

Criteri di taratura della protezione degli impianti

La rete di distribuzione di Primiero Energia Reti Srl è dotata di dispositivi per la protezione contro i guasti che possono presentarsi sulla rete.

L'obiettivo di dette protezioni è di essere selettive rispetto al guasto in modo da limitare la porzione di rete da isolare.

Le protezioni a monte delle linee di alimentazione dei clienti, intervengono a seguito di:

- sovraccarichi di corrente
- cortocircuiti tra le fasi
- cortocircuiti a terra

La protezione di massima corrente interviene per sovraccarichi e cortocircuiti polifase mentre la protezione contro i guasti a terra interviene invece al verificarsi di cortocircuiti monofase e/o bifase a terra.

I valori di taratura delle protezioni a monte di ogni linea di distribuzione in media tensione di Primiero Energia Reti Srl, sono impostati per proteggere la componentistica costituente la rete di distribuzione garantendo comunque il miglior servizio possibile.

Per ottenere la continuità e qualità del servizio è inoltre necessario che le protezioni del Dispositivo Generale (D.G.) di ogni cliente siano tarate in modo che, per guasti che si verificano a valle del DG, le stesse intervengano tempestivamente evitando lo scatto delle protezioni della relativa linea del distributore con conseguente interruzione del servizio a tutti i clienti sottesi alla stessa linea di alimentazione.

Le protezioni del DG del cliente devono essere costituite da:

- 1) protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie:
 - I> (sovrafflusso)
 - I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale)
 - I>>> (soglia 50, istantanea)

- 2) protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure protezione direzionale di terra a due soglie, quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT del Cliente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N. Ad esempio, per reti a 20 kV e corrente di regolazione per la protezione 51N pari a 2 A, la protezione direzionale di terra è necessaria per reti di media tensione del Cliente a valle del DG di lunghezza pari ad almeno 533 metri.

Per tutti i clienti connessi in media tensione le tarature sono riepilogate nelle tabelle sottostanti.

Coordinamento tra le protezioni

Si descrive un caso tipico di coordinamento tra le protezioni contro i guasti monofase a terra degli utenti e delle linee di Primiero Energia Reti Srl.

Durante un guasto monofase a terra, le protezioni con relè direzionali di tutti gli utenti alimentati dallo stesso trasformatore AT/MT, rilevano una tensione (tensione omopolare) pressoché uguale su tutte le protezioni.

Il guasto monofase a terra origina anche una corrente (corrente omopolare), rilevata dai relè omopolari di corrente e dai relè direzionali.

Primo caso: guasto originatosi sull'impianto d'utenza.

Gli utenti presso cui si origina il guasto se dotati di protezione omopolare di corrente, rilevano una corrente omopolare proporzionale all'estensione della rete di alimentazione connessa; se dotato di protezione direzionale di terra rileva anche una tensione omopolare, il cui sfasamento con la corrente omopolare, è tale da consentire l'intervento della protezione stessa.

Se i valori di corrente e tensione superano le soglie di taratura fornite dal Distributore, dopo il tempo preimpostato si ha l'intervento delle protezioni dell'utente con il conseguente scollegamento dell'impianto d'utenza dalla rete di distribuzione.

Le linee di Primiero Energia Reti Srl sono equipaggiate con protezioni direzionali di terra. La protezione rileva i valori di corrente e tensione omopolare, come l'utente presso cui si è originato il guasto. La selettività nell'intervento delle protezioni di Primiero Energia Reti Srl con le protezioni dell'utente avviene impostando un tempo di ritardo di intervento maggiore (selettività cronometrica). Gli utenti allacciati allo stesso trasformatore AT/MT contribuiscono con il loro impianto d'utenza alla corrente omopolare complessiva. Il valore di taratura fornito da Primiero Energia Reti Srl è tale da non fare intervenire la loro protezione contro i guasti monofase a terra e quindi non originare interruzioni al loro servizio di fornitura di energia elettrica.

Secondo caso: guasto originatosi sulla rete di distribuzione di Primiero Energia Reti Srl.

Le protezioni poste sulle linee di Primiero Energia Reti Srl rilevano, a seguito del guasto, dei valori di corrente e tensione omopolare. Il guasto monofase a terra sulla linea MT sede dell'anomalia, viene eliminato in un tempo definito per ogni singola linea.

Gli utenti allacciati alla stessa linea MT sede di guasto, saranno interessati da una interruzione del servizio di fornitura di energia elettrica per l'intervento delle protezioni poste sulla linea stessa.

Gli utenti allacciati allo stesso trasformatore AT/MT contribuiscono con il loro impianto d'utenza alla corrente omopolare complessiva. Il valore di taratura fornito da Primiero Energia Reti Srl è tale da non fare intervenire la loro protezione contro i guasti monofase a terra.

Si descrive un caso tipico di coordinamento tra le protezioni contro i guasti polifase

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 esser 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 0,6 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 esser 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.

ALLEGATO A/1: Caratteristiche dell'alimentazione e parametri di taratura dei sistemi di protezione alla data della presente comunicazione

Nella tabella 1, di seguito riportata, sono riassunte le caratteristiche della Sua fornitura:

Caratteristiche dell'alimentazione- tabella 1	
Nome cabina	<Nome>
Numero Cabina	<Numero>
Ubicazione	<Indirizzo>
Comune	<comune>
Numero cliente (POD)	<POD>
Potenza Disponibile	kW
Potenza Immissibile	kW
Ambito di concentrazione secondo ARERA	Bassa Concentrazione
Cabina Primaria alimentante in assetto standard	
Linea MT Alimentante in assetto standard	
Cabina secondaria di consegna	
Tensione Nominale	20 kV +- 20%
Frequenza Nominale	50 Hz +- 1% (95% dell'anno +4% -6% (100% dell'anno))
Corrente di cortocircuito trifase (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)	12,5 kA (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.3)
Esercizio del neutro	Neutro a terra con impedenza (in data da definirsi dal 01.09.2013 al 28.02.2014)
Corrente di guasto monofase a terra	50 A (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)
Tempo di eliminazione del guasto a terra	>> 10 s (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)
Corrente di doppio guasto monofase a terra (ai fini del dimensionamento termico dei conduttori di terra)	10,8 kA (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.8)
Tempo di eliminazione del doppio guasto a terra	340 ms (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.8)
Presenza di impianto di terra globale	No (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)

ALLEGATO A/1: Caratteristiche dell'alimentazione e parametri di taratura dei sistemi di protezione alla data della presente comunicazione

Inoltre vi rendiamo noto che, le tarature del vostro Sistema di Protezione Generale devono essere impostate ai valori indicati nella seguente tabella¹:

TARATURA DELLA PROTEZIONE GENERALE – Tabella 1			
Descrizione Protezione	Soglie intervento	Tempo di eliminazione del guasto ⁽⁵⁾	note
I> (51.S1) alfa	0,02⁽²⁾		
I> (51.S1) beta	0,14⁽²⁾		
I> (51.S1) K	0,12⁽²⁾		
I> (51.S1)	≤ «Imax» A⁽²⁾ (3)⁽⁴⁾	Tempo dipendente NIT	Richiuse escluse
I>> (51.S2)	≤ 250 A⁽³⁾ (4)	< 0,500 s	Richiuse escluse
I>> (51.S3)	≤ 600 A⁽³⁾	< 0,120 s	Richiuse escluse
I ₀ > (51N.S1)	≤ 2 A⁽³⁾	< 0,170 s	Richiuse escluse

Qualora il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT interna al Vostro impianto calcolato con la formula di cui al punto 5.2.1.7 della Norma CEI 0-16, sia superiore a 1,6 A (corrispondente a 400 metri di cavo), il Sistema di Protezione Generale deve comprendere una protezione direzionale di terra (67N) e devono essere impostate ai valori di taratura riportati nella seguente Tabella 2

TARATURA DELLA PROTEZIONE GENERALE – Tabella 1			
Descrizione Protezione	Soglie intervento	Tempo di eliminazione del guasto ⁽⁵⁾	note
I> (51.S1) alfa	0,02⁽²⁾		
I> (51.S1) beta	0,14⁽²⁾		
I> (51.S1) K	0,12⁽²⁾		
I> (51.S1)	≤ «Imax» A⁽²⁾ (3)⁽⁴⁾	Tempo dipendente NIT	Richiuse escluse
I>> (51.S2)	≤ 250 A⁽³⁾ (4)	< 0,500 s	Richiuse escluse
I>> (51.S3)	≤ 600 A⁽³⁾	< 0,120 s	Richiuse escluse
I ₀ > (51N.S1)	250 A⁽³⁾	< 170 ms	Richiuse escluse
	I₀ (3)	V ₀ (6)	ρ (7)
67N.S2	≤ 2 A	≤ 2 V	(60-120)° ≤ 0,17 s Richiuse escluse
67N.S1	≤ 2A	≤ 5 V	(60-250)° ≤ 0,45 s Richiuse escluse

(1) Per situazioni impiantistiche particolari Primiero Energia Reti Srl, a seguito di richiesta motivata del cliente, si riserva di valutare la possibilità di ammettere valori diversi rispetto a quelli sopra riportati.

(2) Nel caso in cui i campi siano vuoti non è necessario impostare la relativa soglia

(3) Corrente al primario misurata tramite TA, TA omopolare o equivalente (somma vettoriale delle 3 correnti di fase) (es. I₀ al secondario = 20 mA con I₀ = 2 A al primario e rapporto TA = 100/5)

(4) In alternativa all'attivazione della soglia I> (51.S1) come indicato in tabella, può essere impostata la soglia I>> (51.S2) al valore ≤ 215 A anziché ≤ 250 A

(5) Il tempo di eliminazione del guasto è la somma del tempo di intervento della protezione del tempo di apertura dell'organo di manovra del cliente

(6) Tensione al primario misurata tramite 3 TV di fase con collegamento a triangolo aperto e rapporto di trasformazione complessivo tale da fornire 100V in ingresso alla protezione in presenza di un guasto monofase franco a terra

(7) L'angolo è positivo se la I₀ è in ritardo (in senso orario) sulla V₀

ALLEGATO A/2

Taratura per clienti produttori MT			
Descrizione Protezione	Soglie intervento	Tempo di intervento ⁽²⁾	note
Sblocco voltmetrico per massima tensione omopolare 59 V0	10% Vrn ⁽³⁾	0,0s	Senza ritardo intenzionale
Sblocco voltmetrico per massima tensione inversa 59 Vi	15% Vn/En ⁽⁴⁾	0,0s	Senza ritardo intenzionale
Sblocco voltmetrico per minima tensione diretta 27 Vd	80% Vn/En ⁽³⁾	0,0s	Senza ritardo intenzionale
Massima tensione omopolare 59.Vo	10% Vrn ⁽²⁾	25 s	
Minima tensione 27S.1 <V	0,7 Vn	<= 0,370 s	
Massima tensione 59S.1 >V	1,2 Vn	<= 0,170 s	
Minima frequenza 81.S1min <F	47,5 Hz	4,0 s	Soglia permissiva
Massima frequenza 81.S1max >F	51,5 Hz	1,0 s	Soglia permissiva
Minima frequenza 81.S1min <F ⁽⁵⁾	49,7 Hz	<= 0,170 s	Senza ritardo intenzionale
Massima frequenza 81.S1max >F ⁽⁴⁾	50,3 Hz	<= 0,170 s	Senza ritardo intenzionale

Documentazione di riferimento:

1. Norma CEI 0-16: regole tecniche di connessione (RTC) per Utenti attivi e Passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia
1. Del. ARERA ARG/elt 33/08, ARG/elt 199/08, Arg./elt 198/11
2. Norma CEI 0-21
3. Del ARERA 84/2012/R/EEL e Allegato A70 al Codice di rete di Terna

² Il tempo di intervento è la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'organo di manovra dell'utente.

³ Regolazione espressa in % della tensione residua nominale Vrn misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del SPI.

⁴ Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata o di fase a seconda del metodo di calcolo utilizzato nel SPI.

⁵ Soglia abilitata solo in presenza di avviamento di una qualsiasi delle funzioni 59Vi, 59V0, 27Vi

Per valori di tensione al di sotto di 0,2Vn la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.