – tra ciascuna fase e terra; rapporto di trasformazione di un TV:  $m = \{(20:1,732) \text{ kV}\} / \{(0,1:3) \text{ kV}\} = 346,4$ ; tensione omopolare secondaria ricavata dalla somma vettoriale delle tre tensioni secondarie dei TV (collegamento a "triangolo aperto"); tensione omopolare lato MT:  $V'_0 = 345 \text{ V}$ ; tensione omopolare secondaria (ai capi del "triangolo aperto"):  $V''_0 = 3 \cdot V'_0 / m = 3 \cdot 345 / (346,4) = 3 \text{ V}$ .

Esempio di calcolo del valore della corrente omopolare totale secondaria [ $I''_0 = 3 \cdot I''_{(0)}$ ]:

rapporto di trasformazione del TA omopolare:  $m = [(100 \text{ A}) / (1 \text{ A})] = 100$ ; corrente omopolare totale lato MT:  $I'_0 = 2 \text{ A}$ ; corrente omopolare totale secondaria  $I''_0 = I'_0 / m = 2 / 100 = 0,02 \text{ A}$ .

3 TA lato MT (uno su ciascuna fase); rapporto di trasformazione di un TA:  $m = [(300 \text{ A}) / (5 \text{ A})] = 60$ ; corrente omopolare totale secondaria ricavata dalla somma vettoriale delle tre correnti secondarie dei TA (collegamento "Holmgreen", o "Nicholson"); corrente omopolare totale lato MT:  $I'_0 = 70 \text{ A}$ ; corrente omopolare totale secondaria:  $I''_0 = I'_0 / m = 70 / 60 = 1,17 \text{ A}$ .