

1. PRINCIPIOS BASICOS DE LA MAQUINA SINCRONA

Un generador síncrono convierte energía mecánica o térmica a energía eléctrica.

La energía primaria puede obtenerse de la combustión de carbón, petróleo o gas natural. El vapor producido gira la flecha del generador (rotor) a velocidad típica de 1800 o 3600 RPM. La conversión de energía del vapor a energía mecánica se realiza en una turbina. La energía primaria también puede obtenerse de la caída o movimiento de agua. Los generadores hidroeléctricos giran a una velocidad mucho menor (100-300 RPM)

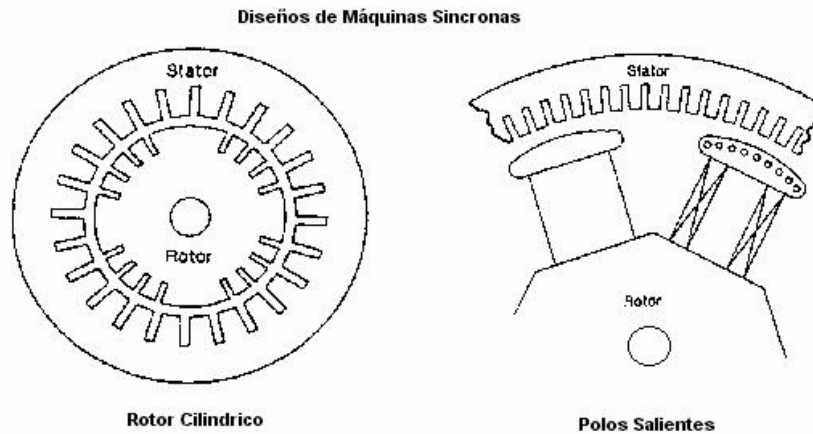


Fig. 1.1.- Corte transversal de los dos tipos de rotores de la máquina síncrona

Las máquinas síncronas se clasifican en 2 diseños principales – máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes.

La figura 1.1 muestra la sección transversal de ambos tipos de construcción. Los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras distribuidas donde se alojan los devanados de campo. La mayoría de los rotores cilíndricos están contruidos de forjas sólidas. El número de polos típicamente es 2 ó 4. Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes de núcleo laminado. Independientemente del tipo de rotor su velocidad es mantenida constante por la acción del gobernador.

Los devanados del estator consisten de un número de bobinas de una vuelta o varias vueltas que se conectan en serie para formar una fase. Los devanados de cada fase normalmente se conectan en estrella.

La rotación del flujo magnético giratorio del devanado de campo reacciona con los devanados del estator generándose un voltaje trifásico en terminales del estator.

1.1 CONEXIÓN DE LOS GENERADORES A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

Existen 2 métodos usados para conectar los generadores a los sistemas eléctricos de potencia. Estos son conexión directa y conexión unitaria.

CONEXIÓN DIRECTA

La figura 1.1a muestra el diagrama unifilar de la conexión directa de un generador a un sistema eléctrico de potencia. El generador se conecta a la carga directamente sin transformación de voltaje. Este método se utiliza para conectar generadores de pequeño tamaño para alimentar cargas industriales.

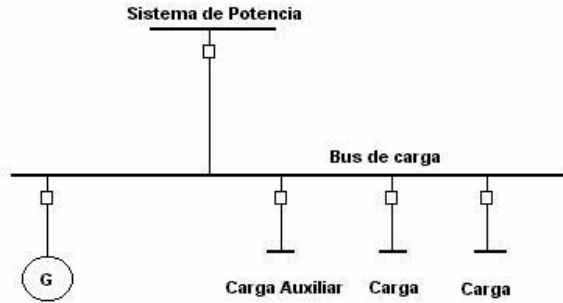


Fig. 1.1 a .- Conexión Directa

CONEXIÓN UNITARIA

La figura 1.1b muestra el diagrama unifilar de un generador conectado en forma unitaria. El generador se conecta al sistema de potencia a través de un transformador de potencia elevador. Los auxiliares de un generador se alimentan de un transformador reductor conectado a las terminales de generador. La mayoría de los generadores de gran capacidad se conectan al sistema de potencia utilizando un transformador elevador conectado delta (baja)/estrella (alta). El uso de la conexión delta del transformador en el lado de baja tensión permite que la corriente de falla a tierra en el lado de la delta del transformador sea reducida drásticamente mediante el uso de aterrizado de alta resistencia en el neutro del generador.

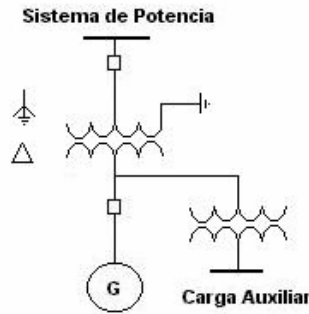


Fig. 1.1 b Conexión unitaria

1.2 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES Y COMPORTAMIENTO DE LA MAQUINA SINCRONA EN ESTADO ESTABLE

La figura 1.2.1 muestra el esquema estructural de un generador síncrono.

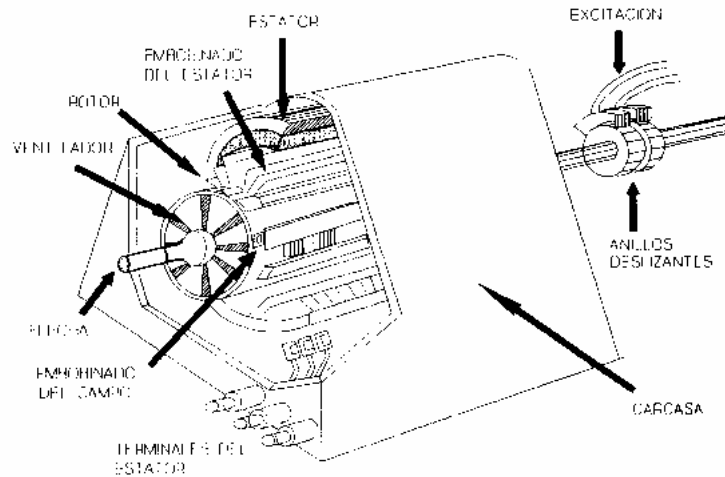


Fig. 1.2.1 Esquema estructural de un generador síncrono.

Algunos de los factores que determinan la composición estructural de las máquinas síncronas son las siguientes:

a) Formas de excitación.

La estructura del campo de una máquina síncrona es generalmente la parte rotatoria de ésta y es equipada con un devanado excitado con CD para producir el flujo magnético. Esta excitación de CD puede ser proporcionada por un generador de CD autoexcitado, montado en la misma flecha que el rotor de la máquina síncrona. A este generador se le conoce como "excitador". La CD generada por el excitador se alimenta a través de anillos deslizantes y escobillas al devanado de campo de la máquina síncrona.

En máquinas síncronas de baja velocidad y MVA nominales altos, como es el caso de los generadores hidroeléctricos, el excitador no puede ser autoexcitado, debido a las altas cantidades de corriente requeridas por el circuito de campo para su excitación y a la condición de que el excitador tiene que operar a la misma velocidad que el generador, no siendo ésta siempre la más adecuada para la operación del excitador. En estos casos el excitador es activado por un excitador piloto que puede ser autoexcitado o tener imanes permanentes.

Por otro lado, el mantenimiento de componentes de excitadores de CD directamente acoplados a la flecha del generador, tales como los anillos deslizantes y las escobillas,

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

requiere que el generador se saque de servicio para su ejecución. Todo esto limita el uso de excitadores de CD directamente acoplados a la flecha, en generadores de MVA nominales bajos, de alrededor de 100 MVA.

Los tiristores y diodos de silicón proporcionan una forma alterna de excitación, los cuales no presentan problemas de excitación para máquinas síncronas grandes.

- i) Sistemas estáticos con tiristores o diodos estacionarios en los cuales la corriente se alimenta al rotor a través de anillos deslizantes.
- ii) Sistemas sin escobillas que tienen rectificadores montados en la flecha y giran con el rotor, obviando así la necesidad de escobillas y anillos deslizantes.

b) Estructura del campo y velocidad de la máquina

La velocidad de la máquina síncrona, conocida como velocidad síncrona es constante y está dada por la expresión:

$$n_s = \frac{120f}{p}$$

Donde f es la frecuencia angular y p es el número de polos de la máquina.

La estructura del rotor depende de la velocidad nominal de la máquina.

Para una máquina de dos polos y 60 Hz la velocidad es 3600 rpm, mientras que para una máquina de 12 polos y 60 Hz la velocidad es solamente 600 rpm.

Los turbogeneradores, que son máquinas de alta velocidad, tienen rotores cilíndricos, mientras que los generadores hidroeléctricos y dieseléctricos que son máquinas que operan a baja velocidad tienen rotores de polos salientes.

Los rotores de polos salientes son más económicos de fabricar que los cilíndricos, sin embargo, no son adecuados para máquinas de alta velocidad debido a las grandes fuerzas centrífugas y esfuerzos mecánicos que se desarrollan a velocidades de 3600 rpm.

Otro factor que caracteriza la estructura de las máquinas síncronas es la forma de montaje del rotor. Así una máquina de rotor cilíndrico o una máquina de polos salientes utilizada en generadores diesel-eléctricos, tiene el rotor montado horizontalmente, mientras que los generadores hidroeléctricos casi invariablemente tienen los rotores montados verticalmente.

Estatótor

La única diferencia notable entre los estatores de los diferentes tipos de máquinas síncronas, es que los estatores de las máquinas hidroeléctricas generalmente tienen un diámetro más grande que el resto de las máquinas.

El núcleo del estatótor está formado por laminaciones prensadas de alta calidad que tienen ranuras donde se embobinan los devanados.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

d) Enfriamiento

Los generadores síncronos que se construyen actualmente generalmente son de MVA nominales altos, por lo que se diseñan para conducir corrientes muy altas, del orden de 10 A/mm². Por otro lado, la carga magnética del núcleo es tal que en muchas regiones se alcanza la saturación magnética. Estos dos factores producen calor que debe ser adecuadamente disipado para el buen funcionamiento de la máquina.

Existen varias formas de enfriamiento de la máquina que determinan la estructura física general de la misma.

Además del aire, algunos de los enfriadores utilizados en las máquinas síncronas son el agua, el hidrógeno y el helio.

e) Barras amortiguadoras

Algunas máquinas síncronas se equipan con un conjunto de devanados adicionales a los mencionados anteriormente. Los devanados adicionales van montados en el rotor a la manera de una jaula de ardilla en los rotores de los motores de inducción, y su función principal es amortiguar oscilaciones mecánicas indeseables producto de desviaciones de velocidad de la máquina con respecto a la nominal, durante períodos transitorio.

Cuando la velocidad del rotor es diferente de la velocidad síncrona, se inducen corrientes en estos devanados que a la vez producen un par que trata de restablecer la velocidad síncrona. Por esta razón a estos devanados se les conoce como devanados amortiguadores.

CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES

En condiciones de operación bajo carga, el voltaje inducido en los devanados del estator de un generador síncrono resulta de la combinación de dos ondas de fuerza magnetomotriz de distribución senoidal que viajan a lo largo de la periferia del estator a la misma velocidad y en la misma dirección que el rotor, y que producen un flujo magnético resultante que enlaza las bobinas del estator.

Una de estas fmm's se debe a la circulación de corriente CD en el devanado de campo del rotor y que por motivo de su movimiento rotatorio produce una onda de fmm cuyo máximo coincide con el eje magnético de los polos del rotor.

La otra fmm es la resultante de la circulación de corrientes de CA en los devanados del estator. Esta onda de fmm también tiene una distribución senoidal, pero su máximo coincide con el eje magnético de un par de polos que representan la fuente magnética del estator.

Ambas fmm y por ende las distribuciones de flujo asociadas a ellas, tienen un cierto defasamiento una con respecto a la otra, que depende de las condiciones de la carga que alimenta el generador.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Este defasamiento produce una fuerza de atracción entre los polos de estator y rotor que tiende a alinearlos uno con respecto al otro.

Si

$$\Phi_{fa} = \Phi_{m\acute{a}x} \cos(\theta_0 + \omega t) \quad (1.2.1)$$

es el flujo producido por la corriente de campo, que enlaza al devanado de la fase "a" del estator, y

$$\psi_a = \psi_{max} \cos \omega t \quad (1.2.2)$$

es el flujo producido por las corrientes del estator, que enlaza el devanado de la misma fase "a" del estator, entonces el flujo total que enlaza a la fase "a" será:

$$\varphi_a = \Phi_{fa} + \psi_a \quad (1.2.3)$$

En la ecuaci3n (1.2.1) θ_0 es el ángulo de defasamiento entre el eje polar del rotor con respecto al eje polar del estator, considerando a éste último coincidente con el eje magnético de la fase "a".

De acuerdo con la ley de inducci3n de Faraday, el voltaje inducido en la fase "a", debido al flujo φ_a es:

$$E_a = - \frac{d\varphi_a}{dt} \quad (1.2.4)$$

Sustituyendo (1.2.1), (1.2.2) y (1.2.3) y desarrollando resulta:

$$E_a = E_{fa} + E_{sa} \quad (1.2.5)$$

Donde

$$E_{fa} = E_{fmax} \sen(\theta_0 + \omega t) \quad (1.2.6)$$

$$E_{sa} = E_{smax} \sen \omega t \quad (1.2.7)$$

$$E_{fmax} = \omega L_{fa} I_f \quad (1.2.8)$$

$$E_{smax} = \omega L_s I_m \quad (1.2.9)$$

En (1.2.8), L_{fa} es la inductancia de la trayectoria magnética que sigue el flujo producido por I_f para enlazar a la fase "a" del estator, mientras que en (9) L_s es la inductancia de la trayectoria magnética que sigue al flujo producido I_f por las corrientes de estator para enlazar a la fase "a" del mismo estator.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

La ecuación (1.2.5) se puede reescribir como:

$$E_a = E_{fmax} \sin(\theta_0 + \omega t) + \omega L_s I_m \sin \omega t \quad (1.2.10)$$

La ecuación (1.2.10) se puede escribir utilizando la notación fasorial como:

$$\vec{E}_a = \vec{E}_{fa} - j\omega L_s \vec{I} \quad (1.2.11)$$

Donde

$$\vec{E}_{fa} = \frac{E_{fmax}}{\sqrt{2}} \angle \theta_0 - \frac{\pi}{2}$$

$$\vec{I} = \frac{I_m}{\sqrt{2}}$$

De la ecuación (1.2.11) se observa que el flujo producido por las corrientes del estator tiene un efecto desmagnetizante sobre el flujo magnético del rotor, que se manifiesta como una caída de tensión en la tensión total inducida en el estator. A este efecto desmagnetizante del flujo del estator se le conoce como reacción de armadura.

Existe otro voltaje inducido en la fase "a" del estator que está en fase con el voltaje E_{sa} y que se debe al flujo producido por las corrientes del estator, que enlaza a los devanados de estator, pero que no cruza el entrehierro de la máquina. A este flujo se le conoce como flujo de dispersión del estator y sigue una trayectoria magnética que tiene asociada una inductancia de dispersión L_1 .

Agregando este nuevo voltaje a la ecuación (1.2.11) resulta:

$$\vec{E}_a = \vec{E}_{fa} - j\omega L_{sin} \vec{I} \quad (1.2.12)$$

Donde, a

$$L_{sin} = L_s + L_1 \quad (1.2.13)$$

se le conoce como inductancia síncrona del generador

En términos de reactancias la ecuación (12) se puede escribir como:

$$\vec{E}_a = \vec{E}_{fa} - jX_{sin} \vec{I} \quad (1.2.14)$$

Finalmente, considerando la resistencia del devanado de armadura, el voltaje en las terminales del generador es:

$$\vec{V}_t = \vec{E}_{fa} - Z_{sin} \vec{I} \quad (1.2.15)$$

Donde

$$Z_{sin} = R_a + jX_{sin}$$

se conoce como impedancia síncrona del generador.

Existe otro componente de voltaje asociado al efecto de saturación de la máquina que no fue tomado en cuenta en este análisis, pero está presente en las máquinas reales.

Este efecto de saturación se puede interpretar como una caída de tensión adicional a los ya mencionados, asociado al requerimiento extra de corriente magnetizante del campo para mantener un mismo valor de flujo constante en el entrehierro.

La magnitud del voltaje terminal del generador depende en gran medida del voltaje inducido en el estator por el campo magnético resultante, de tal forma que para mantener una magnitud de voltaje constante se requiere mantener un campo magnético resultante constante. Para lograr esta condición, se requiere modificar el valor de la corriente de excitación del campo a un valor tal que contrarreste el efecto desmagnetizante de las corrientes de armadura.

Como las corrientes de armadura dependen de la condición de operación del sistema al que se conecta el generador, el proceso de modificación de la corriente de excitación debe ser un proceso continuo. Este trabajo lo realiza el sistema de control de la excitación de la máquina.

La figura 1.2.2 muestra el diagrama fasorial de una máquina síncrona operando como generador que alimenta una carga con predominancia inductiva.

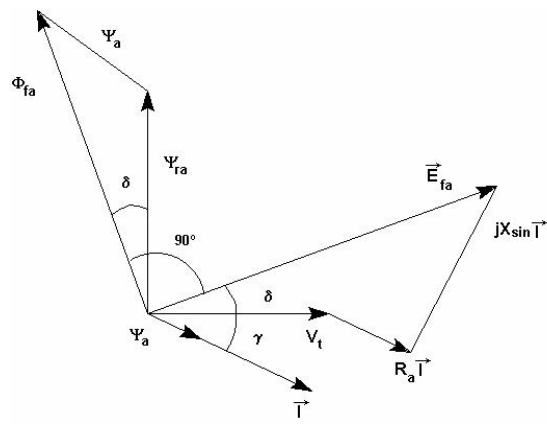


Fig. 1.2.2.- Diagrama fasorial de un generador síncrono con carga

Donde Ψ_{ra} es el flujo resultante y γ el ángulo entre \vec{I} y \vec{V}_t .

La figura 1.2.3 muestra el circuito equivalente del generador síncrono.

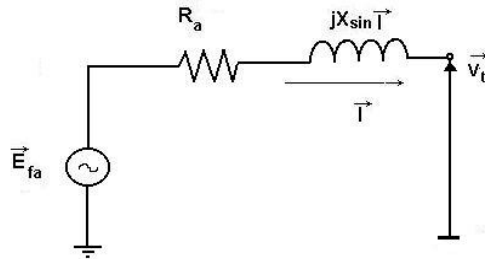


Fig. 1.2.3.- Circuito equivalente del generador síncrono para condiciones de operación de régimen permanente.

Normalmente se cumple que $R_a \ll X_{sin}$. Considerando esto y suponiendo \vec{V}_t como referencia, la potencia eléctrica generada por la máquina síncrona es:

$$P_g = R_c \{ \vec{V}_t \vec{I}^* \} \quad (1.2.16)$$

Del circuito equivalente de la figura 1.2.3 se tiene

$$\vec{I} = \frac{\vec{E}_{fa} - \vec{V}_t}{jX_{sin}}$$

$$\vec{I} = \frac{|\vec{E}_{fa}| \angle \delta - |\vec{V}_t| \angle 0}{jX_{sin}}$$

De donde:

$$\vec{I}^* = \frac{|\vec{E}_{fa}| \angle -\delta - |\vec{V}_t| \angle 0}{-jX_{sin}} \quad (1.2.17)$$

Sustituyendo (7) en (6) y desarrollando resulta:

$$P_g = \frac{|\vec{E}_{fa}| |\vec{V}_t|}{X_{sin}} \text{sen } \delta \quad (1.2.18)$$

La potencia reactiva de generación está dada por:

$$Q_g = \text{Im}[\vec{V}_t \vec{I}_a^*] \quad (1.2.19)$$

Por lo que:

$$Q_g = \frac{|\bar{E}_{fa}| |\bar{V}_t|}{X_{sin}} \cos \delta - \frac{|\bar{V}_t|^2}{X_{sin}} \quad (1.2.20)$$

1.3 COMPORTAMIENTO DE LA MAQUINA SINCRONA EN ESTADO TRANSITORIO.

Cuando se produce un cortocircuito franco en terminales de un generador de C.A. en vacío, la corriente de falla en las tres fases empieza en un valor alto y decrece a un valor de estado estable después de cierto tiempo.

La figura 1.3.1 representa la componente de C.A. de la corriente de falla que puede dividirse en 3 periodos.

- **Período Subtransitorio.** Este período dura unos cuantos ciclos (<6 ciclos), en la cual el decremento de corriente es muy rápido (envolvente OA). El valor rms de esta corriente se denomina "corriente simétrica inicial" (valor Subtransitorio), debido a que es el valor de la componente de C.A. que ocurre inmediatamente después de la falla.
- **Período Transitorio.** El período transitorio cubre un tiempo relativamente mayor (6-25 ciclos), durante el cual la corriente disminuye en forma más moderada (envolvente OB). El valor rms de esta corriente se le denomina corriente transitoria.

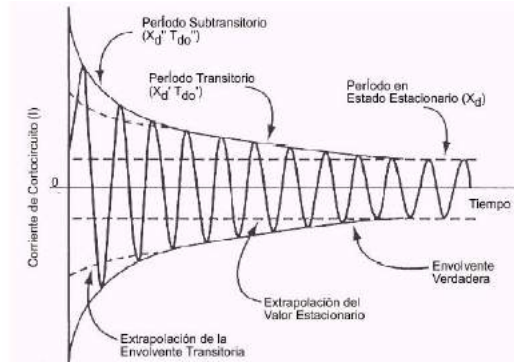


Fig. 1.3.1 Componente de CA de Corto-circuito

- **Período de Estado Estable.** Es el período de tiempo en el cual la corriente de cortocircuito es estable. El valor máximo de la corriente de cortocircuito en estado estable es la distancia O.C. en la figura 6 para modelar estos 3 periodos de corriente variable en el tiempo, la FEM de la máquina se supone constante y la reactancia de la máquina varía durante la falla. Las 3 reactancias se les denominan:

- 1.- Reactancia subtransitoria \$X_d''\$. Determina la corriente durante los primeros ciclos, aproximadamente tiene una duración de 0-6 ciclos dependiendo de la constante de tiempo \$T_{d0}''\$. El valor de \$X_d''\$ lo proporcionan los fabricantes como \$X_d''\$ (saturada) y \$X_d''\$ (no saturada).
Se debe utilizar el valor \$X_d''\$ (saturada) en los estudios de cortocircuito.
- 2.- Reactancia Transitoria \$X_d'\$. Determina el valor de corriente después del período Subtransitorio y antes del período de estado estable. La corriente transitoria tiene

un valor que tiene una duración de 6-25 ciclos y depende de la constante de tiempo T_d' . Los fabricantes proporcionan el valor de X_d' en forma saturada y no saturada. El valor de X_d' saturada debe usarse en los estudios de cortocircuito.

- 3.- Reactancia sincrónica X_d . Determina la corriente de cortocircuito en estado estable y tiene una duración de 25 ciclos en adelante.

La tabla 1 muestra los valores típicos de reactancias X_d'' y X_d' para diferentes tipos de máquinas rotatorias.

TABLA 1

TIPO DE MAQUINA	X_d'' (Pu)	X_d' (Pu)
Turbogenerador 2 polos	0.09	0.15
4 polos	0.15	0.23
Generador Polos Salientes con Devanados		
Amortiguadores		
12 Polos o menos	0.16	0.33
14 Polos o más	0.21	0.33
Condensador Sincrono	0.24	0.37
Motores Sincronos 6 Polos	0.15	0.23
8-14 Polos	0.20	0.30
16 Polos	0.28	0.40
Motor Inducción Alta Tensión	0.17	-
Motor Inducción Baja Tensión	0.25	-

El valor rms de la componente de C.A. de un generador sincrónico está dado por:

$$I_{ca} = (i_d'' - i_d') e^{-t/T_d''} + (i_d' - i_d) e^{-t/T_d'} + i_d$$

Donde:

$i_d'' = E_i'' / X_d''$	Componente Subtransitoria de la corriente.
$i_d' = E_i' / X_d'$	Componente transitoria de la Corriente.
$i_d = E_i / X_d$	Componente de estado estable.
$T_d'' = (X_d'' / X_d') T_{do}''$	Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito.
T_{do}''	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto.
$T_d' = (X_d'' / X_d')$	Constante de tiempo transitoria de cortocircuito.
$T_{do}' =$	Constante de tiempo transitoria de cortocircuito.

E_i' , E_i'' y E_i son los voltajes internos de prefalla detrás de las reactancias X_d' , X_d'' y X_d . Para un generador en vacío, estos voltajes son iguales.

COMPONENTES DE CD

Una característica de las corrientes de cortocircuito, es su componente de cd. Esta componente de directa depende del momento en que ocurre el cortocircuito, respecto a la onda de voltaje. Es máxima cuando el cortocircuito ocurre en el cruce por cero de la onda de voltaje.

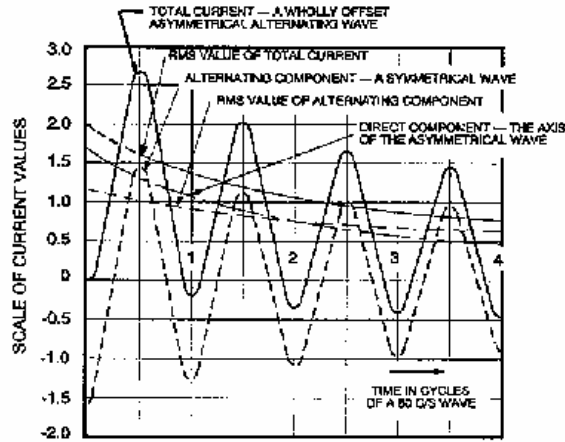


Fig. 1.3.2 Componente de CD

La figura 1.3.2 representa una corriente de cortocircuito asimétrica debido a la componente de cd que decae en el tiempo.

La corriente de cd en función del tiempo debido a un cortocircuito en terminales de un generador sincrónico está dado por:

$$i_{cd} = \left(\frac{\sqrt{2}E''}{X''_d} i \right) e^{-\frac{t}{Ta3}}$$

Donde:

$Ta3 = X_2/2\pi f Ra$	Constante de tiempo del circuito de armadura
X_2	Reactancia de secuencia negativa
Ra	Resistencia efectiva de armadura
F	Frecuencia del sistema.

El valor rms total de la corriente de cortocircuito asimétrica está dado por:

$$i_t = \sqrt{i_{ac}^2 + i_{cd}^2}$$

1.4 COMPORTAMIENTO DE LA MAQUINA SINCRONA PARA DIFERENTES TIPOS DE FALLAS.

Para el análisis de los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en una máquina sincrónica. Las componentes simétricas representan la herramienta matemática para calcular los voltajes y corrientes de falla para los siguientes tipos de falla.

- Falla trifásica.
- Falla de fase-fase.
- Falla de fase-fase-tierra.

(d) Falla a tierra.

Las componentes simétricos emergen por la necesidad de analizar las fallas desbalanceadas en los sistemas eléctricos de potencia.

Es evidente que las fallas desbalanceadas fase-tierra, fase-fase y fase-fase-tierra provocan que los voltajes de las 3 fases y las corrientes sean diferentes. Esta situación complica el cálculo de las corrientes y voltajes de falla. Para el cálculo de fallas trifásicas (falla balanceada), el análisis se simplifica ya que la red trifásica se puede modelar con un circuito equivalente monofásico, ya que las corrientes y voltajes de falla en cada fase es la misma.

El método de las componentes simétricas permite analizar las fallas desbalanceadas, descomponiendo las corrientes y voltajes desbalanceados en tres grupos de voltajes y corrientes balanceados denominados componentes simétricas; que son de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero.

Esto permite ahora analizar las fallas desbalanceadas, analizando 3 redes de secuencia balanceados denominadas red de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero.

Las componentes simétricas se definen como: Secuencia Positiva, negativa y cero.

COMPONENTES DE SECUENCIA POSITIVA

Las componentes de secuencia positiva, se denominan así por que representan un grupo de fasores balanceados que tienen secuencia positiva; es decir giran en el mismo sentido que los voltajes generadores por las máquinas sincronas. Los fasores de secuencia positiva se designan como V_{a1} , V_{b1} y V_{c1} . La figura 1.4.1 muestra un grupo de voltajes de secuencia positiva.

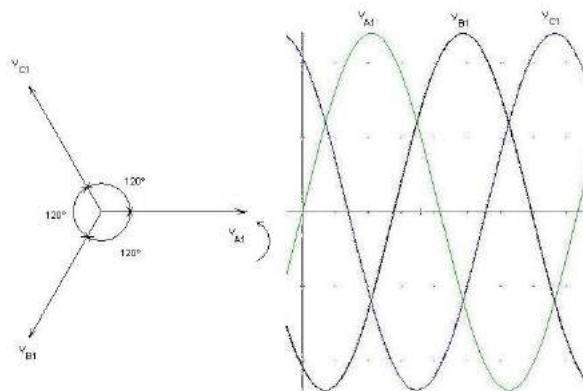


Fig. 1.4.1.- Voltajes de secuencia positiva.

COMPONENTES DE SECUENCIA NEGATIVA

Las componentes de secuencia negativa son un grupo balanceado de fasores de la misma magnitud que giran en secuencia negativa, es decir contrario a los voltajes de secuencia positivo generados por los generadores sincronicos en la red. Los fasores de

secuencia negativa de voltaje se designan V_{a2} , V_{b2} y V_{c2} y la figura 1.4.2 muestra un grupo de voltajes de secuencia negativa.

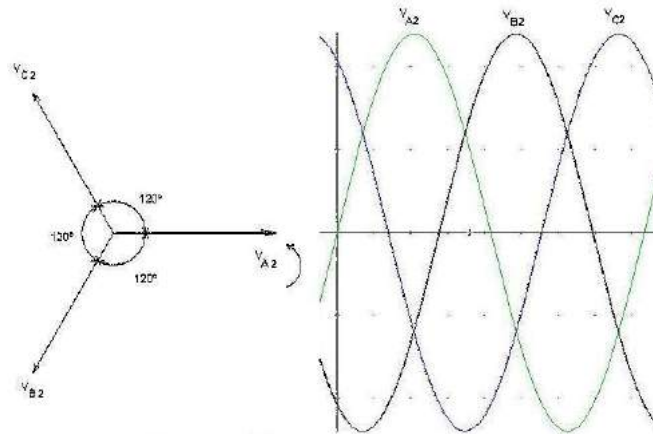


Fig. 1.4.2.- Voltajes de secuencia negativa.

COMPONENTES DE SECUENCIA CERO

Las componentes de secuencia cero son un grupo de fasores de la misma magnitud pero que están en fase; es decir la suma de estos 3 fasores no es igual a cero, como en el caso de las componentes de secuencia positiva y negativa. Esto significa que cuando en una conexión estrella aterrizada la corriente del neutro a tierra es igual a 3 veces la corriente de secuencia cero de cualquier fase.

La figura 1.4.3 muestra las componentes de secuencia cero.

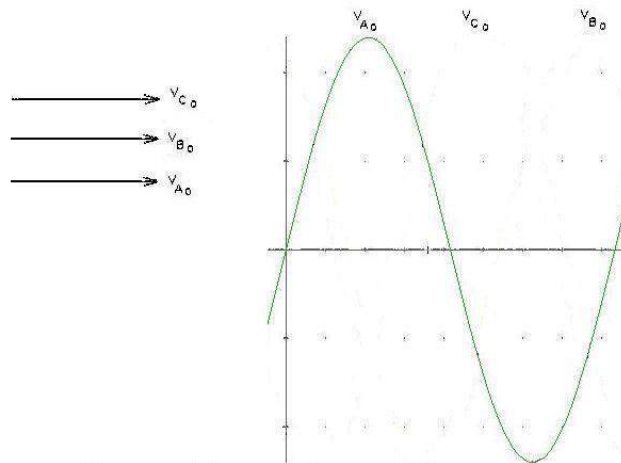


Fig. 1.4.3.- Voltajes de secuencia cero.

En un sistema con carga balanceada, o con una falla trifásica no existe componentes de secuencia negativa ni cero.

El voltaje de secuencia positiva de la fase "a" esta dado por:

$$V_{a1} = 1/3 (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

Donde:

$$a = 1 \text{ ang. } (120^\circ) = 1/120^\circ = 0.5 + j0.866$$

a' es un fasor de magnitud unitaria, que al multiplicarlo por otro fasor lo rota 120° en contra de las manecillas del reloj.

Es evidente que para un sistema balanceado de fasores V_a , V_b y V_c , las componentes de secuencia positiva son:

$$\begin{aligned} V_{a1} &= V_a \\ V_{b1} &= V_b \\ V_{c1} &= V_c \end{aligned}$$

Las componentes de secuencia negativa y cero son nulos para un sistema balanceado.

De igual forma el voltaje de secuencia negativa de la fase esta dado por:

$$V_{a2} = 1/3 (V_a + a^2V_b + aV_c)$$

Y el voltaje de secuencia cero esa dado por:

$$V_{a0} = 1/3 (V_a + V_b + V_c)$$

En forma matricial las componentes de secuencia y las de fase se pueden relacionar como:

$$\begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix}$$

$$V_{012} = 1/3 A V_{abc}$$

Obteniendo la inversa de la matriz A obtenemos:

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix}$$

Las relaciones para las componentes de las corrientes son idénticas.

El análisis de fallas desbalanceadas ahora se enfoca resolver 3 redes de secuencia y conectarlas de acuerdo al tipo de falla desbalanceada; para lo cual es necesario conocer las impedancias de secuencia de cada componente del sistema de potencia para evaluar las componentes de secuencia de corriente y voltaje (balanceadas) y posteriormente se obtienen los voltajes y corrientes de fases.

IMPEDANCIA DE SECUENCIA DEL GENERADOR

La figura 1.4.4 representa las redes equivalentes de secuencia de un generador sincrónico en conexión estrella aterrizado a través de una impedancia Z_n .

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (X_1)

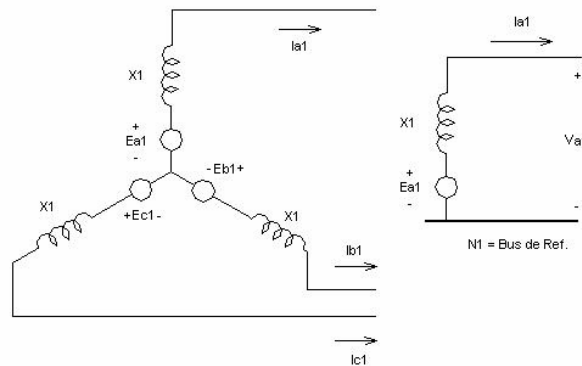


Fig. 1.4.4 Diagrama de Secuencia Positiva

La impedancia de secuencia positiva (X_1) para el análisis de fallas se considera las 3 reactancias descritas anteriormente X_d'' , X_d' y X_d . Estas reactancias se utilizan para calcular la corriente de falla en diferentes instantes de tiempo. Los fabricantes proporcionan estas reactancias en valores saturados y no saturados.

IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA (x_2)

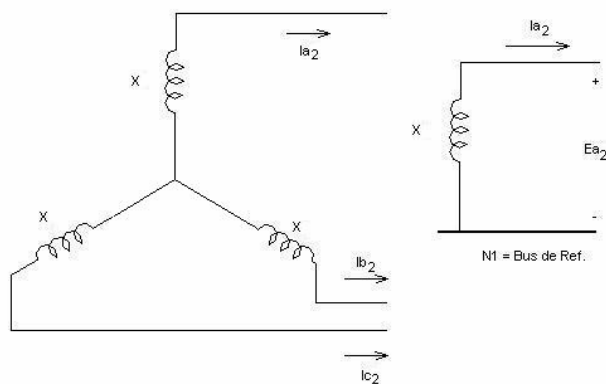


Fig. 1.4.5 Diagrama de Secuencia Negativa

El flujo de corriente de secuencia negativa, es de rotación opuesta a la rotación del generador y aparece en el rotor como una corriente del doble de frecuencia.

Los valores de X_2 aproximadamente son iguales a:

$$X_2 = X_d'' \quad \text{Máquina de rotor cilíndrico}$$

$$X_2 = \frac{1}{2} (X_d'' + X_q'') \quad \text{Máquina de Polos salientes}$$

Impedancia de secuencia cero (X_0)

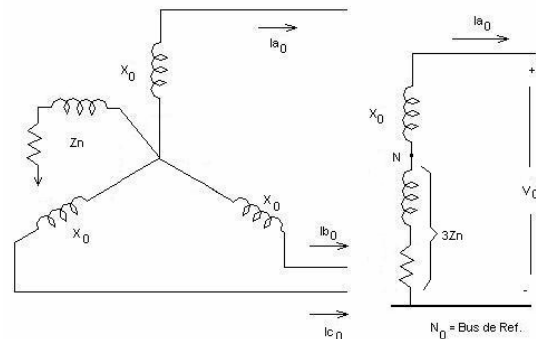


Fig. 1.4.6 Diagrama de Secuencia Cero

La reactancia de secuencia cero es menor que la reactancia de secuencia positiva y negativa. Esto debido a una amplia trayectoria disponible para una falla a tierra en una máquina sólidamente aterrizada.

1.5 INTERCONEXIONES DE LAS REDES PARA DIFERENTES FALLAS EN UNA MAQUINA SINCRONA

FALLA TRIFASICA

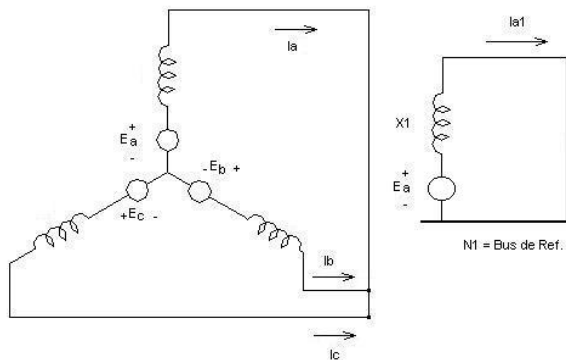


Fig. 1.5.1 - Falla trifásica

De la fig. 1.5.1 para la falla trifásica tenemos:

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a = I_b = I_c$$

$$I_{a1} = E_a / Z_1$$

$$I_a = I_{a1} = E_a / Z_1$$

$$|I_b| = |I_c| = |I_a|$$

FALLA DE 2 FASES

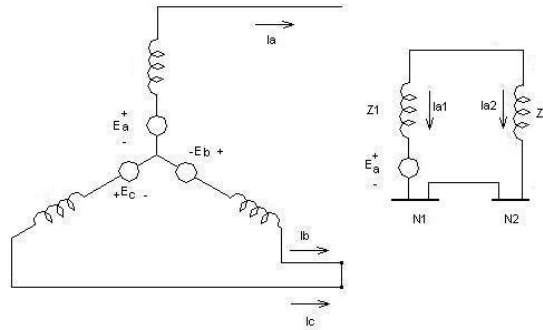


Fig. 1.5.2.- Falla entre fases

De la fig. 1.5.2 para falla entre fases

$$I_a = 0 \quad I_b = -I_c$$

$$V_b = V_c$$

$$I_{a1} = E_a / (Z_1 + Z_2)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \quad I_{a0} = 0$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} = -j\sqrt{3} I_{a1} = \sqrt{3} E_a / (Z_1 + Z_2)$$

FALLA DE LINEA A TIERRA

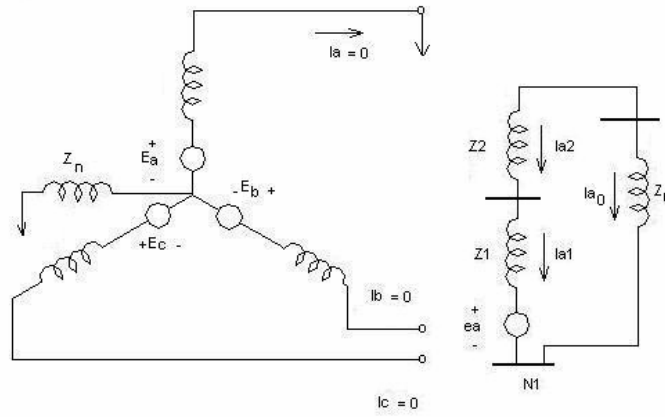


Fig. 1.5.3.- Falla de línea a tierra

De la fig. 1.5.3 para una falla de línea a tierra

$$I_b = I_c = 0$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{X_1 + X_2 + X_0 + 3Z_n}$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3I_{a1} = 3I_{a2} = 3I_{a0}$$

$$I_a = \frac{3E_a}{X_1 + X_2 + X_0 + 3Z_n}$$

FALLA DOBLE LINEA TIERRA

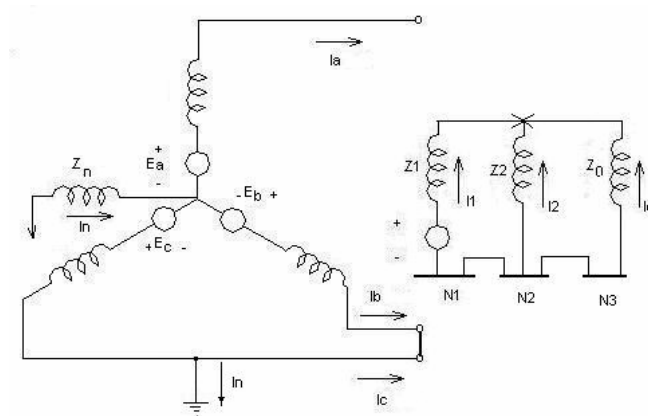


Fig. 1.5.4. Falla de doble línea a tierra

De la fig. 1.5.4 para una falla de doble línea a tierra

$$I_a = 0 \quad V_b = V_c = 0$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \quad I_{a2} = -I_{a1} \left[\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \right] \quad I_{a0} = -I_{a1} \left[\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \right]$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_b = -I_{a1} \left[\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \right] + a^2 I_{a1} - a I_{a1} \left[\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \right]$$

$$I_b = E_{a1} \left[a^2 - \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} - \frac{a Z_0}{Z_2 + Z_0} \right]$$

$$I_b = \frac{-j\sqrt{3}E_a(Z_0 - aZ_2)}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0)}$$

$$I_c = \frac{-j\sqrt{3}E_a(Z_0 - aZ_2)}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0)}$$

$$I_n = \frac{-E_a Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2) Z_0}$$

1.6 ATERORIZAMIENTO DE GENERADORES

Es una práctica común aterrizar los generadores a través de una impedancia externa. El propósito de este aterrizamiento es limitar los esfuerzos mecánicos y daños térmicos en el generador.

Los métodos más comunes para el aterrizado de generadores son las siguientes cuatro categorías:

1. Aterrizado de Alta Impedancia
2. Aterrizado de Baja Resistencia.
3. Aterrizado por Reactor
4. Aterrizado con Transformador

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

El Aterrizado sólido de generadores no se utiliza en la práctica debido al excesivo esfuerzo mecánico producido y al grave daño que puede provocarse al generador.

Los generadores raramente se utilizan sin aterrizamiento, ya que aunque esta técnica limita grandemente las corrientes de falla a tierra, puede producir altos voltajes transitorios durante las fallas y también hace la localización de la falla a tierra muy difícil.

Se darán una breve descripción de las diferentes técnicas de aterrizado.

1) **ATERRIZADO DE ALTA IMPEDANCIA**

Existen 2 tipos de aterrizado de alta impedancia

1a) *ATERRIZADO DE ALTA RESISTENCIA* en este método se utiliza un transformador de distribución conectado entre el neutro del generador y tierra, también se conecta una resistencia en el secundario del transformador de distribución. El voltaje nominal del transformador de distribución normalmente se selecciona como el voltaje de fase - fase del generador y el voltaje secundario nominalmente es 120 V ó 240 V. El valor de la resistencia de aterrizado normalmente se selecciona cercana a 3 veces la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador y de todos lo equipos asociados conectados en las terminales del generador. Con este valor de resistencia los voltajes transitorios se mantienen en niveles seguros. Este arreglo se considera de alta resistencia. Para una falla de línea a tierra en terminales del generador la corriente primaria de falla a tierra s limita a un rango de 3 a 25 Amps.

1b) *ATERRIZADO CON REACTOR SINTONIZADO* en este método también se utiliza un transformador de distribución como en el caso anterior, pero en el secundario se utiliza un reactor. El valor ohmico de ese reactor, se selecciona de tal manera que cuando se refleja al primario sea igual a un tercio la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador y de todos los equipos conectados en las terminales del generador. Este tipo de aterrizamiento limita las corrientes de falla a tierra a valores que no sostienen el arco. Este método es aplicable solo cuando la capacitancia de secuencia cero no cambia significativamente para diferentes condiciones del sistema.

El aterrizamiento de alta resistencia no proporciona suficiente corriente para protección de falla a tierra selectiva de varias máquinas conectadas a un bus común. Por lo tanto este esquema de aterrizado se utiliza en generadores conectados al sistema a través de transformador elevador en conexión delta / estrella

2) **ATERRIZADO DE BAJA RESISTENCIA**

En este método se conecta directamente una resistencia entre el neutro del generador y tierra. La resistencia se selecciona para proporcionar suficiente corriente para la protección selectiva de fallas a tierra en alimentadores, transformadores o máquinas rotatorias. En general, la resistencia de aterrizado se selecciona para que el valor de falla a tierra en terminales del generador se limite de 200A a 150% de la corriente nominal del generador.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Este esquema se utiliza en generadores de baja capacidad conectados directamente a un sistema de distribución de energía.

3) ATERRIZADO POR REACTANCIA

Este método utiliza un reactor entre el neutro del generador y tierra. La reactancia inductiva se selecciona para producir una relación $X0 / X1$ en terminales de la máquina en el rango de entre 1 a 10. Es práctica común mantener el sistema aterrizado utilizando una relación de $X0 / X1$ igual a 3 o menor. Este método de aterrizamiento produce corrientes de falla relativamente altas cuyo rango varía de 25% a 100% de la corriente de falla trifásica. Este método de aterrizado se utiliza generalmente cuando el generador se conecta directamente a un sistema de distribución sólidamente aterrizado.

4) ATERRIZADO POR TRANSFORMADOR

Este método utiliza un transformador de aterrizado conectado en las terminales del generador. El aterrizado puede proporcionarse utilizando un transformador conectado en zig zag, un transformador delta / estrella aterrizado o un transformador estrella aterrizado con una delta abierta a la cual se le conecta una resistencia. Cuando se selecciona un transformador en zig zag, un transformador delta / estrella, la impedancia de aterrizado se selecciona para proporcionar suficiente corriente para la protección selectiva de falla a tierra.

El transformador estrella / delta abierta con resistencia, generalmente es un sistema de aterrizado de alta resistencia. Este método limita la corriente de falla a tierra en el rango de 3-25 amps primarios.

El transformador en zig-zag ó el transformador delta / estrella aterrizado pueden usarse como fuente alterna de aterrizado cuando se conecta un generador con reactor en el neutro directamente a un sistema de distribución. Esta técnica también puede usarse donde varios generadores flotantes o en conexión delta se conectan a un mismo bus.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

2.- PROTECCIONES DE GENERADORES

Los generadores tienen características especiales que exigen esquemas de protección distintos a los empleados en otros equipos del sistema eléctrico. Una falla en un generador invariablemente es de carácter permanente, su reparación requiere tiempo y es costosa. En consecuencia, se justifica emplear protecciones lo más sensibles y completas posible.

El margen de sobrecarga, o tolerancia para operar fuera de sus límites nominales, es menor en generadores que en otros equipos eléctricos. Esta propiedad exige una protección adicional, de respaldo, que impida, su operación prolongada bajo condiciones anormales debidas a causas extrañas.

La gran importancia de generadores en el sistema eléctrico exige que la protección de respaldo sea seleccionada y ajustada con mucho cuidado para evitar disparos innecesarios. La protección eléctrica empleada en generadores se encuentra orientada para detectar tres tipos de condiciones anormales:

- Falla debida a cortos circuitos eléctricos en la zona de generador.
- Operación anormal del generador fuera de sus límites operacionales.
- Fallas en el resto del sistema eléctrico debidas a cortocircuitos.

Las máquinas sincronas se clasifican en dos diseños, principales máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes, los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos. La mayoría de los rotores cilíndricos está compuesta de partes de acero sólido. El número de polos es típicamente 2 o 4. Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes con núcleos laminados. Existen tres guías ANSI/IEEE que cubren los requisitos y prácticas para protección en generadores sincronos. Estas guías proporcionan información técnica de las protecciones eléctricas de los generadores sincronos. Estas guías son:

<u>GUÍA:</u>	<u>TITULO:</u>
C37.202	Guía para protección de generadores de C.A.
C37.101	Guía para protección de fallas a tierra de generadores.
C37.106	Guía para la protección para plantas generadoras de energía.

2.1 NÚMERO DE DISPOSITIVOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

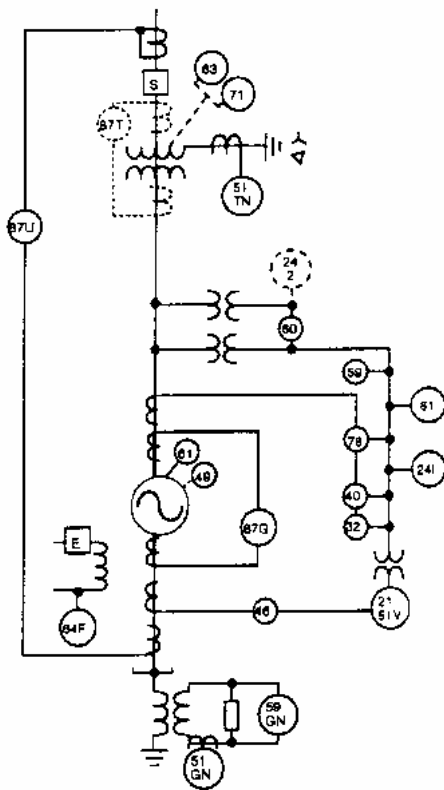
Los números de dispositivos de los relevadores es un método conciso para especificar los requisitos de protección de generadores. Cuando se utilizan relevadores discretos ellos denotan una necesidad específica de protección. Con el advenimiento de relevadores multifunción ellos se utilizan para describir varias funciones dentro de estos relevadores.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Las definiciones para cada número se dan a continuación referidas a su aplicación para protección de generadores:

DISPOSITIVO	FUNCIÓN
21	Relevador de distancia. Su uso para respaldar fallas en el sistema y fallas entre fases en la zona del generador.
24	Volts/Hertz esta protección se utiliza para protección de sobreexcitación de generador.
27	Relevador de bajo voltaje de generador.
27TN	Relevador de bajo voltaje para fallas a tierra en el estator.
32	Relevador de potencia inversa, esta es una protección de motorización del generador.
40	Protección contra pérdida de excitación.
46	Protección contra corriente de secuencia negativa para proteger al generador contra corrientes desbalanceadas.
49	Protección alta temperatura de generador.
51GN	Relevador de falla a tierra de sobrecorriente temporizada o con retardo.
51TN	Protección de falla a tierra de respaldo.
51V	Relevador de sobrecorriente temporizada supervisada por voltaje para protección de respaldo para fallas entre fases en el sistema y del generador.
59	Protección de sobrevoltaje del generador.
59GN	Protección de sobrevoltaje para fallas a tierra en el estator del generador.
60	Relés de balance del voltaje. Se utilizan para detección de fallas en fusibles en los transformadores de potencial.
62B	Temporizador de fallas de interruptor
63	Relevador de presión para fallas en el transformador.
64F	Protección de fallas a tierra de campo.
71	Bajo nivel de aceite en transformador.
78	Protección contra pérdida de sincronismo
81	Relevador de baja o alta frecuencia.
86	Relevador auxiliar de bloqueo con reposición manual.
87G	Protección diferencial. Protección primaria para fallas entre fases de generador.
87N	Protección diferencial para fallas a tierra en el estator.
87T	Protección diferencial. Protección primaria del transformador.
87U	Protección diferencial para el grupo generador-transformador.

A continuación se muestra un diagrama unifilar típico de las protecciones de un generador.



- 21 Relevador de Distancia.
- 24-1 Protección contra sobreexcitación.
- 24-2 Protección contra sobreexcitación.
- 32 Protección Potencia Inversa.
- 40 Protección pérdida de excitación
- 49 Protección Alta Temperatura.
- 51GN Fallas a tierra Estator.
- 51TN Fallas a tierra Transformador Principal
- 51V Fallas entre Fases de respaldo.
- 59 Protección de sobrevoltaje.
- 59GN Protección fallas a tierra estator.
- 60 Relé desbalance de voltaje.
- 63 Protección Buchholz.
- 64F Fallas a tierra rotor.
- 71 Bajo nivel aceite transformador.
- 78 Protección pérdida de sincronismo.
- 81 Protección Alta/Baja frecuencia.
- 87G Protección Diferencial Generador.
- 87T Protección Diferencial Transformador
- 87U Protección Dif.Grupo Gen-Transf.

Fig. 2.1 Diagrama unifilar típico de protecciones del generador

En la figura 2.1 se muestra un diagrama unifilar típico de las protecciones de un generador.

La protección eléctrica empleada en generadores se encuentra orientada para detectar tres tipos de condiciones anormales.

- Fallas debidas a cortos circuitos eléctricos en la zona del generador.
- Operación anormal del generador.
- Fallas en el resto del sistema eléctrico debidas a cortos circuitos.

2.2 PROTECCION CONTRA CORTO CIRCUITO

Para detectar fallas típicas de corto circuito en la zona de generador, se emplean: la protección diferencial de generador 87G, protección diferencial del grupo generador-transformador (87U) y la protección para fallas a tierra en el estator del generador (64G) ó (59GN).

2.3 PROTECCION DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G).

La protección diferencial de generador detecta principalmente cortocircuito entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando se trata de generadores cuyo neutro está aterrizado a través de un reactor de baja resistencia, la protección diferencial detecta también cortocircuitos interiores de fase a tierra. El principio de operación de la protección diferencial en la mayoría de las veces se basa en la comparación de la corriente que sale de un embobinado, con la corriente que entra del otro extremo del mismo embobinado; si las dos corrientes son iguales al embobinado esta bien, si fuesen diferentes entonces existe falla.

El área de selección de esta protección se encuentra limitada por la ubicación de los transformadores de corriente, de donde se toma la señal para la protección. No se requiere tiempo de coordinación con otros relevadores, características que lo hace ser de alta velocidad.

Debido a la saturación de los transformadores de corriente en realidad estos relevadores utilizan para su operación una corriente diferencial que esta formada por la diferencia de las corrientes que entran y salen de un embobinado y una corriente de restricción que es una corriente proporcional a la corriente que atraviesa el embobinado en la misma dirección, esto hace al esquema de protección diferencial insensible para fallas externas. La relación de corriente de operación entre corriente de restricción se le llama pendiente. Los relevadores con pendiente fija usualmente tienen valores entre el 10 y 25%. En algunos casos se usan relevadores con pendiente variable que varían de 5 a 50%.

La figura 2.3.1 muestra la conexión típica de un esquema de protección diferencial en la que se muestran las bobinas de operación y de restricción del relevador.

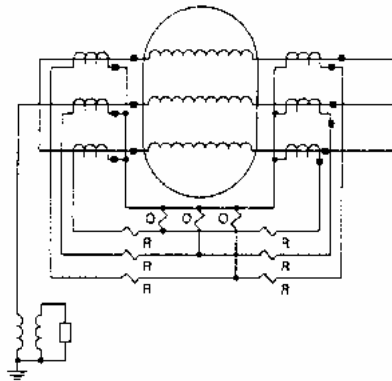


Fig. 2.3.1 Conexión típica protección diferencial generador

La fig. 2.3.2 muestra las características de operación de un relevador diferencial de porcentaje con una pendiente de 10 %.

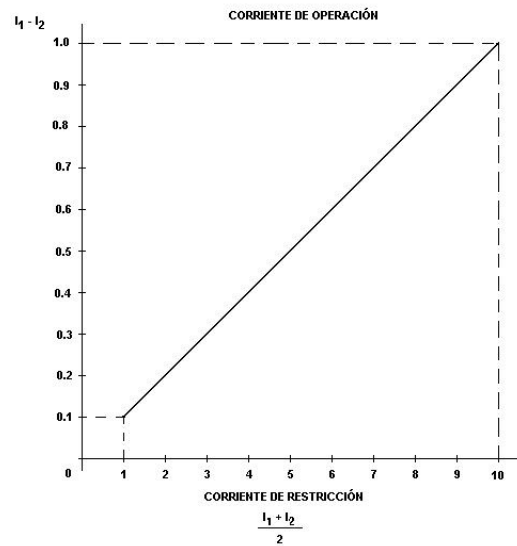


Fig. 2.3.2 Característica de operación Relevador diferencial de porcentaje con pendiente del 10 %

2.4 PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR (87G Y 64 ó 59GN).

El esquema de protección de falla a tierra en el estator depende del tipo de aterrizamiento utilizado en el generador y la forma en que se conecta al sistema de potencia.

2.5 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA FALLAS A TIERRA (87GN)

Este esquema se utiliza en generadores que utilizan aterrizado de baja resistencia donde la corriente de falla a tierra en terminales del generador es de 200 A al 150 % de la corriente a plena carga.

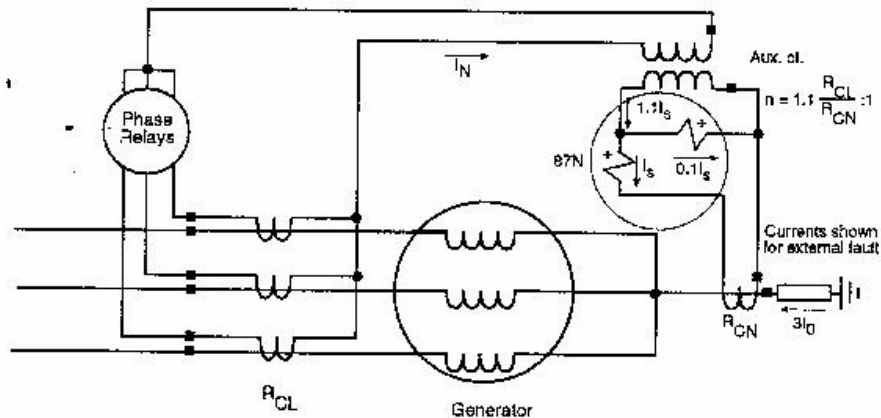


Fig. 2.5.1 .- Esquema diferencial de falla a tierra

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

La fig. 2.5.1 muestra el esquema diferencial de falla a tierra que proporciona una buena selectividad para fallas a tierra. Se utiliza un esquema tipo producto de sobrecorriente direccional. El relevador se conecta la corriente de operación de los TC's de la salida de la máquina del generador y la corriente de polarización de la corriente de neutro del generador. La comparación diferencial esta polarizada para asegurar que existe una restricción positiva para fallas externas aún cuando los transformadores de corriente R_{CN} y R_{CL} tengan diferentes características de funcionamiento. Este esquema proporciona excelente seguridad contra malas operaciones para fallas externas y proporciona una detección sensible para fallas a tierra internas.

2.6 PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA DE ESTATOR (64 ó 59N)

La protección contra fallas a tierra en el estator del generador trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema aterrizado a través de una alta impedancia. El voltaje en este punto en condiciones normales es cero, existe la componente de tercera armónica que puede ser apreciable pero fácilmente eliminable por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador. El voltaje en el neutro de un generador será mas alto cuanto mas alejado del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje; pero ese punto es el menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. El relevador habitualmente empleado tiene sensibilidad suficiente para cubrir del 90 al 95% el embobinado del generador, así como las fallas a tierra en las conexiones a voltaje de generación: buses ductos, embobinado de transformador de unidad y embobinado del transformador de auxiliares.

Esta protección se aplica básicamente a un generador de sistema unitario que sea conectado directamente a un transformador elevador, en los que el sistema se compone exclusivamente de equipo instalado dentro de la misma planta y no dotado de interruptores para su separación.

El aterrizado de alta resistencia de los generadores utiliza un transformador de distribución con un voltaje primario mayor o igual al voltaje nominal del generador de fase a tierra y un voltaje secundario de 120 o 240 volts.

El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobrevoltaje para que no se sature en fallas de línea a tierra con la maquina operando 5% arriba de voltaje nominal. La resistencia secundaria se selecciona de manera que para una falla a tierra en terminales de generador, la potencia disipada en la resistencia sea igual a los voltampers reactivos de la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus terminales y todos los transformadores conectados al generador. Usando este método de aterrizado, las fallas a tierra se limitan usualmente entre 3 y 25 amperes primarios. Como resultado, este nivel de corriente de falla no es suficiente para operar la protección diferencial del generador.

2.7 PROTECCION DE FALLA A TIERRA AL 100% DEL DEVANADO DEL ESTATOR.

La protección convencional para fallas a tierra del estator como se mencionó anteriormente puede cubrir hasta el 95% del devanado, esto se debe a que la falla en el 5% del devanado restante no causa suficiente voltaje residual de 60 Hz para que opere este relevador. Es importante proteger los generadores de mayor capacidad con un esquema de protección que

proteja el 100% del devanado. Estas técnicas de protección de fallas a tierra en el estator pueden dividirse en dos categorías.

- Técnicas basadas en el voltaje de 3a. armónica.
- Inyección de voltaje residual o de neutro.

Técnicas basadas en el voltaje de tercera armónica.- Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes en las terminales de cualquier máquina en varios grados y éstas variaciones se deben a diferencias en el diseño y fabricación de las máquinas sincronas. Si esta presente suficiente cantidad, este voltaje se usa para los esquemas en esta categoría para detectar fallas a tierra cerca del neutro. Los voltajes de tercera armónica medidos en el neutro del generador o en terminales del generador o en ambos se usan para esta protección. La figura 2.1.3 representa los voltajes de tercera armónica en el neutro y las terminales para un generador típico durante diferentes condiciones de carga.

- a).- Condiciones normales de operación.
- b).- Para una falla en el neutro.
- c).- Para una falla en terminales del generador.

Se pueden hacer las siguientes observaciones de la figura 2.7.1

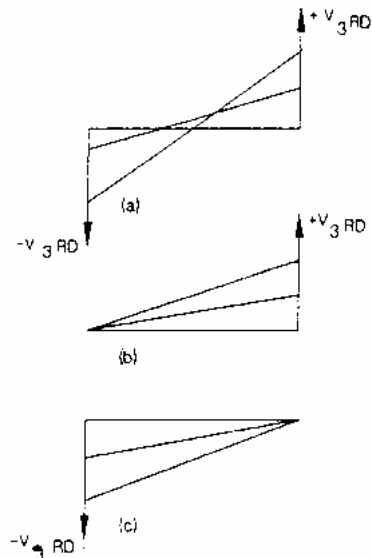


Fig. 2.7.1 Voltajes de Tercera armónica

1.- El nivel de voltaje de la tercera armónica en el neutro y en terminales del generador dependen de las condiciones de operación del generador. El voltaje es mayor a plena carga que sin carga, sin embargo dependiendo del diseño del generador lo inverso puede ser cierto.

2.- Existe un punto de devanado donde el voltaje es cero, la posición exacta de este punto depende de las condiciones de operación y del diseño del generador.

3.- Para una falla a tierra en el neutro el voltaje de tercera armónica en el neutro es cero. Para una falla cerca del neutro el nivel de voltaje de tercera armónica en el neutro disminuirá y el nivel en terminales de generador aumentará. La cantidad de disminución o incremento dependerá de las condiciones de operación y la localización de la falla.

4.- Para una falla a tierra en terminales, el voltaje de tercera armónica en las terminales será cero. Si la falla ocurre cerca del neutro del generador, el voltaje de tercera armónica en el neutro aumentará y el de las terminales disminuirá. La cantidad de incremento o decremento dependerá otra vez de las condiciones de operación y de la localización de la falla.

5.- Los niveles de tercera armónica variarán de una máquina a otra dependiendo del diseño. Los niveles de tercera armónica de cualquier generador se medirán con el generador conectado y desconectado del sistema de potencia antes de instalar cualquier esquema de protección basado en la tercera armónica para asegurar niveles adecuados para operar estos esquemas.

Las técnicas basadas en el uso de tercera armónica pueden dividirse como siguen:

Técnica de bajo voltaje del neutro de tercera armónica.

Técnica del voltaje residual de tercera armónica en terminales.

Técnica del comparador de tercera armónica.

Técnica de bajo voltaje de tercera armónica, figura 2.7.2

Esta técnica usa el hecho de que para una falla cerca del neutro el nivel del voltaje de tercera armónica disminuirá. Por lo tanto un relevador de bajo voltaje de tercera armónica conectado en el neutro podría detectar fallas cerca del neutro. Las fallas a tierra en el resto de los devanados pueden detectarse por el esquema convencional de falla a tierra que opera un relé de sobrevoltaje (59GN) que opera con un voltaje de 60 Hz. La combinación de ambos relevadores proporciona 100% de protección del devanado del estator. La figura 2.7.2 muestra un esquema que usa esta técnica.

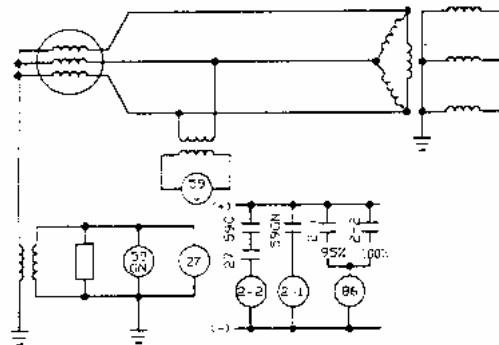


Fig. 2.7.2. Técnica de bajo voltaje 3ª Armónica

Los ajustes de los detectores de bajo y alto voltaje se seleccionan para traslaparse para todas las localidades de falla en el devanado del estator desde las terminales del generador al neutro. Generalmente los voltajes de tercera armónica de más de un 1% del voltaje nominal se requiere para proporcionar un traslape adecuado. Normalmente la protección de bajo voltaje de tercera armónica puede proporcionar una protección adecuada del 0 al 30% del devanado del estator medido del neutro hasta las terminales de máquina. Los ajustes del relé de bajo voltaje deben estar debajo del voltaje mínimo de tercera armónica presente en el neutro durante condiciones normales de operación del generador, el relé de bajo voltaje de tercera armónica debe bloquearse para evitar disparos falsos durante el arranque o paro del generador. Esto se logra proporcionando un relé supervisor del sobrevoltaje (59C). En algunos casos el generador no desarrolla voltaje significativo de tercera armónica hasta que es cargado.

En este caso debe proporcionarse una supervisión de sobrecorriente con un relevador; el relevador de sobrecorriente operará cuando su corriente exceda su valor de arranque. Por lo tanto en condiciones de baja carga o cuando el interruptor principal esté abierto, el voltaje de tercera armónica estará fuera de servicio y se debe considerar un esquema de protección alterno. La protección de bajo voltaje de tercera armónica operará para cortocircuitos o circuitos abiertos en los devanados primarios secundarios del transformador de aterrizado pero no será capaz de detectar un circuito abierto en la resistencia secundaria del aterrizado.

Técnica del voltaje residual de tercera armónica en terminales de generador (2.1.5).

Esta técnica está basada en el hecho de que una falla cerca del neutro, al nivel de voltaje de tercera armónica residual en terminales de generador se incrementa, por lo tanto, se utiliza un relevador de sobrevoltaje de tercera armónica conectado en las terminales del generador para detectar fallas cerca del neutro y como se mencionó anteriormente las fallas a tierra en el resto de los devanados puede detectarse por la protección convencional del 95%. Por lo tanto, a los generadores se les proporciona el 100% de protección del devanado del estator. Una figura simplificada de este esquema se ilustra en la figura 2.1.5.

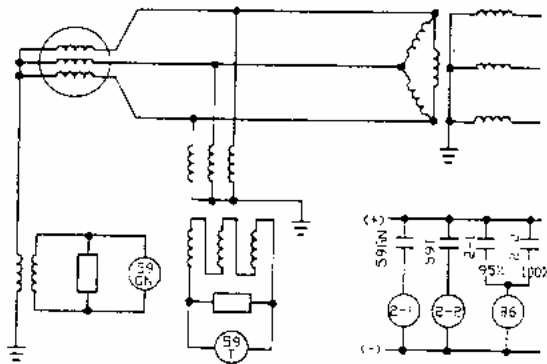


Fig. 2.7.3 Voltaje residual de 3ª Armónica

El voltaje residual en las terminales de máquina se proporciona por transformadores de potencial conectado en estrella-delta abierta. Este voltaje se pasa a través de un filtro de tercera armónica a un relé de sobrevoltaje 59T.

Para una falla a tierra cerca del neutro, el nivel de tercera armónica en terminales del generador es elevada y el relevador de sobrevoltaje de tercera armónica operaría. Este relevador debe ajustarse de manera que no opere el voltaje máximo de tercera armónica presente en terminales de generador durante operación normal. También los ajustes de los relés de sobrevoltaje en el neutro y en las terminales del generador deben ajustarse para asegurar una detección de fallas en el 100% del devanado.

Técnica de comparador de voltaje de tercera armónica. Este esquema compara la magnitud de voltaje de tercera armónica en el neutro del generador con el de las terminales del generador. Este esquema está basado en la premisa de que la razón de voltaje de tercera armónica en terminales del generador al voltaje en el neutro del generador es casi constante durante la operación normal del generador, esta razón se desequilibra para una falla a tierra cerca del neutro o cerca de las terminales del generador y este hecho se usa para detectar estas fallas. Las fallas a tierra en la porción restante del devanado se detecta por el método convencional del 95%. La figura 2.7.4 muestra un diagrama simplificado del esquema del comparador.

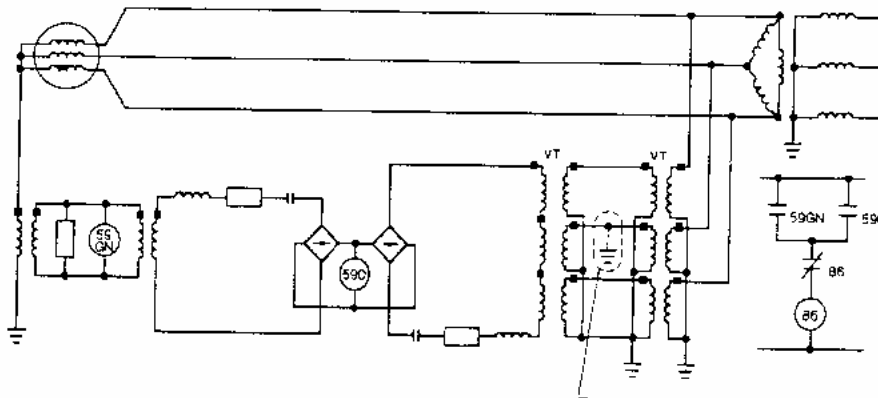


Fig 2.7.4 59GN relevadores de voltaje convencional sintonizado a la frecuencia fundamental
59D Relevadores de voltaje diferencial de tercera armónica.

El principio básico de este esquema es una técnica diferencial de tercera armónica. Consta de dos rectificadores de onda completa, 2 filtros pasabanda de 180 Hz y un transformador de igualación. El transformador de aislamiento se utiliza para igualar el voltaje de tercera armónica de las terminales del generador y los de neutro. Cualquier diferencia de voltaje causará que la corriente fluya en el relevador diferencial. Este relevador supone que la razón del voltaje de tercera armónica en terminales del generador al voltaje en el neutro permanece constante durante condiciones normales. Si la razón de voltaje terminal de tercera armónica al voltaje de neutro cambia, esto provocará una diferencia en el voltaje del relevador haciéndolo operar.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Los ajustes del relé de protección del 95% (59NG) y el relé diferencial de tercera armónica (59D) deben seleccionarse de manera que se cubra el 100% del devanado del generador. El relevador diferencial de tercera armónica detectará fallas a tierra cerca del neutro así como de las terminales. La sensibilidad del relevador diferencial será mínima para fallas cerca de la mitad del devanado. En este punto la diferencia entre los voltajes de tercera armónica en el neutro y las terminales es cercana al ajuste del relevador. Los ajustes del relevador usualmente se determinan de pruebas de campo durante la puesta en servicio.

La protección contra fallas a tierra en el estator debe disparar y parar la unidad por medio de un relevador auxiliar de contactos múltiples con reposición manual.

2.8 PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN.

Para detectar condiciones anormales de operación de un turbogenerador se emplean protecciones contra pérdidas de campo (40G), protección contra fallas a tierra de campo (40F), protección contra fallas internas en el sistema de excitación, protección contra sobrevoltajes en el generador (59G), protección contra sobreexcitación en el generador (24), protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46), protección contra alta temperatura en el estator (49G), protección contra potencia inversa (32G), protección de baja o alta frecuencia (81G), protección de voltaje balanceado (60G), protección contra energización accidental (50/27), protección contra pérdida de sincronismo (78) y protección contra falla de interruptor (50BF)

2.9 PROTECCIÓN PÉRDIDA DE CAMPO (40G),

La pérdida total o parcial del campo de un generador sincrónico está en detrimento del generador y del sistema de potencia del cual se conecta. Esta condición debe ser detectada rápidamente y el generador aislarlo del sistema para evitar el daño del mismo. Una condición de pérdida de excitación que no se detecte puede causar un impacto devastador en el sistema de potencia ocasionando una pérdida de soporte de potencia reactiva así como creando un dren substancial de potencia reactiva. En generadores grandes esta condición puede contribuir a tener un colapso de voltaje del sistema en una amplia área.

La curva de capacidad del generador (figura 2.9.1), proporciona una representación de la operación de la máquina sincrónica. Normalmente el campo de generador se ajusta de manera que esta entrega potencia activa así como reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se reduce o se pierde el generador absorbe potencia reactiva del sistema y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen una baja o reducida estabilidad estable. Si ocurre una pérdida total de excitación el sistema puede proporcionar potencia reactiva suficiente sin una gran caída de voltaje en terminales, el generador puede funcionar como generador de inducción, de otra manera se perderá sincronismo. El cambio de la operación normal sobreexcitada a la región subexcitada cuando se pierde el campo no es instantáneo si no ocurre en un período de tiempo que dependa del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema.

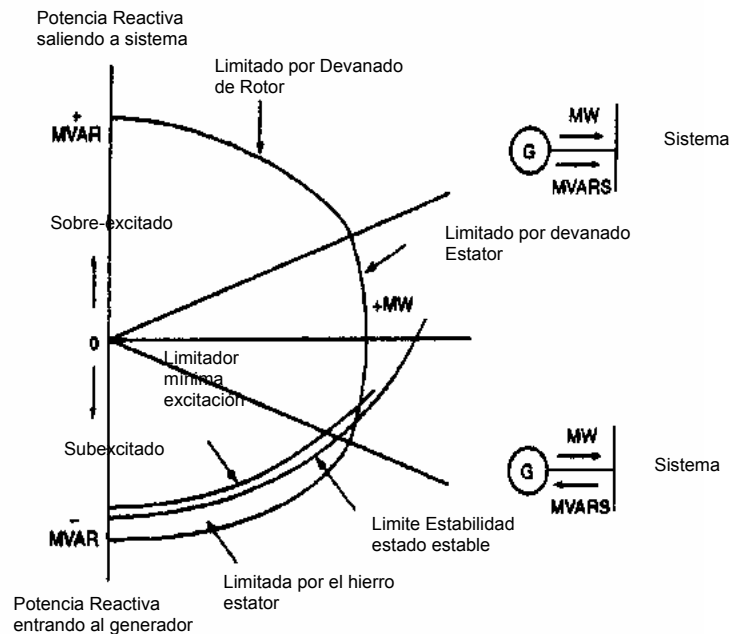


Fig 2.9.1 Curva de capacidad del generador

La curva de capacidad del generador (figura 2.9.1), representa los límites operacionales del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En la región de baja excitación están limitados por el calentamiento del área del estator. El ajuste del control del regulador del voltaje se coordina con el límite de estabilidad de estado estable del generador que es una función del tamaño del generador, la impedancia, del sistema y el voltaje en terminales del generador. El control del nivel mínimo de excitación del generador previene que su excitador reduzca su campo de abajo de su límite de estado estable.

Las causas principales de baja excitación son entre otras cosas:

Regulador de voltaje desconectado ó ajuste manual de excitación demasiado baja.

Falla de escobillas.

Apertura de interruptor de campo principal o de campo del excitador.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Cortocircuito del campo.

Cuando un generador sincrónico, pierde su excitación girará a una velocidad mayor que el sincrónico y operará como generador de inducción entregando potencia real al sistema pero al mismo tiempo obteniendo su excitación del sistema como un dren grande de potencia reactiva. Este drenaje de potencia reactiva alto causa problemas para el generador, máquinas adyacentes y para el resto del sistema, el impacto sobre el sistema dependerá de su capacidad, de la carga en el generador antes de la pérdida del campo y del tamaño del generador.

Los daños provocados a un generador cuando opera como generador de inducción se presenta como calentamiento en la superficie del rotor debido a las corrientes de eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, el cuerpo del rotor y en anillos de retención. Las altas corrientes reactivas absorbidas por el generador del sistema, sobrecargan el devanado del estator causando que la temperatura del estator se incremente. El tiempo de daño de la máquina debido a las causas mencionadas puede ser tan corto como 10 segundos hasta varios minutos. El tiempo de daño depende del tipo de máquina, tipo de pérdida de excitación, característica del gobernador y carga en el generador.

El método más comúnmente utilizado para detectar pérdidas de campo del generador es el uso de relevadores de distancia para sensar la variación de impedancia vista desde las terminales del generador. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación operando a varios niveles de carga, la variación de impedancia vista desde las terminales del generador tendrá unas características mostradas en el diagrama R-X de la figura 2.9.2.

Refiriéndonos a la figura 2.9.2 la impedancia aparente para una máquina cargada completamente viajará del punto de carga en el primer cuadrante a el cuarto cuadrante cerca del eje X y tendrá un valor mayor que la mitad de la reactancia transitorio de eje directo X'_d entre 2 en aproximadamente de 2 a 7 segundos. La impedancia final dependerá de la carga en la máquina antes de la pérdida de excitación y variará de $X'_d/2$ a plena carga a alrededor de la reactancia sincrónica de eje directo X_d sin carga. La presencia de magnetismo residual en el campo de la máquina después de una pérdida de excitación puede resultar en una impedancia mayor que X_d .

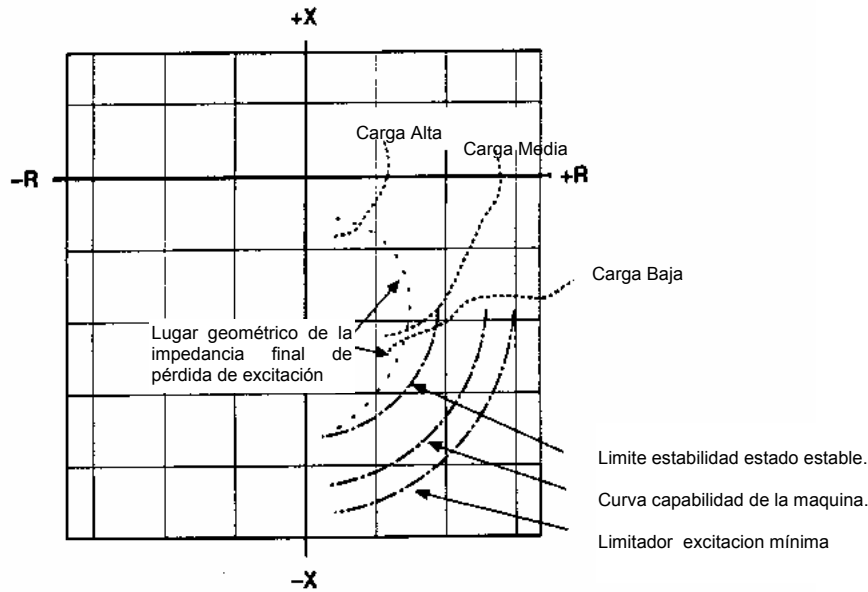


fig 2.9.2 Impedancia aparente de la máquina sincrónica

El método más popular y confiable para la protección contra pérdidas de excitación es utilizar un relé de distancia tipo mho con desplazamiento. Las características de operación de un relé tipo mho con desplazamiento de una zona se muestra en la figura 2.9.3.

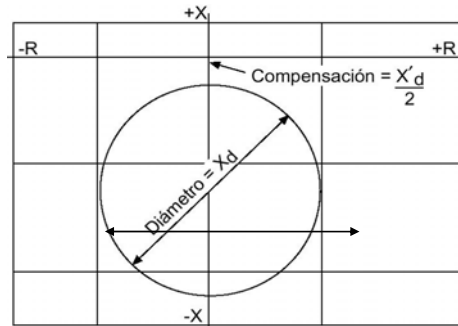


fig. 2.9.3 Característica relevador tipo Mho

El relevador se conecta en las terminales del generador y es alimentado con voltajes y corrientes del generador. El relevador mide la impedancia vista de las terminales del generador hacia el generador y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular.

Los ajustes típicos para este relevador son:

El desplazamiento igual a un medio de la reactancia transitoria del eje directo para prevenir malas operaciones durante disturbios del sistema, el diámetro del círculo se ajusta igual a la

reactancia sincrónica del eje directo, puede utilizarse un retardo de tiempo de .5 a .6 segundos para proporcionar seguridad contra oscilaciones de potencia en el sistema. Estos ajustes pueden proporcionar protección contra pérdida de excitación del generador sin carga o a plena carga si la reactancia sincrónica de eje directo de generador está en el rango de 1 a 1.2 p.u.

Las máquinas modernas están diseñadas con valores de reactancia sincrónica mayores en el rango de 1.5 a 2 p.u. Con estos valores altos de reactancia el ajuste de diámetro del relé tipo mho a X_d abrirá la posibilidad de disparos incorrectos durante la operación subexcitada. Para prevenir estas malas operaciones el diámetro del círculo se limita a 1 p.u. (en la base del generador). Este ajuste reducido limitará la cobertura de protección a máquinas con mucha carga y no proporcionarán protección para condiciones de carga baja.

Para vencer la limitación mencionada, pueden usarse 2 relevadores mho con desplazamiento como se muestra en la figura 2.9.4. El relevador con un diámetro de 1 p.u. detectará la pérdida de excitación desde plena carga hasta aproximadamente el 30% de la carga y el relevador se ajusta con un tiempo instantáneo para proporcionar una protección rápida para condiciones severas en términos de posible daño a la máquina y efectos adversos al sistema. El segundo relevador con un diámetro igual de X_d con un retardo de .5 a .6 seg. proporcionará protección de pérdida de excitación para la condición de no carga.

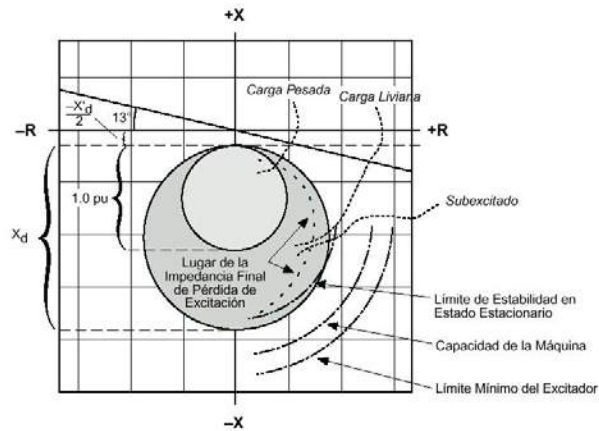


fig 2.9.4

La protección de pérdida de excitación normalmente se conecta para disparar al interruptor principal del generador y el interruptor de campo y transferir los auxiliares de unidad. El interruptor de campo se dispara para minimizar el daño al campo del rotor en caso de que la pérdida de campo se deba a un cortocircuito en el campo del rotor o un arqueo en una escobilla.

2.10 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS DE TIERRA EN EL CAMPO (64F).

Es preestablecido operar el campo de generador aislado de tierra. Se provee una protección que detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo. Esta protección se emplea para dar la alarma, con objeto de que la unidad sea retirada del servicio para su inspección tan pronto como las condiciones de carga del sistema lo permitan.

La primera falla de tierra en el campo no impide seguir operando el generador, pero debe repararse antes de que se presente una segunda, pues eso ya significaría un cortocircuito y causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.

Existen dos principios de operación para detectar fallas a tierra en campo de generadores.

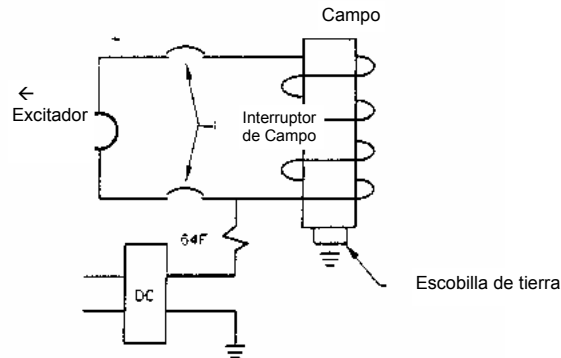


Fig 2.10.1

- 1.- Aplicación de voltaje de corriente directa entre el campo y tierra para medir la corriente que circula (figura 2.10.1).
- 2.- Medición de voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de un potenciómetro de resistencias.

En el primer caso se utiliza un temporizador de 2 a 3 segundos a fin de prevenir operaciones innecesarias para desbalances momentáneos transitorios del circuito de campo con respecto a tierra. Estos desbalances momentáneos pueden ser causados por la operación de sistema de excitación a base de tiristores.

En sistemas de excitación sin escobillas el monitoreo continuo para fallas a tierra del campo no es posible detectarlos con los métodos convencionales discretos ya que las conexiones de campo del generador están contenidas en el elemento rotatorio.

La figura 2.10.2 ilustra la adición de una escobilla piloto o escobillas para tener acceso a las partes rotatorias del campo. Normalmente esto no se hace puesto que la eliminación de escobillas es una de las ventajas en el sistema sin escobillas. Sin embargo, los sistemas de detección pueden usarse para detectar fallas a tierra en el campo si se proporciona un anillo colector en la flecha rotatoria junto con una escobilla piloto que puede instalarse periódicamente para monitorear el sistema. La verificación de tierra se puede hacer automáticamente con un secuenciador o por el operador. Las escobillas usadas en este esquema no son apropiadas para contacto continuo con los anillos colectores. La impedancia

del circuito de campo a tierra es una pierna de un puente de Whetstone conectado a través de la escobilla. Una falla a tierra cortocircuita, el devanado de campo a una capacitancia del rotor C_R , que desbalancea el circuito de campo. Para máquinas sin escobillas mediciones de resistencia pueden usarse para evaluar la integridad del devanado de campo.

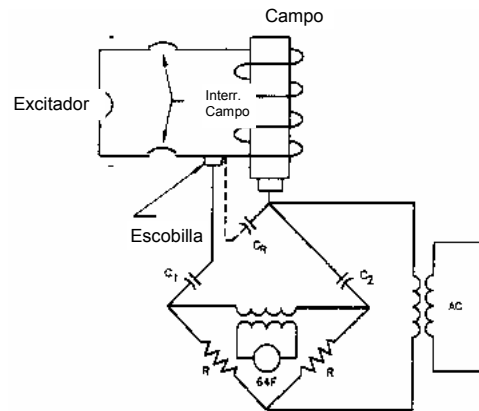


fig 2.10.2

La figura 2.10.3 ilustra un método para el monitoreo continuo de tierras en el campo en maquinas sin escobillas sin usar escobillas piloto. El transmisor del relevador esta montado en el campo del generador. Su fuente de potencia es el sistema de excitación de c.a. sin escobilla. Se conectan 2 terminales al circuito puente del rectificador rotatorio para proporcionar esta potencia. La detección de tierra se obtiene conectando una terminal del transmisor a el bus negativo del rectificador de campo y la terminal de tierra a la flecha del rotor. Estas conexiones ponen al rectificador de campo en serie con el voltaje del rectificador en el transmisor. La corriente se determina por la resistencia de campo a tierra y la localización de la falla con respecto al bus positivo y negativo. El transmisor detecta el cambio de resistencia entre el devanado de campo y el núcleo del rotor. El led del transmisor emite luz para condiciones normales. El receptor se monta en el gabinete del excitador. Los detectores infrarrojos del receptor sensan la luz del led a través del entrehierro. Al detectar una falla el led se apaga y actuará el relevador de falla a tierra para iniciar un disparo o alarma.

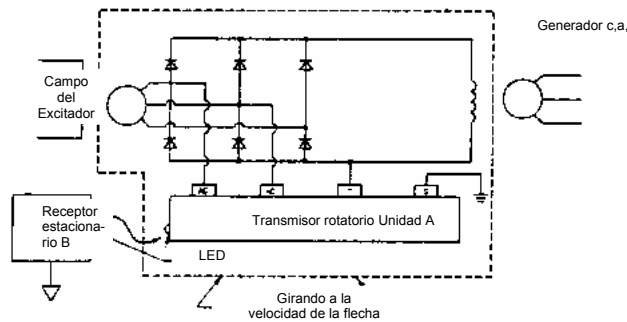


fig. 2.10.3

2.11 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46G).

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa detecta toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Estas corrientes asimétricas se pueden deber a fallas asimétricas de alta tensión.

Una fase abierta en algún circuito conectado el generador.

Cargas desbalanceadas, asimétricas del sistema como líneas no transpuestas y cargas desbalanceadas.

Cargas con alto contenido de armónicas.

La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla de fase a fase. La condición de conductor abierto produce bajos niveles de secuencia negativa comparado con las fallas de fase a fase.

Si una condición de conductor abierto no es detectada presenta un serio riesgo para el generador ya que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo en el rotor aún a bajas corrientes de carga.

Durante condiciones desbalanceadas se produce corriente de secuencia negativa. La componente de corriente de secuencia negativa gira en dirección opuesta del rotor. El voltaje producido por esta corriente vista por el rotor tiene una frecuencia de 2 veces la velocidad sincrónica como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El efecto piel de las corrientes de doble frecuencia en el rotor causan que se forcen a circular en los elementos superficiales del rotor.

La figura 2.11.1, representa la forma general de un rotor. Las bobinas del rotor son fijadas al cuerpo del rotor por cuñas metálicas que se forzan en los dientes del rotor. Las terminales de las bobinas se fijan contra la fuerza centrífuga mediante anillos de retención de acero que se ajustan al cuerpo del rotor. Las cuñas del rotor y las cintas metálicas debajo de las cuñas que se localizan cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo largo de la superficie a los anillos de retención. La corriente después fluye a través del contacto metal metal de los anillos de retención a las cuñas y a las partes del rotor. Debido al efecto piel solo una pequeña porción de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo.

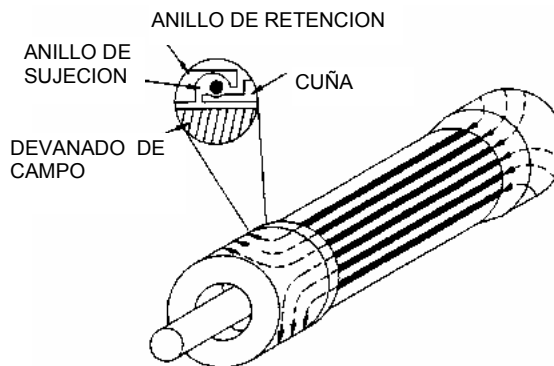


Figura 2.11.1 Corrientes de secuencia negativa en la superficie del rotor

La curva de calentamiento tolerable en el rotor es función de la corriente de secuencia negativa en el estator y se puede expresar con la ecuación $I_2^2 \times T = K$.

K = a una constante que depende del diseño del generador.

T = a tiempo en segundos y

I_2 = corriente de secuencia negativa rms.

La capacidad continua de corrientes de secuencia negativa esta en la norma ANSI C50.13 y se proporciona a continuación:

<u>TIPO DE GENERADOR</u>	<u>I_2 PERMISIBLE (EN %)</u>
Polos salientes con devanados amortiguadores.	10 %
Polos salientes sin devanados amortiguadores.	5 %
Rotor cilíndrico enfriado indirectamente.	10 %
Rotor cilíndrico enfriado directamente hasta 960 MVA	8 %
Rotor cilíndrico enfriado directamente de 961 a 1200 MVA	6 %
Rotor cilíndrico enfriado directamente de 1201 a 1500 MVA	5 %

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

La constante K también definida por ANSI C50.13 es:

<u>TIPO GENERADOR</u>	<u>K PERMISIBLE</u>
Generador de polos salientes.	40
Condensador sincrónico.	30
Generador de rotor cilíndrico indirectamente enfriado.	20
Generador con rotor cilíndrico directamente enfriado-hasta 800 MVA	10

En la actualidad se utilizan relevadores estáticos o digitales para proteger generadores con valores de K menores de 10 y hasta 50. Respecto a la corriente de arranque pueden obtenerse valores hasta del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relevadores el ajuste de arranque puede seleccionarse a la capacidad continua de corriente de secuencia negativa del generador y el valor de K a un valor menor que la capacidad del generador de acuerdo a su diseño.

El contacto del disparo del relevador de secuencia negativa debe conectarse para disparar únicamente el interruptor de unidad pues se trata de una protección que opera en función de causas externas del generador. La unidad debe quedar rodando excitada disponible para ser resincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

2.12 PROTECCIÓN DE SOBREENCITACIÓN Y SOBREVOLTAJE DE GENERADOR (24G).

La sobreexcitación de un generador o de cualquier transformador conectado a las terminales del generador debidamente ocurrirá siempre que la razón de voltaje y frecuencia expresada como Voltz por Hertz (V/Hz) aplicados a las terminales del equipo excede a los límites del diseño, Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites.

Generadores 1.05 p.u. (en base a generadores).

Transformadores 1.05 p.u. a carga nominal con .8 de factor de potencia y 1.1 p.u. sin carga.

Estos límites se aplican siempre y cuando no se tengan datos del equipo por el fabricante. Cuando esta razón de volts/hertz son excedidos, ocurrirá una saturación de núcleo magnético de generador, de los transformadores conectados y se inducirá flujo disperso en componentes no laminados que no se diseñaron para transportar flujo magnético. Pueden ocurrir daños en segundos. Es una práctica general, proteger los generadores y transformadores de altos niveles de flujo magnético con una protección V/Hz. Esta protección es independiente del control V/Hz en el sistema de excitación.

La figura 2.12.1 muestra una sección transversal de un turbogenerador en la que se muestran los flujos magnéticos principales y de dispersión.

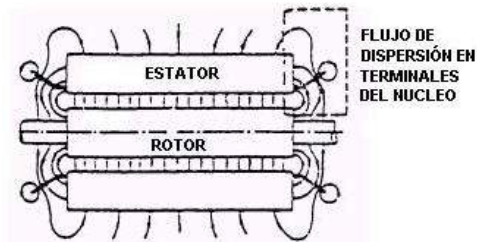


fig 2.12.1.- SECCIÓN TRANSVERSAL AXIAL DE UN TURBOGENERADOR DONDE SE INVESTIGAN LAS TRAYECTORIAS DE FLUJO MAGNÉTICO

Los campos magnéticos de dispersión son los más dañinos o los más peligrosos en las terminales del núcleo del generador donde el campo disperso puede conducir altas corrientes de eddy en las partes de acero sólido y en las laminaciones finales del núcleo. Esto resulta en pérdidas mayores y calentamiento en estos componentes.

El daño debido a una operación excesiva de sobreexcitación ocurre frecuentemente cuando la unidad está fuera de línea, antes de la sincronización. El potencial para la sobreexcitación del generador aumenta dramáticamente si los operadores preparan manualmente la unidad para sincronización, particularmente si la alarma de sobreexcitación es inadecuada.

El daño del equipo por excesivo voltaje solo principalmente es causado por la rotura del aislamiento debido a esfuerzos dieléctricos. Los sobrevoltajes sin sobreexcitación pueden ocurrir cuando un generador experimenta sobrevelocidad debido a un rechazo de carga, una falla severa repentina o alguna otra razón. Una sobreexcitación ocurre en estos casos debido a que el voltaje y la frecuencia incrementan en la misma proporción. Los fabricantes generalmente proporcionan las curvas voltaje tiempo en la que muestran los límites permisibles de operación.

Al ajustar la protección de sobrevoltaje para una unidad generadora es importante que los límites permisibles para el generador y el transformador se pongan en una base común de voltaje. La protección óptima para la protección de sobreexcitación es mediante el uso de relevadores de sobreexcitación con curvas de tiempo inverso que se adaptan mejor a las curvas de daño de sobreexcitación de los generadores y transformadores (Fig. 2.15.2).

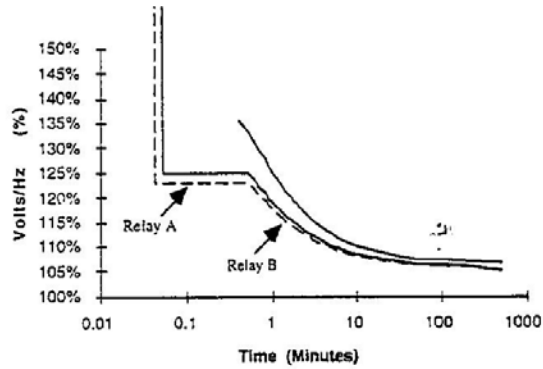


Fig. 2.12.2 Protección contra sobreexcitación

2.13 PROTECCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJE EN EL GENERADOR (59G).

La protección contra sobrevoltaje del generador es empleada principalmente en plantas hidroeléctricas contra las eventualidades eléctricas:

Falla en el regulador automático de voltaje.

Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Rechazo de carga a líneas de transmisión conectadas a la unidad en la cual el exceso de potencia reactiva se compone con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder control del voltaje.

2.14 PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA (81P)

la protección de baja frecuencia se emplea en generadores de gran capacidad en vista de que las aspas grandes de las partes de baja presión de la turbina presenta problemas de vibración a baja velocidad.

Esas aspas son de diseño muy crítico, se calculan de manera que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan con ninguna armónica de la frecuencia de vibración a velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidad ligeramente distantes que la nominal si puede haber frecuencias naturales de vibración o sus armónicas debiendo evitarse que la turbina opere en estas condiciones.

La operación de baja frecuencia se debe generalmente a sobrecargas del sistema, puede presentarse transitoriamente cuando se aíslan partes del sistema eléctrico.

El fenómeno de daño a las aspas largas por vibración es acumulativo. El total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad.

Como criterio para medir la velocidad de la turbina se emplea la medición de la frecuencia del voltaje del generador que además indica que el generador está excitado.

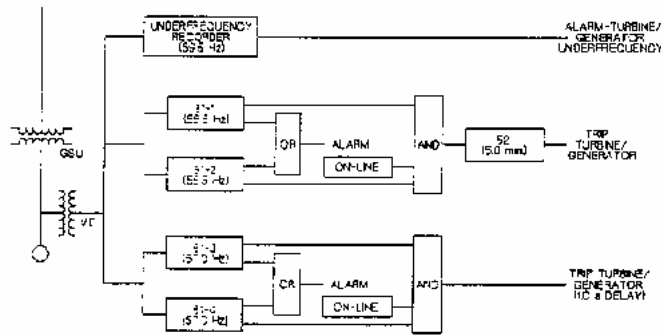


Fig 2.14.1 Esquema de protección de baja frecuencia para una turbina de vapor

2.15 PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (32).

Fallas contra las cuales protege.

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. El generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de generador y motor.

Esta pérdida de potencia del motor se pueden deber a las siguientes causas:

- Falla en el propio motor o turbina.
- Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor.
- Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema, etc.)

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado al generador.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Base de Operación.

El relevador de potencia inversa empleado en generadores movidos por turbinas de vapor es trifásico, tipo copa de inducción, de alta sensibilidad, y equipado con un elemento auxiliar de tiempo.

Para generadores movidos por turbinas hidráulicas, turbinas de gas o motores de combustión interna se pueden utilizar relevadores monofásicos del tipo de disco de inducción, que tienen demora inherente de tiempo inverso.

La diferencia se debe a que las turbinas de vapor tienen pérdidas mecánicas muy bajas, del orden de 1% de su potencia nominal. Para los demás tipos de motores de potencia para motorizar es mayor de 10% de sus potencia nominal.

2.16 PROTECCIÓN CONTRA TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR (49G).

Fallas contra las cuales protege.

La protección contra temperatura alta en el estator del generador detecta las condiciones de operación que causan calentamiento del generador, que son principalmente:

- a. Sobrecarga continua.
- b. Sistema de enfriamiento dañado.
- c. Sistema de enfriamiento mal ajustado.

Base de Operación.

La protección contra temperatura alta en el estator opera por medio de un medidor de temperatura, generalmente tipo puente de Wheatstone, que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador.

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puntos múltiples para supervisar la operación de generadores. Si estos instrumentos tienen contacto de temperatura alta, éste se usa para dar alarma.

Si se desea disparar la unidad por temperatura alta generalmente se utiliza un relevador por separado, operando con un detector de temperatura independiente, y ajustado 10°C arriba del valor de alarma.

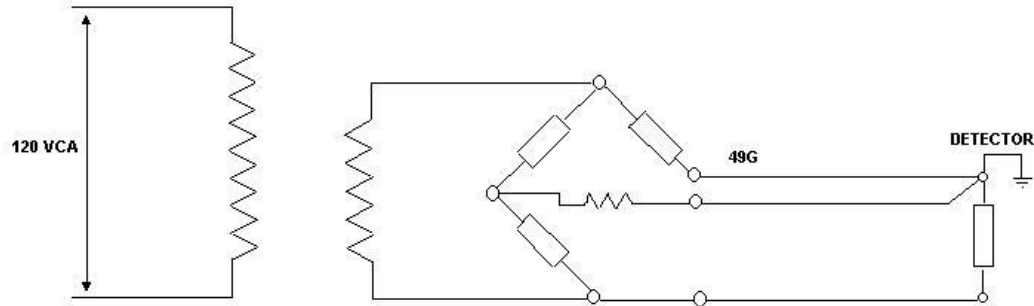


Fig. 2.16.1 Conexión básica del Esquema.

Comentario:

2.17 PROTECCIÓN DE VOLTAJE BALANCEADO (60).

Fallas contra las cuales protege.

El relevador de voltaje balanceado protege los circuitos de potencial del generador contra fusibles fundidos. Estas fallas se pueden manifestar de dos maneras distintas:

- Fusible en el lado de excitación: produce sobreexcitación del generador (disparo por sobrevoltaje).
- Fusible en el lado de protección: produce disparo equivocado de algunas protecciones.

El relevador de voltaje balanceado detecta a qué circuito corresponde el fusible fundido, y toma las precauciones necesarias para evitar las consecuencias anotadas.

Base de Operación.

El relevador de voltaje balanceado tiene un mecanismo de copa de inducción de alta velocidad, cuyo par en un sentido es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado a un juego de bobinas, y el par en el sentido opuesto es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado al segundo juego de bobinas.

Este mecanismo tiene un resorte que en condiciones de pares iguales mantiene la armadura al centro, los dos contactos abiertos. Cada contacto actúa sobre un relevador auxiliar que multiplica su número de contactos y da indicación sobre cuál de los dos operó.

Este relevador presenta dos ventajas:

- No actúa al desenergizarse los dos circuitos en operaciones rutinarias de desexcitación del generador.
- Alta velocidad.

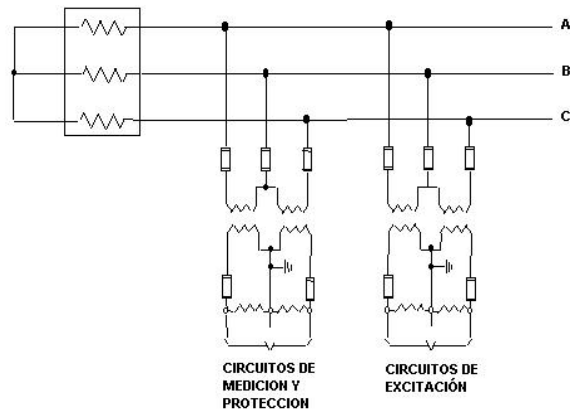


Fig. 2.17.1 Conexión básica del Esquema.

En la actualidad la detección de fusibles fundidos se realiza midiendo el voltaje de secuencia negativa de un juego de TP's y se evalúa la corriente de secuencia en el generador. Si esta no existe se da por hecho que existe una falla de fusible y se bloquean las protecciones que dependen del voltaje, así como se transfiere el sistema de excitación de automático a manual.

2.18 PROTECCIÓN DE RESPALDO DE TIERRA (51NT).

Fallas contra las cuales protege.

La protección de respaldo de tierra empleada en unidades conectadas en esquema unitario propiamente es una protección para el transformador elevador, para librar fallas a tierra en el sistema de alta tensión en caso de que no haya disparado a tiempo un interruptor más próximo a la falla.

Indirectamente es una protección para el generador, pues cualquier falla a tierra sostenida en el lado de alta tensión se reflejará en el generador como falla entre fases, y causará calentamiento en el rotor por corriente de secuencia negativa.

Base de Operación.

Para detectar una falla a tierra en el sistema de alta tensión se utiliza la contribución a la corriente de falla que circula de tierra al neutro del embobinado de alta tensión del transformador elevador de la unidad.

La protección es proporcionada por un relevador de sobrecorriente conectado al secundario de un transformador de corriente intercalado en la conexión de neutro a tierra del transformador elevador.

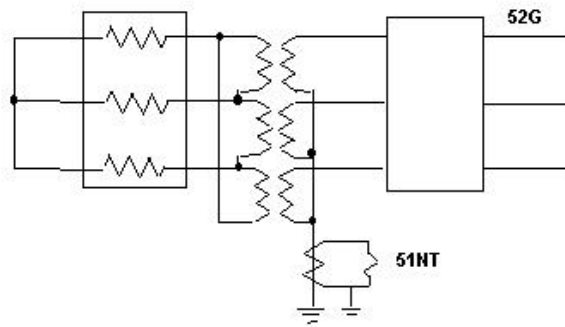


Fig. 2.18.1 Conexión básica del Esquema si se trata de un transformador trifásico.

Esta conexión puede usarse también en bancos de transformadores monofásicos, pero implica llevar la conexión de neutro aislada de tierra antes de pasar por el transformador de corriente. Por arreglo físico de la subestación generalmente es más fácil conectar el neutro de cada transformador monofásico directamente a tierra y emplear transformadores de corriente tipo bushing en el lado de neutro.

La conexión entonces es la siguiente:

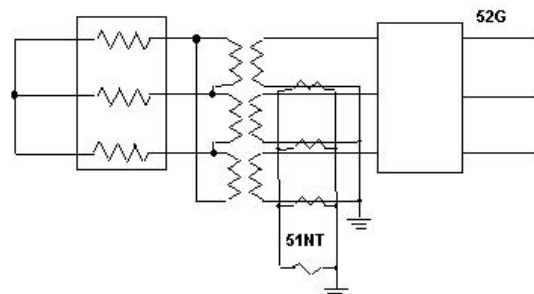


Fig. 2.18.2 Conexión básica del Esquema cuando se usan TC's tipo bushing

2.19 PROTECCIÓN DE RESPALDO DE FASE (51V).

Fallas contra las cuales protege.

La protección de respaldo de fase de generadores principalmente detecta fallas entre fases y trifásicas exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por interruptores más próximos.

Adicionalmente la protección de respaldo de fase puede detectar fallas dentro de la unidad, respaldando por tanto a las protecciones diferenciales de generador y de transformador.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

Es también posible que la protección de respaldo de fase vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, en vista de que a través del transformador elevador se reflejan como fallas entre fases.

Base de Operación.

Existen tres tipos de relevadores distintos que se utilizan para esta protección, los cuales se diferencian por su principio de operación.

Se recomienda utilizar relevadores que basan su operación en sobrecorriente para respaldar líneas protegidas con relevadores de sobrecorriente y direccionales de sobrecorriente; y usar relevadores de distancia para dar respaldo a líneas equipadas con protección de distancia.

a. Relevadores de Sobrecorriente con Control por bajo Voltaje.

Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente habituales. Contienen dentro de la misma caja un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es apreciablemente más bajo que el normal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

No pueden emplearse relevadores de sobrecorriente comunes en vista de que la protección de respaldo tiene un ajuste de tiempo relativamente largo, y en ese tiempo la reactancia del generador ya llega a ser la reactancia síncrona. Esta reactancia generalmente tiene un valor mayor que 100%, o sea que produce una corriente de corto circuito menor que la corriente nominal si no se toma en cuenta la acción del regulador de voltaje, la cual es difícil de evaluar numéricamente.

El relevador de sobrecorriente con control por bajo voltaje permite usar un ajuste de arranque del elemento de sobrecorriente abajo de la corriente nominal, asegurándose que operará siempre en caso de falla; pero no disparará bajo condiciones de carga, mientras el voltaje sea normal.

b. Relevadores de Sobrecorriente con Retención por Voltaje.

Estos relevadores son híbridos entre elemento de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente es afectada por la magnitud del voltaje.

La teoría de su diseño es que se pueden ajustar para que den protección contra sobrecarga y también contra corto circuitos, tomando en cuenta la reducción de la corriente de falla cuando la reactancia pasa a su valor síncrono por medio de una reducción de su corriente de arranque en función del voltaje. A voltaje pleno el disco de inducción empieza a girar para corrientes mayores a la nominal, a voltaje bajo opera con corrientes menores a la nominal.

c. Relevadores de distancia (21).

Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, que es proporcional a la "distancia eléctrica" hasta el corto circuito.

La operación de los relevadores de distancia es independiente de la impedancia que existe "atrás" de ellos, o sea que no son afectados por el cambio de reactancia del generador de su valor transitorio hasta el síncrono.

Conexión básica del Esquema.

La conexión para los relevadores de sobrecorriente con control por bajo voltaje es la misma que para los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje, conexión con 30° de defasaje entre corriente y voltaje. En ambos casos se requiere un elemento detector por fase.

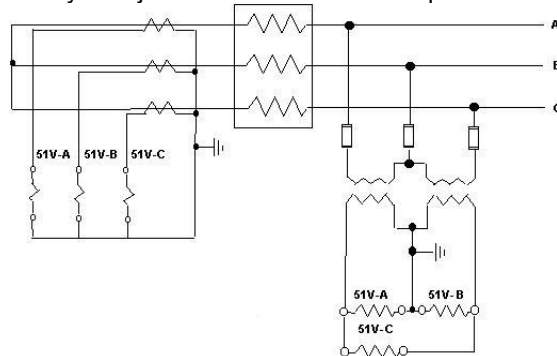


Fig. 2.19.1. Conexión para los relevadores de sobrecorriente con control por bajo voltaje

La protección de respaldo con relevadores de distancia generalmente se emplea en unidades de tamaño mayor y que están conectadas en esquema unitario. En este caso se toma en cuenta que las corrientes del generador ya son corrientes delta ($I_a - I_b$, $I_b - I_c$, $I_c - I_a$) en relación con el lado de alta tensión. Entonces se hace necesario obtener los voltajes delta respectivos, referidos a alta tensión, para una medición correcta de distancia en alta tensión. Es decir, se requiere un juego de transformadores de potencial auxiliares en conexión delta-estrella.

Los relevadores de distancia se construyen con tres elementos monofásicos dentro de una misma caja.

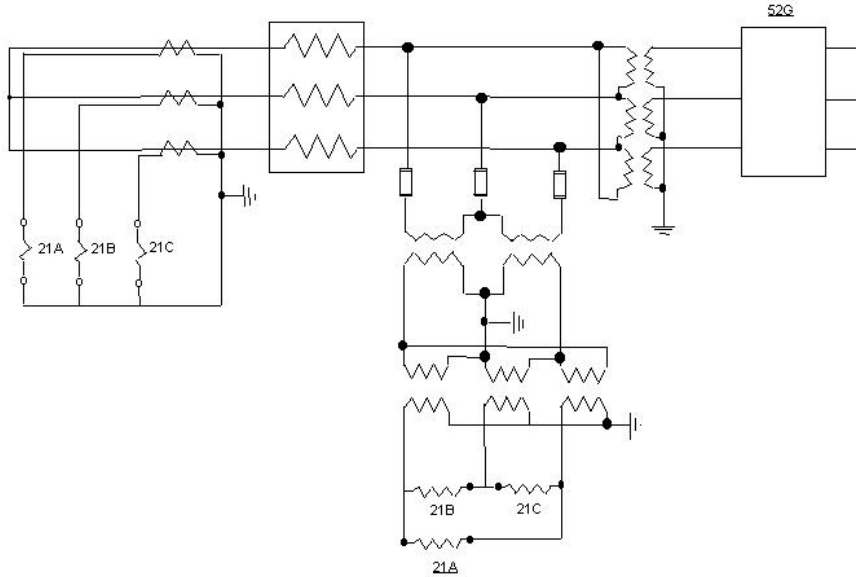


Fig. 2.19.2. Conexión para los relevadores de distancia

Algunos fabricantes recomiendan el empleo de los transformadores de potencial auxiliares para los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje cuando se usan con generadores conectados en esquema unitario.

2.20 PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL DE GENERADORES

La energización accidental de turbogeneradores ha ocurrido frecuentemente en los últimos años que se ha recomendado una protección para este tipo de eventos.

Cuando se energiza accidentalmente un generador, este se comporta como un motor de inducción y puede dañarse en cuestión de segundos.

Existen varias causas por las cuales se han energizado accidentalmente generadores estando fuera de línea, entre las que se pueden mencionar las siguientes: errores de operación, arcos de contactos de interruptores de potencia, fallas en circuitos de control o una combinación de estas.

ERRORES DE OPERACIÓN

Los errores de operación se han incrementado debido al incremento en la complejidad en las subestaciones de generación por el uso de los arreglos de interruptor y medio y anillo. La figura 2.20.1 muestra los diagramas unifilares de estos 2 arreglos típicos.

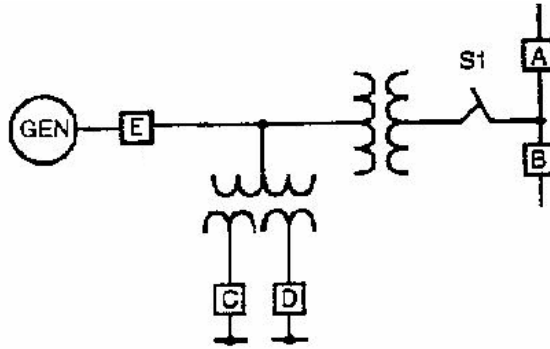


Fig.2.20.1 Arreglos típicos de subestaciones de generación.

Estos diseños de subestaciones permite sacar de servicio un interruptor de potencia (A ó B), sin necesidad de sacar de servicio la unidad generadora. Existen cuchillas de interruptor (no se muestran) para aislar el interruptor para casos de mantenimiento de este. Sin embargo, cuando la unidad esta fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) para amarrar los buses en el arreglo de interruptor y medio o para cerrar el anillo en le arreglo de subestación en anillo. Esto resulta que el generador este aislado solamente por la cuchilla ó seccionador S1. Esta condición incrementa la posibilidad de una energización accidental a través de la cuchilla S1, aún cuando existan interlock entre las cuchillas y los interruptores de potencia.

Otra trayectoria para la energización accidental de un generador es a través del transformador de auxiliares mediante el cierre de los interruptores C y D. Debido a la impedancia mayor de esta trayectoria, las corrientes y el daño resultante es mucho menor que cuando el generador se energiza del sistema de potencia.

ARQUEO EN POLOS DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA.

El extremo esfuerzo dieléctrico con los interruptores de alta tensión y extra alta tensión y el pequeño espacio de separación característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, puede provocar el arqueamiento de uno o más polos del interruptor. Este arqueamiento de contactos es otra causa de la energización accidental de generadores. El riesgo de arqueamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio la unidad.

También los generadores conectados al sistema de potencia a través de interruptores de potencia de media tensión han sido energizados inadvertidamente. La figura 2.20.2 muestra un arreglo típico de este diseño.

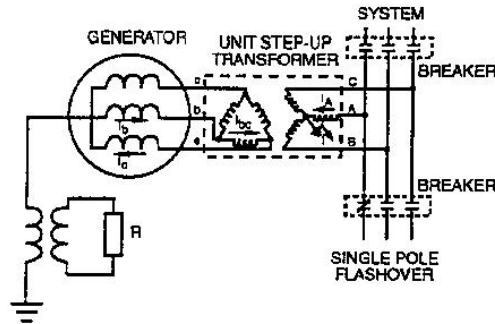
Open Breaker FlashoverSymmetrical Component Equivalent Circuit

Fig. 2.20.2 Arqueo en polos del interruptor de potencia

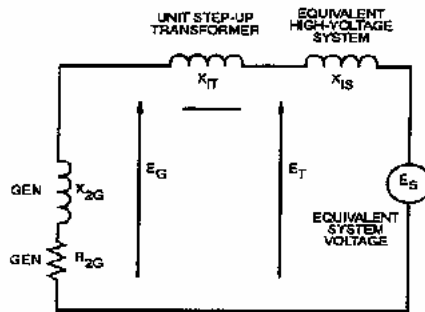
Cuando el generador esta fuera de línea, el interruptor E esta abierto. Esto permite que el transformador de auxiliares permanezca energizado y lleve carga cuando el generador este fuera de servicio. Existen reportes de casos de cierres accidentales del interruptor E y arcos de polos del interruptor debido a la pérdida de rigidez dieléctrica.

RESPUESTA DEL GENERADOR A LA ENERGIZACION TRIFASICA ACCIDENTAL

Cuando un generador se energiza accidentalmente con un sistema trifásico se comporta como un motor de inducción. Durante la energización se induce en el rotor un flujo magnético rotatorio a frecuencia sincrónica. La corriente resultante en el rotor se fuerza a circular en las trayectorias subtransitorias en el cuerpo del rotor y devanados a amortiguadores (si existen), similares a las corrientes en el rotor de secuencia negativa. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a su impedancia de secuencia negativa ($R_{z_g} + jX_{z_g}$). La componente resistiva normalmente es despreciada. La reactancia de secuencia negativa de la máquina es aproximadamente igual a $\frac{1}{2} (X_d'' + X_q'')$. La corriente durante este periodo estará en función de las impedancias del generador, impedancia del transformador elevador y la impedancia equivalente del sistema. La corriente en el rotor inicialmente es de 60 Hertz, pero disminuye en frecuencia a medida que la velocidad del rotor aumenta debido al efecto de motor de inducción.

Si el generador se conecta a un sistema robusto, las corrientes iniciales en el estator estará en el rango de 3 a 4 veces la corriente nominal y el voltaje en terminales del generador estará en el rango de 50-70% del nominal. Si el generador se conecta a un sistema débil, la corriente en el estator será de uno o dos veces la corriente nominal y el voltaje en terminales serán solamente de 20 - 40% del nominal. Cuando el generador se energiza a través del transformador de auxiliares, la corriente en el estator será de 10-20% de la corriente nominal debido a la alta impedancia de esta trayectoria.

El circuito equivalente de la figura 2.20.3 puede utilizarse para determinar las corrientes y voltajes iniciales cuando un generador se energiza accidentalmente desde el sistema eléctrico de potencia.



Where:

X_{1S} = System Positive Sequence Reactance

X_{1T} = Transformer Positive Sequence Reactance

X_{2G} = Generator Negative Sequence Reactance

R_{2G} = Generator Negative Sequence Resistance

E_S = System Voltage

E_T = Transformer High Side Voltage

E_G = Generator Terminal Voltage

Fig. 2.20.3 Equivalente del sistema

RESPUESTA DEL GENERADOR A LA ENERGIZACION MONOFASICA

La energización monofásica de un generador desde el sistema de alta tensión sujeta al generador a una corriente desbalanceada significativa. Esta corriente desbalanceada causa que fluya corriente de secuencia negativa en el rotor causando un calentamiento similar al causado por la energización trifásica. Si la energización monofásica se realizó con la máquina parada completamente no existirá un par significativo de aceleración y la unidad quedará prácticamente en reposo.

El arqueado de uno de los polos del interruptor es la causa más frecuente de la energización monofásica. Esta situación ocurre normalmente antes de la sincronización o después de que la unidad ha sido removida de servicio, cuando el voltaje del generador y sistema están defasados 180°. La magnitud de la corriente del estator puede calcularse el equivalente de componentes simétricas de la figura 2.20.4, para un generador conectado al sistema de potencia, a través de un transformador elevador con conexión estrella / delta.

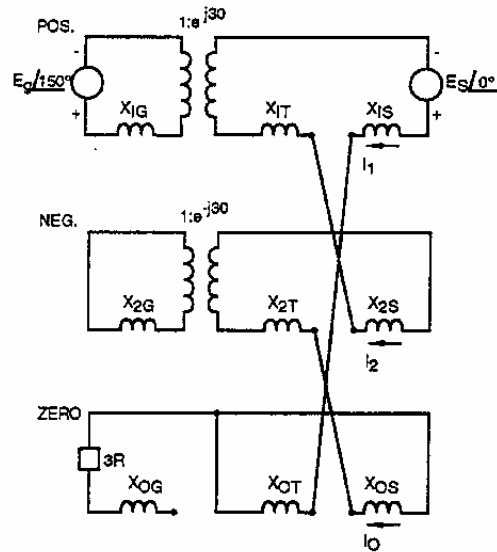


Fig. 2.20.4 Diagrama de secuencia

DAÑOS EN EL GENERADOR DEBIDO A LA ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL.

El efecto inicial de la energización accidental, es el rápido calentamiento del hierro en las trayectorias cerca de las superficies del rotor, debido a las corrientes inducidas del estator. Estas trayectorias principalmente consisten de las cuñas, acero del rotor y los anillos de retención. La profundidad de penetración de las corrientes es de una fracción de pulgada, mucho menor que la profundidad de los devanados del rotor. Los contactos entre estos componentes son puntas donde se producen rápidos calentamientos debido principalmente a arcos.

Las cuñas por ejemplo tienen poca carga cuando el rotor está en reposo, resultando arco entre estas y el acero del rotor. El calentamiento por arco empieza a fundir metales, y puede causar que las cuñas se aflojen, al punto de una inminente falla.

El daño en los devanados del rotor, si es que existe, se deberá a daños mecánicos debido a la pérdida de soporte de las cuñas. Debido a la baja penetración de las corrientes en el rotor no experimentarán un excesivo incremento de la temperatura, y por lo tanto no se dañarán térmicamente.

Si el disparo a la energización accidental, tarda mucho tiempo el rotor puede dañarse más allá de su reparación debido al incremento excesivo de temperatura. Las magnitudes de la corriente del estator durante este incidente generalmente están dentro de su capacidad térmica; sin embargo, si el calentamiento del rotor continúa, las cuñas u otras partes del rotor pueden romperse causando daños al estator. Esto resulta en una pérdida total del generador.

El tiempo que tarda el rotor en dañarse puede aproximarse usando la ecuación $I_2^2 t = k$. Cuando la máquina se energiza en forma accidental trifásica o monofásica estando en reposo,

el valor I_2 usado en la fórmula, debe ser la corriente de fase del estator en por unidad. Si el generador se energiza monofásicamente cerca de la velocidad sincrónica, debe utilizarse la componente de secuencia negativa.

En el caso de hidrogeneradores que están provistos de devanados amortiguadores. La energización accidental puede crear suficiente par en el rotor para producir rotación. La capacidad térmica de los devanados amortiguadores, especialmente en el punto de conexión con la cara polar, puede no ser adecuada para las corrientes a través de ellos.

2.21 ESQUEMAS DEDICADOS PARA LA PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACION ACCIDENTAL.

ESQUEMA DE SOBRECORRIENTE SUPERVISADO POR VOLTAJE (50/27)

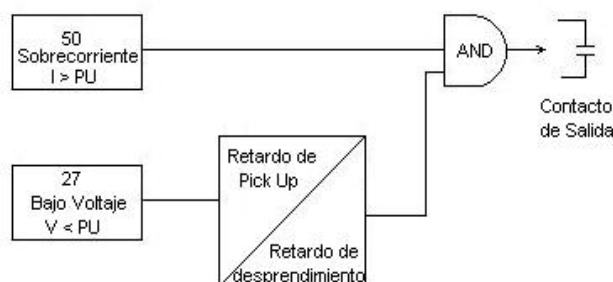
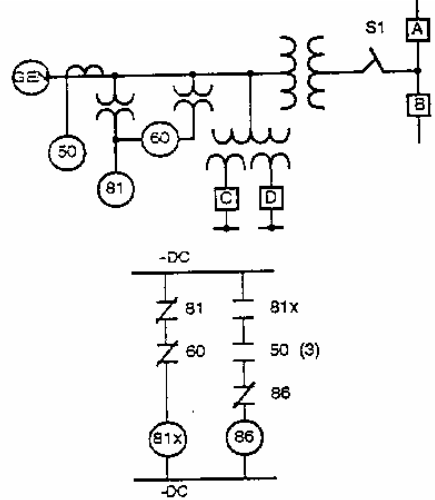


Fig. 2.21.1.- Diagrama lógico de la función de energización accidental.

La figura 2.21.1 muestra el esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje. El elemento de bajo voltaje tiene retardos ajustables en la activación y desactivación y supervisa a un relevador de sobrecorriente instantánea. Cuando la máquina está fuera de servicio los detectores de bajo voltaje arman automáticamente el disparo por sobrecorriente instantánea, si se energiza accidentalmente el generador, el elemento de voltaje tenderá a reponerse, sin embargo como tiene un ajuste de tiempo a la reposición, este tiempo debe ser suficiente para que la unidad de sobrecorriente instantánea opere y dispare el interruptor de máquina. Cuando la máquina entra normalmente en servicio, el 27 se desactiva y desarma el relé de sobrecorriente instantáneo.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE SUPERVISADO POR FRECUENCIA



- 50 - THREE INSTANTANEOUS OVERCURRENT RELAYS
- 60 - VOLTAGE BALANCE RELAY
- 81 - FREQUENCY RELAY
- 81x - AUXILIARY RELAY (TIME DELAY DROP OUT)
- 86 - LOCKOUT RELAY

Fig. 2.21.2. Logica del esquema de sobrecorriente supervisado por frecuencia.

La figura 2.21.2 muestra el esquema de sobrecorriente supervisado por frecuencia. Este esquema utiliza un relevador de frecuencia para supervisar la salida de disparo de un relevador de sobrecorriente instantáneo.

Es importante observar que el relé de baja frecuencia debe estar operando en la condición de bajo voltaje o baja frecuencia. Los relevadores de sobrecorriente están armados automáticamente por el relé de frecuencia cuando el generador está fuera de servicio. Para asegurar un disparo confiable de alta velocidad, los relevadores de sobrecorriente deben ajustarse a un 50% de la corriente mínima vista durante la energización accidental. El relevador 81 utilizado para identificar cuando el generador está fuera de línea debe ser ajustado a un valor debajo de cualquier frecuencia de operación de emergencia. El relevador de balance de voltaje (60) previene operaciones incorrectas cuando el relevador de frecuencia pierde potencial por falla de fusible en los TP's en condiciones normales de operación.

Cuando el generador está fuera de línea, la frecuencia cae debajo del ajuste del relé 81, energizando el relé auxiliar 81X, a través de un contacto normalmente cerrado del relé de balance de voltaje (60). Un contacto del relevador auxiliar 81X se cierra para permitir disparo por la protección de sobrecorriente instantánea, por lo tanto el esquema queda armado mientras el generador está fuera de servicio. aún si los TP's quedan fuera de servicio, el relé de frecuencia mantiene sus contactos cerrados permitiendo el disparo de alta velocidad. Cuando el generador se energiza accidentalmente, el relevador de frecuencia abre sus

contactos, pero el relé 81X que tiene retardo en la desactivación (drop out), permitirá el disparo por sobrecorriente instantáneo.

PROTECCION DEDICADA PARA DETECTAR ARQUEO EN POLO DE INTERRUPTORES.

Cuando se presenta el arqueo de un polo de los interruptores de alta tensión, el redisparo de este interruptor no desenergizará la máquina.

Se requiere el arranque del esquema de falla de interruptor para disparar los interruptores adicionales locales y probablemente remotos para desenergizar el generador.

Las corrientes de desbalance asociados con el arqueo de polos de interruptor pueden hacer operar al relevador de secuencia negativa. El esquema de falla de interruptor será iniciado si los detectores de sobrecorriente están ajustados lo suficientemente sensibles para detectar esta situación.

ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR MODIFICADO

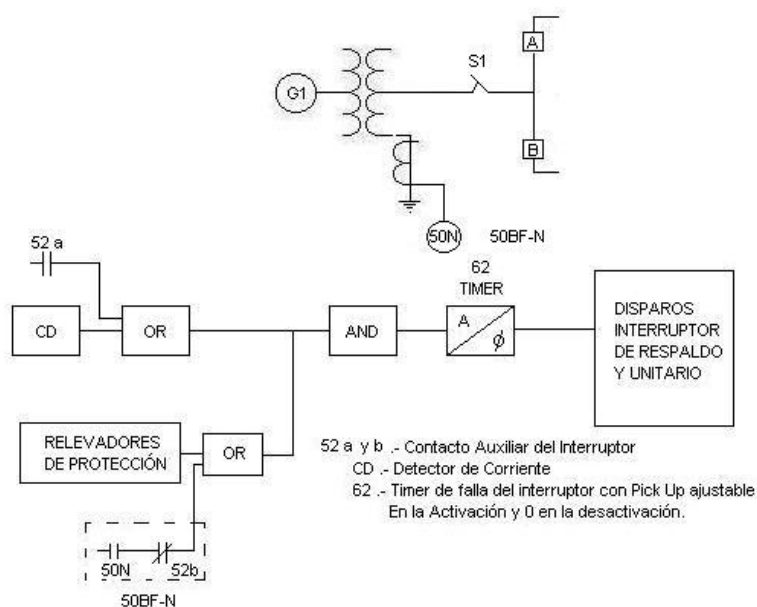


Fig. 2.21.3 Esquema de falla de interruptor modificado

Una técnica para verificar el arqueo del interruptores modificar el esquema de falla de interruptor como se muestra en la figura 2.21.3 Se conecta un relevador de sobrecorriente instantáneo 50BF-N en el neutro del transformador elevador para responder a un arqueo del interruptor de alta tensión. La salida del relevador esta supervisado por un contacto "b" de posición de interruptor de generador está abierto y uno de sus polos arquee, la corriente resultante en el neutro del transformador es detectada por el relevador 50BF-N sin demora. Los detectores de corriente del esquema de falla de interruptor deberán estar ajustados con la sensibilidad suficiente para detectar la condición de arqueo.

2.22 PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO DE GENERADORES

Existe una variedad de condiciones que puedan provocar la condición de pérdida de sincronismo entre 2 sistemas; entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- Tiempo de aclaramientos de fallas prolongadas
- Operar los generadores subexcitados.
- Bajo voltaje en el sistema de potencia.
- Excesiva impedancia entre el generador y el sistema
- Mala sincronización del generador.

EFFECTOS DE PERDIDA DE SINCRONISMO EN EL GENERADOR

Una condición de fuera de paso en un generador causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios. Si el deslizamiento de frecuencia de la unidad con respecto al sistema de potencia alcanza una frecuencia natural torsional, los pares pueden ser suficientemente altos para romper la flecha. Es por lo tanto deseable disparar inmediatamente la unidad puesto que los niveles de par en la flecha se incrementan con cada ciclo de deslizamiento. Este incremento es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento que pasa a través de la primer frecuencia natural torsional de sistema mecánico de la fecha. El deslizamiento de polos también puede provocar altos flujos magnéticos en el hierro del estator. El transformador elevador también se sujeta a altas corrientes en los devanados que imponen grandes esfuerzos mecánicos a los devanados.

CARACTERISTICAS DE LA PERDIDA DE SINCRONISMO

La mejor forma de visualizar y detectar el fenómeno de pérdida de sincronismo es visualiza la impedancia aparente en terminales del generador o en el lado alta del transformador. Esta impedancia aparente depende del generador y del sistema de excitación y el tipo de disturbio que inicio la oscilación.

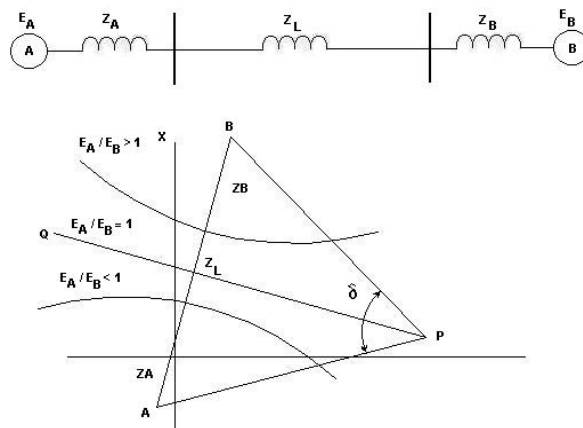


Fig. 2.22.1.- Visualización de la Impedancia durante la pérdida de excitación.

La figura 2.22.1 representa una visualización de la impedancia aparente durante una pérdida de sincronismo. Se representan 3 lugares geométricos en función de la razón E_A/E_B que se suponen permanecen constantes durante la oscilación. Se han hecho las siguientes suposiciones: se desprecia saliencia de generadores, cargas e impedancia shunt de líneas de transmisión, se desprecian el efecto de gobernadores. Se suponen E_a y E_b constantes detrás de sus impedancias equivalentes cuando $E_A/E_B = 1$, el lugar geométrico es una línea recta PQ, que es perpendicular y bisector de la impedancia total del sistema entre los puntos A y B el ángulo formado por las rectas AP y BP sobre la línea PQ es el ángulo de separación entre los 2 sistemas δ . Si E_A adelanta a E_B , el lugar de la impedancia se mueve del punto P al punto Q y el ángulo δ aumenta. Cuando el lugar geométrico intercepta la línea de impedancia total AB, los sistemas están 180° fuera de fase. Este punto es el centro eléctrico del sistema y representa una falla trifásica aparente en esa ubicación. Conforme se avanza a la izquierda de la impedancia del sistema, la separación aumenta más de 180° y eventualmente los sistemas estarán en fase nuevamente.

Si los sistemas permanecen unidos del sistema B y el ciclo completo puede repetirse. Cuando el lugar geométrico alcanza donde la oscilación empezó, se ha completado un ciclo de deslizamiento.

Cuando E_A/E_B es mayor que 1, el centro eléctrico estará arriba de la impedancia centro de la línea PQ. Cuando E_A/E_B es menor que uno, el centro eléctrico estará de bajo de la impedancia centro del sistema. Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan el mejor medio para determinar la velocidad de deslizamiento y la forma del lugar geométrico de la oscilación.

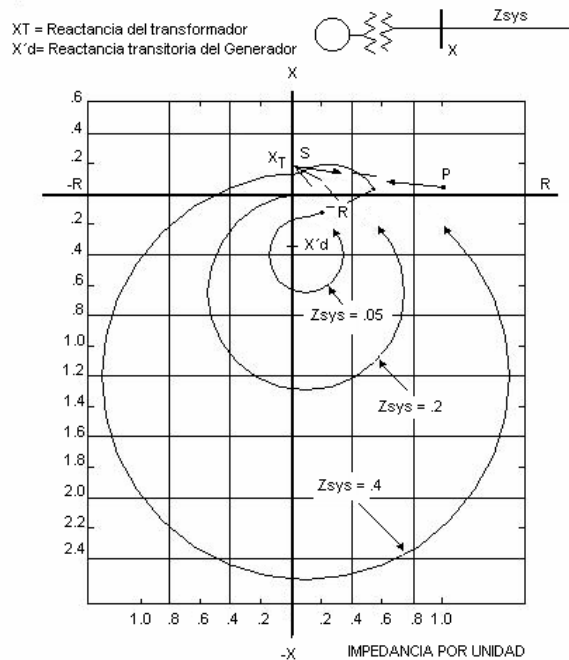


Fig. 2.22.2 Variación de la impedancia del sistema vista desde el generador

Hace muchos años los centros eléctricos normalmente estaban ubicados en las líneas de transmisión, por lo que los esquemas de detecciones de oscilaciones en las líneas de transmisión aislaban los sistemas. Conforme las redes de transmisión han avanzado, las impedancias de los sistemas han cambiado. Las impedancias de los generadores y transformadores elevadores han aumentado mientras que las impedancias del sistema han aumentado mientras que las impedancias del sistema han disminuido. Como resultado de lo anterior, la impedancia centro del sistema y el centro eléctrico de la oscilación pueden ocurrir en el generador o en el transformador elevador.

La figura 2.22.2 muestra la variación de impedancia vista en terminales del generador para 3 diferentes impedancias del sistema. El punto P es el punto inicial de impedancia (carga), el punto S en la impedancia de falla y el punto R es la impedancia al liberarse la falla. En todos los casos la oscilación se presenta por un tiempo prolongado de liberación de falla en el lado alta del transformador elevador. El lugar geométrico de la impedancia son características contrarias de las manecillas de reloj. Para un sistema de impedancia 0.05 p.u., el centro eléctrico está dentro de la máquina, para una impedancia de sistema de 0.2 p.u el centro eléctrico está en las terminales del generador, mientras que para una impedancia equivalente del sistema de 0.4 o.u el centro eléctrico está dentro del transformador.

ESQUEMAS DE UNA PERSIANA

El esquema de una persiana puede aplicarse en el lado alta del transformador viendo hacia el generador; o aplicarse en terminales del generador viendo hacia el sistema. La figura 2.22.3 muestra un esquema de un persiana aplicando al lado alta del transformador.

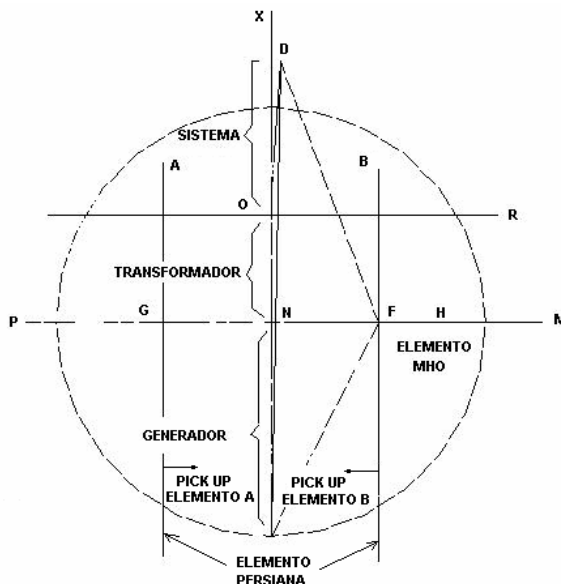


Fig. 2.22.3.- Esquema de persianas sencillo

Los elementos sensores consisten de 2 elementos de impedancia llamados persiana que tiene polaridad opuesta y que cuentan con un relevador supervisor tipo mho. Para que opere el esquema tipo persiana debe haber una diferencia de tiempo en la operación de las 2 persianas de manera que la oscilación se origina fuera del relé mho y progresa desde una persiana a la otra en un periodo de unos cuantos ciclos.

Por ejemplo en la figura 2.22.3 una oscilación que progresa al punto H, activará el elemento mho y causará que el elemento persiana A se active. A medida que la oscilación progresa, cruzará la persiana B en el punto F y el elemento persiana B se activará. El interruptor disparará cuando la impedancia de la oscilación este en el punto G ó después de la reposición del elemento mho de supervisión, dependiendo del esquema utilizado. El segundo esquema es preferido ya que dispara al interruptor en un ángulo más favorable para la interrupción en un ángulo más favorable para la interrupción del arco. Se requieren simulaciones por computadoras de estudios de estabilidad transitoria.

2.23 PROTECCIÓN FALLA DE INTERRUPTOR DE GENERADORES

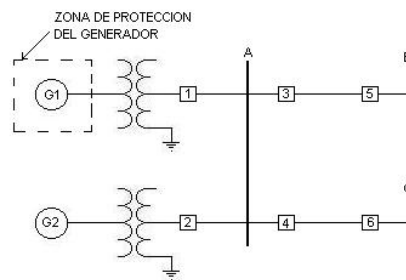


Fig. 2.23.1 Falla Interruptor

La protección de falla de interruptor dispara los interruptores de respaldo si una falla o condición anormal, es detectada por los relevadores de protección y el interruptor asociado de protección y el interruptor de generador no dispara. Por ejemplo si ocurre una falla en la zona de protección del generador 1 (figura 2.23.1) y no es aclarada por el interruptor 1 en un determinado tiempo, será necesario disparar los interruptores 2, 3 y 4 localmente a fin de remover la falla.

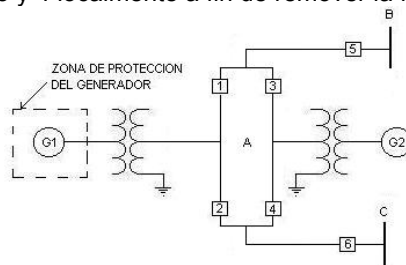


Fig. 2.23.2 Falla Interruptor

La misma situación se presenta en arreglos multi interruptores, como los buses en anillo o interruptor y medio. La figura 2.23.2 muestra la operación del esquema de falla de interruptor aplicado a un arreglo de subestación en anillo. Si existe una falla en la zona de

protección del generador 1 deben disparar los 2 interruptores 1 y 2. En caso de falla de uno de los interruptores, el esquema de falla de interruptor debe disparar un interruptor adicional localmente y enviar disparo transferido al interruptor remoto.

La figura 2.23.3 representa un diagrama lógico del esquema de falla de interruptor.

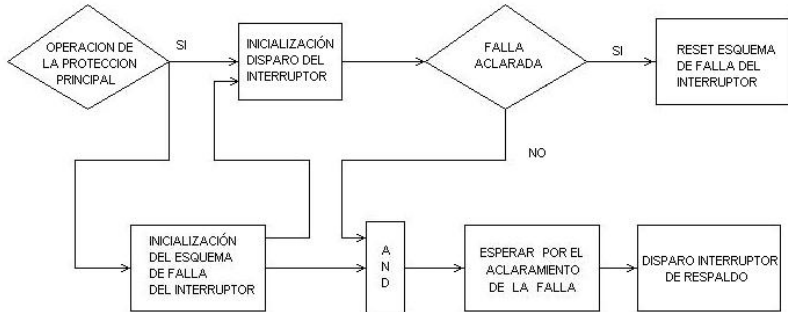


Fig. 2.23.3 Diagrama Lógico Falla de interruptor

LOGICA DEL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR DE GENERADORES.

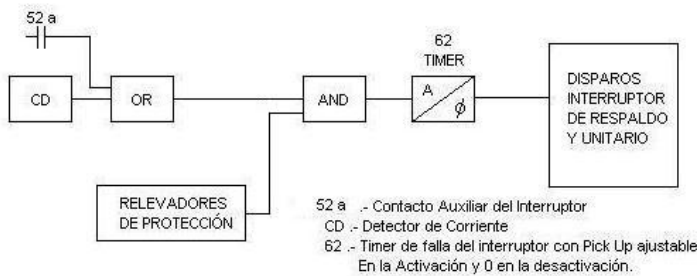


Fig. 2.23.4 Diagrama funcional del esquema de falla de interruptor

La figura 2.23.4 muestra el diagrama típico de falla de interruptor de generador. Cuando un relevador de protección detecta una falla o una condición anormal, disparará el interruptor de generador y al mismo tiempo arrancará al esquema de falla de interruptor. Si el interruptor de generador no aclara la falla en un tiempo predeterminado, el timer del esquema 50FI expirará y disparará los interruptores necesarios para remover el generador del sistema. Como puede observarse en la figura 2.23.4, para iniciar el timer de falla de interruptor, debe operar un relevador de protección y un detector de corriente o un contacto “a” de posición de interruptor que indique que el interruptor ha fallado en disparar. El contacto de posición de interruptor “a” debe usarse en este caso, ya que hay fallas o condiciones anormales, tales como falla a tierra en el estator, sobreexcitación (v/hz), secuencia negativa, baja frecuencia, potencia inversa, etc. que no producirán suficiente corriente para activar los detectores.

Un factor que es importante considerar es la práctica operativa cuando una máquina se saca de servicio para mantenimiento. Cuando se utiliza un arreglo en anillo, o un arreglo de interruptor y medio, es práctica común aislar el generador con una cuchilla o seccionador y

cerrar los interruptores de alta tensión para cerrar el anillo o enlazar los 2 buses. Bajo estas circunstancias, será necesario aislar el relevador 86 y los contactos de disparo a fin de prevenir un disparo incorrecto por el esquema de falla de interruptor cuando se estén verificando las protecciones de generador. Algunas veces se utilizan blocks de prueba para esta función.

TEMPORIZACION EN EL ESQUEMA FALLA DE INTERRUPTOR

La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad del sistema pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo. La figura 2.23.5 muestra el diagrama de tiempos del esquema de falla de interruptor.

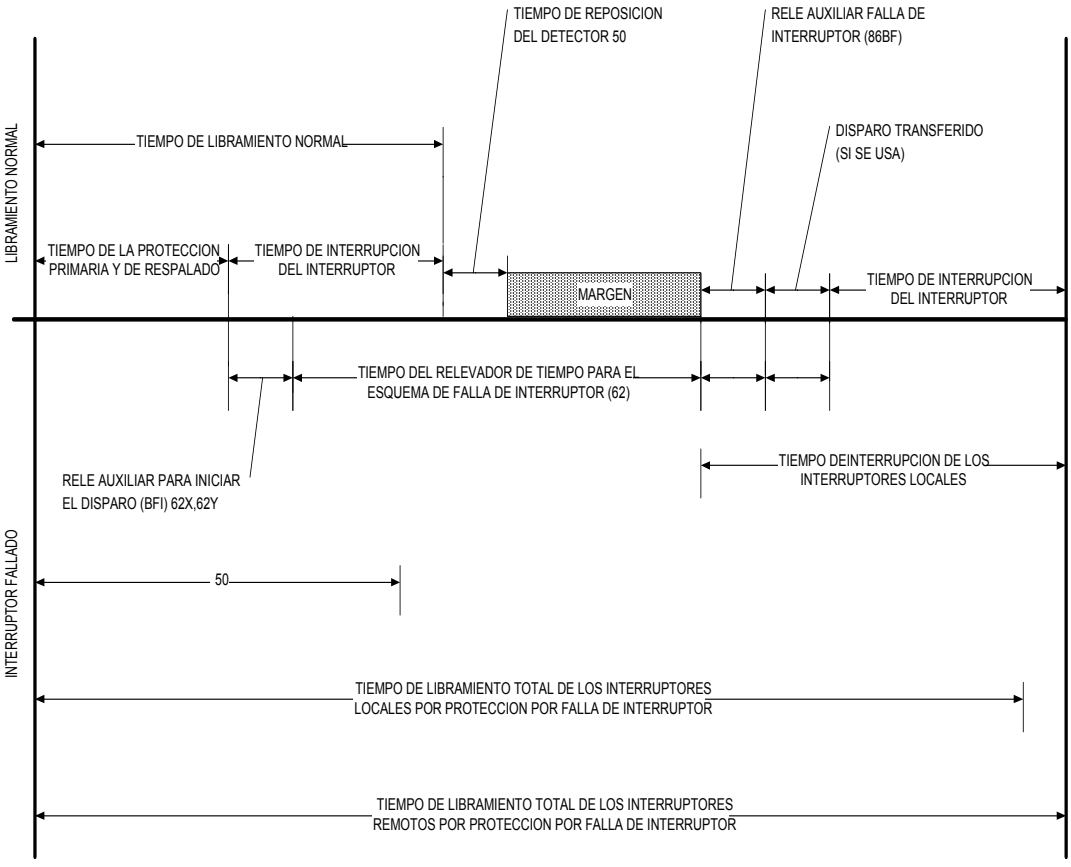


Fig. 2.23.5 Temporización esquema de falla del interruptor

DETECTOR DE FALLA

Los detectores de falla deben tener una relación alta de valor de desactivación a valor de activación (drop-out/pick-up) y su tiempo de desactivación sea mínima.

2.24 PROTECCION CONTRA ARQUEO DE INTERRUPTOR DE GENERADOR EN POSICIÓN DE ABIERTO

Otra falla de interruptor que puede ocurrir y que puede dañar al generador es el arqueo de uno de los polos del interruptor. El arqueo de polos del interruptor ocurre siempre antes de una sincronización o después de que el generador se saca de servicio cuando el voltaje en terminales de los polos del interruptor alcanza el doble del normal cuando el generador se desliza en frecuencia respecto al sistema. Aunque los interruptores están diseñados para soportar este voltaje, la probabilidad de arqueo. El arqueo de las 3 fases es muy raro que ocurra. La mayoría de los esquemas están diseñados para detectar arqueo de uno o dos polos del interruptor.

Una técnica utilizada para detectar el arqueo de uno de los polos del interruptor, es modificar el esquema de falla de interruptor como se muestra en la figura 2.24.1

Se conecta un relevador 50N en el neutro del transformador elevador. La salida del relevador es supervisada por un contacto "b" de posición de interruptor que proporciona un arranque adicional al esquema. Cuando el interruptor de generador esta abierto y uno o dos polos arquean, la corriente residual se detecta por el relevador 50N. También los detectores de sobrecorriente asociados con el esquema de falla de interruptor deben tener el ajuste suficientemente sensible para detectar la condición de arqueo de interruptor

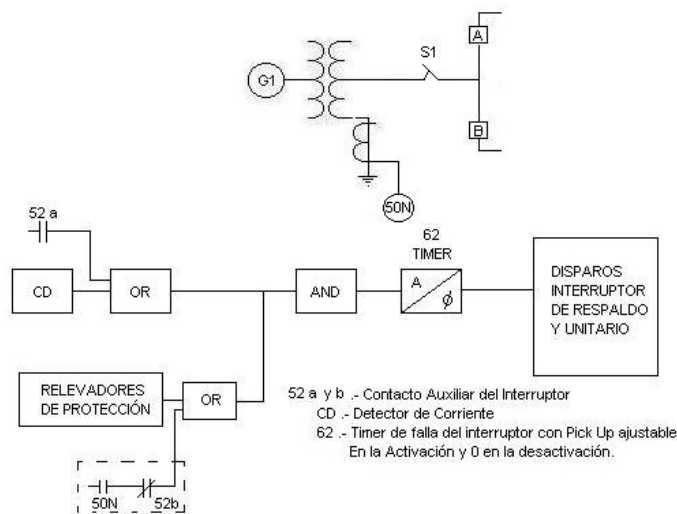


Fig. 2.24.1 Lógica modificada del esquema de Falla del interruptor

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

2.25 PROBLEMAS

PROBLEMA 2.25.1

Calcular la falla trifásica total en terminales de un generador síncrono sin carga después de 1.5 ciclos. Suponga que el voltaje en terminales es de 1.0 p.u

DATOS DEL GENERADOR

MVA =	1600
KV =	24
$X_d'' =$	0.21 p.u.
$X_d' =$	0.33 p.u.
$X_d =$	1.8 p.u.
$X_2 =$	0.18 p.u.
$X_0 =$	0.10 p.u.

PROBLEMA 2.25.2

Repetir el problema 1 pero ahora el generador tiene una carga inicial de 1000 MVA a factor de potencia de 0.8 atrasado y un voltaje en terminales del generador de 1.0 p.u.

PROBLEMA 2.25.3

Calcular las componentes simétricas de los voltajes desbalanceados que se dan a continuación.

$$V_a = 1 \text{ ang } 0^\circ$$

$$V_b = 1.5 \text{ ang } (-90^\circ)$$

$$V_c = 0.5 \text{ ang } (120^\circ)$$

PROBLEMA 2.25.4

Calcular las componentes simétricas de las 3 corrientes desbalanceadas.

$$I_a = 10 \text{ ang } 90^\circ$$

$$I_b = 1000 \text{ ang } 0^\circ$$

$$I_c = 1000 \text{ ang } 180^\circ$$

PROBLEMA 2.25.5

Para el problema N° 1 calcular las corrientes y voltajes de fases y sus componentes simétricas para los diferentes tipos de fallas desbalanceadas.

- a) Línea – tierra
- b) Doble – línea

c) Doble – línea a tierra

PROBLEMA 2.25.6

Para el problema N° 1, supóngase que el generador se aterriza a través de un transformador de distribución de 24 KV/0.24 KV. (70 KVA), y se conecta en el secundario una resistencia 0.12 ohms. Calcular la corriente de falla a tierra en terminales del generador, así como las corrientes y voltajes de fase y corrientes y voltajes simétricos. Despreciar la capacitancia de secuencia cero del sistema.

PROBLEMA 2.25.7

La figura 2.25.7 muestra un relé diferencial de porcentaje aplicado a la protección del devanado de un generador. El relevador tiene un ajuste mínimo de activación de 0.1A y una pendiente de 10% se presenta una falla a tierra de alta resistencia mientras el generador proporciona carga. Suponga que los TC's no tienen error.

- a) El relevador operará para esta condición.
- b) Suponiendo la misma corrientes de falla, el relevador operará si el generador no se lleva carga.

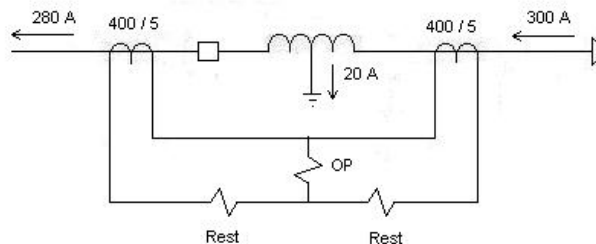


Fig. 2.25.7

PROBLEMA 2.25.8

Considere el sistema mostrado en la figura 2.25.. Calcule la corriente de falla trifásica y de fase a fase. Para fallas en los puntos F1 y F2. Determine las corrientes de operación y restricción. Suponga que el TC en terminales del generador tiene un error del -201% para la falla externa F2.

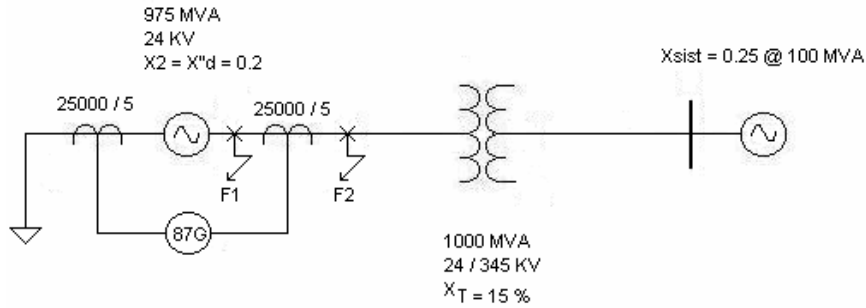


Fig. 2.25.8

PROBLEMA 2.25.9

Si el relevador 87G del problema 8 tiene una corriente mínima de operación de 0.2 A y una pendiente del 10 %, en que casos operará.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

3. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LOS RELEVADORES MULTIFUNCION PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES MARCA BECKWITH TIPOS M-3420 Y M-3430.

Los relevadores multifunción marca Beckwith M-3430 y M-3430 son dos esquemas de protección para generador que incluyen todas las protecciones descritas anteriormente solamente en dos módulos. Estos relevadores emplean las técnicas de procesamiento digital de señales (DSP) para las mediciones.

Estos relevadores utilizan una arquitectura de procesadores dobles en el cual existe un DSP (digital signal processor) que ejecuta los algoritmos de procesamiento de señales y el otro procesador (microcontrolador) que se usa para el procesamiento de entradas y salidas, incluyendo la lógica del relevador.

Estos dos esquemas utilizan un muestreo de 960 Hz (N = 16 muestras/ciclo), para las mediciones de voltaje y corriente para evaluar los algoritmos de protección, se detallan a continuación.

VALOR RMS DE LAS SEÑALES

El valor RMS de una señal muestreada esta dada por:

$$Z_{RMSK} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} Z_{k-r}^2} \quad (3.1)$$

Donde N es el número de muestras por ciclo (N=16), y el valor Z_{RMSK} representa el valor RMS de la señal completa, considerando cd, fundamental y hasta la armónica ((N/2)-1).

La ecuación 3.1 se puede re-escribir en forma recursiva para reducir los cálculos como sigue:

$$Z_{RMSK}^1 = Z_{RMSK}^1 + Z_K^2 - Z_{K-N}^2 \quad (3.2)$$

ahora el valor RMS se da por:

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

$$Z_{\text{RMSK}} = \sqrt{\frac{Z_{\text{RMSK}}^1}{N}} \quad (3.3)$$

VALOR RMS Y ÁNGULO DE FASE DE LA COMPONENTE FUNDAMENTAL

Se utiliza la transformada discreta de Fourier para estimar el valor RMS y ángulo de fase de la fundamental.

El cálculo de los componentes real e imaginario de un fasor complejo de frecuencia fundamental esta dado por:

$$Z_{rk} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} Z_{k-r} \cos \frac{2\pi r}{N} \quad (3.4)$$

$$Z_{ik} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} Z_{k-1} \text{sen} \frac{2\pi r}{N}$$

Para facilitar los cálculos estas pueden re-escribir en forma recursiva como sigue:

$$Z_{rk} = Z_{r(k-1)} + \frac{2}{N} (Z_k - Z_{k-N}) \cos \frac{2\pi k}{N} \quad (3.5)$$

$$Z_{ik} = Z_{i(k-1)} + \frac{2}{N} (Z_k - Z_{k-N}) \text{sen} \frac{2\pi k}{N}$$

expresados en tal forma solo requieren dos multiplicaciones en cada muestra.

El valor RMS de la fundamental y su respectivo ángulo estará dado por:

$$Z_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{Z_r^2 + Z_i^2}{2}} \quad (3.6)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{Z_i}{Z_r} \right)$$

VALOR INSTANTÁNEO MÁXIMO

Durante condiciones de ferresonancia, se pueden alcanzar picos de voltajes peligrosos sin que el valor RMS del voltaje este dentro de límites permisibles. El relevador multifuncional detecta instantáneamente el valor de la onda muestreada y actúa sobre esta información. La tasa de muestreo de 960 hz resulta en una alta probabilidad de detectar voltajes picos. El valor máximo (pico) Z_p de una señal muestreada Z_k , puede calcularse como sigue:

$$Z_p = \text{Maximo de } |Z_{k-r}|_{r=0}^{n-1} \quad (3.7)$$

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

FRECUENCIA FUNDAMENTAL

La frecuencia medida por los relevadores multifunción, se hace sobre el voltaje de secuencia positiva, que elimina cualquier preocupación sobre la pérdida de voltaje de una de las fases.

Si \bar{V}_a , \bar{V}_b y \bar{V}_c son los fasores obtenidos para las tres fases, entonces se puede obtener el fador de secuencia positiva.

$$\bar{V}_1 = \frac{1}{3} (\bar{V}_a + \alpha \bar{V}_b + \alpha^2 \bar{V}_c) \quad (3.8)$$

donde $\alpha = -0.5 + j 0.866$

supongamos que la frecuencia de la señal ha cambiado de su valor nominal (f_0) por una cantidad Δf , mientras que la frecuencia de muestreo permanece constante.

El ángulo de fase de la secuencia positiva en el instante K_{th} puede representarse como:

$$\theta_K = \theta_{K-16} + \frac{\Delta f}{f_0} 2\pi \quad (3.9)$$

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta}{dt} = \frac{1}{2\pi} (\theta_K - \theta_{K-16}) f_0 \quad (3.10)$$

Por lo tanto, el cambio de ángulo de fase de secuencia positiva se relaciona directamente al cambio de frecuencia Δf .

POTENCIA REAL/REACTIVA

Para el cálculo de la potencia se emplean las componentes fundamentales obtenidas con la transformada Discreta de Fourier. Si \bar{V} e \bar{I} representan los fasores complejos fundamentales, la potencia compleja se da como sigue:

$$\bar{S} = \bar{V} \bar{I}^* = P + jQ \quad (3.11)$$

donde P y Q representan la potencia real y reactiva. La potencia total de un sistema trifásico es la suma de la potencia individual de cada fase.

$$P_T + jQ_T = \bar{V}_a \bar{I}_a^* + \bar{V}_b \bar{I}_b^* + \bar{V}_c \bar{I}_c^* \quad (3.12)$$

El factor de potencia (fp) también se calcula con fines de visualización.

$$FP = \frac{P_T}{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2}} \quad (3.13)$$

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

El relevador de potencia inversa tiene una opción de una sola fase y cuando ésta se selecciona se calcula como:

$$P = \text{Mínimo de } (P_a, P_b, P_c) \quad (3.14)$$

donde el valor negativo de potencia indica un flujo de potencia inversa.

El relevador también permite la selección de entrada de voltaje de línea-línea. Cuando se escoge esta opción, se calcula la potencia usando el método de dos wattmetros como sigue:

$$P_T + jQ_T = \bar{V}_{ac}\bar{I}_a^* + \bar{V}_{bc}\bar{I}_b^* \quad (3.15)$$

El cálculo anterior supone que no hay corriente de secuencia cero en el sistema.

A continuación se hará una breve descripción de las características y funciones de cada uno de los esquemas de protección.

3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS RELEVADOR MULTIFUNCION M-3420

- Protecciones incluidas 24, 27, 32, 40,46,40, 50/27, 50N, 51N, 51V, 59, 59N, 60FL, 81, 87, 87GD.
- Utiliza una interfase con el usuario de un display de cristal líquido de 2x24 para acceder las funciones del relevador. (Opcional).
- Medición local o remota de voltajes y corrientes de fase, de neutro y de secuencia, potencia real, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia e impedancia.
- Registrador de eventos de los 32 últimos disparos.
- 2 Puertos serie RS-232 para conectarse a una interfase SCADA o a una PC con el paquete de comunicaciones M-3800, IPS COM.
- Captura 170 ciclos de falla divididos hasta en 4 eventos, para análisis con el paquete de Análisis de Fallas M-3801 Ip Splot.
- Voltajes de alimentación:
120 Vca (90 - 145V) ó 125 Vcd (90 - 160 vcd).
110/120/230/240 Vac ó 110/125/220/250 Vcd-
- Entradas sensadas:
4 entradas de voltaje 60/140Vca, 50/60hz. Voltaje continuo máximo 240V.
7 entradas de corriente 5A, 50/60 hz; 1.0A opcional para la corriente de neutro.
Corriente máximo de 10A continúa ó 100 I_R por un segundo.
- Entradas de contacto:
6 Entradas de Contacto INPUT1 a INPUT6.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

- Contactos de salida:
 Disparo. 8 Salidas de Contacto Programables.
 Habilitación de Reconexión. 6 Forma 'a'
 Pérdida de Fusible. 2 Forma 'c'
 Anuncio de Disparo. 1 Contacto de Alarma fuente de Poder.
 Alimentación correcta. 1 Contacto de Autodiagnóstico.

- Módulo de banderas.
 El módulo Opcional de Banderas M3920 proporciona 24 banderas y 8 leds, Los Leds de salida indican los estados de los contactos de salida programables.

3.2 FUNCIONES DEL RELE MULTIFUNCION M-3420

NUMERO de DISPOSITIVO	FUNCIÓN	RANGO	INCREMENTO	PRECISIÓN
27 3Ø	<u>Bajo Voltaje RMS</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	5 a 200 Volts 1 a 8160 Ciclos	1.0 V 1 Ciclo	± 0.5 V + 20 Ciclos
32 3Ø	<u>Potencia Direccional</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	-3.000 a 3.000p.u. 1 a 8150 Ciclos	0.001 p.u. 1 Ciclo	± 0.00 15 p.u. ó 0.2% + 16 Ciclos
50 3Ø	<u>Sobrecorriente Instantánea</u> Magnitud Tiempo de Respuesta * (No exceder 20 veces el valor de arranque de (51V)	1.0 a 240 A. (*) 2 Ciclos máx.	0.1 A. -	± 0.1 A ó ± 3 % ± 2 Ciclos
50N 3Ø	Magnitud Tiempo de respuesta * (No exceder 20 veces el valor de arranque del (51N)	1.0 a 240 A (*) 2 Ciclos máx.	0.1 A -	± 0.1 A ó 3 % ± 2 Ciclos
51N 3Ø	<u>Sobrecorriente de tiempo inverso con control de voltaje o restricción de voltaje</u> Curvas características Ajuste de Taps Ajuste de Dial Voltaje de Control Restricción de Voltaje	Tiempo definido/inverso Muy inverso/Ext.inverso 0.5 a 12.00 0.5 a 11.0 5 a 200 V Rest. Lineal	0.01 0.1 1 V	- ± 3 % ± 0.5 V
51N	<u>Sobrecorriente de Tiempo Inverso de Neutro</u> Curvas características Ajuste de Taps Ajuste de Dial	Tiempo definido/inverso Muy inverso/Ext.inverso 0.5 a 12.00 0.5 a 11.0	0.01 0.1	± 3%
59 3Ø	<u>Sobre voltaje RMS</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	50 a 200 V 1 a 8160 Ciclos	1 V 1 Ciclo	± 3 % ± 20 Ciclos
81	<u>Frecuencia</u> Magnitud 1, 2,3,4 Retardo 1, 2,3,4	50.00 a 67.00 Hz 2 a 65,500 Ciclos	0.01 Hz 1 Ciclo	± 0.02 Hz -1 a + 3 Ciclos
60FL	<u>Protecc. de Pérdida de Fusible</u> Retardo	1 a 8160 Ciclos	1 Ciclo	- 1 a + 3 Ciclos
EXT	<u>Funciones externas</u> Retardo 1,2	1 a 8160 Ciclos	1 Ciclo	- 1 a + 3 Ciclos

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

NUMERO de DISPOSITIVO	FUNCIÓN	RANGO	INCREMENTO	PRECISIÓN
	<u>Funciones de Protección Opcionales</u> Volts/Hz			
24 3Ø	<u>Tiempo Definido</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2 <u>Tiempo Inverso</u> Curvas Características Magnitud Ajuste de dial Curva 1 Curva 2-4 Rapidez de Reposición	100 a 200 % 30 a 8160 1 a 4 100 a 200 % 1 a 100 0 a 9 1 a 999 seg.	- 1 % 1 - 1 % 1 0.1 1 seg.	- ± 1 % - - ± 1 % - - ± 3 Ciclos ó 1 %
40 3Ø	<u>Pérdida de Campo (característica mho con desplazamiento de 2 zonas)</u> Diámetro del círculo 1, 2 Desplazamiento 1, 2 Retardo 1, 2 Voltaje de Control Elemento Direccional	1 a 100 ohms - 50 a 50 ohms 1 a 8160 Ciclos 5 a 200 Volts fijo a 13°	0.1 ohm 0.1 ohm 1 Ciclo 1 Volt	± 0.1 ohm ó 5 % ± 0.1 ohm ó 5 % - 1 - + 3 Ciclos ± 0.5 Volts
46 46	<u>Sobrecorriente de Secuencia Negativa</u> <u>Tiempo Definido</u> Magnitud Retardo <u>Tiempo Inverso</u> Ajuste de Dial ($K = I_2^2 t$) <u>Máximo tiempo definido p/disparar</u> Tiempo de Reposición (Lineal)	3 a 100 % 1 a 8160 Ciclos 3 a 100 % 1 a 95 600 a 65,500 Ciclos	1 % 1 Ciclo 1 % 1 1 Ciclo	± 0.5 % de 5 Amp. - 1 a + 3 Ciclos ± 0.5 % de 5 Amp. ± 3 % - 1 a + 3 Ciclos
50/27 3Ø	<u>Energización Inadvertida</u> 50 Sobrecorriente Magnitud	0.50 a 15.00 Amp	0.01 Amp	± 0.1 % ó ± 2 %
27	<u>Bajo Voltaje</u> Magnitud Retardo a la Activación Retardo en la Reposición	4 a 130 Volts 1 a 8160 Ciclos 1 a 8160 ciclos	1 volts - 1 Ciclo	± 0.5 Volts - - 1 a 3 ciclos
50BF 3Ø	Magnitud corriente de fase Corriente de Neutro Retardo	0.10 a 10.00 Amp. 0.10 a 10.00 Amp. 1 a 8160	0.01 Amp. 0.01 Amp. 1 Ciclo	± 0.1 ó ± 2 % ± 0.2 Amp. ± 2 % - 1 a + 3 Ciclos
59N	<u>Sobrevoltaje de RMS de neutro</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	5 a 200 Volts 1 a 8160	0.1 Volts 1 Ciclo	± 0.5 Volts - 1 a + 3 Ciclos
87 3Ø	<u>Protección Diferencial de Fases</u> Magnitud mínima Por ciento dependiente Retardo	0.20 a 3 Amps 1 a 100 % 1 a 8160 Ciclos	0.01 1 % 1 ciclo	± 0.10 ó ± 5 % ± 1.5 % - 1 a + 3 Ciclos
87GD	<u>Diferencial de Tierra (Secuencia 0)</u> Magnitud 1, 2 Retardo Corrección de razón del TC	0.2 a 10 Amp 1 a 8160 Ciclos 0.10 a 7.99	0.01 1 Ciclo	± 0.1 % ± 0.5 % - 1 a + 3 Ciclos
	<u>Ajustes Nominales</u> Voltaje Nominal Corriente Nominal Config.de Transforms.de Potencial Retardo de sello	60 a 140 Volts 0.50 a 0.6 Amp. Línea a Línea Línea a Tierra 2 a 8160 Ciclos	1 Volt 0.01 1 Ciclo	 - 1 a +3 Ciclos

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

3.3 CARACTERISTICAS TÉCNICAS RELEVADOR M3430

- Protecciones incluidas 21, 24, 27, 27TN, 32, 40, 46, 50/57, 50BF/50N, 59, 59N, 60FL, 81, 87.
- Interfase con usuario M-3931, pantalla de cristal líquido de 2 x 24 para accesar las funciones del relevador.
- Medición local o remota de voltajes y corrientes de fase y neutro y de secuencia, potencia real, potencia reactiva, factor de potencia e impedancia.
- Registrador de eventos de los 32 últimos disparos.
- 2 Puertos serie RS-232 y uno RS-485 para conectarse a una interfase SCADA ó a una PC con el paquete de Comunicaciones M-3800 IPS Com.
- Captura de 170 Ciclos de Falla asignados hasta 4 eventos con retardo de post falla programable, para análisis con el paquete M-3801 IP Splot.
- Fuente de Poder Redundante de nivel bajo M-3934 (24-48 Vcd) o de alto nivel M-3935 (110-250 Vcd).
- Entradas Sensadas.
4 Entradas de Voltaje 50/60 Hz, 60/140V nominal y 240 V.
7 Entradas de Corriente 5A, 50/60 Hz, 1.0A opcional max continuo para corriente de neutro. Corriente máxima continua 10A y 100 I_R por 1 segundo (I_R = 5A).
- Entrada de Contacto.
6 Entradas de contacto programables INPUT1 a INPUT6.
- Contactos de salida

8 Salidas de Contacto programables.
1 Contacto de alarma de la fuente de poder.
1 Contacto de Autodiagnóstico.

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

□ Módulo de Banderas.

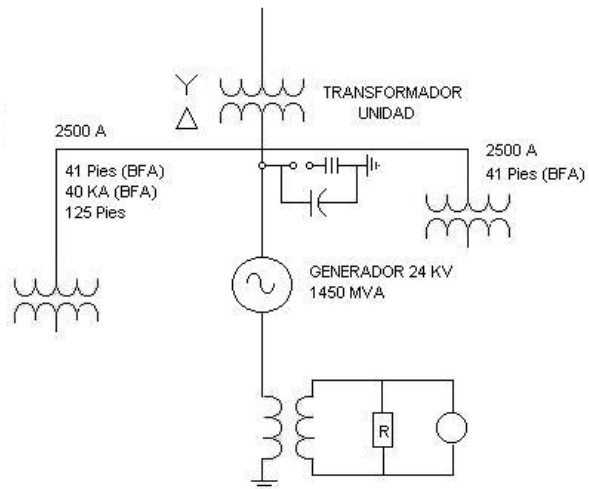
Incluye hasta 24 Leds para banderas etiquetados individualmente.

3.4 FUNCIONES DEL RELE MULTIFUNCION M-3430

NUMERO de DISPOSITIVO	FUNCION	RANGO	INCREMENTO	PRECISION
21	<u>Relé de Distancia de Fase</u> Diámetro del círculo 1,2 Desplazamiento 1,2 Angulo de impedancia 1,2 Retardo 1,2	0.1 a 100.00 Ohms - 100 a 100 Ohms 0° a 90° 1 a 8160 Ciclos	0.1 Ohms 0.1 Ohms 1° 1 Ciclo	± 0.1 Ohms + 5 % ± 0.1 Ohms + 5 % ± 1° - 1 a + 3 %
24	<u>Relevador Volt-Hz</u> <u>Tiempo Definido</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1,2 <u>Tiempo Inverso</u> Curvas Características Arranque Dial de tiempo Curva 1 Curva 2 Rapidez de Reposición	100 a 200 % 30 a 8160 1 a 4 100 a 200 % 1 a 100 0 a 9 1 a 999 Seg.	1 % 1 Ciclo 1 % 1 a 100 0 a 9 1 a 999 Seg.	± 1 % + 20 Ciclos ± 1 % ± 3 c ó 1 %
27 3Ø	<u>Bajo Voltaje RMS Trifásico</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	5 a 200 Volts 1 a 8160 Ciclos	1 Volts 1 Ciclos	± 0.5 Volts - 1 a + 3 Ciclos
27TN	<u>Bajo Voltaje de 3a. Armónica de Neutro</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2 Inhibición de Bajo Voltaje (De secuencia positiva) Inhibición de Baja Potencia	0.3 a 20 Volts 1 a 8160 de 5 a 200 Volts 0.002 a 3.000 p.u.	0.1 Volts 1 Ciclo 1 Volts 0.001 p.u.	± 0.15 Volts - 1 a + 3 ciclos ± 0.5 Volts ± 0.0015 p.u. ó 2 %
32 3Ø	<u>Potencia Direccional</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	- 3.000 a 3.000 p.u. 1 a 8160 Ciclos	0.001 p.u. 1 ciclo	± 0.0015 p.u. ó 2 % + 16 Ciclos
40	<u>Pérdida de Campo Característica Mho</u> Diámetro del Circuito 1, 2 Desplazamiento 1, 2 Retardo 1, 2 Voltaje de control (de sec.positiva) Elemento Direccional	0.1 a 100 Ohms - 50 a + 50 Ohms 1 a 8160 Ciclos 5 a 200 Volts Fijo a -13 °	0.1 Ohms 0.1 Ohms 1 Ciclo 1 Volts	± 0.1 Ohms ó 5 % ± 0.1 Ohms ó 5 % - 1 a + 3 % ± 0.5 Volts
46	<u>Sobrecorriente de Sec. Negativa</u> <u>Tiempo definido</u> Arranque Retardo <u>Tiempo inverso</u> Arranque Ajuste de dial	3 a 100 % 1 a 8160 Ciclos 3 a 100 % 1 a 95	1 % 1 Ciclo 1 % 1	± 0.5 % - 1 a + 3 Ciclos ± 0.5 % ± 3 %

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

NUMERO de DISPOSITIVO	FUNCIÓN	RANGO	INCREMENTO	PRECISIÓN
	Máximo tiempo definido p/disparar Tiempo de Reposición	600 a 65,500 ciclos 4 Minutos	1 Ciclo	- 1 a + 3 Ciclos
50/27	<u>Energización inadvertida</u> 50 Sobrecorriente Arranque	0.5 a 15 Amp.	0.01	± 0.1 Amp.
27	<u>Bajo voltaje</u> Arranque Retardo de tiempo para energizar Retardo de tiempo para desenergizar	40 a 130 Volts 1 a 8160 Ciclos 1 a 8160 Ciclos	1 Volt 1 Ciclo 1 Ciclo	± 0.5 Volts - 1 a + 3 Ciclos - 1 a + 3 Ciclos
50 BF	<u>Falla de Interruptor</u> Arranque Corriente de Fase Corriente de Neutro Retardo	0.1 a 10 Amp. 0.10 a 10 Amp. 1 a 8160 Ciclos	0.01 0.01 Amp. 1 Ciclo	± 0.1 ó 2 % ± 0.1 Amp. ó ± 2 % - 1 a + 3 Ciclos
59 3Ø	<u>Sobrevoltaje RMS Trifasico</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	5 a 200 Volts 1 a 8160 Ciclos	1 Volts 1 Ciclo	± 0.5 Volts - 1 a + 3 Ciclos
59N	<u>Sobrevoltaje RMS de Circuito de Neutro</u> Magnitud 1, 2 Retardo 1, 2	5 a 200 Volts 1 a 8160 Ciclos	0.1 Volt 1 Ciclo	± 0.5 Volts - 1 a + 3 Ciclos
81	<u>Frecuencia</u> Magnitud 1, 2, 3, 4 Retardo 1, 2, 3, 4	50 a 67 Hz. 2 a 65m500 Ciclos	0.01 Hz 1 Ciclo	± 0.02 Hz. - 1 a + 3 Ciclos
87	<u>Diferencial de Fases</u> Corriente mínima de arranque % Dependiente Retardo	0.20 a 3 Amp. 1 a 100 % 1 a 8160 Ciclos	0.01 1 % 1 Ciclo	0.10 ó ± 5 % ± 1 % - 1 + 3 Ciclos
60	<u>Protección de pérdida de fusible</u> Retardo	1 a 8160 Ciclos	1 Ciclo	- 1 a + 3 Ciclos
	<u>Funciones externas</u> Retardo 1, 2	1 a 8160 Ciclosw	1 ciclo	- 1 a + 3 Ciclos

3.5 CALCULO SISTEMA ATERRIZADO (ALTA RESISTENCIA)


CALCULAR EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN Y LA RESISTENCIA DE ATERRIZADO. (ESPECIFICACIONES)

DATOS DE EQUIPO	CAPACITANCIA A TIERRA
GENERADOR 1450 MVA (CGEN)	0.23 μ F
BANCO PROTECCIÓN SOBRETENSIONES (CSB)	0.125 μ F
TRANSFORMADOR DE UNIDAD (CMSU)	3667 μ F
TRANSFORMADOR AUXILIAR (CAUX)	1092 PF
125 PIES BUS FASE AISLADA 40 KA 35.3 PF/PIE	4413 PF
82 PIES BUS FASE AISLADA 2.5KA 14.3 PF/PIE	1173 PF

SELECCION RESISTENCIA DE ATERRIZADO.

la resistencia se selecciona de manera que:

$$X_{cg} = R_n = 1$$

$$C_o = C_{gen} + C_{SB} + C_{MSU} + 2 C_{AUX} + C_{MB} + C_{AB}$$

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

$$C_o = 0.23 + 0.125 + 0.003667 + 0.002184 + 0.004413 + 0.001173$$

$$C_o = 0.366437 \mu F$$

$$X_{Co} = \frac{1}{\omega C_o} = \frac{1}{2\pi f C_o} = \frac{1}{2\pi(60)(0.3664) \times 10^{-6}} = 7238.84 \Omega$$

$$X_{co} = 7239 \Omega$$

$$X_{cg} = X_{co} / 3 = 7239 \Omega / 3 = 2413 \Omega$$

$$R_n = X_{cg} = 2413 \Omega$$

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Se selecciona un transformador de distribución de 24000 - 240 voltios.

$$N \text{ (Relación espiras)} = 24000 / 240 = 100$$

La resistencia secundaria por lo tanto es:

$$R_{sec} = R_n / N^2 = 2413 \Omega / 100^2 = 0.2412 \Omega$$

la potencia de la resistencia basándose en la corriente máxima que esta dada por:

$$I_{sec \max} = \frac{V_{sec \max}}{R_{sec}} = \frac{V_{gen}(L-L)}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{N} \cdot \frac{1}{R_{sec}}$$

$$I_{sec \max} = \frac{24000}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{100} \cdot \frac{1}{0.2413} = 574 A$$

La potencia de la resistencia esta dado por:

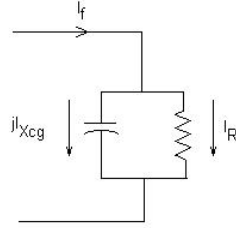
$$PR = I^2 R = 574^2 \times 0.2413 = 79.6 \text{ KW}$$

La capacidad del transformador de distribución se utiliza usando el voltaje pleno.

$$KVA = E_{sec}(\text{nom}) \times I_{sec}(\text{max}) = 240 \times 574 = 138 \text{ KVA}$$

Calculándolo para un factor de sobrecarga de 10 minutos siguiendo un vacío (sin carga).
Tenemos un factor de 2.6 $13.8/2.6 = 53.1 \text{ KVA}$.

Se selecciona un transformador de 50 KVA.



$$I_R = 5.74A$$

$$I_f = I_R + jI_{x_{cg}} = I_R (1 + j) = I_R \sqrt{2} = 8.12A$$

CALCULO DE LA ENERGIA MAXIMO DISIPADA PARA ESTE ESQUEMA.

$$X_{cg} = R_g = 2413\Omega$$

$$P_f = I_f^2 R_f$$

$$I_f = E_L - N/Z_T$$

$$Y = 1/R_g + j 1/X_{cg}$$

$$Z_T = R_c + 1/Y$$

$$Z_T = (R_f) + (1/R_g + j(1/X_{cg}))^{-1}$$

$$Z_T = (R_f + R_g/2) - j R_g/2 \quad R_g = X_{cg}$$

La máxima energía se presenta cuando la resistencia de falla es igual a la (Resistencia R_g en paralelo con X_{cg})

$$R_f = \frac{R_g}{2} - j \frac{R_g}{\sqrt{2}} = \frac{R_g}{\sqrt{2}} \quad Y$$

$$Z_T = \left(\frac{R_g}{\sqrt{2}} + \frac{R_g}{2} \right) - j \frac{R_g}{2} = 1.307 R_g$$

La corriente máxima de daño ocurrirá cuando

$$R_f = R_g / 2 \quad y \quad Z_T = 1.307 R_g$$

La máxima potencia en la falla será:

$$\frac{E_{LN}^2 R_f}{Z_T^2}$$

CFE	CENTRO DE CAPACITACION DE OCCIDENTE CURSO DE PROTECCIONES DE GENERADORES	ING J. J. DURON M
------------	---	--------------------------

$$Pf_{\max} = \frac{E_{LN}^2}{1.707R_g \sqrt{2}} = 0.414 \frac{13856^2}{2413} = 0.414(79.6KW)$$

$$Pf_{\max} = 33.0 \text{ KW}$$

$$S\acute{f} R_f = 0$$

La potencia disipada en la potencia de aterrizado es

$$Pr = \frac{E_{L-N}^2}{R_g} = 79.6KW$$