

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 1/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

Il seguente documento risponde a quanto prescritto dall'Allegato A alla delibera dell'ARERA 617/2023/R/EEL e smi comma 62.1 lettera a, b, e c.

Esso descrive macroscopicamente il funzionamento dei dispositivi di protezione e richiusura automatica installati sulle reti MT e AT di distribuzione dell'energia elettrica gestite da AcegasApsAmga S.p.A. e i criteri di selettività tra tali dispositivi e quelli di utenza.

Il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza è finalizzato a:

- ridurre le perturbazioni all'esercizio, permettendo di selezionare nel più breve tempo possibile il componente guasto (rapidità);
- circoscrivere, per quanto possibile, la zona da mettere fuori servizio (selettività).

La mancata o tardiva eliminazione di un guasto, o la messa fuori servizio di un'area estesa della rete (o dell'impianto di Utente), possono dar luogo a ingenti disservizi.

Il tempo di eliminazione del guasto (rapidità) e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare (selettività) sono perciò considerate prerogative fondamentali di un sistema di protezione. Tali requisiti sono strettamente connessi fra loro e vanno considerati in funzione del complessivo scopo del sistema di protezione.

Nel seguito si analizzano i problemi di coordinamento selettivo tra le protezioni di rete e quelle di Utente (e, per quanto possibile, tra diverse protezioni di Utente) per guasti interni alla rete dell'Utente stesso. Questi aspetti coinvolgono la generalità degli Utenti data l'introduzione dell'obbligatorietà di un Dispositivo Generale). In generale, il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza viene conseguito con opportune regolazioni in tempo e corrente (selettività mista, cronometrica e amperometrica).

Per i guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza a tensioni inferiori rispetto alla tensione di consegna, è generalmente necessario assicurare che il guasto stesso non determini interventi di protezioni di rete alla tensione di consegna (selettività amperometrica). Più problematico risulta il coordinamento selettivo per guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione della consegna, di seguito discussi.

Rete Alta Tensione (AT)

Le reti AT gestite da AcegasApsAmga S.p.A. sono esercite a una tensione di 132 kV con **neutro francamente** a terra e schemi di tipo **magliato** o **radiale**. L'eliminazione selettiva dei guasti (sia polifasi, sia monofasi) nelle reti magliate è conseguita generalmente con l'adozione di protezioni di tipo distanziometrico. Nelle linee radiali si adottano generalmente protezioni di massima corrente a più soglie.

Protezioni e automatismi di rete

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 2/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

Le protezioni sono tarate in conformità alle indicazioni fornite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna S.p.A.).

La rete AT è dotata di protezioni distanziometriche a gradini di tempo crescenti (da 0 a 1 secondo di ritardo intenzionale) all'aumentare della distanza del guasto (zone di misura con caratteristiche di tempo/distanza) e di dispositivi di richiusura automatica rapida di tipo uni-tripolare.

I tempi di attesa sono legati ai tempi minimi di estinzione dell'arco. I valori di taratura sono quelli che l'esperienza di esercizio della rete ha dimostrato statisticamente efficaci per l'eliminazione dei guasti transitori (non permanenti).

Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Gli utenti sottesi alle reti di distribuzione AcegasApsAmga S.p.A. sono alimentati con schema di tipo radiale, per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza, per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente (Dispositivo Generale) e lo scatto ritardato delle protezioni di rete.

Rete Media Tensione (MT)

Le reti MT di AcegasApsAmga S.p.A. sono esercite con schemi di tipo radiale, per le quali è generalmente possibile la controalimentazione. Per quanto riguarda lo stato del neutro, tali reti sono esercite con neutro isolato.

Protezioni e automatismi di rete

L'eliminazione selettiva dei guasti avviene con criteri diversi per i guasti polifasi e per i guasti monofasi a terra.

Il guasto monofase viene eliminato dall'interruttore ad inizio linea ed il ramo guasto viene poi individuato e sezionato tramite le manovre manuali o da telecomando degli IMS/ICS posizionati lungo la linea.

Per quanto riguarda i guasti polifasi, la loro rapida eliminazione sarà sempre conseguita con l'adozione di protezioni di massima corrente sugli interruttori ad inizio linea (sbarre di CP). Tali protezioni di massima corrente sono dotate di più soglie di intervento, tipicamente a tempo indipendente: qualora (caso più critico ai fini della selettività tra protezioni di rete e di impianto Utente) si attivi la soglia istantanea, i tempi di eliminazione dei guasti polifasi sono tipicamente non superiori a 150 ms.

La rete MT è inoltre generalmente dotata di dispositivi di richiusura tripolare automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida sono di 0,3 o 0,4 s, mentre per la richiusura lenta i tempi di attesa variano da 30 s a 180 s.

Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, esso risulta differente a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 3/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

Nel primo caso (guasti monofasi a terra), il coordinamento selettivo è conseguibile mediante differenziazione dei tempi di intervento.

Per quanto riguarda i guasti polifasi (e anche per i doppi guasti monofasi a terra), data l'entità delle correnti in gioco e del buco di tensione causato agli Utenti dalla stessa linea e dalle altre linee sottese alla stessa sbarra MT di CP, l'eliminazione del guasto da parte delle protezioni AcegasApsAmga S.p.A. avviene senza ritardo intenzionale. Di conseguenza, le possibilità di coordinamento selettivo tra protezioni di rete e protezione generale dell'Utente sono molto ridotte (nulle nel caso di guasti franchi). Qualora il DG sia costituito da un interruttore, esso deve essere ad apertura istantanea: in caso di guasto si ha tipicamente l'apertura contemporanea della protezione in CP e del medesimo DG, con la successiva richiusura dell'interruttore di linea e la ripresa del servizio per gli altri Utenti.

La possibilità di coordinamento selettivo che consente di evitare l'intervento della protezione di linea per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna può essere conseguita impiegando per la protezione delle apparecchiature a valle del DG (trasformatori) fusibili limitatori di corrente. I guasti estinti per mezzo di tali dispositivi limitatori non provocano, con buona probabilità, l'intervento dell'interruttore di linea; inoltre, i guasti così risolti hanno minori conseguenze sulla qualità del servizio (buchi più brevi e meno profondi).

Coordinamento selettivo tra le protezioni di utenza alla stessa tensione della consegna

Anche per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, si hanno situazioni differenti a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase). In caso di guasti monofasi a terra, la possibilità di coordinamento selettivo (tra DG e dispositivi a valle posti a protezione dei singoli montanti) è subordinata al massimo ritardo impostabile sul medesimo DG (ritardo generalmente tale da garantire un tempo complessivo di interruzione del guasto a 170 ms). La disponibilità di un gradino di ritardo intenzionale sul DG consente di conseguire un livello di selettività cronometrica; consente inoltre più livelli di selettività qualora si impieghino tecniche di coordinamento basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. Per quanto riguarda i guasti polifasi, il medesimo coordinamento selettivo tra DG e dispositivi di protezione dei singoli montanti è conseguibile impiegando tecniche di selettività basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. In tale caso, si possono avere due diverse situazioni, di seguito descritte. In generale, l'apertura dell'interruttore di linea avviene senza ritardo intenzionale, e la successiva richiusura rapida consente di rialimentare la porzione di impianto di Utenza non affetta da guasto. Infatti, nel caso di guasti a valle dei dispositivi di protezione dei singoli montanti, il coordinamento logico tra tali dispositivi e il DG causa il blocco del medesimo DG.

Tempi e modalità di modifica dello stato di esercizio del neutro

Come illustrato precedentemente le reti elettriche di distribuzione, gestite da AcegasApsAmga S.p.A., sono esercite con neutro isolato.

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 4/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

Attualmente non è previsto il cambio dello stato di esercizio del neutro da neutro isolato a neutro compensato per le reti di media tensione.

Analisi di dettaglio della taratura delle protezioni dalle sovracorrenti e contro i guasti a terra in reti MT a neutro isolato

Le protezioni delle linee di alimentazione degli utenti sono distinguibili in:

1. Protezioni dalle sovracorrenti;
2. Protezioni contro i guasti a terra.

Protezioni dalle sovracorrenti

Dal 1 Aprile 2009, secondo la norma CEI 0-16 (punto 8.5.12.2) l'SPG deve essere costituito da opportuni TA e TV che forniscono grandezze ridotte a un relè di protezione generale (PG) che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito.

- **I>** (sovraccarico)
- **I>>** (soglia 51, con ritardo intenzionale)
- **I>>>** (soglia 50, istantanea);

I valori di regolazione impostati dall'Utente circa la protezione di massima corrente di fase non possono superare quelli di seguito riportati:

- **prima soglia (I>, attivazione opzionale):** valore e tempo di estinzione da concordare con AcegasApsAmga S.p.A.;
- **seconda soglia (I>>):** valore 250 A, tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- **terza soglia (I>>>):** valore 600 A, tempo di estinzione della sovracorrente: 120 ms.

Per tempo di estinzione della sovracorrente si intende la somma del tempo di intervento della protezione, del tempo di apertura dell'interruttore fino alla completa estinzione della corrente.

La prima soglia è caratterizzata dalla curva standard a tempo inverso (VI) secondo la norma CEI EN 602553 in modo tale da intervenire in caso di sovraccarichi.

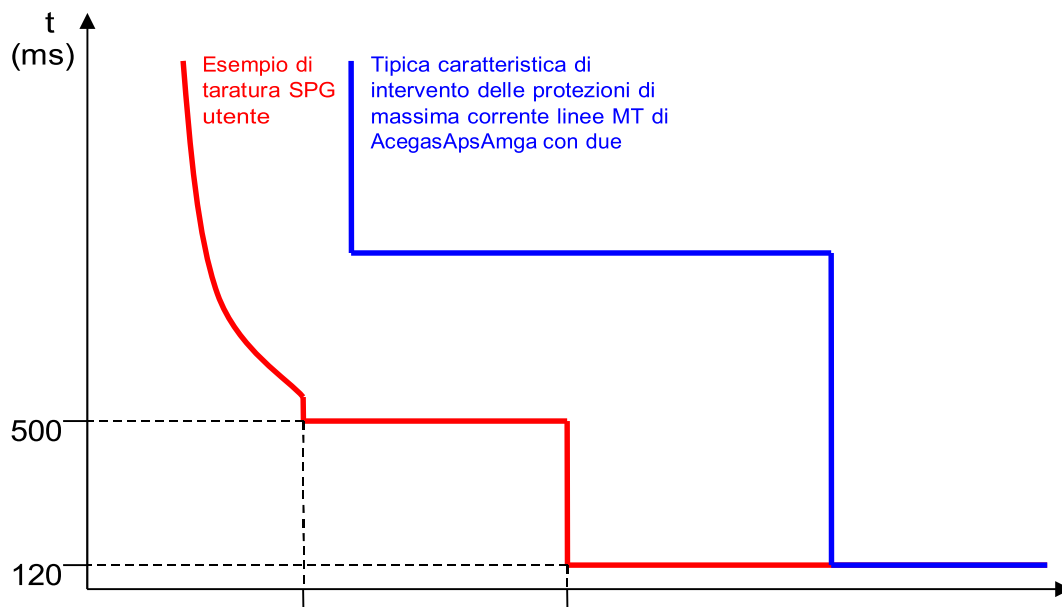
La seconda soglia serve per fare selettività in caso di guasti caratterizzati da una corrente non troppo elevata per cui la CEI 0-16 prevede che l'utente possa impostare un ritardo intenzionale massimo pari a 420 ms, considerando l'ipotesi in cui il tempo di apertura dell'interruttore e dell'estinzione della corrente sia pari a 80 ms.

La terza soglia viene utilizzata per interrompere il circuito quando la corrente di corto raggiunge valori molto elevati (> 600 A) e perciò viene settata con tempo di ritardo intenzionale nullo.

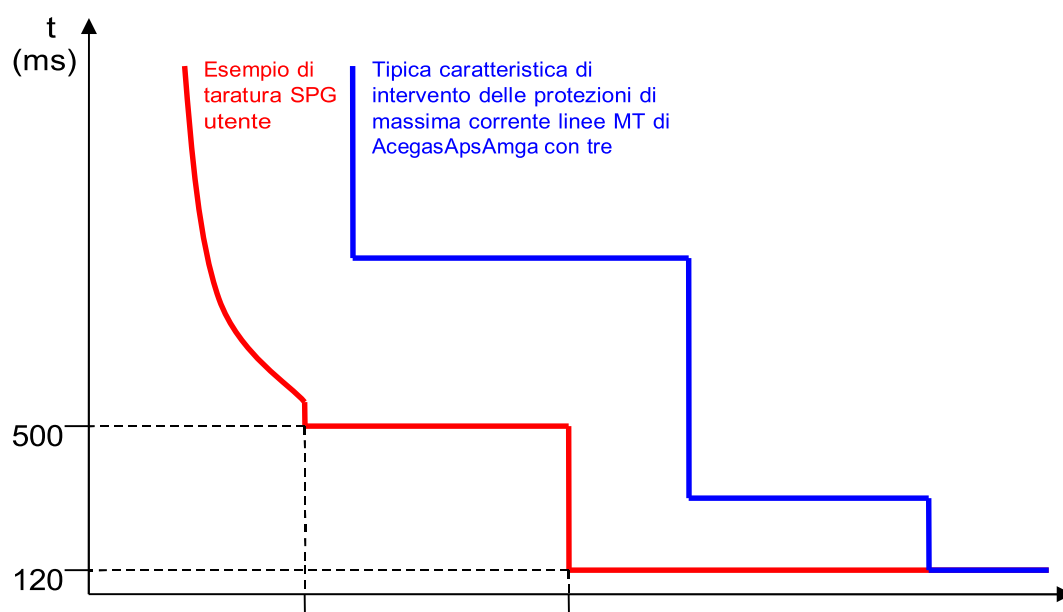
Nella figura sottostante è possibile notare un caso tipico di coordinamento tra le protezioni di massima corrente dell'utente e quelle impostate nelle linee in media

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 5/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

tensione esercite da AcegasApsAmga S.p.A. qualora le stesse siano settate con due soglie.



In altri casi le tarature delle protezioni presenti nelle cabine primarie AcegasApsAmga S.p.A. sono equipaggiate con tre soglie, dando luogo alla caratteristica tempo-corrente tracciata con la linea blu nella figura sottostante.



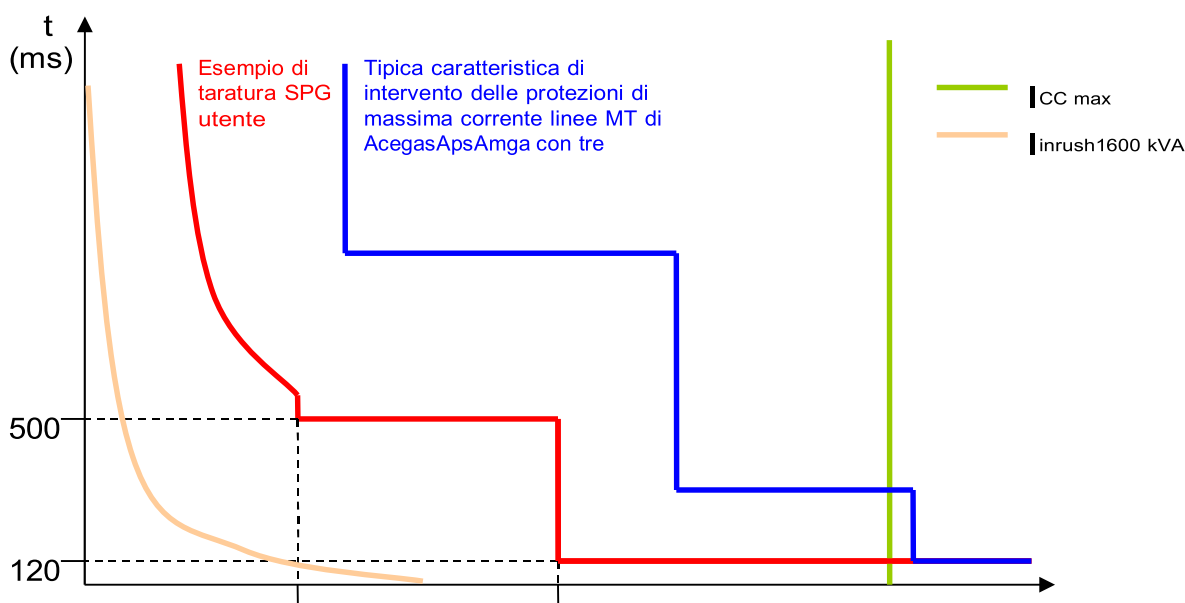
	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 6/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

La norma CEI 0-16 indica, con i paragrafi 8.5.13 e 8.5.14 i limiti della potenza di cortocircuito della sezione di trasformazione MT/BT e i limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati.

Il primo limite viene imposto al fine di evitare l'intervento della protezione di massima corrente installata sulla linea MT in caso di guasto sulla sezione di trasformazione afferente a un singolo sistema di sbarre BT. La potenza massima del singolo trasformatore e/o dei trasformatori posti in parallelo sulla stessa sbarra BT che l'utente può installare sul proprio impianto viene imposta da AcegasApsAmga S.p.A., in conformità con la CEI 0-16, a:

- 2500 kVA su reti a tensione nominale pari a 27.5 kV
- 2000 kVA su reti a tensione nominale pari a 20 kV
- 1600 kVA su reti a tensione nominale pari a 10 kV (vedi segmento verde nella figura sottostante)

Vi sono poi dei limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati in modo da ridurre la corrente di inserzione. L'utente non può energizzare contemporaneamente trasformatori con una potenza complessiva superiore a tre volte i limiti indicati nel paragrafo 8.5.13 della CEI 0-16 per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre BT separate. In questo caso la norma di riferimento per la determinazione dell'andamento temporale della corrente di inserzione dei trasformatori è la CEI 11-35.



Come indicato dall'articolo 36.2 della delibera ARERA 617/2023/R/EEL gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW la cui richiesta di connessione sia stata presentata ad AcegasApsAmga S.p.A. prima del

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 7/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

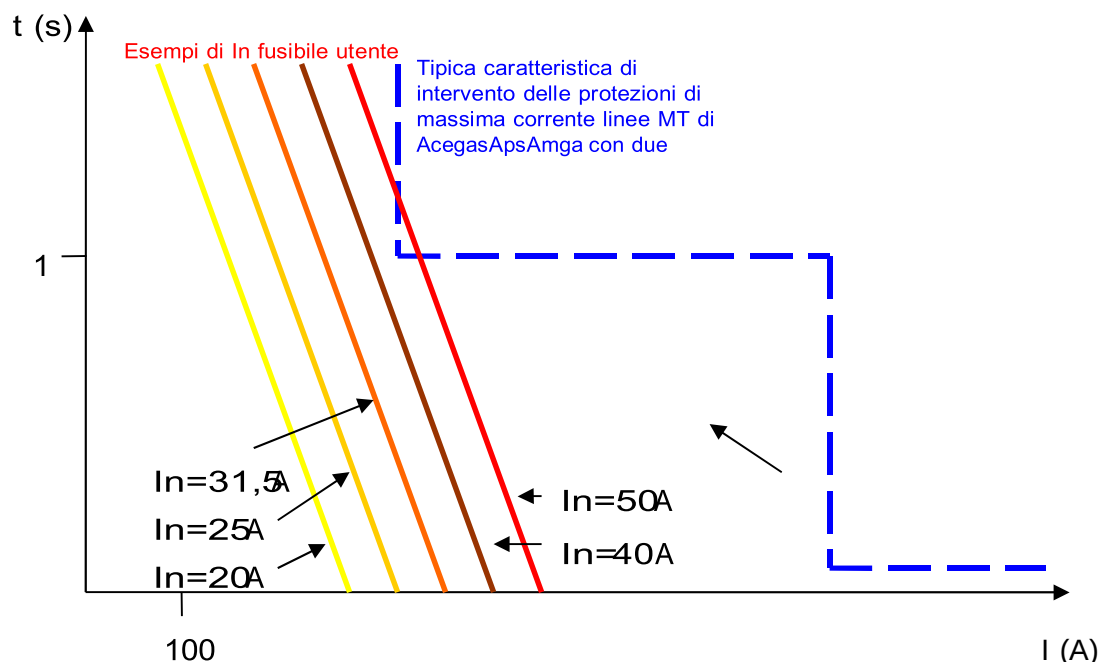
16/11/2006 hanno facoltà di derogare i requisiti imposti dall'articolo 36.1 qualora siano rispettate tutte le seguenti condizioni:

- a) risultano dotati di Interruttore Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA oppure risultano dotati di interruttore a volume d'olio ridotto (IVOR) con dispositivo di protezione almeno per la corrente di corto circuito e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA oppure risultano dotati di interruttore equivalente con dispositivo di protezione almeno per la corrente di corto circuito e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- b) la connessione MT tra l'IMS e il trasformatore MT/BT o tra l'IVOR e il trasformatore MT/BT o tra l'interruttore equivalente e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m;
- c) effettuano la manutenzione ai sensi della norma CEI 78-17 e successive varianti secondo le periodicità ivi indicate e refertando l'esito su apposito registro costituito dalle schede di cui all'allegato C alla medesima norma.

In questa circostanza la taglia massima dei fusibili stessi non deve eccedere i 40 A. I valori di taratura delle protezioni così impostate permettono di raggiungere in caso di guasto sull'impianto utente la selettività rispetto alle protezioni a monte sulle linee MT di AcegasApsAmga S.p.A.

In alternativa a quanto disposto al paragrafo precedente, gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW hanno facoltà di derogare ai requisiti di cui al comma 36.1 se sono rispettate le seguenti condizioni:

- a) risultano dotati di Interruttore di Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R) conforme alla norma CEI 17-126;
- b) risultano dotati di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- c) la connessione MT tra l'IMS-FGT-R e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m.



Protezioni contro i guasti a terra

La norma CEI 0-16 indica che per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra essa può essere ottenuta tramite l'utilizzo di una protezione di massima corrente omopolare oppure per mezzo di una protezione direzionale di terra.

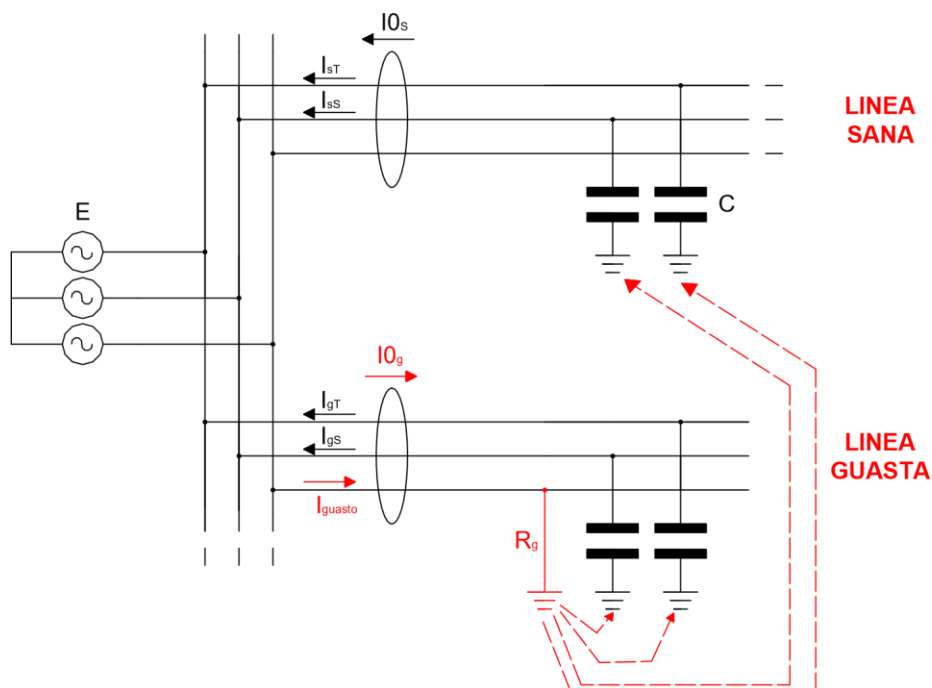
Il discriminante è rappresentato dal contributo della corrente di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente che, qualora superi gli 1,6 A (80% del valore di taratura della corrente omopolare qualora questa sia l'unica protezione richiesta contro i guasti a terra), implica l'adozione di una protezione direzionale di terra a una soglia (67N.S2) e di massima corrente omopolare a una soglia (51N.S2).

Questo poiché una semplice protezione di massima corrente omopolare non è in grado di discriminare i guasti sulle linee AcegasApsAmga S.p.A. provocando di conseguenza scatti intempestivi. Non è sufficiente quindi misurare solo la I_0 , ma misurare anche la V_0 e l'angolo formato dai due vettori. I valori di taratura di queste soglie dipendono principalmente dallo stato del neutro.

Lo stato del neutro indica la modalità con cui il centro stella del sistema trifase viene riferito a terra, esso individua il percorso attraverso il quale si chiude il circuito delle correnti di guasto a terra, quindi la corrente di guasto a terra del sistema.

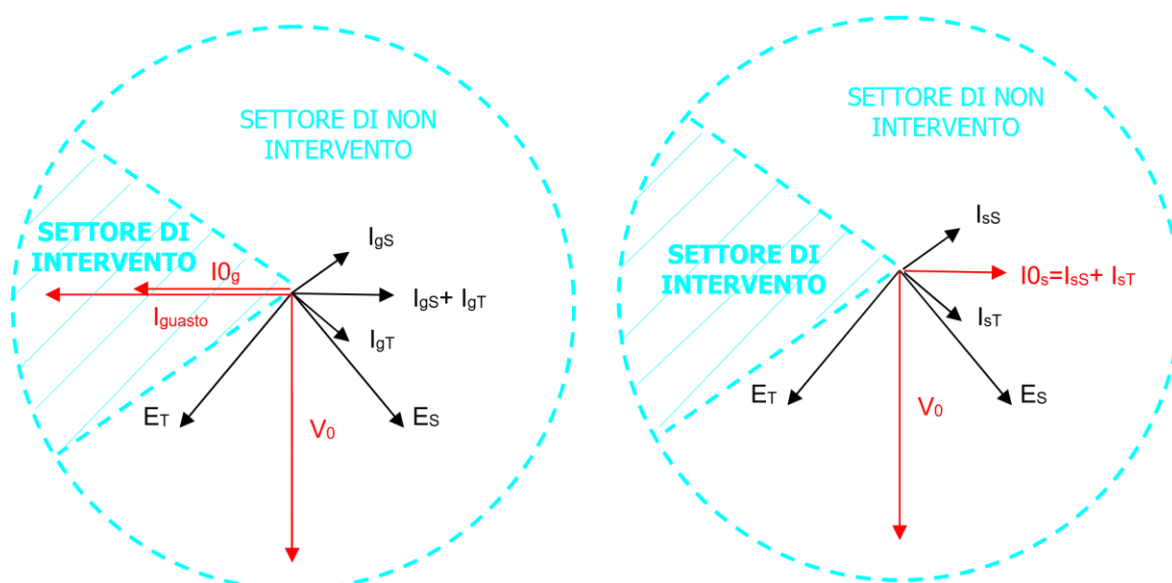
La corrente di guasto dipende dal contributo capacitivo delle linee elettriche in cavo che è molto maggiore delle linee aeree, e naturalmente varia in funzione della lunghezza dell'impianto. Le reti MT esercite da AcegasApsAmga sono quasi esclusivamente realizzate in cavo interrato e di conseguenza il contributo della corrente di guasto monofase a terra può eccedere anche i 300 A.

In caso di guasto in impianti eserciti con **neutro isolato** la situazione impiantistica che si viene a creare è la seguente:



Le due spire all'inizio delle linee rappresentano i relè direzionali che discriminano la linea sede del guasto (g) dalla linea sana (s). Ipotizzando un guasto monofase a terra franco ($R_g=0$) sulla fase R, la corrente di guasto monofase a terra I_{guasto} è la risultante delle correnti omopolari che circolano sulla fase interessata dal guasto. La corrente omopolare sulla linea guasta è 90° in ritardo rispetto alla tensione omopolare V_0 , mentre la corrente omopolare sulla linea sana è 90° in anticipo rispetto alla tensione omopolare.

In questo caso il relè direzionale di terra, misurando l'angolo di sfasamento tra tensione omopolare V_0 e corrente omopolare I_0 e discriminando gli angoli maggiori di 60° e minori di 120° , permette di aprire la linea sede del guasto e continuare ad alimentare la linea sana.



	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 10/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

Il coordinamento delle protezioni direzionali di guasto a terra di AcegasApsAmga S.p.A. e dell'utente viene basato sulla selettività di tipo cronometrico.

Le considerazioni precedenti circa la selettività tra le protezioni di utente e di AcegasApsAmga S.p.A. in caso di guasto monofase a terra non sono applicabili qualora il cliente sia protetto tramite un Interruttore di Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili o con un Interruttore a Volume d'Olio Ridotto (IVOR) o con interruttore equivalente dotato di sola protezione contro il corto circuito. In questi casi non viene garantito il coordinamento tra le protezioni del cliente ed AcegasApsAmga S.p.A.

Esempi generici di taratura delle protezioni SPG di utenti MT connessi alle reti AcegasApsAmga S.p.A.

Caso 1: rete esercita con neutro isolato e contributo della rete MT di utenza per guasto monofase a terra $\leq 1,6$ A

Ipotesi iniziali:

Tensione di alimentazione $V_n = 10$ kV;

Potenza disponibile $P_n = 400$ kW;

Lunghezza delle linee in cavo dell'utente $L_2 = 200$ m.

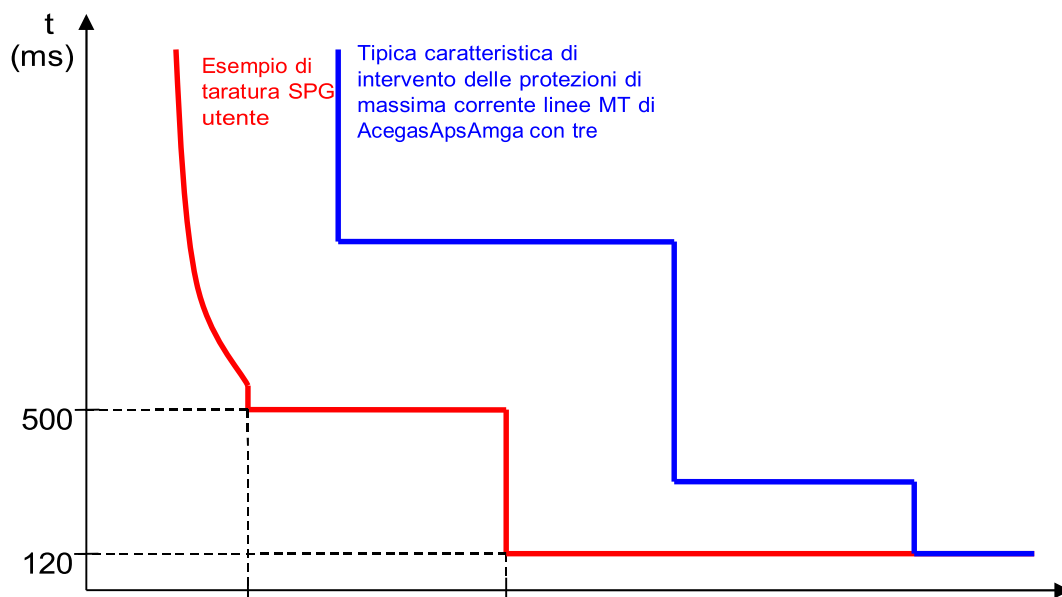
La corrente nominale sarà:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot 0.9} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.9} = 25,7 \text{ A}$$

La prima soglia ($I >$), la cui taratura, qualora venga comunicata da AcegasApsAmga S.p.A. all'utente, sarà maggiore della corrente nominale.

La seconda soglia ($I >>$) potrà essere tarata a 190 A con tempo di eliminazione del guasto pari a 0,5 s. La terza soglia ($I >>>$) viene scelta per garantire la selettività in caso di corto circuito sulle sbarre BT del cliente e viene ipotizzata pari a 500 A con tempo di eliminazione del guasto uguale a 0,12 s.

E' possibile quindi tracciare il grafico della caratteristica corrente - tempo dell'impianto dell'utente MT in esempio, relazionato con gli stessi valori tarati sulle protezioni della rete MT di AcegasApsAmga S.p.A.



Il calcolo del contributo alla corrente di guasto monofase a terra della rete MT può essere effettuato dall'Utente tramite la formula empirica indicata dalla norma CEI 0-16:

$$I_F = U \cdot (0,003 \cdot L_1 + 0,2 \cdot L_2)$$

Dove:

U: tensione nominale tra le fasi in kV;

L₁: somma delle lunghezze in km delle linee aeree;

L₂: somma delle lunghezze in km delle linee in cavo, ordinatamente collegate metallicamente tra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

In questo esempio quindi:

$$I_F = 10 \cdot (0,2 \cdot 0,2) = 0,4 \text{ A}$$

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra l'Utente, come viene indicato dalla CEI 0-16, può scegliere se utilizzare un relè omopolare di corrente oppure la protezione direzionale di terra abbinata alla massima corrente omopolare.

Nel primo caso la soglia dovrà essere fissata al valore di $I_0 \leq 2 \text{ A}$ (valore primario) con tempo di eliminazione del guasto inferiore o uguale a 0,17 s.

Se la corrente I_F , calcolata come sopra, dovesse risultare invece superiore a 1,6 A, allora il Sistema di Protezione generale dovrà comprendere una protezione direzionale di terra (67N).

Di seguito viene presentata una tabella riepilogativa con i valori di taratura da impostare nei vari casi.

	Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza	REVISIONE 1	PAG. 12/12
		Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	

	I_o	V_o	Settore di intervento	Tempo di estinzione del guasto
Omopolare di corrente (51N.S1) – (in assenza di protezione direzionale 67N)	$\leq 2 \text{ A}$			$\leq 0,17 \text{ s}$
Omopolare di corrente (51N.S2) – (in presenza di 67N)	$\leq 140\% I_g$			$\leq 0,17 \text{ s}$
Direzionale di terra (67N.S2) – (obbligatoria se $I_F > 1,6 \text{ A}$)	$\leq 2 \text{ A}$	$\leq 2 \text{ V}$	60/120°	$\leq 0,17 \text{ s}$

I_g è la corrente di guasto monofase a terra comunicata da AcegasApsAmga S.p.A.

Per gli impianti esistenti la scheda di taratura viene inviata periodicamente da AcegasApsAmga S.p.A. agli Utenti ai sensi del comma 5.4 lettera d) dell'Allegato A alla delibera ARERA 617/2023/R/EEL e smi.

Le principali delibere sopra indicate, nonché ulteriori approfondimenti e informazioni riguardanti gli argomenti trattati sono disponibili nel sito di AcegasApsAmga S.p.A.