



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

Sviluppo di uno strumento di taratura per protezioni di generatori elettrici in M.T.

RELATORE: Prof. Roberto Caldon

CORRELATORE: Ing. Fabio Pasut

LAUREANDO: Mirko Costa

ANNO ACCADEMICO 2014-15

INDICE

SOMMARIO	- 1 -
INTRODUZIONE	- 3 -
1. MONDO DELLA PROTEZIONISTICA E GENERATORI SINCRONI	- 5 -
1.1 I SISTEMI ELETTRICI DI PROTEZIONE	- 5 -
1.1.1 I trasformatori di corrente e di tensione	- 6 -
1.1.2 Altri componenti di un sistema elettrico di protezione	- 9 -
1.1.3 Definizioni utili	- 10 -
1.2 REQUISITI DI UN SISTEMA ELETTRICO DI PROTEZIONE	- 12 -
1.3 CARATTERISTICHE DEI GENERATORI SINCRONI	- 14 -
1.3.1 Messa a terra	- 14 -
1.3.2 Limiti di stabilità statica	- 15 -
1.3.3 Regolazione della tensione	- 17 -
1.3.4 Curva di capability	- 19 -
1.3.5 Altre curve caratteristiche	- 20 -
2. LE FUNZIONI PROTETTIVE DEDICATE ALLE MACCHINE SINCRONE NEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE.....	- 23 -
2.1 STATO CORRENTE DELLE PROTEZIONI DI GENERATORE.....	- 24 -
2.2 SCHEMI DI INTERVENTO	- 26 -
2.3 LE FUNZIONI PROTETTIVE DEDICATE AI GENERATORI SINCRONI	- 28 -
2.4 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI DI FASE.....	- 29 -
2.4.1 Protezione differenziale 87	- 30 -
2.4.2 Protezione di massima corrente 50/67/51/51V	- 36 -
2.4.3 Protezione di minima impedenza 21	- 40 -
2.5 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI A TERRA DI STATORE	- 44 -
2.5.1 Protezione di terra statore al 90% (59N)	- 45 -
2.5.2 Protezione di terra statore al 100% (64S)	- 46 -
2.5.3 Protezione differenziale di terra 87N.....	- 50 -
2.6 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI A TERRA DI ROTORE 64R	- 52 -
2.6.1 Protezione tramite iniezione di tensione ad onda quadra a 1 – 3 Hz.....	- 52 -

2.6.2	Protezione tramite iniezione di tensione sinusoidale	- 53 -
2.7	PROTEZIONE DI PERDITA DI CAMPO 40	- 54 -
2.7.1	Protezione tramite il calcolo dell'impedenza statorica.....	- 56 -
2.7.2	Protezione tramite il calcolo dell'ammettenza statorica	- 57 -
2.8	PROTEZIONE DI MINIMA/MASSIMA FREQUENZA 81 U/O	- 58 -
2.9	PROTEZIONE DI MINIMA/MASSIMA TENSIONE 27/59.....	- 59 -
2.10	PROTEZIONE CONTRO I CARICHI SQUILIBRATI 46.....	- 60 -
2.11	PROTEZIONE DI SOVRA ECCITAZIONE 24	- 62 -
2.12	PROTEZIONE DI PERDITA DI PASSO 78	- 64 -
2.13	PROTEZIONE DI RITORNO DI ENERGIA 32R.....	- 68 -
2.14	PROTEZIONE CONTRO L'ENERGIZZAZIONE ACCIDENTALE 50/27	- 69 -
2.15	PROTEZIONE DI SOVRACCARICO TERMICO 49	- 70 -
2.16	PROTEZIONE DI MANCATA APERTURA DELL'INTERRUTTORE 50BF	- 72 -
3.	SVILUPPO DI UNO STRUMENTO PER LA TARATURA ASSISTITA DEI RELÈ DI PROTEZIONE E APPLICAZIONE AL CASO PRATICO DELLA CENTRALE DI MISICUNI (BOLIVIA).....	- 75 -
3.1	IMPOSTAZIONE DEI FOGLI DI CALCOLO	- 76 -
3.1.1	Inserimento dati	- 77 -
3.1.2	Funzioni consigliate e funzioni abilitate	- 79 -
3.1.3	Calcolo delle correnti di corto circuito	- 79 -
3.1.4	Consigli di taratura per le soglie generali	- 81 -
3.1.5	Consigli di taratura per le soglie particolari del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 - 82 -	- 82 -
3.2	IMPIANTO IDROELETTRICO DI MISICUNI, BOLIVIA.....	- 86 -
3.2.1	Calcolo delle correnti di corto circuito	- 93 -
3.3	CONSIGLI DI TARATURA E APPLICAZIONE AL CASO PRATICO DELL'IMPIANTO DI MISICUNI	- 94 -
3.3.1	Protezione differenziale 87	- 94 -
3.3.2	Protezione di massima corrente indipendente a tempo definito 50	- 101 -
3.3.3	Protezione direzionale di massima corrente indipendente a tempo definito 67 - 103 -	- 103 -
3.3.4	Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso 51	- 104 -
3.3.5	Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso comandata in tensione 51V.....	- 105 -

3.3.6	Protezione di minima impedenza 21	- 108 -
3.3.7	Protezione di terra statore al 90% (59N)	- 112 -
3.3.8	Protezione di 100% terra statore (64S) con misura della tensione di terza armonica - 116 -	
3.3.9	Protezione di 100% terra statore (64S) con iniezione di sub-armoniche - 119 -	
3.3.10	Protezione differenziale di terra 87N.....	- 122 -
3.3.11	Protezione di terra rotore (64R) tramite iniezione di tensione a onda quadra a bassa frequenza	- 124 -
3.3.12	Protezione di terra rotore (64R) tramite iniezione di tensione sinusoidale	- 126 -
3.3.13	Protezione di perdita di campo 40.....	- 128 -
3.3.14	Protezione di minima/massima frequenza 81 U/O	- 132 -
3.3.15	Protezione di minima/massima tensione 27/59.....	- 134 -
3.3.16	Protezione contro i carichi squilibrati 46	- 137 -
3.3.17	Protezione di sovra eccitazione 24	- 139 -
3.3.18	Protezione di perdita di passo 78	- 142 -
3.3.19	Protezione di ritorno di energia 32R.....	- 145 -
3.3.20	Protezione contro l'energizzazione accidentale 50/27.....	- 147 -
3.3.21	Protezione di sovraccarico termico 49.....	- 150 -
3.3.22	Protezione di mancata apertura dell'interruttore 50BF	- 153 -
3.4	CONFRONTO CON IL METODO DI TARATURA TRADIZIONALE	- 154 -
4.	CONCLUSIONI.....	- 157 -
	BIBLIOGRAFIA.....	- 159 -

SOMMARIO

I moderni relè impiegati per la protezione di generatore consistono in un'unica apparecchiatura in grado di fornire tutte le funzioni di protezione; questi dispositivi consentono al progettista di effettuare una taratura molto più precisa rispetto alle protezioni utilizzate in passato, la quale può adattarsi in modo ottimale alle caratteristiche dell'impianto.

Tuttavia, la decisione dei valori di taratura delle funzioni protettive non è supportata da nessuno strumento che sia in grado di aiutare il progettista durante la fase di taratura; esso deve fare affidamento unicamente sul proprio know-how, sui manuali delle protezioni e sulla propria esperienza.

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è quello di sviluppare uno strumento che riesca ad aiutare il progettista nel processo di scelta dei valori di taratura delle protezioni di generatore. Il supporto al progettista viene fornito tramite consigli sui valori ottimali delle soglie di taratura, i quali vengono calcolati in modo automatico dal programma sulla base dei dati dell'impianto. Lo strumento fornisce inoltre le maschere di taratura del relè di protezione, le quali riassumono in modo ordinato le tarature di ogni funzione protettiva.

Il know-how sulla corretta taratura delle protezioni di generatore è stato raccolto tramite un'ampia ricerca bibliografica, contenente consigli derivanti dall'esperienza pratica.

Il foglio di calcolo sviluppato è stato infine applicato al caso pratico di taratura delle protezioni di generatore dell'impianto idroelettrico di Misicuni (Bolivia), attualmente in fase di progettazione. Il metodo di taratura tradizionale (senza l'utilizzo dello strumento di taratura) è stato confrontato con la taratura tramite l'utilizzo di questo strumento.

INTRODUZIONE

La scelta di un sistema di protezione idoneo costituisce un elemento chiave nella progettazione degli impianti di produzione dell'energia elettrica e, più in generale, di ogni installazione elettrica. Tutte le attività necessarie per una corretta progettazione di un sistema di protezione sono strettamente connesse tra di loro; lo svolgimento in modo adeguato di ognuna di esse è condizionato in modo determinante dall'abilità, dall'esperienza e dal know-how del progettista.

Il progettista è chiamato a svolgere una serie di compiti: analisi e modellazione del sistema elettrico, calcolo dei flussi di potenza e delle correnti di corto circuito, scelta di uno schema di protezione adatto, scelta dei relè di protezione e degli strumenti di misura, definizione di una corretta taratura delle funzioni protettive al fine di assicurare i requisiti di sicurezza e selettività, test in campo dei sistemi di protezione tramite iniezione di tensioni e correnti, ecc.

Il progettista dispone di strumenti molto accurati in grado di aiutarlo nell'esecuzione di quasi tutti questi compiti, ad eccezione della taratura delle funzioni protettive. Questa attività infatti non è supportata da alcuno strumento che possa guidare il progettista nel suo corretto svolgimento; per l'esecuzione di questo compito i tecnici hanno a disposizione solamente la letteratura, i manuali delle protezioni e la propria esperienza.

La mancanza di uno strumento pratico per l'aiuto del progettista nella corretta taratura delle protezioni costituisce il motivo per il quale è stato condotto questo lavoro di tesi. Lo scopo di questo lavoro è infatti quello di creare uno strumento che riesca a fornire al progettista dei consigli pratici nella scelta dei valori di taratura delle diverse funzioni protettive. In particolare sono state trattate le protezioni dei generatori elettrici, i quali costituiscono i componenti centrali di un impianto di produzione dell'energia elettrica e che pertanto richiedono il maggior numero di funzioni di protezione.

Lo *strumento di taratura* sviluppato ha come obiettivo quello di "guidare" il progettista nella scelta dei valori di taratura della protezione. Per ognuna delle funzioni protettive considerate, esso contiene una breve spiegazione del principio di funzionamento, una descrizione dei consigli di taratura e il calcolo e la visualizzazione dei valori consigliati. Il calcolo di questi valori avviene tramite l'applicazione e la "traduzione" in formule dei consigli di taratura.

I valori di taratura forniti da questo programma possono essere direttamente impostati all'interno delle protezioni multifunzione di generatore, previa verifica e controllo da parte del progettista.

I consigli di taratura sono stati sviluppati con riferimento alla protezione multifunzione di generatore Siemens® Siprotec 7UM62. Lo strumento di taratura è stato tuttavia impostato in modo tale da consentire una futura integrazione con i consigli di taratura riguardanti altre marche di relè.

I consigli di taratura forniti sono in grado di adattarsi automaticamente alle caratteristiche dell'impianto di produzione.

Il progettista deve inserire all'interno del programma i dati dell'impianto, comprendenti i dati di generatore, trasformatore elevatore, rete e trasformatori di misura; il programma fornisce in uscita,

per ciascuna delle funzioni protettive considerate, i consigli di taratura delle protezioni di generatore, i grafici delle caratteristiche di intervento e una tabella riassuntiva contenente tutte le soglie di taratura impostate (*maschera di taratura*). Questa tabella potrà essere direttamente utilizzata per impostare i valori di taratura all'interno della protezione.

Il lavoro svolto è consistito in una prima fase di ricerca bibliografica del principio di funzionamento e dei criteri di taratura delle varie funzioni protettive dei generatori, seguito da una fase di sviluppo dello strumento di taratura, effettuata tramite l'applicazione e la "traduzione" in formule dei consigli di taratura ritrovati nella letteratura consultata.

Lo strumento sviluppato costituisce quindi l'anello di congiunzione tra i consigli di taratura teorici presenti in letteratura e la taratura pratica delle funzioni protettive all'interno dei relè di protezione.

Una parte del lavoro è stata inoltre dedicata al calcolo dei valori delle correnti di corto circuito in vari punti dell'impianto, necessari per la corretta taratura di alcune funzioni protettive.

Una considerazione importante riguarda il fatto che il programma sviluppato non deve intendersi come sostitutivo nei confronti del progettista nella scelta delle tarature delle protezioni di generatore. L'obiettivo, infatti, non è quello di esonerare totalmente il progettista dal lavoro di impostazione dei valori di taratura, ma quello di fornire dei consigli su quali possano essere i valori ottimali di questi valori; essi dovranno essere in seguito verificati e approvati dal progettista stesso, prima di essere effettivamente impostati all'interno della protezione.

In questo modo il progettista decide i valori di taratura avendo a disposizione i consigli forniti dal programma, sotto forma sia di spiegazione teorica che di valori numerici consigliati. Esso è quindi facilitato nella scelta dei valori di taratura ottimali, i quali saranno riassunti, funzione per funzione, nella maschera di taratura finale contenente tutte le soglie impostate.

Lo strumento di taratura è stato sviluppato sotto forma di foglio di calcolo elettronico, con l'ausilio del programma di calcolo Microsoft® Office Excel. La scelta dell'utilizzo di un foglio di calcolo elettronico è dovuta all'immediatezza con la quale i consigli di taratura si possono adattare in funzione dei dati dell'impianto e alla semplicità e intuitività con la quale il foglio di calcolo è in grado di guidare il progettista nella scelta dei valori di taratura.

Lo strumento sviluppato è stato in seguito applicato al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni (Bolivia), attualmente in fase di progettazione. I valori di taratura forniti dal programma sono stati riassunti nelle maschere di taratura.

Infine, sono stati confrontati i tempi necessari per la taratura con e senza l'ausilio dello strumento di taratura sviluppato.

Il lavoro di tesi è stato sviluppato durante un tirocinio svolto presso l'azienda S.T.E. Energy di Padova. Con oltre duecento impianti realizzati negli ultimi anni in Italia e all'estero e filiali in diversi paesi, S.T.E. Energy è oggi uno dei maggiori "Contractor" nel campo della produzione di energia elettrica [1].

1. MONDO DELLA PROTEZIONISTICA E GENERATORI SINCRONI

Questo capitolo contiene una breve descrizione delle caratteristiche dei sistemi di protezione e dei generatori sincroni. Le definizioni riportate in questo capitolo saranno utili alla comprensione dei capitoli seguenti.

1.1 I SISTEMI ELETTRICI DI PROTEZIONE

L'istituto degli ingegneri Elettrici ed Elettronici (IEEE) definisce il *relè* come "un dispositivo elettrico che è progettato per reagire in un determinato modo alle condizioni in ingresso e che, dopo che si sono verificate delle condizioni specifiche, deve provocare un cambiamento allo stato dei contatti di un circuito elettrico associato" [2]. Gli ingressi sono solitamente elettrici, ma possono anche essere meccanici, termici, o una combinazione di questi. La definizione di relè è quindi del tutto generale e può riferirsi a qualunque dispositivo che provoca predeterminati cambiamenti alle grandezze elettriche in uscita quando si verificano particolari cambiamenti alle grandezze in ingresso. Nei relè elettrici sia le grandezze in ingresso che quelle in uscita sono di tipo elettrico (correnti, tensioni, ecc.). Il cambiamento dello stato delle grandezze elettriche in uscita è solitamente provocato dalla chiusura o dall'apertura di uno o più contatti elettrici.

I relè elettrici trovano una varietà di impieghi. In ogni applicazione nella quale si fa uso di potenza elettrica, esiste un'elevata probabilità di trovare un relè elettrico. In base al loro principio di funzionamento, i relè elettrici possono essere classificati in diversi tipi:

- Relè elettromeccanici;
- Relè statici;
- Relè numerici (o digitali).

In questo lavoro di tesi l'attenzione sarà posta su un particolare tipo di relè: il relè di protezione. L'istituto IEEE definisce *relè di protezione* come "un relè la cui funzione è quella di rilevare linee o apparati difettosi o condizioni di funzionamento anomale o pericolose di un sistema elettrico e di mettere in pratica delle procedure di controllo idonee". I relè di protezione sono presenti in qualsiasi sistema elettrico: dal piccolo impianto domestico in bassa tensione al grosso impianto industriale, dalle linee elettriche di trasmissione e distribuzione alle centrali elettriche di produzione. Questi dispositivi non sono necessari per il funzionamento dell'impianto; la loro necessità emerge in caso di condizioni anomale o pericolose di funzionamento.

Bisogna tener presente che i relè di protezione non sono in grado di prevenire un guasto o un funzionamento anomalo; essi intervengono solo dopo che si è verificato il problema. Il loro scopo non è quindi quello di prevenire, ma quello di intervenire nel minor tempo possibile.

Il relè di protezione, per il suo corretto funzionamento, necessita di altre apparecchiature ausiliarie. L'insieme del relè di protezione e dei dispositivi ausiliari utili per il suo funzionamento prende il

nome di *sistema elettrico di protezione*. Un sistema elettrico di protezione, oltre che dal relè di protezione, è composto da: trasformatori di tensione e di corrente, cavetteria in c.c. e in c.a., alimentazione in d.c. e batterie, interruttore, circuiti di comando e segnalazione. Nel seguito le espressioni *sistema elettrico di protezione*, *sistema di protezione* e *protezione* saranno usate indistintamente.

1.1.1 I trasformatori di corrente e di tensione

La funzione dei trasformatori di corrente e di tensione è quella di ridurre le correnti e le tensioni con le quali i relè di protezione dovranno operare a valori compatibili con il livello di isolamento dei relè stessi. Essi vengono utilizzati quando le grandezze elettriche in gioco nel sistema hanno valori elevati e non permettono il collegamento diretto del sistema con il relè di protezione. Il loro funzionamento è basato sulla riproduzione di una corrente (tensione) secondaria il più possibile proporzionale alla corrente (tensione) primaria, con un ridotto scostamento di fase. Le grandezze secondarie devono inoltre essere tali da consentire al personale di lavorare in condizioni di sicurezza.

I *trasformatori di corrente* (TA) usati per le protezioni sono spesso di tipo toroidale a bassa reattanza di dispersione [3]. L'avvolgimento primario è costituito da un'unica spira che passa all'interno di un nucleo di materiale ferromagnetico, attorno al quale è avvolto l'avvolgimento secondario, come riportato in Fig. 1.1. Il primario è quindi collegato in serie al circuito in cui si vuole misurare la corrente.

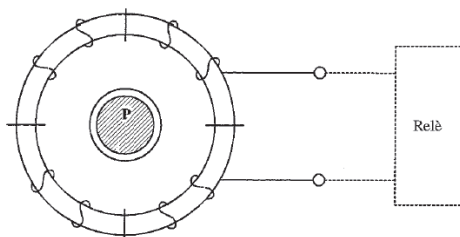


Fig. 1.1 Trasformatore di corrente toroidale

La norma CEI EN 60044-1 [4] definisce i requisiti che deve rispettare un trasformatore di corrente; essa introduce le definizioni di errore di rapporto, di errore d'angolo e di errore composto.

L'*errore di rapporto* (o di corrente) è definito all'art. 2.1.10 come "l'errore che un trasformatore introduce nella misura di una corrente e che ha origine quando il rapporto di trasformazione effettivo non è uguale al rapporto di trasformazione nominale". L'errore di corrente espresso in percentuale è dato dalla seguente formula:

$$\text{Errore di corrente } \% = \frac{(K_n I_s - I_p) \cdot 100}{I_p}$$

dove K_n è il rapporto di trasformazione nominale (definito come il rapporto tra la corrente primaria nominale e la corrente secondaria nominale), I_p è il valore efficace della corrente primaria e I_s è il valore efficace della corrente secondaria.

L'*errore d'angolo* è definito all'art. 2.1.11 come "la differenza di fase tra i vettori della corrente primaria e secondaria, il cui senso è tale che l'angolo sia nullo per un trasformatore ideale". L'errore d'angolo è ritenuto positivo quando il vettore della corrente secondaria è in anticipo sul vettore della corrente primaria.

L'errore di rapporto e l'errore d'angolo danno un'indicazione di quanto il trasformatore di corrente reale si discosti da quello ideale. Queste due definizioni sono applicabili solo in regime sinusoidale permanente.

Nella stessa norma viene definito all'art. 2.1.31 l'*errore composto*, in condizioni di regime, come "il valore efficace della differenza tra i valori istantanei della corrente primaria e i valori istantanei della corrente secondaria, moltiplicati per il rapporto di trasformazione nominale". L'errore composto ε_c espresso in percentuale è dato dalla formula seguente:

$$\varepsilon_c = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n i_s - i_p)^2 dt}$$

dove i_p è il valore istantaneo della corrente primaria, i_s è il valore efficace della corrente secondaria e T è la durata di un periodo.

Si può dimostrare¹ che in tutte le condizioni in cui sia giustificata una rappresentazione vettoriale delle grandezze in gioco, l'errore di rapporto, l'errore d'angolo e l'errore composto formano un triangolo rettangolo all'interno del diagramma vettoriale rappresentante le tensioni e le correnti nel trasformatore.

La definizione di errore composto può essere applicata anche in tutti quei casi in cui non è permessa una rappresentazione vettoriale delle correnti in gioco, per esempio a causa di condizioni di non linearità dovute alla saturazione del trasformatore. In queste condizioni il valore dell'errore composto non è mai inferiore al vettore somma dell'errore di rapporto e dell'errore d'angolo. Di conseguenza è possibile fare riferimento all'errore composto come condizione più cautelativa.

La norma stessa CEI EN 60044-1 definisce inoltre all'art. 2.3.3 il *fattore limite di precisione* come quel fattore che, moltiplicato per la corrente nominale primaria del TA, definisce la corrente limite nominale primaria, cioè la corrente massima fino alla quale il trasformatore rispetta le prescrizioni previste dall'errore composto. I valori normali del fattore di precisione sono: 5, 10, 15, 20 e 30.

Tramite il valore dell'errore composto si può definire la *classe di precisione* del trasformatore di corrente (art. 11.1). Nel campo delle protezioni, la classe di precisione è composta dal valore percentuale dell'errore composto massimo ammesso alla corrente limite nominale primaria, seguita dalla lettera P. Così, ad esempio, un TA in classe 5P20 ha un errore composto di massimo il 5% della corrente misurata, per valori di correnti primarie fino a 20 volte la corrente nominale del TA. Le classi di precisione normali per i trasformatori di corrente sono 5P e 10P.

Per ogni classe di precisione è richiesto il rispetto dei limiti riportati nella Tabella 1.1, quando il trasformatore sia collegato alla propria prestazione nominale, cioè al proprio carico nominale secondario.

Tabella 1.1 Limiti di errore per i trasformatori di corrente di protezione

Classe di precisione	Errore di corrente alla corrente primaria nominale [%]	Errore d'angolo alla corrente primaria nominale		Errore composto alla corrente limite primaria nominale [%]
		minuti	centiradiani	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±5	--	--	10

¹ La dimostrazione viene tralasciata in quanto esula dallo scopo di questa tesi.

Per quanto riguarda i *trasformatori di tensione* (TV), essi possono essere di due diversi tipi: TV induttivi o capacitivi.

I TV induttivi (TVI), nella loro forma più semplice, sono dotati di due avvolgimenti (primario e secondario) tra loro isolati e da un nucleo magnetico sul quale i suddetti avvolgimenti vengono avvolti (Fig. 1.2a). La tensione da misurare deve essere applicata ai terminali del primario che deve quindi essere collegato in parallelo rispetto al circuito nel quale si vogliono effettuare le misure.

I TV capacitivi (TVC) sono invece costituiti da un divisore capacitivo, da un'induttanza e un riduttore di tensione media-bassa (Fig. 1.2b). Essi trovano largo impiego sui sistemi ad alta tensione (da 110 kV in su) in quanto sono meno costosi dei trasformatori induttivi. Il divisore capacitivo presenta un fattore di scala k_c definito da:

$$k_c = \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

L'induttanza L viene accordata con la capacità serie $C=C_1+C_2$ alla frequenza di funzionamento. L'induttanza e le capacità possiedono inoltre una propria resistenza interna R . Grazie alla risonanza serie il divisore capacitivo si comporta, agli effetti esterni, come un riduttore induttivo la cui resistenza primaria è R .

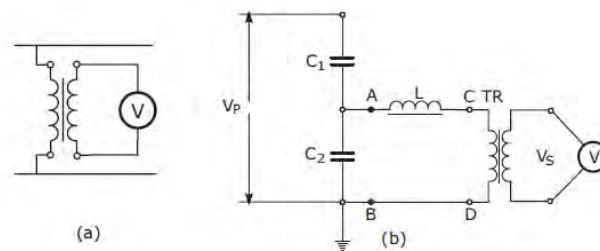


Fig. 1.2 a) TV induttivo, b) TV capacitivo

La norma CEI 38-2 [5] definisce i requisiti che devono rispettare i trasformatori di tensione. Essa introduce le definizioni di errore di rapporto, di errore d'angolo e di errore composto.

L'*errore di rapporto (o di tensione)* è definito all'art. 4.12 come "l'errore che un trasformatore introduce nella misura di tensione, che si verifica quando il rapporto di trasformazione non è uguale al rapporto di trasformazione nominale". L'errore di tensione espresso in percentuale è dato dalla seguente formula:

$$\text{Errore di tensione } \% = \frac{(K_n V_s - V_p) \cdot 100}{V_p}$$

dove K_n è il rapporto di trasformazione nominale (definito come il rapporto tra la tensione primaria nominale e la tensione secondaria nominale), V_p è il valore efficace della tensione primaria e V_s è il valore efficace della tensione secondaria.

L'*errore d'angolo* è definito all'art. 4.13 come "la differenza di fase tra i vettori della tensione primaria e secondaria, scegliendo la direzione dei vettori in modo che l'angolo sia zero per un trasformatore ideale". L'errore d'angolo è ritenuto positivo quando il vettore della tensione secondaria è in anticipo sul vettore della tensione primaria.

L'errore di rapporto e l'errore d'angolo danno un'indicazione di quanto il trasformatore di tensione reale si discosti da quello ideale. Queste due definizioni sono applicabili solo in regime sinusoidale permanente.

Per i trasformatori di tensione induttivi, nel campo delle protezioni la *classe di precisione* è definita come il limite di errore di rapporto ammesso a prestazione nominale e prestazione pari al 25% della nominale, seguito dalla lettera P. La prestazione è il carico connesso al secondario del TVI. Le classi di precisione normali sono 3P e 6P.

Così ad esempio un TVI in classe 3P ha un errore di rapporto massimo del $\pm 3\%$ a una prestazione del 100% e del 25% della nominale. I limiti di errore di rapporto e di errore d'angolo sono riportati nella Tabella 1.2.

Tabella 1.2 Limiti di errore per i trasformatori di tensione induttivi di protezione

Classe di precisione	Errore di tensione [%]	Errore d'angolo	
		minuti	centiradiani
3P	± 3.0	± 120	± 3.5
6P	± 6.0	± 240	± 7

Per i trasformatori di tensione capacitivi, nel campo delle protezioni, la *classe di precisione* è definita come il limite di errore di rapporto ammesso a prestazione nominale, seguito dalla lettera P e dal valore della corrente espressa in per unità della nominale per cui i requisiti di precisione devono essere rispettati.

Per i TVC viene richiesto il rispetto dei limiti di errore indicati nella Tabella 1.3.

Tabella 1.3 Limiti di errore per i trasformatori di tensione capacitivi di protezione

Classe di precisione	Errore di tensione in percento alla percentuale della tensione nominale sottoindicata				Errore d'angolo alla percentuale della tensione nominale sottoindicata							
					minuti				centiradiani			
	2	5	100	>100	2	5	100	>100	2	5	100	>100
3P	± 6.0	± 3.0	± 3.0	± 3.0	± 240	± 120	± 120	± 120	± 7.0	± 3.5	± 3.5	± 3.5
6P	± 12.0	± 6.0	± 6.0	± 6.0	± 480	± 240	± 240	± 240	± 14.0	± 7.0	± 7.0	± 7.0

1.1.2 Altri componenti di un sistema elettrico di protezione

Come precedentemente accennato, oltre che dal relè di protezione e dai trasformatori di corrente e di tensione, un sistema di protezione è composto da:

- Cavetteria (in c.a. e in c.c.): costituisce l'insieme dei conduttori indispensabili per il collegamento e l'alimentazione dei diversi componenti di un sistema di protezione. Essi hanno un ruolo essenziale nel garantire la protezione e devono essere scelti e installati con particolare cura.
- Alimentazione in d.c e batterie: i dispositivi di protezione devono essere necessariamente alimentati da un fonte esterna, oltre che dall'alimentazione di rete. La batteria deve garantire il corretto funzionamento della protezione anche nel caso in cui venga a mancare l'alimentazione dalla rete. Le batterie utilizzate hanno tensioni nominali tra i 30 e i 110V e capacità dell'ordine delle centinaia di Ah e sono costantemente collegate in parallelo al circuito di ricarica costituito da un circuito raddrizzatore (configurazione a "tampone").

- Circuiti di comando e segnalazione: consentono la comunicazione e la trasmissione delle informazioni tra i diversi dispositivi del sistema di protezione. La comunicazione può avvenire tramite un apposito conduttore di segnale, tramite onde radio, oppure tramite sovrapposizione del segnale ad alta frequenza alla corrente di funzionamento (onde convogliate).
- Interruttore: è il dispositivo finale sul quale va ad agire il comando generato dal sistema di protezione. La sua apertura o chiusura comporta il cambiamento dello stato delle grandezze elettriche in uscita e l'eliminazione del guasto o delle condizioni anomale di funzionamento, o perlomeno la messa in sicurezza dell'impianto protetto. L'interruttore deve possedere un breve tempo di commutazione, al fine di limitare la durata di permanenza del guasto. Un interruttore ultrarapido può arrivare fino a un tempo di apertura di 35 – 40 ms. Si ritiene che questo limite possa essere diminuito con grave difficoltà e costi elevati. Abbreviare ulteriormente questo tempo vorrebbe dire agire sul cinematismo meccanico, sui circuiti in aria compressa, sulle valvole, ecc., il che non è di facile soluzione.

1.1.3 Definizioni utili

Prima di proseguire è opportuno fornire le definizioni di alcuni termini che verranno regolarmente utilizzati nel seguito.

Ai fini della protezione, un sistema elettrico viene suddiviso in diverse aree di protezione. In questo modo la protezione di ciascuna area è di responsabilità degli appositi sistemi di protezione. Ciascun relè di protezione deriverà le misure di tensione e di corrente necessarie per il proprio funzionamento all'interno della propria zona protetta.

Tramite la suddivisione in diverse zone, è possibile definire se un guasto è avvenuto all'interno o all'esterno della zona protetta da una protezione. Nel primo caso si parla quindi di *guasto interno* e nel secondo caso di *guasto esterno*.

La protezione per guasto interno è affidata quindi in primo luogo alla *protezione principale*, la quale deve essere in grado di rilevare e intervenire in caso di guasti interni alla propria area di competenza. Essa deve garantire la protezione per guasto in uno qualunque dei punti della zona protetta, compresi quelli più marginali. A tal fine si ricorre al "principio della sovrapposizione delle aree protette", illustrato in Fig. 1.3.

Questo principio consiste nella disposizione dei trasformatori di corrente in modo tale che il trasformatore della protezione della zona a valle si trovi a monte rispetto al trasformatore della protezione della zona a monte. Inoltre ciascuna protezione comanda l'apertura sia dell'interruttore a monte che dell'interruttore a valle dell'oggetto protetto. In questo modo non si ha nessuna zona del sistema elettrico non protetta da almeno un relè di protezione. L'"incrocio" dei riduttori di corrente fa sì che, in qualunque punto si verifichi il guasto, si abbia l'apertura dell'interruttore a monte e a valle e quindi l'estinzione di entrambi i contributi alla corrente di guasto.

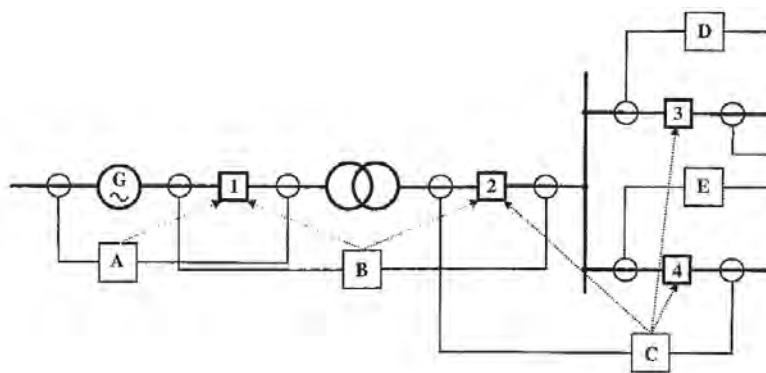


Fig. 1.3 Principio di sovrapposizione delle aree protette

In caso di mancata operazione della protezione principale, è necessario eliminare il guasto tramite una *protezione di riserva*. Infatti, nonostante l'ottimo livello di sicurezza raggiunto dai moderni relè numerici, un mancato intervento può sempre avvenire, per esempio a causa di un riduttore di corrente difettoso, un inceppamento dell'interruttore, un'interruzione di un filo, un malfunzionamento di un componente del relè, ecc. La protezione di riserva deve quindi intervenire in caso di guasto esterno.

La protezione di riserva può essere realizzata a distanza o localmente.

La protezione *a distanza* ha il vantaggio di essere completamente indipendente dalla protezione principale e quindi le cause che hanno causato il malfunzionamento della protezione principale non ne compromettono il corretto funzionamento. La protezione a distanza non può tuttavia essere realizzata nelle reti magliate.

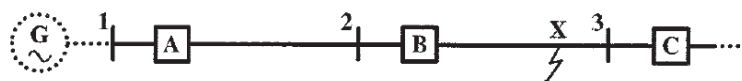


Fig. 1.4 Protezione di riserva a distanza

Per esempio, se in Fig. 1.4 non si ha l'intervento della protezione B per un guasto collocato in X, la funzione di riserva è adempita dalla protezione in A, il cui intervento deve essere ritardato rispetto a quello della protezione A.

La protezione di riserva a distanza comporta dei bassi costi aggiuntivi, in quanto può essere costituita dalla protezione principale delle stazioni più vicine. L'intervento della protezione di riserva a distanza comporta la messa fuori servizio di una porzione di impianto maggiore rispetto all'intervento della protezione principale.

La protezione *locale* viene invece realizzata raddoppiando completamente o parzialmente la protezione principale. Per rendere il più possibile indipendenti le due protezioni, bisognerebbe prevedere un'alimentazione e un circuito di comando separati rispetto alla protezione principale.

La riserva locale comporta dei costi maggiori rispetto alla riserva a distanza e viene utilizzata solo per la protezione di macchinari molto costosi. La riserva locale ha il vantaggio di consentire l'impostazione di tempi di ritardo uguali alla protezione principale.

La protezione di riserva viene utilizzata solo per l'operazione contro i corto circuiti, in quanto è stato approvato che una protezione di riserva contro altri tipi di guasti non è economicamente giustificabile [6].

1.2 REQUISITI DI UN SISTEMA ELETTRICO DI PROTEZIONE

L'obiettivo fondamentale di un sistema di protezione è quello di isolare il più rapidamente possibile un problema avvenuto in un'area di un sistema elettrico, in modo tale da limitare il più possibile i danni provocati nella rimanente parte del sistema.

I requisiti che deve soddisfare un sistema di protezione sono [7]:

- Affidabilità;
- Selettività;
- Rapidità di intervento;
- Semplicità;
- Economicità.

L'*affidabilità* di un sistema di protezione si riferisce sia al suo intervento corretto in tutti i casi in cui esso è chiamato ad intervenire (dependability), sia al non intervento sicuro nel caso in cui il sistema non sia chiamato ad intervenire (security). Il sistema di protezione deve quindi essere in grado di discriminare una condizione intollerabile da una tollerabile, intervenendo nel primo caso e non intervenendo nel secondo.

Il primo requisito (dependability) viene rispettato tramite una corretta taratura del relè di protezione, assicurando l'intervento quando le soglie di taratura vengono superate. Il secondo requisito (security), invece, è più difficile da rispettare, in quanto esiste una gran quantità di fenomeni transitori che si possono verificare e che possono far intervenire la protezione quando non dovrebbe. In questo contesto gioca un ruolo chiave l'esperienza del progettista nella taratura delle protezioni.

Lo scatto della protezione in tutte le condizioni in cui questo non sia desiderato prende il nome di *scatto* (o intervento) *intempestivo*.

La *selettività* si riferisce alla necessità di selezionare (cioè porre fuori servizio) l'area affetta da guasto senza disalimentare le rimanenti aree sane. La protezione deve intervenire il più rapidamente possibile per guasti interni alla zona protetta e al contempo deve intervenire per guasti esterni con funzione di riserva, cioè solo nel caso in cui il sistema incaricato della protezione della zona interessata da guasto non sia intervenuto a causa di un malfunzionamento. In una rete radiale come quella rappresentata in Fig. 1.5, la selettività può essere principalmente di due tipi: amperometrica o cronometrica.

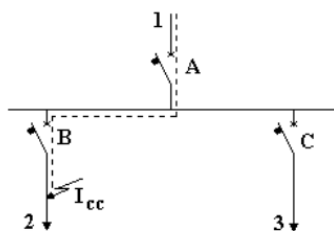


Fig. 1.5 Configurazione radiale

La selettività *amperometrica* si basa sulla diversa taratura in termini di corrente delle protezioni a monte e a valle in un sistema radiale. Essa presuppone che il circuito tra due protezioni successive abbia un valore relativamente alto di impedenza, in modo tale che le correnti di corto circuito siano molto diverse nei due punti. Prendendo come riferimento la Fig. 1.5, si può tarare la protezione in A

ad un valore di corrente superiore rispetto alla taratura della protezione in B, con lo stesso tempo di intervento. In questo modo l'intervento della protezione in A, e la conseguente messa fuori servizio di tutta la porzione di impianto, si ha solo per guasti con correnti molto elevate.

La selettività *cronometrica* si basa sulla diversa taratura in termini temporali della protezione a monte e della protezione a valle in un sistema radiale. Essa può essere utilizzata quando la porzione di circuito tra le due protezioni successive non ha un valore di impedenza tale da permettere di ricorrere alla selettività amperometrica. Prendendo sempre come riferimento la Fig. 1.5, si può tarare la protezione in A in modo tale che il suo tempo di intervento sia maggiore di quello della protezione in B, con le stesse soglie in termini di corrente. In questo modo l'intervento della protezione in A, e la conseguente messa fuori servizio di tutto l'impianto, si ha solo nel caso di mancato intervento della protezione in B durante tutto il tempo impostato per l'intervento della protezione in A.

La selettività cronometrica è sempre attuabile; bisogna però tenere presente che essa comporta un aumento dei tempi di intervento in caso di malfunzionamento della protezione a valle, e dunque una maggiore sollecitazione delle condutture e degli apparecchi elettrici.

Nel determinare i tempi di intervento per garantire la selettività, si dovrà tenere in considerazione il tempo di eliminazione del guasto, definito come:

$$t_e = t_i + t_p$$

dove t_i è il tempo di apertura dell'interruttore (tipicamente 35 – 45 ms) e t_p è il tempo di intervento, cioè il tempo che intercorre tra il rilevamento del guasto da parte del relè di protezione e l'invio del comando di scatto all'interruttore.

Nel caso di due protezioni in cascata è necessario definire il tempo di selettività, cioè il tempo minimo di ritardo dell'intervento della protezione a monte rispetto all'intervento della protezione a valle, per assicurare il corretto funzionamento dello schema di selettività:

$$t_{monte} = t_{i_valle} + t_{p_valle} + \varepsilon_{t_valle} + t_{r_monte} + \tau$$

dove t_{i_valle} è il tempo di apertura dell'interruttore a valle, t_{p_valle} è il tempo minimo di intervento del relè a valle, ε_{t_valle} è l'errore in tempo della protezione di valle, τ è un coefficiente di sicurezza e t_{r_monte} è il tempo di ricaduta della protezione a monte, cioè il tempo minimo durante il quale il relè di monte deve assumere la posizione di riposo per non emettere intempestivamente un comando di scatto, quando il guasto è stato eliminato dalla protezione a valle.

Tenendo conto di tutti questi contributi, un valore cautelativo per il tempo minimo di ritardo è di 250 - 300 ms.

La *rapidità di intervento* si riferisce all'ovvio requisito che la protezione intervenga nel più breve tempo possibile, al fine di limitare i danni alla porzione di impianto interessata dal guasto. Il minimo tempo di intervento non può tuttavia prescindere dal fatto che in alcuni casi è necessaria un'analisi del transitorio elettrico più o meno lunga, prima che la protezione sia in grado di distinguere tra situazioni tollerabili o intollerabili. Un relè di protezione è considerato veloce se il suo tempo di intervento è minore di 50 ms.

La *semplicità* di un sistema di protezione è legata al numero e alla complessità dei suoi componenti. Ogni componente aggiuntivo che possa portare dei miglioramenti al sistema deve essere valutato con molta attenzione, in quanto esso può comunque comportare una potenziale fonte di problemi aggiuntivi.

L'*economicità* è un requisito fondamentale di ogni soluzione ingegneristica. Per quanto riguarda il mondo delle protezioni, bisogna tener presente che il costo dei sistemi di protezione deve essere valutato tenendo in considerazione anche il costo dell'impianto protetto. Risparmiare sulle protezioni oggi potrebbe voler dire spendere molto di più in un domani per riparare i danni prodotti da una protezione inadeguata.

1.3 CARATTERISTICHE DEI GENERATORI SINCRONI

Questo lavoro di tesi sarà incentrato sulla protezione dei generatori sincroni. Nel seguito si riporta una breve descrizione dei tipi di messa a terra, dei limiti di stabilità, della capability e delle curve di tipico impiego dei generatori sincroni.

1.3.1 Messa a terra

Il motivo principale per cui un generatore sincrono viene messo a terra è quello di limitare i valori della corrente, in caso di guasto monofase a terra del generatore stesso, a valori tali da non comportare il superamento dei limiti termici sopportabili dalla macchina e limitare i transitori di sovratensione. Il tipo di messa a terra è determinante nei confronti del valore della corrente di guasto a terra e stabilisce quali dovranno essere le tarature dei relè di protezione del generatore.

I metodi di messa a terra maggiormente utilizzati sono i seguenti [8]:

- Messa a terra tramite elevata impedenza;
- Messa a terra tramite bassa resistenza;
- Messa a terra tramite reattanza.

La messa a terra in modo franco del generatore è generalmente usata solo nei generatori in B.T., in quanto in caso di guasto monofase a terra si ha la circolazione di una corrente troppo elevata. I generatori sono dimensionati in funzione delle sollecitazioni derivanti da un guasto simmetrico trifase ai morsetti; la corrente per guasto monofase a terra non deve quindi essere superiore a questo valore.

Anche il funzionamento con generatore isolato da terra è raro, in quanto a una drastica diminuzione della corrente in caso di guasto monofase a terra corrisponde un aumento dei transitori di sovratensione durante il guasto. Inoltre questa configurazione rende più difficile la localizzazione del guasto.

La messa a terra tramite *elevata impedenza* comprende il metodo di atterramento tramite elevata resistenza e il metodo di atterramento tramite reattanza risonante. In entrambi i metodi si usa un trasformatore di messa a terra il cui primario è connesso tra il neutro del generatore e terra, mentre il secondario ha una tensione nominale di 120V – 240V. La resistenza o la reattanza sono connesse al secondario di questo trasformatore.

Il metodo di atterramento tramite elevata resistenza prevede l'uso di una resistenza di valore tale da mantenere la corrente primaria di guasto a terra a valori da 3 a 25 A. Questo metodo consente di limitare le correnti primarie usando una resistenza di valore basso al secondario del trasformatore di messa a terra. Inoltre si hanno valori contenuti delle sovratensioni transitorie.

In alcuni casi la resistenza è inserita direttamente tra il neutro del generatore e la terra; in questo caso la taglia della resistenza deve essere molto grande e pertanto questo metodo non è molto utilizzato.

Il metodo di atterramento tramite reattanza risonante prevede l'uso di una reattanza secondaria variabile. La reattanza deve essere accordata in modo tale da avere un valore che, riportato al primario del trasformatore di messa a terra, sia uguale a un terzo della totale reattanza capacitiva verso terra del sistema. Questo tipo di atterramento limita la corrente di guasto a terra a valori di 1 A o meno. Con questo metodo tuttavia si possono avere delle elevate tensioni omopolari durante il guasto.

La messa a terra tramite *bassa resistenza* prevede l'uso di una resistenza connessa direttamente tra il neutro del generatore e terra. Il suo valore è tale da limitare la corrente del generatore per un guasto monofase a terra ai suoi terminali a valori da 200 A fino al 150% della sua corrente nominale. Questo metodo è utilizzato quando due o più generatori sono connessi in rete tramite un unico trasformatore elevatore.

Infine, la messa a terra tramite *reattanza* prevede l'uso di una reattanza connessa direttamente tra il neutro del generatore e terra. Il suo valore è tale da produrre un valore del rapporto X_0/X_1 ai terminali della macchina tra 1 e 10. Con questo metodo si ha un valore della corrente di guasto monofase a terra compreso tra il 25% e 100% della corrente di guasto trifase. Questo metodo viene solitamente utilizzato quando il generatore è connesso direttamente a un sistema di distribuzione con neutro francamente a terra.

1.3.2 Limiti di stabilità statica

Prendiamo in considerazione un generatore sincrono trifase a rotore liscio, connesso in parallelo a una rete, secondo lo schema della Fig. 1.6:

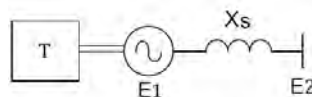


Fig. 1.6 Generatore sincrono a rotore liscio connesso a una rete di potenza infinita

Si assume che la rete sia di potenza infinita, quindi i suoi valori di tensione e frequenza rimangono costanti.

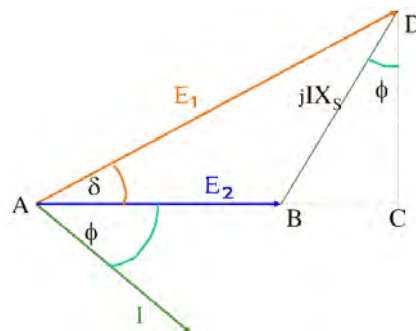


Fig. 1.7 Diagramma vettoriale di un generatore sincrono sovraeccitato con fattore di potenza in ritardo

Il diagramma vettoriale del generatore sincrono di Fig. 1.6 è riportato in Fig. 1.7, nell'ipotesi che esso stia lavorando in regime di sovraeccitazione e con generazione di potenza reattiva induttiva (fattore di potenza in ritardo).

E_1 è la f.e.m indotta a vuoto dalla macchina, E_2 è la tensione ai morsetti della macchina (coincidente con la tensione della rete), I è la corrente statorica, X_s è la reattanza sincrona, φ è l'angolo di sfasamento tra tensione e corrente e δ è l'angolo di sfasamento tra le due tensioni (*angolo di carico*, assunto positivo quando E_1 è in anticipo su E_2). Con riferimento a questo diagramma vettoriale, è possibile ricavare le espressioni della potenza attiva e reattiva erogate dalla macchina:

$$CD = IX_s \cos \varphi = E_1 \sin \delta$$

$$P = E_2 I \cos \varphi = \frac{E_1 E_2}{X_s} \sin \delta \quad (1.1)$$

$$BC = IX_s \sin \varphi = E_1 \cos \delta - E_2$$

$$Q = E_2 I \sin \varphi = \frac{E_1 E_2}{X_s} \cos \delta - \frac{E_2^2}{X_s} \quad (1.2)$$

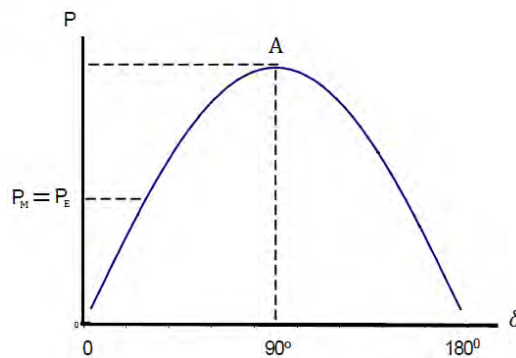


Fig. 1.8 Potenza attiva erogata dal generatore a rotore liscio in funzione dell'angolo di carico

La potenza attiva erogata dal generatore in funzione dell'angolo di carico è raffigurata in Fig. 1.8, supponendo valori delle tensioni E_1 e E_2 costanti. Dalla figura si può notare che solo per punti di funzionamento a sinistra del punto di massima potenza erogabile A, cioè per angoli di sfasamento delle tensioni minori di 90° , si hanno regimi di funzionamento stabili. Solo in queste condizioni infatti, a un aumento della potenza meccanica fornita dalla turbina T, si ha un aumento della potenza elettrica erogata dal generatore e il ristabilirsi di una condizione di equilibrio tra potenza elettrica e meccanica.

Al contrario, se si aumenta gradualmente la potenza meccanica fornita dalla turbina fino ad arrivare al punto A, si può notare come un ulteriore aumento della potenza meccanica non possa essere corrisposto da un aumento della potenza elettrica erogata dal generatore, in quanto il punto A corrisponde alla massima potenza erogabile dal generatore. Se la potenza fornita dalla turbina aumenta oltre il punto A, si ha uno squilibrio tra potenza meccanica e potenza elettrica, il quale provoca un'accelerazione della macchina e un aumento dell'angolo di sfasamento tra E_1 e E_2 oltre i 90° . Questo comporta un'ulteriore diminuzione della potenza elettrica in uscita nei confronti della potenza meccanica in ingresso, aggravando ulteriormente lo squilibrio tra queste potenze e portando allo squilibrio irrimediabile tra generatore e rete. L'angolo di 90° costituisce quindi l'*angolo limite di stabilità statica*. È necessario garantire sempre un certo margine prudenziale rispetto a questo limite di stabilità.

Considerazioni analoghe si possono fare se tra il generatore e la rete di potenza infinita sono presenti altri elementi, come ad esempio un trasformatore o una linea di collegamento.

Nel caso di generatore a poli sporgenti, le equazioni della potenza attiva e reattiva erogate dalla macchina diventano le seguenti:

$$P = \frac{E_1 E_2}{X_d} \sin \delta + \frac{E_2^2 X_d - X_q}{2 X_d X_q} \sin 2\delta$$

$$Q = \frac{E_1 E_2}{X_d} \cos \delta - E_2^2 \left[\frac{\cos^2 \delta}{X_d} + \frac{\sin^2 \delta}{X_q} \right]$$

dove X_d è la reattanza lungo l'asse diretto e X_q è la reattanza lungo l'asse in quadratura del generatore. La potenza attiva erogata dal generatore in funzione dell'angolo di carico è raffigurata in Fig. 1.9, supponendo valori delle tensioni E_1 e E_2 costanti.

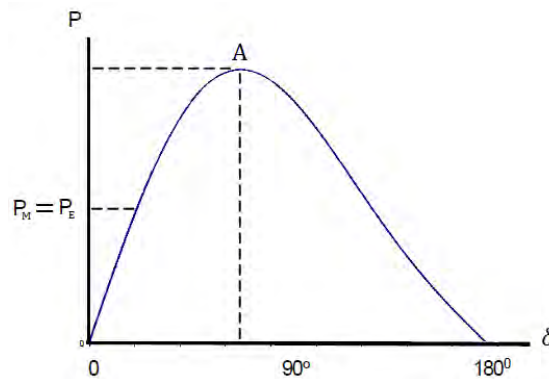


Fig. 1.9 Potenza attiva erogata dal generatore a poli salienti in funzione dell'angolo di carico

Dalla figura si può notare che la massima potenza attiva erogabile dal generatore viene raggiunta per angoli di carico minori di 90° . Dunque, nei generatori a poli salienti, l'angolo limite di stabilità statica è inferiore a 90° . L'angolo limite di stabilità diminuisce ulteriormente al diminuire della f.e.m. indotta a vuoto dalla macchina, fino ad arrivare a un valore di 45° per tensione di eccitazione nulla.

Considerazioni analoghe si possono fare se tra il generatore e la rete di potenza infinita sono presenti altri elementi, come ad esempio un trasformatore o una linea di collegamento.

1.3.3 Regolazione della tensione

I generatori sincroni connessi alla rete devono erogare la potenza attiva richiesta dal carico a una tensione e una frequenza costanti. Allo stesso tempo devono erogare la potenza reattiva richiesta dalla rete e dal carico.

Nei generatori sincroni di grossa taglia utilizzati negli impianti di produzione dell'energia elettrica, il flusso magnetico è prodotto dagli avvolgimenti di eccitazione avvolti attorno ai poli rotorici, alimentati in corrente continua. Nei moderni impianti di produzione, la tensione di eccitazione è prelevata direttamente dai morsetti del generatore tramite un sistema di conversione AC/DC. Questo sistema consente di ottenere tempi di risposta molto brevi. Il regolatore agisce sull'istante di inizio della conduzione dei tiristori e in questo modo regola la tensione e la corrente di eccitazione.

Il valore efficace E_1 della f.e.m. indotta a vuoto della macchina (detta anche tensione interna della macchina) è direttamente legato al valore della corrente continua di eccitazione, secondo la seguente formula:

$$E_1 = \frac{\omega L_{sr} i_r}{\sqrt{2}}$$

dove ω è la pulsazione angolare delle grandezze elettriche statoriche, L_{sr} è la mutua induttanza tra statore e rotore e i_r è la corrente di eccitazione. Si può quindi notare come per aumentare la f.e.m. a vuoto del generatore sia necessario aumentare la corrente di eccitazione.

Il dispositivo che esegue la regolazione della tensione è il *regolatore automatico di tensione*, detto anche AVR (Automatic Voltage Regulator), il cui schema di principio è rappresentato nella Fig. 1.10.

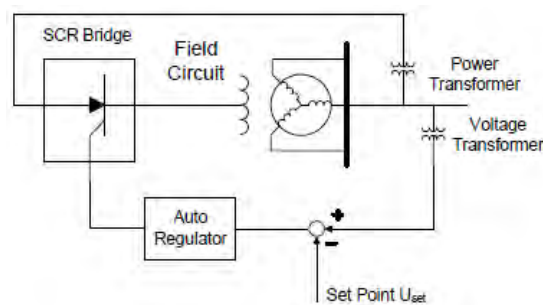


Fig. 1.10 Regolatore automatico di tensione (AVR)

Il livello della tensione e della corrente continua del circuito di campo viene regolato con uno schema in retroazione in cui si confronta la tensione effettiva ai terminali della macchina con il valore della tensione di riferimento.

Una volta che l'AVR ha raggiunto il punto di funzionamento desiderato, il generatore fornirà o assorbirà la quantità di potenza reattiva richiesta dalla rete, cosicché si sarà raggiunto il valore di tensione desiderato. Il generatore può essere regolato in modo tale da fornire o assorbire potenza reattiva; in entrambi i casi la quantità di potenza reattiva disponibile è limitata dalla capability della macchina.

Si ha un limitatore di sovraeccitazione (OEL – overexcitation limiter), il quale impedisce all'AVR di fornire una corrente di eccitazione troppo elevata, la quale non potrebbe essere resa disponibile dal sistema di eccitazione, oppure sarebbe tale da produrre livelli di flusso inaccettabili per la macchina. Il limitatore di sovraeccitazione deve limitare la corrente di eccitazione prima che si abbia l'intervento della protezione di sovraeccitazione.

Si ha anche un limitatore di sottoeccitazione (UEL – underexcitation limiter), il quale impedisce all'AVR di portare la corrente di eccitazione a valori troppo bassi, tali da mettere in pericolo il sincronismo del generatore con la rete o eccedere il limite di sottoeccitazione imposto dalla capability. Il limitatore di sottoeccitazione deve intervenire prima che si abbia l'intervento della protezione per perdita di eccitazione.

Nel caso di forti perturbazioni dovute ad esempio a un corto circuito, si possono avere brusche diminuzioni del valore della tensione ai morsetti della macchina. Il regolatore di tensione deve essere in grado di far fronte rapidamente a queste diminuzioni di tensione, al fine di non pregiudicare la stabilità del parallelo del generatore nei confronti della rete.

1.3.4 Curva di capability

Il diagramma vettoriale di Fig. 1.7 può essere tradotto nel piano delle potenze riportato in Fig. 1.11 tramite le equazioni (1.1) e (1.2) della potenza attiva e reattiva erogate dal generatore sincrono a rotore liscio ricavate nel paragrafo 1.3.2.

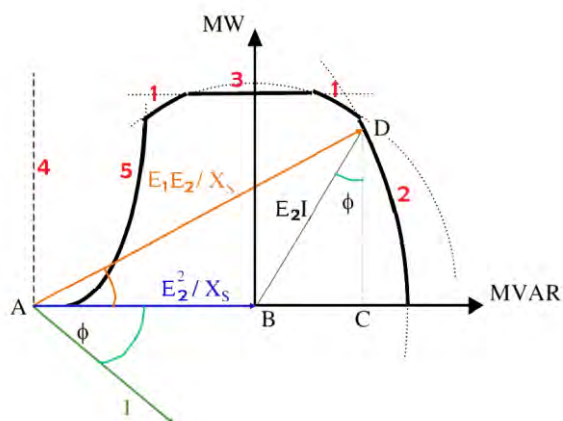


Fig. 1.11 Curva di capability di un generatore sincrono a rotore liscio

Nello stesso diagramma sono rappresentati i limiti di funzionamento a regime della macchina. Questo diagramma prende il nome di *curva di capability* del generatore sincrono. Essa fa parte dei dati forniti dal costruttore e si riferisce normalmente alla tensione nominale del generatore. La curva di capability è composta da quattro diversi tratti, corrispondenti ad altrettanti limiti di funzionamento: il limite termico associato alla corrente statorica, il limite di potenza meccanica, il limite termico associato alla corrente rotorica e il limite di sottoeccitazione.

Il limite di corrente statorica (tratto 1 in figura) rappresenta il luogo dei punti di funzionamento alla massima corrente di statore che si può avere con continuazione senza superare i limiti termici. Questo limite è costituito da un arco di circonferenza di raggio pari alla potenza apparente nominale della macchina, centrata nell'origine degli assi. Se la rappresentazione fosse in per unità, questo raggio sarebbe semplicemente uguale a uno.

Il limite di potenza meccanica (tratto 2) consiste nella massima potenza meccanica fornibile dalla turbina. Essa consiste in una retta orizzontale, il cui punto di intersezione con l'asse della potenza attiva corrisponde al valore della massima potenza meccanica fornibile. Generalmente questa potenza è maggiore della potenza apparente nominale della macchina, per cui questo limite non viene generalmente raggiunto durante il normale funzionamento.

Il limite di corrente rotorica (tratto 3) è dovuto alla dissipazione di calore nell'avvolgimento di eccitazione. In assenza di saturazione, la corrente di eccitazione è proporzionale alla f.e.m. indotta a vuoto dalla macchina E_1 , quindi possiamo dire che il segmento AD in Fig. 1.11 è proporzionale alla corrente di eccitazione. Il limite termico associato alla corrente rotorica è quindi rappresentato da un arco di circonferenza di raggio pari a $E_1 \cdot E_2 / X_s$, centrato sul punto di coordinate $x = -E_2^2 / X_s$ e $y = 0$.

Il limite di rotore e il limite di statore si intersecano in un punto corrispondente al fattore di potenza nominale della macchina.

Il limite teorico di sottoeccitazione (tratto 4) rappresenta il luogo dei punti di funzionamento corrispondenti al limite di stabilità della macchina; esso è rappresentato da una retta verticale il cui punto di intersezione con l'asse della potenza attiva è $-E_2^2 / X_s$. Questa retta rappresenta i punti di

funzionamento che si raggiungono al limite della stabilità, cioè per angoli di carico δ di 90° . Per motivi cautelativi, tuttavia, al posto di considerare il limite teorico, generalmente si considera il *limite pratico di stabilità*. Questo limite (tratto 5) è rappresentato dal luogo dei punti che consentono un margine prudenziale rispetto al limite di stabilità statica. Partendo da uno qualsiasi dei suoi punti e mantenendo costante l'eccitazione, si perviene al limite di stabilità teorico tramite lo stesso incremento di potenza attiva ΔP .

I limiti di funzionamento descritti permettono di tracciare la curva di capability nel piano $P - Q$. La curva può essere tracciata anche in altri tipi di piano, come ad esempio il piano delle impedenze $R - X$ o il piano delle ammettenze $G - B$. Bisogna infine tener presente che la curva di capability, così come è stata descritta, si riferisce al funzionamento a regime permanente e a tensione nominale. Se la tensione della macchina non è quella nominale, la curva può differenziarsi anche di molto da quella descritta.

In particolare, a un aumento della tensione ai morsetti della macchina corrisponde uno spostamento verso sinistra del limite di stabilità teorico, mentre a una diminuzione della tensione corrisponde uno spostamento verso destra. In condizioni di tensione minore della nominale si hanno quindi condizioni più restrittive dovute alla minor quantità di potenza reattiva assorbibile dalla rete.

1.3.5 Altre curve caratteristiche

Oltre alla curva di capability, i generatori sincroni possiedono altre curve caratteristiche. Quelle maggiormente utili ai fini della taratura delle protezioni della macchina sono la curva di danneggiamento termico, la curva di sequenza inversa e la curva Volt/Hertz.

La *curva di danneggiamento termico* esprime graficamente la massima corrente di sovraccarico ammissibile dalla macchina in funzione del tempo di sopportazione. Essa viene utilizzata per la taratura della protezione di sovraccarico termico. In Fig. 1.12 è riportato un esempio di curva di danneggiamento termico.

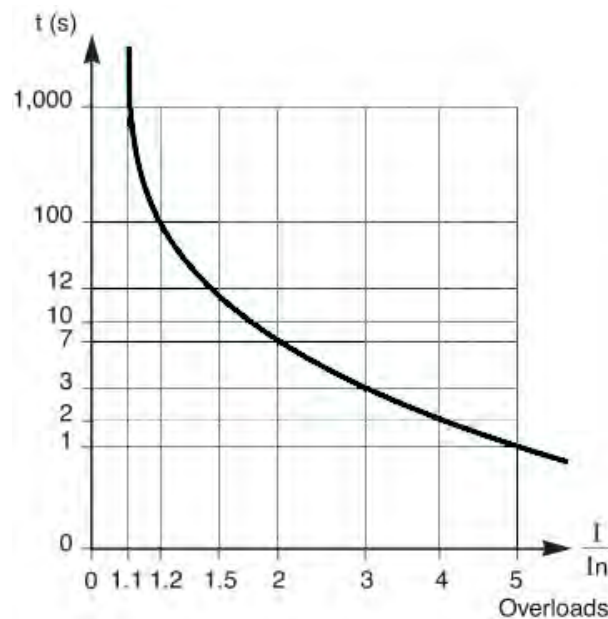


Fig. 1.12 Curva di danneggiamento termico di un generatore sincrono

La *curva di sequenza inversa* esprime graficamente la massima componente di corrente alla sequenza inversa ammissibile dalla macchina in funzione del tempo di sopportazione. Essa viene utilizzata per la taratura della protezione di sequenza inversa del generatore. In Fig. 1.13 è riportato un esempio di curva di sequenza inversa.

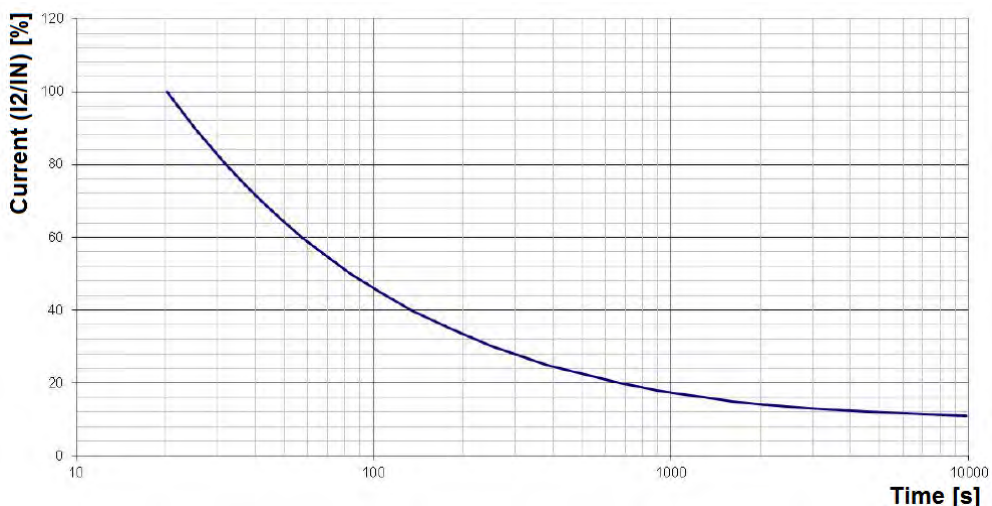


Fig. 1.13 Curva di sequenza inversa di un generatore sincrono

La *curva Volt/Hertz* del generatore riporta graficamente i valori di sovra flusso sopportabili dalla macchina in funzione del tempo di sopportazione. Essa viene utilizzata per la taratura della protezione di sovraeccitazione. In Fig. 1.14 è riportato un esempio di curva Volt/Hertz.

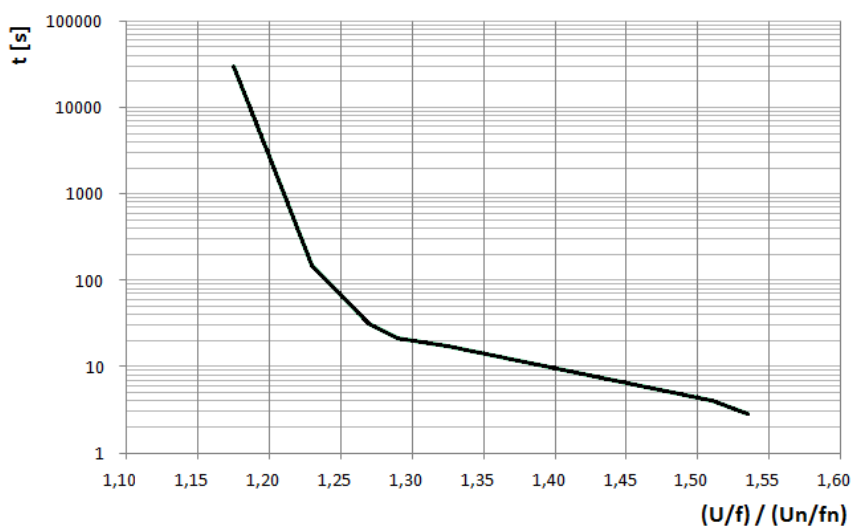


Fig. 1.14 Curva Volt/Hertz di un generatore sincrono

Queste curve vengono generalmente fornite dal costruttore del generatore.

I sistemi di protezione dei generatori devono essere coordinati con queste curve limite di funzionamento; essi devono consentire l'operazione della macchina in tutti i punti di funzionamento ammessi. Inoltre, se questi limiti dovessero essere superati, devono intervenire con un certo tempo di ritardo, tale da lasciare il tempo agli organi di regolazione di riportare la macchina in condizioni normali di funzionamento.

La norma ANSI IEE Std. C50.12 - 2005 [9] stabilisce i requisiti minimi che devono possedere i generatori sincroni a poli salienti per applicazioni idroelettriche con potenza nominale maggiore o uguale di 5 MVA.

La norma ANSI IEE Std. C50.13 - 2014 [10] stabilisce i requisiti minimi che devono possedere i generatori sincroni a rotore liscio con potenza nominale maggiore o uguale di 10 MVA.

2. LE FUNZIONI PROTETTIVE DEDICATE ALLE MACCHINE SINCRONE NEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE

L'attuazione di una efficace protezione dei generatori sincroni implica la necessità di considerare più tipi di guasto e condizioni anomale di funzionamento rispetto alla protezione di qualunque altro elemento di un sistema elettrico.

Il generatore sincrono costituisce una delle parti più costose e delicate degli impianti di produzione di energia elettrica. I costi derivanti da un danneggiamento del generatore a seguito di un guasto comprendono, oltre ai costi di acquisto e installazione dei pezzi di ricambio, anche le spese conseguenti all'inattività prolungata della macchina e alla mancata produzione di energia e quindi di guadagno.

Nella protezione dei generatori, oltre alla necessità di eliminazione dei guasti in tempi brevi (dependability), assume un'importanza fondamentale la necessità di non intervenire quando l'intervento non sia richiesto (security, paragrafo 1.2), al fine di evitare le perdite economiche dovute all'inattività della macchina.

Negli impianti sorvegliati da personale addetto, può essere preferibile evitare di mettere inutilmente fuori servizio il generatore, tramite un allarme che consenta all'operatore di porre rimedio alla condizione anomala prima che si abbia l'intervento della protezione, per esempio a causa di un sovraccarico del generatore. Nella maggior parte dei casi, tuttavia, il guasto o il funzionamento anomalo avvengono in tempi talmente brevi da impedire un intervento tempestivo da parte di un operatore.

D'altro canto esiste la possibilità che sia l'operatore stesso a mettere inavvertitamente la macchina in condizioni di pericolo, come ad esempio nel caso di un'energizzazione accidentale del generatore a causa della chiusura involontaria dell'interruttore di macchina. Il sistema di protezione deve quindi prevedere un intervento anche in queste situazioni.

La selezione e la taratura delle protezioni del generatore è influenzata dal tipo di schema elettrico della centrale. Esistono principalmente due metodi di connessione del generatore al sistema elettrico [11]:

- *Connessione diretta*: il generatore è connesso al proprio carico direttamente senza un trasformatore elevatore (Fig. 2.1a). Questo tipo di connessione costituiva il metodo più utilizzato in passato, quando la taglia dei generatori era modesta. Attualmente questo metodo viene utilizzato solamente nei piccoli impianti di autoproduzione industriale.
- *Connessione tramite trasformatore*: il generatore viene connesso in rete tramite un trasformatore elevatore dedicato (Fig. 2.1b). Tra il generatore e il trasformatore è generalmente derivato un trasformatore per i servizi ausiliari del generatore. La maggioranza degli impianti di produzione è connessa in rete tramite questa configurazione.

Può anche esserci unico trasformatore elevatore al quale sono connessi più generatori. Il trasformatore elevatore ha solitamente l'avvolgimento primario (lato alta tensione) connesso a stella con neutro accessibile e messo a terra e l'avvolgimento secondario (lato bassa tensione) connesso a triangolo. La connessione a triangolo dell'avvolgimento secondario riduce drasticamente la corrente proveniente dalla rete in caso di guasto monofase ai morsetti del generatore, la quale è dovuta ai soli accoppiamenti capacitivi tra gli avvolgimenti primari e secondari.

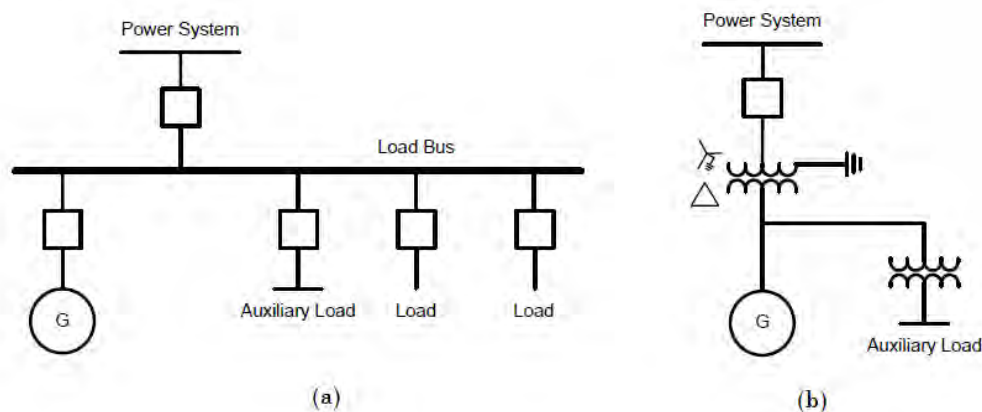


Fig. 2.1 Connessione in rete del generatore: a) diretta; b) tramite trasformatore elevatore

2.1 STATO CORRENTE DELLE PROTEZIONI DI GENERATORE

Nel paragrafo 1.1 è stata presentata una breve panoramica dei vari tipi di relè. La tecnologia verso la quale ci si è mossi universalmente negli ultimi anni per la protezione dei generatori è quella dei relè numerici. Tra i motivi che hanno indotto a preferire i relè numerici agli altri tipi di relè ci sono [12]: maggiore flessibilità, maggiore affidabilità, minori costi, possibilità di implementare diverse funzioni protettive all'interno del medesimo dispositivo, possibilità di effettuare misure dirette delle grandezze elettriche, taratura e diagnostica da remoto, possibilità di salvataggio delle grandezze elettriche durante i transitori, bassa prestazione secondaria richiesta ai trasformatori di misura.

I *relè multifunzionali di protezione di generatore* (MGPS – multifunction generator protection systems) sono relè numerici che comprendono due o più funzioni di protezioni implementate all'interno dello stesso dispositivo. Essi dispongono di ingressi digitali, ingressi analogici e uscite digitali per l'invio di segnali di scatto e di allarme. Possono inoltre essere dotati di porte di comunicazione bidirezionali che consentono di comunicare con il mondo esterno. L'hardware interno consiste in un sistema di acquisizione che converte gli ingressi analogici in segnali digitali, una memoria flash contenente il software di elaborazione, una memoria RAM per il salvataggio temporaneo di informazioni accessibili dall'esterno e una memoria programmabile per il salvataggio dei valori di taratura.

Il sistema di acquisizione consente il filtraggio delle grandezze elettriche in ingresso per il calcolo dei valori fondamentali, delle armoniche e dei fasori di tensione e corrente. I relè multifunzionali di protezione hanno un ampio margine di frequenze di funzionamento (tipicamente da 15 Hz a 75 Hz). Essi comparano le grandezze misurate con i valori di taratura e, nel caso questi

venivano superati, inviano un comando di scatto o un segnale di allarme al trascorrere di un tempo di ritardo impostabile.

In passato la tecnologia elettromeccanica imponeva l'uso di un relè di protezione separato per ogni funzione protettiva; per la protezione completa dell'impianto poteva essere inoltre necessario utilizzare diverse terne di riduttori di corrente a causa dell'elevata prestazione (in termini di autoconsumo al secondario dei TA) richiesta dai relè elettromeccanici. Al contrario, con l'utilizzo degli MGPS, è possibile implementare tutte le funzioni protettive all'interno dello stesso dispositivo, con il vantaggio di disporre di un'unica apparecchiatura per la protezione completa dell'impianto, la quale consente una notevole riduzione dei cablaggi; inoltre, la bassa prestazione richiesta al secondario dei trasformatori di corrente, consente di utilizzare solamente due terne di riduttori di corrente (una a monte e una a valle dell'oggetto protetto).

La scelta di quali funzioni di protezione di generatore implementare all'interno dell'MGPS dipende da una serie di fattori, alcuni dei quali sono riassunti nei punti seguenti:

- Tipo di impianto di produzione e condizioni di operazione;
- Taglia del generatore;
- Importanza del generatore;
- Criteri imposti dalla natura della rete;
- Costo di eventuali riparazioni e perdita di produzione a causa dai danni dovuti alla mancata rilevazione di un guasto o all'intervento in tempi troppo lunghi;
- Costo del sistema di protezione, in relazione al costo del generatore.

La scelta di quante protezioni multifunzionali usare è sostanzialmente legata alla necessità di avere una certa ridondanza delle protezioni. Nella Fig. 2.2 sono riportate tre diverse configurazioni.

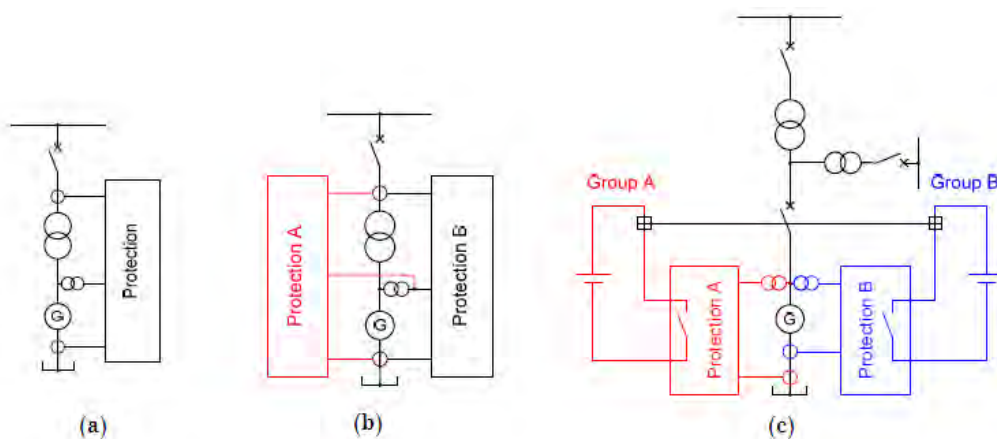


Fig. 2.2 a) Soluzione non ridondata; b) Soluzione parzialmente ridondata; c) Soluzione completamente ridondata

La *soluzione non ridondata* consiste nell'utilizzo di un solo relè multifunzione, all'interno del quale sono implementate tutte le funzioni di protezione necessarie. Nel caso di guasto dell'MGPS l'impianto è privo di ogni protezione e deve essere messo fuori servizio.

La *soluzione parzialmente ridondata* consiste nell'utilizzo di due MGPS alimentati dagli stessi riduttori di tensione e di corrente. Se uno dei due MGPS è guasto, la protezione è assicurata dall'altro, e non è necessario mettere fuori servizio l'impianto. L'alimentazione dei due MGPS è

comune. Se si ha un guasto dell'alimentazione o un problema sui riduttori di corrente o tensione, la protezione deve essere messa fuori servizio. L'interruttore può avere una o due bobine di scatto.

La *soluzione completamente ridondata* consiste nell'utilizzo di due MGPS distinti, alimentati da riduttori di tensione e corrente separati. Anche l'alimentazione elettrica dei due MGPS è separata. In questo modo i due relè di protezione sono completamente indipendenti l'uno dall'altro e un malfunzionamento dei riduttori o del circuito di alimentazione di uno dei due non compromette il corretto funzionamento dell'altro. In questo caso l'interruttore deve essere necessariamente dotato di due bobine di scatto. Questa soluzione viene tipicamente utilizzata per taglie superiori a 370 MVA.

Nel caso in cui si impieghino due protezioni multifunzionali, le funzioni protettive implementate possono essere le stesse in entrambe le protezioni, oppure possono essere differenziate in modo tale da fornire la stessa protezione con funzioni protettive diverse. Ad esempio, un dispositivo multifunzione può fornire protezione per guasto a terra di statore tramite la misura della tensione omopolare (protezione del 90% degli avvolgimenti statorici), mentre l'altro può utilizzare l'iniezione di una tensione esterna a 20 Hz (protezione del 100% degli avvolgimenti statorici); un dispositivo può fornire protezione contro guasti di fase tramite la funzione differenziale, mentre l'altro può fornire la protezione nei confronti dei medesimi guasti tramite una funzione di impedenza o di massima corrente. Tutte queste funzioni protettive saranno descritte nel seguito.

2.2 SCHEMI DI INTERVENTO

Il sistema di protezione del generatore non deve essere un sistema isolato dal resto dell'intero impianto di produzione. L'impianto di produzione è costituito infatti, oltre che dal generatore, anche da: turbina, sistema di eccitazione, trasformatore elevatore, sbarre, trasformatore dei servizi ausiliari, interruttori e sezionatori, eventuali altri generatori accoppiati sulla stessa sbarra, ecc. Un guasto o un malfunzionamento di uno qualunque di questi sistemi può essere avvertito anche dagli altri componenti.

Gli obiettivi di un sistema di protezione e dei suoi algoritmi di scatto associati sono quelli di:

- Rimuovere dal funzionamento solamente la porzione di impianto guasta, prevenendo o minimizzando i disturbi ai componenti non affetti da guasto. Per il principio della selettività, gli effetti di un guasto devono essere ristretti a un'area più piccola possibile;
- Impedire o minimizzare i danni all'impianto;
- Garantire la sicurezza degli operatori;
- Garantire che in ogni caso non si metta fuori servizio il sistema di protezione; se questo dovesse succedere è necessario fermare l'intero impianto, in quanto un qualsiasi guasto non verrebbe più rilevato da alcuna protezione;
- Permettere un rapido ritorno in servizio dell'impianto, in seguito all'eliminazione del guasto.

Occorre quindi stabilire quale deve essere l'azione conseguente a uno scatto di ognuna delle funzioni di protezione implementate, al fine di conseguire gli obiettivi sopra elencati. A tal fine è necessaria, oltre alla conoscenza del comportamento dell'impianto durante le normali condizioni di funzionamento, anche la conoscenza del suo comportamento durante le situazioni transitorie conseguenti a un guasto e quali devono essere le misure da porre in atto per mettere fuori servizio la minor porzione possibile dell'impianto, consentendo allo stesso tempo il rapido ritorno in servizio a seguito dell'estinzione del guasto.

Per fare un esempio, i servizi ausiliari di un impianto di produzione termoelettrico (pompe, ventilatori, ecc.) devono essere alimentati sia durante il normale funzionamento che durante l'avviamento o la fermata dell'impianto. In condizioni di normale funzionamento, l'alimentazione è derivata dal montante a media tensione tramite un trasformatore per i servizi ausiliari. Nelle condizioni di guasto, bisogna fare in modo che i servizi ausiliari continuino ad essere alimentati. Questo si ottiene prevedendo un'alimentazione secondaria (costituita per esempio da dei gruppi di continuità) e facendo in modo che in caso di guasto, i servizi ausiliari siano trasferiti in modo automatico dal trasformatore all'alimentazione secondaria.

In Fig. 2.3 è riportata la configurazione tipica di un impianto di produzione di medie dimensioni e il relativo schema di intervento per la messa fuori servizio del generatore.

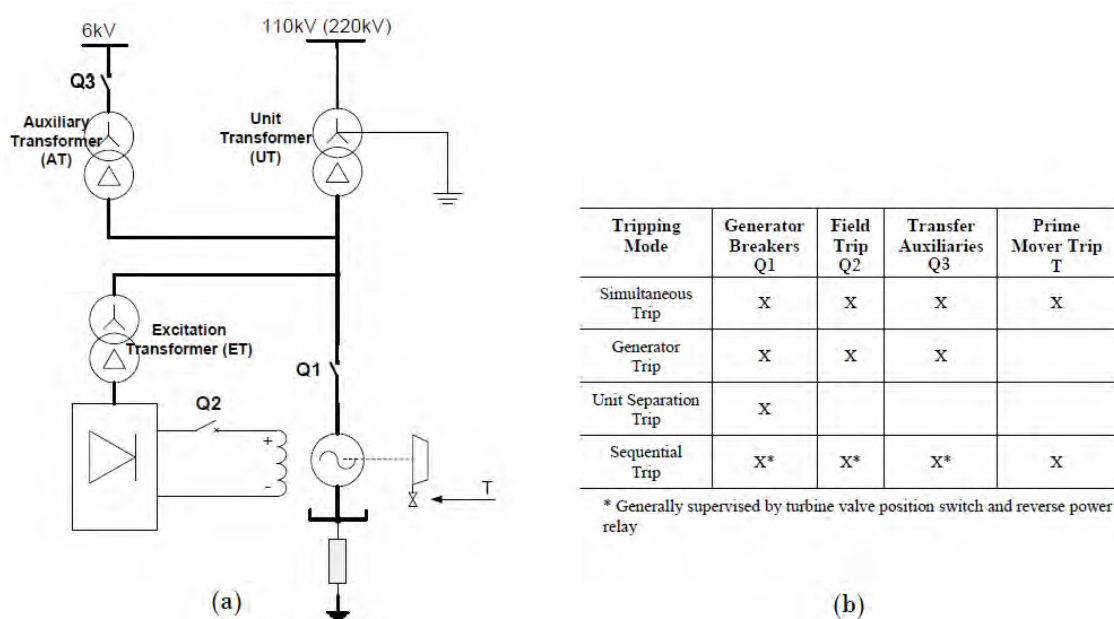


Fig. 2.3 a) Configurazione tipica di un impianto di produzione; b) Schema di intervento

Esistono principalmente quattro metodi di messa fuori servizio del generatore in caso di intervento di un relè di protezione [11]:

- *Scatto simultaneo*: è il metodo più rapido di isolamento del generatore. Esso prevede l'apertura contemporanea di tutti gli interruttori: interruttore di macchina (Q1), interruttore di campo (Q2) e interruttore dei servizi ausiliari (Q3). Inoltre si ha la chiusura della valvola di alimentazione della turbina (T). I servizi ausiliari vengono trasferiti dal trasformatore all'alimentazione secondaria. Questo metodo viene utilizzato per l'intervento in caso di guasti interni al generatore o severe anomalie nella zona protetta.
- *Scatto del generatore*: questo metodo prevede l'apertura dell'interruttore di macchina, dell'interruttore di campo e il trasferimento dei servizi ausiliari sull'alimentazione secondaria. Non si ha nessuna azione sulla valvola di chiusura della turbina. Questo metodo viene utilizzato quando è possibile una correzione dell'anomalia e una rapida ripresa del servizio da parte del generatore, e viene generalmente impiegato in caso di guasti o problemi nella rete esterna. Il suo impiego è possibile solo nel caso in cui l'impianto sia in

grado di sottostare alle condizioni di sovra velocità conseguenti a un'improvvisa perdita di carico.

- *Separazione dell'unità di produzione*: questo schema è simile al precedente, ma in questo caso si ha l'apertura del solo interruttore di macchina. Questa configurazione può essere utilizzata nel caso in cui sia desiderabile mantenere i servizi ausiliari alimentati dal generatore, per esempio nel caso in cui l'alimentazione secondaria non è disponibile. Il metodo consente una rapida ripresa del parallelo da parte del generatore. Anche in questo caso l'impianto deve essere in grado di sottostare alle condizioni conseguenti a un'improvvisa perdita di carico.
- *Scatto sequenziale*: questo metodo prevede l'azione in sequenza su tutti gli interruttori e le valvole. Inizialmente si chiude la valvola di alimentazione della turbina, poi si ha l'apertura dell'interruttore di macchina e dell'interruttore di campo e alla fine si ha l'apertura dell'interruttore del trasformatore dei servizi ausiliari e il trasferimento degli stessi all'alimentazione secondaria. Il trasferimento dei servizi ausiliari viene operato grazie a un relè di potenza inversa in serie con il contatto di "avvenuta chiusura" della valvola della turbina. Questo metodo viene utilizzato in caso di problemi meccanici alla turbina, in quanto esso previene la creazione delle condizioni di sovra velocità nel gruppo turbina-generatore. Esso tuttavia può essere utilizzato solo nel caso in cui l'intervento ritardato non provochi dei danni al generatore. Bisogna inoltre considerare che un malfunzionamento del relè di potenza inversa o del contatto ausiliario della valvola di chiusura della turbina non consentono a questo schema di operare correttamente.

2.3 LE FUNZIONI PROTETTIVE DEDICATE AI GENERATORI SINCRONI

La protezione dei generatori comprende molte funzioni di protezioni distinte, ciascuna della quali fa fronte a un guasto o a un funzionamento anomalo ben preciso della macchina. La scelta di come combinare queste funzioni di protezione dipende da vari fattori, come ad esempio la taglia e lo schema dell'impianto, la presenza e il tipo delle altre protezioni di altri sistemi (come ad esempio le protezioni della rete a monte dell'impianto), l'esperienza e la filosofia del progettista.

In questo capitolo verrà descritto il principio di funzionamento delle funzioni di protezione che sono state considerate nello sviluppo dello strumento di taratura delle protezioni di generatore.

Le funzioni protettive considerate e i relativi codici secondo ANSI IEEE C37.2 [13] sono:

- Protezione differenziale 87;
- Protezione di massima corrente a tempo definito 50;
- Protezione direzionale di massima corrente 67;
- Protezione di massima corrente a tempo inverso 51;
- Protezione di massima corrente a tempo inverso comandata in tensione 51V;
- Protezione di minima impedenza 21;
- Protezione di terra statore al 90% 59N;
- Protezione di terra statore al 100% 64S, con rilevazione di terza armonica;
- Protezione di terra statore al 100% 64S, con iniezione di tensione a 20 Hz;

- Protezione differenziale di terra 87N;
- Protezione di terra rotore 64R, con iniezione di tensione a 1 – 3 Hz;
- Protezione di terra rotore 64R, con iniezione di tensione sinusoidale;
- Protezione di perdita di campo 40;
- Protezione di minima/massima frequenza 81U/O;
- Protezione di minima tensione 27;
- Protezione di massima tensione 59;
- Protezione contro i carichi squilibrati 46;
- Protezione di sovraeccitazione 24;
- Protezione di perdita di passo 78;
- Protezione di inversione di potenza 32R;
- Protezione contro l'energizzazione accidentale 50/27;
- Protezione di sovraccarico termico 49;
- Protezione di mancata apertura dell'interruttore 50BF.

Nei paragrafi seguenti è riportato il principio di funzionamento di ognuna di queste funzioni protettive.

2.4 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI DI FASE

Per guasto di fase si intende un guasto che comprende almeno due fasi del generatore, cioè un guasto simmetrico trifase o un guasto bifase. Questi tipi di guasto costituiscono una seria minaccia per il generatore, a causa delle elevate correnti che essi provocano. Le correnti sono infatti limitate solo dall'impedenza propria degli avvolgimenti statorici, non essendo messa in gioco per questi tipi di guasto l'impedenza di messa a terra del generatore. Questi guasti spesso evolvono in guasti a terra.

Un aspetto particolarmente preoccupante di questo tipo di guasto è che, una volta che il circuito di eccitazione sia stato aperto e che il generatore sia stato isolato dal sistema, la corrente di guasto impiega un tempo dell'ordine dei secondi ad estinguersi, a causa dell'energia immagazzinata nel campo magnetico della macchina. La circolazione di elevate correnti durante questo tempo può provocare gravi riscaldamenti dello statore, portando anche all'incendio della macchina. Un evento di questo tipo può portare a un lungo tempo di riparazione della macchina, causando, oltre agli ingenti costi necessari per la sostituzione dei componenti danneggiati, anche una perdita economica derivante dal lungo periodo di inattività del generatore [12].

Si rende quindi necessario provvedere all'installazione di protezioni che siano in grado di disconnettere rapidamente l'impianto al verificarsi di un guasto di fase, al fine di limitare i danni dovuti alla circolazione di elevate correnti. Tempi di intervento rapidi sono inoltre richiesti al fine di non compromettere la stabilità del parallelo del generatore.

Le protezioni che fanno fronte ai guasti di fase sono la protezione differenziale, la protezione di massima corrente e la protezione di minima impedenza.

2.4.1 Protezione differenziale 87

La *protezione differenziale* è la miglior protezione contro i guasti di fase, a causa della sua elevata sensibilità. Questa protezione consente l'intervento selettivo per guasti localizzati all'interno del generatore; essa viene sempre utilizzata per impianti di potenza maggiore di 1 MVA.

La protezione differenziale è inoltre in grado di rilevare correnti di guasto monofase – terra nel caso di impedenze di messa a terra del generatore di basso valore, per le quali si hanno correnti di guasto a terra di valori compresi tra 200 A e 400 A. Essa non può invece essere utilizzata nel caso di messa a terra tramite impedenza di valore elevato, la quale limita la corrente di guasto a terra a valori inferiori a 20 A. Questi valori di corrente non sono rilevabili dalla protezione differenziale.

Esistono vari tipi di protezione differenziale; i più utilizzati sono elencati nel seguito.

2.4.1.1 Protezione differenziale semplice

Il *relè differenziale semplice* opera tramite la comparazione dei valori delle correnti entranti e delle correnti uscenti dal generatore, per ciascuna delle tre fasi. La protezione, per il suo funzionamento, necessita quindi di una terna di TA posti a monte e di una terna di TA posti a valle del generatore, inseriti sulle fasi del generatore stesso. Lo schema di inserimento di una protezione differenziale di generatore è rappresentato in Fig. 2.4.

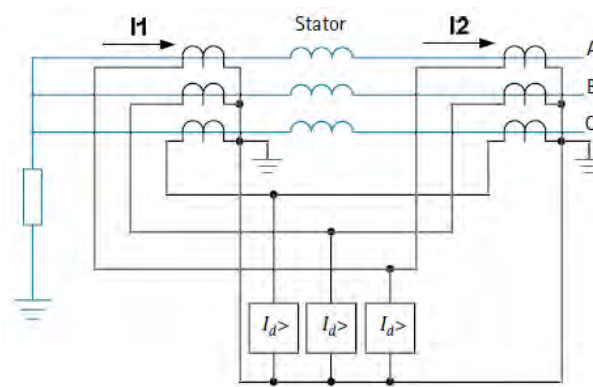


Fig. 2.4 Schema di inserimento della protezione differenziale di generatore

Per ciascuna delle tre fasi, la protezione opera calcolando la corrente differenziale tramite la seguente formula:

$$I_{diff} = |I_1 - I_2|$$

dove I_1 e I_2 sono i vettori rappresentanti la corrente entrante e la corrente uscente, riportati al secondario dei trasformatori di corrente.

La protezione si basa sul fatto che, in normali condizioni di funzionamento, la corrente entrante e la corrente uscente dalla zona protetta dovrebbero essere uguali e quindi la corrente differenziale dovrebbe essere nulla. Un valore non nullo di corrente differenziale è quindi indice del fatto che, all'interno della zona protetta, è presente una derivazione di corrente su una o più fasi a causa di un guasto dell'isolamento degli avvolgimenti. La protezione interviene quando la corrente differenziale supera un valore di soglia impostabile.

Bisogna tuttavia notare che la corrente differenziale non può mai essere perfettamente uguale a zero, anche in condizioni di assenza di guasto; infatti, per quanto ben dimensionati e con

caratteristiche identiche siano i due TA, esiste sempre una leggera differenza nel loro rapporto di trasformazione. La situazione è ulteriormente peggiorata dalla circolazione di correnti parassite negli accoppiamenti tra fase e fase e tra fase e terra degli avvolgimenti statorici e alla non idealità e perfetta simmetria in termini di resistenza dei collegamenti del circuito di misura.

Tutti questi fattori portano quindi alla continua circolazione di una, seppur minima corrente differenziale, la quale impone di aumentare il valore della taratura della corrente differenziale, al fine di non provocare scatti intempestivi. La soglia di taratura della minima corrente differenziale (in percentuale rispetto alla corrente nominale del generatore) deve inoltre essere maggiore dell'incertezza di misura introdotta dai TA, altrimenti non si possono ritenere attendibili le misure effettuate.

2.4.1.2 Protezione differenziale compensata

In linea di principio, la sola misura della corrente differenziale costituirebbe un criterio sufficiente per rilevare la presenza di un guasto di fase negli avvolgimenti di statore. Nella pratica, tuttavia, il solo criterio della corrente differenziale non è sufficiente ai fini del requisito di affidabilità (security, si veda il paragrafo 1.2) della protezione. In caso di guasti esterni comportanti la circolazione di elevate correnti, infatti, si può avere la saturazione dei due TA di misura. A causa delle inevitabili leggere differenze costruttive dei due TA, uno dei due può saturare maggiormente rispetto all'altro e la stessa corrente circolante sui primari viene riprodotta in due modi diversi nei secondari dei trasformatori di misura. In questo caso la protezione rileva la presenza di una corrente differenziale e invia intempestivamente un comando di scatto, in quanto l'intervento per guasto esterno non è desiderato.

Per ovviare a questo inconveniente, al posto del relè differenziale semplice, viene comunemente utilizzato il *relè differenziale compensato*. In questo relè, oltre alla valutazione della corrente differenziale, si ha il calcolo della corrente di stabilizzazione, tramite la formula seguente:

$$I_{rest} = |I_1| + |I_2|$$

Tramite il calcolo di I_{rest} , è possibile aumentare la soglia di corrente differenziale all'aumentare del valore della corrente di stabilizzazione, la quale è proporzionale alla corrente di guasto in caso di guasto esterno. In questo modo si aumenta la stabilità della protezione nei confronti dei guasti esterni. La definizione della I_{rest} può variare in funzione della marca del relè di protezione.

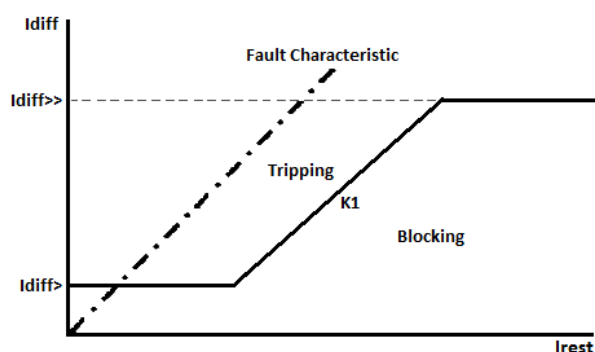


Fig. 2.5 Caratteristica di intervento di una protezione differenziale compensata

La caratteristica di intervento generale nel piano $I_{diff} - I_{rest}$ è rappresentata in Fig. 2.5. Si ha una prima soglia di corrente differenziale $I_{diff>}$ al di sotto della quale non si ha in nessun caso l'intervento e una seconda soglia $I_{diff>>}$ al di sopra della quale si ha in ogni caso l'intervento della protezione,

indipendentemente dal valore della corrente di stabilizzazione. Tra queste due soglie è compreso un tratto a pendenza **K1** maggiore di zero. Tutti questi parametri sono liberamente impostabili all'interno del relè di protezione multifunzione (MGPS).

Tramite questa caratteristica è possibile conseguire la desiderata insensibilità nei confronti dei guasti esterni. È necessario distinguere tra le seguenti condizioni di funzionamento [14]:

- Funzionamento in condizioni ideali di assenza di guasto: le correnti I_1 e I_2 sono uguali in modulo e fase; si ha quindi $I_{diff} = \underline{I_1} - \underline{I_1} = 0$ e $I_{rest} = |\underline{I_1}| + |\underline{I_1}| = 2|\underline{I_1}|$.
- Funzionamento in condizioni di guasto esterno: le correnti I_1 e I_2 sono circa uguali ma non lo sono esattamente a causa della diversa saturazione dei TA. La corrente I_{diff} è circa uguale a zero mentre la I_{rest} è uguale al doppio della corrente di guasto. Questo caso è simile al precedente, solo che adesso I_{rest} assume i valori di una corrente di guasto.
- Funzionamento in condizioni di guasto interno, alimentato da una sola estremità: supponendo che il guasto sia alimentato dalla sola corrente I_1 , con riferimento alla Fig. 2.4 si ha $I_2 = 0$ e quindi $I_{diff} = \underline{I_1} - \underline{0} = \underline{I_1}$ e $I_{rest} = |\underline{I_1}| + |0| = |\underline{I_1}|$. Quindi la corrente differenziale e la corrente di stabilizzazione sono uguali.
- Funzionamento in condizioni di guasto interno, alimentato da entrambe le estremità in parti uguali: in questo caso entrambe le correnti I_1 e I_2 sono diverse da zero e inoltre si ha $\underline{I_2} = -\underline{I_1}$. La corrente differenziale e la corrente di stabilizzazione assumono i valori: $I_{diff} = \underline{I_1} + \underline{I_1} = 2|\underline{I_1}|$ e $I_{rest} = |\underline{I_1}| + |-\underline{I_2}| = 2|\underline{I_1}|$. Anche in questo caso quindi la corrente differenziale e la corrente di stabilizzazione sono uguali.

In definitiva si può affermare che nel caso di funzionamento in assenza di guasto o nel caso di guasto esterno il punto di funzionamento è individuato dalle coordinate $I_{diff} = 0$ e $I_{stab} = 2|\underline{I_1}|$, mentre nel caso di guasto interno il punto di funzionamento si trova su una retta inclinata di 45° passante per l'origine degli assi, come rappresentato in Fig. 2.5. La caratteristica di intervento è tale per cui la protezione intervenga solo in caso di guasti interni al generatore.

2.4.1.3 Protezione differenziale stabilizzata tramite resistenza stabilizzatrice

Un'altra soluzione per rendere la protezione stabile nei confronti dei guasti esterni consiste nell'utilizzo del *relè differenziale stabilizzato tramite resistenza*. Questa soluzione consiste nel porre una resistenza stabilizzatrice R_{ST} in serie all'elemento che rileva la corrente differenziale, come rappresentato in Fig. 2.6. Questa resistenza deve avere un valore tale che il valore della corrente differenziale rilevata dalla protezione per guasto esterno sia inferiore alla soglia di intervento. Il metodo della resistenza stabilizzatrice è particolarmente adatto nei casi in cui si ha un'elevata probabilità di saturazione dei TA di misura nel caso di guasti esterni.

Per illustrare il principio di funzionamento di questo tipo di relè, possiamo porci nelle condizioni estreme in cui, a causa di un guasto esterno, uno dei due TA sia completamente saturato mentre l'altro sia ancora in grado di trasformare correttamente la corrente. La completa saturazione di un TA comporta l'annullamento della f.e.m. indotta al suo secondario, quindi è come se il suo secondario fosse in corto circuito. In queste condizioni (si veda Fig. 2.6), ipotizzando che tutta la corrente I_f circoli nel TA saturo, si può calcolare la tensione ai capi del relè tramite la formula:

$$V = (2R_L + R_{CT})I_F$$

dove R_L è la resistenza del circuito di misura e R_{CT} è la resistenza degli avvolgimenti secondari del TA saturo. La corrente che attraversa il relè è quindi:

$$I = \frac{V}{R_{ST}}$$

dove R_{ST} è la resistenza stabilizzatrice.

Tramite queste equazioni è possibile dimensionare la resistenza stabilizzatrice in modo tale che la corrente che attraversa il relè in caso di guasto esterno sia minore della corrente differenziale di soglia della protezione.

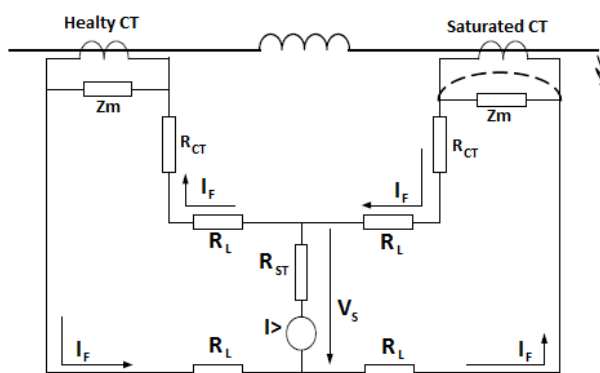


Fig. 2.6 Protezione differenziale compensata con resistenza stabilizzatrice

Un inconveniente di questo tipo di relè è dovuto al fatto che esso può non intervenire in caso di guasti interni che comportino la saturazione dei TA, in quanto la corrente rilevata del relè potrebbe essere troppo bassa. Questo problema si risolve impiegando relè ad intervento rapido, i quali sono in grado di intervenire prima che si abbia la saturazione dei TA in caso di guasto interno.

2.4.1.4 Protezione differenziale auto – bilanciante

Un ulteriore possibile schema di protezione consiste nella *protezione differenziale auto – bilanciante*. In questo tipo di protezione vengono usati tre trasformatori di corrente toroidali, all'interno dei quali vengono fatti passare i due conduttori facenti capo al medesimo avvolgimento di statore, come rappresentato in Fig. 2.7. I trasformatori di corrente toroidali sono collegati a un relè di massima corrente.

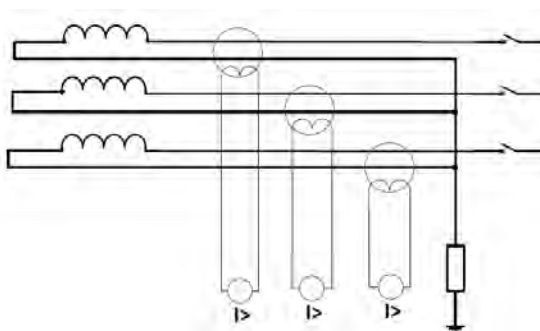


Fig. 2.7 Schema di inserzione della protezione differenziale auto – bilanciante

In condizioni di normale funzionamento, il relè non è percorso da nessuna corrente; in condizioni di guasto, invece, si ha la circolazione di una certa corrente, la quale viene rilevata dal relè e fa intervenire la protezione. Questa protezione assicura un intervento veloce e sensibile e permette l'uso di un solo TA per fase. Si può ottenere una sensibilità di 5 A per correnti primarie, e inoltre questa configurazione fornisce protezione sia per guasti di fase che di terra, fintanto che la corrente di guasto all'interno della zona protetta è superiore alla sensibilità.

Questo tipo di protezione viene utilizzato in macchine di piccola taglia, nei quali i conduttori di fase hanno diametri abbastanza piccoli, tali da poter essere infilati agevolmente all'interno del trasformatore toroidale. Per applicare questo schema è necessaria la disponibilità di entrambi i capi degli avvolgimenti di statore.

2.4.1.5 Protezione differenziale di unità

La protezione differenziale può essere connessa in modo da proteggere l'unità comprendente il generatore e il trasformatore elevatore. In questo caso essa si definisce *protezione differenziale di unità*. Per fare ciò, si derivano le due misure di corrente da una terna di TA posti sul lato centro stella del generatore e da una terna di TA posti sul lato alta tensione del trasformatore, come raffigurato in Fig. 2.8.

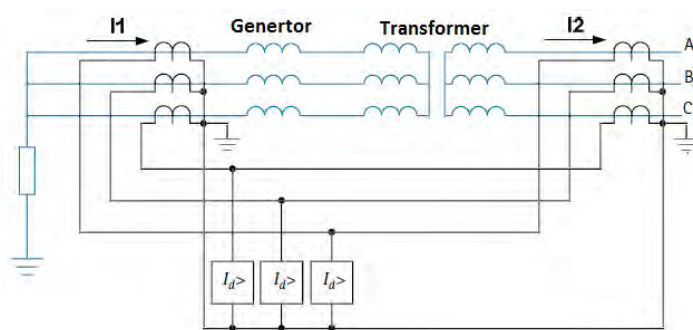


Fig. 2.8 Schema di inserimento della protezione differenziale di unità

È necessario porre attenzione al fatto che i trasformatori di corrente a monte e a valle non devono avere lo stesso rapporto di trasformazione, bensì il rapporto tra i loro rapporti di trasformazione dovrebbe essere il più simile possibile al rapporto di trasformazione del trasformatore elevatore (*correzione di rapporto*), anche se ciò non è sempre possibile a causa del numero limitato dei rapporti di trasformazione dei TA reperibili sul mercato.

Per fare un esempio, consideriamo un trasformatore elevatore con una tensione nominale primaria (per convenzione si stabilisce che il primario sia sul lato alta tensione) di 80 kV e una tensione nominale secondaria di 10 kV; il suo rapporto di trasformazione è quindi uguale a 8. Se sul lato centro stella del generatore si ha una terna di TA con rapporto di trasformazione pari a 3000 A:1 A, sul lato alta tensione del trasformatore il rapporto di trasformazione della terna di TA dovrebbe essere idealmente di 375 A:1 A. Un trasformatore di corrente con un tale rapporto di trasformazione non esiste sul mercato, quindi bisogna installarne uno con un rapporto di trasformazione simile.

Il trasformatore elevatore può anche introdurre uno sfasamento tra le proprie grandezze primarie e secondarie e quindi sulle misure di corrente effettuate dalla protezione; questo sfasamento deve essere corretto (*correzione d'angolo*) per non compromettere la misura della corrente differenziale e provocare scatti intempestivi. La correzione d'angolo deve essere eseguita sulle correnti misurate dai TA, prima che queste correnti vengano usate per il calcolo della corrente differenziale.

La correzione di rapporto e la correzione d'angolo vengono effettuate automaticamente dai moderni relè di protezione numerici.

Tutti questi fattori fanno sì che, in questo tipo di protezione, risulti più probabile la presenza di una corrente differenziale anche in assenza di guasto, la quale può portare ad avere scatti intempestivi.

La situazione è aggravata ulteriormente dal fatto che il trasformatore elevatore può avere degli scostamenti del proprio rapporto di trasformazione rispetto al valore nominale (soprattutto se esso è provvisto di variatore a vuoto o sotto carico) e dal fatto che si ha sempre la circolazione di una certa corrente di magnetizzazione (dell'ordine dell'1% della corrente nominale), la quale viene avvertita come una corrente differenziale dalla protezione. È necessario quindi desensibilizzare la protezione, prevedendo delle soglie di taratura più alte rispetto alla protezione del solo generatore.

Un altro aspetto da considerare è il fatto che il trasformatore, all'atto dell'inserzione, assorbe una corrente il cui valore può arrivare fino a dieci volte la corrente nominale (inrush current). Questa corrente fluisce su un solo avvolgimento (quello dal quale viene alimentato il trasformatore) e viene quindi avvertita dalla protezione come una corrente differenziale, provocando un intervento intempestivo.

È necessario quindi prevedere delle soluzioni a questo problema, altrimenti non si riuscirebbe mai a mettere in servizio il trasformatore senza far intervenire la protezione differenziale. Le soluzioni possibili sono:

- Temporanea esclusione della protezione differenziale all'inserzione del trasformatore: la protezione viene inserita solo dopo che si è estinto il transitorio di inserzione. Si può effettuare tramite un relè di minima tensione, il quale inibisce il funzionamento della protezione alla mancanza della tensione di alimentazione.
- Desensibilizzazione della protezione: consiste nell'aumento della corrente di taratura e nel ritardo dell'intervento. In questo modo però si ha un duplice svantaggio: la protezione potrebbe non intervenire nel caso di guasto interno e i tempi di intervento potrebbero essere troppo lunghi.
- Adozione del blocco di armoniche: si basa sul riconoscimento della presenza di una corrente di inserzione tramite la misura delle armoniche di corrente. La corrente di inserzione del trasformatore è infatti caratterizzata dalla presenza di una elevata quantità di armoniche e da una componente unidirezionale. Le armoniche maggiormente presenti sono la seconda e la terza. La corrente di terza armonica viene generalmente "intrappolata" all'interno dell'avvolgimento a triangolo del trasformatore e non circola quindi nella protezione differenziale. Per il rilevamento di una corrente di inserzione ci si può quindi affidare alla misura della corrente unidirezionale e della corrente di seconda armonica. Questo metodo viene comunemente utilizzato nei relè numerici multifunzionali.

2.4.2 Protezione di massima corrente 50/67/51/51V

Per generatori di potenza inferiore a 1 MVA, al posto della protezione differenziale, la rilevazione dei guasti di fase è affidata alla *protezione di massima corrente*. In questo caso essa costituisce la protezione principale contro i guasti da fase.

Per generatori di potenza maggiore di 1 MVA, per i quali è previsto l'impiego della protezione differenziale, la protezione di massima corrente viene usata come protezione di riserva per guasti interni. Essa in ogni caso costituisce la protezione di riserva in caso di guasti di fase nella rete a monte non eliminati in tempo dalla protezione della rete stessa. Essendo quindi generalmente una protezione di rincalzo, deve essere coordinata con le restanti protezioni per garantire un intervento selettivo.

La protezione di massima corrente non deve intervenire in caso di sovraccarichi e la sua taratura deve corrispondere almeno al 150% della corrente nominale dell'oggetto protetto. Allo stesso tempo, la taratura della protezione deve essere impostata a un valore sufficientemente basso, tale da poter rilevare guasti di fase in zone lontane dal punto di installazione [11]. Inoltre, essa deve possedere un certo tempo di ritardo, in modo da non intervenire nel caso di oscillazioni pendolari di corrente e permettere il coordinamento con le altre protezioni.

La protezione può prelevare le misure di corrente dal lato centro stella o dal lato morsetti del generatore. È consigliabile derivare le misure dalla terna di TA collegati sul lato centro stella della macchina, in modo tale da avere l'intervento in tutti i casi di guasto interno.

Per un guasto di fase ai morsetti di un generatore sincrono, bisogna considerare il fatto che, nel caso in cui la tensione di eccitazione sia derivata dai morsetti stessi, la corrente di corto circuito decade molto rapidamente a partire dall'istante in cui si è verificato il guasto. Il corto circuito fa infatti diminuire drasticamente la tensione ai morsetti del generatore e, nel caso in cui l'eccitazione sia derivata dai morsetti stessi, si ha una corrispondente riduzione della tensione e della corrente di eccitazione, la quale fa diminuire molto rapidamente la corrente di guasto. Dopo un tempo superiore a circa 0,5 secondi, essa può assumere valori minori della corrente nominale della macchina.

Questo significa che la protezione di massima corrente, o interviene nei primi istanti dopo il guasto, oppure non è più in grado di intervenire, in quanto la corrente di guasto diventa minore della soglia di intervento e si ha la ricaduta della protezione. La protezione deve quindi essere dotata di criteri ulteriori di intervento, che ne consentano l'azione anche in queste condizioni. Questi criteri di intervento coinvolgono la misura della tensione ai capi del generatore e variano in funzione del tipo di protezione, come verrà spiegato in seguito.

Esistono diversi tipi di protezione di massima corrente:

- Protezione di massima corrente indipendente a tempo definito (50);
- Protezione direzionale di massima corrente indipendente a tempo definito (67);
- Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso (51);
- Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso comandata in tensione (51V).

In generale la protezione può essere effettuata con due diverse soglie di intervento a tempo indipendente, oppure con una soglia a tempo indipendente e una soglia a tempo inverso.

2.4.2.1 Protezione di massima corrente indipendente a tempo definito 50

Questa protezione interviene al superamento della corrente di soglia $I>$, con un tempo di ritardo $T I>$.

La *protezione di massima corrente indipendente a tempo definito* si può generalmente impiegare in sistemi dove si hanno piccole variazioni della corrente di corto circuito al variare del punto in cui si verifica il guasto, in modo tale che sia garantito l'intervento in tempo definito per tutti i valori della corrente di guasto superiori alla soglia impostata. Essa può essere dotata di un criterio ulteriore per evitare la ricaduta in caso di corto circuito ai morsetti del generatore. Questo criterio consiste nel rilevamento della componente alla sequenza diretta della tensione ai morsetti della macchina [14].

Un corto circuito ai morsetti di un generatore con eccitazione derivata dai morsetti stessi provoca la circolazione iniziale di una corrente elevata e la diminuzione della tensione ai morsetti della macchina. La corrente iniziale è maggiore del valore di soglia $I>$ della protezione, quindi essa si porta in condizioni di avviamento; se la corrente mantiene valori superiori alla soglia $I>$ per tutto il tempo di intervento della protezione $T I>$, allo scadere di questo tempo si ha l'intervento della protezione. Negli istanti successivi al guasto, tuttavia, la corrente decresce molto rapidamente e si potrebbe portare a valori inferiori rispetto alla soglia $I>$, facendo ricadere la protezione prima della scadenza del tempo di ritardo $T I>$. Questa ricaduta viene evitata tramite la misura della tensione ai morsetti della macchina.

Se, in seguito a un avviamento della protezione per guasto di fase, la componente diretta della tensione assume valori inferiori alla soglia di minima tensione impostabile $U<$, l'avviamento della protezione viene mantenuto anche in caso di abbassamento della corrente al di sotto di $I>$. In questo modo si evita la ricaduta della protezione per un certo tempo di durata impostabile **T SEAL IN** (questa operazione viene anche chiamata sblocco di minima tensione). Se al termine di questo tempo la tensione non è risalita al di sopra del valore di soglia impostato, si ha l'intervento della protezione; se invece, prima che sia trascorso il tempo di ritardo impostabile, la tensione risale sopra al valore di soglia $U<$, si ha la ricaduta definitiva della protezione.

Per un buon funzionamento della protezione, il valore impostato di **T SEAL IN** deve essere maggiore della taratura di $T I>$.

2.4.2.2 Protezione direzionale di massima corrente indipendente a tempo definito 67

La protezione interviene al superamento della corrente di soglia $I>>$, con un tempo di ritardo $T I>>$.

In generale la *protezione direzionale di massima corrente indipendente a tempo definito* può prelevare le misure di corrente dal lato centro stella o dal lato morsetti del generatore. Quando possibile, è consigliabile derivare le misure dalla terna di TA collegata sul lato centro stella della macchina, in modo da avere l'intervento anche in tutti i casi di guasto interno. Se questo non è realizzabile, per esempio a causa dell'assenza dei TA lato centro stella, la protezione può essere abbinata a una funzione direzionale, la quale permette di discriminare la direzione della corrente di guasto: la corrente di guasto può infatti provenire dal generatore o dalla rete.

La determinazione della direzione della corrente si effettua tramite il valore di corrente di guasto e la misura della tensione concatenata normalmente perpendicolare alla corrente stessa.

Per discriminare la direzione di intervento da quella di blocco, è necessario inserire all'interno della protezione il valore di un angolo di sfasamento limite ϕ e la direzione di guasto per la quale si vuole intervenire. Con riferimento alla Fig. 2.9, l'angolo di sfasamento ϕ divide il piano del diagramma vettoriale delle grandezze in gioco in due semipiani. L'intervento della protezione si ha se, durante tutto il tempo di ritardo impostato $T I>>$, la corrente misurata assume valori maggiori della soglia di

intervento $I \gg$ e il fasore della tensione misurata si trova nel semipiano definito dall'angolo di impostazione ϕ e dalla direzione di intervento desiderata (direzione generatore o direzione rete).

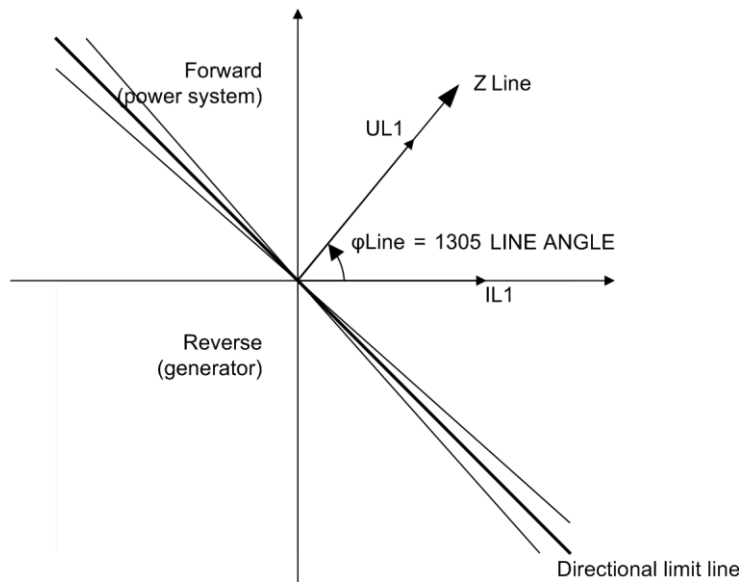


Fig. 2.9 Diagramma vettoriale delle grandezze in gioco

2.4.2.3 Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso 51

La protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso possiede una caratteristica di intervento a tempo inverso definita dalla norma IEC 60255-3 o ANSI/IEEE Std C37.112. La norma IEC definisce tre diverse caratteristiche: Normal Inverse, Very Inverse e Extremely Inverse; la norma ANSI/IEEE definisce cinque diverse caratteristiche: Very Inverse, Inverse, Moderately Inverse, Extremely Inverse, Definite Inverse. Ogni tipo di caratteristica di intervento ha una propria pendenza nel piano $I - t$ ed è definita da una propria equazione all'interno della quale bisogna inserire un fattore di tempo moltiplicativo T_p e un valore di corrente di soglia I_p .

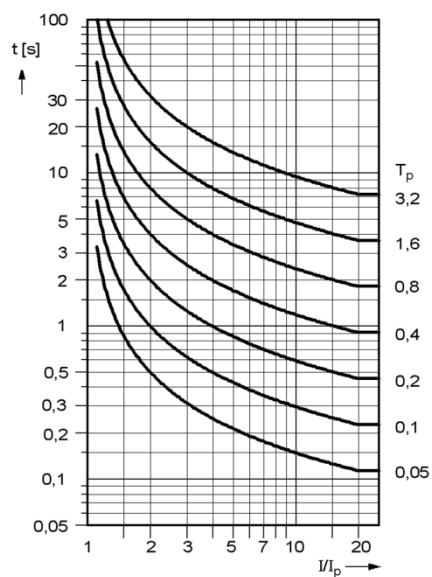


Fig. 2.10 Caratteristiche di intervento di tipo IEC Normal Inverse

La scelta di quale caratteristica adottare è dettata da esigenze di coordinamento con le altre protezioni di massima corrente a tempo inverso dell'impianto. Per esempio, se la protezione 51 della rete a monte prevede una caratteristica di intervento di tipo ANSI/IEEE Moderately Inverse, allora anche la caratteristica di intervento della protezione 51 del generatore dovrà essere di tipo ANSI/IEEE Moderately Inverse, al fine di permettere un buon coordinamento tra le due.

A titolo di esempio, nella Fig. 2.10 si riportano le caratteristiche di intervento tipo IEC Normal Inverse.

2.4.2.4 Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso comandata in tensione 51V

La *protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso comandata in tensione* possiede una caratteristica di intervento a tempo inverso come la precedente; essa è però dotata di criteri ulteriori di intervento nel caso di diminuzione della corrente di corto circuito a seguito di un guasto [11]: i criteri che possono venire adottati sono quello del "Voltage controlled" oppure quello del "Voltage restrained". Questi due criteri richiedono che la protezione rilevi, oltre ai valori di corrente, anche i valori di tensione ai capi del generatore.

Il criterio del *Voltage Controlled* consiste nell'abbassamento della soglia di massima corrente della protezione se la tensione diminuisce al di sotto di una certa soglia impostabile. In questo modo, quando si verifica un corto circuito, la protezione abbassa la propria soglia di massima corrente a un livello inferiore, in modo tale da intervenire anche nel caso in cui la corrente di corto circuito diminuisca rapidamente negli istanti immediatamente successivi al guasto.

Il criterio del *Voltage Restrained* consiste nell'abbassamento della soglia di massima corrente della protezione al diminuire della tensione ai morsetti del generatore, secondo una determinata caratteristica. In questo modo la soglia di massima corrente varia in modo continuo al diminuire della tensione, seguendo una caratteristica come quella rappresentata in Fig. 2.11.

In condizioni di assenza di guasto, la tensione del generatore è maggiore di V_{s1} e la soglia di corrente corrisponde quindi al valore I_{s1} . Nel caso di guasto ai morsetti del generatore, la tensione diminuisce rapidamente fino al valore di V_{s2} , per il quale si ha una corrente di soglia di $I_{s2} < I_{s1}$. Durante la variazione della tensione da V_{s1} a V_{s2} , la soglia di massima corrente della protezione diminuisce gradualmente. In questo modo viene consentito l'intervento della protezione anche nel caso di repentino abbassamento della corrente di guasto. Al di sotto della tensione V_{s2} , la soglia di corrente rimane costante e pari a I_{s2} . La caratteristica di Fig. 2.11 può variare in dipendenza dalla marca del relè di protezione.

In generale il coordinamento della protezione di massima corrente a tempo inverso con le altre protezioni dell'impianto viene effettuato senza considerare le variazioni della soglia di massima corrente al variare della tensione.

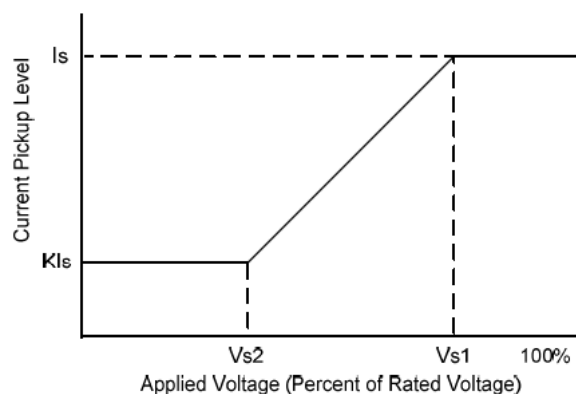


Fig. 2.11 Caratteristica di una protezione di massima corrente 51V con criterio del Voltage Restrained

2.4.3 Protezione di minima impedenza 21

La *protezione di minima impedenza* opera tramite la comparazione delle misure di tensione e corrente. Essa invia un comando di scatto quando il rapporto di queste due grandezze è minore di un valore impostato. Tramite la misura dell'impedenza vista dal punto in cui la protezione è installata, il relè è in grado di calcolare la distanza alla quale è avvenuto un corto circuito. La caratteristica di intervento di questa protezione viene solitamente rappresentata in un diagramma $V - I$ o, più spesso, in un diagramma $R - X$. Essa può variare in funzione del tipo di relè.

La protezione di minima impedenza viene utilizzata come protezione di riserva per guasti di fase del generatore; la sua zona protetta può inoltre estendersi fino alla rete e la protezione può svolgere la funzione di riserva per guasti di fase in rete.

La posizione dei TA di misura stabilisce qual è la direzione di sensibilità della protezione. Se i TA sono posti sui morsetti del generatore, la protezione può coprire solo la zona del generatore o la zona della rete, ma non entrambe. Se invece i TA di misura sono posti sul lato centro stella del generatore, come accade nella maggioranza dei casi, la direzione di misura è quella del generatore e la sua estensione può essere tale da coprire guasti nel solo generatore, nel generatore e nel trasformatore elevatore, oppure può arrivare fino alla rete esterna. Se la zona protetta comprende la rete esterna, è necessario prevedere un certo tempo di ritardo, tale da permettere il coordinamento con le protezioni distanziometriche di rete; se invece la zona protetta è quella del generatore, non è in generale richiesto nessun tempo di ritardo.

La misura dell'impedenza viene effettuata a partire dalla posizione dei TV; essi di solito sono derivati dai morsetti della macchina.

Se il generatore è connesso in rete tramite un trasformatore elevatore è necessario prevedere la correzione dello sfasamento della tensione introdotta da questo trasformatore, passando da primario a secondario. Questa correzione può essere effettuata tramite l'uso di un trasformatore di misura sfasatore posto tra il TV di misura e la protezione, il quale introduce uno sfasamento sulla tensione misurata uguale e contrario rispetto a quello del trasformatore elevatore, senza alterare il modulo della tensione.

Nei moderni relè di protezione numerici questa correzione viene effettuata automaticamente dalla protezione stessa, tramite l'informazione del tipo e del gruppo del trasformatore elevatore utilizzato.

La protezione di minima impedenza può essere dotata di uno o due gradini di intervento nel piano $R - X$. La sua caratteristica di intervento può in generale essere circolare o quadrangolare. I relè di protezione numerici (MGPS) sono in genere dotati di due zone di intervento: la prima zona può essere impostata in modo tale da proteggere il generatore per guasti di fase con parziale copertura anche dei primi avvolgimenti del trasformatore elevatore, mentre la zona soglia può essere tarata in modo da fornire protezione fino al lato alta tensione del trasformatore elevatore e all'inizio della linea in partenza [8].

Lo stesso tipo di relè viene talvolta definito come relè distanziometrico; questa nomenclatura in linea di principio è esatta solo nel caso in cui il relè sia installato a protezione di una linea, per la quale si ha un'impedenza chilometrica costante e quindi la misura dell'impedenza è proporzionale alla distanza a cui è avvenuto un eventuale guasto di impedenza propria trascurabile. In ogni caso la taratura del relè viene effettuata in ohm e non in chilometri.

Nel seguito si riporta una rapida illustrazione dei vari tipi di relè a impedenza più comuni e delle loro caratteristiche di intervento.

2.4.3.1 Relè a impedenza pura

Una protezione di minima impedenza è definita dalla seguente equazione di equilibrio:

$$K_4 I^2 - K_3 V^2 - K_6 = 0$$

dove i termini K sono delle costanti di proporzionalità.

Se si trascura il termine K_6 , cioè si trascura l'effetto della molla antagonista del relè, il cui effetto è peraltro rilevante solo per piccoli valori di corrente e non per valori di corrente di corto circuito, si ottiene che l'intervento del relè si ha nella seguente condizione:

$$\left| \frac{V}{I} \right| = Z < \sqrt{\frac{K_4}{K_3}}$$

L'intervento si ha quindi solo quando il valore dell'impedenza misurata scende al di sotto di una soglia impostabile. La caratteristica di intervento di questo tipo di relè, detto *relè a impedenza pura* è rappresentata in Fig. 2.12.

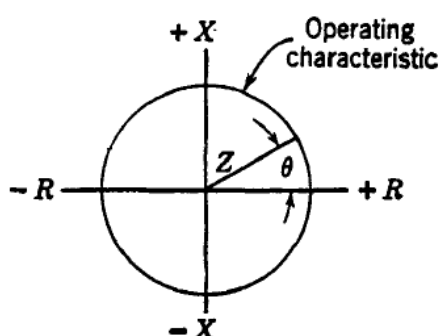


Fig. 2.12 Caratteristica di intervento di un relè a impedenza pura

La caratteristica di intervento è definita semplicemente da un circonferenza con centro nell'origine e raggio pari al valore di taratura. L'angolo ϑ è l'angolo di sfasamento tra la tensione e la corrente. L'intervento della protezione si ha se l'impedenza misurata si trova all'interno della circonferenza.

Più caratteristiche di intervento di questo tipo possono essere combinate, ottenendo in tal modo una serie di circonferenze concentriche. Ogni circonferenza corrisponde a una soglia di taratura con un determinato tempo di intervento. Le caratteristiche di intervento di più relè di minima impedenza possono essere combinate nello stesso grafico solo se i relè sono alimentati alla stessa tensione.

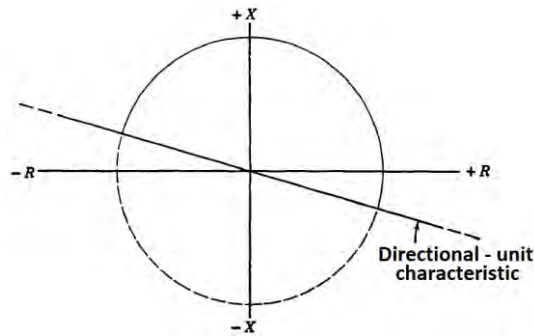


Fig. 2.13 Caratteristica di intervento di un relè a impedenza abbinato a una funzione direzionale

Il relè di minima impedenza può essere abbinato a una protezione direzionale, in modo da escludere parte dalla caratteristica di intervento. La caratteristica di intervento della protezione direzionale è rappresentata da una retta nel piano $R - X$. Questa retta determina un semipiano di intervento, escludendo l'intervento della protezione nel semipiano complementare, come rappresentato in Fig. 2.13.

2.4.3.2 Relè a impedenza modificato

Il relè di minima impedenza può essere modificato in modo tale che la caratteristica di intervento trasli in una determinata direzione e che il suo centro non coincida più con l'origine degli assi [6]. Il relè ottenuto in questo modo prende il nome di *relè a impedenza modificato*. Esso si ottiene tramite l'aggiunta all'interno dell'equazione di equilibrio di un termine proporzionale alla corrente. L'equazione di equilibrio è quindi la seguente:

$$K_4 |I|^2 - K_3 |V + CI|^2 = 0$$

dove \underline{C} è un vettore di modulo C e argomento ψ . Questa è l'equazione di una circonferenza il cui centro è spostato rispetto all'origine, come raffigurato in Fig. 2.14.

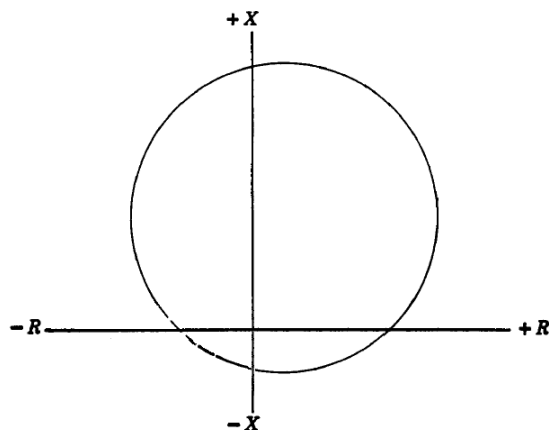


Fig. 2.14 Caratteristica di intervento di un relè a impedenza modificato

Agendo sul vettore \underline{C} si può spostare la caratteristica circolare nel piano $R - X$; per spostare la circonferenza lungo l'asse delle resistenze R si agisce sul suo modulo, per spostare la circonferenza lungo l'asse delle reattanze X si agisce sul suo argomento.

2.4.3.3 Relè MHO

Il relè MHO è un relè a impedenza definito dalla seguente equazione di equilibrio:

$$-K_3V^2 + K_5VI \cos(\theta - \tau) = 0$$

La particolarità di questo tipo di relè è il fatto che la sua caratteristica di intervento (Fig. 2.15) è costituita da una circonferenza passante per l'origine degli assi.

Il diametro della circonferenza forma un angolo τ con l'asse delle resistenze R . Questo tipo di relè presenta il vantaggio di essere intrinsecamente direzionale e quindi non necessita dell'aggiunta della funzione direzionale. Esso può quindi essere impostato in modo da intervenire solo per guasti a valle del suo punto di installazione.

Il relè MHO ha una zona di intervento più ristretta e quindi è più selettivo dei relè precedenti e si adatta meglio all'accoppiamento con altri tipi di relè per limitare la zona di intervento.

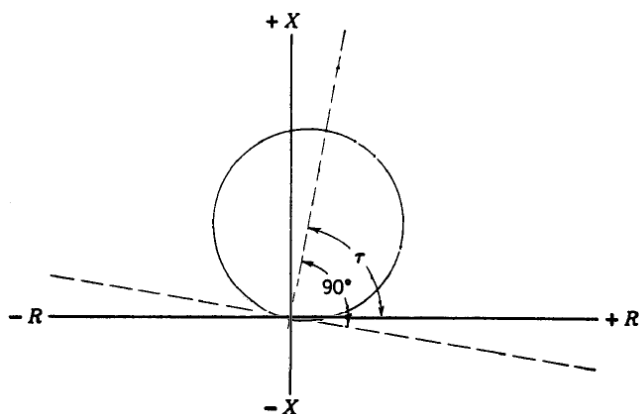


Fig. 2.15 Caratteristica di intervento di un relè MHO

Combinando i vari tipi di relè illustrati in precedenza si possono ottenere caratteristiche di intervento particolari e più complesse.

2.4.3.4 Relè a caratteristica quadrangolare

Oltre alle caratteristiche fin qui elencate, nei relè numerici di protezione è possibile implementare una protezione di minima impedenza avente una *caratteristica di intervento quadrangolare*. Questo tipo di caratteristica non ha una propria equazione di equilibrio come le precedenti.

Un tipo di caratteristica molto utilizzata è quella quadrata, come rappresentato in Fig. 2.16. Essendo simmetrica rispetto a entrambi gli assi, un solo valore di impedenza Z è sufficiente per definire l'intera caratteristica.

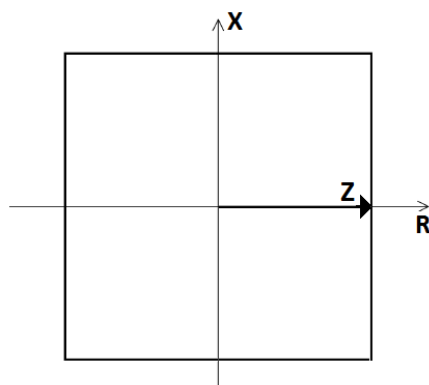


Fig. 2.16 Caratteristica di intervento quadrata

2.5 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI A TERRA DI STATORE

I guasti a terra di statore sono i guasti più comunemente incontrati nei generatori. Essi avvengono a causa del cedimento dell'isolamento di una fase degli avvolgimenti di statore e la richiusura a terra della corrente tramite il nucleo magnetico statorico.

Le protezioni contro i guasti a terra di statore devono isolare il generatore il più rapidamente possibile, aprendo l'interruttore di macchina e l'interruttore di campo e chiudendo la valvola di alimentazione della turbina. I tempi di intervento devono essere sempre minori di un secondo. Tuttavia, come nel caso dei guasti di fase, anche dopo che sono stati messi in pratica questi provvedimenti, la corrente di guasto non si estingue subito, a causa del flusso magnetico residuo nella macchina. La corrente può impiegare anche alcuni secondi a estinguersi.

Un guasto a terra di statore produce una sovracorrente nella fase guasta e una sovratensione nelle fasi non interessate dal guasto.

La *sovracorrente* è causata dalla circolazione della corrente verso terra nella fase guasta. La corrente che si viene a creare dipende in maniera determinante del tipo di messa a terra del centro stella del generatore. Essa può variare da 10A – 20 A fino ad arrivare a 200A – 300 A nel caso di messa a terra tramite bassa resistenza. La durata della corrente di guasto è influenzata dal sistema di scarica del circuito di eccitazione. Quando si ha l'apertura del circuito di eccitazione, la brusca diminuzione della corrente causa una sovratensione sull'avvolgimento stesso, la quale si riproduce come una sovratensione sugli avvolgimenti statorici. Questo effetto deve essere ridotto dal sistema di scarica del circuito di eccitazione.

La *sovratensione* è dovuta alla dissimmetria della terna di tensioni durante il guasto. La fase affetta da guasto si porta a un valore di tensione minore, mentre le altre si portano a un valore di tensione maggiore. Questo squilibrio di tensioni è tanto maggiore quanto minore è l'impedenza di messa a terra del generatore e quanto più il guasto è situato in prossimità dei morsetti del generatore. In caso di guasto a terra ai morsetti del generatore, la tensione verso terra delle fasi non interessate dal guasto si porta al valore della tensione concatenata. La sovratensione sulle fasi sane provoca una sollecitazione sull'isolamento e la probabilità che si verifichi un secondo guasto. Se questo succedesse ci si troverebbe nella condizione di guasto di fase, con la circolazione di correnti molto più elevate [12].

La protezione differenziale di fase potrebbe essere in grado di intervenire per guasti a terra di statore nel caso di impedenza di messa a terra di basso valore. Essa tuttavia non è efficace nei confronti dei guasti a terra nel caso di messa a terra tramite impedenza di valore elevato; è quindi pratica comune affidare la protezione contro guasti a terra ad altre funzioni di protezione.

Le protezioni che fanno fronte ai guasti a terra dello statore sono le protezioni al 90% e al 100% degli avvolgimenti statorici e la protezione differenziale di terra.

2.5.1 Protezione di terra statore al 90% (59N)

La protezione di terra statore al 90% si affida, per il rilevamento di un guasto a terra dello statore, alla misura della tensione omopolare. Questa tensione può arrivare al valore della tensione di fase in caso di guasti ai morsetti del generatore, mentre diminuisce man mano che il punto di guasto si avvicina al centro stella. La protezione viene tipicamente utilizzata per generatori messi a terra tramite elevata impedenza.

La tensione omopolare può essere rilevata in vari modi (Fig. 2.17):

- si possono utilizzare tre TV di fase connessi con secondario a triangolo aperto derivati dalle sbarre del generatore (Fig. 2.17a);
- si può utilizzare un TV posto in parallelo all'impedenza di messa a terra del generatore (Fig. 2.17b);
- si può utilizzare il trasformatore stesso di messa a terra, nel caso in cui questo sia presente (Fig. 2.17c).

Oltre a questi metodi, i relè di protezione digitali sono in grado di calcolare il valore della tensione omopolare a partire dalle misure delle tensioni di fase.

La protezione interviene in un tempo definito quando il valore della tensione omopolare misurata con uno di questi tre metodi supera il valore di soglia parametrizzabile.

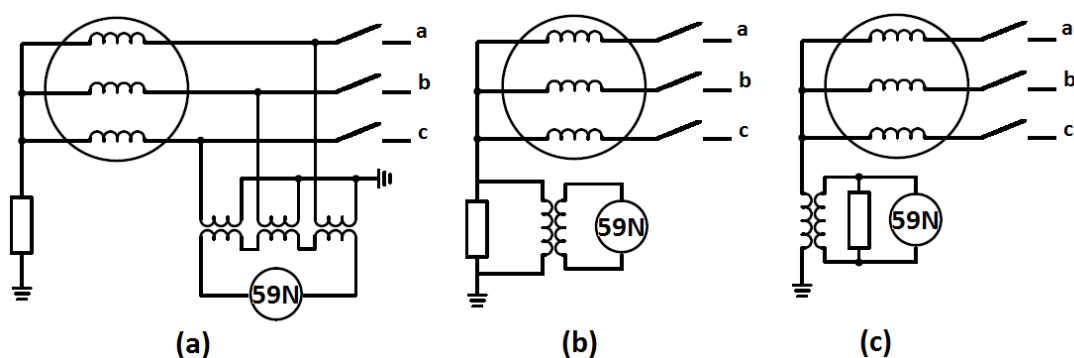


Fig. 2.17 Schemi di inserzione della protezione di terra rotore al 90%: a) inserzione al secondario di tre TV connessi a triangolo aperto; b) inserzione sull'impedenza di messa a terra; c) inserzione sul trasformatore di messa a terra

La taratura della protezione deve essere effettuata in modo da mantenere la necessaria selettività rispetto ad altri relè che fanno fronte ai guasti a terra sulla rete esterna. Infatti, anche se di norma i collegamenti adottati per i trasformatori elevatori bloccano il flusso delle grandezze omopolari per via magnetica, il trasferimento di tali grandezze da un lato all'altro del trasformatore può sempre avvenire tramite le capacità di accoppiamento fra gli avvolgimenti primari e secondari. Bisogna

quindi effettuare la taratura in modo tale che la protezione non rilevi queste tensioni omopolari trasferite tramite il trasformatore elevatore.

Un'altra limitazione consiste nel fatto che la protezione non deve intervenire durante il normale funzionamento, a causa della presenza della componente di terza armonica nella tensione statorica. La tensione prodotta dal generatore possiede sempre una certa componente di terza armonica, dovuta alla non perfetta isotropia del rotore della macchina. La tensione di terza armonica costituisce una tensione omopolare, la quale non deve far intervenire intempestivamente la protezione [15]. Affinché questo non avvenga, la protezione dovrebbe essere insensibile alla tensione di terza armonica.

Tutti questi fattori rendono necessario un aumento della soglia di taratura della protezione, al fine di non avere interventi intempestivi. Aumentare la soglia di taratura vuol dire che la protezione non è in grado di rilevare un guasto a terra sull'intero avvolgimento statorico. Se il guasto a terra avviene in prossimità del neutro del generatore, infatti, la tensione omopolare che si crea non ha un valore sufficiente a provocare l'intervento della protezione. Questa protezione è pertanto in grado di rilevare guasti sul 90% (anche se molti relè sono ormai in grado di arrivare al 95%, alcuni addirittura al 98%) dell'avvolgimento di statore.

La protezione deve possedere un ritardo di intervento tale da permettere il coordinamento con i fusibili o gli interruttori automatici posti a protezione dei secondari dei TV di misura, per evitare scatti intempestivi nel caso di un guasto al secondario di un TV.

La protezione di terra statore può anche essere effettuata tramite una soglia di massima corrente di terra. La corrente di terra viene misurata tramite l'uso di un TA toroidale, il quale può essere connesso direttamente sul collegamento di messa a terra del generatore, oppure sul secondario del trasformatore di messa a terra, quando questo sia presente.

Per la taratura di questa protezione bisogna tenere conto che si ha la circolazione di una certa quantità di corrente anche durante il normale funzionamento della macchina. Questa corrente è dovuta alle capacità parassite verso terra del generatore protetto e al non perfetto equilibrio delle correnti nelle tre fasi; essa ha una componente principale di terza armonica. La corrente circolante è massima quando si è in condizioni di carico massimo. Anche con questo criterio non si riesce quindi a ottenere una protezione della totalità degli avvolgimenti di statore.

2.5.2 Protezione di terra statore al 100% (64S)

La protezione di terra statore presentata nel paragrafo 2.5.1 è in grado di proteggere il generatore da guasti a terra solamente sul 90% - 95% degli avvolgimenti del generatore. Questo significa che se avviene un guasto a una distanza dal neutro pari a 10% - 5% della totale lunghezza degli avvolgimenti del generatore, questa protezione non è in grado di intervenire.

Un guasto a terra in una fase nell'ultimo 10% degli avvolgimenti di statore comporta solo un modesto aumento della tensione delle altre fasi non affette da guasto e la circolazione di una corrente di terra di valore molto basso. Questa condizione non costituisce generalmente un pericolo per il generatore. Nel caso di generatori di grossa taglia, tuttavia, potrebbe essere necessario interrompere questo regime di guasto, a causa dello squilibrio delle correnti statoriche e dell'aumento delle vibrazioni. Inoltre, un secondo guasto a terra in un altro punto dell'avvolgimento di statore comporterebbe la circolazione di una elevata corrente, non limitata dall'impedenza di messa a terra del generatore [15].

In questi casi è richiesta quindi la presenza di un altro tipo di protezione, in grado di rilevare un guasto a terra sulla totalità degli avvolgimenti statorici. Questa protezione prende il nome di *protezione di terra statore al 100%*.

Esistono principalmente due tipi di protezione:

- Protezione di 100% terra statore con misura della tensione di terza armonica;
- Protezione di 100% terra statore con iniezione di sub-armoniche.

2.5.2.1 Protezione di 100% terra statore con misura della tensione di terza armonica

La *protezione di 100% terra statore con misura della tensione di terza armonica* si affida alla misura della componente di terza armonica della tensione statorica. Una certa tensione di terza armonica è sempre presente negli avvolgimenti statorici, a causa della non perfetta sagomatura dei poli di rotore. L'ampiezza di questa tensione dipende dal valore delle capacità parassite verso terra degli avvolgimenti statorici e varia in funzione del carico del generatore.

In condizioni di normale funzionamento i valori della tensione di terza armonica sono circa uguali ma di segno opposto ai due capi di un avvolgimento statorico. Il punto centrale dell'avvolgimento è circa a tensione di terza armonica nulla. In condizioni di guasto a terra dell'avvolgimento nell'estremità rivolta verso la messa a terra, la distribuzione delle tensioni di terza armonica si modifica come mostrato in Fig. 2.18: nell'estremità verso la messa a terra la tensione diminuisce, mentre ai terminali la tensione aumenta.

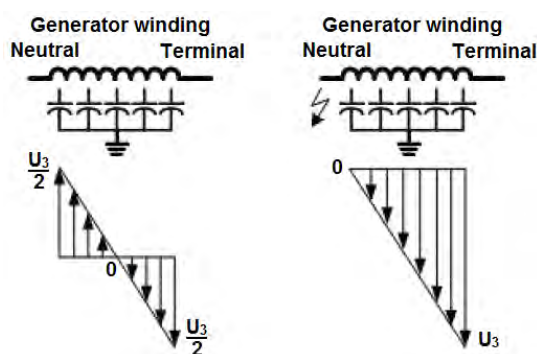


Fig. 2.18 Comportamento della tensione di terza armonica sugli avvolgimenti statorici

La condizione di guasto a terra in prossimità del neutro degli avvolgimenti statorici può quindi essere rilevata tramite un relè di minima tensione di terza armonica connesso sulla messa a terra del generatore, oppure tramite un relè di massima tensione di terza armonica connesso ai morsetti della macchina. Il relè di minima tensione di terza armonica può essere connesso ad un TV posto in parallelo all'impedenza di messa a terra del generatore oppure al secondario del trasformatore di messa a terra, nel caso in cui questo sia presente; il relè di massima tensione di terza armonica può essere connesso al secondario connesso a triangolo aperto di tre TV di fase derivati dalle sbarre del generatore.

Questa protezione non può essere impiegata nel caso in cui la sagomatura dei poli rotorici sia tale da non produrre una tensione di terza armonica sugli avvolgimenti statorici sufficientemente elevata, tale da poter essere rilevata.

Bisogna verificare che, in tutte le condizioni di funzionamento diverse dal guasto a terra, la tensione di terza armonica nel generatore sia superiore alla soglia di minima tensione o inferiore alla soglia di massima tensione della protezione, al fine di non provocare interventi intempestivi.

Un problema di questa protezione è il fatto che la tensione di terza armonica ai capi degli avvolgimenti statorici diminuisce al diminuire del carico del generatore. La tensione di terza armonica in condizioni di carico massimo è generalmente maggiore del 50% rispetto alla tensione di terza armonica a carico minimo [7]. In genere quindi le soglie di intervento devono essere diminuite in caso di diminuzione del carico, tramite una logica interna della protezione. In questo modo però non si ha protezione durante la fase di avviamento del generatore, in quanto le soglie di intervento possono risultare troppo basse. Questa protezione è inattiva se il generatore sta funzionando a vuoto.

Un'altra limitazione di questa protezione riguarda il fatto che essa non è utilizzabile se si hanno più generatori connessi alla stessa sbarra. In questo caso infatti tutte le macchine contribuiscono alla tensione di terza armonica ed è impossibile dividere i contributi dei singoli generatori.

Questa protezione funziona bene solo per guasto in un punto dell'avvolgimento vicino al terminale del neutro, quindi è complementare alla protezione 59N illustrata precedentemente; per una protezione dell'intero avvolgimento di statore queste due protezioni devono quindi essere usate insieme.

Per rendere l'intervento della protezione indipendente dalle condizioni di carico si può usare uno schema di compensazione, come ad esempio una misura della tensione di terza armonica differenziale tra i morsetti e il neutro della macchina. Questo tipo di protezione misura la tensione di terza armonica sia ai morsetti che sul neutro del generatore e interviene quando la differenza tra i moduli di questi due valori è superiore alla soglia impostata. La tensione differenziale misurata in questo modo è relativamente indipendente dalle condizioni di carico [8]. Questo tipo di protezione è in grado di rilevare guasti sia in prossimità dei morsetti che in prossimità del neutro del generatore, mentre non è in grado di rilevare guasti in prossimità del punto centrale degli avvolgimenti.

La protezione inoltre monitora continuamente lo stato dei collegamenti dei trasformatori dai quali deriva le misure di tensione e può inviare un segnale di allarme nel caso in cui questi collegamenti abbiano un problema a causa di un corto circuito o di un circuito aperto.

2.5.2.2 Protezione di 100% terra statore con iniezione di sub-armoniche

La *protezione di 100% terra statore con iniezione di sub-armoniche* funziona tramite l'iniezione di una tensione sinusoidale a 12,5 Hz o 20 Hz sugli avvolgimenti di statore, la quale si sovrappone alla normale tensione sinusoidale a 50 Hz o 60 Hz di funzionamento. La tensione viene creata da un generatore apposito ad una frequenza di 12,5 Hz o 20 Hz. L'iniezione può essere effettuata tramite il trasformatore di messa a terra utilizzato per la connessione a terra del generatore oppure tramite i trasformatori di fase con secondario a triangolo aperto connessi ai terminali del generatore. In quest'ultimo caso i trasformatori devono essere leggermente sovradimensionati, al fine di permettere l'iniezione della tensione a frequenza speciale e la circolazione della conseguente corrente. Nel caso in cui il generatore sia messo a terra tramite resistenza (senza trasformatore di messa a terra) l'iniezione di tensione a 12,5 - 20 Hz può essere effettuata tramite un trasformatore di potenza connesso in parallelo alla resistenza di messa a terra.

La protezione funziona tramite la misura di tensione e corrente a 12,5 Hz o 20 Hz e calcola il valore della resistenza di guasto; se questo valore supera una soglia impostabile si ha l'intervento della

protezione. Essa è attiva anche in caso di generatore fermo, purché il generatore a frequenza speciale abbia un'alimentazione autonoma. La soglia di massima corrente della protezione deve tenere conto della circolazione di una corrente verso terra anche in assenza di guasto.

L'utilizzo di sub armoniche ha il vantaggio di aumentare la sensibilità della protezione, a causa di un aumento dell'impedenza costituita dalle capacità verso terra dello statore rispetto all'alimentazione con tensione a 50 Hz o 60 Hz. La protezione è inoltre indipendente dalle condizioni di carico, dalla tensione e dalla frequenza.

Alcuni schemi di protezione utilizzano una frequenza il cui valore è un sottomultiplo della frequenza fondamentale del generatore. In questo modo il generatore di sub armoniche e il generatore di potenza possono essere sincronizzati tra loro.

Nella Fig. 2.19 è riportato lo schema di inserzione della protezione sul trasformatore di messa a terra.

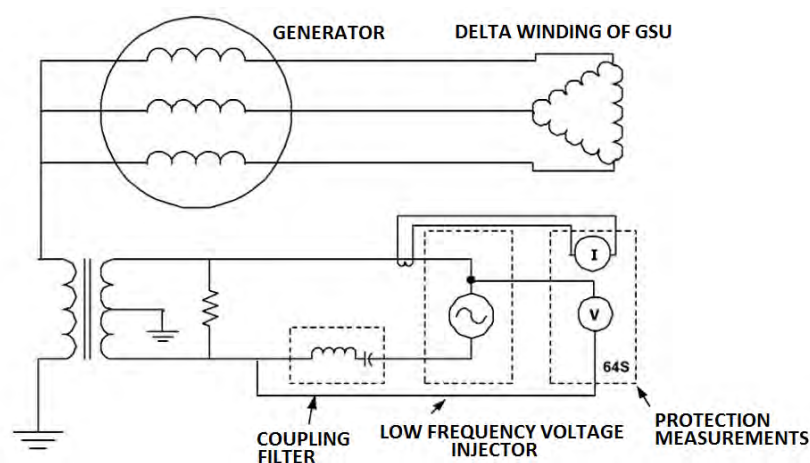


Fig. 2.19 Schema di inserzione della protezione di 100% terra statore con iniezione di sub armoniche

Lo scopo del filtro è quello di bloccare la componente di corrente alla frequenza fondamentale trasmessa dal trasformatore di messa a terra [8].

In condizioni di assenza di guasto, si ha la circolazione di una modesta corrente dovuta alle capacità parassite verso terra del generatore. In condizioni di guasto, la corrente circolante aumenta molto a causa della diminuzione della totale resistenza verso terra e fa intervenire la protezione.

Questa protezione è stata introdotta a causa dell'incapacità da parte della protezione di 90% terra statore di proteggere l'intero avvolgimento statorico e delle difficoltà incontrate nella taratura della protezione di 100% terra statore con misura della tensione di terza armonica. A differenza della precedente, questa protezione rileva da sola un guasto sul 100% degli avvolgimenti statorici e anche sulle connessioni sullo stesso livello di tensione. Inoltre è indipendente dal valore della tensione di terza armonica sugli avvolgimenti della macchina.

A causa della necessità di un generatore apposito, tuttavia, questa protezione è usata solo per generatori di grossa taglia. Una soluzione a questo inconveniente consiste nel derivare l'alimentazione della tensione con frequenza speciale direttamente dal montante di macchina, tramite un convertitore statico di frequenza.

2.5.3 Protezione differenziale di terra 87N

La *protezione differenziale di terra 87N* è in grado di rilevare guasti a terra in generatori con messa a terra tramite bassa impedenza. Essa ha una sensibilità maggiore rispetto alla protezione differenziale di fase 87 nella rilevazione di guasti a terra. Un'applicazione tipica di questa protezione si ha nel caso in cui più generatori siano connessi in parallelo sulla stessa sbarra e uno di loro sia messo a terra tramite bassa impedenza.

La protezione funziona calcolando la corrente differenziale di terra, tramite la comparazione tra il valore della corrente omopolare lato morsetti e lato messa a terra del generatore.

In caso di guasto esterno si può avere una diversa saturazione dei trasformatori di misura ai due lati del generatore. La stessa corrente primaria può quindi essere riprodotta in due modi diversi dai due TA, portando alla rilevazione da parte della protezione di una corrente differenziale e al suo intervento intempestivo. Per mantenere una maggiore insensibilità nei confronti dei guasti esterni, oltre alla corrente differenziale di terra, la protezione calcola la corrente di stabilizzazione di terra.

Con riferimento alla Fig. 2.20, la protezione calcola i valori della corrente differenziale di terra $I_{0\ diff}$ e della corrente di stabilizzazione di terra $I_{0\ rest}$ tramite le formule seguenti:

$$I_{0\ diff} = |3\underline{I}_{01} + 3\underline{I}_{02}|$$

$$I_{0\ rest} = |3\underline{I}_{01}| + |3\underline{I}_{02}|$$

La definizione di corrente differenziale e di corrente di stabilizzazione può cambiare a seconda del tipo di relè di protezione.

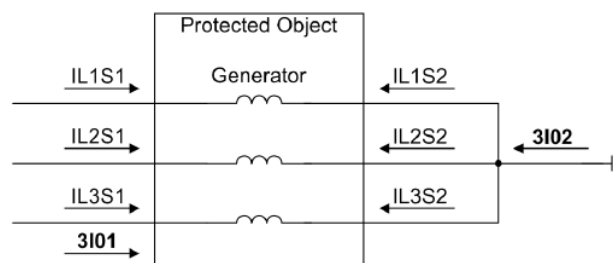


Fig. 2.20 Protezione differenziale di terra

Il rilevamento delle correnti omopolari ai due lati del generatore può essere effettuato tramite i TA di fase oppure tramite l'uso di trasformatori di corrente toroidali.

La caratteristica di intervento tipica di una protezione differenziale di terra nel piano $I_{0\ diff} - I_{0\ stab}$ è rappresentata in Fig. 2.20. La caratteristica di intervento può tuttavia variare in funzione della marca di relè.

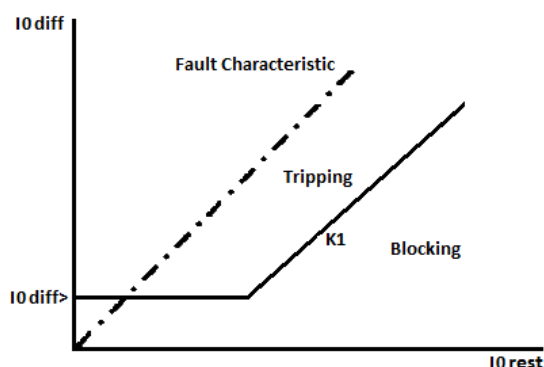


Fig. 2.21 Caratteristica di intervento di una protezione differenziale di terra

È necessario distinguere tra le seguenti condizioni di funzionamento:

- Funzionamento in condizioni ideali in assenza di guasto a terra: supponendo di essere in condizioni di perfetto equilibrio delle correnti, non si ha la circolazione di nessuna componente di corrente omopolare, quindi sia la $I_{0\ diff}$ che la $I_{0\ rest}$ sono nulle. Il punto di funzionamento coincide con l'origine degli assi nel piano $I_{0\ diff} - I_{0\ stab}$.
- Funzionamento in condizioni di guasto a terra interno: in presenza di un guasto a terra all'interno del generatore, si ha sicuramente una circolazione di corrente omopolare nella messa a terra tramite bassa impedenza del generatore, mentre dall'altro capo si può avere o meno una circolazione di corrente omopolare in dipendenza dalle condizioni della rete e del tipo di collegamento degli avvolgimenti del trasformatore elevatore. In questa situazione si può quindi assumere che la $I_{0\ diff}$ e la $I_{0\ stab}$ abbiano circa lo stesso valore, e quindi in caso di guasto interno il punto di funzionamento nel piano $I_{0\ diff} - I_{0\ stab}$ si trova su una retta inclinata di 45° passante per l'origine degli assi, come rappresentato in Fig. 2.20.
- Funzionamento in condizioni di guasto a terra esterno: in questo caso si ha la circolazione di una certa corrente omopolare all'interno del generatore. Seguendo la convenzione della Fig. 2.20 e supponendo che i trasformatori di misura riproducano fedelmente al secondario i valori di corrente primaria, le correnti omopolari sui due lati di misura hanno modulo uguale ma sono in opposizione di fase, in quanto una è entrante e l'altra è uscente, cioè $I_{01} = -I_{02}$. In queste condizioni si ha quindi $I_{0\ diff} = |3I_{01} - 3I_{02}| = 0$ e $I_{0\ rest} = |3I_{01}| + |3I_{02}| = 2|3I_{01}|$. La corrente differenziale di terra è nulla, mentre la corrente di stabilizzazione di terra è pari a due volte il valore della corrente di guasto passante. Il punto di funzionamento si trova quindi sull'asse della $I_{0\ rest}$.

La protezione può essere soggetta a errori di valutazione a causa della differenza nella caratteristica magnetica dei TA usati per le misurazioni delle correnti. Questi TA dovrebbero essere quindi il più simili possibile tra di loro.

La protezione differenziale di terra non necessita di coordinamento selettivo con altre funzioni di protezione.

2.6 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI A TERRA DI ROTORE 64R

Il circuito di eccitazione di un generatore, costituito dall'avvolgimento rotorico, dall'eccitatrice e dall'interruttore di campo, è alimentato con una tensione continua ed è isolato da terra. Un guasto a terra in uno qualsiasi dei suoi punti non costituisce quindi una condizione di pericolo, in quanto non sia ha la circolazione di nessuna corrente (in realtà una modesta corrente può circolare a causa della capacità parassite verso terra del rotore).

L'esistenza di un guasto a terra in un punto del circuito di eccitazione porta tuttavia ad un aumento del campo elettrico verso massa di altri punti del circuito di eccitazione stesso. Si ha quindi la possibilità che si verifichi un secondo guasto a terra. In questo caso la parte del circuito di campo compresa tra i due guasti a terra verrebbe cortocircuitata e la rimanente parte del circuito di eccitazione sarebbe percorsa da una corrente maggiore del normale, a causa della diminuzione della resistenza dell'intero circuito di eccitazione. Come conseguenza si ha l'alterazione del flusso prodotto dall'avvolgimento di campo, il quale può provocare degli elevati squilibri delle forze magnetiche all'interno del generatore e severe vibrazioni che possono danneggiare i cuscinetti e le parti rotanti della macchina. Il flusso rotorico prodotto risulta più concentrato in un polo rispetto al polo opposto e quindi le forze magnetiche sviluppate risultano squilibrate [16].

La circolazione di correnti rotoriche squilibrate può portare inoltre a dei riscaldamenti localizzati del rotore, portando a un rapido danneggiamento della macchina.

È quindi necessario rilevare già il primo guasto a terra per cautelarsi nei confronti di questi possibili inconvenienti. Al rilevamento del primo guasto a terra è possibile inviare un comando di apertura dell'interruttore di campo oppure emettere solo un segnale di allarme. Se si emette solamente un allarme senza procedere a uno scatto della protezione, il generatore funziona in condizioni di pericolo, in quanto si potrebbe verificare un secondo guasto a terra. L'emissione del solo allarme consente di non fermare la macchina e permette all'operatore di ricercare e di eliminare il guasto. Se il guasto non viene trovato ed eliminato diventa tuttavia necessario fermare il generatore [8].

Esistono diversi schemi di *protezione contro i guasti a terra di rotore*. Nel seguito viene illustrata la protezione basata sull'iniezione nel circuito di eccitazione di una tensione ad onda quadra e la protezione basata sull'iniezione di una tensione sinusoidale. Queste tensioni sono sovrapposte alla normale tensione di eccitazione continua del circuito di campo.

2.6.1 Protezione tramite iniezione di tensione ad onda quadra a 1 – 3 Hz

La *protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione ad onda quadra a 1 – 3 Hz* si basa sull'iniezione nel circuito di campo di una tensione ad onda quadra con bassa frequenza, tipicamente da 1 a 3 Hz, sovrapposta alla normale tensione continua di funzionamento, come rappresentato in Fig. 2.22. Questa protezione si applica per generatori di grossa taglia.

Nella figura C_E rappresenta la capacità parassita verso terra, mentre R_E rappresenta l'eventuale resistenza di guasto a terra dell'avvolgimento di eccitazione. Il generatore ad onda quadra ha un'estremità messa a terra tramite la resistenza R_M .

La tensione a onda quadra è trasmessa alla capacità verso terra del rotore C_E tramite le resistenze di accoppiamento R_S . Una volta che la capacità è completamente carica, la sola corrente continua che può circolare è determinata dall'eventuale resistenza di guasto R_E . Se non si ha nessun guasto, una volta che le capacità parassite si sono caricate non si ha circolazione di nessuna corrente. Tramite la

conoscenza del livello di tensione dell'onda quadra iniettata e del valore delle resistenze di accoppiamento R_S , la resistenza di guasto R_E può essere calcolata tramite la misura della tensione sulla resistenza di shunt R_M .

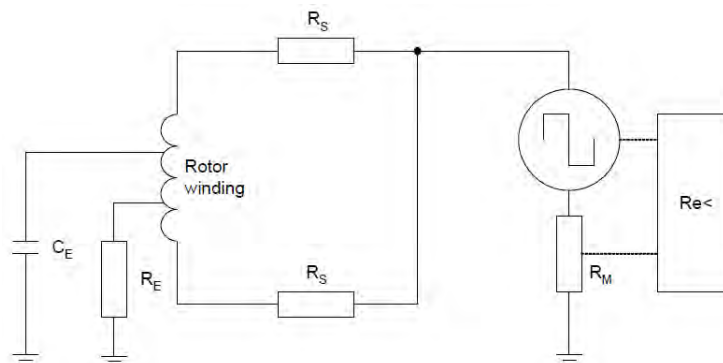


Fig. 2.22 Schema di inserzione della protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione a onda quadra a 1 - 3 Hz

La capacità parassita verso terra del rotore viene sempre caricata alternativamente in entrambe le direzioni. La frequenza dell'onda quadra è di valore sufficientemente basso (1 – 3 Hz) da permettere ad ogni ciclo la carica completa in entrambe le direzioni delle capacità verso terra.

La misura della tensione sulla resistenza R_M si effettua alla fine del semiperiodo positivo e del semiperiodo negativo della tensione ad onda quadra. Tramite la comparazione di queste due misure si riesce a ottenere una stima della resistenza di guasto R_E indipendente dal punto del circuito di eccitazione nel quale si è verificato il guasto. Rispetto ad altri metodi di misura, questo metodo ha una maggiore immunità nei confronti di un'eventuale presenza di armoniche di tensione sovrapposte alla tensione continua di eccitazione.

2.6.2 Protezione tramite iniezione di tensione sinusoidale

La protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione sinusoidale si basa sull'iniezione nel circuito di campo di una tensione sinusoidale, sovrapposta alla normale tensione continua di funzionamento, come rappresentato in Fig. 2.23. Questa tensione è derivata da un trasformatore connesso direttamente ai morsetti del generatore, per cui la sua frequenza è la stessa delle grandezze statoriche del generatore.

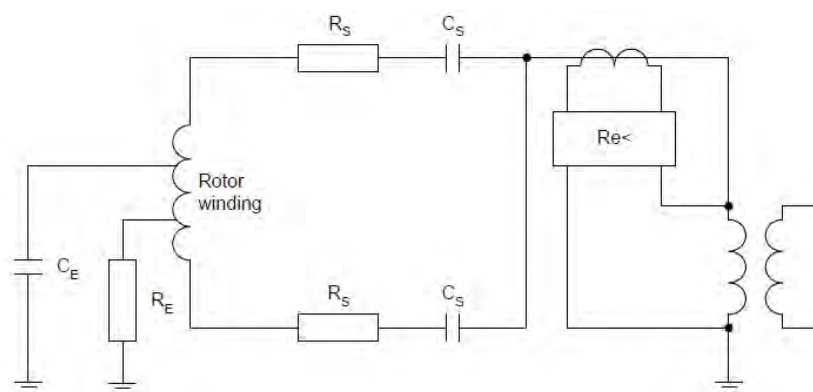


Fig. 2.23 Schema di inserzione della protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione sinusoidale

Il trasformatore è connesso al circuito di eccitazione tramite due resistenze e due capacità di collegamento e ha un'estremità messa a terra. In assenza di guasti a terra, si ha la circolazione di una piccola corrente, dovuta alla capacità parassite verso terra del rotore. In presenza di un guasto a terra si ha la circolazione di una corrente maggiore a causa della diminuzione dell'impedenza totale verso terra.

Il relè calcola il valore della resistenza verso terra tramite la misura di tensione e corrente e interviene quando questo valore è minore di una certa soglia. La sensibilità di questa protezione può arrivare fino a 30 k Ω .

2.7 PROTEZIONE DI PERDITA DI CAMPO 40

La diminuzione o la perdita di eccitazione di una macchina sincrona può essere causata da un corto circuito o un'apertura del circuito di eccitazione, oppure da un malfunzionamento del regolatore automatico di tensione. In condizioni di sottoeccitazione la corrente di eccitazione è insufficiente per il mantenimento del sincronismo da parte della macchina.

Alla mancanza della corrente di eccitazione si annulla la f.e.m. generata dalla macchina. Si ha assorbimento di potenza reattiva al posto di erogazione in rete. La macchina accelera fino a portarsi a funzionare in regime di generatore asincrono. La quantità di potenza reattiva assorbita dalla macchina è tale da eccedere i limiti di stabilità.

Esistono diversi limiti di stabilità della macchina:

- *Limite di stabilità teorico*: consiste nel funzionamento della macchina al proprio angolo limite di carico δ oltre il quale, a un aumento della potenza meccanica fornita dalla turbina, il generatore non è più in grado di rispondere con un aumento della potenza elettrica erogata (si vedano la Fig. 1.8 e la Fig. 1.9). Al superamento di questo angolo di carico si ha dunque la perdita irrimediabile di stabilità con l'aumento della velocità del generatore nei confronti della frequenza di rete. Il limite di stabilità teorico corrisponde a un angolo di carico di 90° nel caso di generatore a rotore liscio e a un angolo di carico inferiore a 90° nel caso di generatore e poli salienti;
- *Limite di stabilità pratico*: consiste in un limite che garantisce un certo margine di sicurezza rispetto al limite di stabilità teorico. Il raggiungimento del limite di stabilità teorico costituisce infatti una situazione di funzionamento instabile per il generatore, in quanto anche un leggero aumento della potenza meccanica fornita dalla turbina può portare al collasso del sistema. Per questo motivo il limite di stabilità teorico non dovrebbe mai essere raggiunto. L'intervento delle protezioni deve quindi avvenire in un tempo impostabile già al superamento del limite di stabilità pratico;
- *Limite di stabilità dinamico*: nel caso di improvvise variazioni di carico o di variazioni di carico durante il regime di sottoeccitazione, oltre al limite di stabilità pratico, è necessario considerare anche un limite di stabilità dinamico. Se questo limite viene superato, è necessario disconnettere rapidamente la macchina in quanto è stata persa definitivamente la stabilità. Il limite di stabilità dinamico si riferisce a condizioni di funzionamento transitorie e il suo valore massimo è determinato dal valore transitorio della reattanza diretta (si veda Fig. 2.24).

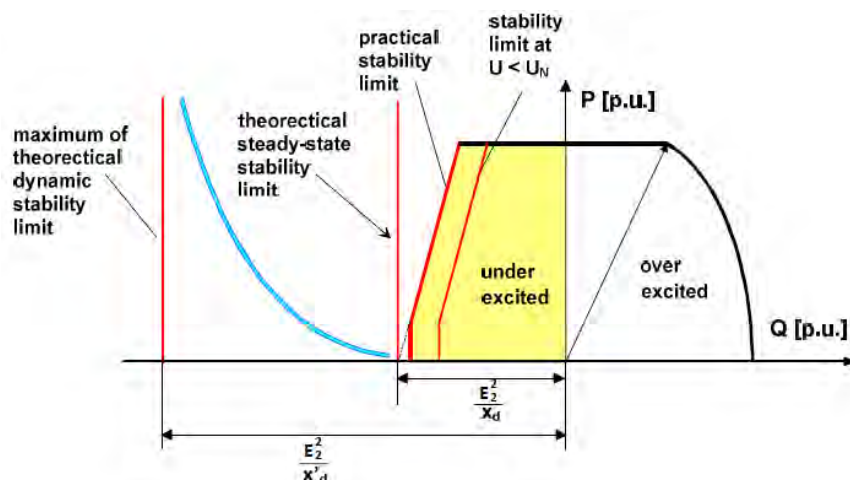


Fig. 2.24 Capability e limiti di stabilità di una macchina sincrona a rotore liscio

La taratura della *protezione di perdita di campo* deve quindi essere eseguita sulla base del limite di stabilità pratico della macchina, ricavabile dalla curva di capability fornita dal costruttore.

Una rappresentazione dei limiti di funzionamento di una macchina a rotore liscio è riportata in Fig. 2.24.

Il sistema di eccitazione del generatore è dotato di un limite di sottoeccitazione, il quale ha lo scopo di evitare che l'eccitazione della macchina sia tale da eccedere il limite di stabilità pratico della macchina. Nel grafico della curva di capability della macchina, questo limite di sottoeccitazione deve quindi trovarsi alla destra rispetto al limite di stabilità pratico.

Bisogna tenere presente che la curva di capability della macchina si riferisce al funzionamento a valori nominali di tensione e corrente. Una tensione di funzionamento diversa da quella nominale comporta una variazione della curva di capability nel piano $P - Q$: se il generatore funziona a una tensione minore di quella nominale il limite di stabilità si sposta verso destra e si ha quindi una condizione più restrittiva; se il generatore funziona a una tensione maggiore della nominale il limite di stabilità si sposta verso sinistra e non si hanno quindi particolari problemi.

La perdita di campo provoca elevate correnti nella direzione assiale del ferro del rotore e negli avvolgimenti smorzatori. Nello statore le correnti aumentano fino a 2 - 4 volte la corrente nominale. Si ha quindi un elevato riscaldamento sia degli avvolgimenti statorici che degli avvolgimenti rotorici, il quale porta a un rapido danneggiamento degli stessi. L'assorbimento di un'elevata potenza reattiva della rete causa un buco di tensione in rete nella zona limitrofa al generatore stesso. Si può avere anche un'apertura delle protezioni delle linee adiacenti a causa delle elevate oscillazioni di potenza.

Ci sono vari relè che possono intervenire in caso di perdita di eccitazione [12]:

- Relè che controllano direttamente la corrente o l'impedenza rotorica: essi intervengono nel caso in cui la corrente o l'impedenza rotoriche siano minori di determinate soglie. Il valore di taratura della soglia di corrente deve essere minore della minima corrente di eccitazione permessa. Con questo metodo di intervento si possono commettere delle imprecisioni ed esso viene utilizzato solo per generatori di piccola taglia;

- Relè che controllano la corrente e la tensione statoriche: questi relè possono misurare l'impedenza, l'ammettenza, o la potenza reattiva statorica. È il tipo di relè maggiormente utilizzato dalle protezioni digitali multifunzionali (MGPS).

Le grandezze di taratura variano in funzione del tipo di relè utilizzato.

A titolo informativo, si riportano di seguito alcuni esempi di relè che misurano le grandezze di statore.

2.7.1 Protezione tramite il calcolo dell'impedenza statorica

Al fine di poter utilizzare e tarare correttamente questa protezione è necessario trasformare il diagramma della capability dal piano $P - Q$ al piano $R - X$. Per operare questa trasformazione si usano le seguenti formule:

$$\underline{Z} = \frac{U}{I} = R + jX$$

$$\underline{Z} = \frac{U \cdot \underline{U}^*}{I \cdot \underline{U}^*} = \frac{U^2}{\underline{S}^*} = \frac{U^2 \cdot \underline{S}}{\underline{S}^* \cdot \underline{S}} = \frac{U^2 \cdot P}{P^2 + Q^2} + j \frac{U^2 \cdot Q}{P^2 + Q^2}$$

La trasformazione dal piano $P - Q$ al piano $R - X$ è rappresentata in Fig. 2.25.

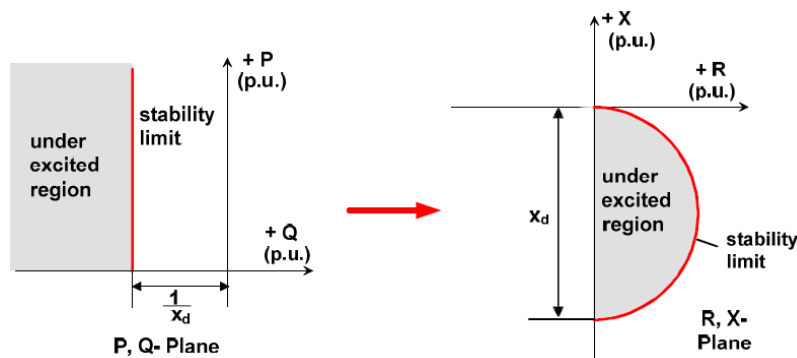


Fig. 2.25 Trasformazione della capability dal piano $P - Q$ al piano $R - X$

In Fig. 2.26 sono rappresentate due possibili caratteristiche di intervento di una protezione che opera tramite il calcolo dell'impedenza vista ai morsetti del generatore a partire dalle misure di tensioni e correnti di statore.

Al superamento della caratteristica 1 si ha un intervento con un certo tempo di ritardo; al superamento della caratteristica 2 si ha l'intervento con un tempo di ritardo inferiore al precedente.

In Fig. 2.26a entrambe le caratteristiche di intervento hanno un certo offset rispetto all'origine per impedire l'intervento della protezione nel caso di oscillazioni di impedenza non derivanti dalla perdita di eccitazione. La caratteristica 1 sorveglia il superamento del limite teorico di stabilità, mentre la caratteristica 2 sorveglia il superamento della caratteristica di stabilità dinamica.

In Fig. 2.26b la caratteristica 2 si estende anche nel primo e secondo quadrante del piano $R - X$; l'intervento in caso di disturbi non riguardanti la perdita di campo è tuttavia escluso tramite un elemento direzionale.

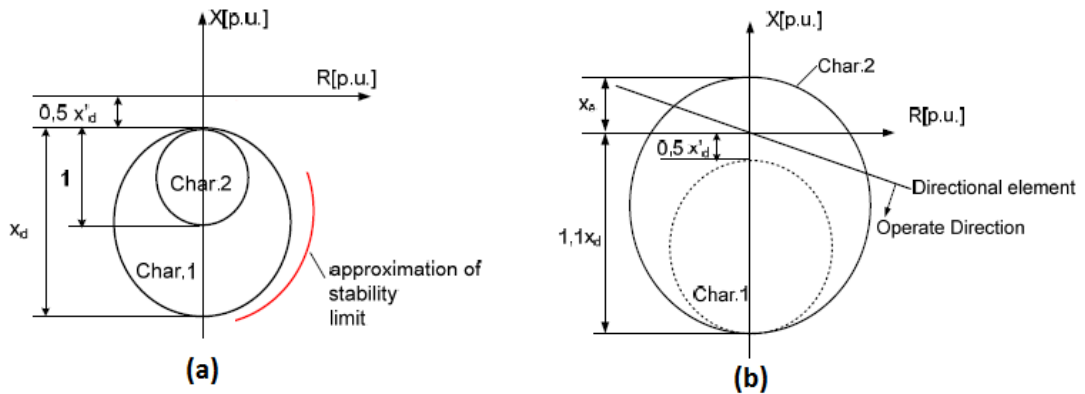


Fig. 2.26 Caratteristiche di intervento nel piano R - X di una protezione di perdita di campo

2.7.2 Protezione tramite il calcolo dell'ammittenza storica

Al fine di poter utilizzare questa protezione è necessario trasformare il diagramma della capability dal piano P - Q al piano G - B. Per operare questa trasformazione si usano le seguenti formule:

$$\underline{Y} = \frac{I}{\underline{U}} = G + jB$$

$$\underline{Y} = \frac{I \cdot \underline{U}^*}{\underline{U} \cdot \underline{U}^*} = \frac{S^*}{U^2} = \frac{P - jQ}{U^2} = \frac{P}{U^2} - j \frac{Q}{U^2}$$

La trasformazione nel piano G - B ha il vantaggio che la sua rappresentazione in p.u. è indipendente dal valore effettivo della tensione. La capability nel piano G - B è quindi identica alla capability nel piano P - Q in condizioni di tensione nominale, come rappresentato in Fig. 2.27.

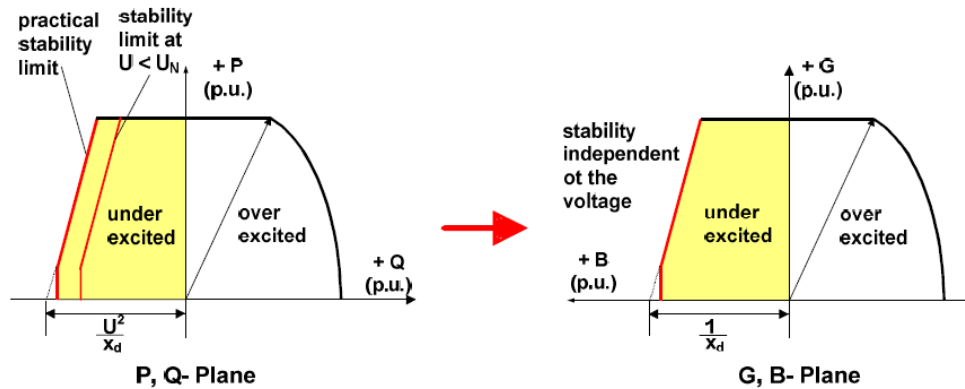


Fig. 2.27 Trasformazione della capability dal piano P - Q al piano G - B

2.8 PROTEZIONE DI MINIMA/MASSIMA FREQUENZA 81 U/O

In condizioni di equilibrio tutti i generatori connessi in rete funzionano alla medesima frequenza di 50 o 60 Hz. La somma della potenza meccanica immessa dai motori primi nei generatori è uguale alla somma della potenza elettrica assorbita dai carichi e delle perdite di potenza nel sistema.

Uno squilibrio tra queste potenze causa uno scostamento della frequenza dal suo valore nominale. Una diminuzione di frequenza di un generatore può essere causata da un'improvvisa riduzione della potenza meccanica fornita dal motore primo, a causa di un guasto o un malfunzionamento dello stesso. Un aumento della frequenza può invece essere causato da un'improvvisa perdita di carico elettrico.

Il funzionamento con valori anomali di frequenza può causare l'apertura degli interruttori di protezione delle linee e la separazione di una parte del sistema elettrico, con il conseguente sovraccarico della parte di sistema rimanente e la possibilità della formazione di isole elettriche indesiderate.

Valori di frequenza diversa dalla nominale possono inoltre rappresentare un pericolo per il corretto funzionamento di generatore, turbina, trasformatore elevatore e carichi ausiliari. Un valore di frequenza diversa dalla nominale può portare a fenomeni di risonanza se la frequenza raggiunge il valore della frequenza naturale delle pale della turbina. Questo fenomeno è particolarmente preoccupante nelle turbine a gas e a vapore.

Le turbine idrauliche sono invece meno soggette a fenomeni di questo tipo. Esse devono essere generalmente in grado di sopportare elevate sovra velocità, a causa dei tempi relativamente lunghi richiesti per la chiusura del distributore in caso di perdita di carico. La sovra velocità può arrivare anche fino a valori doppi rispetto alla velocità di rotazione nominale.

Un funzionamento a frequenza minore della nominale comporta una diminuzione della ventilazione del generatore, la quale fa aumentare la temperatura degli avvolgimenti di statore. È necessario quindi ridurre la corrente e quindi la potenza fornita per non eccedere i limiti termici del generatore. Un funzionamento a frequenza superiore alla nominale comporta un aumento della ventilazione e quindi risulta meno problematico del precedente [17].

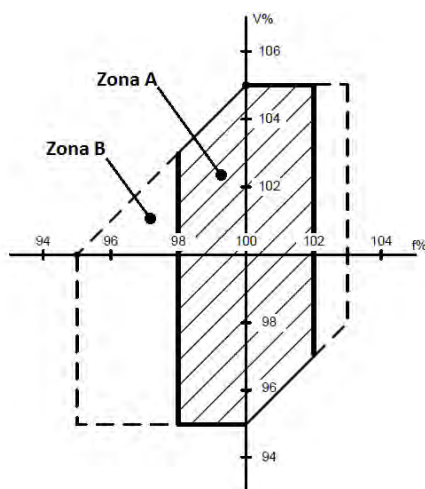


Fig. 2.28 Limiti di funzionamento di tensione e frequenza secondo IEEE Std. C50.12 e IEEE Std. C50.13

Sia il generatore che la turbina possiedono dei precisi intervalli di funzionamento consentiti per valori di frequenza diversa dalla nominale. È necessario considerare il limite di funzionamento più restrittivo tra i due. Questi limiti possono variare a seconda del tipo di turbina e generatore.

Alcuni generatori sono costruiti in modo da rispettare i limiti imposti dalle norme americane IEEE C50.12 [9] e IEEE C50.13 [10]. Queste norme richiedono che il generatore sia in grado di fornire continuamente la propria potenza apparente nominale con il proprio fattore di potenza nominale in un intervallo di $\pm 5\%$ rispetto alla tensione nominale e del $\pm 2\%$ rispetto alla frequenza nominale, come rappresentato nella zona A di Fig. 2.28.

Se i valori di tensione e frequenza si trovano all'interno della zona B, la macchina deve essere in grado di funzionare continuamente; il funzionamento all'interno di questa area deve essere tuttavia limitato in estensione e durata, al fine di limitare la riduzione della vita utile del generatore a causa delle sovratemperature raggiunte. Il funzionamento con valori di frequenza minori del 95% o maggiori del 103% del valore nominale deve invece essere evitato.

Nel caso in cui la frequenza abbia subito un abbassamento anomalo, un intervento possibile per riportare la frequenza all'interno dei limiti previsti consiste nella messa in pratica delle procedure di "load shedding". Queste procedure consistono nella separazione dalla rete di predeterminati carichi. La protezione di minima frequenza deve quindi essere coordinata con il programma di "load shedding", cioè essa deve intervenire solamente nel caso in cui questo provvedimento non sia riuscito a riportare la frequenza entro i limiti accettabili.

La *protezione di minima/massima frequenza* deve intervenire a protezione del generatore nel caso in cui si abbiano scostamenti della frequenza dal suo valore nominale, impedendo allo stesso tempo un distacco del generatore nel caso in cui non siano stati superati i limiti di funzionamento e sia ancora possibile ripristinare il valore nominale della frequenza senza necessariamente disconnettere il generatore.

2.9 PROTEZIONE DI MINIMA/MASSIMA TENSIONE 27/59

Un innalzamento della tensione del generatore rispetto al valore nominale può essere provocato da un'improvvisa perdita di carico o da un malfunzionamento del regolatore automatico di tensione (AVR). Anche un'apertura a pieno carico dell'interruttore di macchina può provocare un aumento della tensione del generatore. In questa situazione la tensione aumenta in un primo momento, per poi essere riportata al proprio valore nominale del regolatore di tensione. Dal momento che in condizioni normali la macchina opera vicino al ginocchio della caratteristica di magnetizzazione, un lieve aumento della tensione può portare alla saturazione della macchina e provocare un eccessivo aumento della corrente di eccitazione, il quale può rappresentare la causa maggiore di danni.

La *protezione di massima tensione* (59) deve intervenire in caso di innalzamenti anomali della tensione ai morsetti del generatore, a salvaguardia dell'isolamento degli avvolgimenti del generatore stesso e del trasformatore elevatore. Una condizione di sovratensione potrebbe essere rilevata anche dalla protezione di sovra eccitazione (la quale sarà esposta nel paragrafo 2.11); la rilevazione di un valore eccessivo di tensione da parte di questa protezione potrebbe tuttavia risultare difficoltosa, specialmente nel caso di generatori di centrali idroelettriche. In esse infatti un'improvvisa perdita di carico potrebbe portare, oltre all'aumento della tensione, anche a un aumento della velocità, fino ad arrivare a valori corrispondenti al 200% della velocità di rotazione

nominale. La protezione di sovra eccitazione, la quale misura il rapporto tensione/frequenza, potrebbe quindi non essere quindi in grado di intervenire, a causa di un aumento sia di V che di f [8].

Anche un funzionamento a tensione troppo bassa può avere degli effetti indesiderati, come una riduzione dei limiti di stabilità, un assorbimento di potenza reattiva dalla rete e un malfunzionamento degli apparecchi sensibili al livello di tensione.

La *protezione di minima tensione* (27) deve intervenire in caso si abbassamenti anomali della tensione ai morsetti del generatore.

2.10 PROTEZIONE CONTRO I CARICHI SQUILIBRATI 46

In condizioni di carico equilibrato sulle fasi del generatore, la reazione di campo nello statore ruota nella stessa direzione e in sincronismo con il campo magnetico rotante prodotto dal rotore. Le correnti circolanti negli avvolgimenti statorici sono composte dalla sola componente alla sequenza diretta.

In caso di carichi squilibrati invece, si ha la creazione di una componente alla sequenza inversa di corrente nello statore. Il campo magnetico prodotta da questa componente alla sequenza inversa ruota alla stessa velocità, ma in senso opposto rispetto al campo magnetico prodotto dal rotore. Visto dal rotore, il flusso prodotto da queste correnti ha una velocità di rotazione doppia rispetto a quella del campo magnetico rotante e genera quindi sulla superficie del rotore un f.e.m. indotta di frequenza doppia rispetto alla nominale; essa è responsabile della circolazione di una corrente con frequenza doppia negli avvolgimenti smorzatori del rotore. Queste correnti sono in grado di provocare gravi riscaldamenti delle gabbie smorzatrici, allentandone gli ancoraggi e provocando danni anche irreparabili.

Lo squilibrio delle correnti nel generatore può essere causato da un carico squilibrato, da guasti non simmetrici, dall'apertura di una fase o dall'utilizzo di tre trasformatori elevatori monofase con diverse impedenze di corto circuito.

Il limite di sopportabilità termica del generatore nei confronti della corrente di sequenza inversa è definito da parametro K , detto anche *fattore di sequenza inversa*. Esso è definito come:

$$K = I_2^2 t$$

dove I_2 è il valore efficace della componente alla sequenza inversa delle correnti di statore e t è il tempo di sopportazione. Il fattore di sequenza inversa K è un parametro specifico del generatore. Esso è proporzionale all'energia che può essere immessa nel generatore; viene determinato ponendo all'interno del rotore dei sensori di temperatura lungo il percorso delle correnti alla sequenza inversa, durante la circolazione di una corrente di sequenza inversa nello statore.

Tabella 2.1 Minima corrente di sequenza inversa I_{2min} sopportabile continuamente dai generatori a poli salienti

	Permissible I_2 [%]
	IEEE C50.12
Nonconnected amortisseur winding	5
Connected amortisseur winding	10

Tabella 2.2 Minima corrente di sequenza inversa I_{2min} sopportabile continuativamente dai generatori a rotore liscio

	Permissible I_2 [%]
	IEEE C50.13
Indirectly cooled	10
Directly cooled, ≤ 350 MVA	8
Directly cooled, 351 – 1250 MVA	$8 - \frac{S [MVA] - 350}{300}$
Directly cooled, 1251 - 1600 MVA	5

Il generatore deve inoltre essere in grado di sopportare senza alcun danno l'effetto di una limitata *corrente permanente di sequenza inversa* I_{2min} . Questo valore viene solitamente espresso in percentuale rispetto al valore della corrente nominale del generatore. La conoscenza del fattore limite di sequenza inversa K e della corrente permanente di sequenza inversa I_{2min} permette di definire la *curva di sequenza inversa* del generatore. Le norme americane IEEE Std. C50.12 [9] e IEEE Std. C50.13 [10] stabiliscono i requisiti minimi che devono possedere i generatori sincroni, rispettivamente per le macchine a poli salienti e per le macchine a rotore liscio. Un generatore deve essere in grado di sopportare continuativamente una minima corrente di sequenza inversa I_{2min} , senza superare il proprio valore di potenza nominale e il 105% della corrente nominale. I valori minimi di corrente di sequenza inversa $I_{2min}\%$ sono riportati nella Tabella 2.1 e nella Tabella 2.2. Dato che questi valori di corrente sono sopportabili per un tempo indefinito, la protezione deve intervenire per valori maggiori di queste soglie.

I valori minimi del fattore di sequenza inversa K sono invece riportati nella Tabella 2.3 e nella Tabella 2.4.

Tabella 2.3 Valori minimi del fattore di sequenza inversa K per i generatori a poli salienti

	$K (I^2t)$ [s]
	IEEE C50.12
Indirectly cooled	40
Directly cooled	

Tabella 2.4 Valori minimi del fattore di sequenza inversa K per i generatori a rotore liscio

	$K (I^2t)$ [s]
	IEEE C50.13
Indirectly cooled, air-cooled	30
Indirectly cooled, hydrogen-cooled	
Directly cooled, ≤ 350 MVA	10
Directly cooled, 351 – 800 MVA	
Directly cooled, 801 – 900 MVA	$10 - \frac{S [MVA] - 800}{160}$
Directly cooled, 901 – 1600 MVA	

La *protezione contro i carichi squilibrati* di tipo numerico è in grado di calcolare la componente di sequenza inversa direttamente tramite le misure delle correnti di fase dello statore. Essa deve intervenire solo per valori delle correnti di sequenza inversa maggiori della I_{2min} definita in precedenza.

La caratteristica di intervento è generalmente di tipo ritardato dipendente a tempo inverso, in modo che essa si possa adattare al meglio alla curva di sequenza inversa del generatore. La protezione può inoltre essere dotata di una soglia di intervento oltre la quale si ha un tempo di scatto costante, al fine di ottenere una protezione ottimale del generatore.

Oltre alla soglia di scatto, la protezione può prevedere anche una soglia di allarme. Al superamento di un determinato valore di corrente di sequenza inversa si può quindi emettere un segnale di allarme, in modo tale che l'operatore possa provvedere manualmente a una riduzione del carico del generatore al fine di diminuire la corrente di sequenza inversa, prima che si abbia l'intervento della protezione. La soglia di allarme è particolarmente importante per la protezione di generatori di grossa taglia, in quanto essa consente di evitare di mettere inutilmente fuori servizio il generatore nel caso in cui sia possibile diminuire in tempi brevi la corrente di seconda armonica.

2.11 PROTEZIONE DI SOVRA ECCITAZIONE 24

In condizioni di funzionamento a livelli di flusso troppo elevati si può avere la saturazione del nucleo magnetico del generatore. A causa della saturazione si ha la circolazione di flusso disperso nelle zone dello statore prive di laminazione, le quali non sono normalmente concepite per trasportare flusso magnetico; esse subiscono quindi un processo di riscaldamento a causa delle correnti indotte dal flusso disperso. La circolazione di queste correnti parassite può portare al danneggiamento del pacco magnetico statorico nel giro di pochi secondi. Il flusso magnetico disperso produce un effetto dannoso in particolar modo nei tratti terminali del nucleo magnetico statorico, nei quali possono essere indotte correnti di valore molto elevato.

Le correnti indotte possono inoltre provocare la creazione di una tensione tra un lamierino e l'altro del nucleo magnetico statorico, le quali possono portare al cedimento dell'isolamento interlaminare e al danneggiamento del pacco magnetico statorico nel giro di pochi secondi [11].

Ci possono essere diverse situazioni di funzionamento che possono portare a elevati livelli di flusso nella macchina:

- funzionamento a frequenza ridotta, per esempio durante le fasi di avviamento o fermata della macchina;
- improvvisa perdita di carico dovuta a uno scatto dell'interruttore di linea, la quale può portare al funzionamento in isola con carico ridotto del generatore sui propri servizi ausiliari;
- funzionamento con carico capacitivo: in questo caso l'AVR aumenta la corrente di eccitazione e si possono superare i valori di flusso ammessi dalla macchina;
- malfunzionamento dell'AVR o perdita del segnale di tensione del sistema di eccitazione;
- situazioni in cui il sistema di eccitazione non è in grado di adattare in tempi brevi la corrente di eccitazione alle condizioni di carico.

Si assume che il flusso magnetico indotto dal rotore in un punto dello statore sia sinusoidale del tipo:

$$\varphi(t) = \phi_{MAX} \sin(2\pi ft + \theta)$$

La legge di Faraday dell'induzione magnetica afferma che la tensione indotta in un avvolgimento elettrico dalla variazione di flusso è la seguente:

$$u = N \frac{d\phi}{dt} = 2\pi f N \phi_{MAX} \cos(2\pi f t + \theta) = \sqrt{2} V \cos(2\pi f t + \theta)$$

Il flusso magnetico è quindi dato dalla formula seguente:

$$\phi_{MAX} = \frac{\sqrt{2} V}{2\pi f N}$$

Il flusso magnetico è proporzionale al rapporto tra la tensione e la frequenza. La *protezione di sovra eccitazione* calcola quindi il flusso magnetico nella macchina tramite la misura di tensione e frequenza. I limiti di tensione e frequenza che il generatore deve rispettare sono riportati in Fig. 2.28.

Un valore del rapporto tensione/frequenza maggiore di 1,05 è indicativo di una condizione di sovraccitazione, mentre con valori del rapporto tensione/corrente compresi tra 0,95 e 1,05 si può avere un'operazione continuativa senza problemi.

In alcuni AVR ci sono dei limitatori di flusso. Quando è presente questa funzione, l'AVR limita il rapporto tensione/frequenza del generatore a un valore specificato, indipendentemente dal valore effettivo di frequenza. La protezione di sovra eccitazione va pertanto coordinata con questo limitatore, in modo che il suo intervento si abbia solo nel caso in cui siano stati ecceduti i valori di flusso imposti dal limitatore.

La protezione deve essere coordinata con la curva Volt/Hertz a tempo inverso del generatore. La caratteristica di intervento a tempo inverso della protezione deve essere tale da provocare l'intervento della protezione prima che vengano raggiunti i limiti di funzionamento dedotti dalla curva V/Hz del generatore. La caratteristica di intervento a tempo inverso si adatta al meglio al coordinamento con la curva Volt/Hertz a tempo inverso del generatore.

La caratteristica di intervento della protezione di sovra eccitazione nel piano $t - U/f$ può essere composta da due soglie di intervento a tempo definito, in aggiunta alla soglia di intervento a tempo inverso. In genere al superamento del primo gradino a tempo definito si può avere l'invio di un segnale di allarme, mentre al superamento del secondo gradino si ha un comando di scatto.

L'intervento della protezione di sovra eccitazione provoca normalmente l'apertura dell'interruttore di macchina, l'apertura dell'interruttore di campo e il trasferimento dei servizi ausiliari sull'alimentazione secondaria. Si cerca di permettere la riconnessione rapida del generatore nel caso in cui la condizione di sovra eccitazione possa essere rimossa in tempi brevi.

La protezione di sovra eccitazione può non essere in grado di intervenire nel caso di eventi che comportano un aumento sia della tensione che della frequenza, come ad esempio un'improvvisa perdita di carico del generatore. In questi casi si rende necessario utilizzare la protezione di massima tensione o di massima frequenza.

2.12 PROTEZIONE DI PERDITA DI PASSO 78

In condizioni di stabilità si ha l'equilibrio tra la potenza meccanica in ingresso ai generatori e la potenza elettrica fornita alla rete, a meno delle perdite. Tutti i generatori connessi in rete ruotano in sincronismo e la frequenza si mantiene costante.

Alcuni avvenimenti in rete, tuttavia, possono portare a delle condizioni improvvise di squilibrio delle potenze. Questi avvenimenti sono ad esempio un'improvvisa perdita di carico, il verificarsi di un guasto o la sua eliminazione in tempi non brevi, la messa in parallelo di generatori ancora non sincronizzati con la rete, le autorichiusure degli interruttori, ecc. Come conseguenza di questi avvenimenti si hanno delle oscillazioni di potenza, le quali possono minacciare la stabilità del sistema e portare alla perdita di sincronismo del generatore, se le cause di instabilità non vengano eliminate velocemente.

In caso di perdita di sincronismo da parte del generatore si ha il superamento dell'angolo limite di stabilità, la circolazione di elevate correnti e il verificarsi di elevati stress torsionali sull'albero del gruppo turbina-generatore, i quali possono portare anche a dei fenomeni di risonanza. La macchina si porta a un funzionamento come generatore asincrono, con elevato assorbimento di potenza reattiva dalla rete.

È quindi necessario utilizzare una protezione che intervenga nel caso in cui le oscillazioni pendolari di potenza superino dei limiti impostati. La protezione deve anche essere in grado di distinguere se le oscillazioni pendolari sono o non sono in grado di compromettere la stabilità del sistema.

La *protezione di perdita di passo* opera tramite la misura dell'impedenza vista dai morsetti del generatore. Consideriamo la situazione in cui un generatore sincrono sia connesso in rete tramite un trasformatore elevatore, secondo la Fig. 2.29. La rete si può considerare come un generatore equivalente di tensione E_B .

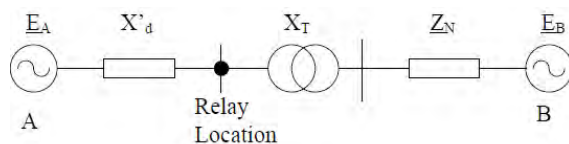


Fig. 2.29 Generatore connesso in rete tramite un trasformatore elevatore

Nella figura X'_d è la reattanza transitoria diretta del generatore, X_T è la reattanza di corto circuito del trasformatore e Z_N è l'impedenza della rete.

La tensione ai morsetti del generatore è:

$$\underline{V}_R = \underline{E}_A - jX'_d \underline{I}_R$$

dove E_A è la f.e.m. indotta a vuoto del generatore.

La corrente circolante è:

$$\underline{I}_R = \frac{\underline{E}_A - \underline{E}_B}{X'_d + X_T + \underline{Z}_N} = \frac{\underline{E}_A - \underline{E}_B}{\underline{Z}}$$

con $\underline{Z} = X'_d + X_T + \underline{Z}_N$.

Quindi l'impedenza vista dai morsetti del generatore è:

$$\underline{Z}_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{E_A Z}{E_A - E_B} - jX'_d I = \frac{Z}{1 + \frac{E_B}{E_A} e^{-j\delta}} - jX'_d I$$

dove δ è l'angolo di carico. Assumendo che i moduli delle tensioni a vuoto del generatore E_A e della rete E_B e il valore dell'impedenza totale Z siano costanti, l'impedenza Z_R vista dai morsetti del generatore ha un andamento definito dalla Fig. 2.30, al variare dell'angolo di carico δ .

A seguito di una perdita di passo di un generatore, l'angolo di carico δ oscilla continuamente tra 0 e 360°. L'impedenza vista ai morsetti del generatore quindi oscilla seguendo delle particolari traiettorie circolari definite dalla figura precedente, in dipendenza del rapporto tra la tensione a vuoto del generatore e la tensione della rete. I centri delle traiettorie circolari si trovano nei punti A e B definiti dal vettore di impedenza totale Z .

Nel caso in cui le tensioni E_A e E_B siano uguali, l'impedenza vista dai morsetti si muove su una linea retta. L'angolo formato da ciascun punto di questa retta con i punti estremi dell'impedenza totale A e B rappresenta l'angolo di carico δ in quel preciso istante durante il transitorio. Nel punto in cui la traiettoria interseca il segmento AB, l'angolo di carico è pari a 180°. Questo punto corrisponde con il *centro elettrico* del sistema; in questo caso il centro elettrico del sistema coincide con il centro dell'impedenza [11].

Nel caso in cui E_A/E_B sia maggiore di uno, il centro elettrico del sistema è spostato verso l'alto rispetto al centro dell'impedenza; nel caso in cui E_A/E_B sia minore di uno, il centro elettrico è spostato verso il basso rispetto al centro dell'impedenza.

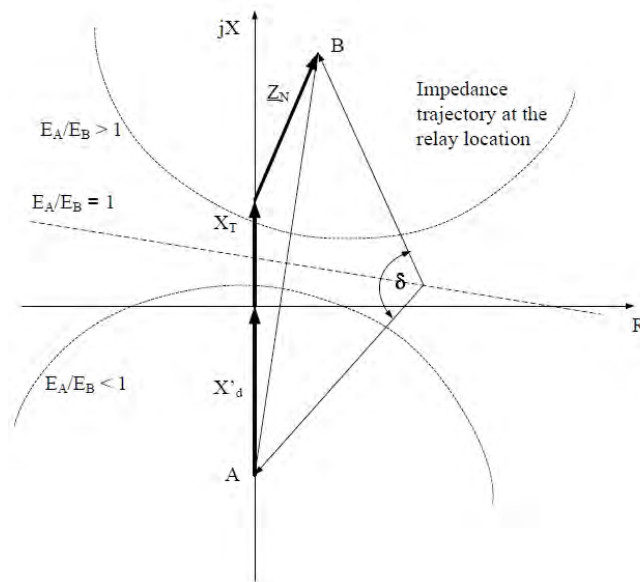


Fig. 2.30 Variazione dell'impedenza Z_R vista dai morsetti del generatore durante il transitorio di perdita di passo

L'aumento della taglia dei generatori e la connessione a reti con tensione sempre più alta hanno portato all'aumento dell'impedenza dei generatori e alla diminuzione dell'impedenza della rete. Di conseguenza il centro dell'impedenza del sistema cade spesso sul generatore o sul trasformatore elevatore, i quali devono quindi essere dotati di protezioni contro la perdita di passo.

La rilevazione di una condizione di perdita di passo può quindi essere effettuata basandosi sull'andamento dell'impedenza vista dai morsetti, calcolata tramite le misure di tensione e corrente. La protezione di perdita di passo ha una determinata caratteristica di intervento nel piano delle impedenze; il suo intervento si ha quando l'impedenza cade all'interno di questa caratteristica di scatto.

L'installazione della protezione di perdita di passo è necessaria in tutti i casi in cui il centro elettrico del sistema costituito da generatore, trasformatore e rete cade all'interno della zona del trasformatore o del generatore, cioè nei casi di generatori di potenza elevata e reti di trasmissione ad altissima tensione.

L'intervento della protezione di perdita di passo provoca normalmente l'apertura dell'interruttore di macchina, lasciando il generatore isolato sui propri servizi ausiliari.

Esistono vari tipi di schemi di protezione di perdita di passo, le quali si differenziano in base alla caratteristica di intervento nel piano $R - X$. La tarature della protezione variano in funzione del tipo di caratteristica impiegata. In ogni caso il tempo di intervento di questa protezione deve essere il più breve possibile, per evitare che si vengano a creare gravi danni sul generatore.

Le caratteristiche di intervento principali della protezione di perdita di passo sono le seguenti:

- Caratteristica MHO: la protezione contro la perdita di passo può essere ottenuta tramite un relè MHO applicato sul lato alta tensione del trasformatore elevatore o sui morsetti del generatore. In Fig. 2.31a è riportata la caratteristica di intervento di un relè MHO impostato per proteggere la zona comprendente il generatore e il trasformatore elevatore. I vantaggi di questo tipo di relè sono: semplicità, capacità di fornire protezione di riserva in caso di guasti nel generatore e nel trasformatore e capacità di intervenire prima che l'angolo di carico raggiunga i 180° . Gli svantaggi riguardano la taratura del diametro della caratteristica di intervento: un diametro troppo grande porterebbe infatti all'intervento indesiderato in caso di oscillazioni stabili, mentre un diametro troppo piccolo comporterebbe un intervento per un angolo di carico troppo elevato.
- Caratteristica "blinder" (Fig. 2.31b): questo schema è composto da un relè di minima impedenza abbinato a due elementi direzionali. Il relè ad impedenza è impostato in modo che la protezione intervenga solo per oscillazioni con centro elettrico compreso nella zona del generatore e del trasformatore elevatore, con l'aggiunta di una limitata porzione della rete di alta tensione a monte. I due elementi direzionali impediscono alla protezione di intervenire in caso di oscillazioni che non compromettono la stabilità. Affinché si abbia l'intervento della protezione è necessario che la traiettoria dell'impedenza entri da un lato, oltrepassando una delle due caratteristiche direzionali ed esca dall'altro, oltrepassando l'altra caratteristica direzionale. Rispetto al precedente, questo schema consente di non intervenire in caso di oscillazioni stabili e inoltre risulta più facile da tarare.
- Caratteristica a lente (Fig. 2.31c): questo schema è simile al precedente, con il vantaggio che con la caratteristica a forma di lente, tutte le possibili traiettorie circolari di perdita di passo hanno un angolo di carico φ di ingresso nella caratteristica di intervento costante e pari a circa 90° . Con l'aggiunta di un elemento direzionale è possibile distinguere tra le oscillazioni che passano per l'impedenza del generatore e del trasformatore e le oscillazioni che invece passano per l'impedenza della rete.

- Caratteristica rettangolare (Fig. 2.31d): questa caratteristica è suddivisa in due zone. Una zona rileva oscillazioni di potenza all'interno dell'area del generatore e del trasformatore, mentre l'altra zona rileva le oscillazioni di potenza nella rete. Il rilevamento di una condizione di perdita di passo si ha se la traiettoria dell'impedenza vista ai morsetti entra nella caratteristica, ne attraversa l'asse ed esce dall'altra parte. L'intervento della protezione si ha se la caratteristica di intervento viene attraversata per un numero di volte parametrizzabile (si veda il paragrafo 3.3.18).

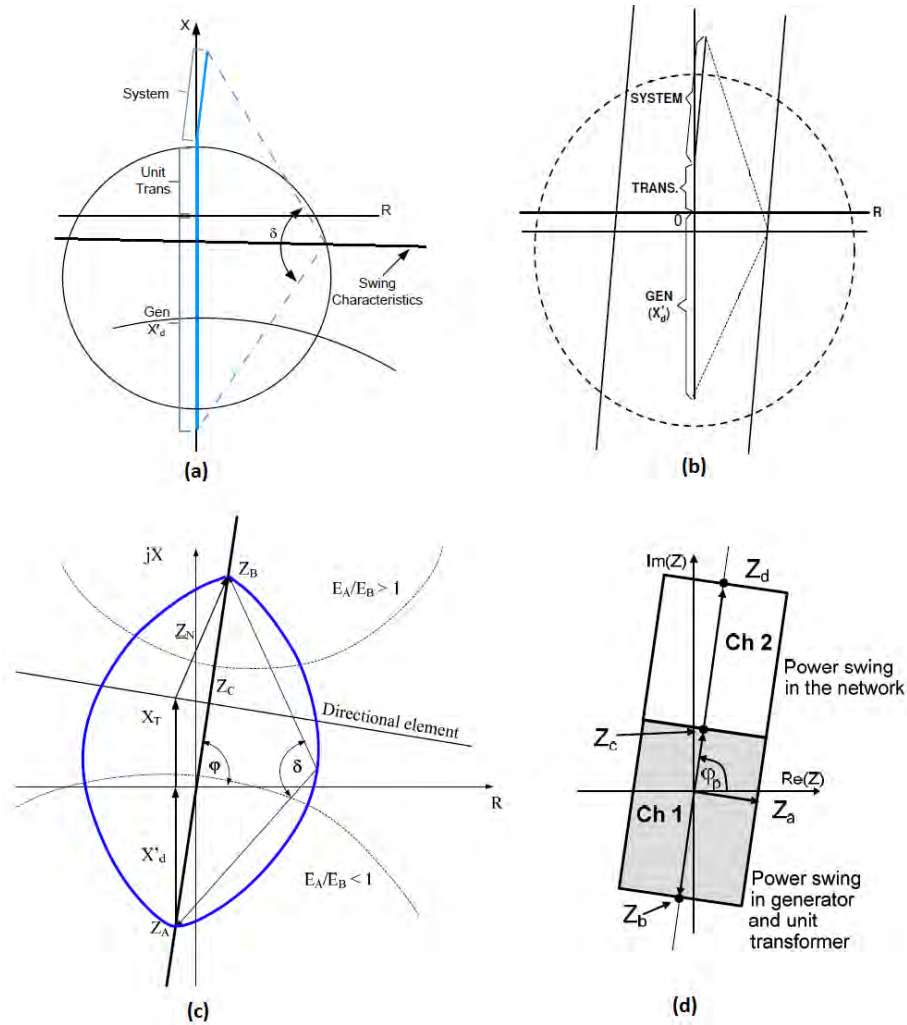


Fig. 2.31 Caratteristiche di intervento delle protezioni di perdita di passo: a) caratteristica MHO; b) caratteristica "blinder"; c) caratteristica a lente; d) caratteristica rettangolare

2.13 PROTEZIONE DI RITORNO DI ENERGIA 32R

Un'inversione del flusso di potenza si ha quando il generatore assorbe potenza dalle rete al posto di erogarne. Essa può essere dovuta a un guasto del motore primo o del suo sistema di alimentazione, a una chiusura accidentale della valvola di immissione, a una chiusura dell'interruttore di macchina con generatore non ancora sincronizzato con la rete, oppure a un guasto del sistema di regolazione della velocità. In queste situazioni il generatore assorbe potenza elettrica dalla rete e funziona come un motore sincro, trascinando in rotazione il proprio motore primo.

I danni che un simile funzionamento può provocare cambiano in funzione del tipo di impianto.

Nelle turbine a vapore si ha un riscaldamento delle pale a causa della riduzione del flusso di vapore che attraversa la turbina, il quale non riesce a smaltire adeguatamente il calore prodotto dalle perdite di ventilazione. La massima durata del tempo durante il quale la turbina può sopportare la condizione di motorizzazione rappresenta un dato fornito dal costruttore.

Nelle turbine idrauliche la condizione di motorizzazione porta a un aumento della cavitazione delle pale. Le turbine Kaplan possono inoltre essere soggette a elevate pressioni sui cuscinetti, le quali possono provocare danni meccanici.

Per i motori diesel il trascinamento dell'alternatore può essere causa di esplosioni di gasolio incombusto.

Se la corrente di eccitazione è regolata manualmente senza l'uso dell'AVR, ci può essere inoltre una situazione di pericolo per il generatore, oltre che per il motore primo. Con la regolazione manuale, infatti, la corrente di eccitazione rimane la stessa del regime immediatamente precedente alla motorizzazione. Questa corrente può non corrispondere a quella richiesta per il funzionamento stabile durante il regime di assorbimento di potenza. Il funzionamento con una corrente di eccitazione inadeguata può portare al superamento dei limiti di tensione e potenza reattiva del generatore.

La *protezione di ritorno di energia* è costituita da un relè wattmetrico installato sul montante a media tensione, il quale controlla il valore della potenza attiva generata dalla macchina. Se la potenza attiva diventa negativa e minore di una soglia impostata, si ha l'intervento della protezione in un tempo impostabile. Un certo ritardo dell'intervento è necessario per impedire alla protezione di intervenire nel caso di oscillazioni di potenza che si possono verificare durante la sincronizzazione della macchina oppure in caso di disturbi in rete.

Per la taratura della soglia negativa di potenza al di sotto della quale si ha l'intervento della protezione, è necessario conoscere la potenza di motorizzazione del motore primo, cioè la potenza assorbita per trascinare in rotazione il motore primo alla sua velocità nominale. La potenza di motorizzazione dipende dal tipo di motore primo e può assumere anche valori estremamente bassi e di difficile misurazione (si veda il paragrafo 3.3.19).

L'intervento della protezione di ritorno di energia comporta generalmente l'apertura dell'interruttore di macchina. Nel caso di turbine a vapore, tuttavia, la sola apertura dell'interruttore di macchina potrebbe portare a una condizione di sovra velocità, a causa del possibile vapore residuo immesso in turbina. Per questo motivo, in caso di rilevazione di una condizione di motorizzazione, è necessario procedere alla chiusura della valvola della turbina prima di procedere con l'apertura dell'interruttore di macchina.

2.14 PROTEZIONE CONTRO L'ENERGIZZAZIONE ACCIDENTALE

50/27

L'energizzazione accidentale consiste nella chiusura dell'interruttore di macchina con generatore fermo o non ancora sincronizzato con la rete.

Nel caso di energizzazione trifase il generatore si comporta come un motore asincrono e può subire ingenti danni in poco tempo. Sulla superficie del rotore e negli avvolgimenti smorzatori vengono indotte delle correnti elevate che provocano un forte riscaldamento e il loro danneggiamento in pochi secondi. Anche nello statore si ha la circolazione di elevate correnti. Se il generatore è connesso a una rete con potenza di corto circuito elevata, queste correnti possono raggiungere 3 - 4 volte la corrente nominale.

Ci sono principalmente due cause che possono portare all'energizzazione accidentale del generatore [11]:

- Errori dell'operatore: un operatore può accidentalmente manovrare la chiusura dell'interruttore di macchina con generatore fermo o non ancora sincronizzato. Gli errori dell'operatore sono diventati più frequenti con il complicarsi degli schemi elettrici delle centrali di produzione.
- Scarica elettrica nell'interruttore: gli interruttori di alta tensione devono provvedere all'isolamento elettrico in spazi ridotti tra due sistemi che possono avere tensioni anche molto diverse tra loro. In alcuni casi, come ad esempio appena prima della sincronizzazione o appena dopo l'apertura, la tensione istantanea ai capi dell'interruttore può raggiungere valori doppi rispetto alla tensione nominale e si può innescare una scarica elettrica tra i due poli dell'interruttore, con conseguente alimentazione del generatore da parte della rete.

In condizioni di generatore non connesso in rete, i dispositivi di protezione vengono normalmente disabilitati e inoltre, per motivi di sicurezza, vengono anche rimossi i fusibili di protezione dai secondari dei TV. La protezione contro l'energizzazione accidentale, al contrario delle altre protezioni, deve essere attiva in particolar modo quando il generatore non è in servizio; essa non deve quindi essere disabilitata nemmeno quando il generatore è isolato dalla rete.

La rilevazione della condizione di energizzazione accidentale potrebbe essere effettuata dalle seguenti funzioni di protezione: protezione di ritorno di energia, protezione contro i carichi squilibrati, protezione di mancata apertura dell'interruttore e protezione di minima impedenza. Queste protezioni, tuttavia, non sono in grado di operare correttamente in caso di energizzazione accidentale, a causa dei seguenti motivi:

- Intervento in tempi troppo lunghi;
- Dipendenza dalle misure di tensione (le quali non sono disponibili in condizioni di macchina disconnessa dalle rete a causa della rimozione dei fusibili di protezione dei TV);
- Incapacità di rilevare una energizzazione accidentale trifase (nel caso della protezione contro i carichi squilibrati).

Per questo motivo si preferisce normalmente affidare la protezione a delle funzioni specifiche. Esistono principalmente 5 tipi diversi di *protezioni contro l'energizzazione accidentale*:

- Relè a sovracorrente con avviamento a minima frequenza: esso utilizza una soglia di minima frequenza per rilevare che il generatore è in fase di arresto. In questo modo la protezione è attiva quando il generatore è fermo e la soglia di massima corrente permette l'intervento in caso di energizzazione accidentale. Per avere l'intervento sicuro della protezione, la soglia di massima corrente dovrebbe essere impostata a un valore minore o uguale al 50% della minima corrente di energizzazione. La soglia di minima frequenza deve essere ben al di sotto delle soglie della protezione di minima frequenza;
- Relè a sovracorrente con avviamento a minima tensione: è simile al precedente, solo che per rilevare la condizione di generatore in fase di arresto si utilizza una soglia di minima tensione. Questa soglia può essere impostata a circa il 50% della tensione nominale;
- Relè a sovracorrente con funzione direzionale: in questo relè l'intervento per massima corrente è effettivo solo nel caso in cui la corrente sia entrante nel generatore, cioè solo se è avvenuta un'energizzazione accidentale o un'inversione del flusso di potenza. La direzione della corrente è misurata dai morsetti della macchina, prendendo come riferimento una tensione concatenata;
- Relè a sovracorrente con avviamento tramite contatto ausiliario dell'interruttore di macchina: per la rilevazione della condizione di generatore disconnesso dalla rete si usa direttamente lo stato di un contatto ausiliario dell'interruttore di macchina. L'intervento si ha sempre in caso di superamento della soglia di massima corrente;
- Relè ad impedenza: viene normalmente installato sul lato alta tensione del trasformatore elevatore ed è polarizzato in modo che la sua direzione di osservazione sia quella del generatore. In questo modo esso interviene solo nel caso in cui il generatore sia alimentato dalla rete. Il relè è tarato in modo da rilevare la somma della reattanza di corto circuito del trasformatore e della reattanza alla sequenza inversa del generatore, con un opportuno margine di sicurezza.

Le grandezze di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato.

2.15 PROTEZIONE DI SOVRACCARICO TERMICO 49

Un'elevata circolazione di corrente o un guasto nel sistema di raffreddamento possono portare al sovraccarico termico del generatore causando condizioni di riscaldamento anomale dell'avvolgimento di statore, le quali devono essere eliminate prima che la temperatura raggiunga valori pericolosi per la macchina [6]. La condizione di sovraccarico non comporta la circolazione di correnti tali da far intervenire le protezioni di massima corrente. È necessario quindi prevedere una protezione apposita che intervenga durante queste situazioni.

In condizioni di emergenza, al generatore è permesso eccedere per brevi tempi i limiti imposti dalla propria capability. La norma americana IEEE Std. C50.12 [10] stabilisce il sovraccarico minimo che il generatore deve sopportare in funzione del tempo, tramite la seguente formula:

$$I = 100 \sqrt{\frac{37,5}{t} + 1}$$

dove I è la corrente statorica in percentuale rispetto alla corrente nominale e t è il tempo di permanenza del sovraccarico in secondi. Si riconosce che in questa situazione i valori di temperatura eccedono i valori nominali; si assume tuttavia che questa situazione sia accettabile, in quanto si ipotizza che il numero annuale di operazioni in queste condizioni non sia superiore a 2.

La Fig. 2.32 rappresenta la curva di danneggiamento termico corrispondente alla formula precedente:

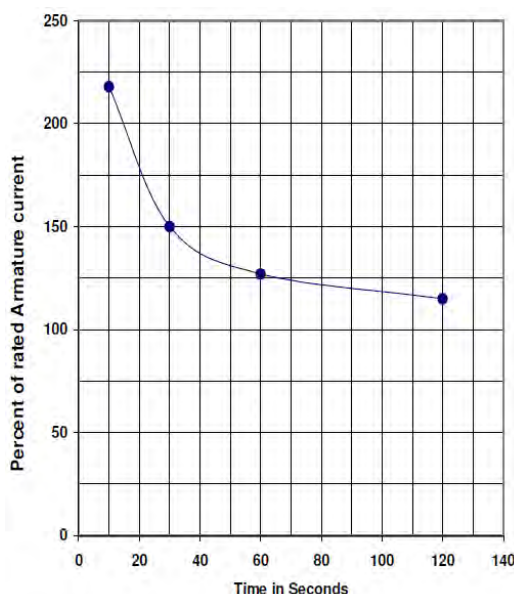


Fig. 2.32 Curva di danneggiamento termico minima richiesta dalla norma americana IEEE Std. C50.12

La *protezione di sovraccarico termico* può agire in due modi distinti: effettuare direttamente delle misure della temperatura degli avvolgimenti di statore (soluzione preferibile), oppure ricavare il valore della temperatura degli avvolgimenti tramite la misura della corrente di fase.

La protezione tramite misura della temperatura è utilizzabile solo se all'interno dello statore sono presenti in vari punti delle sonde di misura localizzata della temperatura. I sensori di misura possono essere costituiti da resistenze o da termocoppie. Bisogna considerare il fatto che a una data temperatura misurata dalle sonde, corrisponde una temperatura reale dell'avvolgimento maggiore. Si possono impiegare anche degli elementi di misura della temperatura del refrigerante, in modo da provocare l'intervento anche in caso di guasto nel sistema di raffreddamento.

Nei generatori di taglia modesta le sonde di misura della temperatura non sempre sono presenti; si ricorre allora alla misura delle correnti di fase e si calcola la sovratemperatura statorica tramite l'uso di un modello differenziale. Se la temperatura calcolata in questo modo supera una soglia parametrizzabile, si ha l'intervento della protezione. Questo tipo di protezione viene anche detto *protezione ad immagine termica*. La protezione ad immagine termica ha inoltre una caratteristica di intervento a tempo inverso nel piano $I - t$. In generale la protezione deve essere coordinata con la curva di danneggiamento termico del generatore fornita dal costruttore, in modo tale che essa intervenga prima che vengano raggiunti i limiti termici.

La protezione può essere anche dotata di una soglia di temperatura o di corrente di allarme, la quale consente all'operatore di ridurre il carico prima che si abbia l'intervento della protezione e la messa fuori servizio del generatore.

2.16 PROTEZIONE DI MANCATA APERTURA DELL'INTERRUTTORE 50BF

La mancata apertura dell'interruttore di macchina si ha quando uno o più poli dell'interruttore rimangono chiusi dopo che l'interruttore ha ricevuto un comando di scatto ed è trascorso il tempo necessario per la sua normale apertura.

Se si ha un guasto o un funzionamento anomalo interno o esterno al generatore, è necessario disconnettere rapidamente la macchina, al fine di limitare i danni che un tale funzionamento può comportare. Nel caso in cui la disconnessione del generatore non sia stata possibile a causa di un malfunzionamento dell'interruttore di macchina, è necessario attivare una procedura di apertura degli interruttori al contorno, elettricamente connessi al precedente. In relazione alla configurazione dell'impianto, questo interruttore di riserva può essere locale o remoto. Nella Fig. 2.33 è riportato il diagramma logico di intervento della *protezione di mancata apertura dell'interruttore*.

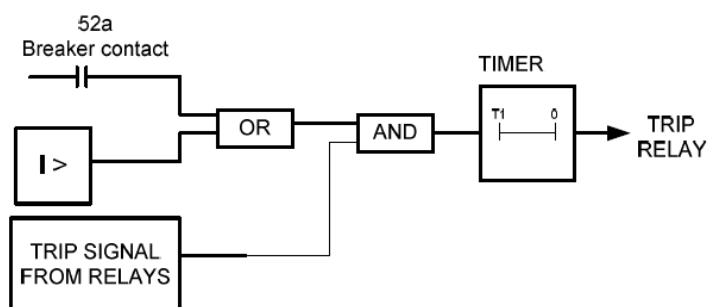


Fig. 2.33 Logica di intervento della protezione di mancata apertura dell'interruttore

Quando i relè di protezione rivelano un guasto o un funzionamento anomalo, inviano un segnale di scatto all'interruttore e nello stesso tempo attivano il temporizzatore della protezione di mancata apertura dell'interruttore. Se trascorso un tempo impostabile l'interruttore non si è ancora aperto, si riconosce che c'è stato un malfunzionamento dell'interruttore stesso e viene inviato un comando di apertura a un interruttore di riserva.

La condizione di mancata apertura dell'interruttore viene rilevata tramite la misura delle correnti di fase abbinata allo stato di un ingresso binario collegato a un contatto ausiliario dell'interruttore in questione. Se le correnti di fase sono superiori a una certa soglia impostabile o il contatto ausiliario risulta chiuso, la protezione riconosce la mancata apertura dell'interruttore. L'esigenza di portare in ingresso anche lo stato del contatto ausiliario dell'interruttore è dovuta al fatto che in alcuni casi (come ad esempio guasto a terra di statore, guasto di sequenza inversa, inversione di potenza, ecc.) si ha una corrente di guasto il cui valore è inferiore alla soglia di massima corrente. In questo caso quindi, la protezione non sarebbe in grado di riconoscere che l'interruttore è ancora chiuso con il solo criterio della massima corrente. Inoltre, in caso di intervento di una protezione in assenza di

corrente nella macchina, il monitoraggio dello stato del contatto ausiliario è l'unico modo per sapere se l'interruttore è aperto o chiuso [12].

L'uso del contatto ausiliario può tuttavia portare a dei funzionamenti intempestivi nel caso in cui il suo stato non coincida effettivamente con lo stato dell'interruttore, per esempio a causa di problemi meccanici nell'interruttore. A causa del rischio che ciò accada, alcuni schemi di protezione non prevedono l'uso del contatto ausiliario dell'interruttore. In questo caso l'intervento della protezione nel caso di mancata apertura dell'interruttore in condizioni di assenza di carico si ha ugualmente, ma con un ritardo maggiore. In un certo lasso di tempo, infatti, anche i guasti che avvengono in condizioni di assenza di corrente evolvono verso una perdita di passo del generatore e il suo funzionamento come generatore asincrono, con elevata circolazione di corrente. Questa corrente viene rilevata e dà il via con un certo ritardo alla procedura di apertura degli interruttori al contorno.

3. SVILUPPO DI UNO STRUMENTO PER LA TARATURA ASSISTITA DEI RELÈ DI PROTEZIONE E APPLICAZIONE AL CASO PRATICO DELLA CENTRALE DI MISICUNI (BOLIVIA)

Lo scopo di questo lavoro di tesi è stato quello di creare uno *strumento di taratura* che riesca ad assistere il progettista nella scelta delle tarature ottimali delle protezioni dei generatori elettrici in M.T. degli impianti di produzione. Esso fornisce dei consigli di taratura in grado di adattarsi in modo automatico ai dati dell'impianto.

Al contrario di altri settori di analisi degli impianti di produzione, come ad esempio la modellazione del sistema elettrico o il calcolo dei flussi di potenza o delle correnti di corto circuito, il campo della taratura delle protezioni non dispone di uno strumento dedicato, in grado di supportare il tecnico nel suo lavoro di progettazione. L'assenza di uno strumento dedicato alla scelta dei valori di taratura delle protezioni di generatore costituisce il motivo per il quale è stato condotto questo lavoro di tesi.

Lo strumento di taratura è stato sviluppato sotto forma di foglio di calcolo elettronico, avvalendosi del software di calcolo Microsoft® Office Excel. I motivi per i quali si è deciso di basarsi su un foglio di calcolo, piuttosto che utilizzare altri tipi di software, riguardano l'immediatezza con la quale i valori di taratura delle varie funzioni protettive possono essere fatti variare in funzione dei dati dell'impianto e la semplicità e intuitività con la quale il foglio di calcolo riesce a "guidare" il progettista nella scelta dei valori ottimali di taratura. I dati da introdurre sono stati ridotti al minimo, ponendosi l'obiettivo di creare uno strumento di taratura che risulti il più auto compilativo possibile.

L'obiettivo dello strumento di taratura non è tuttavia quello di sostituirsi completamente al progettista nella scelta dei valori più idonei delle soglie di taratura delle protezioni di generatore; il suo scopo è invece quello di fornire dei consigli su quali sono i valori ottimali delle soglie di intervento delle varie funzioni protettive. Questi valori dovranno poi essere verificati dal progettista prima di essere effettivamente inseriti all'interno della protezione stessa. Lo scopo è quindi quello di rendere il lavoro del progettista più veloce e ordinato e non quello di sostituirlo nella decisione di quali debbano essere i valori effettivi di taratura.

I valori di taratura ottimali di ogni funzione protettiva sono stati ricavati tramite una ricerca bibliografica e, sulla base di quanto ricavato dalla letteratura, le formule per il loro calcolo in modo automatico in funzione dei dati dell'impianto sono state sviluppate all'interno del foglio di calcolo.

In questo lavoro di tesi, la ricerca e l'impostazione dei consigli di taratura per le varie funzioni di protezione è stata effettuata con riferimento al relè di protezione multifunzione Siemens® Siprotec 7UM62. Lo strumento di taratura è stato comunque impostato in modo tale da facilitare un'eventuale integrazione futura con i consigli di taratura per altre marche di relè di protezione.

Il modello di impianto sul quale ci si è basati per lo sviluppo dello strumento di taratura è costituito da un generatore sincrono trifase connesso in rete tramite il proprio trasformatore elevatore, come rappresentato in Fig. 3.1.

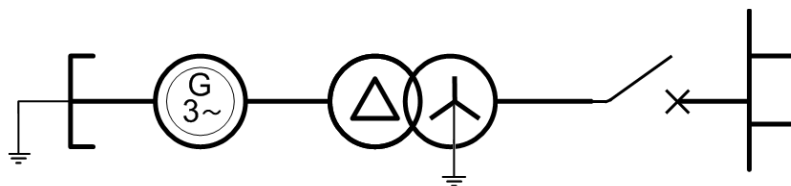


Fig. 3.1 Modello di impianto sul quale è stato basato lo sviluppo dello strumento di taratura

Lo strumento di taratura fornisce inoltre la possibilità di considerare la situazione in cui non si abbia un trasformatore elevatore e quindi il generatore sia connesso direttamente in rete, come ad esempio nel caso dei piccoli impianti industriali di autoproduzione.

Tutti i dati di generatore, trasformatore elevatore, rete esterna e trasformatori di misura devono essere inseriti all'interno del programma per il suo corretto funzionamento.

3.1 IMPOSTAZIONE DEI FOGLI DI CALCOLO

L'intero lavoro è stato sviluppato con l'obiettivo di separare, per ciascuna funzione protettiva, le tarature delle soglie che si ritiene possano essere comuni a ogni marca di relè di protezione dalle tarature delle soglie particolari che invece possono variare in funzione della marca considerata.

Per fare un esempio, la caratteristica di intervento della protezione differenziale è composta da due soglie di corrente differenziale ($I_{diff>}$ e $I_{diff>>}$, si veda il paragrafo 2.4.1.2), tra le quali sono interposti vari tratti a pendenza diversa (per un esempio relativo alla protezione Siemens Siprotec 7UM62, si veda la Fig. 3.21). Si ritiene che le due soglie di corrente differenziale siano presenti in qualsiasi relè differenziale, indipendentemente dal costruttore della protezione. Al contrario, il numero di tratti a pendenza positiva presenti tra queste due soglie può variare in funzione della marca della protezione; quindi, per l'impostazione dei consigli di taratura riguardanti questi tratti della caratteristica di intervento, è necessario effettuare di volta in volta delle considerazioni diverse.

Allo stesso modo della protezione differenziale, anche per le rimanenti funzioni protettive è possibile separare le soglie di taratura che sono indipendenti dal costruttore del relè dalle soglie che invece variano al variare della marca di protezione considerata. Nel seguito si parlerà quindi di *consigli di taratura per le soglie generali* e di *consigli di taratura per le soglie particolari*.

Tramite la separazione di queste due categorie di soglie di intervento, si rende lo strumento di taratura maggiormente idoneo a una eventuale integrazione futura con i consigli per altri tipi di protezione multifunzione, oltre alla Siemens Siprotec 7UM62 considerata nel presente lavoro. Se in futuro si decidesse di considerare altre marche di relè, infatti, i consigli di taratura per le soglie

comuni risulterebbero già sviluppati e rimarrebbe da ricercare e sviluppare i consigli di taratura per le soglie specifiche del nuovo relè di protezione.

Lo schema a blocchi rappresentante la struttura del file di calcolo e il suo principio di funzionamento è riportato in Fig. 3.2.

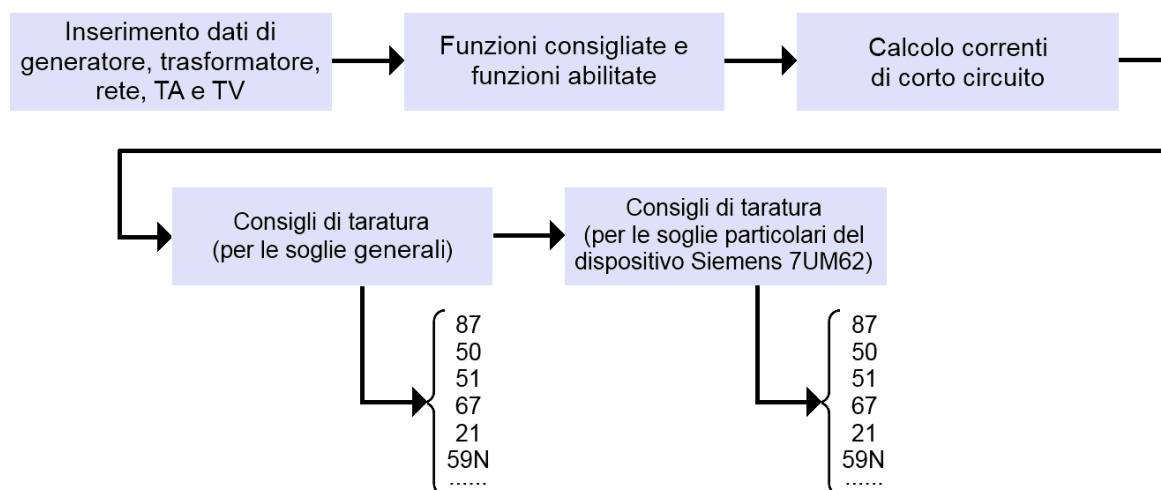


Fig. 3.2 Schema a blocchi rappresentante la struttura del foglio di calcolo sviluppato

Al fine di rendere più semplice l'utilizzo dello strumento di taratura e separare la parte di inserimento dati dalla parte di calcolo e visualizzazione dei consigli di taratura, il file di calcolo è stato suddiviso in vari fogli di lavoro.

Le funzioni protettive prese in considerazione sono quelle già elencate nel paragrafo 2.3, i cui consigli di taratura ritrovati nella letteratura consultata sono riportati nel paragrafo 3.3.

Nei paragrafi seguenti verrà fornita una descrizione dei singoli blocchi di cui è composto il foglio.

3.1.1 Inserimento dati

Questo blocco contiene la quasi totalità dei dati da inserire per il funzionamento dello strumento di taratura. Esso è stato sviluppato in un foglio di lavoro apposito. I dati inseriti in questo foglio costituiscono il punto di partenza per il calcolo dei valori di taratura consigliati. In esso sono compresi i dati del generatore, del trasformatore elevatore, della rete esterna e dei trasformatori di misura.

I dati del generatore comprendono a loro volta, oltre ai valori nominali di tensione, corrente, potenza, fattore di potenza e delle varie impedenze alle sequenze, anche le curve limiti di funzionamento. Queste curve consistono in: capability, curva di sopportabilità termica alla sequenza inversa, curva di danneggiamento termico e curva V/Hz. L'inserimento di queste curve avviene per punti ed è indispensabile per la corretta taratura di alcune funzioni di protezione.

Nella Fig. 3.3 si riporta un esempio del layout di impostazione del foglio di lavoro di inserimento dati. Le celle con sfondo azzurro sono le uniche celle che bisogna compilare.

GENERATOR DATA			
S_r	49500 [kVA]	Rated Apparent Power	
U_r	11,50 [kV]	Rated Voltage	
$\cos\phi_r$	0,85	Rated Cosphi	
I_r	2485 [A]	Rated Current	
f_r	50 [Hz]	Rated Frequency	
x_d	1,35 [p.u.]	Direct-axis reactance (not saturated)	
x_q	0,832 [p.u.]	Quadrature-axis reactance (not saturated)	
x_d'	0,271 [p.u.]	Direct-axis transient reactance (not saturated)	
x_q'	0,832 [p.u.]	Quadrature-axis transient reactance (not saturated)	
x_d''	0,153 [p.u.]	Direct-axis subtransient reactance (saturated)	
x_q''	0,153 [p.u.]	Direct-axis subtransient reactance (saturated)	
x_d'''	0,164 [p.u.]	Quadrature-axis subtransient reactance (saturated)	
x_2	0,159 [p.u.]	Negative sequence reactance (saturated)	
x_0	0,084 [p.u.]	Zero sequence reactance (saturated)	
$x_{d, sat}$	0,127 [p.u.]	Saturating synchronous reactance	
r_1	0 [p.u.]	AC armature resistance	
r_2	0 [p.u.]	Negative sequence resistance	
r_0	0 [p.u.]	Zero sequence resistance	
Generator Connection:	Unit connection		
Grounding System:	Grounding transformer		
R_N	4,5 [Ω]	Grounding Resistance; secondary value	
X_N	0 [Ω]	Grounding Reactance; secondary value	
Neutral Transformer:	CE200	11500	500
		/√3	13,28
R_N	793,50 [Ω]	Grounding Resistance; primary value	
X_N	0,0E+00 [Ω]	Grounding Reactance; primary value	
Type of generator:	Salient pole		
Overexcitation:	1,6		
Type of excitation system:	Static converter exciter		
Excitation voltage source:	Machine terminals		

Fig. 3.3 Layout di impostazione del foglio di inserimento dati

Al fine di rendere lo strumento di taratura adattabile al maggior numero di situazioni possibile, esso permette la scelta tra diverse configurazioni, in relazione a:

- Tipo di messa a terra del neutro del generatore. È consentita la scelta tra:
 - messa a terra tramite impedenza;
 - messa a terra tramite trasformatore;
 - neutro isolato.

È possibile inserire il valore dell'impedenza di messa a terra nel caso di messa a terra tramite impedenza, oppure il valore di impedenza secondaria nel caso di messa a terra tramite trasformatore.

- Tipo di generatore. È consentita la scelta tra:
 - generatore a rotore liscio;
 - generatore a poli sporgenti.
- Caratteristiche del sistema di eccitazione del generatore: in questa categoria è compresa la scelta del tipo di sistema di eccitazione (rotativo oppure a convertitore statico), la scelta del tipo di sorgente del circuito di eccitazione (eccitazione derivata dai morsetti o eccitazione indipendente) e del fattore di sovra eccitazione. Tutti questi parametri sono utili nel calcolo della corrente di corto circuito permanente;
- Tipo del trasformatore elevatore. È possibile scegliere tra 4 diverse possibilità: YNd, YNy, Yd e Yy. Il più utilizzato tra questi negli impianti di produzione è il YNd. Oltre al tipo, è possibile scegliere il gruppo del trasformatore;

- Tipo di messa a terra del neutro dell'avvolgimento a stella del trasformatore elevatore. È possibile scegliere tra:
 - messa a terra tramite impedenza;
 - messa a terra diretta;
- Nel caso di messa a terra tramite impedenza è possibile inserire il valore dell'impedenza di messa a terra.

3.1.2 Funzioni consigliate e funzioni abilitate

In seguito all'inserimento dei dati, il programma fornisce dei consigli su quali funzioni di protezione del generatore abilitare. Questi consigli di abilitazione si basano sulla taglia dell'impianto. Come si è discusso in precedenza, il programma fornisce unicamente dei consigli; l'abilitazione effettiva o meno delle varie funzioni di protezione viene decisa dal progettista.

Nella Fig. 3.4 si riporta il layout di impostazione di questa porzione di foglio di lavoro. Le celle della colonna "Recommended" contengono i consigli sull'attivazione o meno di ogni funzione protettiva; le celle della colonna "Activated" contengono l'attivazione effettiva o meno delle funzioni da parte del progettista.

I consigli di taratura di ogni funzione protettiva vengono forniti dallo strumento indipendentemente dal fatto che la specifica funzione sia stata attivata o meno.

FUNCTION	DESCRIPTION	RECOMMENDED	ACTIVATED
21	Impedence Protection		1
24	Overexcitation (Volt/Hertz) Protection		1
27	Undervoltage Protection		1
32R	Reverse Power Protection	X	1
40	Loss of Field Protection	X	1
46	Unbalanced Load Protection	X	1
49	Stator Overload Protection		1
50 - 51	Phase Overcurrent Protection	X	1
50G - 51G	Ground Overcurrent Protection (64S 90%)	X	1
50N - 51N	Ground Overcurrent Protection (64S 90%)	X	1
50BF	Breaker Failure Protection	X	1
50/27	Inadvertent Energization Protection		1
59	Overvoltage Protection	X	1
59N	Earth Fault Protection (64S 90%)	X	1
64 (100%)	Stator Earth Fault Protection 100% (3rd Harm.)		1
64 (100%)	Stator Earth Fault Protection 100% (20 Hz)		1
64R 1-3Hz	Rotor Earth Fault Protection	X	1
64R	Rotor Earth Fault Protection	X	1
78	Out of Step Protection		1
81	Under-Over Frequency Protection	X	1
87	Differential Protection	X	1
87N	Earth Current Differential Protection		1

Fig. 3.4 Tabella delle funzioni di protezione consigliate e abilitate

3.1.3 Calcolo delle correnti di corto circuito

Il calcolo delle correnti di corto circuito è necessario per la taratura di alcune funzioni di protezione. Per motivi di spazio, questi calcoli sono stati effettuati in un foglio di lavoro apposito.

Per il calcolo delle correnti di corto circuito sono state utilizzate le indicazioni riportate nella norma CEI EN 60909-0 [18]. Le correnti di corto circuito sono state calcolate in due diversi punti

dell'impianto: ai morsetti del generatore e sul primario del trasformatore elevatore, cioè nei punti *F1* e *F2* di Fig. 3.5.

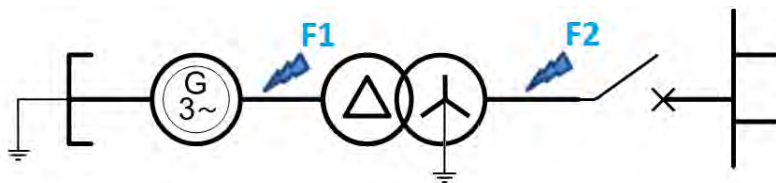


Fig. 3.5 Punti di calcolo delle correnti di corto circuito

Prima di procedere al calcolo delle correnti di corto circuito è stato necessario fare dei calcoli preliminari. Per ogni elemento dell'impianto (generatore, trasformatore e rete) sono state calcolate le impedenze alle sequenze in base ai dati forniti in ingresso. Seguendo le indicazioni riportate nella norma CEI EN 60909-0, sono state inoltre calcolate le impedenze alle sequenze del gruppo di produzione (generatore + trasformatore) e i coefficienti correttivi delle impedenze K_g , K_t e K_s rispettivamente per l'impedenza del generatore, del trasformatore e del gruppo di produzione. Infine, è stato effettuato il calcolo delle impedenze delle reti equivalenti nei due punti di guasto, tramite collegamento in serie e in parallelo dei doppi bipoli alle sequenze corrispondenti ai singoli elementi dell'impianto.

I tipi di guasto considerati sono:

- cortocircuito simmetrico trifase;
- cortocircuito bifase;
- cortocircuito bifase-terra;
- cortocircuito monofase.

Il calcolo è stato effettuato sia per la condizione di massima che di minima corrente, applicando i coefficienti di tensione c definiti dalla norma stessa.

I tipi di corrente calcolati sono:

- corrente di cortocircuito simmetrica iniziale I''_k ;
- valore di cresta della corrente di cortocircuito i_p ;
- componente continua della corrente di cortocircuito $i_{c.c.}$;
- corrente simmetrica di interruzione del cortocircuito I_b ;
- corrente di cortocircuito permanente I_k .

I valori della corrente di cortocircuito simmetrica iniziale I''_k e i valori di cresta della corrente di corto circuito i_p sono stati calcolati separando i contributi di corrente provenienti del generatore da quelli provenienti dalla rete, per entrambi i punti di calcolo *F1* e *F2*. I calcoli sono stati effettuati considerando le impedenze alle sequenze e i rispettivi coefficienti correttivi di ciascun componente della rete.

La componente continua $i_{c.c.}$ e la corrente simmetrica di interruzione del corto circuito I_b sono state calcolate in relazione alla corrente totale nel nodo guasto, senza separare i contributi di generatore e rete. La corrente simmetrica di interruzione I_k è stata trovata tramite i valori del parametro μ , come specificato dalla stessa norma.

Infine, il calcolo della corrente di cortocircuito permanente I_k massima e minima è stato effettuato solo per il contributo alla corrente di guasto fornita dal generatore in caso di cortocircuito simmetrico trifase ai propri morsetti. Questo calcolo è stato eseguito a partire dai valori di λ_{max} e λ_{min} ottenuti dalla normativa.

3.1.4 Consigli di taratura per le soglie generali

In questo blocco si iniziano a calcolare i consigli di taratura delle funzioni di protezione dei generatori. In particolare, questo foglio di lavoro fornisce i consigli di taratura generali che si ritiene possano essere comuni a tutte le marche di relè di protezione. Esso è stato sviluppato in un foglio di lavoro apposito per ragioni di spazio.

Per ogni funzione di protezione, il foglio comprende una breve descrizione del principio di funzionamento generale e dei criteri di taratura di ciascuna soglia. Gli stessi criteri di taratura sono poi implementati dal programma sotto forma di formule, in modo da fornire un valore consigliato per ognuna delle soglie. È inoltre presente una tabella contenente alcuni dati dell'impianto utili per la taratura della protezione specifica. Questa tabella va a prendere i valori numerici dal foglio di inserimento dati e consente al progettista di avere sempre sott'occhio i dati utili dell'impianto, senza dover andare di volta in volta a cercarli nel foglio di inserimento dei dati.

Come discusso precedentemente, una considerazione importante riguarda il fatto che i valori calcolati dal programma non sono necessariamente quelli che verranno effettivamente impostati all'interno della protezione. I valori reali di taratura vengono decisi in battuta finale dal progettista, il quale deve verificare l'esattezza dei valori suggeriti dal programma.

Nella Fig. 3.6 si riporta un esempio del layout di impostazione di questo foglio di lavoro, prendendo come riferimento la protezione di minima impedenza.

Descrizione del funzionamento della protezione e criteri di taratura

Dati dell'impianto utili per la taratura della protezione

Parametro	Valore	Unità
Transformator impedienza	0,3174	(%)(Z)
VII ressa univaga	11400	(%)(U)
Velocità	3000	(%)(A)

Valori di taratura suggeriti dal programma

Soglia	Valore	Unità
Z1	70	(%)
TZ1	0,10	(s)
Z1b	110	(%)
TZ1b	0,10	(s)
Z1c	130	(%)
TZ1c	1,00	(s)

Valori di taratura imposti dal progettista

Soglia	Valore	Unità
Z1	70	(%)
TZ1	0,10	(s)
Z1b	110	(%)
TZ1b	0,10	(s)
Z1c	130	(%)
TZ1c	1,00	(s)

Fig. 3.6 Layout di impostazione del foglio di taratura per le soglie generali, con riferimento alla protezione di minima impedenza

I valori calcolati dal programma vengono riuniti in una tabella; i valori impostati dal progettista vengono introdotti manualmente in una tabella simile. Le due tabelle sono disposte in modo ravvicinato, in modo tale che il progettista possa sempre avere a portata di mano i valori consigliati dal programma. La tabella con sfondo verde racchiude i valori delle soglie di taratura suggeriti dal programma; le celle con sfondo azzurro contengono i corrispettivi valori di taratura che il progettista dovrà andare a inserire.

3.1.5 Consigli di taratura per le soglie particolari del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Questo blocco fornisce i consigli di taratura specifici per il dispositivo di protezione Siemens Siprotec 7UM62. Per motivi di spazio, anch'esso è stato sviluppato in un foglio di calcolo apposito.

Per ogni funzione di protezione, il foglio di lavoro comprende una spiegazione di come opera il relè, di quali sono le sue tarature particolari e dei consigli di taratura di queste soglie. In modo analogo al foglio di cui al paragrafo precedente, esso contiene, per ogni funzione specifica, una tabella con la porzione di dati dell'impianto utili per la taratura. Gli stessi consigli di taratura descritti sotto forma di testo sono poi implementati sotto forma di formule per fornire dei valori consigliati per ognuna delle soglie. Analogamente al foglio precedente, anche qui il progettista dovrà verificare la correttezza dei valori consigliati e impostare manualmente i valori effettivi di taratura.

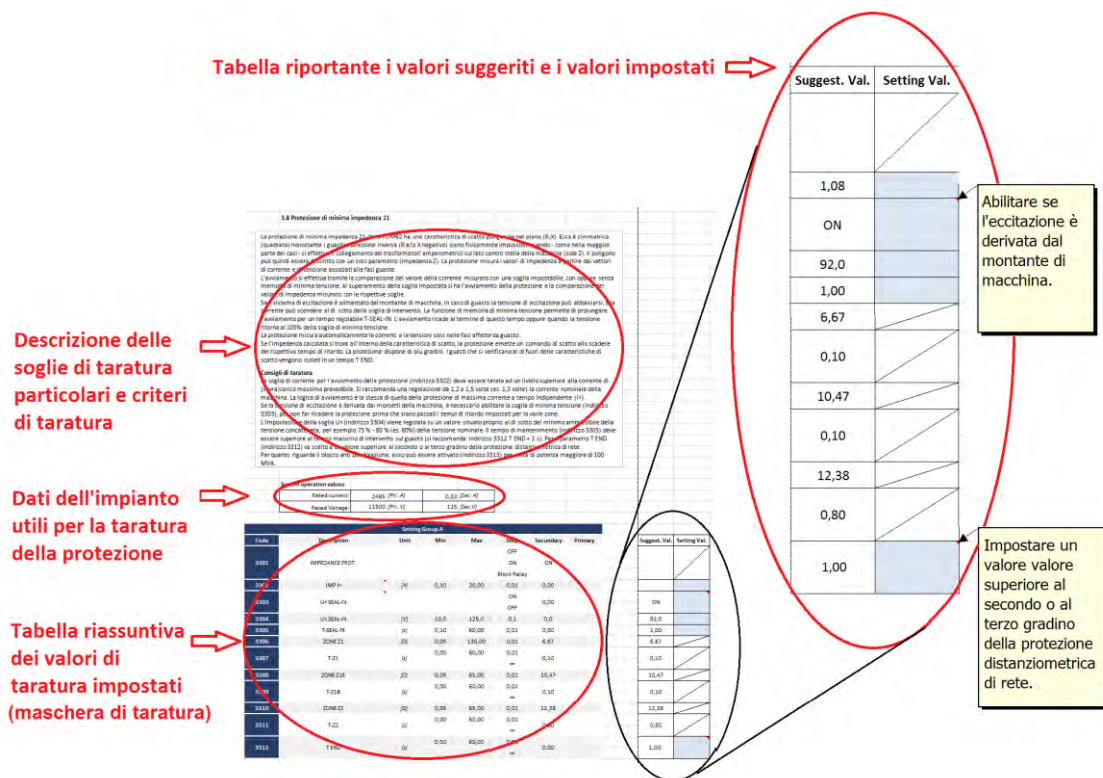


Fig. 3.7 Layout di impostazione del foglio delle tarature particolari del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62, con riferimento alla protezione di minima impedenza

I valori di taratura generali e particolari impostati dal progettista sono poi uniti e riassunti sotto forma di tabella nella maschera di taratura finale. Questa tabella riassume quindi in modo ordinato tutte le soglie di taratura impostate e può essere utilizzata come riferimento per trasferire i valori di

taratura all'interno della protezione Siemens Siprotec 7UM62. Le tarature vengono immesse in valori secondari rispetto agli strumenti di misura. Per ciascuna soglia, oltre ai valori di taratura, nella maschera di taratura è contenuta l'unità di misura, il valore massimo e minimo e il valore minimo di incremento possibile. Ciascun valore di taratura è associato a un indirizzo per il suo salvataggio all'interno della protezione.

Nella Fig. 3.7 si riporta un esempio del layout di impostazione di questo foglio di lavoro, prendendo come riferimento la protezione di minima impedenza.

Un esempio di maschera di taratura riassuntiva delle soglie impostate è riportata in Fig. 3.8, sempre con riferimento alla protezione di minima impedenza.

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
3301	IMPEDANCE PROT.				DEF	ON
3302	IMP I>	[A]	0,10	20,00	0,01	0,00
3303	U<SEAL-IN				ON	0,00
3304	U<SEAL-IN	[V]	10,0	125,0	0,1	0,0
3305	T-SEAL-IN	[s]	0,10	60,00	0,01	0,00
3306	ZONE Z1	[Ω]	0,05	130,00	0,01	6,67
3307	T-Z1	[s]	0,00	60,00	0,01	0,10
3308	ZONE Z1B	[Ω]	0,05	65,00	0,01	10,47
3309	T-Z1B	[s]	0,00	60,00	0,01	0,10
3310	ZONE Z2	[Ω]	0,05	65,00	0,01	12,38
3311	T-Z2	[s]	0,00	60,00	0,01	0,60
3312	T-END	[s]	0,00	60,00	0,01	0,00

Fig. 3.8 Maschera di taratura riassuntiva riportante le soglie impostate dal progettista

Come si vede dalla Fig. 3.7, accanto alla maschera di taratura riassuntiva è sempre presente una seconda tabella contenente, per ciascuna soglia, i valori suggeriti dal programma e i valori impostati dal progettista. Le celle barrate della colonna dei valori impostati si riferiscono a valori di taratura che sono già stati impostati nel foglio riguardante le tarature generali. Il progettista deve inserire i valori di taratura rimanenti compilando le celle con sfondo azzurro.

Alcune delle celle compilabili sono dotate di commenti, i quali contengono dei consigli rapidi di taratura; essi vengono visualizzati in automatico dal programma non appena si passa con il mouse sopra la cella corrispondente.

Infine, per alcune funzioni di protezione, in base ai valori di taratura impostati, viene visualizzata automaticamente la caratteristica di intervento della protezione. Un esempio di visualizzazione della caratteristica di intervento è riportato in Fig. 3.9, prendendo sempre come riferimento la protezione di minima impedenza.

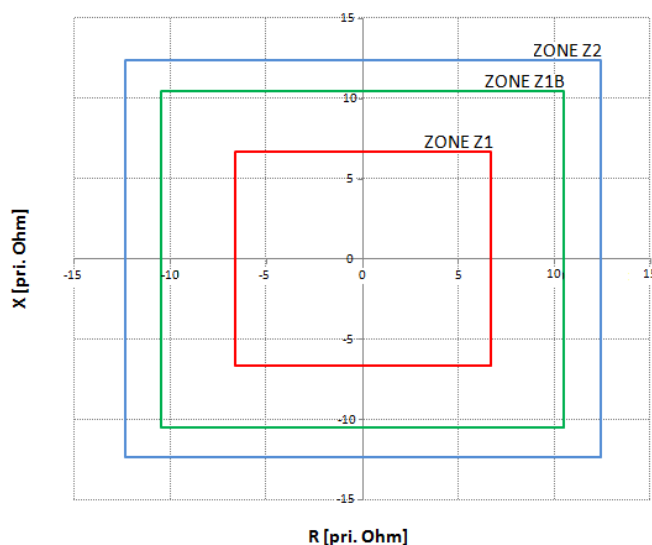


Fig. 3.9 Visualizzazione della caratteristica di intervento della protezione di minima impedenza in base ai valori di taratura impostati

Per completezza, di seguito si riporta una breve descrizione del relè multifunzione di protezione Siemens Siprotec 7UM62.

3.1.5.1 La protezione multifunzione Siemens Siprotec 7UM62

La protezione multifunzione Siemens Siprotec 7UM62 è una protezione di generatore dotata di un microprocessore ad elevate prestazioni. Tutte le operazioni, dal rilevamento delle grandezze di misura fino all'emissione dei comandi di scatto, sono elaborate in modo del tutto digitale. La protezione è dotata di:

- Ingressi analogici: sono gli ingressi collegati ai trasformatori di corrente e di tensione;
- Ingressi digitali: consentono alla protezione di ricevere informazioni provenienti dall'impianto, come ad esempio lo stato di un interruttore o di una valvola di emergenza;
- Uscite digitali: sono le uscite che andranno a comandare l'apertura o la chiusura degli interruttori dell'impianto. Possono servire anche per la comunicazione con altri dispositivi;
- Interfacce seriali: consentono la comunicazione con un PC o con un sistema di supervisione remota. Tramite l'interfaccia seriale è inoltre possibile, tramite un PC, "scaricare" all'interno della protezione i valori di taratura impostati;
- LED e display: consentono l'interfacciamento con l'operatore e la comunicazione dello stato del dispositivo. Tramite il display è possibile inoltre controllare e cambiare il valore dei parametri di taratura.

La protezione dispone di 8 ingressi di corrente e di 4 ingressi di tensione. Gli ingressi di corrente sono suddivisi in questo modo:

- Tre ingressi di corrente collegati ai TA di fase posti a monte dell'oggetto protetto (Side1);
- Tre ingressi di corrente collegati ai TA di fase posti a valle dell'oggetto protetto (Side2);
- Due ingressi di corrente dotati di trasduttori di ingresso ad alta sensibilità, i quali possono misurare correnti secondarie nell'ordine dei mA. Questi ingressi di corrente possono essere collegati per esempio al secondario di un trasformatore toroidale per la misura di una

corrente omopolare, oppure possono essere collegati ai circuiti di misura esterni nel caso di protezioni che necessitano un'alimentazione secondaria, come la protezione di terra rotore.

Gli ingressi di tensione sono suddivisi in questo modo:

- Tre ingressi di tensione collegati ai TV posti sulle fasi del generatore protetto, i quali rilevano la tensione fase – terra di ciascuna fase;
- Un ingresso di tensione utilizzato per la misura della tensione omopolare di statore.

Il dispositivo può essere utilizzato sia come protezione di generatore (Fig. 3.10a), che come protezione di unità (generatore + trasformatore elevatore, Fig. 3.10b). Nel caso in cui sia utilizzato come protezione di generatore, le misure di corrente di Side1 sono derivate dal montante di macchina; nel caso in cui sia utilizzato come protezione di unità, le misure di corrente di Side1 sono derivate dal primario del trasformatore (lato alta tensione). Le misure di corrente di Side2 sono in entrambi i casi derivate dal lato centro stella del generatore e le misure di tensione sono derivate dal montante di macchina.

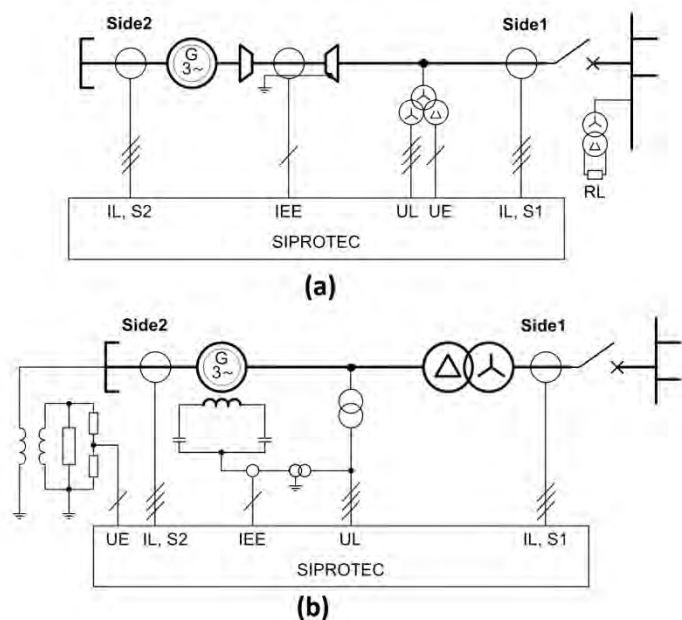


Fig. 3.10 Schema di inserzione della protezione Siemens Siprotec 7UM62: a) protezione di generatore; b) protezione di unità

La protezione opera in per unità, cioè divide tutte le grandezze misurate per i valori nominali dell'oggetto da proteggere, i quali devono essere inseriti all'interno del dispositivo. Anche le caratteristiche nominali dei trasformatori di misura devono essere inserite all'interno della protezione.

Ogni funzione di protezione necessita l'impostazione di un certo numero di tarature. Ad ogni taratura corrisponde un indirizzo diverso, all'interno del quale verrà salvato il corrispettivo valore di soglia impostato.

3.2 IMPIANTO IDROELETTRICO DI MISICUNI, BOLIVIA

Lo strumento sviluppato è stato applicato alla taratura delle protezioni di generatore dell'impianto idroelettrico di Misicuni, attualmente in fase di progettazione. L'impianto in oggetto sarà situato in Bolivia, a circa 30 km a nord ovest della città di Cochabamba, nella provincia di Cercado. In Fig. 3.11 è riportata la localizzazione geografica dell'impianto.



Fig. 3.11 Localizzazione geografica dell'impianto

L'impianto presenterà un salto di oltre mille metri e sarà alimentato dalla diga di Misicuni, in fase di costruzione sull'omonimo fiume. Oltre alla fornitura del salto utile per la produzione di energia elettrica, la diga sarà utilizzata per l'approvvigionamento di acqua potabile e di irrigazione dell'intera popolazione urbana della valle di Cochabamba. Il miglioramento della disponibilità di acqua rappresenta una necessità per il superamento dei principali ostacoli allo sviluppo economico, sociale e culturale della valle di Cochabamba [19].

Nella Fig. 3.12 e nella Fig. 3.13 sono raffigurate due foto della diga di Misicuni, vista rispettivamente da monte e da valle.

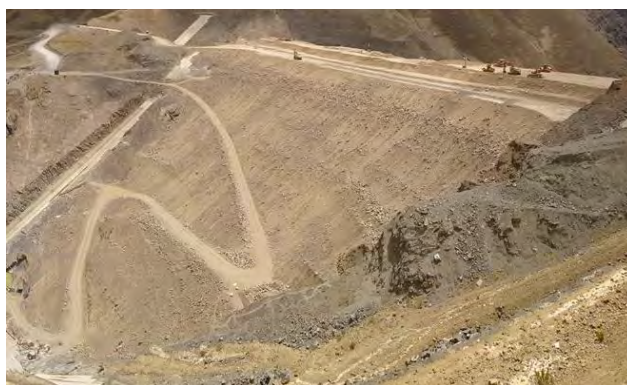


Fig. 3.12 Diga di Misicuni vista da monte



Fig. 3.13 Diga di Misicuni vista da valle

L'impianto sarà costituito da due turbine di tipo Pelton, per una potenza complessiva di circa 100 MW. Esso consisterà in due gruppi di produzione costituiti da un generatore da 49,5 MVA e dal relativo trasformatore elevatore. I due gruppi saranno connessi sulla medesima sbarra A.T., secondo lo schema unifilare riportato in Fig. 3.14. I due generatori e i due trasformatori elevatori saranno identici tra di loro.

È inoltre prevista l'alimentazione dei servizi ausiliari dalla sbarra A.T., tramite un trasformatore per i servizi ausiliari dedicato.

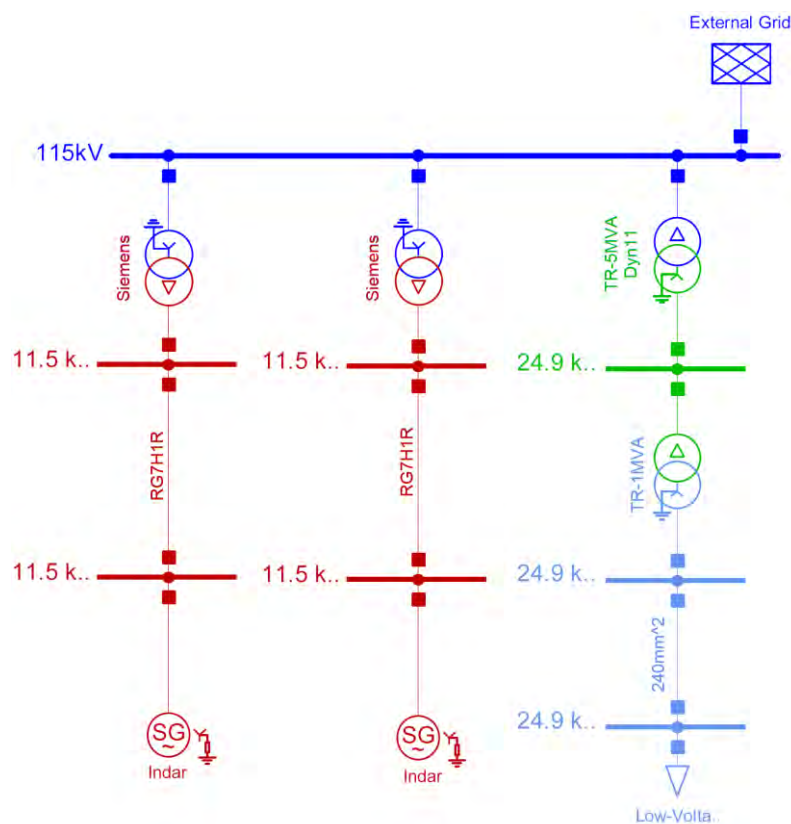


Fig. 3.14 Schema unifilare dell'impianto di produzione

In Fig. 3.15 è raffigurato lo schema unifilare di un gruppo di produzione, con le relative protezioni abilitate. Come si può vedere lo schema prevede l'utilizzo di due relè di protezione separati.

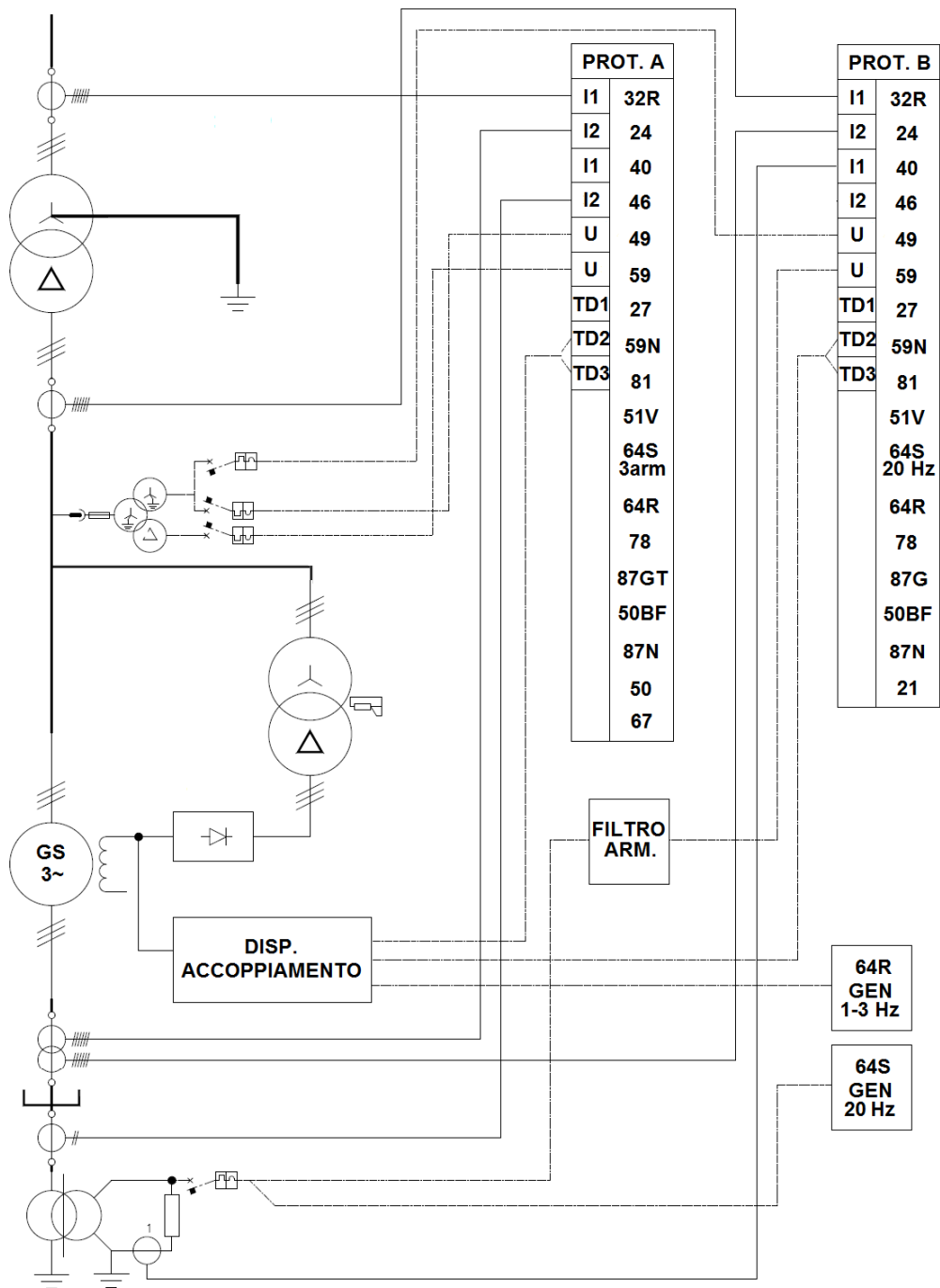


Fig. 3.15 Schema unifilare di un gruppo di produzione con le relative protezioni

Di seguito si riportano i dati dell'impianto utili al fine della taratura delle protezioni dei generatori.

Nella Tabella 3.1 sono riportati i dati dei generatori.

Tabella 3.1 Dati dei generatori

Numero di generatori	2
Potenza nominale	49,5 [MVA]
Tensione nominale	11,5 [kV]
Fattore di potenza nominale	0,85
Corrente nominale	2485 [A]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Reattanza sincrona secondo l'asse diretto (x_d)	1,35 [p.u.]
Reattanza sincrona secondo l'asse in quadratura (x_q)	0,832 [p.u.]
Reattanza transitoria secondo l'asse diretto (x'_d)	0,271 [p.u.]
Reattanza transitoria secondo l'asse in quadratura (x'_q)	0,832 [p.u.]
Reattanza sub transitoria secondo l'asse diretto (x''_d)	0,153 [p.u.]
Reattanza sub transitoria secondo l'asse in quadratura (x''_q)	0,164 [p.u.]
Reattanza alla sequenza inversa (x_2)	0,159 [p.u.]
Reattanza alla sequenza omopolare (x_0)	0,084 [p.u.]
Range di regolazione della tensione	± 5 [%]
Tipo di messa a terra	Trasformatore di messa a terra
Resistenza di messa a terra, valori secondari	4,5 [Ω]
Reattanza di messa a terra, valori secondari	0 [Ω]
Rapporto di trasformazione del trasformatore di messa a terra	11,5/ $\sqrt{3}$: 0,5 [kV]

Nella Fig. 3.16 è riportata la curva di capability dei generatori alla tensione nominale.

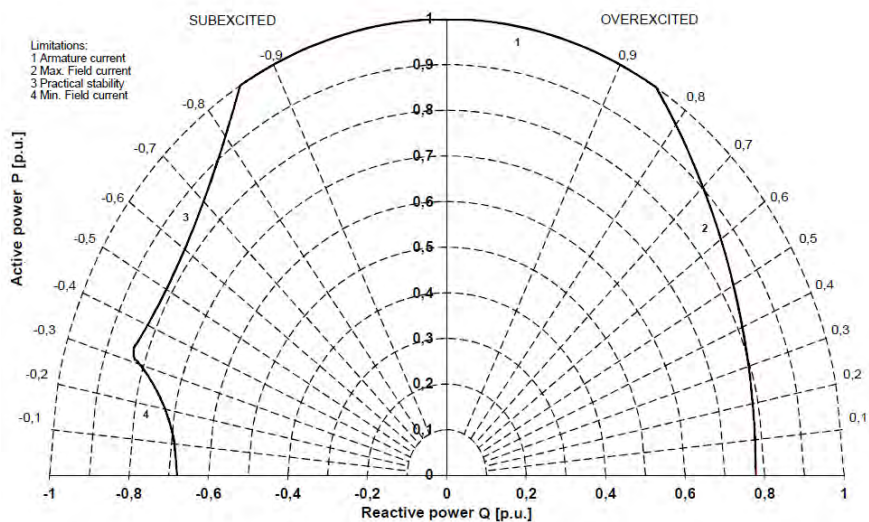


Fig. 3.16 Curva di capability dei generatori alla tensione nominale

Nella Fig. 3.16 è riportata la curva di rendimento dei generatori.

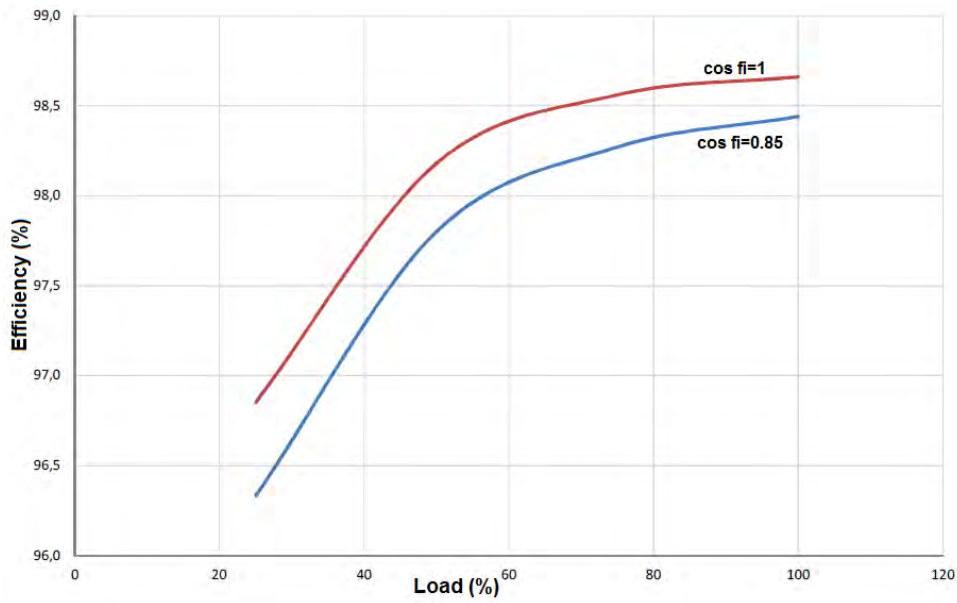


Fig. 3.17 Curva di rendimento dei generatori

Nella Fig. 3.18 è riportata la curva di danneggiamento termico nei confronti della corrente di terra dei generatori.

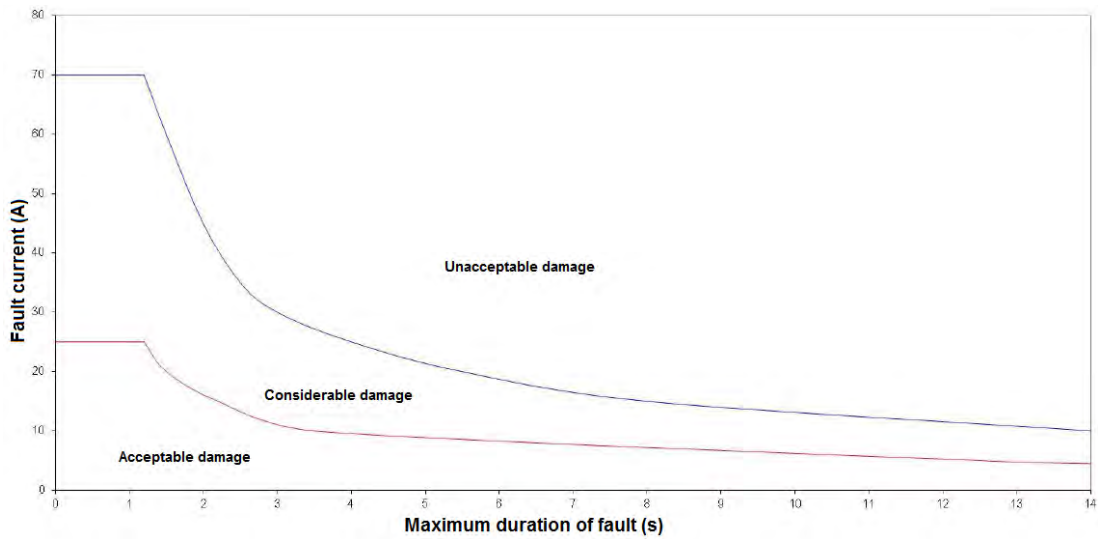


Fig. 3.18 Curva di danneggiamento termico per la corrente di terra dei generatori

Nella Fig. 3.19 è riportata la curva di sequenza inversa dei generatori.

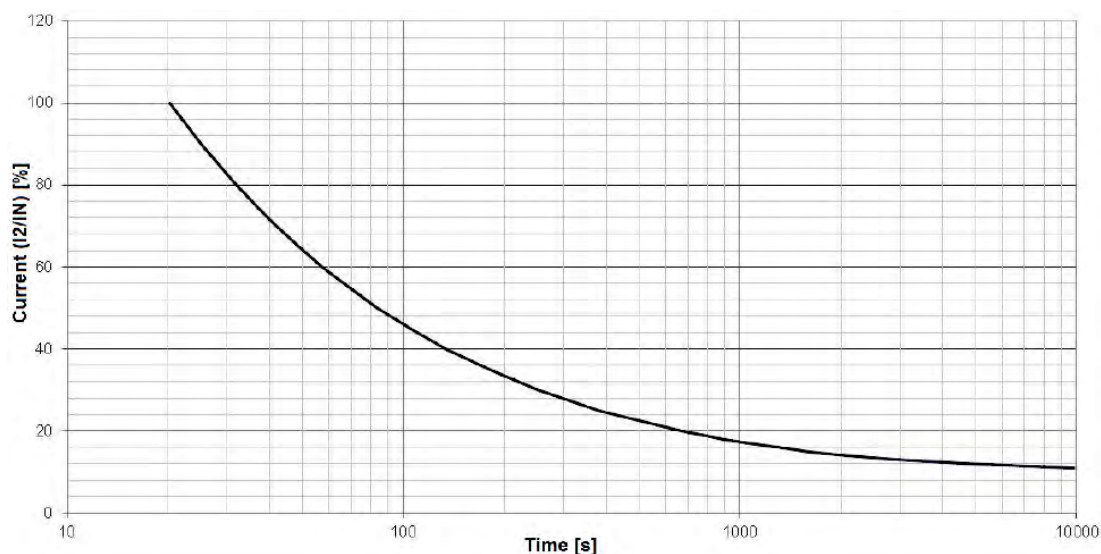


Fig. 3.19 Curva di sequenza inversa dei generatori

Nella Tabella 3.2 sono riportati i dati dei trasformatori elevatori.

Tabella 3.2 Dati dei trasformatori elevatori

Numero di trasformatori elevatori	2
Potenza nominale	50 [MVA]
Tensione nominale primaria	115 [kV]
Tensione nominale secondaria	11,5 [kV]
Rapporto di trasformazione	10
Range di regolazione a vuoto	115 ± 5x2,5 [%]
Numero di tacche di regolazione	5
Corrente nominale primaria	251,02 [A]
Corrente nominale secondaria	2510,22 [A]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Perdite a vuoto	20 [kW]
Corrente a vuoto	0,5 [%]
Perdite di corto circuito	215 [kW]
Tensione di corto circuito	12 [%]
Tipo	YNd
Gruppo	11

Nella Tabella 3.3 sono riportati i dati della rete.

Tabella 3.3 Dati della rete

Tensione nominale	115 [kV]
Corrente iniziale di corto circuito massima	4,54122 [kA]
Rapporto R/X per il calcolo della corrente di corto circuito massima	0,18874
Rapporto Z_2/Z_1 per il calcolo della corrente di corto circuito massima	1,03215
Rapporto X_0/X_1 per il calcolo della corrente di corto circuito massima	2.09644

Rapporto R_0/X_0 per il calcolo della corrente di corto circuito massima	0,27843
Corrente iniziale di corto circuito minima	2,49896 [kA]
Rapporto R/X per il calcolo della corrente di corto circuito minima	0,23311
Rapporto Z_2/Z_1 per il calcolo della corrente di corto circuito minima	1,02411
Rapporto X_0/X_1 per il calcolo della corrente di corto circuito minima	1,89014
Rapporto R_0/X_0 per il calcolo della corrente di corto circuito minima	0,30624

Nella Fig. 3.20 sono riportate le grandezze nominali dei trasformatori di misura.

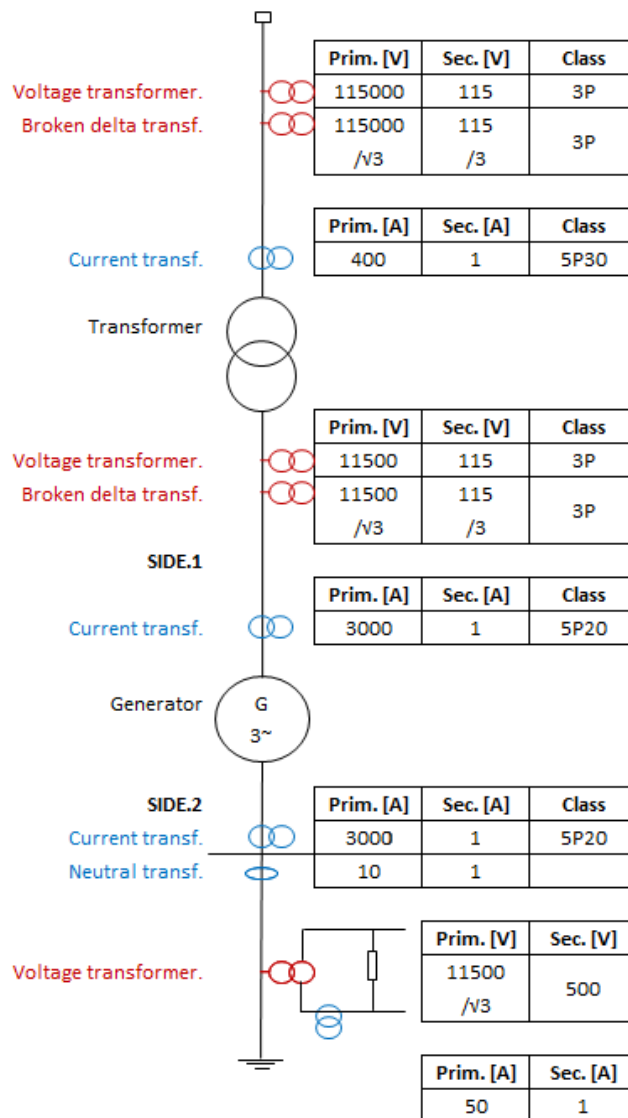


Fig. 3.20 Dati dei trasformatori di misura

3.2.1 Calcolo delle correnti di corto circuito

Di seguito si riportano alcune delle correnti di corto circuito calcolate direttamente dal programma. La validità dei valori delle correnti di corto circuito fornite dal programma è stata verificata tramite una simulazione con il software DIGSILENT.

Tabella 3.4 Correnti di corto circuito trifase massime ai morsetti del generatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	17,55	15,57	33,09
i_p [kA]	45,04	39,06	84,09
I_b [kA]	12,20	15,57	27,77

Tabella 3.5 Correnti di corto circuito trifase massime lato AT del trasformatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	0,99	4,54	5,52
i_p [kA]	2,73	10,12	12,86
I_b [kA]	0,99	4,54	5,53

Tabella 3.6 Correnti di corto circuito bifase massime ai morsetti del generatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	14,91	13,41	28,29
i_p [kA]	38,25	33,64	71,89

Tabella 3.7 Correnti di corto circuito bifase massime lato AT del trasformatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	0,85	3,87	4,71
i_p [kA]	2,34	8,63	10,97

Tabella 3.8 Correnti di corto circuito bifase terra massime ai morsetti del generatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	14,91	13,41	28,30
i_p [kA]	38,26	33,64	71,90

Tabella 3.9 Correnti di corto circuito bifase terra massime lato AT del trasformatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	1,20	4,18	5,31
i_p [kA]	3,31	9,32	12,63

Tabella 3.10 Correnti di corto circuito monofase massime ai morsetti del generatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [A]	9,20	0,00	9,20
i_p [A]	23,62	0,00	23,62

Tabella 3.11 Correnti di corto circuito monofase massime lato AT del trasformatore

	Contributo del generatore	Contributo della rete	Corrente totale
I''_k [kA]	1,23	3,27	5,13
i_p [kA]	3,39	7,29	10,68

3.3 CONSIGLI DI TARATURA E APPLICAZIONE AL CASO PRATICO DELL'IMPIANTO DI MISICUNI

In questo paragrafo si riportano i consigli di taratura ritrovati in letteratura. Gli stessi consigli di taratura sono stati implementati all'interno dello strumento di taratura sviluppato; essi sono in grado di adattarsi in modo automatico in funzione dei dati dell'impianto.

Per ognuna delle funzioni protettive considerate, si elencano separatamente i consigli di taratura generali dai consigli particolari per il relè di protezione Siemens Siprotec 7UM62.

Si riportano infine i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni. In particolare si riportano le maschere di taratura riassuntive delle soglie di ciascuna funzione protettiva. Per semplicità si è ipotizzato che i valori forniti dallo strumento di taratura siano gli stessi che si andranno effettivamente a impostare all'interno della protezione.

3.3.1 Protezione differenziale 87

La taratura della protezione differenziale è stata effettuata prendendo come riferimento lo schema compensato (paragrafo 2.4.1.2), nel quale, oltre al calcolo della corrente differenziale I_{diff} , si effettua il calcolo della corrente di stabilizzazione I_{rest} . Questo schema di protezione è peraltro quello più utilizzato dai relè numerici multifunzionali.

Consigli di taratura per le soglie generali

Il numero di tratti a pendenza diversa che definiscono la caratteristica di intervento può variare in funzione della marca del relè; quello che è comune a tutte le marche è la presenza di due soglie di corrente differenziale: **Idiff>** e **Idiff>>**. Per correnti differenziali minori di **Idiff>** la protezione non interviene in nessun caso, mentre per correnti differenziali maggiori di **Idiff>>** la protezione interviene sempre.

È necessario differenziare i criteri di taratura a seconda del fatto che l'oggetto protetto sia il solo generatore, oppure l'unità costituita da generatore e trasformatore elevatore.

Protezione di generatore

Per la protezione di generatore la prima soglia di corrente differenziale **Idiff>** deve essere impostata a valori non inferiori al 5% della corrente nominale del generatore [12]. È sconsigliabile scendere al di sotto di questo valore, in quanto questa soglia deve avere un certo margine rispetto agli errori di misura introdotti dai due TA. La **Idiff>** può quindi essere impostata a un valore maggiore della somma degli errori commessi dai due TA. Si può prendere come errore commesso dai TA il valore dell'errore composto. Valori orientativi della prima soglia sono tra il 10% e il 20% della corrente nominale del generatore.

Per la seconda soglia di corrente differenziale **Idiff>>** si consiglia di impostare un valore maggiore del valore di regime della corrente di corto circuito transitoria, cioè $I_{diff>>} > I_{N,generatore}/x'_d$, dove x'_d è il valore in p.u. della reattanza transitoria del generatore. Con valori tipici di x'_d compresi tra 0,15 e 0,35 si ottengono valori di **Idiff >>** tra $(3\div 7) I_{N,generatore}$.

Protezione di unità

Se l'oggetto protetto è costituito dall'insieme generatore + trasformatore, la protezione differenziale deve avere una sensibilità minore, a causa della presenza dell'errore d'angolo e dell'errore di rapporto introdotti dal trasformatore (si veda anche 2.4.1.5). La prima soglia di corrente differenziale **Idiff>** deve quindi essere maggiore rispetto al caso precedente, indicativamente attorno a valori del 20 - 40% della corrente nominale. Durante la messa in esercizio va verificato che il valore della soglia di intervento selezionato sia almeno doppio rispetto alla corrente differenziale stazionaria presente durante l'esercizio in assenza di guasto.

Per quanto riguarda la seconda soglia di corrente differenziale **Idiff>>**, essa deve essere maggiore del reciproco della tensione di corto circuito percentuale del trasformatore, cioè $I_{diff>>} > 1/uk\%$.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La Fig. 3.21 riporta la caratteristica di intervento della protezione differenziale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62.

Il ramo **a** rappresenta la prima soglia della protezione (**Idiff>**) e tiene conto di un errore dovuto alle componenti di disturbo costanti, dovute per esempio alla corrente di magnetizzazione dei TA. Il ramo **b** considera gli errori di misura proporzionali alla corrente stessa, che derivano da errori di trasformazione dei TA o da errori dei trasduttori di ingresso dell'apparecchio. Il tratto **c** fornisce una stabilizzazione addizionale per correnti di valore elevato, le quali possono provocare la saturazione dei TA. In generale, una pendenza più elevata provoca una maggiore stabilità nei confronti della saturazione, ma causa una minore sensibilità della protezione. Infine, per correnti superiori alla seconda soglia di protezione (**Idiff>>**, tratto **d**), il comando di apertura è inviato indipendentemente dal valore di I_{rest} ; in questo modo si ha sempre l'apertura per correnti di guasto interno che causano la circolazione di una corrente differenziale superiore al valore della seconda soglia.

I segmenti **b** e **c** sono identificati da un punto base, costituito dall'intersezione con l'asse I_{rest} della retta sulla quale essi giacciono e da una pendenza rispetto allo stesso asse.

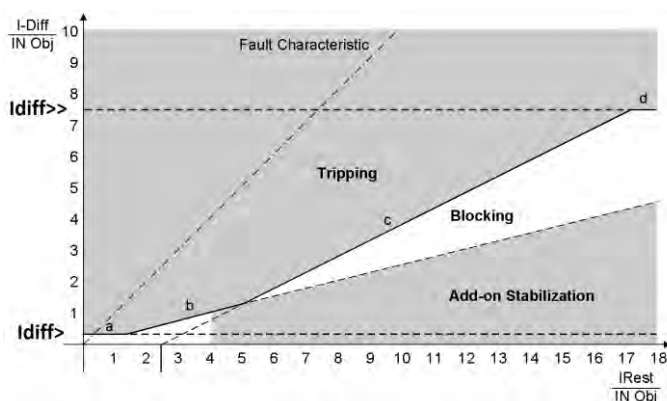


Fig. 3.21 Caratteristica di intervento della protezione differenziale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 e zona di stabilizzazione supplementare

Oltre alla comparazione dei valori di corrente misurati con la caratteristica di intervento, la protezione prevede le seguenti funzioni aggiuntive [14]:

- *Stabilizzazione supplementare*: serve ad evitare l'intervento per guasti esterni. In caso di guasti esterni, infatti, il punto di lavoro può spostarsi fino a cadere all'interno della zona di scatto della protezione. Al verificarsi di un guasto esterno, si ha innanzitutto un valore molto elevato della corrente di stabilizzazione I_{rest} con un valore molto piccolo di I_{diff} , seguito dall'ingresso del punto di lavoro nella zona di scatto a causa dell'aumento della I_{rest} causato dalla saturazione di uno dei due TA in misura maggiore rispetto all'altro. Il punto di lavoro si muove quindi nei primi istanti su una zona tipica del guasto esterno, permettendo il suo riconoscimento. Lo scatto della protezione viene bloccato per un tempo impostabile (indirizzo 2062A) se il punto di lavoro cade all'interno di questa zona, definita zona di stabilizzazione supplementare (si veda la Fig. 3.21). Questa zona è delimitata da un punto base (indirizzo 2061A) e dalla pendenza del segmento **b**. Il criterio di stabilizzazione supplementare nei confronti della saturazione dei TA è sempre presente all'interno della protezione e non è disattivabile manualmente.
- *Blocco di seconda armonica*: un trasformatore, all'atto della sua inserzione, assorbe un picco di corrente avente un elevato contenuto armonico (*inrush current*). La protezione prevede il blocco dello scatto per un tempo impostabile (indirizzo 2072A) se l'ampiezza della seconda armonica nella corrente differenziale supera una certa soglia regolabile (indirizzo 2071), al fine di evitare uno scatto durante l'inserzione del trasformatore. Questa funzione è utile quando l'oggetto protetto consiste nell'intera unità generatore - trasformatore. È inoltre possibile prevedere il blocco di un'ulteriore armonica oltre alla seconda (indirizzi 2076 e 2077A). La terza armonica viene solitamente eliminata dagli avvolgimenti del trasformatore connessi a triangolo, quindi di solito si prende in considerazione la quinta armonica, come armonica addizionale. È possibile decidere se attivare o disattivare questi criteri, tramite gli indirizzi 2006 e 2007.
- *Aumento della soglia di intervento*: serve ad evitare di avere scatti intempestivi all'inserzione di un oggetto precedentemente non energizzato. All'atto dell'inserzione, infatti, si potrebbe avere l'assorbimento di elevate correnti di magnetizzazione, le quali verrebbero viste dal relè come delle correnti differenziali e ne provocherebbero lo scatto intempestivo. Questa funzione è utile per la protezione dei generatori.

Essa viene attivata se la corrente di stabilizzazione di una fase scende al di sotto di un valore regolabile (indirizzo 2051), per il quale si può considerare che l'oggetto protetto non sia energizzato. In condizioni normali, la corrente di stabilizzazione è circa doppia rispetto alla corrente passante. Quindi se essa assume valori inferiori rispetto a questa soglia, vuol dire che l'oggetto da proteggere non è energizzato. Se siamo in queste condizioni, la corrente differenziale viene divisa per un fattore impostabile (fattore di aumento della caratteristica all'inserzione, indirizzo 2052A), prima di essere confrontata con la caratteristica di intervento; ciò equivale a una traslazione verso l'alto della caratteristica di intervento stessa, come rappresentato in Fig. 3.22. Trascorso un tempo impostabile (indirizzo 2053), l'aumento della caratteristica viene annullato. È possibile decidere se attivare o disattivare questo criterio, tramite l'indirizzo 2005.

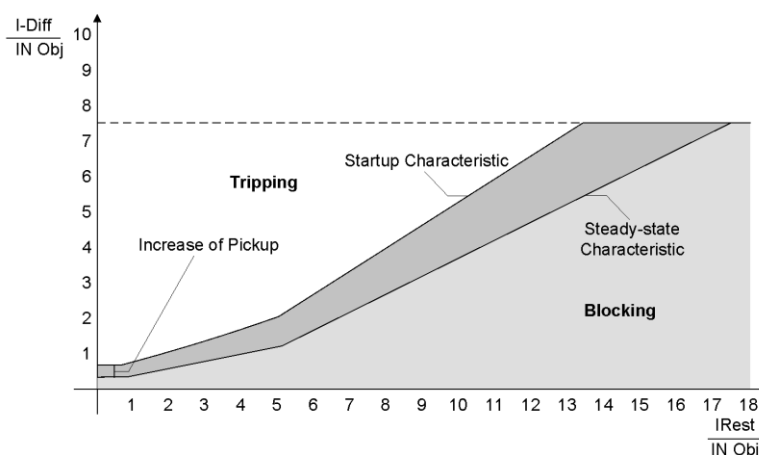


Fig. 3.22 Aumento della soglia di intervento della protezione differenziale

È necessario differenziare i criteri di taratura a seconda che l'oggetto protetto sia il solo generatore oppure l'unità costituita da generatore e trasformatore elevatore.

Protezione di generatore

Nel caso di protezione di generatore, le pendenze dei diversi tratti devono essere scelte in modo da mantenere la necessaria insensibilità nei confronti di un guasto esterno, il quale può provocare la saturazione dei TA e portare a uno scatto intempestivo.

Per quanto riguarda la pendenza del ramo **b** della caratteristica, se i due trasformatori di corrente sono identici, il valore di default di 0,25 può essere ridotto a 0,15. Il punto base di questo tratto può essere impostato a 0 (valore di default).

Per quanto riguarda la pendenza del ramo **c**, il valore di 0,5 può essere ritenuto soddisfacente. Il punto base di questo tratto può essere impostato a 2,5 [20].

Si consiglia di abilitare l'aumento della soglia della caratteristica di intervento all'inserzione (indirizzo 2005). Per il fattore di aumento della caratteristica (indirizzo 2052) si consiglia un valore pari a 2.

Per quanto riguarda la stabilizzazione supplementare nei confronti della saturazione dei TA, il valore di corrente limite (indirizzo 2061A) che definisce la zona di stabilizzazione (si veda Fig. 3.21) può essere impostato a $4 I_{IN O}$, ritenendo che con una corrente di stabilizzazione I_{rest} inferiore a questo valore i TA non siano ancora in condizioni di saturazione. Per la durata del tempo di blocco (indirizzo

2062A), il valore di default di 20 cicli può essere considerato un buon valore di riferimento, ritenendo che dopo questo lasso di tempo sia avvenuto l'intervento delle protezioni per guasto esterno.

La protezione differenziale costituisce la protezione principale per guasti di fase, quindi il tempo di ritardo del suo intervento dovrebbe essere nullo.

Protezione di unità

In caso di protezione di unità, per quanto riguarda la pendenza del ramo **b**, bisogna impostare un valore più alto rispetto al caso della protezione di generatore; un buon valore è circa 0,25. Il punto base di questo tratto può essere impostato a 0 (valore di default).

Per quanto riguarda la pendenza del ramo **c**, il valore di default di 0,5 può essere ritenuto soddisfacente. Il punto base di questo tratto può essere impostato a 2,5 (valore di default).

Le soglie possono essere aumentate per applicazioni nelle quali un trasformatore per i servizi ausiliari o un trasformatore di eccitazione di taglia relativamente piccola è derivato all'interno della zona protetta dalla protezione differenziale. Se la corrente derivata dal trasformatore è maggiore di circa il 5% della corrente nominale del generatore, può essere inoltre necessario prevedere un terzo ramo di protezione, che vada a misurare anche questa corrente e ne tenga conto nel calcolo della corrente differenziale e della corrente di stabilizzazione.

Si consiglia di abilitare il blocco di seconda armonica e il blocco dell'armonica n (indirizzi 2006 e 2007). Si può scegliere come armonica aggiuntiva la quinta armonica, in quanto le terze armoniche vengono automaticamente eliminate dall'avvolgimento a triangolo del trasformatore.

La soglia minima di corrente di seconda armonica per bloccare lo scatto (indirizzo 2071) può essere impostata al 15% della corrente nominale. In casi eccezionali con condizioni di inserzione particolarmente sfavorevoli, si può eseguire una maggiore stabilizzazione abbassando questo valore di soglia. Per la durata del tempo di blocco della protezione nel caso di superamento della soglia di corrente di seconda armonica (indirizzo 2072A) si può impostare un valore pari a 3 cicli, ritenendo che trascorso questo lasso di tempo le correnti di inserzione si siano esaurite.

La soglia minima di corrente di armonica di ordine n per bloccare lo scatto (indirizzo 2076) può essere impostata al 30% della corrente nominale [14].

Per quanto riguarda la stabilizzazione supplementare nei confronti della saturazione dei TA, il valore di corrente limite (indirizzo 2061A) che definisce la zona di stabilizzazione (si veda Fig. 3.21) può essere impostato a un valore pari a $4 I/InO$. Questo valore deve essere in ogni caso maggiore del valore di corrente di stabilizzazione I_{rest} che si ha durante il normale funzionamento in assenza di guasto, cioè deve essere maggiore di $2 I/InO$. Per la durata del tempo di blocco (indirizzo 2062A), il valore di default di 15 cicli rappresenta un buon valore di riferimento.

La protezione differenziale costituisce la protezione principale per guasti di fase, quindi il tempo di ritardo del suo intervento dovrebbe essere nullo.

Rappresentazione dei punti di funzionamento

Come spiegato nel paragrafo 2.4.1.2, la protezione differenziale può trovarsi a funzionare in tre diverse condizioni: funzionamento in assenza di guasto, funzionamento in presenza di guasto interno alla zona protetta e funzionamento in presenza di guasto esterno. In caso di funzionamento in

assenza di guasto e in caso di guasto esterno si ha $I_{diff}=0$ e I_{rest} uguale a due volte il valore della corrente passante, mentre in caso di guasto interno alla zona protetta il punto di lavoro si trova su una retta passante per l'origine con pendenza di 45° . È possibile quindi rappresentare nel grafico della caratteristica di intervento della protezione i punti corrispondenti a questi tre regimi di funzionamento.

La rappresentazione di ogni punto di lavoro possiede una certa incertezza, causata dagli errori di misura dei TA. Per ogni punto di lavoro bisogna quindi considerare anche le rispettive barre di errore. Il valore dell'errore massimo commesso corrisponde alla somma degli errori composti (ricavabili dalla classe di precisione) delle due terne di TA dai quali è derivata la protezione differenziale.

Un esempio di rappresentazione dei punti di funzionamento relativi alle tre condizioni discusse, con le relative barre di errore, è riportato in Fig. 3.23.

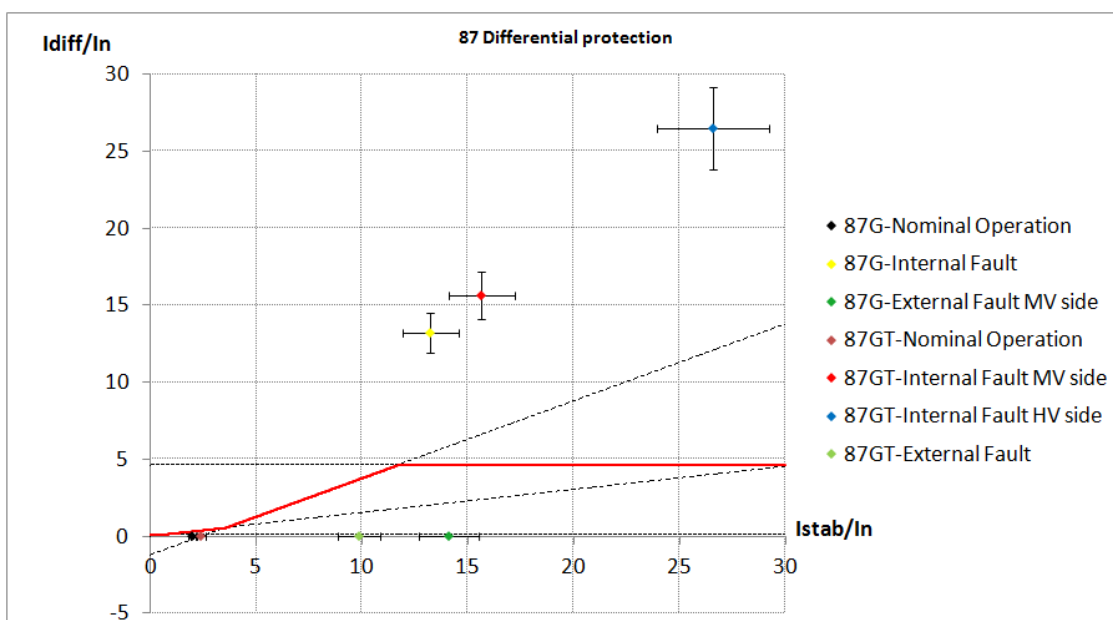


Fig. 3.23 Esempio di rappresentazione dei punti di funzionamento sulla caratteristica di intervento della protezione differenziale

In questa figura è stato preso in considerazione il funzionamento sia come protezione di generatore (87G) che come protezione di unità (87GT).

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.12 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

CAPITOLO 3 - SVILUPPO DI UNO STRUMENTO PER LA TARATURA ASSISTITA DEI RELÈ DI PROTEZIONE E APPLICAZIONE AL CASO PRATICO DELLA CENTRALE DI MISICUNI (BOLIVIA)

Tabella 3.12 Maschera di taratura della protezione differenziale dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
2001	87 Differential Protection				ON	ON
					OFF	
					Block relay	
2005	87 Increase of Trip Char. During Start				ON	ON
					OFF	
2006	87 2nd Harmonic Inrush Current				ON	OFF
					OFF	
2007	87 n. Harmonic Inrush Current				3. Harmonic	OFF
					5. Harmonic	
					OFF	
2021	87-1 I-DIFF>	[I/InO]	0,05	2,00	0,01	0,12
2026A	87-1 T I-DIFF> Time Delay	[s]	0	60	0,01	0,00
					∞	
2031	87-2 I-DIFF>>	[I/InO]	0,5	12,0	0,1	4,6
					∞	
2036A	87-2 T I-DIFF>> Time Delay	[s]	0	60	0,01	0,00
					∞	
2041A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic		0,10	0,50	0,01	0,15
2042A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	[I/InO]	0,00	2,00	0,01	0,00
2043A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic		0,25	0,95	0,01	0,50
2044A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	[I/InO]	0,00	10,00	0,01	2,50
2051A	87 I-RESTRAINT for Start Detection	[I/InO]	0,00	2,00	0,01	0,10
2052A	87 Factor for Increas. of Char. at Start		1,0	2,0	0,1	2,0
2053	87 Maximum Permissible Starting Time	[s]	0,0	180,0	0,1	5,0
2061A	87 Pickup for Add-on Stabilization	[I/InO]	2,00	15,00	0,01	4,00
2062A	87 Duration of Add-on Stabilization	[cycle]	2	250	1	20
					∞	
2063A	87 Time for Cross-block Add-on Stabiliz.	[cycle]	2	1000	1	
					0	
					∞	
2071	87 2nd Harmonic Content in I-DIFF	[%]	10	80	1	
2072A	87 Time for Cross-blocking 2nd Harm.	[cycle]	2	1000	1	
					0	
					∞	
2076	87 n-th Harmonic Content in I-DIFF	[%]	10	80	1	
2077A	87 Time for Cross-blocking n-th Harm.	[cycle]	2	1000	1	
					0	
					∞	

Essendo l'oggetto protetto costituito dal solo generatore, la funzione di aumento della caratteristica di intervento all'inserzione di carichi non energizzati è attiva, mentre le funzioni di blocco della seconda armonica e dell'armonica n sono inattive.

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di corrente differenziale sono state calcolate nel seguente modo:

$$Idiff > = 1,2 \cdot (\text{somma errori composti dei TA di misura}) = 1,2 \cdot (5\% + 5\%) = 0,12 \left[\frac{I}{In0} \right]$$

$$Idiff \gg = 1,25 \cdot \frac{1}{x_d'} = 1,25 \cdot \frac{1}{0,271} = 4,6 \left[\frac{I}{In0} \right]$$

dove x_d' è la reattanza transitoria secondo l'asse diretto del generatore, in p.u.

Le celle non compilate della colonna "Secondary" si riferiscono a valori di taratura per i quali non sono stati ritrovati consigli o che non sono necessari per il funzionamento della protezione con questa configurazione.

3.3.2 Protezione di massima corrente indipendente a tempo definito 50

Consigli di taratura per le soglie generali

La protezione interviene con un tempo di ritardo definito **T I>**, al superamento della soglia di corrente **I>**. Le soglie di taratura generali sono quindi **I>** e **T I>**.

Per quanto riguarda il valore della corrente di taratura **I>**, si può scegliere un valore circa il 20 - 30% maggiore della corrente nominale nel caso di protezione di generatore, oppure circa il 40% maggiore nel caso di protezione di unità, al fine di evitare l'intervento della protezione per sovraccarichi. La protezione di massima corrente deve infatti intervenire solo per corto circuiti e non per sovraccarichi.

Se non c'è la protezione differenziale, la protezione di massima corrente è la protezione principale per i guasti di fase, e si può prevedere un tempo di ritardo **T I>** breve (dell'ordine di 100 ms) o nullo. Se invece c'è già la differenziale, bisogna prevedere un ritardo maggiore (circa 250 ms), in quanto la massima corrente costituisce la protezione di riserva.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione 50 del relè Siemens è dotata di uno sblocco di minima tensione, il quale possiede una soglia **U<** e si mantiene per un tempo **T SEAL IN**.

Lo sblocco di minima tensione dovrebbe essere abilitato ogni qualvolta la tensione di eccitazione è derivata dal montante di macchina e il tempo di ritardo **T I>** è maggiore di zero, in quanto durante questo tempo è possibile avere la ricaduta della protezione a causa della rapida diminuzione della corrente di guasto dovuta alla mancanza della tensione di eccitazione.

Per la soglia di tensione **U<** si consiglia di impostare un valore minore della minima tensione concatenata ammissibile, riportato al secondario dei TV (ad esempio l'80% della tensione nominale

dell'oggetto protetto). In questo modo un abbassamento della tensione del generatore durante il suo normale funzionamento non provoca l'attivazione dello sblocco di minima tensione.

Per quanto riguarda la durata **T SEAL IN** di mantenimento dello sblocco di minima tensione, è consigliabile impostare un valore maggiore del tempo di intervento della protezione **T I>**, in modo da garantirne il corretto funzionamento. Infatti, se il tempo di mantenimento **T SEAL IN** fosse minore del tempo di intervento **T I>**, allo scadere di **T SEAL IN** si avrebbe la ricaduta della protezione prima che fosse trascorso il tempo di intervento **T I>** e quindi la protezione non potrebbe più intervenire.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.13 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.13 Maschera di taratura della protezione di massima corrente a tempo definito dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
1201	50/51 Overcurrent Time Protection I>				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
1202	50/51-1 I> Pickup	[A]	0,05	20,00	0,01	1,04
1203	50/51-1 T I> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01 ∞	0,25
1204	50/51 State of Undervoltage Seal-in				ON	ON
					OFF	
1205	50/51 Undervoltage Seal-in Pickup	[V]	10,0	125,0	0,1	92,0
1206	50/51 Duration of Undervoltage Seal-in	[s]	0,10	60,00	0,01	0,30
1207A	50/51 I> Drop Out Ratio		0,90	0,99	0,01	

Le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$I > = 1,25 \cdot I_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{I_{n \text{ sec}}}{I_{n \text{ prim}}} = 1,25 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 1,04 \text{ [A}_{\text{sec}}]$$

$$U < = 0,80 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 0,80 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 92 \text{ [V}_{\text{sec}}]$$

$$T I > = 250 \text{ [ms]}$$

$$T \text{ SEAL IN} = 1,2 \cdot T I > = 1,2 \cdot 250 = 300 \text{ [ms]}$$

dove $I_{n \text{ Gen}}$ è la corrente nominale del generatore, $I_{n \text{ prim}}$ e $I_{n \text{ sec}}$ sono le correnti nominali rispettivamente primaria e secondaria dei TA di fase, $U_{n \text{ Gen}}$ è la tensione nominale del generatore e $U_{n \text{ prim}}$ e $U_{n \text{ sec}}$ sono le tensioni nominali primaria e secondaria dei TV di misura.

È stato impostato un ritardo all'intervento $T I>$ di 250 ms a causa della presenza della protezione differenziale. Lo sblocco di minima tensione è stato abilitato, in quanto la tensione di eccitazione è derivata direttamente dai morsetti della macchina.

3.3.3 Protezione direzionale di massima corrente indipendente a tempo definito 67

Consigli di taratura per le soglie generali

Questa protezione interviene con un tempo di ritardo definito $T I>>$, al superamento della soglia di corrente $I>>$. Le soglie di taratura generali sono quindi $I>>$ e $T I>>$.

Il valore della corrente di taratura $I>>$ dipende da dove sono collocati i TA di misura.

Se i TA si trovano lato morsetti del generatore (Side 1), in caso di guasto di fase interno al generatore, essi sono percorsi dal contributo della rete alla corrente di guasto. Al fine di interrompere questa corrente, la soglia $I>>$ si può impostare a un valore circa 1,2 - 1,3 volte maggiore rispetto alla corrente di corto circuito trifase massima del generatore. Il tempo di ritardo $T I>>$ può essere impostato a circa 100 ms.

Se invece i TA si trovano lato centro stella della macchina (Side 2), in caso di guasto di fase interno essi sono percorsi dal contributo del generatore alla corrente di guasto. La soglia $I>>$ si può impostare un valore circa 1,3 - 1,5 volte maggiore della corrente nominale del generatore, con un tempo di intervento di circa 250 ms se è presente la protezione differenziale e di 100 ms se è assente.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione 67 del relè Siemens rileva la direzione della corrente di guasto tramite la misura dell'angolo della corrente di guasto stessa nei confronti della tensione (si veda la Fig. 2.9). Oltre alle soglie $I>>$ e $T I>>$, è quindi necessario inserire nella protezione il valore dell'angolo limite ϕ e la direzione di intervento.

Si consiglia di attivare la funzione direzionale nel caso in cui la protezione sia collegata al gruppo di TA lato morsetti della macchina (Side 1). Il valore dell'angolo di discriminazione della direzione della corrente di guasto ϕ coincide con l'angolo dell'impedenza di corto circuito della rete a monte del generatore [14]. Se il generatore è connesso in rete tramite un trasformatore elevatore, si deve tener conto anche della sua impedenza di corto circuito. La direzione di intervento deve essere quella delle correnti entranti nella zona protetta.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.14 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.14 Maschera di taratura della protezione direzionale di massima corrente a tempo definito dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
1301	50/51 Overcurrent Time Protection I>>				OFF	ON
					ON	
					Block relay	
1302	50/51-2 Pickup	[A]	0,05	20,00	0,01	1,16
1303	50/51-2 Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01 ∞	0,25
1304	50/51 Phase Direction				Forward	
					Reverse	
1305	50/51 Line Angle	[°]	-90	90	1	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, la soglia di corrente è stata calcolata nel seguente modo:

$$I_{>>} = 1,40 \cdot I_{n\ Gen} \cdot \frac{I_{n\ sec}}{I_{n\ prim}} = 1,40 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 1,16 \quad [A_{sec}]$$

La funzione direzionale non è stata attivata, in quanto si è ipotizzato che le misure di corrente siano state derivate dal Side 2 (lato morsetti della macchina). Per questo gli indirizzi 1304 e 1305 non sono attivi. È stato impostato un ritardo all'intervento **T I>>** di 250 ms a causa della presenza della protezione differenziale.

3.3.4 Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso 51

Consigli di taratura per le soglie generali

Questa protezione interviene secondo una caratteristica a tempo inverso definita dalle formule riportate nelle norme IEC 60255-3 o ANSI/IEEE Std C37.112. Ad ogni valore di corrente corrisponde un tempo di intervento ricavabile da una formula specifica, in dipendenza del tipo di caratteristica utilizzato. Per la definizione di questa formula (e quindi della caratteristica di intervento), bisogna impostare una soglia di corrente **I_p** e un fattore di tempo moltiplicativo **T_p**.

La scelta di che tipo di caratteristica utilizzare dipende dalle esigenze di coordinamento con le protezioni a tempo inverso della rete a monte.

Anche il fattore di tempo moltiplicativo per la definizione della caratteristica di intervento deve essere tale da permettere un coordinamento selettivo con la protezione della rete a monte. Il suo valore esatto può essere ricavato con l'ausilio della caratteristica di intervento stessa (si veda la Fig. 3.24), andandolo a variare finché dal grafico non risulta che il tempo di intervento in caso di corto circuito sulla rete a monte non è uguale al valore desiderato **t***. Il valore del tempo di intervento **t*** è da scegliere in base a esigenze di coordinamento selettivo con le protezioni della rete a monte, in modo tale che la protezione della rete a monte abbia un tempo di intervento minore della protezione di generatore, in caso di guasto sulla linea uscente.

Con riferimento alla Fig. 3.24, si va a correggere il fattore di tempo moltiplicativo della caratteristica di intervento finché non si ottiene il tempo di intervento desiderato t^* in caso di guasto sulla rete a monte, il quale è caratterizzato dalla circolazione della corrente I_{ccHV} .

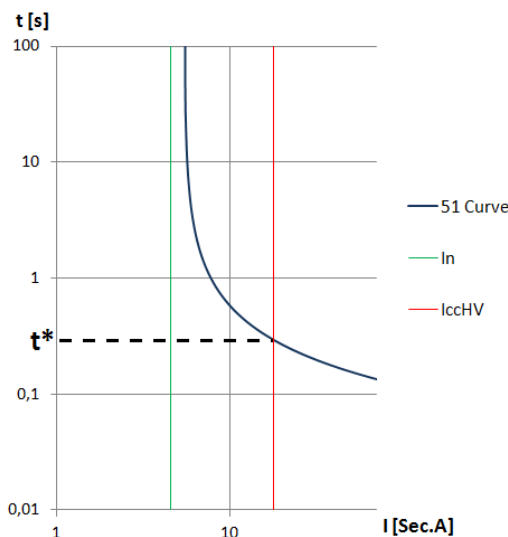


Fig. 3.24 Caratteristica di intervento della protezione di massima corrente a tempo inverso

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione 51 del relè Siemens non dispone di ulteriori soglie di taratura, oltre a quelle generali già discusse.

3.3.5 Protezione di massima corrente ritardata dipendente a tempo inverso comandata in tensione 51V

Consigli di taratura per le soglie generali

Questa protezione è simile alla precedente, solo che in essa è presente la possibilità di abilitare i criteri di tensione "Voltage Controlled" o "Voltage Restrained". Per rendere la protezione sensibile alla diminuzione della corrente di guasto, si consiglia di abilitare sempre uno di questi due criteri, specialmente in caso di derivazione della tensione di eccitazione dai morsetti della macchina.

La soglia di corrente I_p , necessaria per stabilire la caratteristica di intervento secondo le norme IEC o ANSI/IEEE, dipende da quale criterio di minima tensione è stato abilitato.

Se si usa il criterio del "Voltage Controlled", si consiglia di impostare la soglia di massima corrente I_p a un valore pari al 50% della corrente nominale del generatore, mentre la soglia di minima tensione U_k può essere impostata a un valore pari al 75% della tensione nominale; se si usa il criterio "Voltage Restrained", si consiglia di adottare una soglia di corrente I_p pari al 150% della corrente nominale (si veda la Fig. 2.11) [8].

In genere la soglia di massima corrente della protezione con Voltage Controlled può essere impostata a un valore minore della soglia della protezione con Voltage Restrained, e viene quindi preferita nel caso in cui si necessiti di una soglia di corrente minore.

La protezione con il criterio del Voltage Controlled è più facile da tarare e da coordinare con gli altri relè di protezione. La protezione con il criterio del Voltage Restrained è meno suscettibile a scatti intempestivi all'atto dell'inserzione delle macchine o durante le oscillazioni di potenza.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

Nel relè Siemens Siprotec 7UM62 le protezioni 51 e 51V sono riunite in un'unica funzione protettiva. All'indirizzo 1407 è possibile scegliere se e quale criterio di minima tensione abilitare.

La protezione 51V del relè Siemens presenta una caratteristica del criterio Voltage Restrained definita dalla Fig. 3.25.

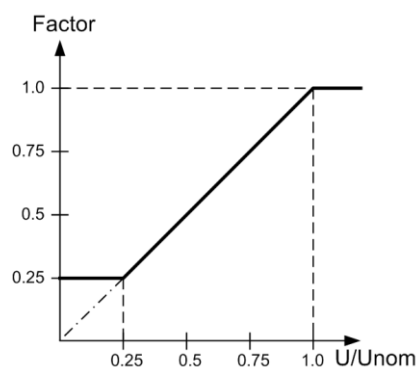


Fig. 3.25 Caratteristica del criterio Voltage Restrained del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Per tensioni ai morsetti del generatore maggiori o uguali alla tensione nominale, si applica una soglia di massima corrente pari a I_p ; per tensioni minori o uguali al 25% della tensione nominale, si applica una soglia di massima corrente pari al 25% di I_p ; per valori di tensione compresi tra il 25% e il 100% della tensione nominale, si segue una legge di proporzionalità lineare tra il valore di tensione e la soglia di massima corrente.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.15 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.15 Maschera di taratura della protezione di massima corrente a tempo inverso comandata in tensione dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
1401	51 Overcurrent Time Protection Ip				OFF ON Block Relay	ON
1402	51 Pickup	[A]	0,10	4,00	0,01	0,41
1403	51 Time Delay	[s]	0,05	3,20	0,01 ∞	
1404	51 Time Dial	[s]	0,50	15,00	0,01 ∞	
1405	51 IEC Curve				Normal Inverse Very Inverse Extremely Inv.	Normal Inverse
1406	51 ANSI Curve				Very Inverse Inverse Moderately Inv. Extremely Inv. Definite Inv.	
1407	51V Voltage Influence				without Volt. controll. Volt. restraint	Volt. control.
1408	51V U< Threshold for Release Ip	[V]	10,0	125,0	0,1	86,3

La caratteristica di intervento è stata scelta di tipo IEC Normal Inverse, ipotizzando che questo sia il tipo della caratteristica di intervento della protezione 51 della rete a monte. Gli indirizzi 1404 e 1406 andrebbero compilati solo se si fosse scelta una caratteristica di tipo ANSI; per questo motivo in essi non si è impostato nessun valore. Si è scelto di abilitare il criterio del "Voltage Controlled".

Le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$I_p = 0,50 \cdot I_{n\ Gen} \cdot \frac{I_{n\ sec}}{I_{n\ prim}} = 0,50 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 0,41 \quad [A_{sec}]$$

$$U < = 0,75 \cdot U_{n\ Gen} \cdot \frac{U_{n\ sec}}{U_{n\ prim}} = 0,75 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 86,3 \quad [V_{sec}]$$

3.3.6 Protezione di minima impedenza Z1

La protezione di minima impedenza costituisce, insieme alla protezione di massima corrente a tempo dipendente, la protezione di riserva nei confronti dei guasti di fase che non sono stati eliminati in tempo dalla protezione principale, costituita dal relè differenziale.

La minima impedenza impiegata come protezione sui generatori può avere una caratteristica di intervento circolare o quadrangolare nel diagramma $R - X$.

Al fine di rendere la protezione effettiva sia per il generatore che per il trasformatore elevatore e la rete esterna, le misure di corrente vengono derivate dal lato centro stella del generatore; le misure di tensione sono invece derivate dal lato morsetti della macchina, come rappresentato in Fig. 3.26a.

Consigli di taratura per le soglie generali

Nella sua versione più completa la protezione ha due gradini di intervento.

Il primo gradino (**Z1**) è sensibile ai guasti di fase che si verificano sulle sbarre a media tensione della macchina e nelle prime spire degli avvolgimenti del trasformatore elevatore. Esso viene tarato in tempo base (cioè senza ritardo intenzionale) oppure con un modesto ritardo (0,1 - 0,2s), al solo scopo di distinguere il suo intervento da quello della protezione differenziale. La taratura in impedenza del primo gradino non deve essere superiore al 70% dell'impedenza di corto circuito del trasformatore elevatore, in modo da consentire alla protezione di rimanere insensibile ai guasti di qualsiasi tipo che avvengono sulle sbarre AT.

Il secondo gradino (**Z2**) ha invece una duplice funzione: coprire la zona compresa tra i TA e l'interruttore a monte del trasformatore elevatore, lasciata parzialmente scoperta dalla differenziale, ed agire come riserva della protezione distanziometrica della rete AT. Pertanto, al fine di estendersi fino all'inizio della rete a monte, il secondo gradino viene tarato al 130% dell'impedenza di corto circuito del trasformatore elevatore, con un tempo di intervento istantaneo quando l'interruttore di macchina è aperto, oppure ad intervento ritardato di circa 0,3 - 0,5 secondi in più dell'ultimo gradino della protezione distanziometrica lato AT ad interruttore di macchina chiuso.

In alcuni casi può essere necessario estendere il primo gradino, in modo tale che la sua zona di copertura arrivi fino al lato alta tensione del trasformatore. Se, ad esempio, l'interruttore di alta tensione è aperto, è possibile che in caso di avviamento della protezione il guasto possa trovarsi esclusivamente a valle dell'interruttore stesso, poiché si è isolati dalle rete. L'estensione del primo gradino viene attivata quando l'interruttore di alta tensione è aperto, tramite l'uso di un contatto ausiliario dell'interruttore stesso. L'estensione del primo gradino (**Z1b**) può essere impostata a circa il 110% dell'impedenza del trasformatore, con un tempo di intervento simile a quello del primo gradino semplice. In questo modo si interviene con un breve tempo di ritardo per guasto localizzato in una qualunque zona a valle dell'interruttore in AT.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di minima impedenza del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 presenta una caratteristica di intervento poligonale nel piano $R - X$, come rappresentato in Fig. 3.26b. Essa è simmetrica (quadrata), nonostante i guasti in direzione inversa (R e/o X negativo) siano fisicamente impossibili, in quanto il collegamento dei trasformatori amperometrici è stato effettuato sul lato

centro stella della macchina (Side 2). Il poligono corrispondente a ogni gradino di intervento può essere quindi descritto tramite l'uso di un solo parametro (impedenza Z).

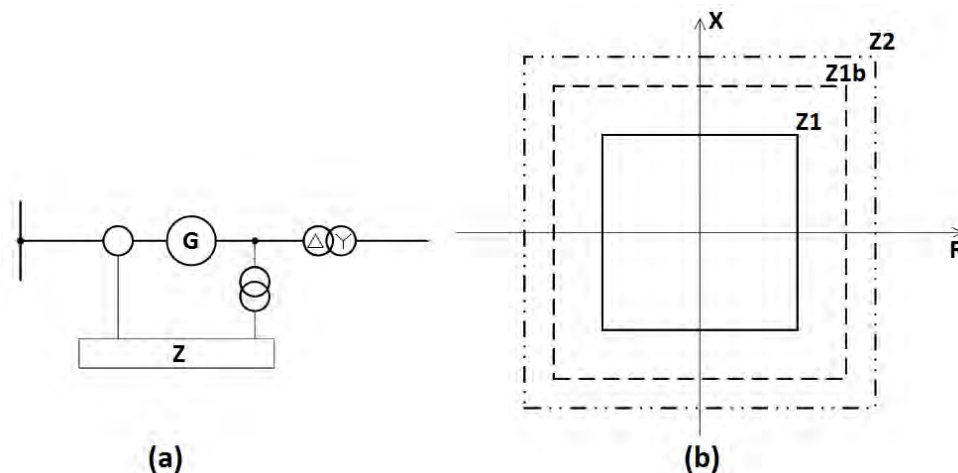


Fig. 3.26 Protezione di minima impedenza del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62: a) schema di inserzione; b) caratteristica di intervento

Il dispositivo possiede una soglia di minima corrente **IMP I** al di sotto della quale l'intervento della protezione è inibito (indirizzo 3302). Questa soglia consente alla protezione di non intervenire in modo intempestivo in caso di assenza di guasto, a causa delle variazioni dei valori di tensione e corrente che si possono avere durante il normale funzionamento. La soglia di corrente per l'avviamento della protezione deve essere tarata ad un livello superiore alla corrente di sovraccarico massima prevedibile. Si raccomanda un'impostazione a 1,2 - 1,5 volte la corrente nominale della macchina.

Se il sistema di eccitazione è alimentato dal montante di macchina, in caso di guasto la tensione di eccitazione può abbassarsi e la corrente può scendere al di sotto della soglia di intervento. La protezione è pertanto dotata di uno sblocco di minima tensione, il quale permette di prolungare l'avviamento per un tempo regolabile **T-SEAL-IN**. Questo sblocco di minima tensione opera in modo analogo a quanto descritto nel paragrafo 2.4.2.1 per la protezione di massima corrente a tempo definito. Si consiglia di abilitare questo sblocco se la tensione di eccitazione è derivata dai morsetti della macchina. Per il valore della tensione di soglia **U<**, si consiglia di impostare un valore minore della minima tensione concatenata ammissibile, riportato al secondario dei TV (ad esempio l'80% della tensione nominale del generatore).

La protezione misura automaticamente le correnti e le tensioni solo nelle fasi affette da guasto.

Un aspetto da tenere in considerazione è il fatto che, in seguito a fenomeni dinamici come variazioni brusche del carico, corto circuiti, cicli di richiusura o commutazioni in rete, si possono verificare transitori di pendolazione dell'impedenza misurata dalla protezione. Al fine di impedire scatti intempestivi durante questi fenomeni, la protezione di minima impedenza è dotata di un *dispositivo antipendolazione*. Le pendolazioni di rete sono fenomeni simmetrici trifase; la condizione principale affinché si verifichino è quindi la simmetria delle tre correnti di fase, controllata mediante il calcolo della componente di sequenza inversa.

Poiché la variazione di impedenza durante una pendolazione è più lenta rispetto alla variazione durante un corto circuito, si può utilizzare come criterio sicuro per il suo rilevamento la velocità di

variazione dell'impedenza. Se questa velocità è inferiore a una velocità impostabile si ha il blocco dell'intervento, in quanto si è in condizioni di pendolazione e non in condizioni di guasto.

Per il rilevamento della pendolazione viene utilizzato un poligono di pendolazione più grande della prima soglia **Z1** del poligono di scatto, come raffigurato nella Fig. 3.27. La distanza tra i due poligoni è impostabile (è la stessa sull'asse R e sull'asse X). Il primo valore di impedenza dopo l'entrata nel poligono di pendolazione viene confrontato con l'ultimo valore al di fuori del poligono, misurato un tempo Δt prima, corrispondente alla durata di un periodo alla frequenza data. Se la variazione di velocità del vettore di impedenza, determinata in questo modo, è inferiore a un valore impostato $\Delta Z/\Delta t$, viene rilevata una pendolazione e se il vettore di impedenza, dopo aver superato il poligono di pendolazione, entra all'interno del poligono di scatto **Z1**, si ha il blocco dello scatto e la protezione non interviene.

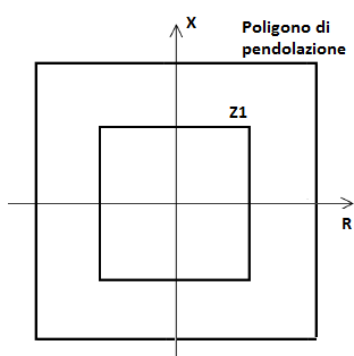


Fig. 3.27 Poligono di pendolazione della protezione di minima impedenza

Il blocco si disattiva quando è verificata almeno una tra le seguenti condizioni: il vettore di impedenza misurato non lascia nuovamente il poligono di scatto **Z1**; viene superata la velocità di variazione dell'impedenza impostata; i criteri di pendolazione non vengono più soddisfatti a causa di uno squilibrio nelle correnti misurate. Il tempo di blocco del dispositivo antipendolazione è inoltre limitato da un tempo massimo parametrizzabile.

Il blocco anti pendolazione viene in genere attivato per unità di potenza maggiore di 100 MVA.

Per la distanza tra il poligono di pendolazione e il poligono di scatto **Z1**, così come per la velocità di variazione dell'impedenza $\Delta Z/\Delta t$, è necessario trovare un compromesso. A questo scopo va osservato che la velocità di variazione non è costante. Più ci si avvicina all'origine delle coordinate, più essa diminuisce. Anche le condizioni dell'impianto, quali l'impedenza tra i sistemi coinvolti nella pendolazione e la frequenza della pendolazione contribuiscono ad influenzare la velocità della pendolazione stessa. Per la soglia di velocità di variazione dell'impedenza $\Delta Z/\Delta t$ si consiglia di impostare un valore pari a 300 Ω/s . Per la distanza tra il poligono di pendolazione e il poligono di scatto si consiglia un valore maggiore del prodotto tra la soglia di velocità di variazione $\Delta Z/\Delta t$ e il periodo della frequenza nominale; vale a dire, se la soglia di velocità è 300 Ω/s , un valore maggiore di 6 Ω nel caso di 50 Hz, e un valore maggiore di 5 Ω nel caso di 60 Hz [14].

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.16 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.16 Maschera di taratura della protezione di minima impedenza dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
3301	IMPEDANCE PROT.				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
3302	IMP I>	[A]	0,10	20,00	0,01	1,08
3303	U< SEAL-IN				ON	ON
					OFF	
3304	U< SEAL-IN	[V]	10,0	125,0	0,1	92,0
3305	T-SEAL-IN	[s]	0,10	60,00	0,01	1,00
3306	ZONE Z1	[Ω]	0,05	130,00	0,01	6,67
3307	T-Z1				0,00	0,10
					∞	
3308	ZONE Z1b	[Ω]	0,05	65,00	0,01	10,47
3309	T-Z1b				0,00	0,10
					∞	
3310	ZONE Z2	[Ω]	0,05	65,00	0,01	12,38
3311	T-Z2				0,00	0,60
					∞	
3313	POWER SWING				ON	OFF
					OFF	
3314	P/SPOL-TPOL	[Ω]	0,10	30,00	0,01	
3315	dZ/dt	[Ω/s]	1,0	600,0	0,1	
3316A	BLOCKING OF				Z1	
					Z2	
3317A	T-ACTION P/S				0,00	
					∞	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di impedenza sono state calcolate nel seguente modo:

$$Z1 = 0,70 \cdot Z_{Trasf} \cdot \frac{I_{n\ prim}}{I_{n\ sec}} \cdot \frac{U_{n\ prim}}{U_{n\ sec}} = 0,70 \cdot 0,3174 \cdot \frac{3000}{1} \cdot \frac{11500}{115} = 6,67 \quad [\Omega_{sec}]$$

$$Z1b = 1,10 \cdot Z_{Trasf} \cdot \frac{I_{n\ prim}}{I_{n\ sec}} \cdot \frac{U_{n\ prim}}{U_{n\ sec}} = 1,10 \cdot 0,3174 \cdot \frac{3000}{1} \cdot \frac{11500}{115} = 10,47 \quad [\Omega_{sec}]$$

$$Z_2 = 1,30 \cdot Z_{Trasf} \cdot \frac{I_{n\ prim}}{I_{n\ sec}} \bigg/ \frac{U_{n\ prim}}{U_{n\ sec}} = 1,30 \cdot 0,3174 \cdot \frac{3000}{1} \bigg/ \frac{11500}{115} = 12,38 \quad [\Omega_{sec}]$$

dove Z_{Trasf} è l'impedenza di corto circuito del trasformatore elevatore in Ω .

La soglia di minima corrente per il funzionamento della protezione è stata calcolata nel seguente modo:

$$IMP I > = 1,30 \cdot I_{n\ Gen} \cdot \frac{I_{n\ sec}}{I_{n\ prim}} = 1,30 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 1,08 \quad [A_{sec}]$$

La tensione di eccitazione è derivata dai morsetti della macchina e quindi lo sblocco di minima tensione è stato attivato. La soglia di tensione è stata calcolata nel modo seguente, analogamente a quanto fatto per la protezione di massima corrente indipendente a tempo definito:

$$U < SEAL - IN = 0,80 \cdot U_{n\ Gen} \cdot \frac{U_{n\ sec}}{U_{n\ prim}} = 0,80 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 92 \quad [V_{sec}]$$

Il criterio antipendolazione non è stato attivato e per questo gli indirizzi 3314, 3315, 3316A e 3317A non sono attivi.

3.3.7 Protezione di terra statore al 90% (59N)

La protezione di terra statore al 90% interviene in caso di guasti a terra sugli avvolgimenti del generatore. Essa interviene con un tempo fisso impostabile $T>$.

La protezione funziona tramite le misure di tensione e corrente omopolari ai morsetti della macchina. La corrente omopolare di terra è rilevata tramite l'uso di un trasformatore di corrente toroidale.

È necessario distinguere il caso di macchina connessa in rete con e senza trasformatore elevatore.

Nel caso di macchina connessa in rete tramite trasformatore elevatore, in presenza di un guasto a terra interno si ha la comparsa di una tensione omopolare e di una corrente di terra. La corrente di terra possiede solo il contributo del generatore, in quanto l'avvolgimento secondario a triangolo del trasformatore elevatore non può fornire nessuna corrente omopolare. Il TA toroidale collegato ai morsetti del generatore non rileva quindi nessuna corrente omopolare. Per rilevare un guasto a terra è dunque sufficiente la valutazione della sola tensione omopolare.

Nel caso di macchina connessa in rete senza trasformatore elevatore, un guasto a terra nel generatore comporta un valore non nullo del contributo alla corrente di guasto da parte della rete, in quanto in questo caso non si può avere l'avvolgimento a triangolo del trasformatore che separa, dal punto di vista delle correnti omopolari, i due sistemi. In questo caso il TA toroidale ai morsetti della macchina è percorso da una certa corrente, pari al contributo al guasto da parte della rete. In modo analogo, in caso di guasto a terra sulla rete esterna, il TA toroidale sarebbe percorso da una corrente di verso opposto rispetto al caso precedente, data dal contributo del generatore alla corrente di guasto. Al fine di rilevare una condizione di guasto a terra interno al generatore, si rende quindi necessario rilevare, oltre al valore della tensione omopolare ai morsetti, anche il valore e la direzione della corrente di terra.

La protezione deve essere quindi impostabile in modo tale da rilevare la sola tensione omopolare nel caso di macchina connessa in rete tramite trasformatore, e da rilevare anche il valore e la direzione della corrente omopolare nel caso di macchina connessa in rete senza trasformatore.

Nel caso di guasto a terra in un generatore connesso in rete senza trasformatore elevatore, il valore del contributo della rete alla corrente di guasto dipende dallo stato del neutro della rete. Per avere una misura di corrente indipendente dallo stato del neutro, è possibile utilizzare una resistenza di carico (collegata al secondario connesso a triangolo aperto di tre TV di fase derivati dal montante di macchina) in grado di fornire una certa corrente verso terra proporzionale alla tensione omopolare, in presenza di un guasto a terra. L'inserzione di questa resistenza è rappresentata in Fig. 3.28. La corrente verso terra prodotta dalla resistenza di carico viene misurata dal trasformatore di corrente toroidale ed è quindi in grado di far intervenire in ogni caso la protezione.

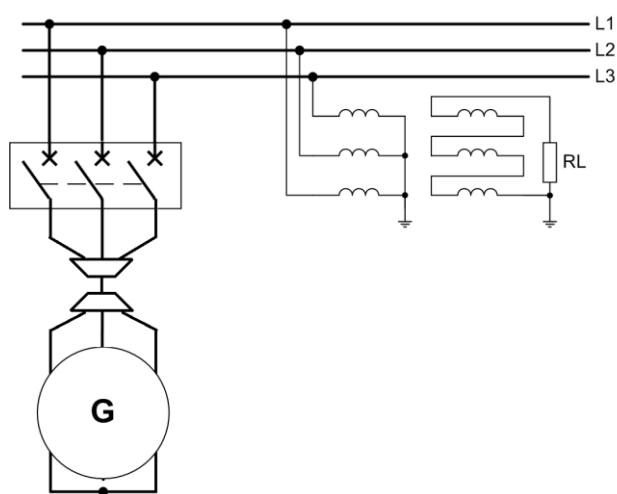


Fig. 3.28 Schema di inserzione della resistenza di carico per il rilevamento della corrente di terra

Consigli di taratura per le soglie generali

La protezione interviene con un tempo di ritardo definito $T>$, al superamento della soglia di tensione omopolare $U0>$.

La protezione deve essere tarata in modo tale che non rilevi le tensioni omopolari trasferite al montante di macchina tramite le capacità di accoppiamento tra primario e secondario del trasformatore elevatore, in caso di guasto a terra sulla rete esterna. La soglia di intervento $U0>$ deve essere quindi regolata a un valore almeno uguale al doppio della massima tensione omopolare trasferibile da queste capacità di accoppiamento. Generalmente si imposta un valore corrispondente a circa il 10% della massima tensione omopolare, corrispondente alla tensione di fase nominale della macchina, riportata al secondario dei TV. Ove possibile, mediante misure in sito della tensione omopolare trasferita da primario a secondario del trasformatore, è possibile scendere al 5% della tensione di fase nominale della macchina.

Un certo ritardo all'avviamento può essere necessario per ottenere la selettività con i fusibili o gli interruttori automatici posti a protezione dei circuiti secondari dei TV. Generalmente si imposta un ritardo $T>$ di 150 - 250 ms. È necessario effettuare un coordinamento con eventuali protezioni di altri generatori connessi allo stesso livello di tensione sulla medesima sbarra.

Infatti, nel caso in cui si abbiano più generatori dotati di un proprio interruttore connessi al medesimo trasformatore elevatore, ciascuno di essi deve avere una protezione di terra separata, la quale comanda l'apertura del proprio interruttore di macchina. Una selettività completa non è tuttavia possibile, in quanto un guasto a terra in prossimità dei morsetti di uno qualunque dei generatori viene avvertito anche dalle protezioni degli altri generatori connessi alla stessa sbarra, le quali potrebbero intervenire intempestivamente.

Una soluzione potrebbe consistere nell'impostare diversi tempi di intervento per le protezioni dei diversi generatori. In questo caso si consegue un miglioramento, seppur parziale, della sensibilità; infatti, la messa fuori servizio del solo generatore affetto da guasto ai propri morsetti si ottiene solo se il guasto è avvenuto nel generatore protetto dalla protezione che interviene più rapidamente. Negli altri casi si ha la messa fuori servizio di almeno due generatori, fino ad arrivare alla messa fuori servizio di tutti i generatori se il guasto è avvenuto nel generatore protetto dalla protezione col tempo di intervento maggiore.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

Nel caso di macchina connessa direttamente in rete, la protezione di terra statore al 90% del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 permette di rilevare la direzione della corrente nei confronti della tensione omopolare. La protezione rileva un guasto a terra se la tensione omopolare è maggiore della soglia impostata $U0>$, la corrente di terra è maggiore della soglia impostata $3I0>$ e la corrente si trova nel semipiano "verso macchina" definito dall'angolo ϕ . Il diagramma vettoriale della tensione e della corrente di terra è riportato in Fig. 3.29.

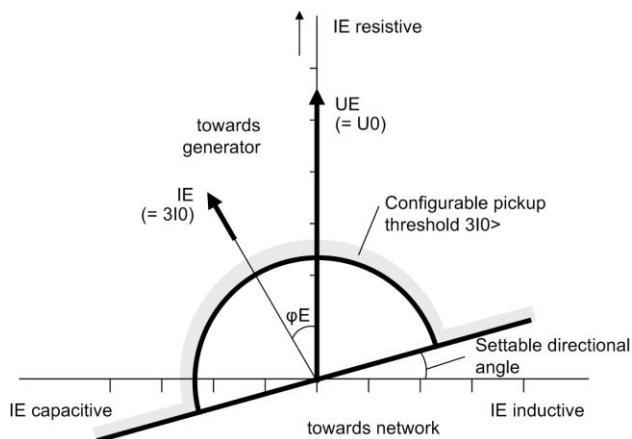


Fig. 3.29 Caratteristica direzionale della protezione di terra statore al 90% del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Per il suo corretto funzionamento, la protezione necessita quindi che siano impostati i valori di soglia di $U0>$ e del tempo di ritardo $T>$; se è attiva anche la funzione di massima corrente di terra, bisogna impostare anche il valore della corrente di soglia $3I0>$; se è attiva anche la funzione direzionale bisogna impostare anche il valore dell'angolo ϕ .

Per avere la protezione del 90% degli avvolgimenti di statore, se la soglia di massima corrente $3I0>$ è attiva, essa può essere impostata a un valore corrispondente al 10% della corrente omopolare generata dalla massima tensione omopolare possibile (corrispondente alla tensione di fase nominale), riportata al secondario del trasformatore toroidale di misura. Questa soglia deve avere un valore sufficiente a non provocare l'intervento della protezione in tutti i casi in cui si abbia la

circolazione di una corrente omopolare, a causa di uno squilibrio delle correnti o di fenomeni transitori. In ogni caso bisogna verificare che il valore tarato sia superiore all'incertezza commessa dal trasformatore di misura.

Per quanto riguarda il valore dell'angolo ϕ necessario per la funzione direzionale, esso dipende dallo stato del neutro della rete. Minore è l'impedenza di messa a terra della rete e minore deve essere quest'angolo.

Per esempio, nel caso di una rete con neutro compensato, poiché la corrente residua verso terra è molto bassa, può essere previsto l'utilizzo di un trasformatore di messa a terra con resistenza di carico ohmica (Fig. 3.28), il quale aumenta il valore della componente attiva della corrente residua in caso di guasto a terra. In questo caso, poiché la corrente verso terra viene stabilita prevalentemente dalla resistenza di carico, si regola l'angolo ϕ a un valore piccolo, ad esempio 15° .

Nel caso di rete con neutro isolato, si può ugualmente utilizzare il trasformatore di messa a terra con resistenza di carico ohmica. In questo caso si può selezionare un angolo più grande (circa 45°), che corrisponde alla sovrapposizione della corrente di carico con la corrente capacitiva della rete [14].

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.17 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.17 Maschera di taratura della protezione di terra statore al 90% dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
5001	Stator earth fault protection				OFF	
					ON	ON
					Block Relay	
5002	U0> pickup	[V]	2,0	125,0	0,1	11,5
5003	3I0> pickup	[mA]	2	1.000	1	
5004	Angle for Direction Determination	[°]	0	360	1	
5005	T> time delay	[s]	0,00	60,00	0,01	
					∞	0,25

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, la soglia di tensione omopolare è stata calcolata nel seguente modo:

$$U_0 > = 0,10 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 0,10 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 11,5 \text{ [V}_{\text{sec}}]$$

Essendo il generatore connesso in rete tramite il trasformatore elevatore, non è necessario impostare le soglie di corrente di terra e la funzione direzionale; gli indirizzi 5003 e 5004 sono pertanto inattivi.

3.3.8 Protezione di 100% terra statore (64S) con misura della tensione di terza armonica

La protezione di 100% terra statore opera tramite la misura della tensione di terza armonica sugli avvolgimenti di statore. La tensione di terza armonica viene calcolata dalla protezione tramite una misura di tensione omopolare.

La protezione può agire tramite un criterio di intervento a minima tensione con misura di tensione omopolare sul neutro del generatore, un criterio di massima tensione con misura di tensione omopolare ai morsetti del generatore, oppure con un criterio differenziale con calcolo di entrambe le tensioni di terza armonica a partire dalle misure delle tensioni omopolari o delle tensioni di fase.

Al superamento della soglia di tensione (**U3<** se la protezione è di minima tensione, indirizzo 5202 della protezione Siemens; **U3>** se la protezione è di massima tensione, indirizzo 5203; **U3diff** se la protezione è di tensione differenziale, indirizzo 5208), essa interviene dopo un tempo di ritardo impostabile **T**.

Consigli di taratura per le soglie generali

Se la protezione opera con il metodo della minima tensione, per la sua taratura si può fare riferimento alla tensione di terza armonica che si ha durante il normale funzionamento della macchina e impostare una soglia **U3<** pari a metà di questo valore. Valori orientativi di questa soglia sono 1 - 2% della tensione nominale. In questo modo la protezione è in grado di coprire una zona da 0 a circa il 30% dell'avvolgimento di statore, a partire dal lato centro stella della macchina. Per un buon funzionamento della protezione, la tensione di terza armonica sugli avvolgimenti della macchina deve essere almeno uguale all'1% della tensione nominale.

Analogamente, se la protezione opera con il metodo della massima tensione di terza armonica, la taratura **U3>** va impostata a un valore superiore alla tensione di terza armonica misurata ai morsetti del generatore durante il normale funzionamento, al fine di non provocare un intervento della protezione in condizioni di assenza di guasto [11]. Quando possibile, è consigliabile operare con il criterio della massima tensione di terza armonica.

I tempi di ritardo della protezione **T** (indirizzo 5204 della protezione Siemens), indipendentemente dal fatto che essa agisca con soglia di massima, di minima o di tensione differenziale, si possono impostare indicativamente tra 1 e 5 secondi.

Per una buona taratura della protezione bisogna effettuare delle misure dell'effettiva tensione di terza armonica sugli avvolgimenti statorici in fase di collaudo. Bisogna inoltre verificare che i valori di tensione omopolare siano fedelmente riproducibili ai secondari connessi a triangolo aperto dei TV di fase. Può infatti succedere che, a causa di una dissimmetria causata da un non corretto collegamento del triangolo aperto, oppure a causa delle leggere differenze costruttive dei TV, si abbia la presenza di una tensione omopolare sul secondario connesso a triangolo aperto, senza che questa tensione sia effettivamente presente sul primario.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di terra statore al 100% con misura della tensione di terza armonica del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 permette di scegliere con quale dei tre criteri sopra citati operare.

Se la protezione opera con il criterio della massima tensione di terza armonica, per ottenere una maggiore sensibilità, la soglia di massima tensione di terza armonica può essere diminuita al diminuire della potenza attiva fornita dalla macchina, tramite la formula seguente:

$$U_{3H,corrected} = \mathbf{U3} > -\mathbf{U}_{corr}(100\% - P_{meas})$$

dove $U_{3H,corrected}$ è la soglia calcolata dalla protezione, $\mathbf{U3}$ è il valore di soglia impostato (indirizzo 5203), \mathbf{U}_{corr} è un fattore di correzione parametrizzabile (indirizzo 5207) e P_{meas} è la potenza misurata.

Per poter impostare il fattore \mathbf{U}_{corr} di diminuzione della soglia di tensione di terza armonica al diminuire della potenza, bisognerebbe fare una misura della massima tensione di terza armonica in diverse condizioni di carico e confrontare il contenuto di terza armonica a una potenza pari al 100% e al 50% della potenza nominale. Il fattore di proporzionalità si può trovare in questo modo tramite il rapporto tra la differenza delle due tensioni di terza armonica e la differenza delle due potenze nelle due condizioni di misura, utilizzando la formula seguente:

$$\mathbf{U}_{corr} = -\frac{U_{3H1} - U_{3H2}}{100\% - 50\%}$$

dove U_{3H1} è la tensione di terza armonica misurata in condizioni di potenza pari al 100% della potenza nominale e U_{3H2} è la tensione di terza armonica misurata in condizioni di potenza pari al 50% della potenza nominale.

Un esempio di variazione della tensione in funzione delle condizioni di carico è rappresentato nella Fig. 3.30.

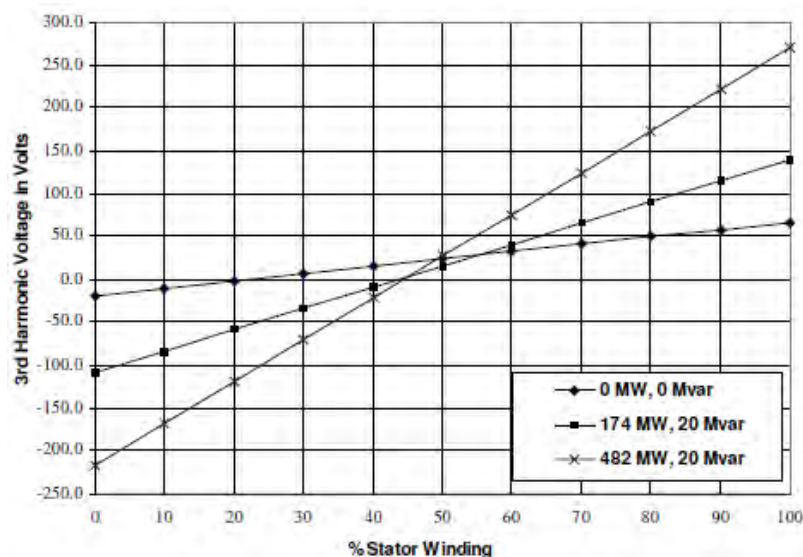


Fig. 3.30 Variazione della tensione di terza armonica al variare del carico

La protezione dispone anche di una soglia di minima potenza \mathbf{Pmin} (indirizzo 5205) e una soglia di minima tensione $\mathbf{U1min}$ (indirizzo 5206) al di sotto delle quali essa è bloccata, in quanto si assume che per valori di tensione e potenza inferiori a queste soglie la tensione di terza armonica assuma valori troppo bassi, tali da non permettere il corretto funzionamento della protezione. Per la soglia di minima potenza \mathbf{Pmin} si raccomanda un valore pari al 40% della potenza attiva nominale della macchina; per la soglia di minima tensione $\mathbf{U1min}$ si raccomanda un valore pari all'80% della

tensione nominale. Questa soglia di minima tensione deve inoltre essere coordinata con la protezione di minima tensione.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.18 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.18 Maschera di taratura della protezione di 100% terra statore con misura della tensione di terza armonica dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
5201	64 Stator Earth Fault Prot. 3rd Harm.				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
5202	64 U0 3rd Harm.<	[V]	0,2	40,0	0,1	1,7
5203	64 U0 3rd Harm.>	[V]	0,2	40,0	0,1	
5204	64 3rd Harm. Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	1,00
					∞	
5205	64 Release Threshold Pmin>	[%]	10	100	1 0	40
5206	64 Release Threshold U1min>	[V]	50,0	125,0	0,1	92,0
					0,0	
5207	64 Correction Factor for Pickup		-40,00	40,00	0,01	
5208	64 U0 3rd Harm. Difference Pickup	[V]	0,2	100,0	0,1	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$U3 < = 1,5\% \cdot U_{n Gen} \cdot \frac{U_{n sec}}{U_{n prim}} = 0,015 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 1,7 \quad [V_{sec}]$$

$$U1min = 0,80 \cdot U_{n Gen} \cdot \frac{U_{n sec}}{U_{n prim}} = 0,80 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 92 \quad [V_{sec}]$$

Per l'impostazione del fattore correttivo U_{corr} bisognerebbe effettuare delle misure di tensione di terza armonica durante il funzionamento del generatore.

3.3.9 Protezione di 100% terra statore (64S) con iniezione di sub-armoniche

Consigli di taratura per le soglie generali

A causa della necessità di apparecchiature ausiliarie per il corretto funzionamento di questa protezione, non esistono soglie di taratura generali, in quanto esse variano in funzione del tipo di apparecchiatura ausiliaria utilizzato.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di terra statore al 100% con iniezione di sub armoniche del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 utilizza un'alimentazione ausiliaria che fornisce una tensione ad onda quadra con frequenza di 20 Hz. La protezione calcola il valore della resistenza di terra tramite la misura della tensione e della corrente a 20 Hz.

Lo schema di inserzione della protezione e del generatore ausiliario è rappresentato in Fig. 3.31.

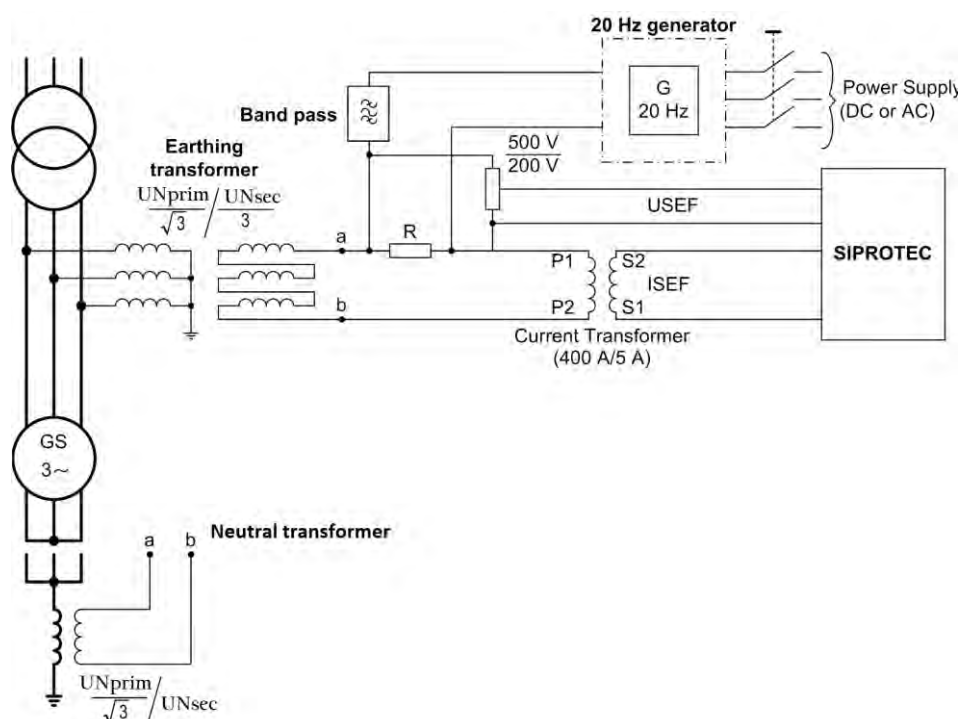


Fig. 3.31 Schema di inserzione della protezione di 100% terra statore con iniezione di sub armoniche del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Il generatore ausiliario genera una tensione a onda quadra a 20 Hz, la quale viene applicata alla resistenza di carico R tramite un filtro passa banda. Il filtro passa banda ha la funzione di "arrotondare" la forma d'onda della tensione per renderla più simile a una tensione sinusoidale. La resistenza R è connessa al secondario del trasformatore di terra (costituito, a seconda dei casi, dai 3 TV di fase derivati dal montante di macchina connessi con secondario a triangolo aperto, dal trasformatore di messa a terra del generatore oppure da un trasformatore monofase posto in parallelo all'impedenza di messa a terra del generatore). La protezione misura la corrente circolante I_{SEF} e la tensione U_{SEF} ai capi della resistenza di carico R , tramite un partitore di tensione. Tramite le

misure di I_{SEF} e di U_{SEF} , la protezione calcola il valore della resistenza di guasto verso terra degli avvolgimenti statorici.

La protezione dispone di due diverse soglie: al diminuire della resistenza calcolata al di sotto di una prima soglia **RE<** si ha l'invio di un segnale di allarme, trascorso un tempo impostabile **T<**; al diminuire della resistenza calcolata al di sotto di una seconda soglia **RE<<** si ha l'invio di un comando di scatto, trascorso un tempo impostabile **T<<**.

Con la configurazione di Fig. 3.31 e con l'utilizzo dei dispositivi forniti da Siemens, il valore della soglia di scatto **RE<<** può essere impostato tra 1 kΩ e 2 kΩ in valori primari, con un tempo di ritardo **T<<** di circa un secondo; il valore della soglia di allarme **RE<** può essere impostato tra 3 kΩ e 8 kΩ, in valori primari, con un tempo di ritardo **T<** di circa 10 secondi [14]. I valori di resistenza devono essere convertiti in grandezze secondarie tenendo conto del rapporto di trasformazione del trasformatore utilizzato per l'iniezione dell'onda a 20 Hz e dei rapporti di trasformazione del TA e del TV di misura utilizzati.

Nel caso in cui per l'iniezione dell'onda a 20 Hz si usino 3 TV di fase connessi con secondario a triangolo aperto o il trasformatore di messa a terra del generatore, per la conversione si usa la seguente formula:

$$R_{Esec} = \frac{1}{Tr_{ratio}^2} \frac{CT_{ratio}}{VD_{ratio}} R_{Eprim}$$

dove Tr_{ratio} è il rapporto di trasformazione del/dei trasformatore/i utilizzato/i per l'iniezione della tensione a 20 Hz, VD_{ratio} è il rapporto di divisione del partitore di tensione e CT_{ratio} è il rapporto di trasformazione del TA di misura della corrente a 20 Hz (si veda Fig. 3.31).

Nel caso in cui si usino 3 TV di fase connessi con secondario a triangolo aperto, il rapporto di trasformazione Tr_{ratio} risulta uguale a:

$$Tr_{ratio} = \frac{1}{3} \frac{\frac{U_{Nprim}}{\sqrt{3}}}{\frac{U_{Nsec}}{3}}$$

Nel caso in cui si usi il trasformatore di messa a terra del generatore, il rapporto di trasformazione Tr_{ratio} risulta uguale a:

$$Tr_{ratio} = \frac{\frac{U_{Nprim}}{\sqrt{3}}}{U_{Nsec}}$$

Nel caso in cui per l'iniezione della tensione a 20 Hz si utilizzi invece un trasformatore posto in parallelo alla resistenza di messa a terra del generatore, la resistenza va convertita in valori secondari tramite la formula:

$$R_{Esec} = \frac{CT_{ratio}}{VD_{ratio} VT_{ratio}} R_{Eprim}$$

dove VT_{ratio} è il rapporto di trasformazione del trasformatore utilizzato.

In aggiunta alla determinazione della resistenza di terra, la protezione monitora la totale corrente di terra come funzione di riserva e interviene se questa corrente supera una soglia impostabile **IO>**. La

soglia di corrente è inoltre l'unica soglia attiva se è stato riscontrato un problema nel circuito ausiliario di misura a 20 Hz. La soglia di massima corrente di riserva $I_{0>}$ può essere impostata in modo tale da proteggere l'80% dell'avvolgimento statorico, secondo la seguente formula, dove R è la resistenza di carico:

$$I_{0>} \geq 0,2 \frac{U_{Nsec}}{R} \frac{1}{CT_{ratio}}$$

Se la tensione o la corrente a 20 Hz scendono al di sotto di due soglie impostabili $U<$ (indirizzo 3507) e $I<$ (indirizzo 3508), la protezione rileva un problema nel circuito ausiliario di alimentazione e blocca l'intervento per minima resistenza. Queste soglie possono essere impostate rispettivamente a 1 V e a 10 mA (valori di default della protezione). L'intervento per massima corrente resta tuttavia attivo.

La protezione prende infine in considerazione l'eventuale resistenza parassita di collegamento del trasformatore usato per l'iniezione della tensione a 20 Hz (indirizzo 5310A). È inoltre possibile inserire un angolo di correzione per compensare l'errore d'angolo commesso dal TA di misura e la distorsione causata dalla non idealità del trasformatore di iniezione utilizzato (indirizzo 5309). Per l'impostazione di questi parametri non esiste un criterio di taratura generale ed essi sono impostabili solo tramite la messa in pratica di apposite misure durante la fase di collaudo della macchina.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.19 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.19 Maschera di taratura della protezione di 100% terra statore con iniezione di sub armoniche dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Primary
5301	64 Stator Earth Fault Prot. 20 Hz				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
5302	64 20 Hz-1 RE< Warn Pickup	[Ω]	20	700	1	5
5303	64 20 Hz-2 RE<< Trip Pickup	[Ω]	20	700	1	2
5304	64 20 Hz-1 T< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
5305	64 20 Hz-2 T< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	1,00
					∞	
5307	64 20 Hz Umin	[V]	0,3	15,0	0,1	1,0
5308	64 20 Hz Imin	[mA]	5	40	1	10
5309	64 20 Hz Correction Angle	[°]	-60	60	1	
5310A	64 20 Hz Resistance Rps	[Ω]	0,0	700,0	0,1	

Le tarature sono state impostate in valori primari, in quanto i valori secondari delle soglie di resistenza dipendono dal rapporto di trasformazione definito dalle formule precedenti. Questo rapporto di trasformazione è inseribile all'interno della protezione, la quale è quindi in grado di calcolare autonomamente i valori secondari delle grandezze impostate.

3.3.10 Protezione differenziale di terra 87N

Consigli di taratura per le soglie generali

Il numero di tratti che definiscono la caratteristica di intervento può variare in funzione della marca del relè; quello che è comune a tutte le marche è la presenza della soglia di corrente differenziale di terra **IOdiff**. Per correnti differenziali di terra minori di questa soglia la protezione non interviene mai.

La taratura di questa soglia può essere impostata a un valore pari a circa il 10 - 15% della corrente nominale, se questo valore è maggiore della percentuale della corrente nominale corrispondente alla somma degli errori composti dei due TA di misura (5% della corrente nominale nel caso di TA di tipo 5P), altrimenti bisogna impostare un valore più elevato. In questo modo la soglia è sempre maggiore degli errori di misura introdotti dai due trasformatori di corrente.

L'intervento della protezione avviene con un tempo di ritardo impostabile, al superamento della soglia definita dalla caratteristica di intervento. Si consiglia di impostare un tempo di ritardo nullo.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione differenziale di terra del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 può essere usata sia come protezione di generatore che come protezione di unità. Essa si basa sulla misura e sul confronto della corrente omopolare di Side 1 e di Side 2. Su Side 1 (lato morsetti del generatore o lato AT del trasformatore elevatore, a seconda di qual è l'oggetto protetto) la corrente omopolare è rilevata tramite l'uso di tre TA di fase, mentre su Side 2 (lato centro stella del generatore) è possibile effettuare la misura tramite tre TA di fase oppure tramite un trasformatore di corrente toroidale. La caratteristica di intervento è riportata in Fig. 3.32.

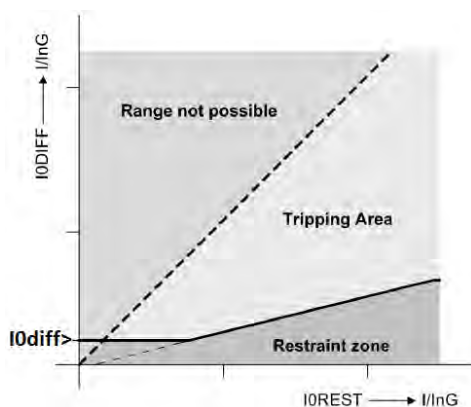


Fig. 3.32 Caratteristica di intervento della protezione differenziale di terra del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

I parametri che definiscono la caratteristica di intervento sono la soglia di corrente differenziale (**IOdiff>**), il punto base del tratto a pendenza positiva e la pendenza di questo tratto. Il punto base del tratto a pendenza positiva è definito dall'intersezione della retta su cui giace il tratto stesso con l'asse della I_{0rest} .

La protezione calcola la corrente differenziale di terra e la corrente di stabilizzazione secondo le formule riportate nel paragrafo 2.5.3 e le riferisce alla corrente nominale dell'oggetto protetto.

Per la pendenza del tratto inclinato della caratteristica di scatto, si consiglia di impostare un valore pari a 0,25; per il punto base di questo tratto, si consiglia di impostare un valore pari a 0, cioè si consiglia di far coincidere il punto base con l'origine degli assi.

La protezione dispone di alcuni criteri di stabilizzazione supplementare, al fine di correggere gli errori introdotti dalla saturazione dei TA di misura in caso di guasti esterni. In questi casi, infatti, uno dei due TA può saturare in maniera più pronunciata rispetto all'altro, e causare il rilevamento di una corrente differenziale di terra che farebbe scattare intempestivamente la protezione.

Un primo criterio di stabilizzazione consiste nella valutazione della direzione delle correnti di terra sui due lati dell'oggetto protetto. In condizioni ideali, le due correnti di terra devono essere all'incirca in fase (cioè con uno sfasamento circa nullo) nel caso di guasto interno e in opposizione di fase (cioè con uno sfasamento di 180°) nel caso di guasto esterno. La protezione considera quindi come angolo limite di discriminazione tra guasto interno e guasto esterno l'angolo di 90°: l'intervento viene consentito solo per angoli minori di questo valore, mentre per angoli maggiori si ha il blocco della protezione, indipendentemente dal valore della corrente differenziale e della corrente di stabilizzazione. Attorno ai 90° è presente una fascia di incertezza, all'interno della quale è necessario effettuare una ripetizione delle misure per poter prendere una decisione affidabile.

Un altro criterio di stabilizzazione consiste nel blocco della protezione se la corrente di fase di Side 1 supera una soglia impostabile I_K (indirizzo 2102). Si assume che se la corrente di Side 1 supera la soglia impostata, si è in presenza di un guasto esterno. In questo modo si blocca l'intervento della protezione nel caso di saturazione dei TA, causata dalla circolazione di elevate correnti per guasti esterni. La soglia di corrente di fase I_K oltre la quale si ha il blocco della protezione deve essere impostata a un valore inferiore a due volte la corrente nominale dell'oggetto da proteggere, in modo tale da consentire l'intervento di altre protezioni per valori di corrente maggiori di questa soglia.

Al verificarsi di un guasto a terra all'interno dell'oggetto protetto, oltre alla creazione di una corrente omopolare, si ha la creazione di una tensione omopolare. Come ultimo criterio di stabilizzazione, la protezione prevede quindi anche una soglia di massima tensione omopolare $U_{O>}$ (indirizzo 2103), oltre la quale si ha il suo intervento.

Per la soglia di massima tensione per l'intervento della protezione $U_{O>}$, si può impostare un valore corrispondente alla tensione omopolare che si avrebbe in caso di corto circuito nell'ultimo 5% dell'avvolgimento del generatore. Essa si può quindi impostare a circa il 5% della tensione nominale del generatore. Questo parametro può essere impostato a 0 se non si vuole abilitare il criterio di minima tensione omopolare.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.20 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.20 Maschera di taratura della protezione differenziale di terra dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
2101	87N Earth Current Differential Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
2102	87N Pickup of Phase Current Blocking	[I/InO]	1,0	2,5	0,1	1,4
2103	87N Pickup of U0> Release	[V]	1,0	100,0	0,1	5,8
				0,0		
2110	87N I-REF> Pickup	[I/InO]	0,05	2,00	0,01	0,15
2112	87N T I-REF> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	0,00
					∞	
2113A	87N Slope of Tripping Characteristic		0,00	0,95	0,01	0,25
2114A	87N Base Point for Slope of Charac.	[I/InO]	0,00	2,00	0,01	0,00

La soglia di massima tensione omopolare per l'intervento della protezione è stata calcolata nel seguente modo:

$$U_{1min} = 0,05 \cdot U_{n\ Gen} \cdot \frac{U_{n\ sec}}{U_{n\ prim}} = 0,05 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 5,8 \quad [V_{sec}]$$

3.3.11 Protezione di terra rotore (64R) tramite iniezione di tensione a onda quadra a bassa frequenza

Consigli di taratura per le soglie generali

A causa della necessità di apparecchiature ausiliarie per il corretto funzionamento di questa protezione, non esistono soglie di taratura generali, in quanto esse variano in funzione del tipo di apparecchiatura ausiliaria utilizzato.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di terra rotore con iniezione di onda quadra a bassa frequenza del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 funziona con una tensione di circa 50 V, la cui polarità è invertita da 1 a 4 volte al secondo, a seconda della taratura del generatore di onda quadra Siemens 7XT71. Lo schema di inserzione della protezione è rappresentato in Fig. 3.33.

La tensione a onda quadra viene sovrapposta alla tensione continua di eccitazione e iniettata nell'avvolgimento rotorico tramite le spazzole.

La protezione ricava il valore della resistenza di guasto a terra dell'avvolgimento di eccitazione tramite la misura della tensione a onda quadra di controllo U_{Ctrl} e della tensione U_{Meas} sulla resistenza di shunt, portate in ingresso alla protezione attraverso i trasduttori TD1 e TD2. Il generatore di onda quadra Siemens 7XT71 deve necessariamente essere connesso sia alla protezione che al generatore. È necessario inoltre collegare il dispositivo di accoppiamento 7XR6003 o 7XR6004. La necessità di questi componenti aggiuntivi costituisce una penalizzazione di questo schema di protezione.

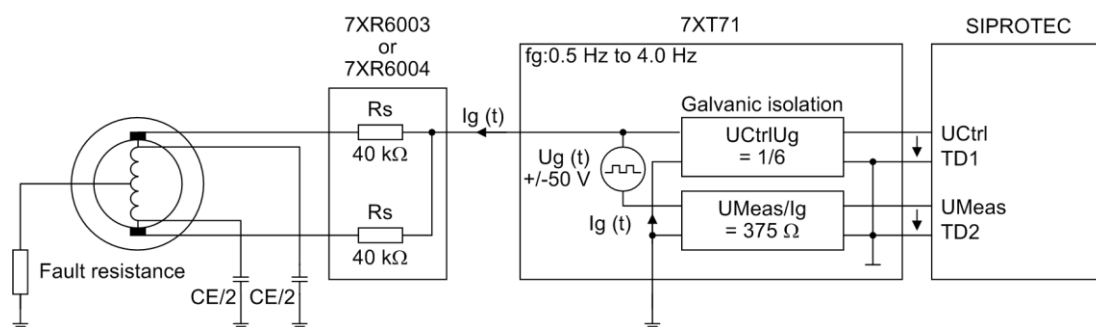


Fig. 3.33 Schema di inserzione della protezione di terra rotore con iniezione di onda quadra a bassa frequenza del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

La frequenza deve essere impostata a un valore sufficientemente basso, tale da permettere la carica completa della capacità verso terra del rotore ad ogni semiperiodo. In questo modo è possibile rilevare resistenze di guasto elevate (fino a circa 80 kΩ) senza l'influenza della capacità parassita verso terra, la quale è sempre presente.

La protezione dispone di due diverse soglie di minima resistenza: se la resistenza misurata è minore di una prima soglia impostabile $RE<$ si ha l'emissione di un segnale di allarme, dopo un primo tempo di ritardo impostabile $T<$; se la resistenza misurata è minore di una seconda soglia impostabile $RE<<$ si ha l'intervento della protezione dopo un secondo tempo di ritardo impostabile $T<<$, minore del precedente.

Nel caso in cui i dispositivi utilizzati per iniettare l'onda quadra nel rotore siano quelli forniti da Siemens, i valori di default delle due soglie di resistenza ($RE< = 40 \text{ k}\Omega$ e $RE<< = 5 \text{ k}\Omega$) si possono considerare ottimali.

Il funzionamento ottimale della protezione con queste tarature deve tuttavia essere verificato in fase di collaudo della macchina. I valori impostati possono essere modificati in base al valore effettivo della resistenza di isolamento verso terra del rotore. Le tarature devono essere sufficientemente inferiori rispetto all'effettiva resistenza di isolamento in assenza di guasto, al fine di evitare scatti intempestivi.

La temporizzazione del gradino di allarme $T<$ può essere impostata generalmente a 10 secondi, e la temporizzazione del gradino di scatto $T<<$ a 1 secondi circa [14].

Ad ogni inversione di polarità della tensione a onda quadra viene misurata la carica delle capacità parassite verso terra del rotore. Se questa carica è minore di una soglia impostabile $C<$ viene rilevata la presenza di un guasto nel circuito di misura, come ad esempio la rottura di un filo oppure il non perfetto contatto delle spazzole. In questo caso si ha il blocco della protezione. Per l'impostazione della soglia di carica $C<$, in fase di collaudo si può effettuare una misura del valore di carica della capacità parassita verso terra del rotore durante il normale funzionamento del generatore, e impostare una soglia pari a metà di questo valore.

La protezione monitora inoltre anche il valore della tensione di controllo, e se questa è assente o minore di una certa soglia dipendente dal tipo di generatore ad onda quadra utilizzato, viene rilevata un'anomalia nel generatore stesso.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.21 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.21 Maschera di taratura della protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione a onda quadra dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Primary
6101	64 Rotor Ground Fault Protection 1-3Hz				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
6102	64R-1 RE< Pickup	[kΩ]	5,0	80,0	0,1	40,0
6103	64R-2 RE<< Pickup	[kΩ]	1,0	10,0	0,1	5,0
6104	64R-1 T< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
6105	64R-2 T<< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	1,00
					∞	
6106	Pickup value of open rotor circuit C<	[mAs]	0,00	1,00	0,01	

Le tarature sono state impostate in valori primari. I corrispondenti valori secondari dipendono dal rapporto di trasformazione dei trasduttori di misura utilizzati (TD1 e TD2, si veda la Fig. 3.33).

3.3.12 Protezione di terra rotore (64R) tramite iniezione di tensione sinusoidale

Consigli di taratura per le soglie generali

A causa della necessità di apparecchiature ausiliarie per il corretto funzionamento di questa protezione, non esistono soglie di taratura generali, in quanto esse variano in funzione del tipo di apparecchiatura ausiliaria utilizzato.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di terra rotore con iniezione di tensione sinusoidale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 lavora con una tensione alternata compresa tra circa 36 e 45 V, derivata direttamente dai morsetti della macchina tramite un trasformatore e iniettata nel circuito di campo del generatore tramite le spazzole, attraverso la capacità di collegamento del dispositivo Siemens 7XR61. Lo schema di inserzione della protezione è rappresentato in Fig. 3.34.

Questa tensione è allo stesso tempo misurata dalla protezione tramite l'ingresso U_E . Sono inoltre presenti delle resistenze in serie R_{pre} e un eventuale filtro addizionale che ha lo scopo di filtrare le armoniche di corrente presenti nel circuito di campo. La protezione ricava il valore della resistenza di guasto a terra dell'avvolgimento di campo tramite la misura della tensione U_E e della corrente I_{EE1} . In questo modo è possibile rilevare resistenze di guasto fino a 30 kΩ. Essendo la tensione iniettata di tipo sinusoidale, una piccola corrente di terra circola anche in caso di assenza di guasto, a causa della

capacità parassita verso terra del circuito di eccitazione; se questa corrente è maggiore di 0,2 A, è necessario connettere le resistenze ausiliarie del dispositivo Siemens 3PP13.

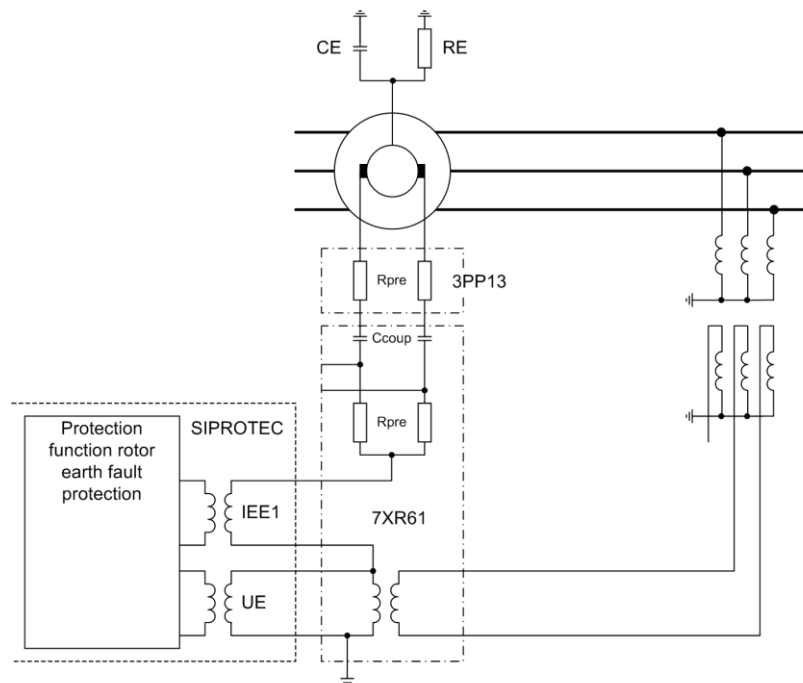


Fig. 3.34 Schema di inserzione della protezione di terra rotore con iniezione di tensione sinusoidale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Se la resistenza misurata è minore di una prima soglia impostabile $RE<$ si ha l'emissione di un segnale di allarme, dopo un primo tempo di ritardo impostabile $T<$; se la resistenza misurata è minore di una seconda soglia impostabile $RE<<$ si ha l'intervento della protezione dopo un secondo tempo di ritardo impostabile $T<<$, minore del precedente. La taratura di queste soglie può essere impostata sui valori di default ($RE< = 10 \text{ k}\Omega$ e $RE<< = 2 \text{ k}\Omega$), se i dispositivi utilizzati sono quelli forniti da Siemens. Questi valori possono essere modificati in base al valore effettivo della resistenza di isolamento. È necessario garantire un margine sufficiente tra i valori impostati e l'effettiva resistenza di isolamento in assenza di guasto, al fine di evitare scatti intempestivi.

La temporizzazione per il gradino di allarme $T<$ può essere impostata generalmente a 10 secondi e la temporizzazione del gradino di scatto $T<<$ a circa 1 secondi.

Per poter ricavare il valore della resistenza di guasto a terra è necessario inserire nella protezione i valori della reattanza (capacità di collegamento + induttanza di filtro se presente, indirizzo 6006) e della resistenza (resistenza delle spazzole + resistenza in serie R_{pre} + resistenza ausiliaria se presente, indirizzo 6007) del circuito di misura. Per ricavare questi valori è necessario effettuare una prova in fase di collaudo. Questa prova consiste nel simulare un guasto franco a terra sull'avvolgimento di campo a macchina ferma, e misurare i valori di resistenza e reattanza in queste condizioni. Queste misure possono essere effettuate tramite la protezione stessa.

Se la capacità verso terra è di almeno $15 \mu\text{F}$, la protezione può riconoscere eventuali interruzioni nel circuito di misura. Un'interruzione viene rilevata quando il valore di corrente misurato scende al di sotto di una soglia di minima corrente (indirizzo 6008) e, contemporaneamente, la tensione misurata è superiore a 25 V.

La verifica della corretta taratura della protezione può essere effettuata tramite delle prove durante il funzionamento della macchina. Se durante queste misure si osserva che la supervisione del circuito di misura non funziona correttamente (ad esempio viene rilevata un'anomalia quando questa non è effettivamente presente), è necessario disabilitare questa opzione.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.22 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.22 Maschera di taratura della protezione di terra rotore tramite iniezione di tensione sinusoidale dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Primary
6001	ROTOR E/F				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
6002	RE< WARN	[kΩ]	3,0	30,0	0,1	10,0
6003	RE<< TRIP	[kΩ]	1,0	5,0	0,1	2,0
6004	T-WARN-RE<	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
6005	T-TRIP-RE<<	[s]	0,00	60,00	0,01	1,00
					∞	
6006	X COUPLING	[Ω]	-100	800	1	
6007	R SERIES	[Ω]	0	999	1	
6008	I RE<	[mA]	1,0	50,0	0,1	
					0,0	

Le tarature sono state impostate in valori primari. I valori secondari dipendono dal rapporto di trasformazione dei trasformatori utilizzati per l'ingresso nel dispositivo della corrente I_{EE1} e della tensione U_E . Le soglie corrispondenti agli indirizzi 6006, 6007 e 6008 sono impostabili solo mediante prove in fase di collaudo della macchina.

3.3.13 Protezione di perdita di campo 40

Consigli di taratura per le soglie generali

La condizione di perdita di campo può essere rilevata in vari modi. Le soglie di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato e non esistono delle soglie generali.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di perdita di campo del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 opera tramite la misura di tensione e corrente statoriche e della tensione di eccitazione. La tensione e la corrente di statore consentono di calcolare l'ammettanza statorica vista dai morsetti della macchina.

Per effettuare la taratura della protezione è necessario disporre della capability del generatore in p.u. nel piano delle ammettenze $G - B$. In questo modo la rappresentazione è indipendente dal valore effettivo della tensione del generatore e quindi le tarature della protezione non devono essere cambiate al variare della tensione.

La protezione offre la possibilità di inserire tre diverse caratteristiche di intervento, rappresentate da diversi segmenti nel piano $G - B$, come raffigurato in Fig. 3.35.

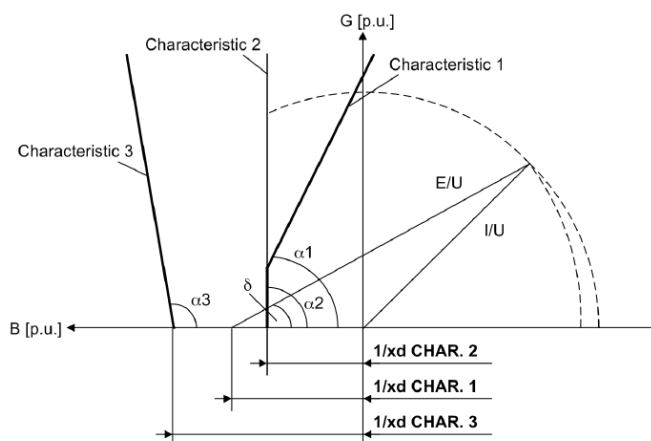


Fig. 3.35 Caratteristica di intervento della protezione di perdita di campo del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Le prime due caratteristiche possono essere combinate liberamente, in modo da essere coordinate con la caratteristica di stabilità pratica della macchina. Per ognuno dei due tratti è possibile inserire il punto base lungo la direzione negativa dell'asse B (**$1/x_d \text{ CHAR. 1}$** e **$1/x_d \text{ CHAR. 2}$**) e la pendenza (**α_1** e **α_2**). Se la caratteristica risultante in questo modo viene oltrepassata, viene subito emesso un segnale di allarme. Lo scatto della protezione si ha invece dopo un tempo di ritardo impostabile (**$T \text{ CHAR. 1}$** e **$T \text{ CHAR. 2}$**).

Il ritardo dello scatto è necessario per consentire al regolatore di tensione di aumentare la tensione di eccitazione e tentare così di riportare la macchina in condizioni di funzionamento stabili.

Un'ulteriore caratteristica (definita dal punto base **$1/x_d \text{ CHAR. 3}$** e dalla pendenza **α_3**) può essere adattata alla caratteristica dinamica di stabilità della macchina sincrona. Se questa caratteristica viene oltrepassata, la macchina si trova in uno stato di funzionamento per il quale il ritorno in condizioni di stabilità è definitivamente compromesso e deve essere disinserita rapidamente, con un tempo di ritardo minore dei precedenti (**$T \text{ CHAR 3}$**).

Per la taratura della protezione è necessario far riferimento al limite di stabilità pratico della macchina. Inoltre, se il regolatore di tensione della macchina sincrona dispone di un limitatore di sottoeccitazione (PQ limiter), le caratteristiche statiche devono essere impostate in modo tale che il limitatore possa svolgere la sua funzione prima che venga raggiunta la caratteristica di intervento, in modo da permettere un eventuale ritorno della macchina alle normali condizioni di funzionamento prima dell'invio di un comando di scatto.

Per quanto riguarda il punto base del primo tratto **$1/x_d \text{ CHAR. 1}$** , un buon valore di taratura corrisponde a $1,05 \cdot 1/x_{d,sec}$, dove $x_{d,sec}$ è la reattanza diretta in p.u. del generatore riportata al secondario dei trasformatori di misura. In questo modo la protezione rileva una condizione anomala non appena si supera il limite di stabilità pratico della macchina. Per l'angolo di taratura **α_1** si può

impostare un valore pari all'angolo limite di sottoeccitazione del regolatore di tensione, oppure all'angolo di inclinazione della caratteristica di stabilità pratica della macchina. Il valore impostato si trova normalmente tra 60° e 80°.

Il punto base del secondo tratto **1/xd CHAR.2** si può regolare a circa il 90% del punto base del primo tratto, mentre l'angolo **α2** può essere impostato 90°. In questo modo la caratteristica di intervento riesce a coordinarsi al meglio con il limite di stabilità pratico.

In caso di superamento della caratteristica di intervento definita dai tratti 1 e 2 è necessario, innanzitutto, permettere al regolatore di tensione di aumentare l'eccitazione per ritornare in condizioni normali; per questo motivo si ritarda il conseguente segnale di scatto (almeno 10 secondi sia per **T CHAR.1** che per **T CHAR.2**).

La caratteristica 3 permette di adattare la protezione ai limiti di stabilità dinamici della macchina. Se non sono disponibili indicazioni specifiche, si può selezionare un valore del suo punto base **1/xd CHAR.3** che si trova approssimativamente a metà tra l'ammettanza corrispondente alla reattanza diretta x_d e alla reattanza transitoria diretta x_d' (valori in p.u.), secondo la formula seguente:

$$1/xd \text{ CHAR. 3} = \frac{1}{\frac{x_d + x_d'}{2}}$$

Questo valore deve essere in ogni caso maggiore di 1. Come valore orientativo, si può impostare un valore doppio rispetto al punto base del primo tratto.

Il valore dell'angolo di inclinazione **α3** si seleziona in generale tra 80° a 110°, in modo che lo scatto secondo la caratteristica 3 possa essere provocato soltanto dall'instabilità dinamica. Si consiglia un tempo di ritardo **T CHAR.3** minore di 0,3 secondi [12] [14].

La protezione consente anche di attivare la supervisione della tensione rotorica. Il guasto nel regolatore di tensione può essere infatti rilevato anche tramite la misura diretta della tensione di eccitazione. In questo modo, se il valore della tensione di eccitazione scende al di sotto di un valore impostabile **UR<** (indirizzo 3013), si ha un comando di scatto dopo che è trascorso un certo tempo di ritardo (**T SHRT Uex<**, indirizzo 3011).

Si consiglia un tempo di ritardo per l'intervento in caso di riduzione della tensione rotorica non inferiore a 0,05 secondi, in quanto tempi di ritardo troppo brevi possono provocare reazioni non corrette. Valori orientativi di questo tempo di ritardo sono 0,5 – 1,5 secondi. La corrispondente soglia di tensione **UR<** può essere impostata a un valore minore o uguale al 50% della tensione di eccitazione a vuoto. Va osservato che il dispositivo, di regola, è collegato alla tensione di eccitazione mediante un partitore di tensione e quindi la taratura deve essere fatta considerando anche il rapporto di divisione di questo partitore.

Per il funzionamento della protezione è richiesto un valore minimo della tensione di misura. Se la tensione statorica scende al di sotto di una determinata soglia **US<** (indirizzo 3014A), si ha il blocco della protezione. Per la taratura di questa soglia si consiglia un coordinamento con la soglia della protezione di minima tensione, in modo che la soglia possa essere raggiunta prima che ci sia l'intervento della protezione di minima tensione.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.23 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.23 Maschera di taratura della protezione di perdita di campo dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
3001	40 Underexcitation Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
3002	40 Suseptance Intersect Characteristic 1		0,20	3,00	0,01	0,64
3003	40 Inclination Angle of Characteristic 1	[°]	50	120	1	70
3004	40 Characteristic 1 Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
3005	40 Susceptance Intersect Characteristic 2		0,20	3,00	0,01	0,58
3006	40 Inclination Angle of Characteristic 2	[°]	50	120	1	90
3007	40 Characteristic 2 Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
3008	40 Susceptance Intersect Characteristic 3		0,20	3,00	0,01	1,02
3009	40 Inclination Angle of Characteristic 3	[°]	50	120	1	90
3010	40 Characteristic 3 Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	0,30
					∞	
3011	40 T-Short Time Delay (Char.&Vexc<)	[s]	0,00	60,00	0,01	0,10
					∞	
3012	40 State of Excitation Volt. Supervision				ON	ON
					OFF	
3013	40 excitation Voltage Supervision Pickup	[V]	0,50	8,00	0,01	
3014A	40 Undervoltage blocking Pickup	[V]	10,0	125,0	0,1	74,8

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di ammettenza sono state calcolate nel seguente modo:

$$1/x_d \text{ CHAR. 1} = 1,05 \cdot \frac{1}{x_d} \cdot \frac{I_n \text{ Gen}}{U_n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_n \text{ prim}}{I_n \text{ prim}} = 1,05 \cdot \frac{1}{1,35} \cdot \frac{2485}{11500} \cdot \frac{11500}{3000} = 0,64 \quad [p.u._{sec}]$$

$$1/x_d \text{ CHAR. 2} = 0,9 \cdot 1/x_d \text{ CHAR. 1} = 0,9 \cdot 0,64 = 0,58 \quad [p.u._{sec}]$$

$$1/x_d \text{ CHAR. 3} = \frac{1}{\frac{(x_d + x'_d)}{2}} \cdot \frac{I_n \text{ Gen}}{U_n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_n \text{ prim}}{I_n \text{ prim}} = \frac{1}{(1,35 + 0,271)} \cdot \frac{2485}{11500} \cdot \frac{11500}{3000} = 1,02 \quad [p.u._{sec}]$$

dove x_d è la reattanza sincrona secondo l'asse diretto (in p.u.) e x'_d è la reattanza transitoria secondo l'asse diretto (in p.u.) del generatore.

La minima tensione storica di funzionamento della protezione è stata scelta pari alla soglia più bassa di intervento della protezione di minima tensione, cioè il 65% della tensione nominale:

$$U_s <= 0,65 \cdot U_n \text{ Gen} \cdot \frac{U_n \text{ sec}}{U_n \text{ prim}} = 0,65 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 74,8 \quad [V_{sec}]$$

3.3.14 Protezione di minima/massima frequenza 81 U/O

I relè di massima e minima frequenza sono utilizzati per individuare variazioni di frequenza generate da fluttuazioni di carico o cattivo funzionamento del regolatore di velocità del motore primo.

Per la taratura di queste protezioni bisogna tener conto sia dei danni che una frequenza anomala può apportare al generatore, sia di un corretto coordinamento con le protezioni delle linee di trasmissione. Bisogna infatti assicurare che la frequenza imposta dai generatori sia tale da non provocare l'intervento di queste protezioni e la conseguente messa fuori servizio di una parte di rete, la quale comporterebbe il sovraccarico delle linee rimanenti e la possibilità di formazione di isole elettriche indesiderate.

Come esposto nel paragrafo 2.8 e raffigurato nella Fig. 2.28, i generatori sono solitamente progettati per operare continuativamente in un intervallo di $\pm 2\%$ rispetto alla frequenza nominale. Le soglie di taratura delle protezioni di minima e di massima frequenza devono pertanto essere maggiori di questi valori.

Le protezioni devono intervenire solo se il regolatore di velocità e il programma di "load shedding" non sono stati in grado di riportare la frequenza al suo valore nominale. Le loro soglie di intervento devono inoltre essere calcolate in modo da consentire il superamento di situazioni transitorie e prevenire danni al gruppo turbina-generatore.

Consigli di taratura per le soglie generali

Il numero di gradini di intervento può essere diverso per ogni marca di relè di protezione. Le soglie di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato e non esistono delle soglie generali.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di minima/massima frequenza del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 dispone di 4 soglie di frequenza (**f1**, **f2**, **f3** e **f4**). A ogni soglia di frequenza è associato un tempo di ritardo (**T1**, **T2**, **T3** e **T4**), allo scadere del quale viene generato un comando di scatto. Per consentire un adattamento variabile della protezione alle condizioni dell'impianto, i gradini sono utilizzabili, a scelta, sia per protezione di minima che di massima frequenza.

Il valore di soglia impostato stabilisce la funzione di ogni gradino. Se si parametrizza un valore di soglia minore della frequenza nominale si tratta di un gradino di minima frequenza. Se invece la soglia viene regolata su un valore più alto della frequenza nominale si tratta di un gradino di massima frequenza. Se la soglia viene regolata a un valore corrispondente alla frequenza nominale, il gradino non è attivo.

Per il gradino di frequenza **f4** è possibile inoltre decidere, indipendentemente dal valore di soglia parametrizzato, se tale gradino deve funzionare come gradino di massima o di minima frequenza. In questo modo esso può essere usato come gradino di massima frequenza anche se la soglia impostata è minore della frequenza nominale, oppure può essere utilizzato come gradino di minima frequenza anche se il valore impostato è maggiore della frequenza nominale. Se siamo in una di queste due situazioni, il gradino è sempre abilitato durante il funzionamento a frequenza nominale della macchina e questa soglia può essere usata ad esempio per abilitare altre funzioni della protezione stessa.

Tenendo conto dei fattori esposti in precedenza, i valori tipici di taratura sono riportati nella Tabella 3.24.

Tabella 3.24 Valori di taratura tipici della protezione di minima/massima frequenza

	1° soglia	2° soglia	3° soglia	4° soglia
f	-1 Hz	-1,5 Hz	+1 Hz	+1,5 Hz
t	5 s	0,2 s	5 s	0,2 s

In alcuni casi può essere necessario rivedere questi valori di taratura, in modo tale che essi rispettino le esigenze di coordinamento con i requisiti della rete stabiliti dal regolamento di esercizio.

Se la tensione di misura si abbassa al di sotto di un valore impostabile **U_{min}** (indirizzo 4215), la protezione di frequenza viene bloccata, poiché c'è il rischio che il segnale di tensione non permetta più il calcolo esatto dei valori di frequenza. Per questo parametro si consiglia di impostare un valore circa uguale alla soglia di intervento della protezione di minima tensione.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.25 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.25 Maschera di taratura della protezione di minima/massima frequenza dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
4201	81 Over/Under Frequency Protection				OFF	
					ON	ON
					Block Relay	
4202	f1 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	49,00
4203	f1 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	
4204	T f1 Time Delay	[s]	0,00	600,00	0,01	5,00
4205	f2 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	48,50
4206	f2 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	
4207	T f2 Time Delay	[s]	0,00	100,00	0,01	0,20
4208	f3 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	51,00
4209	f3 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	
4210	T f3 Time Delay	[s]	0,00	100,00	0,01	5,00
4211	f4 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	51,50
4212	f4 pickup	[Hz]	40,00	66,00	0,01	
4213	T f4 Time Delay	[s]	0,00	100,00	0,01	0,20
4214	Handling of Threshold Stage f4				automatic	automatic
					f>	
					f<	
4215	Minimum required voltage for operat.	[V]	10,0	125,0	0,1 0	74,8

Gli indirizzi 4202, 4205, 4208 e 4211 sono da compilare nel caso in cui la frequenza nominale sia di 50 Hz. Gli indirizzi 4203, 4206, 4209 e 4212 sono da compilare nel caso in cui la tensione nominale sia di 60 Hz; per questo motivo questi ultimi non risultano compilati.

Analogamente al caso della protezione di perdita di campo, la minima tensione statorica di funzionamento della protezione è stata scelta pari alla soglia più bassa di intervento della protezione di minima tensione, cioè il 65% della tensione nominale.

3.3.15 Protezione di minima/massima tensione 27/59

Come esposto nel paragrafo 2.8 e raffigurato nella Fig. 2.28, i generatori sono solitamente progettati per operare continuativamente a una tensione massima del 105% rispetto alla nominale, a potenza e frequenza nominali. La prima soglia di intervento della protezione di massima tensione deve quindi essere maggiore di questo valore. La protezione di massima tensione deve inoltre essere coordinata con l'AVR, in modo da intervenire solo nei casi in cui esso non sia in grado di riportare la tensione entro i limiti consentiti in tempi ragionevoli.

Analogamente, i generatori sono solitamente progettati per operare a regime con una tensione minima pari al 95% della tensione nominale, a potenza e frequenza nominali, quindi la prima soglia di intervento deve essere minore di questo valore.

Consigli di taratura per le soglie generali

Il numero di gradini di intervento può essere diverso per ogni marca di relè di protezione. Le soglie di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato e non esistono delle soglie generali.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

Le protezioni di minima e di massima tensione del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 sono composte ciascuna da due soglie di intervento a tempo definito. Le protezioni funzionano tramite la misura della componente alla sequenza diretta delle tensioni di fase.

La prima soglia **U>** della protezione di massima tensione può essere impostata attorno al 110% - 115% della tensione nominale, con tempi di intervento **T>** di circa 1,5 - 5 secondi.

La seconda soglia **U>>** fornisce protezione in caso di sovratensioni molto elevate e deve essere impostata a un valore inferiore alla massima tensione ammissibile della macchina. Essa può essere impostata a circa il 120% - 130% della tensione nominale, con scatto istantaneo o breve ritardo **T>>** di 0,5 secondi.

La prima soglia **U<** della protezione di minima tensione può essere impostata a circa l'80% - 90% della tensione nominale della macchina, con un tempo di ritardo **T<** di circa 1,5 - 5 secondi; la seconda soglia **U<<** può essere impostata a circa il 65% della tensione nominale della macchina, con scatto istantaneo o breve ritardo **T<<** di 0,5 secondi, tale da assicurare l'intervento della protezione in caso di buchi di tensione che possono compromettere la stabilità di funzionamento del generatore [21].

Un altro criterio di taratura, di possibile impiego per taglie superiori a 50 MVA, suggerisce di impostare la prima soglia U_1 al 90% della tensione nominale con un ritardo T_1 di 10 - 15 secondi e la seconda soglia U_2 al 80% della tensione nominale, con un tempo di intervento T_2 di 2 secondi.

Le tarature delle protezioni di massima e di minima tensione, riferite alla tensione nominale, sono riassunte nella Tabella 3.26 e nella Tabella 3.27.

Tabella 3.26 Valori di taratura tipici della protezione di massima tensione

	1° soglia	2° soglia
V	110 – 115%	120 – 130%
t	1,5 - 5 s	0 - 0,5 s

Tabella 3.27 Valori di taratura tipici della protezione di minima tensione

	1° soglia	2° soglia
V	80 - 90%	65%
t	1,5 - 5 s	0 - 0,5 s

In alcuni casi può essere necessario rivedere questi valori di taratura, in modo tale che essi rispettino le esigenze di coordinamento con i requisiti di rete stabiliti dal regolamento di esercizio.

Lo scatto della protezione di minima o di massima tensione deve provocare l'apertura dell'interruttore di macchina e dell'interruttore di campo, oltre al trasferimento dei servizi ausiliari sull'alimentazione secondaria.

Per la protezione di massima tensione è inoltre prevista la possibilità di operare con la tensione stellata o con la tensione concatenata; in ogni caso però i valori di taratura sono riferiti alla tensione concatenata. Si consiglia di far operare la protezione sempre con i valori di tensione concatenata, in quanto essa, al contrario della tensione di fase, non è influenzata da eventuali componenti omopolari o da condizioni di dissimmetria. Si può operare con la tensione stellata solo nella condizione di neutro franco a terra, per la quale le tensioni omopolari che si originano durante un guasto a terra sono di piccola entità.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.28 e la Tabella 3.29 contengono i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.28 Maschera di taratura della protezione di minima tensione dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
4001	27 Undervoltage Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
4002	27-1 U< Pickup	[V]	10,0	125,0	0,1	103,5
4003	27-1 T< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	5,00
					∞	
4004	27-2 U<< Pickup	[V]	10,0	125,0	0,1	74,8
4005	27-2 T<< Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	0,10
					∞	

Tabella 3.29 Maschera di taratura della protezione di massima tensione dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
4101	59 Overvoltage Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
4102	59-1 U> Pickup	[V]	30,0	170,0	0,1	126,5
4103	59-1 T> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	5,00
					∞	
4104	59-2 U>> Pickup	[V]	30,0	170,0	0,1	149,5
4105	59-2 T>> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	0,10
					∞	
4107A	59 Measurement Values				U-ph-ph	U-ph-ph
					U-ph-e	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di massima tensione sono state calcolate nel seguente modo:

$$U < = 0,90 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 0,90 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 103,5 \quad [V_{\text{sec}}]$$

$$U << = 0,65 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 0,65 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 74,8 \quad [V_{\text{sec}}]$$

$$U > = 1,10 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 1,10 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 126,5 \quad [V_{\text{sec}}]$$

$$U >> = 1,30 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 1,30 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 149,5 \quad [V_{\text{sec}}]$$

3.3.16 Protezione contro i carichi squilibrati 46

La protezione contro i carichi squilibrati protegge il rotore del generatore dal riscaldamento superficiale provocato dalle correnti indotte con frequenza doppia rispetto alla nominale.

Consigli di taratura per le soglie generali

Le tarature della protezione contro i carichi squilibrati devono essere impostate in modo tale che la caratteristica tempo-corrente di intervento si sovrapponga al meglio alla curva di sopportabilità termica alla sequenza inversa del generatore. La caratteristica di intervento della protezione deve quindi essere a tempo inverso.

L'intervento in condizioni di carico squilibrato deve essere ritardato, per consentire alle altre protezioni dell'impianto, o all'operatore, di eliminare selettivamente il guasto nel caso in cui esso si sia verificato sulla rete.

Per il funzionamento della protezione contro i carichi squilibrati è necessario inserire i valori del fattore di sequenza inversa K e della minima corrente di sequenza inversa I_{2min} , forniti dal costruttore del generatore. Prima di essere inseriti nella protezione, questi valori devono essere tuttavia riportati al secondario dei TA di misura, tramite le seguenti formule:

$$I_{2min\ sec}\% = I_{2min\ prim}\% \cdot \frac{I_{Ngen}}{I_{NCTprim}}$$

$$K_{sec} = K_{prim} \left(\frac{I_{Ngen}}{I_{NCTprim}} \right)^2$$

dove $I_{2min\ prim}\%$ e K_{prim} sono i valori della minima corrente di sequenza inversa e del fattore di sequenza inversa dichiarati dal costruttore, I_{Ngen} è la corrente nominale del generatore e $I_{NCTprim}$ è la corrente nominale primaria del trasformatore di corrente. $I_{2\ min\ sec}\%$ va inserito all'indirizzo 1702, mentre K_{sec} va inserito all'indirizzo 1704 della protezione Siemens.

Il valore del parametro K_{sec} definisce la pendenza della caratteristica di intervento a tempo inverso della protezione.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

Nella protezione contro i carichi squilibrati del relè Siemens Siprotec 7UM62, il valore della soglia $I_{2min\ sec}\%$ definisce la minima corrente di intervento della protezione; al di sotto di questo valore di corrente di sequenza inversa la protezione non interviene. Al superamento di questa soglia, si ha l'emissione di un segnale di allarme, allo scadere di un tempo impostabile $T I>$. Per questo tempo di ritardo $T I>$ dell'emissione dell'allarme, si consiglia di impostare un valore tra 5 e 30 secondi.

La protezione è inoltre dotata di una seconda soglia di intervento $I>>$ (indirizzo 1706), al superamento della quale la protezione interviene con un tempo di ritardo costante $T I>>$ (indirizzo 1707). I guasti asimmetrici possono dare luogo a correnti inverse molto elevate. Un'impostazione della seconda soglia di corrente inversa $I>>$ a circa il 60 - 65 % della corrente nominale permette di assicurare l'intervento in caso di corto circuiti asimmetrici. La temporizzazione di questa soglia $T I>>$ deve essere coordinata con lo schema di selettività della rete per corto circuiti di fase.

In totale quindi la protezione possiede due soglie di intervento a tempo definito e una soglia di intervento a tempo inverso.

La totale caratteristica di intervento della protezione è rappresentata nella Fig. 3.36.

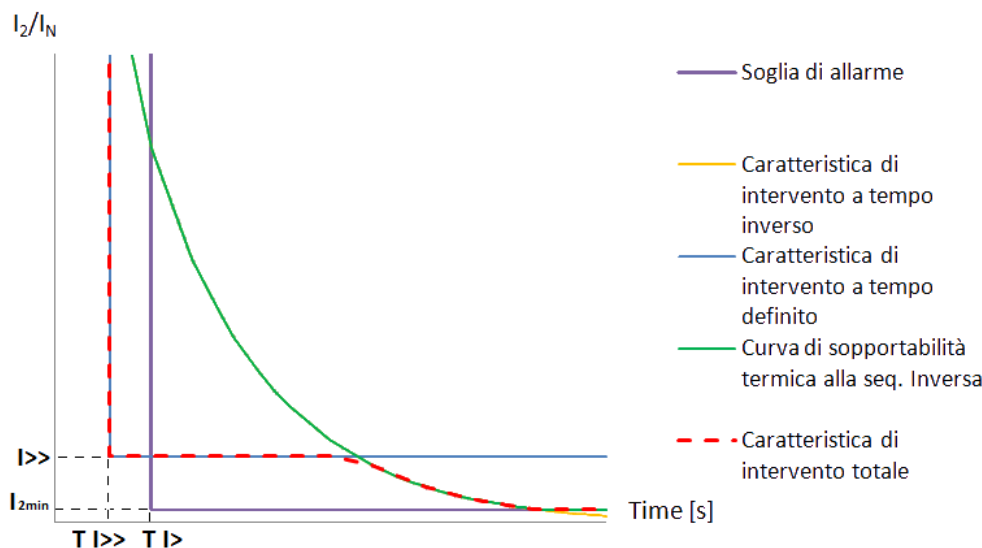


Fig. 3.36 Curva di sopportabilità termica e caratteristica di intervento della protezione contro i carichi squilibrati del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Dalla Fig. 3.36 si nota come la caratteristica di intervento della protezione segua la curva di danneggiamento termico per valori di corrente minori della soglia $I_{>>}$; per valori di corrente più elevati di questo valore è attiva la soglia a tempo definito e la protezione interviene in un tempo $T_{I>>}$.

Il dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 prevede anche l'impostazione di un tempo di raffreddamento **T-COOL** (indirizzo 1705). Nel caso in cui venga superata la corrente minima di intervento I_{2min} per un tempo insufficiente a provocare l'intervento della protezione, l'impostazione del tempo di raffreddamento consente di ritardare la ricaduta della protezione. In questo modo la ricaduta si ha solo se la corrente inversa rimane al di sotto della corrente minima di intervento per tutto il tempo di raffreddamento **T-COOL**. Se invece la corrente aumenta nuovamente al di sopra di I_{2min} prima della fine del tempo di raffreddamento, la variabile di conteggio temporale non partirà più da 0, ma terrà conto del fatto che in precedenza c'è stato un altro superamento di I_{2min} . In caso di nuovo superamento della soglia di minima corrente la protezione scatta quindi in un tempo più breve. Il tempo di raffreddamento dipende dal tipo di costruzione del generatore, in particolare dell'avvolgimento smorzatore, nel quale vengono indotte le correnti di sequenza inversa. Se il produttore della macchina non fornisce le indicazioni necessarie, si può scegliere il valore di **T-COOL** supponendo che il tempo di raffreddamento e il tempo di riscaldamento dell'oggetto da proteggere siano uguali.

Tra il fattore di sequenza inversa K e il tempo di raffreddamento esiste la seguente relazione:

$$T - COOL = \frac{K}{(I_{2min}\%)^2}$$

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.30 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.30 Maschera di taratura della protezione contro i carichi squilibrati dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
1701	46 Negative Sequence Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
1702	46 Continuously Permissible Current I2	[%]	3,0	30,0	0,1	6,6
1703	46 T I> Warning Stage Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	10,00
					∞	
1704	46 Permissible Negative Sequence Time K	[s]	1,0	100,0	0,1	13,7
					∞	
1705	46 Time for Cooling Down	[s]	0	50000	1	3125
1706	46-2 I>> Pickup	[%]	10	200	1	60
1707	46-2 T I>> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01	2,50
					∞	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$I_{2min\ sec} \% = I_{2min\ prim} \% \cdot \frac{I_{Ngen}}{I_{NCTprim}} = 8 \cdot \frac{2485}{3000} = 6,6 \quad [\%_{sec}]$$

$$K_{sec} = K_{prim} \cdot \left(\frac{I_{Ngen}}{I_{NCTprim}} \right)^2 = 20 \cdot \left(\frac{2485}{3000} \right)^2 = 13,7 \quad [s]$$

$$T - COOL = \frac{K}{(I_{2min} \%)^2} = \frac{20}{(8\%)^2} = 3125 \quad [s]$$

3.3.17 Protezione di sovra eccitazione 24

La protezione misura il rapporto tensione/frequenza, proporzionale all'induzione B , e lo compara con l'induzione nominale B_N .

Consigli di taratura per le soglie generali

In generale la protezione può essere dotata di due soglie di intervento a tempo definito, abbinate a una soglia di intervento a tempo inverso, l'impostazione della quale può però variare in funzione del tipo di relè considerato.

La prima soglia a tempo definito prevede l'invio di un segnale di allarme, al superamento del valore $U/f >$, dopo un tempo di ritardo impostabile $T >$. In questo modo l'operatore può provvedere a

riportare manualmente il livello di flusso entro livelli accettabili, prima che si abbia l'intervento della protezione e la disconnessione del generatore. L'operatore può diminuire il livello di flusso nella macchina agendo sull'AVR, in modo da ridurre la corrente del circuito di eccitazione.

La seconda soglia a tempo definito ha la funzione di eliminare rapidamente le sovra eccitazioni di elevata intensità, in modo da prevenire il verificarsi di danni ingenti al generatore. Essa si attiva al superamento del valore $U/f>>$ e ha un tempo di ritardo pari a $T>>$.

Per quanto riguarda questi gradini di intervento a tempo definito, in mancanza di dati forniti dal costruttore, il primo gradino $U/f>$ può essere impostato a circa il 110% dell'induzione nominale (ritenendo che per valori di sovra flusso minori di questo valore il generatore possa funzionare continuativamente), con un tempo di invio del messaggio di errore $T>$ di circa 20 - 40 secondi, mentre il secondo gradino $U/f>>$ può essere impostato a circa il 130 - 140% dell'induzione nominale, con un tempo di intervento $T>>$ di 1 - 4 secondi.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di sovra eccitazione del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 è dotata di due soglie di intervento a tempo definito e una soglia di intervento a tempo inverso.

La caratteristica di intervento a tempo inverso viene impostata tramite l'immissione nella protezione di 8 coppie di valori del rapporto U/f , riferiti ai valori nominali, e dai corrispondenti tempi di scatto. In particolare la protezione permette di inserire i tempi di scatto corrispondenti a valori del rapporto U/f pari a 1,05 1,10 1,15 1,20 1,25 1,30 1,35 e 1,40, tramite gli indirizzi da 4306 a 4313.

La caratteristica di intervento a tempo inverso della protezione deve essere tale da provocare l'intervento prima che vengano raggiunti i limiti di funzionamento dedotti dalla curva V/Hz del generatore. La caratteristica di intervento deve quindi trovarsi leggermente più in basso rispetto alla curva V/Hz . Si possono impostare i valori di taratura facendo riferimento al grafico $t - V/f$ in cui sono rappresentate sia la curva V/Hz del generatore che la caratteristica di intervento (si veda la Fig. 3.37).

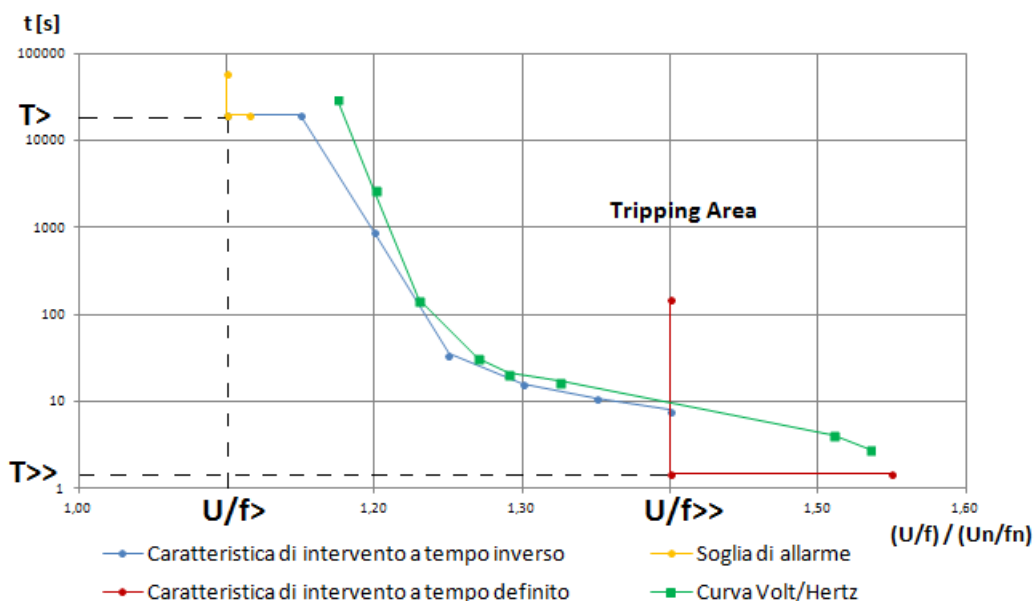


Fig. 3.37 Curva V/Hz del generatore e caratteristica di intervento della protezione di sovra eccitazione del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

Bisogna far attenzione al fatto che non è sufficiente che tutti gli 8 punti della caratteristica di scatto impostata si trovino al di sotto della curva V/Hz del generatore. Può infatti succedere che due punti successivi si trovino al di sotto della curva V/Hz, ma che un tratto di segmento tra questi due punti si trovi al di sopra della curva, a causa della concavità rivolta verso il basso della curva Volt/Hertz del generatore.

Se, dopo l'avviamento della protezione, il valore di eccitazione diminuisce al di sotto della caratteristica di intervento, ha inizio il conteggio un tempo di raffreddamento parametrizzabile. In questo modo un nuovo aumento del valore del rapporto V/Hz al di sopra della caratteristica di intervento fa intervenire la protezione in un tempo minore, in modo analogo a quanto succede per la protezione contro i carichi squilibrati (paragrafo 3.3.16).

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.31 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.31 Maschera di taratura della protezione di sovra eccitazione dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
4301	24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz)				OFF ON Block Relay	ON
4302	24-1 V/f> Pickup		1,00	1,20	0,01	1,10
4303	24-1 V/f> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01 ∞	20,00
4304	24-2 V/f>> Pickup		1,00	1,40	0,01	1,35
4305	24-2 V/f>> Time Delay	[s]	0,00	60,00	0,01 ∞	2,00
4306	24 V/f = 1.05 Time Delay	[s]	0	20000	1	20000
4307	24 V/f = 1.10 Time Delay	[s]	0	20000	1	20000
4308	24 V/f = 1.15 Time Delay	[s]	0	20000	1	20000
4309	24 V/f = 1.20 Time Delay	[s]	0	20000	1	900
4310	24 V/f = 1.25 Time Delay	[s]	0	20000	1	35
4311	24 V/f = 1.30 Time Delay	[s]	0	20000	1	16
4312	24 V/f = 1.35 Time Delay	[s]	0	20000	1	11
4313	24 V/f = 1.40 Time Delay	[s]	0	20000	1	8
4314	24 Time for Cooling Down	[s]	0	20000	1	

3.3.18 Protezione di perdita di passo 78

Consigli di taratura per le soglie generali

La condizione di perdita di passo può essere rilevata in diversi modi. Le soglie di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato e non esistono delle soglie generali.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di perdita di passo del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 ha una caratteristica di intervento rettangolare nel piano delle impedenze. L'asse di simmetria della caratteristica di intervento possiede un certo angolo di inclinazione φ rispetto all'asse immaginario; supponendo che tale angolo sia nullo, la caratteristica di intervento è rappresentata in Fig. 3.38.

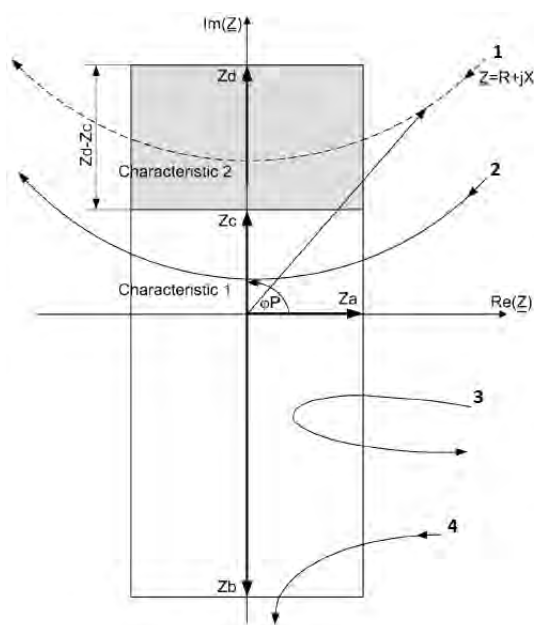


Fig. 3.38 Caratteristica di intervento della protezione di perdita di passo del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

L'origine degli assi corrisponde con il punto di misura della tensione, cioè i morsetti del generatore.

La protezione calcola il valore dell'impedenza a partire dalle misure di tensione e corrente statoriche alla sequenza diretta. Il poligono di scatto è definito da quattro parametri: **Za**, **Zb**, **Zc**, **Zd-Zc**. Esso è simmetrico rispetto al proprio asse. **Za** esprime la larghezza del poligono di scatto. **Zb** è misurata in direzione inversa e comprende la zona del generatore, **Zc** comprende la zona del trasformatore elevatore e **Zd** comprende anche la zona della rete. Il poligono è diviso in due rettangoli (caratteristica 1 e caratteristica 2) e l'impedenza misurata durante il transitorio di perdita di passo può attraversare l'uno o l'altro rettangolo in dipendenza del centro elettrico dell'oscillazione.

La reattanza di pendolazione in direzione inversa **Zb** può essere impostata al valore della reattanza transitoria diretta del generatore, riportata al secondario dei trasformatori di misura.

Per le reattanze del poligono di pendolazione in direzione diretta, si può assumere che la caratteristica 1 copra circa il 70 - 90 % dell'impedenza del trasformatore elevatore, e che la caratteristica 2 possa arrivare fino alla rete. La reattanza **Z_c** si può quindi impostare al 70 - 90% dell'impedenza di corto circuito del trasformatore elevatore e la reattanza **Z_{d-Z_c}** si può impostare sulla rimanente parte dell'impedenza di corto circuito del trasformatore, più l'eventuale impedenza della porzione di rete che si vuole monitorare.

Per la determinazione della reattanza **Z_a**, si può usare la seguente formula:

$$Z_a = \frac{Z_{tot}/2}{\tan(\delta/2)}$$

dove $Z_{tot}=Z_b+Z_c$ e δ è il minimo angolo di pendolazione al quale la protezione rileva la perdita di passo. Se si suppone che questo angolo sia di 120°, si ottiene una reattanza **Z_a** pari a $0,289 \cdot Z_{tot}$.

L'angolo di inclinazione ϕ del poligono di pendolazione (indirizzo 3508) è parametrizzabile e può essere adattato in modo ottimale alle condizioni dell'impianto. Per esso si può in genere impostare un valore pari a circa 70° - 90°.

La determinazione di una condizione di perdita di passo da parte della protezione si ha se il vettore di impedenza entra all'interno della caratteristica di pendolazione, ne attraversa l'asse ed esce dalla parte opposta (traiettorie 1 e 2 di Fig. 3.38). Se il vettore di impedenza entra ed esce dalla stessa parte del poligono, oppure non attraversa l'asse della caratteristica di intervento, la pendolazione tende a stabilizzarsi e non si ha l'intervento della protezione (traiettorie 3 e 4 di Fig. 3.38).

Non appena viene rilevata una condizione di perdita di passo, viene generato un messaggio di allarme e viene impostato a 1 il contatore n1 (se è stata attraversata la caratteristica 1) o n2 (se è stata attraversata la caratteristica 2). I contatori contano il numero di volte in cui si ha l'attraversamento del poligono di pendolazione da parte del vettore di impedenza, cioè contano quanti giri ha compiuto il vettore di impedenza. Se questo numero raggiunge il valore di soglia impostabile (**N1**, indirizzo 3509 per la caratteristica 1 o **N2**, indirizzo 3510 per la caratteristica 2), si ha lo scatto della protezione. Il messaggio di allarme scompare dopo che è trascorso un tempo impostabile **T-SIGNAL** (indirizzo 3512).

Per quanto riguarda il numero di attraversamenti **N1** della caratteristica 1, si può impostare un valore pari a 1 o 2, in quanto le pendolazioni di potenza all'interno della zona del generatore devono essere eliminate in tempo breve. Per quanto riguarda il numero di attraversamenti **N2** della caratteristica 2, si può impostare un valore pari a 4, in quanto queste pendolazioni sono tollerabili per un tempo maggiore rispetto alla precedenti.

Dopo un numero di conteggi impostabile si ha quindi lo scatto della protezione. Se tra un attraversamento del poligono di scatto e il successivo trascorre un tempo superiore a una soglia temporale impostabile **T-HOLDING** (indirizzo 3511), si ha la ricaduta della protezione. Questo tempo deve essere impostato a un valore superiore al periodo corrispondente al più lento ciclo di pendolazione. Valori usuali sono circa di 20 - 30 secondi.

Anche il tempo di durata del messaggio di allarme **T-SIGNAL** può essere impostato a un valore superiore al periodo corrispondente al più lento ciclo di pendolazione, in modo tale che non si abbia la scomparsa del messaggio nell'intervallo di tempo che intercorre tra due attraversamenti consecutivi.

I fenomeni di pendolazione sono fenomeni simmetrici, quindi un requisito essenziale per il funzionamento della protezione è che la terna di correnti misurata sia equilibrata. La protezione interviene solo se la componente di sequenza diretta della corrente misurata è superiore a una prima soglia impostabile **I1>** (indirizzo 3502) e la componente di sequenza inversa è inferiore a una seconda soglia **I2<** (indirizzo 3503). La minima corrente di sequenza diretta per il funzionamento della protezione **I1>** può essere impostata a un valore maggiore della massima corrente sopportabile continuamente dalla macchina, per esempio al 120% della corrente nominale, per evitare il funzionamento in caso di sovraccarico. La soglia di massima corrente di sequenza inversa **I2<** può invece essere impostata a circa il 20% della corrente nominale.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.32 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.32 Maschera di taratura della protezione di perdita di passo dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
3501	78 Out-of-Step Protection				OFF	
					ON	ON
					Block Relay	
3502	78-Release I1>	[%]	20,0	400,0	1,0	120,0
3503	78-Release I2<	[%]	5,0	100,0	1,0	20,0
3504	78 Za Resistance	[Ω]	0,20	130,00	0,01	8,48
3505	78 Zb Reactance	[Ω]	0,10	130,00	0,01	21,72
3506	78 Zc Reactance	[Ω]	0,10	130,00	0,01	7,62
3507	78 Zd-Zc Reactance Difference	[Ω]	0,00	130,00	0,01	
3508	78 Angle of Inclination of the Polygon	[°]	60,0	90,0	0,1	
3509	78 Number of Power Swing: Char. 1		1	10	1	1
3510	78 Number of Power Swing: Char. 2		1	20	1	4
3511	78 Holding Time	[s]	0,20	60,00	0,01	25,00
3512	78 Min. Signal Time	[s]	0,02	0,15	0,01	25,00

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di impedenza sono state calcolate nel seguente modo:

$$Z_b = X_d \cdot \frac{I_{n \text{ prim}}}{I_{n \text{ sec}}} \cdot \frac{U_{n \text{ prim}}}{U_{n \text{ sec}}} = 0,724 \cdot \frac{3000}{1} \cdot \frac{11500}{115} = 21,72 \quad [\Omega_{\text{sec}}]$$

$$Z_c = 0,80 \cdot Z_{\text{Trasf}} \cdot \frac{I_{n \text{ prim}}}{I_{n \text{ sec}}} \cdot \frac{U_{n \text{ prim}}}{U_{n \text{ sec}}} = 0,80 \cdot 0,3174 \cdot \frac{3000}{1} \cdot \frac{11500}{115} = 7,62 \quad [\Omega_{\text{sec}}]$$

$$Z_a = 0,289 \cdot Z_{tot} = 0,289 \cdot (Z_b + Z_c) = 0,289 \cdot (21,72 + 7,72) = 8,48 \quad [\Omega_{sec}]$$

dove X_d è la reattanza sincrona secondo l'asse diretto del generatore e Z_{Trasf} è l'impedenza di corto circuito del trasformatore elevatore, entrambe in Ω .

3.3.19 Protezione di ritorno di energia 32R

La protezione di ritorno di energia protegge il generatore contro l'assorbimento di potenza attiva dalla rete. Essa interviene se la potenza misurata assume un valore negativo e inferiore a una soglia impostata $P<$.

Consigli di taratura per le soglie generali

La taratura della soglia di potenza $P<$ può essere scelta pari alla metà della potenza di motorizzazione, cioè la potenza assorbita dal motore primo durante la fase di motorizzazione; in questo modo si ha l'intervento sicuro della protezione. Nella Tabella 3.33 sono riassunte le potenze di motorizzazione per diversi tipi di motore primo.

Tabella 3.33 Potenze di motorizzazione di diversi tipi di turbine

Machine Type	Motoring Power (Percentage of Rating)
Combustion Gas Turbine	< 50%
Diesel	< 25%
Steam	0.5 – 3%
Hydroelectric	0.2 – 2%

Le turbine a gas hanno una potenza di motorizzazione molto elevata, dovuta in gran parte alla presenza del compressore calettato sullo stesso albero della turbina. Anche i motori diesel hanno una potenza di motorizzazione considerevole, a causa del trascinamento in movimento dei pistoni del motore stesso. La rilevazione di questi livelli di potenza da parte dei trasformatori di misura non è di difficile realizzazione e non si hanno particolari problemi di sensibilità.

Le turbine idrauliche e a vapore hanno invece valori molto bassi della potenza di motorizzazione. Per la protezione degli impianti con turbine idrauliche o a vapore è richiesto quindi l'impiego di strumenti di misura molto sensibili, in quanto le loro potenze di motorizzazione sono prossime allo zero. Per questo motivo, a volte al posto di utilizzare la protezione di ritorno di energia con una soglia negativa di potenza, si usa una protezione di minima potenza generata, la quale ha una soglia positiva di potenza. Il modulo di questa soglia è maggiore del modulo della soglia della protezione di ritorno di energia e quindi si hanno minori difficoltà di misura. Tuttavia questa protezione interviene anche in situazioni di bassa generazione di potenza e non solo in caso assorbimento di potenza da parte del generatore. Questa condizione può essere indesiderabile, in quanto si possono provocare degli interventi intempestivi durante la messa in parallelo della macchina o negli istanti successivi all'eliminazione di un guasto.

Le turbine idrauliche hanno una potenza di motorizzazione di circa il 2%. Per la taratura della protezione si consiglia tuttavia di non scendere al di sotto di questo valore, poiché non si può più garantire l'affidabilità delle misure effettuate dai TA. Per gli impianti idroelettrici si può prendere quindi come riferimento una soglia corrispondente al 2% della potenza nominale della macchina.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di ritorno di energia del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 prevede diverse soglie temporali di intervento.

La prima soglia **T-SV-OPEN** (indirizzo 3103) riguarda l'intervento nel caso in cui non ci sia stata l'azione di chiusura della valvola di emergenza della turbina, oppure nel caso in cui tale azione non sia prevista. Questo tempo di ritardo deve essere minore del tempo massimo consentito per il funzionamento in condizioni di motorizzazione, fornito dal costruttore. D'altra parte, il tempo di ritardo deve essere sufficientemente lungo, in modo da impedire l'intervento della protezione in caso di inversioni di potenza di breve durata, causate da oscillazioni di potenza stabili.

Il tempo di ritardo può arrivare fino a un massimo di 60 secondi [8]. Si cerca tuttavia di limitare il più possibile questo ritardo, in quanto durante la fase di motorizzazione, oltre a non produrre energia (e quindi guadagno), si ha una perdita economica a causa dell'assorbimento di energia dalla rete. Un valore tipico di questo tempo di ritardo è quindi di circa 5 secondi.

La seconda soglia **T-SV-CLOSED** (indirizzo 3104) riguarda l'intervento nel caso in cui ci sia stata la chiusura della valvola di emergenza della turbina; in questo caso il tempo di intervento della protezione può essere minore del precedente. Si può impostare un tempo tale per cui sia possibile superare le oscillazioni di potenza attiva che si manifestano in seguito a una chiusura brusca della valvola di emergenza, fino ad arrivare a un valore stazionario di potenza attiva. A questo scopo, per le turbine idrauliche è sufficiente un tempo di ritardo **T-SV-CLOSED** di circa 1 - 3 secondi, mentre per le turbine a gas si consiglia un tempo di circa 0,5 secondi. La posizione di chiusura della valvola viene comunicata al dispositivo tramite un ingresso binario.

La terza soglia **T-HOLD** (indirizzo 3105A) serve per fare in modo che eventuali superamenti della soglia di potenza inversa frequenti ma di breve durata possano portare ugualmente ad uno scatto. In questo modo, se vengono rilevati diversi superamenti della soglia, ciascuno dei quali di durata insufficiente per l'intervento della protezione, le loro durate vengono cumulate e, se il tempo cumulativo raggiunge la soglia impostata **T-HOLD**, si ha comunque lo scatto della protezione.

In condizioni di motorizzazione, la potenza misurata dai trasformatori di misura ha un angolo che si avvicina ai 90°, in quanto si hanno valori elevati di potenza reattiva e valori bassi di potenza attiva. Per una valutazione esatta è quindi necessario che i trasformatori di misura introducano un errore d'angolo di valore basso, oppure che questo errore d'angolo venga corretto dalla protezione stessa. Per un calcolo preciso della potenza attiva è necessario quindi conoscere con precisione l'angolo di sfasamento tra le misure dei TA e dei TV. Questo parametro è immesso nel dispositivo in fase di configurazione.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.34 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.34 Maschera di taratura della protezione di ritorno di energia dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
3101	32R Reverse Power Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
3102	32R P< Reverse Pickup	[%]	-30,00	-0,50	0,01	-1,41
3103	32R Time Delay Long (without stop valve)	[s]	0,00	60,00	0,01	5,00
3104	32R Time Delay Short (with stop valve)	[s]	0,00	60,00	0,01	3,00
					∞	
3105A	32R Pickup Holding Time	[s]	0,00	60,00	0,01	∞

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, la soglia di potenza inversa è stata calcolata nel seguente modo:

$$P < = 2\% \cdot P_{n\ Gen} \left/ \left(\frac{U_{n\ prim}}{U_{n\ sec}} \cdot \frac{I_{n\ prim}}{I_{n\ sec}} \right) \right. = 0,02 \cdot 49500 \cdot 1000 \cdot 0,85 \left/ \frac{11500}{115} \cdot \frac{3000}{1} \right. = 2,81 \quad [W_{sec}]$$

Essa va inserita in valori percentuali all'interno della protezione, tramite la seguente formula:

$$P < \% = \frac{P <}{\sqrt{3} \cdot U_{n\ sec} \cdot I_{n\ sec}} \cdot 100 = \frac{2,81}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1} \cdot 100 = 1,41 \quad [\%_{sec}]$$

3.3.20 Protezione contro l'energizzazione accidentale 50/27

Consigli di taratura per le soglie generali

La condizione di energizzazione accidentale può essere rilevata in diversi modi. Le soglie di taratura variano quindi in funzione del tipo di relè utilizzato e non esistono delle soglie generali.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione contro l'energizzazione accidentale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 consiste in un relè a sovracorrente con avviamento a minima tensione. La condizione di energizzazione accidentale è rilevata quando la corrente supera la soglia impostata. L'abilitazione della funzione di massima corrente ad azione rapida è consentita solo se la componente fondamentale della tensione è minore di una certa soglia **U1<** (indirizzo 7103). In questo modo la funzione di massima corrente è attiva solo quando il generatore viene disconnesso dalla rete e rimane in funzione durante tutto il tempo di fermo della macchina. Essa viene disattivata quando la macchina ritorna in servizio.

La protezione opera tramite un'apertura rapida dell'interruttore di macchina.

Nella Fig. 3.39 è riportato lo schema di inserzione e il diagramma logico di intervento della protezione.

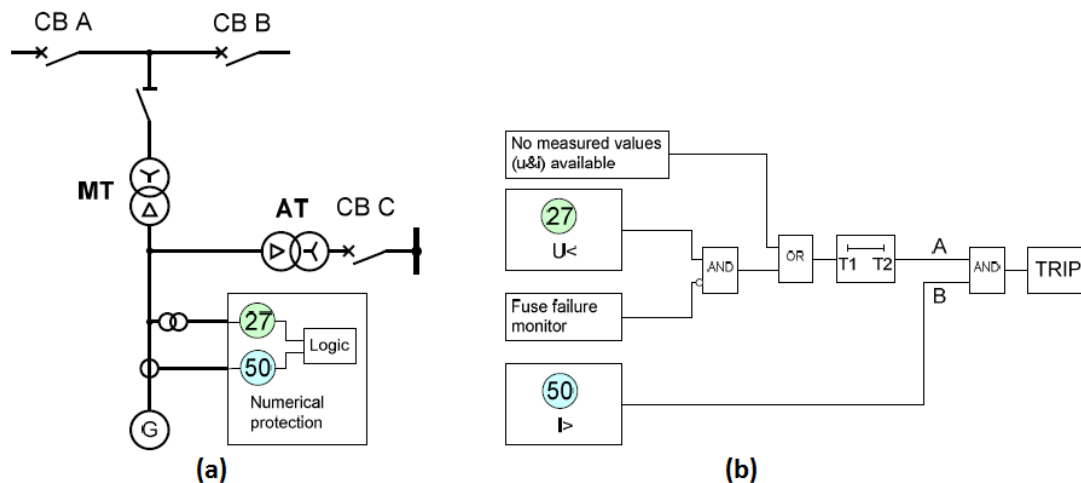


Fig. 3.39 Protezione contro l'energizzazione accidentale del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62: a) schema di inserzione; b) logica di funzionamento

Nel caso in cui il generatore non sia ancora stato sincronizzato con la rete, la tensione ai morsetti della macchina è inferiore alla rispettiva soglia $U_{1<}$ e il punto A si trova a livello logico 1. Anche nel caso in cui il generatore sia fermo il punto A è a livello logico 1, in quanto non si ha nessun valore di tensione misurato. Prima della chiusura dell'interruttore di alta tensione, il punto B si trova a livello logico 0, in quanto non si ha la circolazione di nessuna corrente. In caso di energizzazione accidentale del generatore, la tensione aumenta al di sopra della soglia di minima tensione $U_{1<}$, ma il punto A rimane a livello logico 1 fino allo scadere del tempo di ricaduta (T_2 in figura, indirizzo 7105). In contemporanea viene superata la soglia di massima corrente $I_{>}$ (indirizzo 7102) e quindi anche il punto B si porta al livello logico 1, con conseguente intervento della protezione e apertura dell'interruttore di macchina.

La protezione monitora inoltre continuamente lo stato dei fusibili dei TV di ingresso, in quanto in caso di assenza di tensione di ingresso bisogna discriminare la situazione di generatore fermo dalla situazione di malfunzionamento o guasto dei fusibili. Al rilevamento di un'anomalia nei fusibili la protezione viene bloccata.

In caso di guasto esterno, la tensione ai morsetti diminuisce e si ha l'avviamento della funzione di minima tensione, ma solo dopo un tempo di ritardo impostabile (T_1 in figura, indirizzo 7104). Il punto A rimane a livello logico 0 per tutta la durata di questo ritardo, impedendo l'intervento della protezione. Il tempo T_1 deve essere tale da consentire l'intervento selettivo delle protezioni chiamate a intervenire in caso di guasto esterno.

Per quanto riguarda le altre tarature, di regola si imposta la soglia di massima corrente $I_{>}$ a un valore più basso di quello della protezione di massima corrente, tipicamente a 50% o meno della minima corrente che si ha durante l'energizzazione accidentale, in modo tale da avere l'intervento della protezione in tutti i casi in cui si verifichi un evento di questo tipo. Valori corrispondenti al 60% - 70% della corrente nominale del generatore, riportata al secondario, possono considerarsi ottimali.

Generalmente la soglia di minima tensione **U1<** si può impostare a un valore dal 50% al 70 % della tensione nominale del generatore. Il valore del parametro si riferisce a grandezze concatenate. Un'impostazione a 0 V disattiva l'abilitazione della soglia di minima tensione.

Il tempo di ritardo dell'avviamento della soglia di minima tensione **T1** deve essere regolato al di sopra del valore del tempo di ritardo allo scatto della protezione di massima corrente, in modo da consentire l'intervento selettivo di questa protezione in caso di guasto esterno. Un valore tipico per questo tempo di ritardo è di circa 2 secondi.

Per il tempo di ricaduta della soglia di minima tensione **T2** si può scegliere un valore più basso del precedente, in quanto esso serve solo a garantire che, in caso di energizzazione accidentale, si abbia il superamento della soglia di massima corrente prima della ricaduta della soglia di minima tensione. Per questo tempo di ricaduta si può scegliere un valore pari a circa mezzo secondo.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.35 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.35 Maschera di taratura della protezione contro l'energizzazione accidentale dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
7101	Inadvertent Energization				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
7102	I stage pickup	[A]	0,1	20,0	0,1	0,5
					∞	
7103	Release Threshold U1<	[V]	10,0	125,0	0,1	57,5
					0	
7104	Pickup time Delay T U1<	[s]			0,00	2,00
					60,00	
					∞	
7105	Drop Out Time Delay T U1<	[s]	0,00	60,00	0,01	0,50
					∞	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$I > = 0,60 \cdot I_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{I_{n \text{ sec}}}{I_{n \text{ prim}}} = 0,60 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 0,5 \quad [A_{\text{sec}}]$$

$$U1 < = 0,50 \cdot U_{n \text{ Gen}} \cdot \frac{U_{n \text{ sec}}}{U_{n \text{ prim}}} = 0,50 \cdot 11500 \cdot \frac{115}{11500} = 57,5 \quad [V_{\text{sec}}]$$

3.3.21 Protezione di sovraccarico termico 49

La protezione di sovraccarico termico deve intervenire nel caso di innalzamenti anomali dei valori delle correnti di fase.

Consigli di taratura per le soglie generali

In generale, per il funzionamento della protezione può essere necessario inserire il valore della massima corrente ammissibile in regime permanente. Questo valore viene immesso nella protezione tramite l'inserimento del fattore di sovraccarico termico K , definito come $K = I_{max}/I_{N gen}$. Il fattore di sovraccarico termico fa normalmente parte dei dati forniti dal costruttore del generatore; se esso non è presente tra i dati, si può assumere un valore pari a 1,1. Per l'inserimento all'interno della protezione, esso va convertito in valori secondari tramite la formula:

$$K_{sec} = K_{prim} \frac{I_{NGen}}{I_{N CTprim}}$$

dove $I_{N Gen}$ è la corrente nominale del generatore e $I_{N CT prim}$ è la corrente nominale del TA da cui è derivata la misura di corrente. Il parametro K_{sec} corrisponde all'indirizzo 1602 della protezione Siemens Siprotec 7UM62.

La protezione può prevedere una soglia di temperatura Θ ALARM, al superamento della quale viene generato un allarme, per permettere di operare una riduzione di carico prima che si abbia l'intervento della protezione per sovraccarico termico. La soglia di allarme permette di segnalare con relativo anticipo la presenza di un sovraccarico, anche se la temperatura calcolata non ha ancora raggiunto livelli pericolosi per il generatore. Questo livello di allarme può essere impostato al valore di temperatura a cui si porta la macchina durante il funzionamento a regime alla massima corrente ammissibile I_{max} . Seguendo questo criterio, la soglia di temperatura di allarme può essere ricavata tramite la seguente formula:

$$\Theta \text{ ALARM} = \frac{100\%}{K_{prim}^2}$$

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione di sovraccarico termico del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62 opera tramite la misura sia della corrente statorica del generatore, che di una temperatura esterna, la quale può essere costituita dalla temperatura ambiente o dalla temperatura del refrigerante. A partire dai valori di corrente e di temperatura misurati, la protezione calcola la sovratemperatura secondo il modello termico espresso dalla seguente equazione differenziale [14]:

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau}\Theta = \frac{1}{\tau}I^2 + \frac{1}{\tau}\Theta_K$$

dove Θ è la sovratemperatura, Θ_K è la temperatura esterna misurata, τ è una costante di tempo termica impostabile e I è la corrente di fase misurata. La costante di tempo termica τ si deve impostare tenendo conto dell'equazione che esprime il tempo di intervento della protezione (3.1, vedi in seguito).

Per il calcolo della sovratemperatura, la protezione considera la maggiore tra le tre correnti di fase. La sovratemperatura θ calcolata è riferita alla temperatura corrispondente alla circolazione della massima corrente ammissibile in regime permanente.

La funzione è dotata di memoria termica e considera quindi eventuali precedenti riscaldamenti della macchina; la considerazione dei precedenti riscaldamenti viene effettuata tramite la corrente di pre-carico I_{pre} (soglia **PRELOAD**, da inserire nella protezione), cioè la corrente circolante nella macchina prima del verificarsi della condizione di sovraccarico. Per una sua corretta operazione, la protezione necessita inoltre dell'inserimento del valore della temperatura di funzionamento θ_N della macchina alla corrente nominale.

La protezione è dotata di una caratteristica di intervento a tempo inverso, la quale deve essere coordinata con la curva di danneggiamento termico del generatore. In base ai valori impostati e misurati, la protezione calcola il tempo di intervento tramite la seguente formula:

$$t = \tau \ln \frac{\left(\frac{I}{K \cdot I_N}\right)^2 + \frac{\theta_K - 40^\circ C}{K^2 \cdot \theta_N} - \left(\frac{I_{pre}}{K \cdot I_N}\right)^2}{\left(\frac{I}{K \cdot I_N}\right)^2 + \frac{\theta_K - 40^\circ C}{K^2 \cdot \theta_N} - 1} \quad (3.1)$$

dove I_{pre} è la corrente di pre-carico (corrisponde al parametro impostato **PRELOAD**), θ_K è la temperatura esterna misurata (ambiente o del refrigerante), τ è la costante di tempo termica impostabile (indirizzo 1603) e I_N è la corrente nominale del generatore. Nella formula precedente i valori in grassetto corrispondono a parametri inseribili nella protezione, mentre I e θ_K sono valori misurati dalla protezione. In base a questa formula, si hanno diverse caratteristiche di intervento in funzione della condizioni di pre-carico della macchina, come rappresentato in Fig. 3.40.

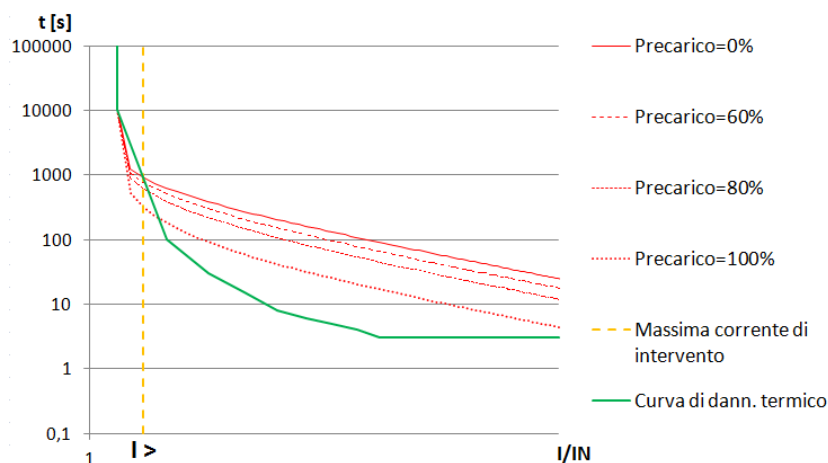


Fig. 3.40 Curva di danneggiamento termico e caratteristiche di intervento della protezione di sovraccarico termico del dispositivo Siemens Siprotec 7UM62

La caratteristica di intervento della protezione deve essere impostata in modo tale che si abbia l'intervento prima che venga raggiunta la curva di danneggiamento termico del generatore. La protezione di sovraccarico termico interverrà solo per correnti minori della minima corrente $I >$ di intervento della protezione di massima corrente 50; per correnti maggiori di questa soglia la protezione di massima corrente interviene prima della protezione di sovraccarico termico e quindi l'intervento non è più di responsabilità di questa protezione.

La taratura della protezione si può effettuare prendendo come riferimento il grafico della caratteristica di scatto (si veda Fig. 3.40) e andando a variare il valore della costante di tempo termica τ , finché le caratteristiche di intervento (per diversi valori di pre-carico) si mantengono al di sotto della curva di danneggiamento termico del generatore, per valori di correnti inferiori a $I_{>}$. Non è necessario considerare l'andamento della caratteristica di intervento per correnti maggiori di $I_{>}$.

La protezione è dotata infine di una soglia di corrente **I ALARM** (indirizzo 1610A) oltre la quale viene emesso un segnale di allarme, al fine di permettere una riduzione del carico prima che si abbia l'intervento della protezione. Il livello di allarme di corrente può essere impostato allo stesso valore, o poco al di sotto della corrente massima permanente ammissibile, ricavabile dal parametro K .

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.36 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.36 Maschera di taratura della protezione di sovraccarico termico dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
1601	49 Thermal Overload Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
					Alarm Only	
1602	49 K-Factor		0,10	4,00	0,01	0,91
1603	49 Time Constant	[s]	30	32000	1	
1604	49 Thermal Alarm Stage	[%]	70	100	1	83
1607	49 Temperature input				Disabled	
					4-20 mA	
					Fieldbus	
					RTD 1	
1610A	49 Current Overload Alarm Setpoint	[A]	0,10	4,00	0,01	0,91
1612A	49 Kt-Factor when Motor Stops		1,0	10,0	0,1	1,0

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, le soglie di taratura sono state calcolate nel seguente modo:

$$K_{sec} = K_{prim} \cdot \frac{I_{Ngen}}{I_{NCTprim}} = 1,1 \cdot \frac{2485}{3000} = 0,91 \quad [p.u._{sec}]$$

$$\theta_{ALARM} = \frac{100\%}{K_{prim}^2} = \frac{100\%}{1,1^2} = 83 \quad [\%]$$

$$I_{ALARM} = K_{prim} \cdot I_{nGen} \cdot \frac{I_{nsec}}{I_{nprim}} = 1,1 \cdot 2485 \cdot \frac{1}{3000} = 0,91 \quad [A_{sec}]$$

3.3.22 Protezione di mancata apertura dell'interruttore 50BF

La protezione di mancata apertura dell'interruttore attiva una procedura di apertura degli interruttori al contorno nel caso in cui l'interruttore di macchina abbia fallito nel proprio processo di apertura.

Consigli di taratura per le soglie generali

La protezione necessita della misura delle 3 correnti di fase, la quale può essere effettuata sia lato montante del generatore che lato centro stella. Si consiglia, ove possibile, di abilitare la misura di corrente sui TA lato montante del generatore. Lato centro stella, infatti, si può avere per alcuni secondi la circolazione di una certa corrente anche dopo che l'interruttore di macchina è stato aperto, a causa del magnetismo residuo del generatore. Questo magnetismo provoca la circolazione di correnti di scarica verso terra, le quali si richiudono attraverso le capacità parassite verso terra degli avvolgimenti di statore. Ciò fa sì che lato centro stella della macchina continuino a circolare delle correnti relativamente elevate, anche dopo che sia avvenuta l'apertura dell'interruttore; se la protezione deriva le misure di corrente dai TA posti sul lato centro stella, queste correnti vengono rilevate e fanno scattare intempestivamente la protezione ogni volta che l'interruttore di macchina viene aperto.

La protezione di mancata apertura dell'interruttore invia un comando di scatto se, dopo che c'è stato un comando di apertura dell'interruttore di macchina, e per tutta la durata di un tempo di ritardo impostabile $T I >$, si ha la permanenza di una corrente di valore superiore alla soglia $I >$. Il suo schema logico di funzionamento è riportato nel paragrafo 2.16 in Fig. 2.33.

La soglia di massima corrente $I >$ deve essere in generale minore della minima corrente di guasto possibile, in modo da far avviare la protezione in tutti i casi di guasto. Come regola generale, si può impostare questa taratura a valori corrispondenti a circa il 10% della corrente nominale del generatore. Bisogna inoltre verificare che il valore impostato sia superiore alla percentuale della corrente nominale dei TA corrispondente al valore dell'errore composto (5% per i TA in classe 5P), per garantire l'affidabilità delle misure effettuate. Per essere sicuri che questo requisito sia rispettato, si può impostare la taratura su un valore corrispondente al 10% della corrente nominale dei TA (assumendo che la corrente nominale primaria dei TA sia di valore leggermente superiore alla corrente nominale del generatore).

La protezione di mancata apertura deve essere da un lato abbastanza veloce da prevenire il verificarsi di danni al generatore, ma dall'altro i tempi di intervento devono essere tali da non compromettere la sicurezza dell'apertura. Questo significa che la funzione di mancata apertura deve far trascorrere un intervallo di tempo almeno uguale al tempo minimo richiesto dall'interruttore per completare la sua procedura di apertura, prima di inviare il comando di apertura a un interruttore di riserva. Il tempo di ritardo da impostare deve dunque tenere conto del tempo massimo di apertura dell'interruttore, del tempo di ricaduta del rilevamento della massima corrente, nonché di un margine di sicurezza [11]. Tenendo conto di questi fattori, si può impostare un tempo di ritardo $T I >$ dell'ordine di 100 - 200 ms.

In generale il tempo di intervento di questa protezione deve essere più piccolo del tempo di intervento della seconda soglia della protezione di linea.

Consigli di taratura per le soglie particolari del relè Siemens Siprotec 7UM62

La protezione 50BF del relè Siemens non dispone di altre soglie di taratura, oltre a quelle generali già discusse.

Applicazione al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni

La Tabella 3.37 contiene i risultati ottenuti dall'applicazione dello strumento di taratura al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni.

Tabella 3.37 Maschera di taratura della protezione di mancata apertura dell'interruttore dell'impianto di Misicuni

Code	Description	Unit	Min	Max	Step	Secondary
7001	50BF Breaker Failure Protection				OFF	ON
					ON	
					Block Relay	
7002	50BF Start with Internal TRIP Command				OFF	CFC
					BO12	
					CFC	
7003	50BF Supervision Current Pickup	[A]	0,04	2,00	0,01	0,10
7004	50BF TRIP-Timer	[s]	0,06	60,00	0,01	0,15
					∞	

In base ai consigli di taratura esposti in precedenza, la soglia di corrente è stata calcolata nel seguente modo:

$$I > = 0,1 \cdot I_{n_sec} = 0,1 \cdot 1 = 0,1 \quad [A_{sec}]$$

3.4 CONFRONTO CON IL METODO DI TARATURA TRADIZIONALE

In questo paragrafo si riporta un confronto sui tempi necessari per la taratura delle protezioni di generatore con il metodo tradizionale e con l'ausilio dello strumento di taratura sviluppato in questo lavoro di tesi.

Il processo di taratura delle protezioni è composto dalle seguenti fasi:

- Raccolta dati: consiste nel processo di organizzazione e sintesi dei dati utili per la taratura. I dati vengono dedotti da schede tecniche, manuali, diagrammi unifilari e disegni dei vari componenti dell'impianto. In questa fase l'utilizzo dello strumento di taratura non comporta alcun vantaggio.
- Definizione del sistema protettivo: consiste nella scelta del grado di ridondanza dei relè di protezione da utilizzare e delle caratteristiche dei trasformatori di misura. L'esecuzione in

modo corretto di questa fase è legata in modo sostanziale all'esperienza del progettista; anche in questa fase l'utilizzo dello strumento non comporta alcun vantaggio.

- Calcolo delle correnti di corto circuito: il calcolo delle correnti di corto circuito viene solitamente effettuato tramite l'utilizzo di software dedicati alla simulazione di reti, come ad esempio DigSILENT. Questi programmi sono in grado di fornire un calcolo veloce e preciso di tutte le correnti di corto circuito in qualunque punto dell'impianto, consentendo già di per sé un notevole risparmio di tempo da parte del progettista. Essi sono tuttavia concepiti per fornire molti più simulazioni rispetto al solo calcolo delle correnti di corto circuito e possono risultare difficili da utilizzare per un utente non esperto; può esserci inoltre la possibilità di incorrere in delle perdite di tempo dovute ai tanti gradi di libertà che essi consentono.

Lo strumento di taratura sviluppato consente l'inserzione in modo semplice e ordinato dei dati dell'impianto e in base ad essi effettua automaticamente il calcolo delle correnti di corto circuito utili ai fini della taratura delle protezioni. Inoltre questi dati vengono inseriti una sola volta; essi sono gli stessi che verranno utilizzati dal programma per fornire i consigli di taratura.

Con riferimento all'impianto di Misicuni, si è stimato che con il metodo tradizionale il calcolo delle correnti di corto circuito richieda circa 4 ore, mentre con lo strumento di taratura questa fase richieda circa un'ora.

- Scelta delle tarature delle funzioni protettive: è la fase vera e propria di taratura delle varie funzioni di protezione. Il metodo tradizionale prevede la scelta dei valori di taratura da parte del progettista in base alla propria esperienza e alla letteratura. Lo strumento di taratura, racchiudendo in sé i consigli di taratura contenuti nella letteratura, oltre a una parte del know-how e dell'esperienza del progettista, permette di svolgere questa fase in maniera più ordinata e razionale, consentendo un notevole risparmio di tempo.

Con riferimento all'impianto di Misicuni, il tempo stimato per una taratura con il metodo tradizionale è di circa 32 ore, mentre il tempo stimato per una taratura con l'ausilio dello strumento di taratura è di circa 4 ore.

- Compilazione delle maschere di taratura dei relè: una volta decisi i valori di taratura delle soglie di ciascuna funzione protettiva, è necessario scegliere che tipo di relè multifunzione utilizzare e andare a compilare le relative maschere di taratura, la quali assegnano a ciascun valore di taratura un indirizzo, utile per il suo salvataggio all'interno della protezione.

In questa fase è necessario confrontare i valori di taratura decisi nella fase precedente con le soglie di taratura effettive del relè di protezione scelto, il quale può prevedere delle soglie particolari. Può quindi esserci la necessità di consultare il manuale per capire il significato delle soglie di taratura particolari del relè scelto, al fine di permetterne una corretta impostazione.

Lo strumento di taratura contiene già al suo interno le maschere di taratura pre impostate e i consigli di taratura per le soglie particolari della protezione Siemens Siprotec 7UM62 e permette una compilazione ordinata man mano che si decide il valore di ciascuna soglia; esso pertanto consente un notevole risparmio di tempo rispetto alla compilazione con il metodo tradizionale.

Con riferimento all'impianto di Misicuni, il tempo stimato per una compilazione delle maschere di taratura con il metodo tradizionale è di circa 80 ore, contro le 8 richieste dall'utilizzo dello strumento di taratura.

Il confronto tra i due metodi di taratura è riassunto nella Tabella 3.38.

In definitiva, la differenza in termini di tempo tra l'utilizzo dei due metodi è di circa 103 ore. Il risparmio di tempo conseguibile con l'utilizzo dello strumento di taratura è evidente dall'istogramma riportato in Fig. 3.41.

Tabella 3.38 Confronto tra il metodo di taratura tradizionale e l'utilizzo dello strumento di taratura

	METODO DI TARATURA TRADIZIONALE	UTILIZZO DELLO STRUMENTO DI TARATURA
Raccolta dati	=	=
Definizione del sistema protettivo	=	=
Calcolo correnti corto circuito	4 ore	1 ora
Scelta tarature delle funzioni protettive	32 ore	4 ore
Compilazione maschera di taratura dei relè	80 ore	8 ore
TOTALE	116 ore	13 ore

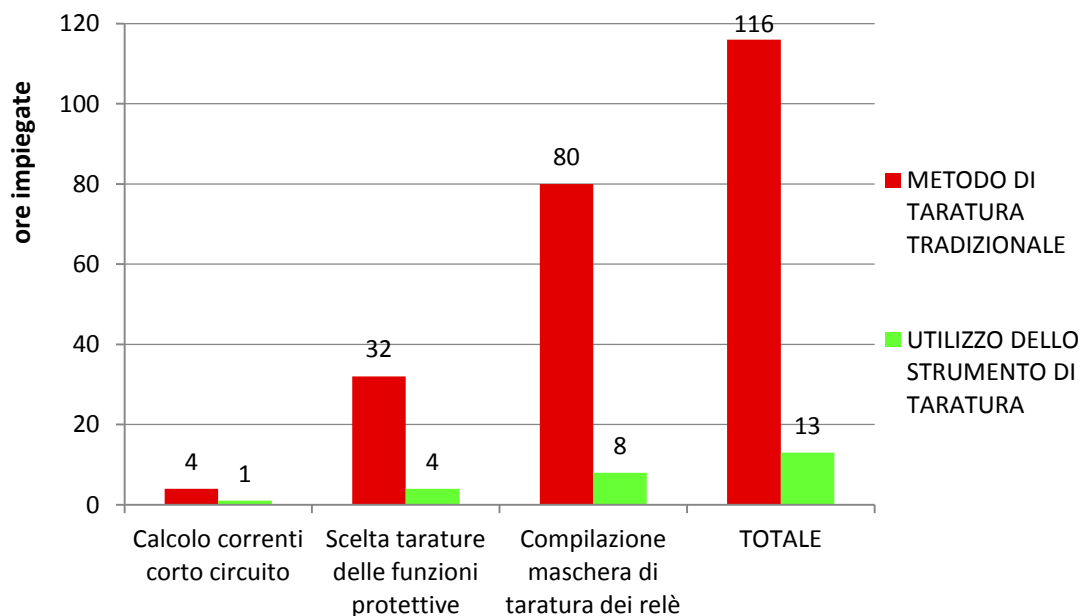


Fig. 3.41 Confronto tra il metodo di taratura tradizionale e l'utilizzo dello strumento di taratura

4. CONCLUSIONI

Il presente lavoro di tesi è stato dedicato allo sviluppo di uno strumento che riesca ad assistere e facilitare il progettista nella fase di taratura delle protezioni di generatore. Lo strumento sviluppato contiene consigli di taratura ritrovati in letteratura tramite un'ampia ricerca bibliografica ed è in grado di fornire i valori ottimali delle soglie di taratura delle varie funzioni protettive, adattandosi in modo automatico alle condizioni dell'impianto considerato.

Lo strumento di taratura è stato sviluppato sotto forma di foglio di calcolo elettronico, prendendo come riferimento una delle più diffuse protezioni multifunzione di generatore. Il modo con il quale questo strumento è stato sviluppato lo rende tuttavia idoneo a una futura integrazione con i consigli di taratura per altre marche di relè di protezione. Per ognuna delle funzioni protettive considerate, infatti, sono stati sviluppati separatamente i consigli di taratura riguardanti le soglie generali (cioè le soglie che si ritiene possano essere comuni a ogni marca di relè di protezione) dai consigli di taratura particolari del relè considerato in questo lavoro.

Lo strumento creato è stato in seguito applicato al caso pratico dell'impianto idroelettrico di Misicuni, Bolivia. Per ognuna delle funzioni protettive considerate, i valori di taratura forniti dal programma sono stati riassunti nelle rispettive maschere di taratura.

Infine, sono stati confrontati i tempi necessari per eseguire la taratura con e senza lo strumento sviluppato nel presente lavoro. I risultati ottenuti hanno dimostrato come lo strumento consenta un notevole risparmio di tempo, grazie all'organizzazione dei consigli di taratura e al calcolo dei valori ottimali di taratura di ciascuna funzione protettiva. I valori forniti dal programma dovranno essere in seguito verificati dal progettista, prima di essere effettivamente inseriti all'interno del relè di protezione.

Il programma sviluppato si dimostra un valido strumento di supporto al progettista nella taratura delle protezioni di generatore. La validità riscontrata suggerisce l'opportunità di integrare lo strumento con altre marche di relè, in modo tale che esso risulti applicabile universalmente a qualsiasi relè di protezione. Oltre a ciò, un possibile sviluppo futuro consiste nella creazione di altri strumenti di taratura simili a questo, in modo da andare a coprire anche gli altri elementi del sistema elettrico, come ad esempio trasformatori, linee elettriche e sbarre.

BIBLIOGRAFIA

- [1] «<http://www.sorgent-e.com/ste-energy>»
- [2] IEEE, IEEE Std. 100 - The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.
- [3] G. Pratesi, Le protezioni dei sistemi elettrici di potenza, Milano: Hoepli, 2005.
- [4] CEI EN, CEI EN 60044-1 - Trasformatori di corrente, Milano, 2000.
- [5] CEI, CEI 38-2 - Trasformatori di tensione, 1998.
- [6] R. Mason, The art & science of protective relaying, GE.
- [7] B. J. Lewis e D. Thomas J., Protective Relaying - Principles and Applications, Boca Raton, Florida: CRC Press, 2006.
- [8] IEEE, IEEE Std C37.102 - IEEE Guide for AC Generator Protection, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006.
- [9] IEEE, IEEE Std C50.12 - IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.
- [10] IEEE, IEEE Std. C50.13 - IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 600 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014.
- [11] IEEE, IEEE Tutorial on the protection of synchronous generators, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.
- [12] G. Benmouyal e F. Calero, CIGRE - International Guide on the Protection of Synchronous Generators, 2011.
- [13] IEEE, IEEE Std. C37.2 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008.
- [14] SIEMENS, Multifunctional Machine Protection 7UM62, 2013.
- [15] IEEE, IEEE Std C37.101 - IEEE Guide for Generator Ground Protection, New York: The Institute of

Electrical and Electronics Engineers, 2006.

- [16] ALSTOM, Network Protection & Automation Guide - Protective Relays, Measurement & Control, Alstom Grid, 2011.
- [17] IEEE, IEEE C37.106 - IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [18] CEI EN, CEI EN 60909-0 - Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti, 2001.
- [19] «<http://www.chmisticuni.com/pgral.html>»
- [20] SIEMENS, Protection of Medium-Sized and Large Generators with SIPROTEC 7UM6, 2005.
- [21] S.T.E. Energy, Dispense del corso su: Sistemi di protezioni elettriche per Centrali di produzione di energia.