

White paper - Preliminare

Protezione generatori: sganciatore Ekip G per SACE Emax 2

Protezione generatori: sganciatore Ekip G per SACE Emax 2

Indice

1	Introduzione	2	3.4 UV Minima tensione (ANSI 27) e	
2	Campo di applicazione dei generatori e delle protezioni	3	OV Massima tensione (ANSI 59)	19
3	Protezioni dello sganciatore Ekip G	6	3.4.1 Modalità di lavoro della protezione	19
3.1	S(V) Protezione da massima corrente a controllo		3.4.2 Campo di regolazione.....	20
	voltmetrico (ANSI 51V)	8	3.4.3 Esempio di regolazione.....	20
3.1.1	Modalità di lavoro della protezione	8	3.5 ROCOF Derivata in frequenza (ANSI 81R).....	21
3.1.2	Caratteristiche della protezione	8	3.5.1 Modalità di lavoro e caratteristiche	
3.1.3	Campo di regolazione	10	della protezione	21
3.1.4	Esempio di regolazione	10	3.5.2 Campo di regolazione.....	21
3.2	Protezioni in potenza: introduzione	11	3.5.3 Esempio di regolazione.....	22
3.2.1	RQ Perdita di eccitazione e inversione		3.6 RV Massima tensione residua (ANSI 59N)	22
	di potenza reattiva (ANSI 40 e 32R)	11	3.6.1 Modalità di lavoro della protezione.....	23
3.2.1.1	Modalità di lavoro della protezione	13	3.6.2 Caratteristiche della protezione	23
3.2.1.2	Caratteristiche della protezione	13	3.6.3 Campo di regolazione	23
3.2.1.3	Campo di regolazione	13	3.6.4 Esempio di regolazione	24
3.2.1.4	Esempio di regolazione.....	14	3.7 G Protezione per guasti a terra (ANSI 51N/G o 50N/G TD)	
3.2.2	RP Inversione del flusso di potenza		Rc differenziale (ANSI 87N)	24
	attiva (ANSI 32R)	14	3.7.1 Modalità di lavoro e caratteristiche	
3.2.2.1	Modalità di lavoro e caratteristiche		delle protezioni	25
	della protezione	15	3.7.2 Campo di regolazione.....	26
3.2.2.2	Campo di regolazione	15	3.7.3 Esempio di regolazione.....	26
3.2.3	OP Massima potenza attiva (ANSI 32OF)		3.8 SC Controllo delle condizioni	
	OQ Massima potenza reattiva (ANSI 32OF).....	15	di sincronismo (ANSI 25)	26
3.2.3.1	Modalità di lavoro e caratteristiche		3.8.1 Modalità di lavoro della protezione	27
	della protezione	15	3.8.2 Caratteristiche della protezione.....	28
3.2.3.2	Campo di regolazione	15	3.8.3 Campo di regolazione.....	29
3.2.4	UP Minima potenza attiva (ANSI 32LF).....	16	3.8.4 Esempio di regolazione.....	31
3.2.4.1	Modalità di lavoro e caratteristiche		3.9 Protezioni contro il sovraccarico e il cortocircuito.....	33
	della protezione	16	3.9.1 L Protezione contro il sovraccarico (ANSI 49).....	33
3.2.4.2	Campo di regolazione.....	16	3.9.2 Protezione di massima corrente	
3.2.5	Esempio di regolazione delle funzioni di		temporizzata S e istantanea I	
	protezione in potenza	16	(ANSI 51-50TD e 50)	34
3.3	OF Massima frequenza (ANSI 81H) e		3.9.3 Modalità di lavoro e caratteristiche	
	UF Minima frequenza (ANSI 81L)	17	delle protezioni	34
3.3.1	Modalità di lavoro e caratteristiche della		3.9.4 Campo di regolazione.....	35
	protezione	18	3.9.5 Esempio di regolazione.....	35
3.3.2	Campo di regolazione.....	18	3.10 IU Squilibrio in corrente (ANSI 46)	
3.3.3	Esempio di regolazione.....	18	VU Squilibrio in tensione (ANSI 47)	37

1. Introduzione

I generatori elettrici, in quanto macchine rotanti, possono facilmente essere soggetti a guasti interni o ad anomalie derivanti dal sistema a cui sono connessi.

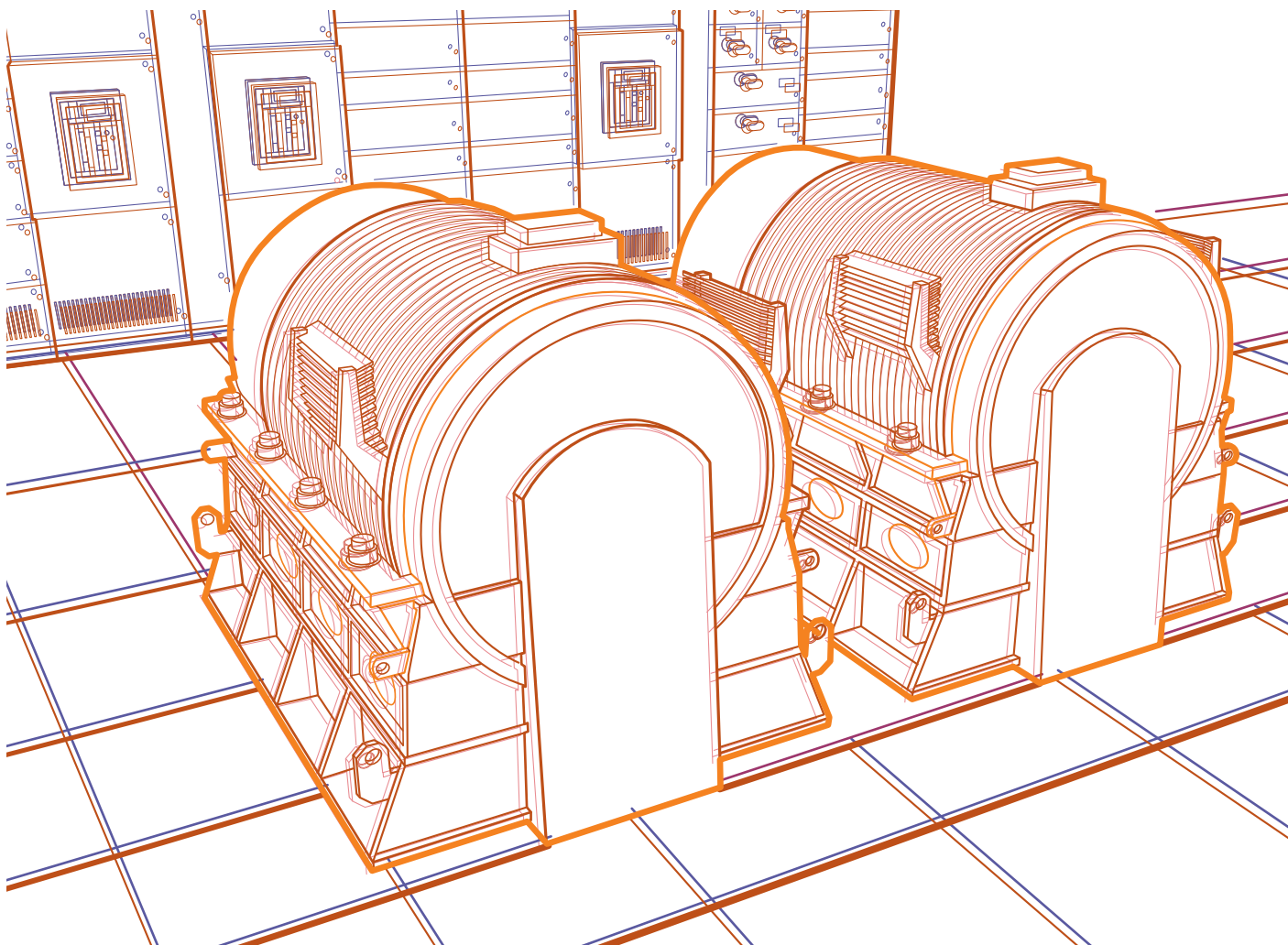
Per questo le protezioni impiegate dovranno essere efficienti e tempestive per proteggere adeguatamente il generatore.

ABB SACE Emax 2 con i nuovi sganciatori per protezione generatori Ekip G, figura 1-1, propone una soluzione efficace e affidabile per la protezione dei generatori di bassa tensione; nei seguenti paragrafi sono illustrate le protezioni necessarie per ciascun tipo di installazione, che sono funzione del tipo di generatore, della sua grandezza in termini di potenza nominale e del tipo di funzionamento previsto.

Ekip G è il nuovo sganciatore di protezione generatori di SACE Emax 2, il quale integra al suo interno le funzioni per la protezione elettrica della macchina e per monitorare i principali parametri critici per la connessione del generatore all'impianto. Queste funzioni generalmente disponibili tramite

relè multifunzione indiretti sono adesso integrate all'interno di SACE Emax 2 garantendo una soluzione facile da installare, compatta e affidabile.

Figura 1-1



2. Campo di applicazione dei generatori e delle protezioni

Uno dei campi di applicazione del generatore sincrono è quello che si inserisce nell'attuale e moderno contesto del risparmio energetico, realizzato tramite la cogenerazione. Un generico gruppo di generazione potrebbe essere composto da un motore primo alimentato ad esempio a gas metano accoppiato ad un alternatore sincrono trifase per produzione di energia elettrica per autoconsumo e per l'eventuale cessione in rete dell'eventuale potenza prodotta o in esubero. L'altro campo di applicazione del generatore sincrono è quello in ambito navale dove la macchina costituisce la sorgente di energia elettrica per l'intero sistema di bordo, o ancora del gruppo elettrogeno che trova applicazione in impianti industriali come alimentazione di emergenza. In generale il gruppo di generazione è sempre costituito dall'interconnessione della macchina elettrica con un motore primo e dal relativo quadro di comando e controllo. Il gruppo viene normalmente utilizzato per produzione di energia elettrica in servizio di emergenza, o per far fronte alla richiesta di picchi di consumo di energia (quindi inserito in parallelo ad una rete in tensione) o come unica fonte di produzione di energia elettrica per servizio continuo. Il generatore costituisce la parte più delicata e costosa di un siffatto sistema elettrico.

Quindi le protezioni previste, specialmente quelle che salvaguardano la macchina dai guasti più gravosi spesso potrebbero essere richieste in ridondanza. Si comprende come il sistema di protezione per un generatore risulti complesso e complicato sia da calibrare che da gestire. Per le macchine di piccola potenza il sistema di protezione si semplifica, riducendo la tipologia delle protezioni e ad esempio eliminando la ridondanza. L'utilizzo di generatori di bassa tensione può essere generalmente distinto tra generatori che sono utilizzati in parallelo permanente con la rete e generatori che sono chiamati a lavorare in isola. Il primo è il caso tipico degli autoproduttori connessi alla rete: per gli scopi di questa pubblicazione si può pensare essenzialmente a generatori sincroni utilizzati in ambiti come la cogenerazione, l'idroelettrico di piccole dimensioni, gli impianti funzionanti a biomasse.

Il secondo caso è quello tipico dell'ambiente navale, dove la generazione è forzosamente in isola. Possiamo quindi entrare maggiormente nel dettaglio di questi due casi:

Autoproduttori connessi alla rete: cogenerazione, mini-idroelettrico, biomasse.

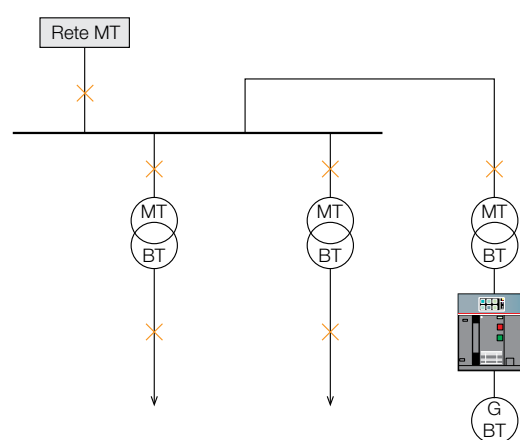
In questo ambito possiamo distinguere tra allacciamento alla rete pubblica in media tensione (schema A) od in bassa tensione (schema B).

Nella connessione alla rete pubblica in media tensione (schema A), la naturale collocazione dell'interruttore SACE Emax 2 con sganciatore di protezione Ekip G è a protezione dei singoli generatori di bassa tensione. Le protezioni più comunemente utilizzate in questo ambito e definite secondo la codifica ANSI, sono:

40	(perdita di eccitazione);
27	(minima tensione);
59	(massima tensione);
50	(massima corrente istantanea);
51-50TD	(massima corrente temporizzata);
81H	(massima frequenza);
81L	(minima frequenza);
49	(sovraccarico);
32R	(potenza attiva inversa);
51V	(massima corrente con controllo in tensione);
59N-51N/G-50N/G TD	(guasto a terra);
46	(squilibrio di corrente).

Tutte queste funzioni di protezione sono presenti su Ekip G.

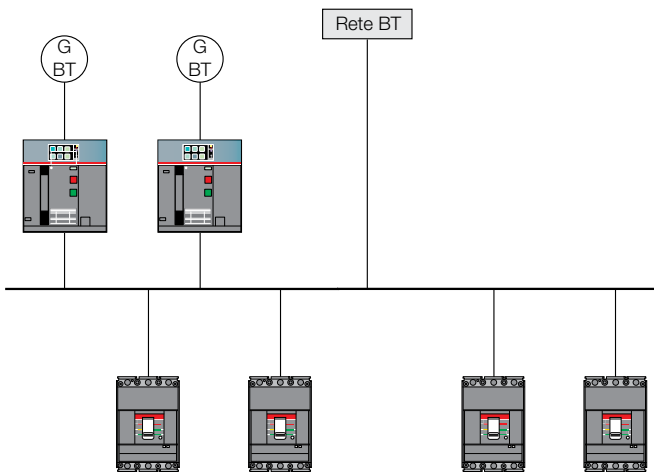
Schema A



2. Campo di applicazione dei generatori e delle protezioni

Nella connessione alla rete pubblica in bassa tensione (schema B) le protezioni più comunemente utilizzate sono le stesse viste nel paragrafo precedente, con l'aggiunta, nel caso in cui siano presenti più generatori in bassa tensione, della funzione per il controllo delle condizioni di sincronismo (ANSI 25), necessaria per controllare l'eventuale parallelo delle macchine o della macchina con la rete, e della protezione 81R che controlla la derivata della frequenza, utilizzata per evitare il funzionamento in isola del generatore o per gestire una logica di controllo carichi.

Schema B



Le protezioni che più facilmente potrebbero essere richieste nella posizione di interruttore di macchina sono, secondo la codifica ANSI:

32OF	(massima potenza attiva erogata);
32R	(potenza attiva inversa);
40	(perdita di eccitazione);
50	(massima corrente istantanea);
51-50TD	(massima corrente temporizzata);
59N	(massima tensione residua);
27	(minima tensione);
59	(massima tensione);
81H	(massima frequenza);
81L	(minima frequenza);
51V	(massima corrente con controllo in tensione);
59N-51N/G-50N/G TD	(guasto a terra);
46	(squilibrio di corrente).

Nella posizione "congiuntore", oltre alle protezioni di sovracorrente, una funzione che può essere frequentemente richiesta è la ANSI 25 (controllo del sincronismo).

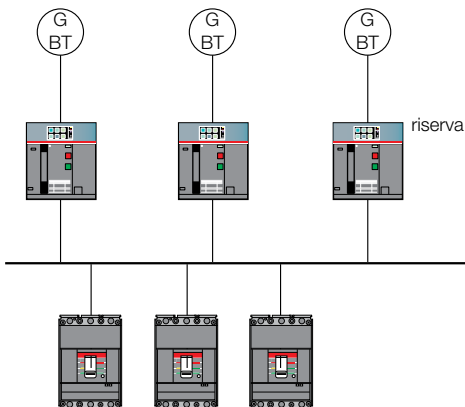
Ekip G è in grado di offrire tutte queste protezioni.

Le protezioni disponibili su Ekip G sono conformi alle prescrizioni delle principali normative e regolamentazioni internazionali che forniscono indicazioni per la corretta gestione delle protezioni dei generatori sincroni ad esempio in ambito navale o in impianti tradizionali. Come esempio si possono citare la norma IEC 60034-1 "Macchine elettriche rotanti Parte 1: Caratteristiche nominali e di funzionamento" oppure la IEEE C37.102 "Guide for AC Generator Protection" o le prescrizioni fornite dai registri navali, quali ad esempio RINA, DNV ecc. Le funzioni di protezione disponibili sono codificate in accordo

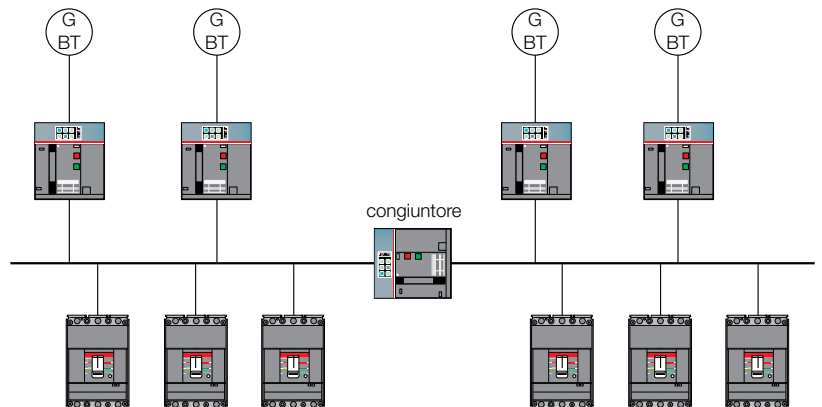
Impianti eserciti in isola: ambito navale

In questo ambito l'interruttore SACE Emax 2 può essere utilizzato sia come interruttore di macchina che come "congiuntore", come rappresentato nello schema C e C1.

Schema C



Schema C1



alla norma IEEE C37.2 “Standard electrical power system device function numbers, acronyms and contact designations” nota anche come codifica ANSI.

Le protezioni richieste dipendono dalla tipologia di impianto e di applicazione, rendendo difficile una standardizzazione relativa a protezione/applicazione. Comunque le protezioni più comunemente richieste secondo anche le indicazioni fornite nelle normative o regolamentazioni in precedenza citate possono ad esempio essere riassunte nella tabella 1.2.

Le funzioni di protezione disponibili su Ekip G sono attivabili singolarmente e consentono quindi all'utente di costruire il

pacchetto di protezioni rispondente alle esigenze di protezione del proprio impianto.

Ipotizzando di assumere come campo di variazione per le tensioni dei generatori utilizzati nei sistemi elettrici di prima categoria, valori compresi tra 400V e 1000V, e considerando il campo delle correnti nominali dell'interruttore che spaziano da 400A a 6300A è possibile determinare la gamma di potenze dei generatori per i quali potrebbe essere utilizzato il nuovo interruttore aperto, che copre indicativamente un range da 300kVA a 10MVA secondo i valori di potenza standardizzati come resi disponibili dai diversi costruttori.

Tabella 1-2

Protezioni per generatori sincroni	SnG < 500kVA	500kVA < SnG < 1500kVA	SnG > 1500kVA
Protezioni contro la perdita del motore primo:			
- Direzionale di potenza attiva	•	•	•
Protezioni contro i sovraccarichi:			
- Sovraccarico e Massima corrente	•	•	•
- Squilibrio di corrente	•	•	•
Protezioni contro i guasti del sistema di eccitazione:			
- Perdita di eccitazione	-	•	•
- Minima-Massima tensione	•	•	•
Protezioni contro variazioni di frequenza:			
- Minima-Massima frequenza	•	•	•
Protezione contro perdita di rete:			
- Derivata della frequenza	-	•	•
Protezione contro i guasti del sistema di isolamento:			
- Terra statore	•	•	•

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

Lo sganciatore Ekip G è in grado di:

- monitorare i guasti in frequenza, tensione o a terra interni alla macchina, per i quali l'eventuale apertura dell'interruttore generale di macchina isolerebbe il generatore dal resto dell'impianto, senza determinare l'interruzione del guasto;
- monitorare le condizioni di interazione tra il generatore e il resto dell'impianto, provocando la separazione e la protezione dei due sistemi quando le condizioni idonee per l'interconnessione vengono a mancare.

In entrambi i casi sono disponibili contatti programmabili che possono essere utilizzati per determinare lo spegnimento del

generatore, del motore primo o dell'eccitazione.

Ekip G, fornito di standard con modulo Ekip Measuring Pro comprende funzioni di protezione in corrente, in frequenza in tensione e potenza specifiche per la protezione generatori. Le funzioni disponibili sono riassunte nella tabella 1-3 sia con codifica ABB che con codice ANSI.

Per un quadro completo delle protezioni disponibili e per tutte le relative caratteristiche tecniche si demanda al catalogo tecnico dell'interruttore SACE Emax 2.

Tabella 1-3

Funzione	Descrizione	ANSI	ABB
Controllo di sincronismo	Controllo delle condizioni idonee per la messa in parallelo	25	SC
Protezione da massima potenza attiva	Protezione per massima potenza attiva erogata	32OF	OP
Protezione da massima potenza reattiva	Protezione per massima potenza reattiva erogata	32OF	OQ
Protezione da inversione di potenza attiva	Protezione per potenza attiva assorbita (inversione di potenza)	32R	RP
Protezione da massima corrente direzionale	Protezione per corrente direzionale	67	D
Protezione da minima potenza attiva	Protezione contro la minima potenza attiva erogata	32LF	UP
Protezione da perdita di eccitazione o inversione di potenza reattiva	Protezione contro un'anomalia sull'eccitazione, controllo della potenza reattiva assorbita	40/32R	RQ
Protezione da sovraccarico	Protezione in corrente contro innalzamento termico	49	L
Protezione istantanea da massima corrente	Protezione istantanea contro le sovracorrenti tra le fasi	50	I
Protezione temporizzata da massima corrente	Protezione a tempo dipendente e indipendente contro le sovracorrenti tra le fasi	50TD 51	S
Protezione da guasto a terra	Protezione a tempo dipendente e indipendente contro le sovracorrenti a terra	50NTD 51N; 50GTD 51G	G; Gext
Protezione differenziale per guasto a terra	Protezione a tempo indipendente contro le sovracorrenti a terra negli avvolgimenti del generatore	87N	Rc
Protezione da massima corrente a controllo voltmetrico	Protezione contro il cortocircuito tra le fasi a soglia di corrente con controllo lineare e a scalino della tensione	51V	S(V)
Protezione da tensione residua	Protezione per il rilevamento di perdita d'isolamento nella macchina	59N	RV
Protezione da minima tensione	Protezione contro un abbassamento della tensione	27	UV
Protezione da massima tensione	Protezione contro un aumento della tensione	59	OV
Protezione da sbilanciamento di corrente	Protezione contro lo squilibrio delle correnti di fase	46	IU
Protezione da sbilanciamento di tensione	Protezione contro lo squilibrio delle tensioni e rilevazione del senso di rotazione delle fasi	47	VU
Protezione da derivata di frequenza	Protezione per variazioni rapide in frequenza	81R	Rocof
Protezione da massima frequenza	Protezione contro un innalzamento della frequenza	81H	OF
Protezione da minima frequenza	Protezione contro una riduzione della frequenza	81L	UF

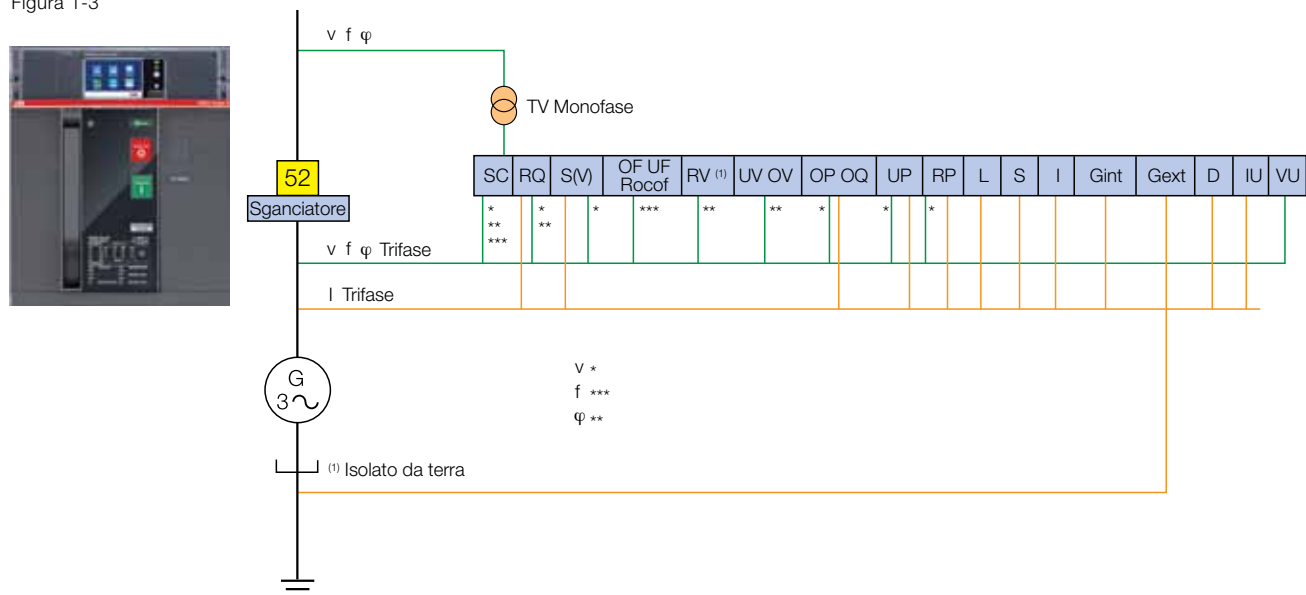


Lo sganciatore di protezione Ekip G disponibile sulla nuova famiglia di interruttori aperti SACE Emax 2 preleva direttamente all'interno dell'interruttore i parametri elettrici di macchina e li gestisce in modo diretto senza l'interposizione dei trasformatori di misura esterni (fino a 690V). Oltre ad un vantaggio economico, si ottiene anche una soluzione integrata nell'interruttore e compatta sul fronte quadro, evitando al progettista e all'installatore l'onere della scelta e del cablaggio dei trasduttori di misura.

L'interruttore offre la possibilità di poter montare le prese di tensione sia sul lato inferiore (standard) o superiore (a richiesta), risulta quindi sempre possibile posizionarle dal lato del generatore, consentendo così di monitorare tensione e frequenza del generatore anche ad interruttore aperto. Le relative funzioni di protezione risultano quindi attive indipendentemente dallo stato dell'interruttore e sono in grado di segnalare eventuali anomalie prima della chiusura dell'interruttore.

Nella figura 1-3 è riportata una schematizzazione delle funzioni disponibili e dei parametri elettrici prelevati per il funzionamento delle protezioni, secondo la convenzione che prevede le prese di tensione rivolte verso il generatore.

Figura 1-3



Nei paragrafi che seguono si prenderanno in considerazione le singole funzioni di protezione fornendo una breve descrizione della finalità della protezione, passando per la modalità di lavoro e l'analisi dei principali parametri caratteristici per arrivare alla definizione del campo di taratura e ad un esempio di impostazione della soglia di intervento.

In base alla gestione dell'anomalia che si intende realizzare, per ciascuna protezione è possibile scegliere se l'azione conseguente al guasto porta all'apertura dell'interruttore o alla generazione di un segnale di allarme.

Tramite l'opzione "Abilitazione Trip" lo sganciatore di protezione, allo scadere del ritardo impostato, comanderà l'apertura dell'interruttore.

Durante la fase di temporizzazione e dopo l'apertura dell'interruttore è disponibile un segnale, che può essere un contatto in commutazione o una segnalazione dalla comunicazione, che porta l'informazione relativa a quale protezione sta temporizzando, o all'avvenuta apertura dell'interruttore e della funzione che l'ha causata.

Se invece si disabilita il trip, quando la protezione va sopra soglia, si genera una segnalazione immediata su display, che può essere associata ad un contatto programmabile o inviata a remoto tramite comunicazione.

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

3.1 S(V) Protezione da massima corrente a controllo voltmetrico (ANSI 51V)

In caso di guasto ai terminali del generatore il valore iniziale della corrente di guasto è condizionata dal valore della reattanza subtransitoria diretta X''_d della macchina. L'entità della corrente evolve nel tempo, e viene regolata dai valori della reattanza transitoria diretta X'_d e sincrona X_d in base ai valori delle relative costanti di tempo.

Quindi si può passare da un valore iniziale della corrente di guasto di circa 6 – 10 volte la corrente nominale del generatore a una corrente trifase di guasto a regime che può essere inferiore alla corrente nominale di pieno carico del generatore. Questo perchè la reattanza sincrona che governa il funzionamento normale può essere inferiore alla reattanza sincrona in condizione di guasto a regime.

La protezione in corrente a controllo di tensione identificata con il codice S(V) o ANSI 51V, permette pur avendo delle regolazioni in corrente superiori alle correnti di normale funzionamento, di effettuare una adeguata protezione in condizioni di guasto, grazie al fatto di poter traslare le soglie in corrente a valori di intervento inferiori, in corrispondenza di un determinato decremento della tensione ai terminali del generatore che è una normale conseguenza del guasto.

Quindi la protezione S(V) che mette a disposizione in caso di guasto soglie di protezione in corrente che si abbassano con la riduzione della tensione ai capi del generatore, potrebbe realizzare una protezione di rincalzo alle classiche protezioni tempo-corrente.

La soglia di intervento della corrente controllata in tensione permette di realizzare nella classica protezione tempo-corrente delle regolazioni idonee a non interferire nel normale funzionamento a regime della macchina.

Inoltre questa funzione potrebbe essere utilizzata per realizzare la protezione termica impostando la curva di intervento della funzione di protezione controllata in tensione al di sotto della curva che stabilisce il limite termico della macchina.

3.1.1 Modalità di lavoro della protezione

Di seguito viene descritto il principio di funzionamento della protezione in corrente a controllo voltmetrico.

Lo sganciatore valuta il minimo valore rms delle tre tensioni concatenate, e quando questo risulta inferiore al parametro impostato che costituisce il riferimento in tensione per l'inizio della traslazione, la soglia in corrente inizialmente impostata viene ridotta di un coefficiente di correzione.

Contemporaneamente viene valutato il valore rms delle tre correnti di fase e confrontato con la soglia in corrente riposizionata. Se il massimo valore rms della corrente risulta

superiore alla nuova soglia calcolata, e la condizione permane per un tempo superiore al ritardo impostato, si ha l'intervento della protezione.

Considerando che la protezione S(V) lavora in corrente, l'eventuale suo coordinamento con le classiche funzioni di protezione di massima corrente risulta agevolato, anche sulla base del fatto che la S(V) si attiva solo a fronte di decremento della tensione, mentre per tensioni normali risultano attive le protezioni in corrente S, I e la soglia in corrente della S(V) non viene traslata.

3.1.2 Caratteristiche della protezione

La funzione in corrente a controllo voltmetrico è disponibile con le seguenti modalità:

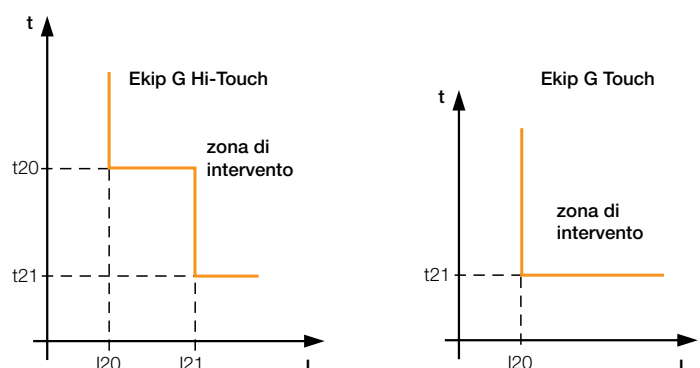
- per Ekip G Touch con una protezione S(V) con andamento a tempo indipendente regolabile in corrente e tempo secondo i parametri $I_{20};t_{20}$, la protezione può essere disabilitata.
- per Ekip G Hi-Touch con due protezioni totalmente indipendenti tra loro S(V) e S2(V) con andamento a tempo indipendente, e regolabili in corrente e tempo secondo i parametri $I_{20}-t_{20}$ e $I_{21}-t_{21}$, ogniuna delle due protezioni può essere disabilitata.

Ogni protezione, S(V) per Ekip G Touch e S(V) e S2(V) per Ekip G Hi-Touch, può essere gestita tramite la modalità di controllo a scalino o lineare della tensione.

Quindi nel caso di Ekip G Hi-Touch è possibile avere ad esempio entrambe le protezioni con controllo a scalino della tensione ma con parametro di tensione di inizio traslazione e coefficiente di traslazione in corrente diversi per una e l'altra protezione, oppure una protezione con controllo della tensione a scalino e l'altra protezione con controllo della tensione lineare.

Una rappresentazione delle curve d'intervento è data in figura 1-3.1.

Figura 1-3.1



Modalità a Scalino

Come detto una modalità di controllo della tensione disponibile è quella definita a "scalino", in base alla quale dopo aver regolato i parametri della protezione I20-t20 che definiscono la soglia in corrente, è necessario impostare i seguenti parametri:

- U che definisce il livello di tensione concatenata al quale inizia la traslazione della soglia in corrente I20;
- Ks che definisce di quanto la soglia viene traslata.

Analogamente per i parametri I21; t21; U2; Ks2 della seconda protezione. U e U2 possono essere differenti così come Ks e Ks2.

Se la tensione misurata dallo sganciatore risulta maggiore di U e U2, che rappresenta il parametro di tensione impostato dall'utente per l'inizio della traslazione della soglia in corrente, lavorano le soglie I20 e I21.

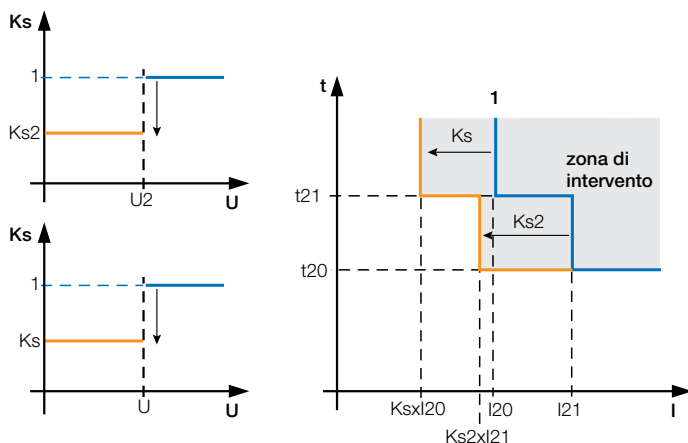
Se la tensione misurata è inferiore a U, allora la soglia I20 della prima protezione viene abbassata del fattore Ks impostato. Il tempo di intervento rimane invariato. Quindi la nuova soglia di intervento sarà $Ks \times I20$; t20.

Analogamente per la seconda protezione, se la tensione misurata è inferiore a U2, allora la soglia I21 viene abbassata del fattore Ks2 impostato. Il tempo di intervento rimane invariato. Quindi la nuova soglia di intervento sarà $Ks2 \times I21$; t21.

La procedura descritta per la prima protezione risulta essere applicabile anche per la gestione della singola protezione che presenta i parametri I20; t20; Ks; U.

Ekip G comanda l'intervento della protezione se la corrente misurata resta superiore alla soglia impostata per un tempo maggiore del tempo impostato.

Figura 2-3.1



Modalità Lineare

Come detto l'altra modalità di controllo della tensione disponibile è quella definita come "lineare", in base alla quale dopo aver regolato i parametri della protezione I20-t20 che definiscono la soglia in corrente, è necessario impostare i seguenti parametri:

- Uh che definisce il livello di tensione concatenata al quale inizia la traslazione della soglia in corrente secondo un parametro Ks^* calcolato per interpolazione tra Uh; 1 e U; Ks;
- U1 definisce il livello di tensione concatenata al quale termina l'interpolazione e al di sotto del quale il parametro di traslazione è Ks;
- Ks che definisce il parametro di traslazione legato a U1.

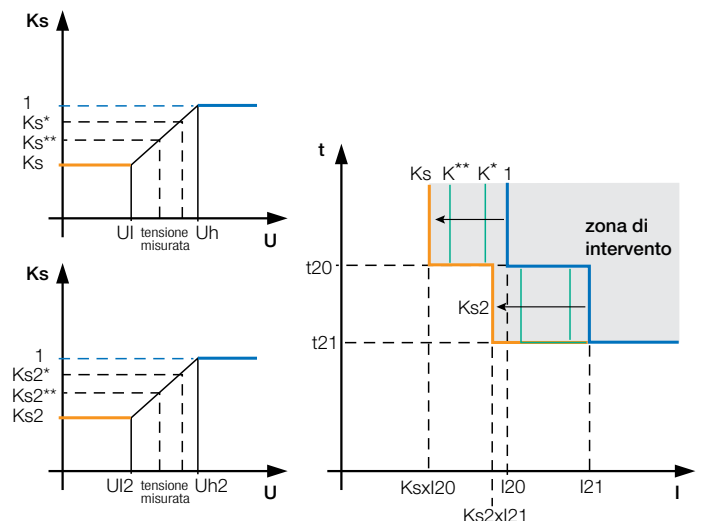
Analogamente per i parametri I21; t21; Uh2; U12; Ks2 della seconda protezione. U1; U12 e Uh; Uh2 possono essere differenti così come Ks e Ks2 e i valori parziali ottenuti dall'interpolazione. Quindi, con riferimento al grafico di figura 3-3.1, si vede che per tensioni di funzionamento maggiori di Uh lavora la soglia inizialmente impostata per la prima protezione I20; t20, mentre se la tensione di funzionamento scende al di sotto di Uh, lo sganciatore calcolerà Ks^* . La soglia I20 viene abbassata del fattore correttivo calcolato dallo sganciatore. Il tempo di intervento rimane invariato. Quindi la nuova soglia di intervento diventa $Ks^* \times I20$; t20.

Se invece la tensione scende al di sotto di U1 la protezione utilizzerà il coefficiente di traslazione impostato Ks, quindi la soglia I20 viene abbassata del coefficiente impostato; la nuova soglia sarà $Ks \times I20$; t20.

Lo stesso procedimento, tramite i parametri Uh2; U12; Ks2 può essere applicato alla seconda protezione.

La procedura descritta per la prima protezione risulta essere applicabile anche per la gestione della singola protezione che presenta i parametri I20; t20; Ks; U1; Uh.

Figura 3-3.1



3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

3.1.3 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di protezione in corrente a controllo voltmetrico disponibili sullo sganciatore Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Scalino			
Prima/singola protezione	$I_{20} = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia:	$0.1 \times I_n$
Tempo di intervento prima/singola protezione	$t_{20} = (0.05...30)s$	Gradino di tempo	0.01s
Seconda protezione	$I_{21} = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia:	$0.1 \times I_n$
Tempo di intervento seconda protezione	$t_{21} = (0.05...30)s$	Gradino di tempo	0.01s
Parametro tensione	$U = U_2 = (20...100) \%U_n$	Gradino di soglia:	$1\%U_n$
Parametro cambio soglia	$K_s = K_{s2} = (10...100) \%$	Gradino di soglia:	1%

Lineare			
Prima/singola protezione	$I_{20} = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia:	$0.1 \times I_n$
Tempo di intervento prima/singola protezione	$t_{20} = (0.05...30)s$	Gradino di tempo	0.01s
Seconda protezione	$I_{21} = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia:	$0.1 \times I_n$
Tempo di intervento seconda protezione	$t_{21} = (0.05...30)s$	Gradino di tempo	0.01s
Parametro alto tensione	$U_h = U_{h2} = (20...100) \%U_n$	Gradino di soglia:	$1\%U_n$
Parametro basso tensione	$U_l = U_{l2} = (20...100) \%U_n$	Gradino di soglia:	$1\%U_n$
Parametro basso cambio soglia	$K_s = K_{s2} = (10...100) \%$	Gradino di soglia:	1%

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

Ricordiamo che Ekip G Touch ha un'unica protezione gestibile con entrambe le modalità a scalino e lineare, mentre la doppia protezione, è disponibile per Ekip G Hi-Touch, sempre gestibile con la modalità a scalino o lineare.

3.1.4 Esempio di regolazione

Nell'esempio si considera un generatore con le seguenti caratteristiche:

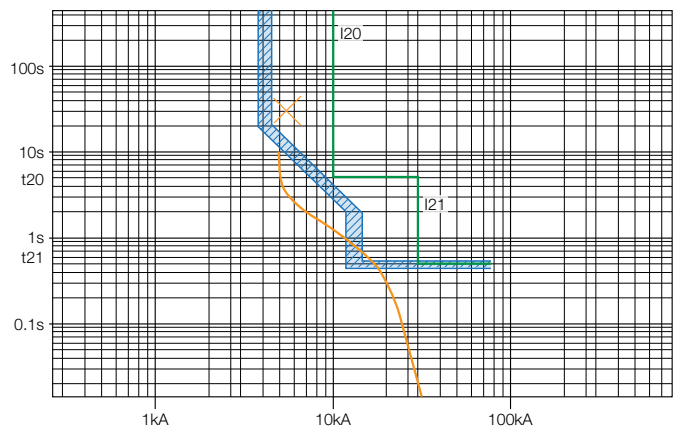
Potenza nominale	SnG	2500kVA
Tensione nominale	VnG	400V
Reattanza subtransitoria	X*d	11%
Corrente nominale	InG	3610A
Corrente di cortocircuito massima	IkG	32.8kA

Il generatore alimenta un carico equivalente che richiede 3416A di corrente, e come dispositivo di generatore scegliamo un interruttore SACE Emax 2 da 4000A con Ekip G Hi-Touch. La regolazione delle protezioni LSI è rappresentata nel grafico di figura 4-3.1, con la funzione L impostata sul valore della corrente nominale del generatore, la funzione I posta in OFF come condizione per la selettività verso valle e la funzione S

regolata in modo da intercettare la curva di cortocircuito del generatore.

La funzione S(V) è impostata a valori iniziali che sono più alti rispetto ai parametri precedenti e tali da non intervenire per la normale corrente di guasto del generatore.

Figura 4-3.1



Regolazione iniziale:

$$I_{20} = 2.5 \times I_n = 10000A$$

$$t_{20} = 5s$$

$$I_{21} = 7.5 \times I_n = 30000A$$

$$t_{21} = 0.5s$$

Sul display si seleziona la modalità a scalino e quindi si impostano i seguenti valori:

Regolazione $U_l = U_{l2} = 75\%$ di U_n (U_n è la tensione nominale concatenata, è impostata come riferimento sullo sganciatore)

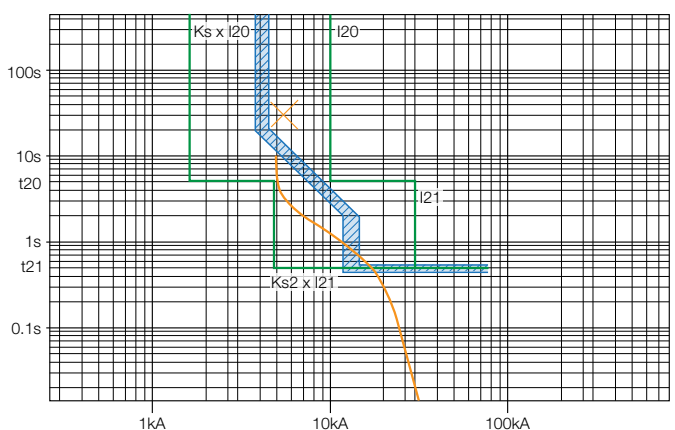
Regolazione $K_s = K_{s2} = 0.16$

Quindi per una tensione di funzionamento inferiore a $0.75 \times 400 = 300V$ le nuove soglie di intervento sono rappresentate nel grafico di figura 5-3.1 secondo i seguenti parametri:

$$K_s \times I_{20} = 0.16 \times 2.5 \times I_n = 1600A \quad t_{20} = 5s$$

$$K_{s2} \times I_{21} = 0.16 \times 7.5 \times I_n = 4800A \quad t_{21} = 0.5s$$

Figura 5-3.1



Dal grafico si vede come con la protezione S(V) per una riduzione della tensione per guasto ai morsetti del generatore si può avere un intervento per correnti più basse che non sarebbero intercettate dalle normali funzioni LSI.

3.2 Protezioni in potenza: introduzione

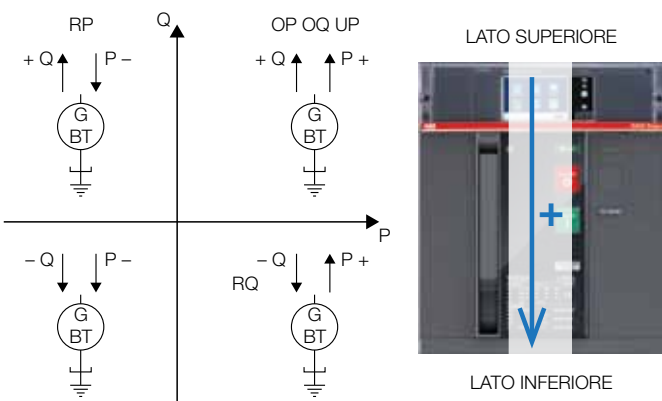
Le protezioni in potenza disponibili sullo sganciatore Ekip G sono:

- Protezione in potenza attiva erogata dal generatore (ANSI 32OF codice ABB OP): lavora per potenza attiva positiva, fissa il valore massimo di potenza attiva che la macchina può erogare.
- Protezione in potenza attiva assorbita dal generatore (ANSI 32R codice ABB RP): lavora per potenza attiva negativa che fluisce quindi nel senso inverso al normale funzionamento della macchina. Può essere chiamata anche protezione contro l'inversione del flusso di potenza attiva.
- Protezione in potenza reattiva erogata dal generatore (ANSI 32OF codice ABB OQ): lavora per potenza reattiva positiva, fissa il valore massimo di potenza reattiva che la macchina può erogare.
- Protezione in potenza reattiva assorbita dal generatore (ANSI 40 e ANSI 32R codice ABB RQ). Lavora per potenza reattiva negativa. Può essere chiamata anche protezione contro l'inversione del flusso di potenza reattiva.
- Protezione in potenza attiva erogata dal generatore (ANSI 32LF codice ABB UP): fissa il valore minimo di potenza attiva per la macchina.

Nei paragrafi seguenti la convenzione adottata e rappresentata in figura 1-3.2 è che la potenza attiva e reattiva uscente dal generatore ha segno positivo.

Nella configurazione standard lo sganciatore Ekip G ha le prese di tensione sul lato inferiore e dovranno essere sul lato generatore per avere una misura positiva della potenza uscente dal generatore. In caso di connessione del generatore ai terminali superiori, il senso di riferimento della potenza dovrà essere invertito rispetto al verso impostato nelle impostazioni della fabbrica.

Figura 1-3.2



La regolazione di tutte le funzioni in potenza è riferita alla potenza nominale S_n dello sganciatore calcolata sulla base della tensione nominale U_n concatenata o fase-fase impostata sullo sganciatore e della corrente nominale dell'interruttore (rating plug) secondo la relazione $\sqrt{3} \times U_n \times I_n$.

L'interfaccia grafica, come da figura 2-3.2 mostra oltre alla regolazione come multiplo della S_n , anche l'indicazione del corrispondente valore assoluto in [kW] o [kvar], per avere il riferimento in termini assoluti da confrontare con i limiti in potenza ammessi per la macchina.

Figura 2-3.2



3.2.1 RQ Perdita di eccitazione e inversione di potenza reattiva (ANSI 40 e 32R)

La perdita di eccitazione in un generatore sincrono deriva generalmente da guasti all'eccitatrice o al circuito di campo. Come conseguenza si ha l'annullamento della forza elettromotrice nel generatore con riduzione della potenza reattiva erogata. La macchina passa a funzionare come generatore asincrono assorbendo potenza reattiva dalla rete.

La nuova condizione di funzionamento con circolazione di corrente reattiva fornita dalla rete, provoca un aumento della temperatura nel circuito rotorico, di campo e smorzatore. Questo fenomeno risulta particolarmente accentuato per generatori a rotore liscio, mentre risulta molto più contenuto per generatori a poli salienti. Oltre ai fenomeni che coinvolgono la macchina, si genera un'importante riduzione della tensione con conseguente perdita di stabilità sul sistema, a causa del fatto che la rete potrebbe non essere in grado di fornire la potenza reattiva richiesta dal generatore.

La zona di lavoro per un generatore può essere descritta tramite il diagramma di carico (capability diagram) rappresentato su un piano R-X o P-Q e composto nei suoi limiti superiori e inferiori dalle curve caratteristiche rappresentate per genera-

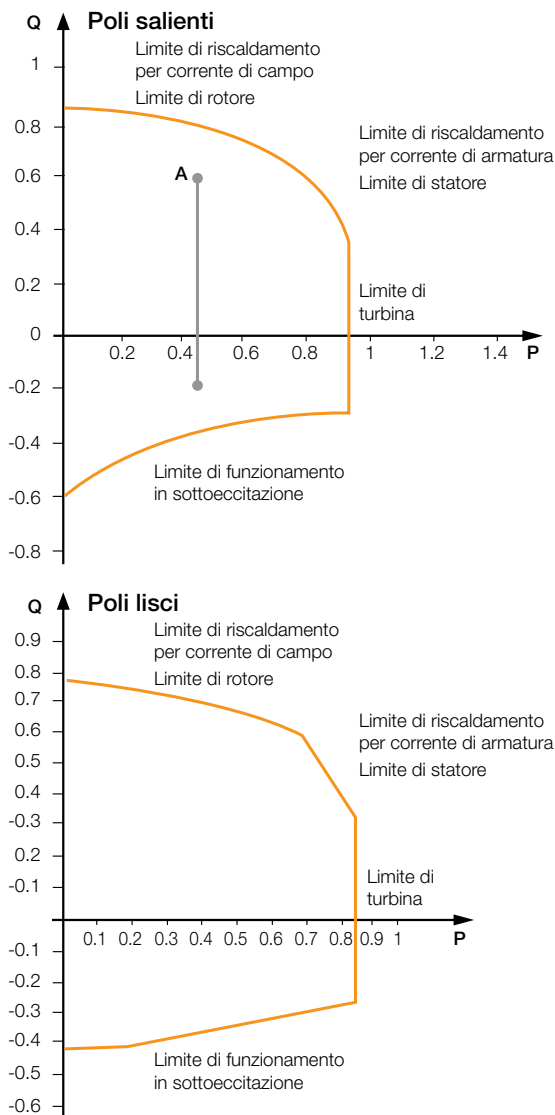
3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

tore a poli lisci e a poli salienti nelle coordinate PQ dalla figura 1-3.2.1.

Normalmente il punto di lavoro del generatore cade nel primo quadrante con potenza attiva P e potenza reattiva Q di valore positivo ed in uscita dal generatore.

A seguito di condizioni anomale, esempio riduzione o perdita dell'eccitazione, il punto di lavoro trasla nel quarto quadrante e la potenza reattiva Q inverte il suo senso diventando quindi negativa e assorbita dal generatore.

Figura 1-3.2.1



Questo nuovo punto di lavoro, è caratterizzato da una bassa stabilità, e se la rete fosse capace di fornire la potenza reattiva senza una eccessiva caduta di tensione, il generatore sincrono potrebbe lavorare come un generatore asincrono ma

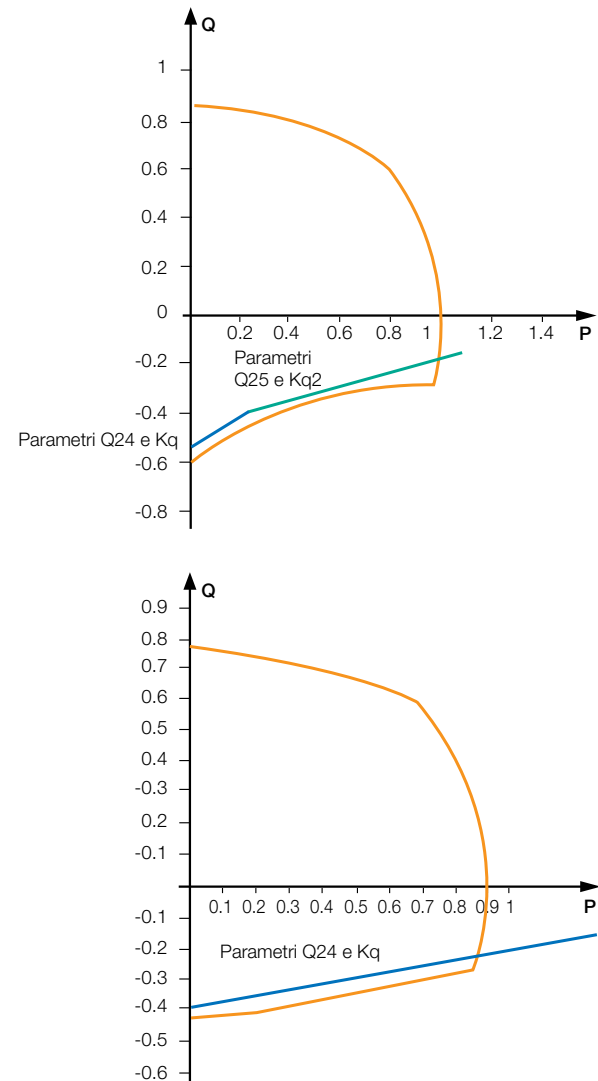
comunque con un pericoloso incremento della temperatura negli avvolgimenti.

La protezione contro la perdita di eccitazione implementata sullo sganciatore Ekip G, lavora prendendo come riferimento la zona del diagramma P-Q relativa al limite in sottoeccitazione della macchina.

Questa protezione è ottenuta tramite una funzione con curva di lavoro rappresentata, come da figura 2-3.2.1, da una linea retta con singola o doppia pendenza, (opzione utile per meglio approssimare con la protezione l'andamento della curva limite), che permette di salvaguardare la macchina dal lavorare sotto il suo limite di sottoeccitazione.

La protezione fissa il limite di potenza reattiva che il generatore può assorbire dalla rete e al disotto del quale è sconsigliato far funzionare la macchina.

Figura 2-3.2.1



3.2.1.1 Modalità di lavoro della protezione

La protezione limita la zona di lavoro del generatore con potenza reattiva negativa, cioè assorbita, approssimandone la propria curva di sottoeccitazione tramite una retta a singola o a doppia pendenza, che con generico riferimento ai parametri di regolazione “Qi” (identifica il punto di partenza sull’asse delle potenze reattive) e “Kq” (rappresenta la pendenza della funzione di protezione) può genericamente essere rappresentata come $Q=KqP+Qi$.

La protezione lavora acquisendo i valori della potenza attiva e reattiva totale. Se il punto di lavoro sta sotto la curva di protezione impostata e tale condizione permane per un tempo maggiore al ritardo all’intervento impostato si ha l’intervento della protezione che può provocare l’apertura dell’interruttore oppure generare un segnale di allarme.

3.2.1.2 Caratteristiche della protezione

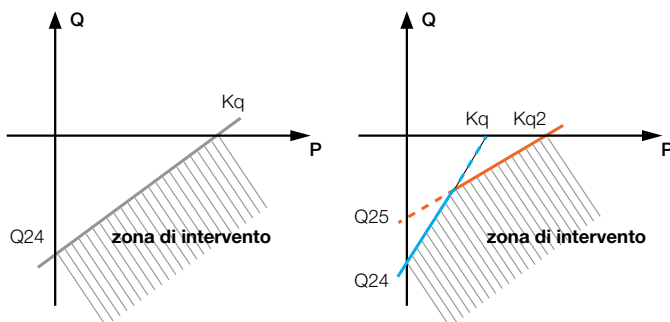
La protezione lavora utilizzando una retta a singola pendenza (per Ekip G Touch) o a doppia pendenza (per Ekip G Hi Touch).

La retta d’intervento a singola pendenza è definita da un parametro Kq e dall’intercetta Q24.

La curva d’intervento a doppia pendenza è la risultante dell’intersezione delle due soglie, cioè delle due rette a singola pendenza definite dai parametri Q24; Kq e Q25; Kq2, secondo quanto rappresentato in figura 3-3.2.1.

Se il punto di lavoro del generatore rimane nella zona di intervento per un tempo maggiore del ritardo t24 impostato si ha l’intervento della protezione.

Figura 3-3.2.1

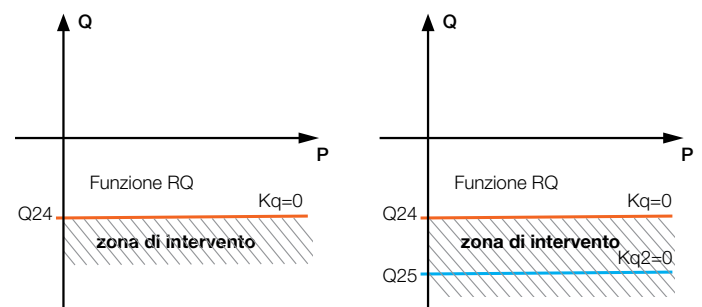


Come caso particolare della funzione 40 a singola pendenza, impostando il parametro $Kq=0$ la curva di intervento diventa una retta che si stacca dal parametro impostato Q24 e che risulta parallela all’asse delle P. Analogamente nel caso di protezione a doppia pendenza impostando i parametri $Kq=0$ e $Kq2=0$ si ottengono due rette parallele all’asse delle P che si staccano dai parametri Q24 e Q25. La protezione in questo caso interviene per valori del semipiano inferiore alla retta con il parametro Q maggiore (considerato con il segno negativo) tra i due impostati.

Un esempio delle curve di intervento è riportato in figura 4-3.2.1.

Si realizza in questo modo la funzione contro l’inversione di potenza reattiva identificata con la sigla ANSI 32R. Per la protezione a doppia pendenza è possibile impostare un parametro relativo alla pendenza uguale a zero (es $Kq=0$) e l’altro diverso da zero (es $Kq2\neq 0$).

Figura 4-3.2.1



I parametri “Q24 e Q25”, vengono impostati dall’utente come % di Sn che è la potenza apparente nominale calcolata dallo sganciatore con riferimento alla tensione nominale concatenata. Un’imposta sullo sganciatore e alla corrente nominale (rating plug) dell’interruttore.

3.2.1.3 Campo di regolazione

Come illustrato nei paragrafi precedenti, i parametri che caratterizzano la funzione di protezione contro la perdita di eccitazione con controllo della potenza reattiva disponibili per Ekip G in tutte le sue versioni sono la pendenza rispetto all’asse delle P identificata dal parametro “Kq” e l’intercetta sull’asse della potenza reattiva identificata dal parametro “Q”. Il campo di regolazione di questi parametri è il seguente:

Singola pendenza

Parametro	$Q24 = (-1 \dots -0.1) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Pendenza	$Kq = (-2 \dots 2)$	Gradino	0.01
Tempo d’intervento	$t24 = (0.5 \dots 100)s$	Gradino di tempo	0.1s

Prima pendenza

Parametro	$Q24 = (-1 \dots -0.1) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Pendenza	$Kq = (-2 \dots 2)$	Gradino	0.01

Seconda pendenza

Parametro	$Q25 = (-1 \dots -0.1) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Pendenza	$Kq2 = (-2 \dots 2)$	Gradino	0.01

Tempo d’intervento	$t24 = (0.5 \dots 100)s$	Gradino di tempo	0.1s
--------------------	--------------------------	------------------	------

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

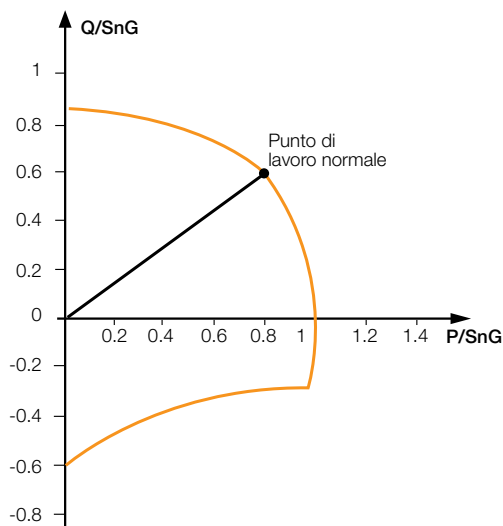
3.2.1.4 Esempio di regolazione

Nell'esempio si considera un generatore sincrono trifase a poli salienti caratterizzato da:

- potenza nominale $S_{nG}=1530\text{kVA}$
- tensione nominale $U_n=500\text{V}$
- corrente nominale $I_{nG}=1766\text{A}$
- diagramma di carico PQ come da figura 5-3.2.1 che riporta i vari limiti di statore, rotore e di sottoeccitazione.

Considerando la corrente nominale del generatore può essere utilizzato un interruttore ABB SACE Emax 2 con rating plug di 2000A. Con riferimento a questi parametri lo sganciatore calcola la propria potenza nominale come $S_n=1.73 \times 500 \times 2000=1732\text{kVA}$.

Figura 5-3.2.1



Dal diagramma PQ della macchina si vede come la curva limite di sottoeccitazione parte da un valore di potenza reattiva pari a $Q_G=-0.6 \times S_{nG}=-918\text{kvar}$. Quindi tramite l'andamento della curva di protezione $Q=K_q \times P + Q_{24}$ è possibile determinare le regolazioni di Ekip G per proteggere la macchina in modo adeguato. In particolare dovrà essere rispettata la seguente relazione:

$$Q_{24} \times S_n < Q_G \quad \text{cioè} \quad Q_{24} < 918/1732 = 0.53.$$

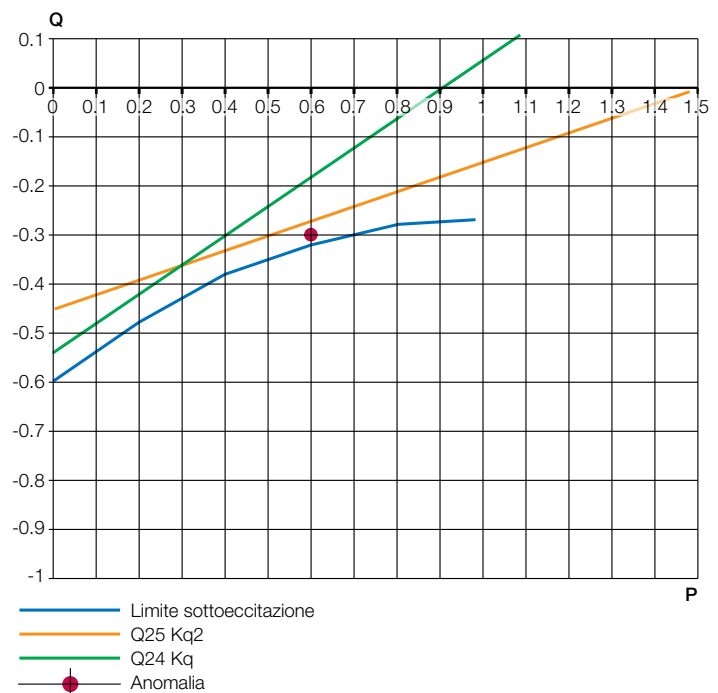
Il valore dell'intercetta della prima protezione sull'asse delle Q potrà quindi ad esempio essere fissata a $Q_{24}=0.48$, che corrisponde come visualizzazione a display dello sganciatore a 831kvar. Il parametro K_q è impostato a 0.6.

Con Ekip G Hi-Touch, è inoltre possibile disporre di una seconda curva di protezione per approssimare più fedelmente l'andamento della curva limite del generatore. Lo studio delle regolazioni porta a impostare il parametro $Q_{25}=0.4$ che corrisponde come visualizzazione a display dello sganciatore a

693kvar, e il parametro K_{q2} a 0.3. Se per un'anomalia il punto di lavoro del generatore cade nella zona di intervento delimitata dalle due curve impostate, la protezione interviene con un ritardo impostato con $t_{24}=3\text{s}$.

Il risultato riportato sul diagramma P-Q del generatore, quindi con Q_{24} e Q_{25} ricalcolati secondo il rapporto S_n/S_{nG} (figura 6-3.2.1), mostra come la curva d'intervento impostata segua l'andamento del limite di sottoeccitazione della macchina, e in caso di anomalia nel funzionamento che porta il generatore a lavorare con i seguenti valori di potenza $Q=1040\text{kvar}$ e $P=520\text{kW}$, lo sganciatore Ekip G interverrà eliminando il guasto nel tempo t_{24} .

Figura 6-3.2.1



3.2.2 RP Inversione del flusso di potenza attiva (ANSI 32R)

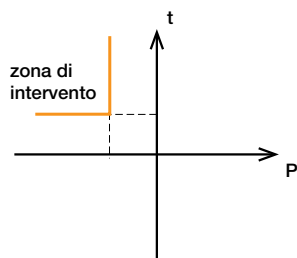
Le normali condizioni di lavoro del generatore prevedono un flusso di potenza attiva erogata dal generatore verso un carico o verso una rete, e assunta convenzionalmente come positiva. Il funzionamento con flusso di potenza invertito, cioè con potenza attiva assorbita dal generatore, che passa quindi a funzionare da motore, comporta il trascinarsi del motore primo o della turbina. Una simile condizione di lavoro si origina quando ad esempio viene a mancare l'azione meccanica del motore primo, o per un guasto al sistema di regolazione della velocità.

Utilizzando la protezione RP di Ekip G è possibile proteggere la macchina in modo preciso e affidabile, grazie alla elevata sensibilità, ampie soglie e tempo di ritardo impostabili per evitare scatti intempestivi in caso di transitorio.

3.2.2.1 Modalità di lavoro e caratteristiche della protezione

La protezione contro l'inversione di potenza attiva RP ha una curva caratteristica a tempo indipendente con unica soglia, come rappresentato in figura 1-3.2.2, ed è regolabile in soglia di potenza, come % della S_n , in direzione (stabilisce la direzione della potenza considerata positiva) e in tempo di intervento. Nel caso in cui la potenza attiva totale sia maggiore della soglia impostata e con verso contrario si ha la temporizzazione della protezione con conseguente intervento.

Figura 1-3.2.2



3.2.2.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione contro l'inversione del flusso di potenza disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Parametro	$P11 = (-1...-0.08) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Tempo d'intervento	$t11 = (0.5...100)s$	Gradino di tempo	0.1s
Senso della potenza	predefinito secondo la direzione lato superiore verso lato inferiore (vedere paragrafo 3.2)		

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.2.3 OP Massima potenza attiva (ANSI 32OF) OQ Massima potenza reattiva (ANSI 32OF)

Negli impianti che funzionano in isola, può verificarsi il caso in cui la potenza richiesta al generatore sia superiore a quella massima che la macchina è in grado di fornire. Questa condizione comporta la perdita di passo, che si manifesta con una perdita del sincronismo del rotore nei confronti della frequenza di funzionamento e la nascita di oscillazioni nelle tensioni del sistema elettrico.

A protezione di questa condizione, o generalmente quando si vuole evitare che il generatore eroghi una potenza troppo elevata, è possibile utilizzare la protezione OP di Ekip G che permette di controllare la potenza attiva erogata dalla macchina.

Il generatore in condizioni di sovraeccitazione, ad esempio per un distacco carichi senza che l'eccitazione venga modificata a causa di un'anomalia al sistema di controllo, risponde con un aumento della potenza reattiva erogata.

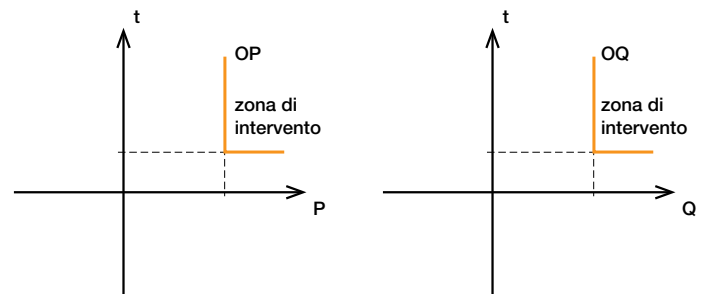
A protezione di questa condizione, è possibile utilizzare la protezione OQ di Ekip G che permette di controllare la potenza reattiva erogata dalla macchina.

3.2.3.1 Modalità di lavoro e caratteristiche della protezione

Le protezioni in potenza OP e OQ hanno una curva caratteristica a tempo indipendente con unica soglia come da figura 1-3.2.3, e sono regolabili in potenza e in tempo di intervento. La regolazione in potenza è fatta come % della potenza nominale dello sganciatore.

Quando la potenza attiva o reattiva totale calcolata come somma delle potenze delle 3 fasi risulta superiore alla soglia di potenza attiva o reattiva impostata, la protezione temporizza per il tempo impostato e poi apre, oppure invia istantaneamente un segnale di allarme.

Figura 1-3.2.3



3.2.3.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di massima potenza attiva e reattiva disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Protezione da massima potenza attiva

Parametro	$P26 = (0.4...2) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Tempo d'intervento	$t26 = (0.5...100)s$	Gradino di tempo	0.5s

Protezione da massima potenza reattiva

Parametro	$Q27 = (0.4...2) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Tempo d'intervento	$t27 = (0.5...100)s$	Gradino di tempo	0.5s

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

3.2.4 UP Minima potenza attiva (ANSI 32LF)

Sempre nella condizione di normale funzionamento della macchina è possibile prevedere anche una funzione di protezione contro un eccessivo abbassamento della potenza attiva erogata dal generatore in rete.

La funzione dedicata per questa tipologia di protezione è la protezione di minima potenza attiva UP identificata dal codice ANSI 32LF che potrebbe essere utilizzata per l'apertura dell'interruttore di macchina nel funzionamento in isola per evitare sovra velocità del gruppo a seguito di operazioni ad esempio sulla turbina, o più banalmente per distaccare il generatore a seguito di un eccessivo distacco dei carichi, quindi con diminuzione della potenza impegnata.

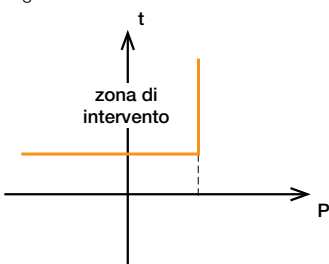
3.2.4.1 Modalità di lavoro e caratteristiche della protezione

La protezione in potenza UP ha una curva caratteristica a tempo indipendente con unica soglia come da figura 1-3.2.4, regolabile in potenza e in tempo di intervento. La regolazione in potenza è fatta come % della potenza nominale dello sganciatore.

Come si vede dal grafico la funzione lavora anche per potenze negative.

In questo modo risulta possibile una protezione contro potenze negative anche per quei valori che non ricadono nella zona di intervento della RP, e per valori di potenza che ricadono nel campo di intervento della RP, si potrebbe avere l'intervento anche della UP, se entrambe sono attivate.

Figura 1-3.2.4



3.2.4.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di minima potenza attiva disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Parametro	$P23 = (0.1 \dots 1) \times S_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times S_n$
Tempo d'intervento	$t23 = (0.5 \dots 100)s$	Gradino di tempo	0.5s

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.2.5 Esempio di regolazione delle funzioni di protezione in potenza

Nell'esempio si considera un generatore sincrono trifase con le seguenti caratteristiche

SnG		1200kVA
VnG		400V
InG		1732A
PnG	$0.8 \times S_nG$	960kW
QnG	$0.6 \times S_nG$	720kvar
Pmax er	$0.9 \times P_nG$	864kW
Pmin er	$0.145 \times P_nG$	139.2kW
Qmax er	$1 \times Q_nG$	720kvar
Pmin ass	$0.15 \times P_nG$	144kW

Con riferimento alla corrente nominale del generatore si considera un interruttore SACE Emax 2 con corrente nominale dello sganciatore di 2000A. La potenza nominale dello sganciatore per il calcolo della regolazione delle protezioni risulta essere $S_n = 1385.6kVA$. Di seguito si determinano le regolazioni per le diverse protezioni.

Protezione OP:

Per la regolazione della protezione, bisogna rapportare il dato di potenza attiva ammesso per il generatore alla potenza nominale dello sganciatore secondo la relazione $864/1385.6=0.624$.

La protezione verrà ad esempio impostata a $P26=0.600$ che corrisponde a $831.384kW$ con un tempo $t26=5s$.

Quindi quando il generatore si trova ad erogare una potenza attiva superiore e tale condizione permane per un tempo maggiore al ritardo impostato ci sarà l'intervento della protezione.

Protezione UP:

Per la regolazione della protezione, bisogna rapportare il dato di potenza attiva ammesso per il generatore alla potenza nominale dello sganciatore, secondo la relazione $139.2/1385.6=0.1$.

La protezione verrà ad esempio impostata a $P23=0.11$ che corrisponde a $152.4kW$ con un tempo $t23=5s$.

Quindi quando il generatore si trova ad erogare una potenza attiva inferiore, e tale condizione permane per un tempo maggiore al ritardo impostato ci sarà l'intervento della protezione.

Protezione OQ:

Per la regolazione della protezione, bisogna rapportare il dato di potenza reattiva ammesso per il generatore alla potenza nominale dello sganciatore, secondo la relazione $720/1385.6=0.52$.

La protezione verrà ad esempio impostata a $Q27=0.6$ che corrisponde a 831.36kvar con un tempo $t27=5s$. Quindi quando il generatore si troverà ad erogare una potenza reattiva superiore, e tale condizione permane per un tempo maggiore al ritardo impostato ci sarà l'intervento della protezione.

Protezione RP:

Per la regolazione della protezione, bisogna rapportare il dato di potenza attiva ammesso per il generatore alla potenza nominale dello sganciatore, secondo la relazione $144/1385.6=0.104$.

La protezione verrà ad esempio impostata a $P11=0.1$ che corrisponde a 138.56kW con un tempo $t11=3s$.

Quindi quando il generatore si trova ad assorbire (senso opposto al senso impostato come riferimento) una potenza attiva superiore, e tale condizione permane per un tempo maggiore al ritardo impostato ci sarà l'intervento della protezione.

La soglia di intervento delle varie protezioni, per essere rappresentata sul grafico che riporta il valore limite ammesso per il generatore, dovrà essere riferita alla potenza di riferimento del generatore.

Nella tabella 1-3.2.5 e nei grafici da 1-3.2.5 a 3-3.2.5 sono riassunti e rappresentati i valori delle diverse funzioni di protezione in potenza riferiti all'esempio.

Tabella 1-3.2.5

	LimGen/Sn	Regolazione Ekip G	P[Kw] Q[kvar] trip	Tempo [s]	Valore riferito al generatore
OP	0.624	0.6	831.384	5	0.866
UP	0.1	0.11	152.4	5	0.158
OQ	0.52	0.6	831.36	5	1.155
RP	0.104	0.1	138.564	3	0.144

Figura 1-3.2.5

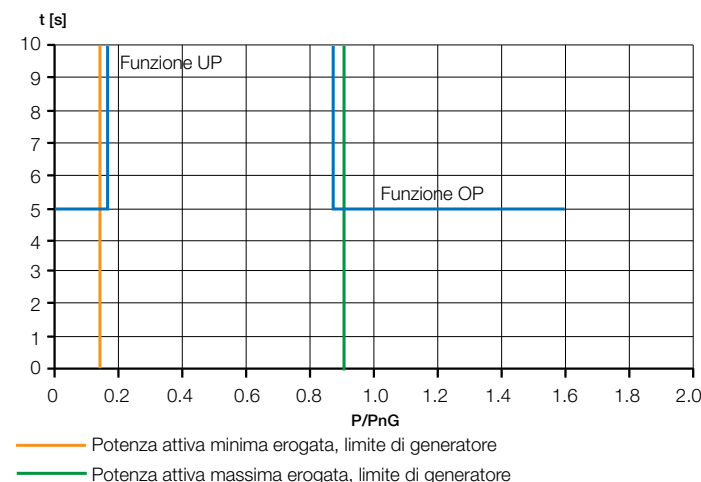


Figura 2-3.2.5

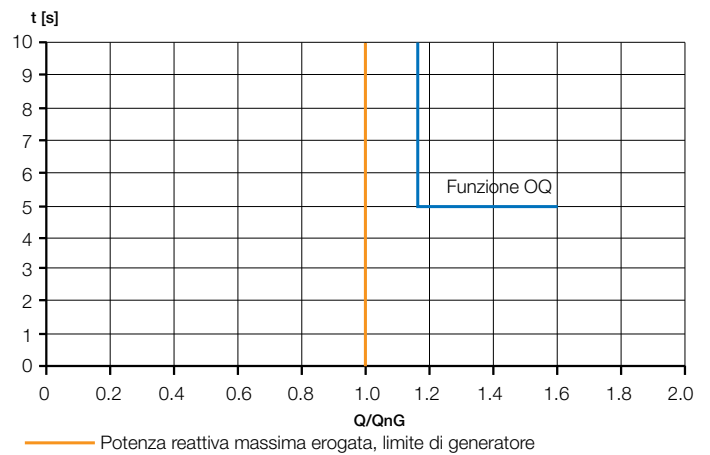
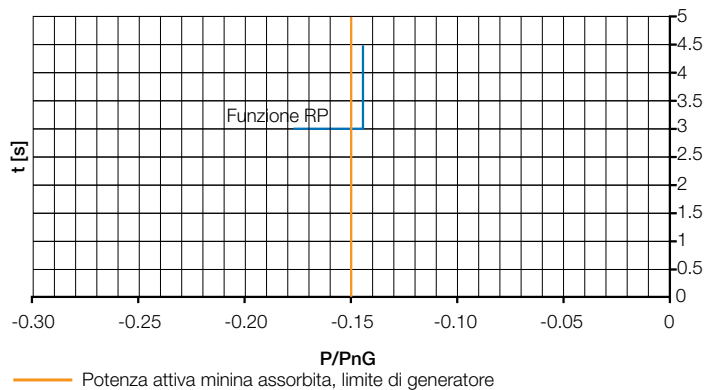


Figura 3-3.2.5



3.3 OF Massima frequenza (ANSI 81H) e UF Minima frequenza (ANSI 81L)

L'aumento della frequenza oltre il valore nominale è una conseguenza dell'eccesso di potenza motrice rispetto alla potenza attiva richiesta dal carico connesso alla macchina, condizione che nasce ad esempio per distacco carichi in seguito ad eliminazione di una parte di impianto affetto da guasto. Normalmente il circuito di controllo del generatore, tramite il regolatore di velocità, si attiva per far fronte all'anomalia e provvede alla regolazione del motore primo per riportare la frequenza al valore nominale.

Nel caso in cui il dispositivo di controllo del generatore non fosse in grado di ripristinare la condizione di frequenza nominale, per evitare danni meccanici al gruppo turbina/alternatore e per evitare che i carichi siano alimentati a valori di frequenza oltre i limiti prestabiliti, si può utilizzare la funzione OF di Ekip G che protegge dalla sovralfrequenza.

Per contro la diminuzione della frequenza rispetto al valore nominale è imputabile ad un abbassamento di potenza erogata dal generatore, dovuto ad una condizione di carico che richiede potenza superiore a quella fornibile dal generatore, ad esempio a seguito di perdita della rete e passaggio a

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

funzionamento in isola sostenuto dal generatore.

In questa condizione il distacco carichi può essere una procedura ed una misura per riportare l'equilibrio tra le potenze e quindi ripristinare il valore nominale della frequenza. La funzione di protezione contro l'abbassamento di frequenza UF di Ekip G può essere utilizzata per attivare una logica di distacco carichi oppure per disconnettere il generatore. Il ripristino della frequenza o al limite il distacco serve per salvaguardare la sorgente meccanica che trascina il generatore, specialmente se si tratta di turbine a vapore.

3.3.1 Modalità di lavoro e caratteristiche della protezione

La protezione monitora la frequenza sul lato generatore quindi la protezione è attiva anche ad interruttore aperto. In questa condizione, in caso di anomalia la protezione genera un segnale di allarme. Se l'anomalia si presenta con interruttore chiuso oltre alla segnalazione di allarme, l'utente può impostare anche l'apertura dell'interruttore.

Per il controllo della minima e massima frequenza, lo sganciatore Ekip G Touch rende disponibile una singola funzione di protezione con curva caratteristica a tempo indipendente. La protezione di massima frequenza OF è regolabile secondo i parametri f13-t13; la protezione di minima frequenza UF è regolabile secondo i parametri f12-t12.

Invece lo sganciatore Ekip G Hi-Touch, rende disponibile una doppia protezione per il controllo della massima frequenza e una doppia protezione per la minima frequenza, ciò permette ad esempio di proteggere contemporaneamente da piccole variazioni prolungate e da ampie variazioni brevi. Le doppie protezioni sia per il controllo della massima frequenza OF che della minima frequenza UF risultano indipendenti tra loro, e sono con curva caratteristica a tempo indipendente.

Una protezione di massima frequenza OF è regolabile tramite i

parametri f13-t13 e l'altra OF2 tramite i parametri f18-t18.

Una protezione di minima frequenza UF è regolabile tramite i parametri f12-t12 e l'altra UF2 tramite i parametri f17-t17.

Tutte le funzioni di controllo in frequenza (singola e doppia protezione massima e minima frequenza) sono con curva caratteristica a tempo indipendente, risultano escludibili e sono regolabili come soglia di intervento secondo un multiplo della frequenza nominale impostata sullo sganciatore e in tempo per il ritardo all'intervento. La caratteristica delle protezioni è rappresentata nella figura 1-3.3.

3.3.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di massima e minima frequenza disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Protezione di minima frequenza UF

Singola soglia UF

Parametro	f12 = (0.9...0.99) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t12 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s

Doppia soglia UF UF2

Parametro	f12 = (0.9...0.99) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t12 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s
Parametro	f17 = (0.9...0.99) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t17 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s

Protezione di massima frequenza OF

Singola soglia OF

Parametro	f13 = (1.01...1.1) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t13 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s

Doppia soglia OF OF2

Parametro	f13 = (1.01...1.1) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t13 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s
Parametro	f18 = (1.01...1.1) x fn	Gradino di soglia	0.01 x fn
Tempo d'intervento	t18 = (0.2...60)s	Gradino di tempo	0.1s

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.3.3 Esempio di regolazione

Con riferimento ad un generatore con frequenza nominale di targa di 50Hz e compatibilmente con le esigenze di gestione dell'impianto e del generatore, si ipotizza di voler realizzare per le funzioni di massima e minima frequenza una protezione con doppia soglia, con i seguenti parametri di intervento:

Funzione di massima frequenza

Soglia bassa 51.5Hz con tempo di intervento di 8s.

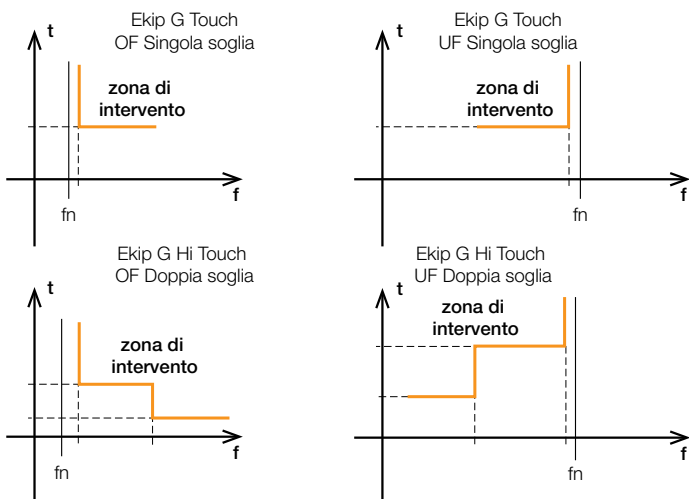
Soglia alta a 53Hz con tempo di intervento di 0.5s.

Funzione di minima frequenza

Soglia alta 47.5Hz con tempo di intervento di 10s.

Soglia bassa 46Hz con tempo di intervento di 0.5s.

Figura 1-3.3



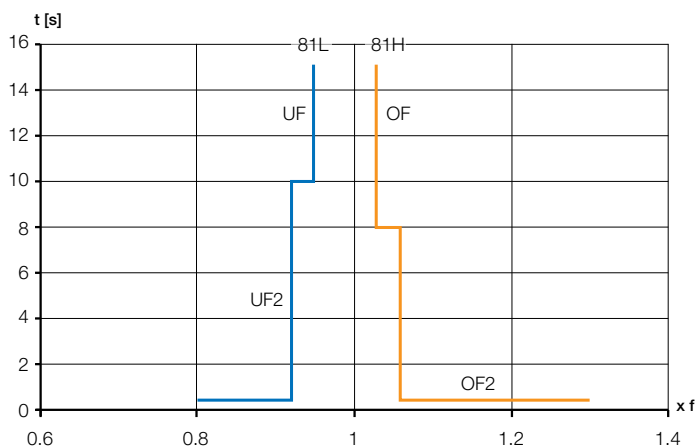
Vista la caratteristica richiesta per la protezione dovrà essere utilizzato uno sganciatore Ekip G Hi-Touch con doppia funzione di protezione.

Come detto, le regolazioni sono da riferire alla frequenza nominale impostata sullo sganciatore per cui nel caso dell'esempio le regolazioni da effettuare saranno le seguenti:

OF	$f_{13} = 51.5/50 = 1.03 \times f_n$	$t_{13} = 8s$
OF2	$f_{17} = 53/50 = 1.06 \times f_n$	$t_{17} = 0.5s$
UF	$f_{12} = 47.5/50 = 0.95 \times f_n$	$t_{12} = 10s$
UF2	$f_{18} = 46/50 = 0.92 \times f_n$	$t_{18} = 0.5s$

che generano le curve di intervento delle protezioni in frequenza rappresentate nella figura 2-3.3.

Figura 2-3.3



3.4 UV Minima tensione (ANSI 27) e OV Massima tensione (ANSI 59)

La funzione UV dedicata al controllo del livello minimo di tensione ai morsetti del generatore è identificata con il codice ANSI 27. Per i generatori è normalmente ammesso un funzionamento continuativo con potenza e frequenza nominale e con tensione minima del 95%.

Per tensioni inferiori potrebbero insorgere fenomeni indesiderati quali: una variazione delle condizioni di stabilità; una quota parte di potenza reattiva prelevata dalla rete; un malfunzionamento dei carichi connessi.

È prassi comune associare alla protezione di minima tensione un segnale di allarme in modo da permettere all'operatore di prendere i dovuti provvedimenti, ad esempio agendo sul regolatore automatico di tensione, per rimediare alla situazione anomala, ma si può sfruttare anche il trip dell'interruttore per staccare la macchina.

La protezione di minima tensione potrebbe essere considerata anche come protezione di rincalzo in caso di cortocircuito sul generatore e mancato intervento delle protezioni dedicate, oppure come protezione contro prolungate riduzioni di tensione non controllate del regolatore automatico di tensione a causa di un suo guasto.

Un esempio tipico di abbassamento di tensione può essere quello in cui in un impianto alimentato da più generatori

si ha il distacco di una delle macchine. Si instaura così uno squilibrio tra potenza di alimentazione e potenza richiesta dal carico. I generatori rimasti connessi reagiscono cercando di supplire alla mancanza di potenza con un aumento della corrente e una diminuzione della tensione ai loro morsetti. La protezione da minima tensione di Ekip G può essere utilizzata per evitare condizioni di lavoro anomale della macchina.

La funzione OV dedicata al controllo del livello massimo di tensione ai morsetti del generatore è identificata con il codice ANSI 59. I generatori sono normalmente progettati per operare continuamente alla loro potenza e frequenza nominale, con un livello di tensione che può raggiungere il 105% della tensione nominale di macchina.

Sostenere una sovratensione oltre i limiti permessi può provocare sovraeccitazione e sollecitazioni eccessive sul sistema di isolamento.

La condizione di sovratensione anomala sul generatore potrebbe verificarsi a seguito di un guasto sul regolatore di tensione o per una variazione di velocità del motore prima a seguito di un'improvvisa perdita di carico.

La protezione OV di Ekip G permette di proteggere l'impianto da questa condizione, particolarmente rischiosa per idrogeneratori o turbine a gas.

Le protezioni in tensione si completano con la disponibilità della protezione VU contro lo squilibrio delle tensioni e rilevazione del senso di rotazione delle fasi (ANSI 47).

3.4.1 Modalità di lavoro della protezione

Lo sganciatore monitora le tre tensioni di fase sul lato generatore anche con interruttore di macchina aperto, in questo caso con un'anomalia nelle tensioni che va oltre la soglia impostata si genera un segnale di allarme che può essere gestito nella logica di controllo della macchina.

Se l'anomalia si genera con interruttore chiuso oltre al segnale di allarme si può avere anche l'apertura dell'interruttore.

Per il controllo della minima e massima tensione, lo sganciatore Ekip G Touch rende disponibile una singola funzione di protezione con curva caratteristica a tempo indipendente. La protezione di massima tensione OV è regolabile secondo i parametri U9-t9; la protezione di minima tensione UV è regolabile secondo i parametri U8-t8.

Invece lo sganciatore Ekip G Hi-Touch, rende disponibile una doppia protezione per il controllo della massima tensione e una doppia protezione per la minima tensione, ciò permette ad esempio di proteggere contemporaneamente da piccole variazioni prolungate e da ampie variazioni brevi. Le doppie protezioni sia per il controllo della massima tensione OV che della minima tensione UV risultano indipendenti tra loro, e sono con curva caratteristica a tempo indipendente.

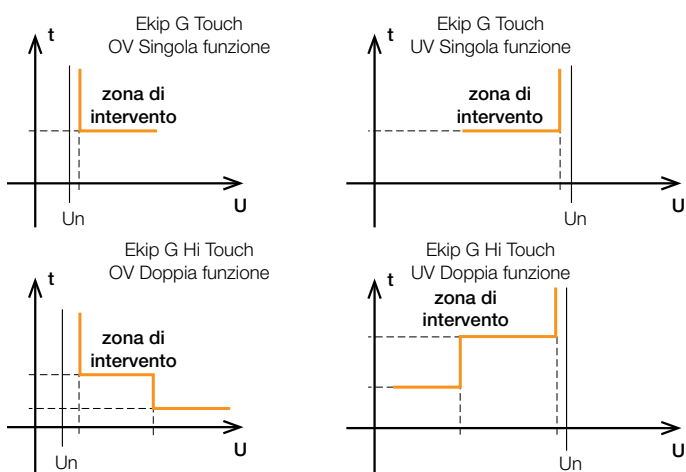
Una protezione di massima tensione OV è regolabile tramite i parametri U9-t9 e l'altra OV2 tramite i parametri U16-t16.

Una protezione di minima tensione UV è regolabile tramite i

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

parametri U8-t8 e l'altra UV2 tramite i parametri U15-t15. Tutte le funzioni di controllo in tensione (singola e doppia protezione massima e minima tensione) sono con curva caratteristica a tempo indipendente, risultano escludibili e sono regolabili come soglia di intervento secondo un multiplo della tensione nominale concatenata impostata sullo sganciatore e in tempo per il ritardo all'intervento. La caratteristica delle protezioni è rappresentata nelle figura 1-3.4.

Figura 1-3.4



3.4.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di massima e minima tensione disponibili su Ekip G sono di seguito riportati.

Protezione UV di minima tensione

Singola soglia UV

Parametro	U8 = (0.5...0.98) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t8 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s

Doppia soglia UV UV2

Parametro	U8 = (0.5...0.98) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t8 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s
Parametro	U15 = (0.5...0.98) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t15 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s

Protezione OV di massima tensione

Singola soglia OV

Parametro	U9 = (1.02...1.5) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t9 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s

Doppia soglia OV OV2

Parametro	U9 = (1.02...1.5) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t9 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s
Parametro	U16 = (1.02...1.5) x Un	Gradino di soglia	0.001 x Un
Tempo d'intervento	t16 = (0.05...60)s	Gradino di tempo	0.05s

Per tensioni $\geq 690V$ la regolazione massima è $1.2xUn$.

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.4.3 Esempio di regolazione

Si vuole realizzare una protezione di minima e massima tensione con due soglie d'intervento. Deve essere utilizzato quindi lo sganciatore Ekip G Hi-Touch che rende disponibili la protezione richiesta con due funzioni a tempo costante.

Le soglie impostate sono funzione della tensione nominale concatenata impostata sullo sganciatore che ipotizziamo essere di 400V.

Per la protezione di minima tensione UV è richiesto un intervento con tempo lungo per tensione inferiore al 0.85 volte la tensione nominale e un intervento più rapido per tensione inferiore a 0.75 volte la tensione nominale.

Per la protezione di massima tensione OV è richiesto un intervento con tempo lungo per tensione superiore a 1.15 volte la tensione nominale e un intervento più rapido per tensione superiore a 1.3 volte la tensione nominale.

Per rispettare i vincoli di tensione richiesti in questo esempio, le regolazioni scelte sono di seguito riassunte e le curve di intervento sono rappresentate in figura 2-3.4.

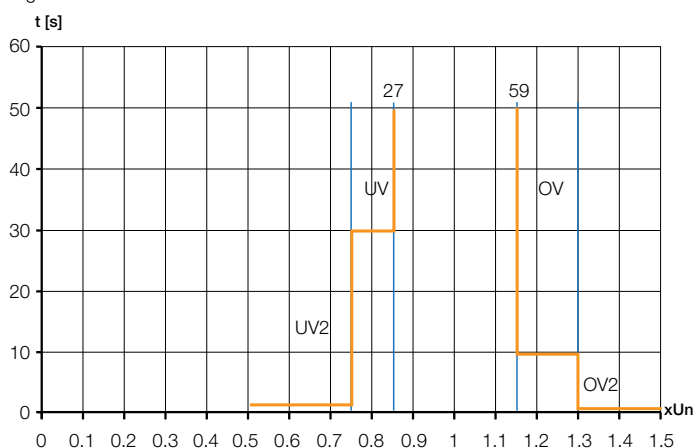
Funzione UV

Prima soglia UV	U8	$0.85xUn$	con tempo di intervento $t8 = 30s$
Seconda soglia UV2	U15	$0.75xUn$	con tempo di intervento $t15 = 1.5s$

Funzione OV

Prima soglia OV	U9	$1.15xUn$	con tempo di intervento $t9 = 10s$
Seconda soglia OV2	U16	$1.3xUn$	con tempo di intervento $t16 = 0.1s$

Figura 2-3.4



3.5 ROCOF Derivata in frequenza (ANSI 81R)

La funzione di protezione sensibile alle rapide variazioni di frequenza è identificata con il codice ANSI 81R e viene chiamata protezione di derivata di frequenza. È disponibile solo per Ekip G Hi-Touch ed è identificata con l'acronimo ROCOF. Tale protezione consente di rilevare rapidamente e con maggiore sensibilità le variazioni sia positive sia negative della frequenza, realizzando così una protezione che risulta molto più veloce rispetto a quanto è possibile fare con le classiche funzioni di minima o massima frequenza.

È una protezione che può trovare applicazione in quelle tipologie di impianto dove il generatore risulta connesso in parallelo all'alimentazione principale (rete dell'ente distributore) e ad altri generatori.

In queste condizioni a causa di un guasto sulla rete di distribuzione, il dispositivo di rete si apre con conseguente distacco della sorgente principale dal resto dell'impianto. In questo caso il generatore si troverà ad alimentare l'impianto (funzionamento in isola) e modificherà i suoi parametri elettrici che non risulteranno più in sincronismo con quelli di rete. Per evitare che la riconnessione automatica del dispositivo di rete trovi il generatore in condizioni di non sincronismo, con conseguente rischio di danneggiamento per la macchina, e per evitare che il generatore si trovi ad alimentare l'impianto in isola durante il periodo necessario per ripristinare le normali condizioni dell'alimentazione principale, il generatore dovrà essere immediatamente disconnesso tramite il proprio interruttore.

L'*antiisland* può essere una scelta necessaria nella gestione dell'impianto perché se il generatore nel passaggio dal funzionamento in parallelo con la rete al funzionamento in isola non è in grado di sostenere le utenze (potenza richiesta dai carichi maggiore rispetto alla potenza del generatore) si instaurano fenomeni di instabilità che potrebbero danneggiare sia il generatore che certe tipologie di carico particolarmente sensibili, oppure per evitare di controalimentare una parte di impianto che sia stata sezionata dall'ente distributore a causa di guasto o per manutenzione.

Per evitare quindi che le condizioni precedenti si verifichino diventa importante l'azione della protezione ROCOF che provoca il distacco immediato del generatore con l'apertura dell'interruttore del generatore.

Se fossero presenti più generatori, ogni interruttore di generatore dovrebbe avere la propria protezione in derivata di frequenza.

Nel funzionamento normale il generatore presenta delle variazioni di frequenza ad esempio dovute alla gestione dei carichi nell'impianto o per variazioni che derivano dal motore primo (es. iniezione del carburante).

Queste variazioni sono contenute e sono più lente rispetto a

quanto avviene per distacco della rete quindi non sono rilevate della protezione.

3.5.1 Modalità di lavoro e caratteristiche della protezione

Lo sganciatore di protezione misura la variazione di frequenza sul lato generatore; è possibile impostare da menù dello sganciatore se monitorare variazioni di frequenza solo positive, cioè per un brusco aumento di frequenza, o solo negative quindi per una brusca diminuzione della frequenza, oppure entrambe.

La protezione presenta un unico gradino di protezione con curva a tempo costante, regolabile in soglia di variazione di frequenza Hz/s e in tempo di ritardo all'intervento che si differenziano in base alla soglia di variazione in Hz/s impostata.

Ciò permette di intervenire in tempi molto rapidi per variazioni di frequenza elevate, mentre garantisce un'elevata precisione per variazioni lente.

Al superamento della soglia in derivata di frequenza la protezione genera un segnale di allarme o porta in trip l'interruttore in base alla scelta fatta per la modalità di gestione del guasto che si intende realizzare.

3.5.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione della derivata in frequenza disponibili su Ekip G Hi-Touch in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Soglia di variazione di frequenza	f28 = (0.4...10)Hz/s	Gradino di soglia	0.2Hz/s
soglia di tempo funzione della regolazione f28			
t28 = (0.4...10)s	con f28 = (0.4...1)Hz/s	Gradino di tempo	0.1 s
t28 = (0.25...10)s	con f28 = (1.2...5)Hz/s	Gradino di tempo	0.1 s
t28 = (0.15...10)s	con f28 > (5.2...10)Hz/s	Gradino di tempo	0.1 s
Opzione di scelta per monitorare variazioni positive, negative o entrambe			

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

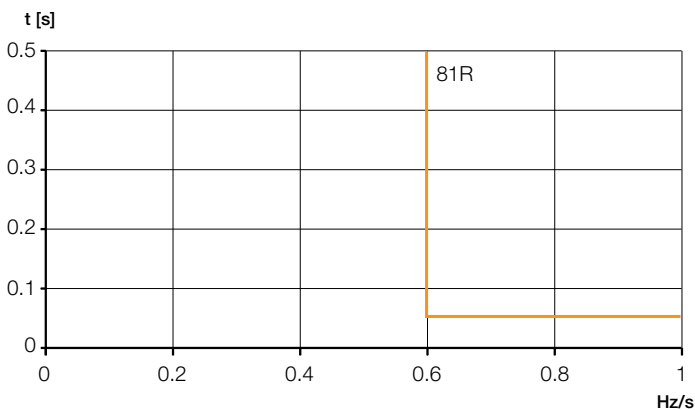
3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

3.5.3 Esempio di regolazione

Nella gestione di un impianto si vuole evitare che il generatore a seguito di un evento anomalo in rete rimanga in servizio, e mantenga in tensione, oltre alla rete interna del sito produttivo, anche parte della rete del distributore; si vuole quindi evitare il fenomeno dell'isola indesiderata.

Poichè i generatori sincroni di taglia contenuta sono particolarmente sensibili ai disturbi di rete, si può predisporre tramite lo sganciatore Ekip G Hi-Touch, la protezione basata sulla derivata della frequenza della tensione per la quale si sceglie una regolazione pari a $f_{28}=0.6\text{Hz/s}$. La soglia impostata abilita una finestra di tempo regolabile tra 0.4s -10s; si sceglie un ritardo all'intervento $t_{28}=500\text{ms}$. La curva di intervento è rappresentata in figura 1-3.5.

Figura 1-3.5



3.6 RV Massima tensione residua (ANSI 59N)

Il guasto a terra negli avvolgimenti di statore è il tipo di guasto più comune a cui può essere soggetto un generatore ed è una delle principali cause di anomalia nel funzionamento della macchina.

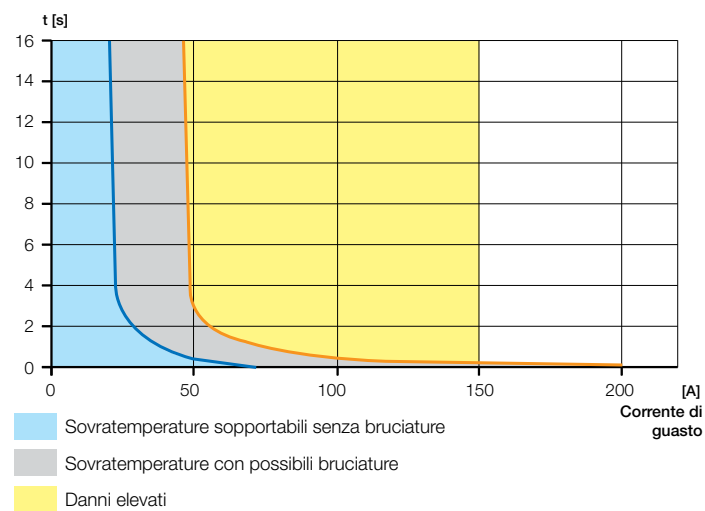
Questa tipologia di guasto potrebbe essere causata dalla degradazione dell'isolamento degli avvolgimenti dovuto ad esempio a condizioni ambientali non favorevoli magari per presenza di umidità, aggravata dalla presenza di olio o di sporcizia che si deposita sulle superfici delle bobine al di fuori delle cave di statore. Il generatore deve quindi essere salvaguardato da questa condizione per evitare che la macchina si trovi a lavorare in condizioni anomale con conseguenti oscillazioni sui parametri elettrici, e per evitare che il guasto a terra evolva in un cortocircuito tra le fasi con conseguenze distruttive sul generatore.

Il rischio di danneggiamento ovviamente si riduce per correnti di guasto modeste e tempi di estinzione rapidi.

Genericamente il concetto è rappresentato graficamente con curve che riproducono la capacità di sopportazione del guasto

a terra fornite dal costruttore della macchina e che presentano un andamento simile a quello ricostruito nella figura 1-3.6.

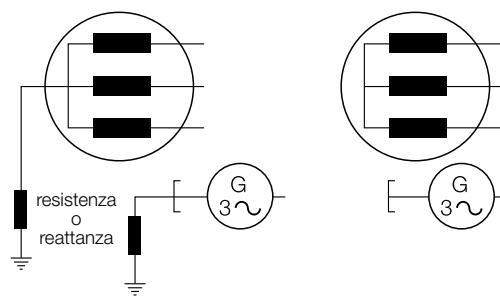
Figura 1-3.6



Il metodo di protezione per un guasto a terra in un generatore dipende dalla struttura dell'impianto e dalla tipologia di messa terra del generatore come rappresentato in figura 2-3.6.

Spesso, al fine di limitare gli effetti che il guasto a terra può provocare sul generatore, è pratica comune collegare a terra il punto di neutro della macchina ad esempio tramite elevata impedenza o resistenza, e in alcuni casi il generatore può avere il punto di neutro isolato da terra. In generale si può dire che maggiore è la resistenza o l'impedenza del collegamento a terra, con il caso limite del neutro isolato, minore sarà la corrente di guasto che per contro diventa difficilmente rilevabile.

Figura 2-3.6

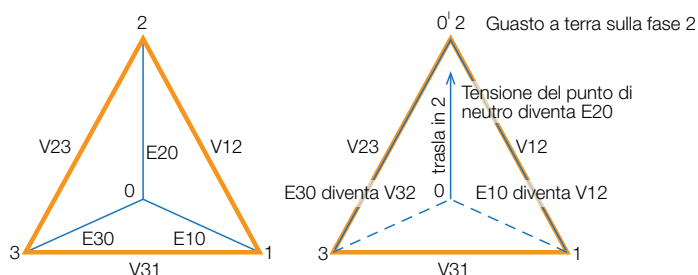


Il verificarsi di un'anomalia che porta una fase o un avvolgimento a terra provoca un aumento della tensione sulle altre due fasi sane e sul punto di neutro. L'entità della variazione di tensione dipende dalla posizione del guasto nell'avvolgimento, dalla resistenza del guasto e dall'eventuale impedenza di messa a terra. Ipotizzando in un sistema isolato da terra un guasto franco a terra ai terminali di uscita del generatore (è

interessato quindi il 100% dell'avvolgimento) le due fasi sane assumeranno la piena tensione concatenata e il centro stella assumerà la tensione fase/neutro, come rappresentato nella figura 3-3.6.

Se il guasto si verifica nell'avvolgimento e in prossimità del punto di neutro l'entità della variazione delle tensioni sarà contenuta e difficilmente rilevabile dalla protezione.

Figura 3-3.6



Per proteggere i generatori con neutro isolato da terra, o al limite connesso a terra con elevata impedenza, contro i guasti verso terra negli avvolgimenti statorici o in punti esterni, è possibile utilizzare la funzione di massima tensione residua RV di Ekip G.

Questa protezione permette di monitorare sino a circa il 90% degli avvolgimenti statorici a partire dai morsetti di linea del generatore.

3.6.1 Modalità di lavoro della protezione

Con la protezione RV presente in Ekip G si offre la possibilità di effettuare la protezione da massima tensione residua senza dover ricorrere all'acquisto e al cablaggio di trasformatori di tensione esterni.

Il calcolo della tensione residua e le verifiche necessarie per il funzionamento della protezione sono tutte gestite internamente allo sganciatore a bordo interruttore.

Con riferimento alla figura 3-3.6 precedente, in caso di guasto franco a terra della fase 2, la E10 diventa E10' e la E30 diventa E30', mentre la E20 si annulla.

Con queste ipotesi, la somma dei fasori $E10 + E20 + E30$ che in condizioni normali risulta nulla, con il guasto ipotizzato è esprimibile come $E10' + E30'$. Poiché O' coincide con il punto 2, la relazione precedente può essere riscritta come $V12 + V32$ che fornisce un risultato pari a $3E$.

Quindi, generalizzando il concetto, si vede come la misura fornita dalla protezione risulta essere 3 volte la tensione che assume il centro stella nel suo spostamento.

La protezione lavora anche con interruttore aperto; in questa

condizione a seguito di un'anomalia sopra soglia si genera un segnale di allarme.

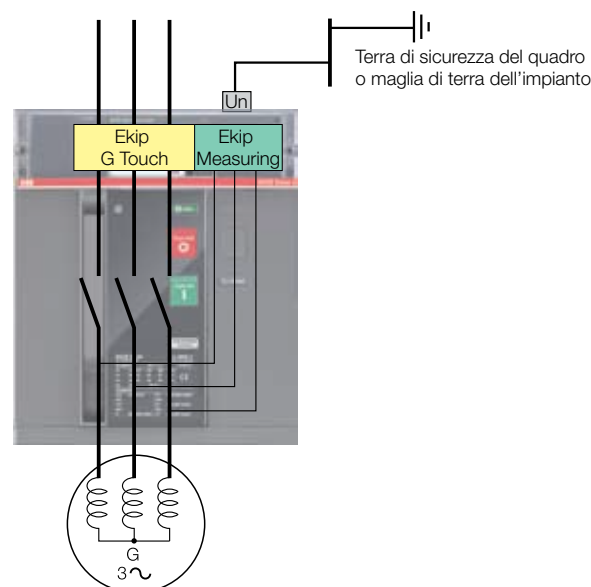
Con interruttore chiuso invece, si può scegliere tra il solo allarme che informa circa la presenza di un guasto interno alla macchina, o il comando di apertura che però, per la natura dell'anomalia, non interrompe il circuito di guasto.

3.6.2 Caratteristiche della protezione

La protezione per tensione residua ha una curva caratteristica a tempo indipendente con unica soglia di intervento e risulta regolabile in tensione, come multiplo della tensione nominale impostata sullo sganciatore, e in tempo di intervento.

Per il corretto funzionamento della protezione è necessario portare al morsetto dedicato, disponibile sul modulo Ekip Measuring Pro, il riferimento di terra. Questo riferimento potrebbe essere ad esempio la terra di sicurezza del quadro dove è inserito l'interruttore, o la maglia di terra dell'impianto. Una schematizzazione del collegamento è riportato nella figura 4-3.6.

Figura 4-3.6



3.6.3 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione RV di controllo della tensione residua disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

soglia di variazione di tensione	$U_{22} = (0.1 \dots 0.5) \times U_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times U_n$
tempo d'intervento	$t_{22} = (0.5 \dots 60)s$	Gradino di tempo	$0.05s$ con curva $t = k$

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

3.6.4 Esempio di regolazione

Di seguito è illustrato un esempio di regolazione per un generatore con punto di neutro isolato da terra, avente tensione nominale concatenata $V_{12}=V_{23}=V_{31}=U=400V$, quindi tensioni di fase $E_{10}=E_{20}=E_{30}=E=230V$.

In base alla modalità di lavoro della protezione, per un guasto franco ai terminali del generatore, quindi che coinvolge il 100% degli avvolgimenti, la tensione residua massima letta dalla protezione risulta essere $3xE=1.732xU=690V$.

Ipotizziamo di voler impostare un controllo sulla tensione residua maggiore o uguale al 15% della tensione residua massima.

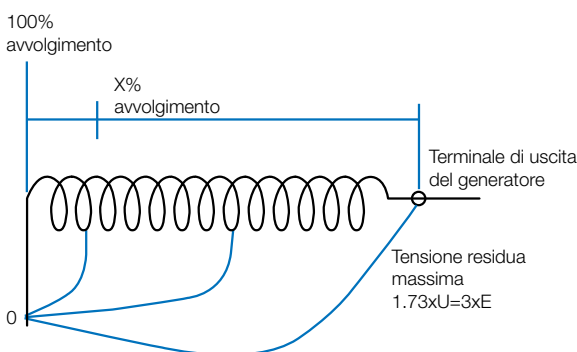
Poichè, ricordando che la protezione lavora leggendo $3xE$, il valore della soglia di protezione risulta essere di 104V. Considerando però che la regolazione della protezione è riferita alla tensione nominale concatenata U_n , il rapporto $104/400$ fornisce un valore pari a 0.26.

Sullo sganciatore dovremo quindi impostare un parametro di regolazione inferiore, ad esempio $U_{22}=0.24$ che fornisce una soglia di intervento di 96V.

Il tempo di intervento è impostato ad un valore $t_{22}=3s$.

Tramite la proporzione che lega la massima tensione residua con la totalità dell'avvolgimento che può essere rappresentata con la formula seguente, $(1.73xU_n):(100\%)=(U^*):(1-x\%)$ è possibile determinare che la regolazione impostata ($U^*=U_{22}xU_n=96V$) permette di proteggere circa l'86% dell'avvolgimento a partire dai terminali di uscita del generatore come schematizzato nella figura 5-3.6.

Figura 5 -3.6

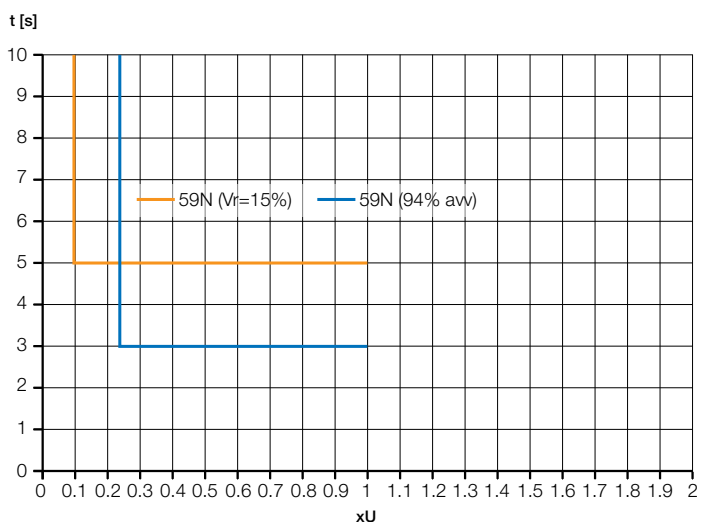


Come altro esempio, affinando il livello della protezione, ipotizziamo di voler impostare la protezione in modo che venga protetto ad esempio il 94% dell'avvolgimento con tempo di intervento di 5 secondi.

Tramite la relazione precedente si determina il valore U^* che rappresenta la tensione residua letta dalla protezione che, rapportata alla tensione impostata per lo sganciatore, permette di determinare il riferimento per la regolazione che risulta essere pari a 0.104. Impostando quindi sulla protezione una soglia $U_{22}=0.1$ $t_{22}=5s$ si ottiene un intervento che risponde all'esigenza di protezione ipotizzata.

Le regolazioni impostate nei due esempi precedenti danno origine alle curve di intervento per la funzione 59N rappresentate in figura 6-3.6.

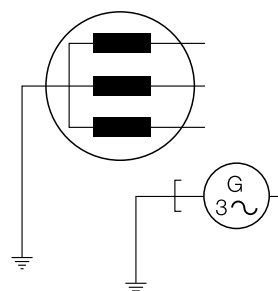
Figura 6-3.6



3.7 Protezione per guasti a terra (ANSI 51N/G o 50N/G TD) Rc differenziale (ANSI 87N)

In applicazioni di piccola potenza i generatori sono francamente connessi a terra secondo lo schema di figura 1-3.7. In questo caso per la protezione contro la perdita d'isolamento negli avvolgimenti non risulta utilizzabile la funzione 59N di cui si è parlato in precedenza. Infatti, in presenza di guasto a terra, il potenziale del centro stella risulta vincolato a causa della connessione diretta a terra, non si hanno quindi le condizioni necessarie per la comparsa di una tensione residua su cui si basa il funzionamento della 59N, e comunque l'entità delle correnti di guasto sono tali da poter essere monitorate tramite una protezione in corrente ad esempio con toroide sul collegamento a terra del centro stella della macchina.

Figura 1-3.7



Per la protezione contro i guasti verso terra negli avvolgimenti statorici o in altri punti esterni alla macchina è quindi possibile impiegare la classica funzione di protezione di massima corrente residua di terra.

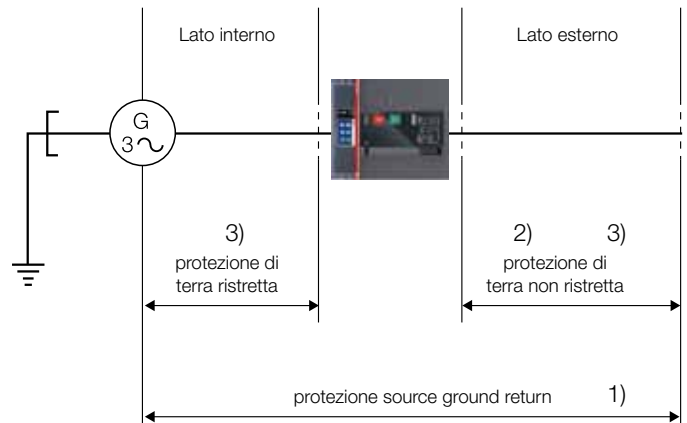
3.7.1 Modalità di lavoro e caratteristiche delle protezioni

Gli sganciatori Ekip G Touch ed Ekip G Hi-Touch permettono di realizzare le seguenti modalità di protezione in corrente per guasto a terra:

- protezione per guasto a terra ottenuta facendo gestire allo sganciatore il segnale relativo alle 3 correnti di fase (o alle correnti delle tre fasi e del neutro) prelevato direttamente dall'interruttore. Lo sganciatore calcola la somma vettoriale, realizzando quella che viene chiamata G, che fondamentalmente corrisponde alla codifica ANSI 51N per la curva a tempo inverso e ANSI 50NTD per la curva a tempo costante. Si realizza così la protezione contro i guasti a terra che si verificano solo a valle (lato distribuzione o esterno) dell'interruttore di generatore ottenendo la protezione di terra non ristretta;
- protezione per guasto a terra ottenuta facendo gestire allo sganciatore il solo segnale proveniente dal toroide sommatore posto sul collegamento a terra del punto di neutro del generatore, realizzando quella che viene chiamata $G_{esterna}$, che fondamentalmente corrisponde alla codifica ANSI 51G per la curva a tempo inverso e ANSI 50GTD per la curva a tempo costante. Si realizza così la protezione definita come source ground return ottenendo l'apertura dell'interruttore per tutti i guasti a terra che si verificano indistintamente a valle dell'interruttore (lato esterno) realizzando una protezione effettiva cioè apertura dell'interruttore e isolamento del guasto, oppure sul lato generatore (lato interno) senza però interrompere il circuito di guasto ma con la possibilità di generare un segnale per gestire l'eccitazione o il motore primo.
- protezione per guasto a terra ottenuta facendo gestire allo sganciatore entrambi i segnali, uno proveniente dal toroide sul collegamento a terra del punto di neutro del generatore ($G_{esterna}$) e l'altro proveniente direttamente dallo sganciatore (G) ottenendo la protezione definita di terra ristretta. Se il guasto è interno, il segnale arriva dal solo toroide esterno con la possibilità di associare la generazione di un segnale di allarme che indica l'anomalia negli avvolgimenti o che agisce sul circuito di eccitazione; Se il guasto è esterno, oltre che dal toroide esterno il segnale arriva anche dai sensori a bordo interruttore, in questo caso è possibile ottenere l'apertura dell'interruttore impostando una selettività sulle soglie o sui tempi di intervento della funzione G e $G_{esterna}$. In pratica impostando la funzione G più veloce rispetto alla $G_{esterna}$ si ha l'apertura dell'interruttore con interruzione del guasto nell'impianto.

Le tre modalità di protezione sono schematizzate nella figura 2-3.7.

Figura 2-3.7



- 1) Solo $G_{esterna}$ con toroide sul collegamento a terra del punto di neutro del generatore.
- 2) Solo G con sensori a bordo sganciatore.
- 3) Con toroide sul collegamento a terra del punto di neutro del generatore e con sensori a bordo sganciatore.

Quando la sommatoria delle correnti o la corrente che viene dal toroide, risulta superiore alla soglia in corrente impostata, e questa condizione rimane per un tempo superiore al ritardo impostato si ha l'intervento della protezione con l'apertura dell'interruttore o la generazione di un segnale di allarme in base alla gestione impostata.

La protezione per guasto a terra ha curve a tempo costante o a tempo dipendente con I^2t costante. Risulta regolabile in soglia di corrente e in ritardo all'intervento.

Inoltre esiste la possibilità di utilizzare un toroide installabile sul retro dell'interruttore realizzando la protezione Rc. È necessaria la presenza di un rating plug dedicato. Questa opzione permette di realizzare la protezione contro i guasti a terra di tipo differenziale identificata con codice ANSI 87N.

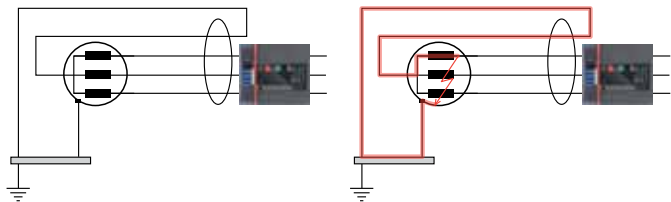
La funzione di protezione differenziale Rc risulta particolarmente utile per rilevare, anche in modo selettivo, i guasti a terra nel generatore, e lo schema di inserzione da realizzare, come riportato ad esempio nelle norme IEEE, richiede che il toroide abbracci i conduttori attivi e il conduttore di messa a terra, come di seguito schematizzato nella figura 3-3.7.

Per il relè Ekip G Touch l'utilizzo della funzione Rc esclude le

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

altre protezioni per guasto a terra G e $G_{esterna}$, mentre per Ekip G Hi-Touch potranno essere utilizzate contemporaneamente la funzione Rc e G).

Figura 3-3.7



3.7.2 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione della funzione di protezione per guasto a terra disponibile su Ekip G in tutte le sue versioni, sono i seguenti:

G con curve a tempo costante $t=k$ e I^2t costante; è regolabile in funzione della corrente nominale I_n dell'interruttore e lavora tramite i suoi TA interni	Soglia in corrente	$I_4 = (0.1...1) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times I_n$
	Soglia in tempo	$t_4 = (0.1...1)s$	Gradino di tempo	0.05s
$G_{esterna}$ con curve a tempo costante $t=k$ e I^2t costante; è regolabile in funzione della corrente nominale I_n del toroide esterno	Soglia in corrente	$I_4 = (0.1...1) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times I_n$
	Soglia in tempo	$t_4 = (0.1...1)s$	Gradino di tempo	0.05s
Funzione Rc Taglia rating plug dedicato 400A, 630A, 800A, 1250A, 2000A, 3200A. Curve a tempo costante $t=k$	Soglia in corrente	3A, 5A, 7A, 10A, 20A, 30A		
	Soglia in tempo	0.06s, 0.10s, 0.20s, 0.30s, 0.40s, 0.50s, 0.80s		

Il parametro I_n rappresenta la corrente nominale dell'interruttore o del toroide esterno, in relazione al fatto che lavori la G o la $G_{esterna}$.

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.7.3 Esempio di regolazione

Considerando un generatore con punto di neutro direttamente connesso a terra, caratterizzato dai parametri elettrici riassunti nella tabella seguente.

S_nG	1600kVA
V_nG	400V
$x^d\%$	16%
$x0\%$	3.60%
$x2\%$	16%
I_nG	2309A
Z_nG	0.1ohm
X^d	0.083ohm
$X0$	0.019ohm
$X2$	0.087ohm
R guasto terra	0ohm

Posizionando un toroide esterno sul collegamento del punto di neutro a terra del generatore avente corrente nominale di 800A e realizzando una regolazione $I_4=0.6$ che fissa la soglia di intervento a 480A con un tempo d'intervento impostato ad esempio a $t_4=0.5s$ si realizza senza particolari problemi la protezione per guasto a terra.

3.8 SC Controllo delle condizioni di sincronismo (ANSI 25)

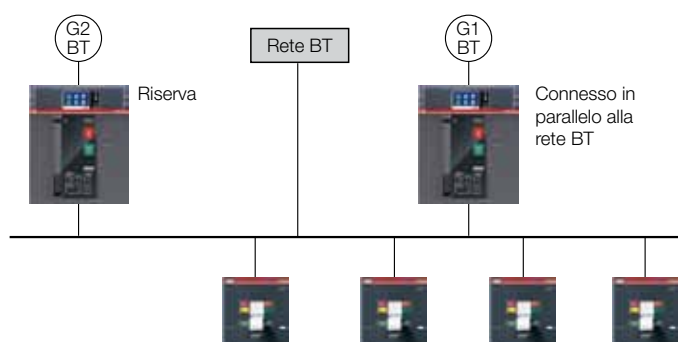
La funzione controllo di sincronismo disponibile sugli sganciatori di protezione Ekip, identificata con la codifica ANSI 25, trova impiego in caso di messa in parallelo di due sistemi di alimentazione indipendenti.

L'applicazione tipica è rappresentata dalle seguenti situazioni impiantistiche:

- al verificarsi del funzionamento in isola (condizione che si instaura in seguito alla perdita di rete) in cui ad un generatore G1 già connesso all'impianto, come rappresentato in figura 1-3.8, si connette in parallelo un altro generatore G2 di riserva che contribuisce ad alimentare quelle utenze che non possono essere sconnesse. Questa procedura si attua per adeguare la potenza di alimentazione alla potenza richiesta dai carichi, evitando il distacco delle utenze in eccesso;
- in un impianto navale in cui un generatore in avaria è sostituito connettendo alla sbarra in tensione un altro generatore predisposto come emergenza;
- nel caso di chiusura di un congiuntore che porti alla formazione di un anello nel sistema di distribuzione;

- come condizione di sicurezza per evitare che su un impianto fuori tensione si possa connettere un sistema di produzione (generatore) portandolo in tensione;
- condizione di parallelo breve, in cui prima di sconnettere una macchina ad esempio per manutenzione, per evitare il fuori servizio dell'impianto, per un breve periodo si lavora anche con la macchina di riserva connessa.

Figura 1-3.8

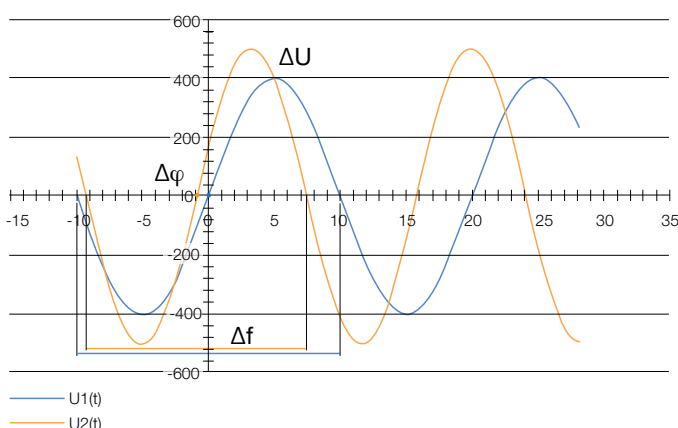


In generale il generatore viene avviato e fatto funzionare a vuoto; tramite il processo di sincronizzazione si allinea la terna del generatore a quella di riferimento.

A questo punto, con condizioni idonee per l'allacciamento, il generatore viene connesso in parallelo e si inizia ad associargli dei carichi secondo la logica di presa di carico pianificata. La condizione di idoneità al parallelismo è controllata tramite la funzione SC disponibile sul modulo Ekip Synchrocheck. Il modulo fornisce tramite un contatto l'informazione che le condizioni di parallelismo sono raggiunte; questa informazione integrata nella logica di controllo porterà alla chiusura dell'interruttore di parallelo.

Poichè una condizione di sincronismo perfetto tra le terne di tensione dei due sistemi da interconnettere non è possibile, sono ammessi, come rappresentato in figura 2-3.8, campi di tolleranza per ampiezza, frequenza e sfasamento entro i quali l'operazione di parallelo può essere comunque effettuata.

Figura 2-3.8



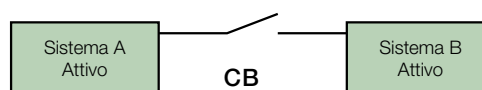
3.8.1 Modalità di lavoro della protezione

La funzione controllo di sincronismo permette di gestire due tipologie di interconnessione che sono schematizzate in figura 3-3.8, tramite due modalità di lavoro diverse che sono:

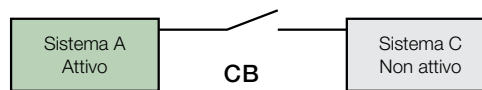
- modalità "sbarra attiva" che permette di gestire la chiusura del generatore o comunque di una porzione di impianto attivo su una sbarra attiva;
- modalità "sbarra morta" che permette di gestire la chiusura del generatore o comunque di una porzione di impianto attivo su una sbarra non in tensione.

Figura 3-3.8

Modalità sbarra attiva



Modalità sbarra morta



Nella modalità "sbarra attiva" il modulo Ekip Synchrocheck permette di:

- verificare che il sistema attivo, "sistema B", su cui ci si andrà a connettere, sia effettivamente in tensione presentando un valore che risulta maggiore alla soglia di controllo impostata Ulive, per un tempo superiore al tempo impostato;
- scegliere se controllare la condizione di sincronismo monitorando per i due sistemi attivi i seguenti parametri:
 - la sola tensione;
 - la tensione e la frequenza;
 - la tensione, la frequenza, la fase;
- scegliere se legare lo stato del contatto di segnalazione allo stato dell'interruttore;
- impostare il tempo t_{syn} di permanenza desiderato per il sincronismo;
- con riferimento al t_{syn} impostato il modulo permette di impostare valori di Δf $\Delta \phi$ che realizzano una condizione di sincronismo che permane almeno per il tempo t_{syn} impostato;
- quando il modulo rileva che le condizioni per ΔV Δf $\Delta \phi$ soddisfano i valori impostati e lo stato dell'interruttore è in aperto, il contatto di consenso OSC si eccita commutando dalla condizione di riposo.

Il contatto OSC ritorna nella condizione di riposo se prima della chiusura dell'interruttore di parallelo viene a mancare una delle condizioni di sincronismo, oppure, se lo stato del contatto di segnalazione è legato allo stato dell'interruttore, quando si realizza la messa in parallelo dei due sistemi con la

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

chiusura dell'interruttore. Invece se lo stato del contatto di segnalazione non è legato allo stato dell'interruttore, quando si realizza la messa in parallelo dei due sistemi, il contatto di consenso OSC rimane eccitato. In questo caso il contatto OSC ritorna nella condizione di riposo solo alla perdita di una delle condizioni di sincronismo.

In ogni caso il ritorno nella condizione di riposo del contatto OSC avviene con un ritardo minimo di 200ms.

Nella modalità "sbarra morta" il modulo Ekip Synchrocheck verifica che il valore della tensione concatenata del sistema non attivo C risulti inferiore alla tensione di controllo impostata Udead e che il lato generatore presenti una tensione Ulive superiore alla soglia impostata, entrambe le condizioni devono permanere per il tempo impostato, per stabilire che i due sistemi abbiano una condizione di tensione stabile.

Il lato di sbarra attiva o morta, rispetto all'interruttore è selezionabile con il relativo parametro.

La modalità di lavoro della protezione, esclusa la verifica su t_{syn} , $\Delta\varphi$ e Δf che non viene più eseguita, può essere riassunta come descritto per la modalità "sbarra attiva".

3.8.2 Caratteristiche della protezione

La funzione di controllo del sincronismo per la messa in parallelo di due linee è disponibile tramite un modulo esterno (synchrocheck module).

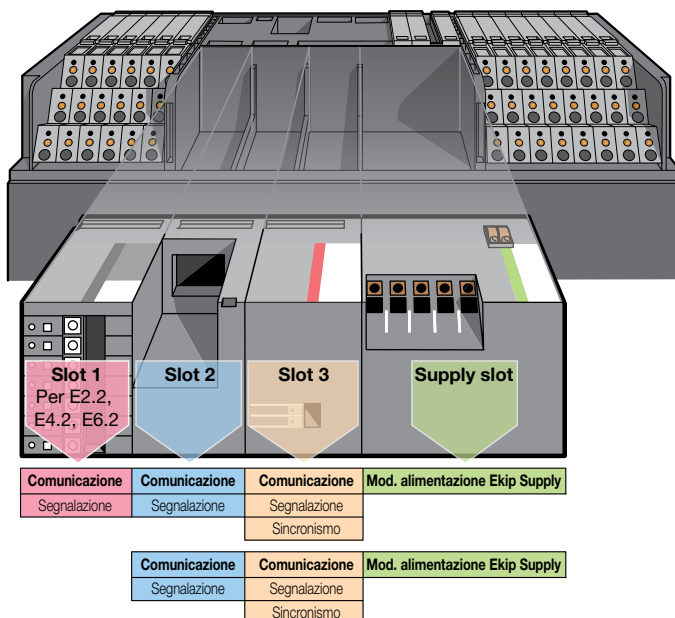
Il modulo può essere utilizzato con gli sganciatori Ekip Touch ed Hi-Touch nella versione per distribuzione e nella versione per protezione generatori già equipaggiati dalla fabbrica con il modulo Ekip Measuring Pro.

Il modulo Ekip Synchrocheck acquisisce da un lato la tensione tra due fasi della linea tramite un trasformatore di tensione monofase esterno e dall'altro lato le tre tensioni concatenate tramite il modulo Ekip Measuring Pro.

Anche da questo lato per tensioni superiori a 690V è necessario prevedere un TV trifase.

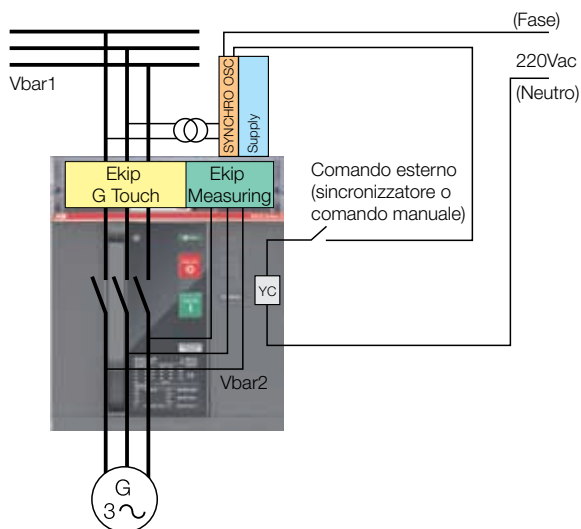
Il modulo Ekip Synchrocheck è montabile direttamente nella zona morsetti dell'interruttore fisso o nella parte fissa dell'interruttore estraibile, occupa, come rappresentato in figura 4-3.8, uno spazio dei due disponibili su E1.2 e dei tre disponibili su E2.2, E4.2 e E6.2.

Figura 4-3.8



La connessione tra modulo Ekip Synchrocheck e sganciatore di protezione è realizzata con il modulo Ekip Supply, il quale alimenta sia lo sganciatore che il modulo Synchrocheck. Le tensioni utilizzabili per l'alimentazione del modulo Synchrocheck, tramite il modulo Ekip Supply, sono da 110 Vac/dc a 220 Vac/dc o da 24Vdc a 48Vdc. È disponibile per il modulo Synchrocheck un contatto OSC in uscita che, attivandosi al raggiungimento del sincronismo, permette di chiudere direttamente l'interruttore tramite cablaggio con lo sganciatore di chiusura YC (a 220Vac) o di essere inserito nella logica di controllo del generatore, secondo lo schema di figura 5-3.8.

Figura 5-3.8



3.8.3 Campo di regolazione

Le impostazioni dei parametri di lavoro del modulo synchrocheck, si effettuano tramite Ekip Connect, che presenta un interfaccia grafica come da figura 6-3.8 per l'opzione sbarra morta, e figura 6-3-8a per l'opzione sbarra attiva.

Figura 6-3.8

Ekip Synchro Module

CONTROLLO
Verifica connessione Synchrocheck Connesso

INFORMAZIONI SUL SYNCHROCHECK
Numero di serie
Versione SW

ATTIVAZIONE SBARRA MORTA
Opzione sbarra morta ON ON

PARAMETRI DEL SYNCHROCHECK (OPZIONE SBARRA MORTA)

Abilitazione modulo Synchrocheck	ON	ON
Soglia tensione sbarra morta Udead	0.200Un	0.200
Soglia tensione sbarra attiva Ulive	0.500Un	0.500
Tempo di stabilità per stato sbarra tref [ms]	10000	10000
Config. synchro su lato sbarra morta	standard	standard
Tensione primaria TV [V]	690V	690
Tensione secondaria TV [V]	100V	100
Dipendenza del contatto OSC dallo stato dell'interruttore	NO	NO
Scelta della tensione concatenata di riferimento	V12	V12
Stato del contatto OSC di segnalazione sincronismo (normalmente aperto)	SI	SI

Figura 6-3.8a

Ekip Synchro Module

CONTROLLO
Verifica connessione Synchrocheck Connesso

INFORMAZIONI SUL SYNCHROCHECK
Numero di serie
Versione SW

ATTIVAZIONE SBARRA MORTA
Opzione sbarra morta OFF OFF

PARAMETRI DEL SYNCHROCHECK (OPZIONE SBARRA ATTIVA)

Abilitazione modulo Synchrocheck	ON	ON
Soglia ΔU differenza modulo delle tensioni (% Un)	0.120 Un	0.120
Soglia tensione sbarra attiva Ulive	0.500 Un	0.500
Tempo di stabilità per stato sbarra tref [ms]	10000	10000
Soglia Δf differenza delle frequenze	0.1 Hz	0.1
Soglia Δφ differenza delle fasi	50	50
Tensione primaria TV [V]	690V	690
Tensione secondaria TV [V]	100V	100
Tempo di permanenza desiderato per sincronismo tsyn [ms]	250	250
Dipendenza del contatto OSC dallo stato dell'interruttore	NO	NO
Abilitazione parametro di controllo in frequenza	ON	ON
Abilitazione parametro di controllo della fase	ON	ON
Scelta della tensione concatenata di riferimento	V12	V12
Stato del contatto OSC di segnalazione sincronismo (normalmente aperto)	SI	SI

I parametri da impostare per il funzionamento della protezione sono riportati nella tabella di pagina seguente.

3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

Parametri di regolazione per opzione sbarra attiva

1) Abilitazione modulo Syncrocheck	SI/NO	
2) Soglia ΔU differenza modulo delle tensioni	campo (0.02... 0.12) x Un	passo di 0.01 x Un
3) Soglia tensione sbarra attiva Ulive	campo (0.5...1.1) x Un	passo di 0.01 x Un
4) Tempo di stabilità per stato sbarra tref	campo (0.1... 30)s	passo di 0.1s
5) Soglia Δf differenza delle frequenze	campo (0.1...1)Hz	passo di 0.1Hz
6) Soglia $\Delta \varphi$ differenza delle fasi	campo (5°...50°)	passo di 5°
7) Tensione primaria TV [V]	100, 115, 120, 190, 208, 220, 230, 240, 277, 347, 380, 400, 415,440, 480, 500, 550, 600, 660, 690, 910, 950, 1000, 1150	
8) Tensione secondaria TV [V]	100, 110, 115, 120	
9) Abilitazione parametro di controllo in frequenza	ON/OFF	
10) Abilitazione parametro di controllo della fase	ON/OFF	
11) Scelta della tensione concatenata di riferimento	U12, U23, U31	
12) Stato del contatto OSC di segnalazione sincronismo (Normalmente aperto NA)	SI/NO	
14) Opzione sbarra morta	ON/OFF	
16) Tempo di permanenza desiderato per sincronismo tsyn	(0.1-3)s	passo di 0.1s
17) Dipendenza del contatto OSC dallo stato dell'interruttore	SI/NO	

Parametri di regolazione per opzione sbarra morta

1) Abilitazione modulo Syncrocheck	SI/NO	
3) Soglia tensione sbarra attiva Ulive	campo (0.5...1.1) x Un	passo di 0.01 x Un
4) Tempo di stabilità per stato sbarra tref	campo (0.1... 30)s	passo di 0.1s
7) Tensione primaria TV [V]	100, 115, 120, 190, 208, 220, 230, 240, 277, 347, 380, 400, 415,440, 480, 500, 550, 600, 660, 690, 910, 950, 1000, 1150	
8) Tensione secondaria TV [V]	100, 110, 115, 120	
11) Scelta della tensione concatenata di riferimento	U12, U23, U31	
12) Stato del contatto OSC di segnalazione sincronismo (Normalmente aperto NA)	SI/NO	
13) Soglia tensione sbarra morta Udead	campo (0.02...0.2) x Un	passo di 0.01 x Un
14) Opzione sbarra morta	SI/NO	
15) Configurazione syncrho su lato sbarra morta	normale o inversa	
17) Dipendenza del contatto OSC dallo stato dell'interruttore	SI/NO	

NOTA: il riferimento numerico è inserito per facilitare la lettura, non compare nella protezione.

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

Con Un si intende la tensione concatenata impostabile a display dello sganciatore. Naturalmente questo valore coinciderà con la tensione primaria del TV, poiché i due sistemi che si andranno a connettere avranno la stessa tensione nominale.

Di seguito una breve spiegazione del significato dei diversi parametri di regolazione della protezione:

Parametro 1)

Abilita il modulo di controllo sincronismo;

Parametro 2)

Relativo alla differenza ammessa tra il modulo della tensione scelta come riferimento per i due sistemi;

Parametro 3)

Relativo, nella modalità sbarra attiva, al valore di tensione del sistema su cui ci si andrà a connettere che dovrà essere superiore al valore di controllo impostato per il relativo tempo impostato. Condizione per verificare una certa stabilità nella tensione del sistema attivo;

Parametro 4)

Relativo al tempo di permanenza della tensione di controllo impostata sulla sbarra attiva (3) e passiva (13);

Parametro 5)

Relativo alla differenza ammessa tra la frequenza della tensione scelta come riferimento per i due sistemi;

Parametro 6)

Relativo alla differenza ammessa tra la fase della tensione scelta come riferimento per i due sistemi;

Parametro 7)

Relativo alla scelta della tensione primaria del TV esterno lato modulo di sincronismo;

Parametro 8)

Relativo alla scelta della tensione secondaria del TV esterno lato modulo di sincronismo;

Parametro 9)

Relativo all'abilitazione del controllo in frequenza;

Parametro 10)

Relativo all'abilitazione del controllo in fase; la regolazione in OFF del parametro frequenza esclude, indipendentemente dalla scelta, il parametro fase. In questo modo il controllo della condizione di sincronismo è fatto sulla sola tensione.

La regolazione in ON del parametro frequenza e fase abilita il controllo del sincronismo monitorando i tre parametri modulo

tensione frequenza e fase. La regolazione in ON del parametro frequenza e in OFF del parametro fase abilita il controllo del sincronismo monitorando i parametri modulo tensione e frequenza;

Parametro 11)

Relativo alla scelta della tensione concatenata di riferimento lato generatore (prese di tensione). Permette di impostare tra le tensioni concatenate V12 V23 V31 quale tensione prendere come riferimento, in base a come è stato connesso il TV sul lato rete;

Parametro 12)

Relativo alla posizione del contatto OSC per la segnalazione di condizione idonea al parallelismo. Può essere impostato come normalmente aperto NA (si chiude per condizione idonea) o normalmente chiuso NC (si apre per condizione idonea);

Parametro 13)

Relativo, nella modalità "sbarra morta", al valore di tensione del sistema su cui ci si andrà a connettere e che dovrà essere inferiore al valore impostato per considerare la sbarra come non attiva;

Parametro 14)

Relativo alla selezione della modalità di lavoro del modulo, scegliendo "SI" si abilita la modalità di lavoro su "sbarra morta"; scegliendo "NO" si abilita la modalità di lavoro su "sbarra attiva";

Parametro 15)

Relativo alla condizione di sbarra morta e si riferisce alla presenza del modulo Synchrocheck sul lato sbarra morta (configurazione normale);

Parametro 16)

Relativo al tempo di permanenza desiderato per le condizioni

di sincronismo. Il valore t_{syn} impostato condiziona i valori di Δf e $\Delta \varphi$ che si possono impostare per il controllo delle condizioni di sincronismo. La protezione effettua controlli interni rendendo possibile solo la scelta dei parametri Δf e $\Delta \varphi$ che permettono di ottenere una condizione di sincronismo che permanga almeno per il tempo impostato t_{syn} . In prima approssimazione la valutazione dei parametri Δf e $\Delta \varphi$ che risultano coerenti e accettati della protezione, si può valutare con riferimento alla seguente relazione: $360^\circ \times \Delta f \times t \leq 2 \times \Delta \varphi^\circ$;

Parametro 17)

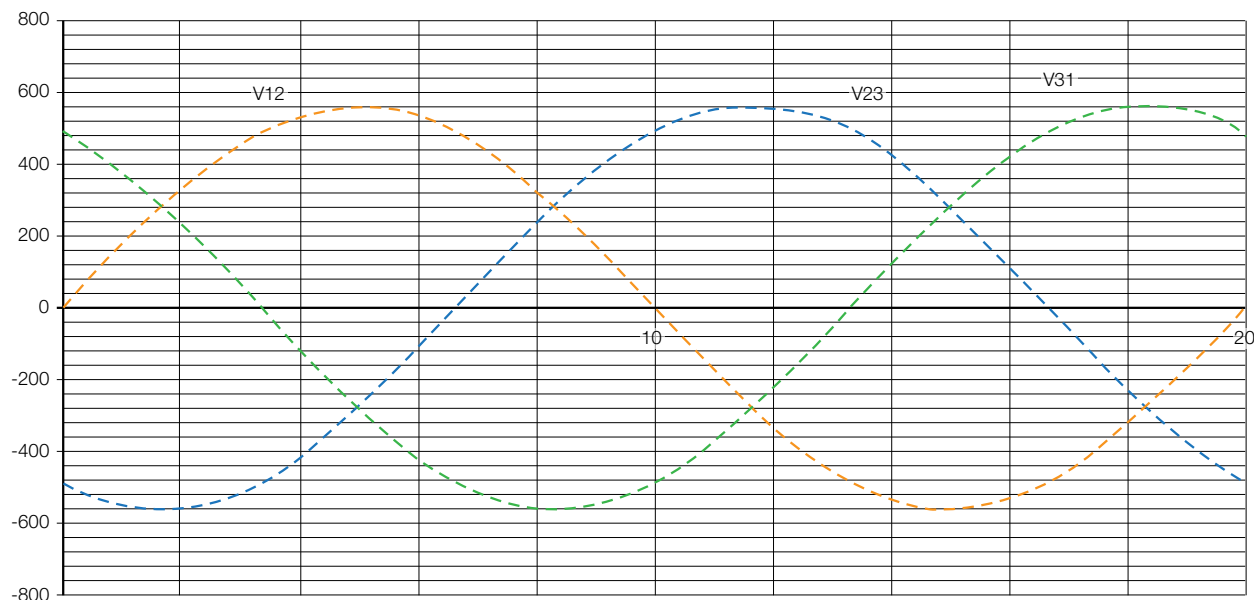
Relativo al fatto che il contatto di segnalazione OSC cambi il proprio stato in relazione allo stato dell'interruttore di potenza. Si rende lo stato del contatto OSC dipendente dallo stato dell'interruttore di potenza impostando il parametro in SI. Se il parametro è impostato in NO, in presenza delle condizioni di sincronismo, il contatto OSC mantiene il suo stato di eccitazione indipendentemente dallo stato dell'interruttore.

3.8.4 Esempio di regolazione

L'esempio prende in considerazione una porzione di impianto caratterizzato da:

- sbarra attiva con una terna di tensioni rappresentata in figura 7-3.8 e avente i seguenti parametri:
 - tensione concatenata V12: modulo $U=400V$ angolo di fase $\varphi_{12}=0^\circ$;
 - tensione concatenata V23: modulo $U=400V$ angolo di fase $\varphi_{23}=120^\circ$;
 - tensione concatenata V31: modulo $U=400V$ angolo di fase $\varphi_{31}=240^\circ$;
- frequenza della tensione $f=50Hz$;
- presenza generatore che dovrà essere connesso in parallelo alla sbarra.

Figura 7-3.8



3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

Per il controllo della connessione rete/generatore proposti nell'esempio, si ipotizza di impostare un tempo $t_{syn}=250ms$. A seguito dei controlli interni, la funzione di controllo sincronismo permette ad esempio di impostare i seguenti parametri che rispettano il vincolo del tempo impostato:

- 2) Soglia ΔU differenza modulo delle tensioni: 10%
- 5) Soglia Δf differenza delle frequenze: 0.2Hz
- 6) Soglia $\Delta\varphi$ differenza delle fasi: 10°

Infatti risulta che la condizione di sincronismo permane per un tempo di circa 278ms.

Se l'esigenza fosse stata quella di impostare un parametro $\Delta\varphi=7^\circ$, mantenendo il parametro $\Delta f=0.2Hz$, il relè calcolando un tempo di permanenza del sincronismo di circa 194ms che

risulta inferiore al tempo t_{syn} impostato, non avrebbe reso possibile la regolazione del $\Delta\varphi$ desiderato.

L'esigenza di avere il parametro $\Delta\varphi=7^\circ$ e un tempo di permanenza del sincronismo coerente con il t_{syn} impostato si può ottenere impostando Δf ad un valore uguale o inferiore a 0.15Hz.

Per le caratteristiche dell'impianto dell'esempio, l'operazione di parallelo comporta la connessione di un generatore su una sbarra attiva, quindi dovranno essere eseguite le seguenti regolazioni, oltre a quella relativa all'abilitazione del modulo di sincronismo:

14) Opzione sbarra morta	impostazione "NO" così da abilitare la modalità "sbarra attiva" predisponendo la protezione alla gestione di due sbarre attive.
3) Soglia tensione sbarra attiva Ulive	regolazione 80% di U_n .
4) Tempo di stabilità per stato sbarra tref	regolazione 10s; queste regolazioni, in base alle esigenze impiantistiche ipotizzate, permettono di stabilire che la tensione della rete attiva ha un valore idoneo e stabile.
11) Scelta della tensione concatenata di riferimento	V12 La tensione scelta è assunta come riferimento per il controllo del sincronismo.
9) Abilitazione parametro di controllo in frequenza	impostazione ON.
10) Abilitazione parametro di controllo della fase	impostazione ON; abilita il controllo della condizione di sincronismo sui tre parametri tensione fase e frequenza, rispondendo alla modalità di controllo ipotizzata in questo esempio.
12) Stato del contatto OSC di segnalazione sincronismo	impostazione NA; la logica di gestione dell'impianto richiede che la condizione di idoneità al sincronismo venga segnalata con la chiusura del contatto dedicato. Quindi si imposta lo stato NA.
7) Tensione primaria TV [V]	in base alla tensione di rete indicata nei dati iniziali si andrà ad impostare il valore di 400V.
8) Tensione secondaria TV [V]	in base alla tensione secondaria del TV scelto (esempio 100V) si andrà ad impostare sullo sganciatore il valore di 100V.
17) Dipendenza del contatto OSC dallo stato dell'interruttore	SI; si rende lo stato del contatto OSC dipendente dallo stato dell'interruttore di potenza.

L'operazione vera e propria di sincronizzazione del generatore viene eseguita dall'operatore o realizzata tramite la logica di controllo del sistema che ad esempio permette l'azione sull'eccitatrice per il controllo dell'ampiezza della tensione o l'azione sul motore primo per il controllo della fase e della frequenza.

Quando la terna delle tensioni del generatore, in particolare la tensione impostata come riferimento, assume rispetto all'omologa tensione di rete valori di tensione, frequenza e fase idonei ai parametri impostati, il modulo di controllo sincronismo fornisce il proprio consenso.

Tale segnale potrà essere integrato nella logica di controllo per abilitare la chiusura dell'interruttore del generatore con effettuazione del parallelo.

Nella figura 8-3.8 è rappresentato il tipico andamento di due tensioni sinusoidali con differenze nel modulo, nella fase e nella frequenza.

3.9 Protezioni contro il sovraccarico e il cortocircuito

Queste funzioni di protezione sono le classiche funzioni in corrente normalmente disponibili sugli sganciatori di prote-

zione elettronici che equipaggiano gli interruttori aperti ABB SACE Emax 2 e comunemente utilizzati per normali applicazioni impiantistiche. Il loro utilizzo come finalità della protezione e la loro gestione in termini di soglie di intervento dovrà essere calata e condizionata dalle particolari esigenze dettate dalla protezione generatori.

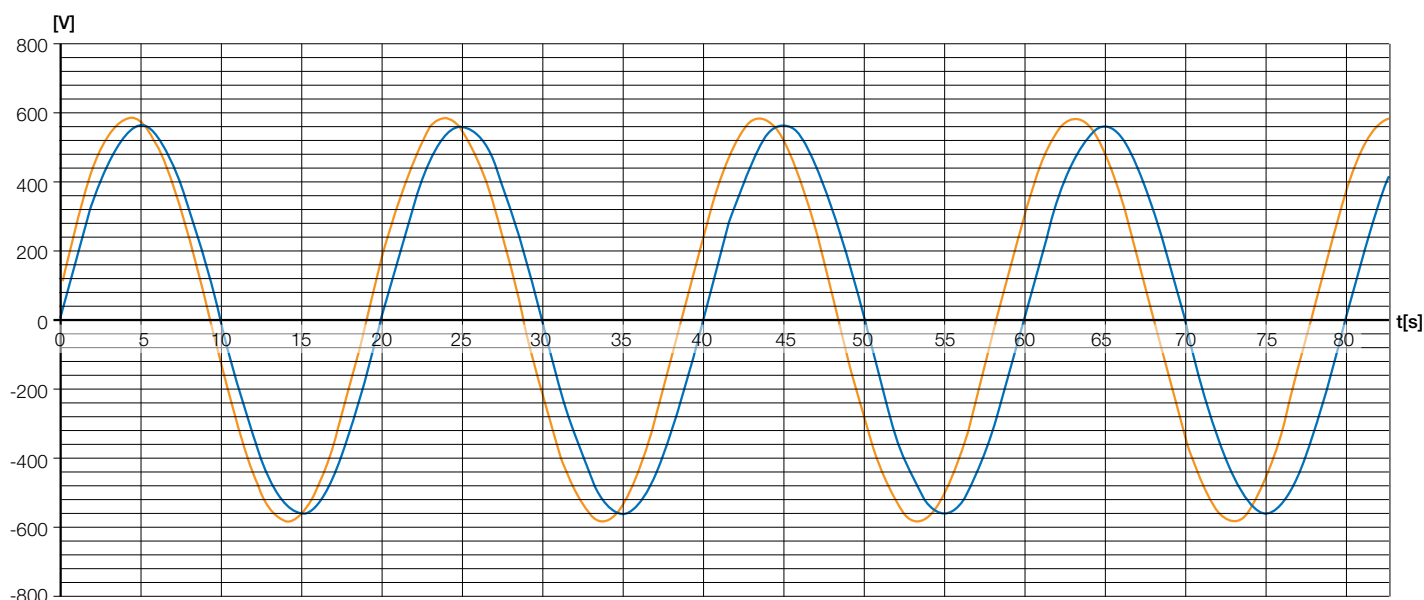
3.9.1 L Protezione contro il sovraccarico (ANSI 49)

Le sovracorrenti possono causare un riscaldamento anomalo negli avvolgimenti di statore e devono essere eliminate prima che la temperatura raggiunga valori critici per la macchina.

L'innalzamento della temperatura oltre valori che potrebbero risultare critici per la macchina viene evitato monitorando la corrente che il generatore è chiamato ad erogare nelle normali condizioni di funzionamento.

La protezione può essere tipicamente realizzata con la classica funzione di protezione in corrente contro il sovraccarico L (codifica ANSI 49) o per valori di corrente più elevati che richiedono quindi tempi di intervento inferiori si potrebbe ricorrere alla funzione contro il cortocircuito ritardato.

Figura 8-3.8



3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

In linea di principio le prescrizioni per il limite di sovraccaricabilità del generatore, fornite come curva tipica di sovraccaricabilità tempo/corrente o tramite singoli punti caratteristici di tenuta alla corrente, sono genericamente indicate nelle principali normative nazionali ed internazionali o nelle regolamentazioni navali. Come esempio possiamo citare la caratteristica ammessa per i generatori secondo le norme IEEE e caratterizzata dai seguenti punti:

Corrente di statore come % della nominale di macchina	218	150	127	115
Tempo di sopportabilità in secondi	10	30	60	120

Un ulteriore punto limite è specificato nei principali registri navali ed è caratterizzato da:

Corrente di statore come % della nominale di macchina	300
Tempo di sopportabilità in secondi	2

La normativa nazionale CEI EN 60034-1 ed internazionale IEC 60034-1 riporta che i generatori devono essere in grado di sopportare una corrente uguale a 1,5 volte la corrente nominale per almeno 30 s.

Quindi ritroviamo in questa prescrizione la corrispondenza con un punto della curva di sovraccaricabilità ammessa dalla IEEE.

3.9.2 Protezione di massima corrente temporizzata S e istantanea I (ANSI 51 e 50)

Le protezioni di massima corrente istantanea (codifica ANSI 50 o protezione I) o temporizzata (codifica ANSI 51 e 50TD o protezione S) sono impiegate come protezione contro il cortocircuito lato rete.

Questa condizione è vista dal generatore come una grossa richiesta di potenza e di corrente con conseguente rallentamento della macchina, inoltre per la tipica riduzione della tensione di rete nel punto di guasto si innescherebbe il controllo dell'eccitazione che porta il generatore a fornire il classico valore di corrente di cortocircuito che solitamente si considera, nei primissimi istanti attorno a 6-8 volte la corrente nominale in relazione al parametro di macchina $X''d$.

Il problema principale che ne consegue è il deterioramento degli avvolgimenti di statore e di rotore a causa delle elevate sovratemperature che si generano per le correnti e problemi legati alla struttura meccanica della macchina.

Le funzioni contro il cortocircuito ritardato o istantaneo possono essere utilizzate quindi per sconnettere il generatore dalla porzione di impianto affetta da guasto.

Si possono considerare come protezioni principali per generatori di piccola taglia o come protezioni di ricalzo, verso altre funzioni di protezione, per generatori di taglia maggiore. Inoltre, la protezione temporizzata 51 e 50TD o S potrebbe essere utilizzata come accennato in precedenza anche come protezione contro correnti elevate di sovraccarico che si presentano nel funzionamento normale e che devono essere interrotte in tempi relativamente brevi al fine di evitare che la macchina vada a lavorare oltre i propri limiti termici.

La funzione di protezione per cortocircuito temporizzata con caratteristica a tempo indipendente (curve $t=K$) è disponibile anche con due soglie di protezione indipendenti che possono essere contemporaneamente attive.

E' inoltre disponibile la protezione direzionale da cortocircuito D (codice ANSI 67), che è una protezione molto simile alla funzione S temporizzata a tempo indipendente, che in più offre la possibilità di riconoscere la direzione della corrente durante il periodo di guasto, secondo un riferimento in corrente impostato sullo sganciatore. La direzione della corrente permette di rilevare se il guasto è a monte o a valle dell'interruttore e di intervenire con tempi diversi in base alla direzione. È una protezione escludibile con caratteristica ritardabile a tempo indipendente.

3.9.3 Modalità di lavoro e caratteristiche delle protezioni

Le protezioni in corrente LSI lavorano sulla base del valore rms delle correnti delle tre fasi, e se presente, del neutro.

La protezione L presenta curve rispondenti:

- alla norma IEC 60947-2 con la funzione di memoria termica;
- alla norma IEC 61255-3 secondo i tipici parametri k e α della norma;
- alla relazione data dalla IEC 61255-3 ma secondo i parametri $k=80$ e $\alpha=4$ che permettono di ottenere una curva I^2t .

Al fine di aumentare il numero di curve con la stessa pendenza ABB ha introdotto un parametro, calcolato automaticamente dalla protezione, che condiziona il passaggio in corrispondenza di $3xI_n$ al tempo impostato tra 3s-144s.

Risulta regolabile in soglia di corrente e in ritardo all'intervento, normalmente non è escludibile, ma lo diventa tramite rating plug dedicato.

La protezione S ha curve a tempo costante o a tempo dipendente con I^2t costante e con la funzione di memoria termica. Risulta regolabile in soglia di corrente e in ritardo all'intervento. Questa protezione risulta escludibile.

La protezione I è regolabile in corrente. Non presenta la possibilità di impostare ritardi intenzionali ed è escludibile.

Quando una delle correnti risulta sopra la soglia in corrente impostata, e questa condizione rimane per un tempo superiore al ritardo impostato, per la funzione L ed S, o istantaneamente per la funzione I (cioè con ritardo intenzionale nullo), si ha l'apertura dell'interruttore.

3.9.4 Campo di regolazione

I parametri per la regolazione delle funzioni di protezione per sovraccarico e cortocircuito disponibili su Ekip G in tutte le sue versioni sono i seguenti:

Sovraccarico L			
Soglia in corrente	$I1 = (0.4...1) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.001 \times I_n$
Soglia in tempo	$t1 = (3...144)s$ con $I = 3 \times I1$	Gradino di tempo	1s
Soglia in tempo	$t1 = (3...144)s$ con $I = 3 \times I1$ per aumentare il numero di curve con la stessa pendenza	Gradino di tempo	1s
Soglia in tempo	$t1 = (3...144)s$ con $I = 3 \times I1$ per aumentare il numero di curve con la stessa pendenza	Gradino di tempo	1s

Protezione ritardabile da corto circuito S

Prima soglia in corrente	$I2 = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.1 \times I_n$
Soglia in tempo Carat. $t=cost$ ⁽¹⁾	$t2 = (0.05...0.8)s$	Gradino di tempo	0.01s
Soglia in tempo Carat. $I^2t=cost$	$t2 = (0.05...0.8)s$ con $I = 10 \times I1$	Gradino di tempo	0.01s
Seconda soglia in corrente	$I5 = (0.6...10) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.1 \times I_n$
Soglia in tempo Carat. $t=cost$	$t5 = (0.05...0.8)s$	Gradino di tempo	0.01s

⁽¹⁾ possibilità di attivare la selettività di zona (ANSI 68) con tempo $t2sel = (0.04...0.2)s$ Gradino di tempo = 0.01s

Protezione istantanea da corto circuito I

Soglia in corrente	$I3 = (1.5...15) \times I_n$	Gradino di soglia	$0.1 \times I_n$
Soglia in tempo	Istantaneo		

Per maggiori dettagli sui parametri di regolazione si rimanda al catalogo tecnico del nuovo interruttore aperto SACE Emax 2.

3.9.5 Esempio di regolazione

Nell'esempio si considera un generatore sincrono trifase con i seguenti parametri nominali:

- potenza nominale $S_nG=1050kVA$;
- tensione nominale $U_n=400V$;
- corrente nominale $I_nG=1515A$

caratterizzato dai valori delle reattanze riportate nella tabella 1-3.9.

Tabella 1-3.9

Reattanza sincrona diretta	x_d	260%
Reattanza transitoria diretta	x'_d	28.80%
Reattanza subtransitoria diretta	x''_d	13.60%
Reattanza subtransitoria in quadratura	x''_q	14.20%
Reattanza di sequenza inversa	x_2	13.90%
Reattanza di sequenza diretta	x_0	3.80%
Costante di tempo subtransitoria	T''_d	14ms
Costante di tempo di armatura	T_a	32ms
Costante di tempo transitoria	T'_d	2.5s

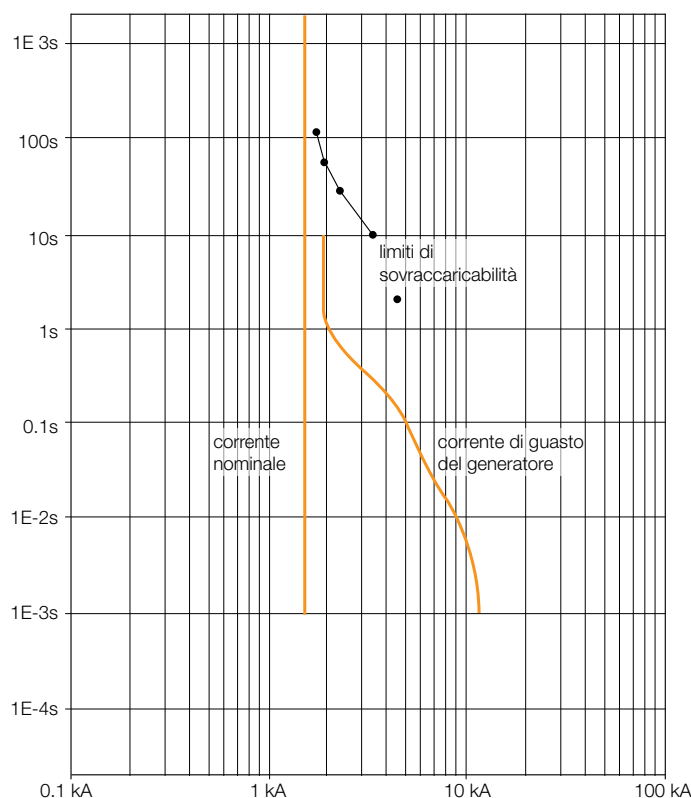
e dai seguenti limiti di sovraccaricabilità riferiti alla corrente nominale e rappresentati nella tabella 2-3.9.

Tabella 2-3.9

multipli I_nG	corrente [A]	tempo [s]
2.18	3302.7	10
1.5	2272.5	30
1.27	1924.05	60
1.15	1742.25	120
3	4545	2

I parametri delle tabelle precedenti, riportati su un grafico tempo/corrente danno origine alle curve rappresentate nel grafico di figura 1-3.9 che rappresentano l'andamento della corrente di guasto ed i limiti di sovraccaricabilità del generatore.

Figura 1-3.9



3. Protezioni dello sganciatore Ekip G

Lo scopo dell'esempio è quello di ricercare per l'interruttore di generatore delle regolazioni per le funzioni LSI che permettano di realizzare una curva di protezione idonea alle caratteristiche della macchina, ponendo attenzione, se possibile, a realizzare una eventuale condizione di selettività verso l'interruttore delle utenze alimentate.

Con riferimento alla corrente nominale del generatore (1515A) si ipotizza di utilizzare un interruttore con corrente nominale da 2000A.

Le regolazioni scelte identificano una curva di intervento dell'interruttore come si vede dal grafico di figura 2-3.9. La protezione intercetta la curva di cortocircuito della macchina isolandola dal guasto in rete, dettaglio figura 3-3.9, o proteggendola dai sovraccarichi critici durante il normale funzionamento che altrimenti provocherebbero il superamento dei limiti termici, dettaglio figura 4-3.9.

Nell'esempio le regolazioni scelte sono le seguenti:

- sovraccarico L o 49 $I1=0.75 \times I_n$ $t1=3s$
- cortocircuito ritardato S o 50TD $I2=1.2 \times I_n$ curva tempo costante; $t2=0.30s$
- cortocircuito istantaneo I o 50 $I3=OFF$

Figura 2-3.9

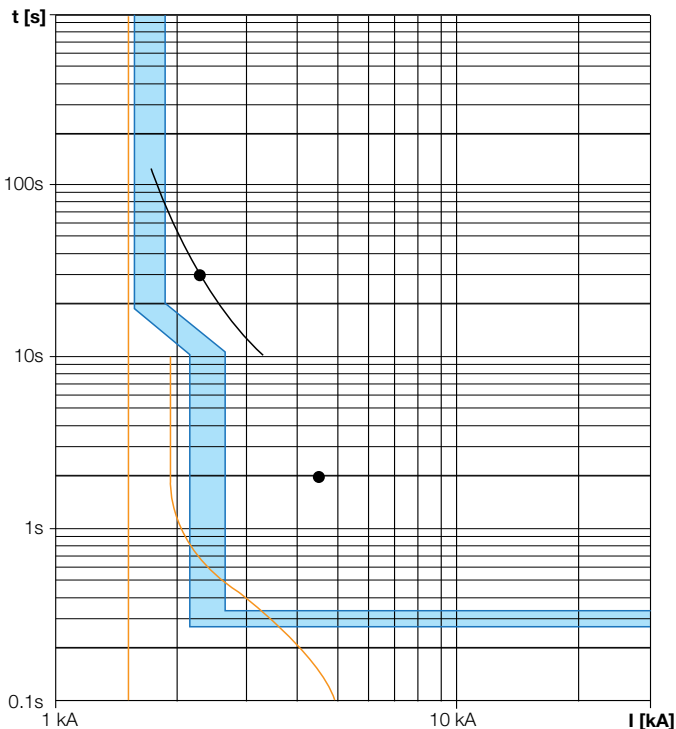


Figura 3-3.9

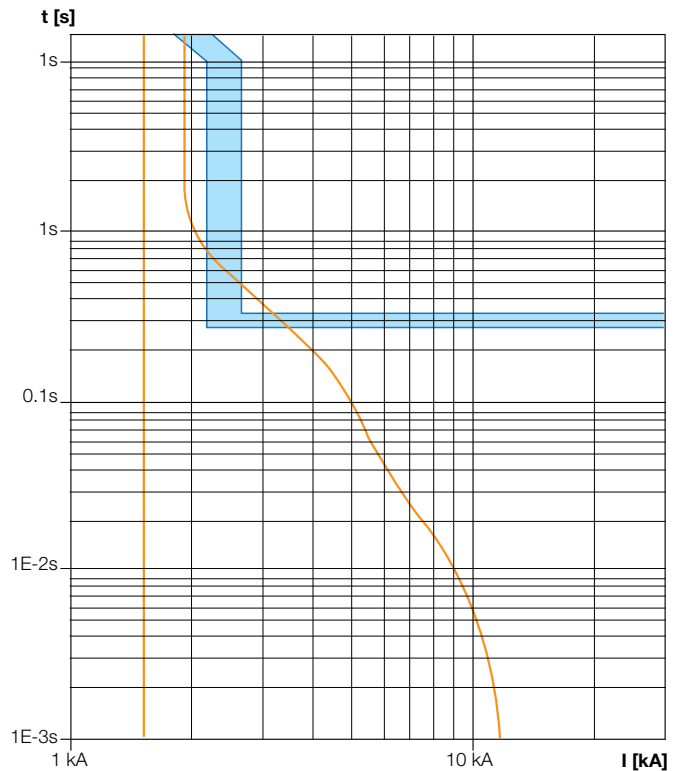
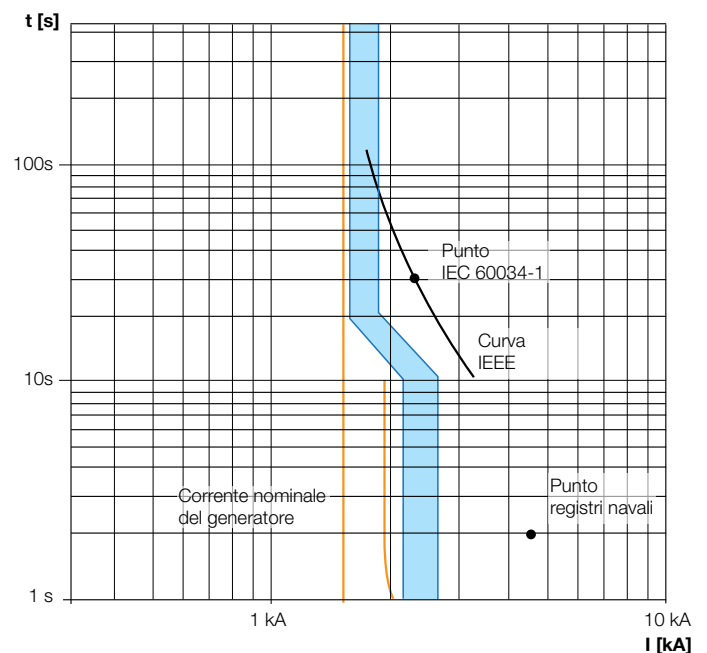


Figura 4-3.9



Dalle regolazioni impostate e dai relativi grafici si può dedurre che la protezione ottenuta è abbastanza al limite sia per come si intercetta la curva della corrente di guasto del generatore sia in termini di ricerca della selettività verso interruttori a valle. Per migliorare questa situazione potrebbe essere d'aiuto la funzione 51V come in precedenza evidenziato.

3.10 IU Squilibrio in corrente (ANSI 46) VU Squilibrio in tensione (ANSI 47)

I generatori sono pensati per funzionare con carico bilanciato trifase, ma la possibilità che si possa verificare uno squilibrio in corrente non è escludibile.

Lo sbilanciamento può essere imputabile a diverse cause come: la presenza di sistemi non simmetrici (ad esempio per linee di distribuzione senza la trasposizione delle fasi); carichi squilibrati; guasto o interruzione su una delle fasi.

Questo sbilanciamento si manifesta con la comparsa di una corrente di sequenza inversa nel generatore che percorre lo statore inducendo nel rotore una corrente con frequenza doppia, con conseguente danneggiamento del rotore a causa del rapido incremento della temperatura. Se questa situazione permarrrebbe per lungo tempo, il generatore subirebbe dei seri danni.

Per le ragioni precedenti è necessario prevedere per il generatore una protezione contro lo squilibrio in corrente. Normalmente sono utilizzate due tipologie di protezione: una che lavora in base alla sequenza inversa della corrente e l'altra in base allo sbilanciamento della corrente come ammesso nella norma IEEE 242.

Il principio di funzionamento della protezione contro lo sbilanciamento in corrente implementato sul relè Ekip G si basa, sul controllo della differenza tra il modulo del valore efficace della corrente tra le fasi secondo la formula di seguito riportata:

$$IU = \frac{|I_{max}| - |I_{min}|}{|I_{max}|} \times 100$$

e provoca l'intervento della protezione quando lo squilibrio è superiore ad un valore percentuale impostato $I6$, e permane per un tempo maggiore del tempo impostato $t6$. Valori di sfasamento non sono presi in considerazione poiché si lavora solo con i moduli.

La protezione è regolabile in soglia di corrente $I6$ e in ritardo all'intervento $t6$ secondo i valori di seguito riportati. Ha una caratteristica di intervento a tempo indipendente ed è escludibile.

Le regolazioni disponibili sono le seguenti:

$I6 = (2..90)\% \times I_n$ con passo 1% (I_n è la corrente nominale "rating plug" dello sganciatore)

$t6 = (0.5..60)s$ con passo 0.5s.

Invece, il principio di funzionamento della protezione contro lo sbilanciamento in tensione implementato sul relè Ekip G, in accordo con la definizione NEMA, prende in considerazione lo scostamento massimo del valore efficace della tensione nelle fasi rispetto al valore medio, rapportato al valore medio ed espresso in percentuale. Valori di fase o angolo non sono presi in considerazione poiché si lavora solo con i moduli.

$$VU = \frac{\text{massima deviazione della tensione di linea dal valore medio della tensione di linea}}{\text{valore medio della tensione di linea}} \times 100$$

La protezione è regolabile in soglia di tensione $U14$ e in ritardo all'intervento $t14$ secondo i valori di seguito riportati. Ha una caratteristica di intervento a tempo indipendente ed è escludibile.

Le regolazioni disponibili sono le seguenti:

$U14 = (2..90)\% \times U_n$ con passo 1% (U_n è la tensione nominale impostata sullo sganciatore)

$t14 = (0.5..60)s$ con passo 0.5s.

Contatti

ABB SACE

Una divisione di ABB S.p.A.

Interruttori B.T.

Via Baioni, 35

24123 Bergamo

Tel.: 035 395 111

Fax: 035 395306-433

bol.it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

Copyright 2013 ABB. All right reserved.

1SDC007409G0001 - 03/2013 - Preliminare