



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“ CALCULO DE LAS PROTECCIONES Y
LOGICA DE DESCONEXION DEL GRUPO
GENERADOR - TRANSFORMADOR DE LA
PLANTA HIDROELECTRICA COMEDERO ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
I N G E N I E R O
M E C A N I C O E L E C T R I C I S T A

P R E S E N T A :

ERNESTO IDULIO CAMBEROS MUGICA



México, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Indice Temático.-

Sección	pag.
- Introducción	1
- Capítulo 1 La máquina síncrona	3
- Capítulo 2 Medidas preventivas y Métodos de protección	19
- Capítulo 3 Arreglos de estaciones Generadoras	51
- Capítulo 4 Requerimientos de protección y Selección de los relevadores de protección	62
- Capítulo 5 Memoria de cálculo	122
- Capítulo 6 Nuevas tecnologías y Conclusiones	143
- Bibliografía.	146

INTRODUCCION.-

Para que un sistema eléctrico de potencia opere en forma eficiente suministrando la energía requerida por los usuarios, debe cumplir principalmente con dos aspectos:

- Tener un programa de generación óptima.
- Contar con un sistema de protección coherente.

Ningún sistema eléctrico en el mundo esta exento de fallas; de hecho, si se tratara de tener un sistema que no fallara, su costo sería excesivo. Partiendo de la base que los sistemas eléctricos pueden fallar, entonces de lo que se trata es de minimizar su efecto por medio de esquemas de protección diseñados para cada componente, cuyo propósito fundamental es liberar tan rápido como sea posible una falla para proteger a las personas y a los equipos del sistema.

El esquema general de un sistema de protección consiste en que la falla sea sensed por los transductores o elementos primarios de medición, que en este caso serán los transformadores de corriente y los transformadores de potencial.

El dispositivo que ejecutará la acción de protección es el relevador, cuyas tecnologías de construcción son en base a elementos electromecánicos, estáticos o con microprocesadores, y el elemento final de la protección es el actuador cuya función es accionar el interruptor que desconecte al equipo de la falla.

Los aspectos básicos que debe satisfacer un esquema de protecciones son la confiabilidad, donde cada elemento o el conjunto del esquema de protección cumpla con su función asignada; la selectividad que desconectará la parte afectada, la discriminación, donde se es capaz de establecer diferencias entre los tipos de disturbio y, la más importante, la rapidez para disminuir al mínimo la duración de una falla.

El tiempo de interrupción de una falla tiene dos componentes básicos. El tiempo del sistema de protección (entre uno a dos ciclos de corriente alterna), y el tiempo para la operación del interruptor (entre dos a cuatro ciclos). El tiempo del sistema de protección se puede dividir a su vez en: El tiempo de medición, el tiempo de arranque de la protección y el tiempo de disparo o accionamiento de los relevadores.

En el primer capítulo se presenta la teoría de la máquina síncrona, así como sus principales parámetros de operación; en el segundo capítulo se estarán considerando las principales fallas que pueden ocurrir durante la operación en estado estable y durante transitorios, así como fallas en la red.

Los arreglos típicos de estaciones generadoras se mencionan en el tercer cap. para el entendimiento de las protecciones adecuadas; y en el cuarto capítulo se realizará la selección de los relevadores para las condiciones de operación analizadas en el primer capítulo y los diferentes tipos que se pueden seleccionar de acuerdo al tipo de problema que se presente.

Finalmente, se llevaran a cabo los ajustes de las protecciones del caso práctico, así como la memoria de cálculo correspondiente. En el último capítulo se presentan los nuevos avances y tecnologías en lo que a sistemas de protección se refiere y las aplicaciones a futuro que se podrían implementar con dichos avances.

La selección de las protecciones y su coordinación se deben hacer para las condiciones futuras de la red eléctrica, considerando la estructura de planeación del sistema a mediano y largo plazo, estableciendo los valores de corto circuito y ajuste para las condiciones actuales. El establecimiento de los esquemas de protección y su coordinación, se hace a partir de las condiciones generales para la operación del sistema, estableciendo que se debe tratar de conservar la estabilidad del mismo, para cualquier clase de disturbio que se presente.

Capítulo 1. La Máquina síncrona.

1.1 Introducción.

Es un prerequisite saber como se comportan los elementos principales de un sistema eléctrico de potencia durante condiciones de operación normal y durante condiciones de falla, para la aplicación apropiada de los dispositivos de protección. Enseguida haremos un resumen con los fundamentos de las máquinas síncronas; daremos sus parámetros y los circuitos equivalentes de tal manera que se pueda realizar exitosamente un estudio de corto circuito, antes de la selección y aplicación de los sistemas de protección descritos más adelante.

Los elementos de un sistema eléctrico de potencia se pueden dividir en dos grupos; los rotatorios y los estáticos. El problema en los elementos rotatorios es que sus parámetros cambian dependiendo de su respuesta al cambio con las condiciones del sistema de potencia. No es así con los estáticos.

1.2 Máquinas síncronas

Hay dos tipos de máquinas síncronas: de rotor cilíndrico y de polos salientes. En general, el primero está limitado a generadores con turbinas de vapor de dos o cuatro polos, mientras que las máquinas de polos salientes se construyen a partir de cuatro polos e incluyen la mayoría de las clases de trabajo. Ambas clases de máquinas son básicamente similares en que tienen un estator con embobinado de tres fases distribuidos en su periferia interna.

Dentro de la perforación del estator se encuentra el miembro rotativo o rotor que es magnetizado por un embobinado de C.D.

La diferencia esencial entre las dos clases de máquinas se encuentra en la construcción del rotor. El tipo de rotor cilíndrico uniforme lleva su embobinado de excitación distribuido sobre un número de ranuras alrededor de su periferia.

Esta construcción es inapropiada para las máquinas multipolares, pues es muy sonora mecánicamente y se adapta particularmente bien a las máquinas eléctricas de alta velocidad; se usa universalmente para unidades de dos polos.

El tipo de polos salientes los tiene físicamente separados, y cada uno lleva un embobinado concentrado de excitación. Este tipo es en muchas formas una manera complementaria al del rotor cilíndrico; se emplea en máquinas que tienen cuatro polos o más. Excepto en casos especiales, se usa exclusivamente para máquinas que tienen más de seis polos.

1.3 Reacción de armadura

La reacción de armadura tiene un efecto muy importante en la operación de la máquina síncrona con respecto al ángulo de carga en que opera y a la cantidad de excitación que necesita, el fenómeno se explica mejor considerando un generador ideal simplificado con el embobinado completamente operando con FP unitario, FP igual a cero atrasado, y FP igual a cero adelantado. Cuando se opera con factor de potencia unitario, el voltaje y la corriente en el estator están en fase, la corriente en el estator produce una fuerza magnetomotriz con magnetización cruzada que interactúa con la del rotor, resultando una distorsión de flujo a través de la cara polar. Como puede verse en la figura 1.1a, la tendencia es la de debilitar el flujo en la parte superior del borde, o efectivamente distorsionar el campo en una manera equivalente a un desvío en contra de la dirección de rotación. Si el factor de potencia fuera reducido a un FP = 0 atrasado, la corriente en el estator alcanzaría su máximo de 90 grados después del voltaje y el rotor entonces estaría en la posición mostrada en la figura 1.1 b.

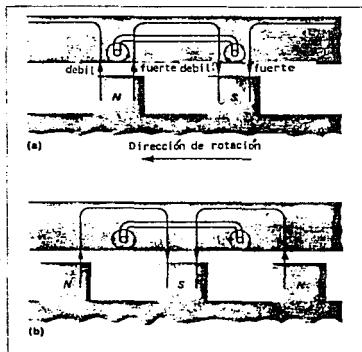


Fig. 1.1 Distorsión de flujo debido a la reacción de armadura

La fuerza magnetomotriz del estator está ahora actuando en oposición directa al campo. Similarmente para operación con factor de potencia cero adelantado, la fuerza magnetomotriz del estator estaría directamente asistiendo a la fuerza magnetomotriz del rotor. Esta fuerza magnetomotriz que surge a partir de la corriente que fluye en el estator, se conoce como reacción de armadura.

La figura 1.1 muestra la distorsión del flujo debido a la reacción de armadura.

1.4 La máquina síncrona operando en estado estable.

El diagrama vectorial de la máquina síncrona de rotor cilíndrico simple se muestra en la figura 1.2. Suponiendo que el circuito magnético no está saturado, el entrehierro es uniforme y todas las cantidades variables son senoidales.

Como la reactancia es normalmente mucho más grande que la resistencia, ésta última ha sido despreciada. Los ampers-vuelta de excitación AT_e producen un flujo Φ a través del entrehierro induciendo por lo tanto un voltaje E_t en el devanado del estator. Este voltaje maneja una corriente I_{fd} con un factor de potencia de $\cos\theta$ y genera una reacción de armadura de fuerza magnetomotriz AT_r en fase con él. La fuerza magnetomotriz AT_f resultante de la combinación de estos dos vectores de fuerza magnetomotriz (fig 1.2 a) es la excitación real que debe proporcionarse al rotor para mantener el flujo Φ a través del entrehierro.

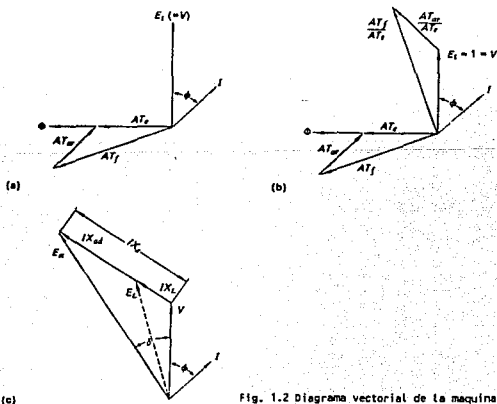


Fig. 1.2 Diagrama vectorial de la máquina síncrona

Girando el diagrama de la fuerza magnetomotriz del rotor mostrado en la figura 1.2a en sentido contrario a las manecillas del reloj, hasta que ATe coincida con Et y cambiando la escala del diagrama de tal manera que ATe llegue a ser la unidad básica, donde $A_{Te} = E_t = 1$ resulte en la figura 1.2b.

Los vectores de fuerza magnetomotriz han llegado a ser los vectores de voltaje; por ejemplo, A_{TAr} / A_{Te} es una unidad de voltaje que es directamente proporcional a la corriente de carga del estator.

Este vector puede ser completamente representado por una reactancia, a la que en la práctica se le llama "reactancia de reacción de armadura" y es denotado X_{ad} .

Similarmente el lado restante del triángulo llega a ser A_{Tf} / A_{Te} el cual es el voltaje P.U. producido en circuito abierto por amper-vueltas A_{Tf} . Puede ser considerado como el voltaje interno generado de la máquina y es designado E_n . La reactancia real de dispersión del embobinado del estator genera una caída de voltaje o regulación, la cual ha sido despreciada hasta ahora. Esta reactancia es designada por X_l y la caída de voltaje que ocurre en el, $I_f X_l$, es la diferencia entre el voltaje terminal V y el voltaje junto a la reactancia de dispersión del estator E_n . $I_f X_l$ estará en fase con la caída de voltaje debida a X_{ad} como se muestra en el diagrama vectorial de la figura 1.2c deberá notarse que X_{ad} y X_l pueden combinarse para dar una reactancia equivalente simple; esta es conocida como "reactancia síncrona", denotada por X_d . La potencia generada por la máquina esta determinada por la ecuación:

$$P = V I \cos \phi = (V E_n / X_d) \sin \delta \quad \text{Eq. 1.1}$$

Donde δ es el ángulo entre el voltaje interno y el voltaje terminal, el cual es conocido como el ángulo de carga de la máquina.

Rotor de polos salientes.

La teoría precedente esta limitada al rotor cilíndrico, y en algunos casos este tratamiento es adecuada para rotor de polos salientes, pero en algunos no es así. Esta diferencia se debe a la suposición básica que el entrehierro es uniforme y es obvio que no sea válido cuando un rotor de polos salientes se esta considerando. El efecto de esto es que el flujo se produce por la reacción de armadura, y por lo tanto, la fuerza magnetomotriz de la misma depende de la posición del rotor en cualquier instante como se muestra en la figura 1.4.

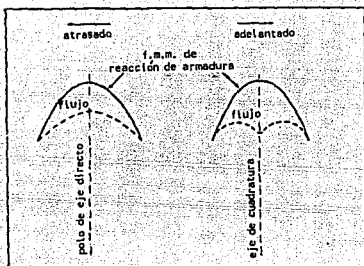


Fig. 1.4 Variación de la f.m.m. de reacción de armadura dependiendo de la posición del polo

Quando un polo está alineado con la onda senoidal magnetomotriz establecida por el estator, se fijará un flujo senoidal correspondiente; pero cuando un espacio interpolar se alinea, causa una severa distorsión. La diferencia es tratada con la consideración de estos dos ejes; esto es, aquellos correspondientes al espacio polar e interpolar separadamente.

Estos se designan el eje directo y de cuadratura respectivamente y esta teoría se conoce como teoría de dos ejes. El diagrama vectorial para la máquina de polos salientes es similar a la del rotor cilíndrico excepto en que la reactancia y las corrientes asociadas con ello están separadas en dos componentes. La reactancia síncrona para el eje directo es:

$X_d = X_{ad} + X_l$. mientras tanto en el eje de cuadratura es:

$X_q = X_{aq} + X_l$. El voltaje interno resultante es E_n , como se muestra en la figura 1.5.

Debe notarse que E_n es el voltaje interno que debería darse en la teoría de rotor cilíndrico por la adición vectorial de los vectores $I X_d$ y V . Hay una pequeña diferencia en magnitud entre E_n y E_n , pero esta diferencia sustancial es en ángulo interno; la teoría simple es perfectamente adecuada para los cálculos de corriente de excitación, pero no para consideraciones de estabilidad donde el ángulo de carga es importante.

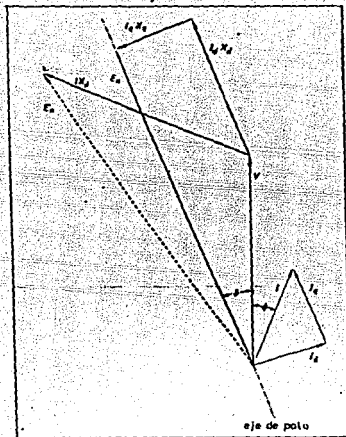


Fig. 1.5 Diagrama vectorial de la máquina de polos salientes

1.6 La máquina síncrona operando durante disturbios.

Para cambios normales en condiciones de carga, la teoría de estado estable se adecúa perfectamente; sin embargo, cuando se involucran cambios instantáneos, tales como fallas u operaciones de switcheo, la teoría mencionada deja de ser útil. Cuando esto pasa, se introducen nuevos factores dentro de la máquina, y para representar esto adecuadamente, se necesita considerar un nuevo grupo de características de la máquina. La forma más simple y generalmente aceptada para derivar y apreciar el significado de estas características, es considerar un corto circuito trifásico momentáneo aplicado a una máquina que inicialmente opera en circuito abierto y excitada a voltaje normal E_o . Este voltaje será generado por el flujo que cruza el entrehierro. En ninguna máquina es posible confinar todo el flujo por una trayectoria, presentándose un flujo de dispersión Φ_d que cierre su trayectoria de polo a polo a través de los espacios interpolares sin cruzar el entrehierro principal como se muestra en la figura 1.6. El flujo en el polo será $\Phi + \Phi_d$.

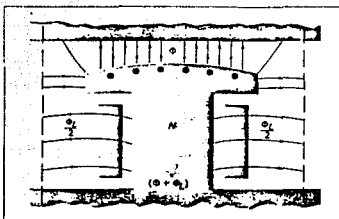


Fig. 1.6 patrones de flujo de la máquina de polos salientes

Si los embobinados del estator están cortocircuitados, la corriente que fluye tiene un factor de potencia cero, y la fuerza magnetomotriz de la reacción de armadura resultante será directamente desmagnetizadora. Esto reducirá el flujo y las condiciones serán establecidas hasta que la reacción de armadura casi balancee a la fuerza magnetomotriz de la excitación.

El remanente mantendrá un flujo mucho más reducido a través del entrehierro, el cual es suficiente para generar el voltaje necesario para superar la reactancia de dispersión del estator (resistencia despreciable). Este es el caso de estado estable simple de una máquina en corto circuito y es completamente representado por el diagrama de la fig. 1.7a (ver la fig. 1.3 también). Puede esperarse que la corriente de falla estará dada por $E_o / (X_l + X_{ad})$ igual a E_o / X_d , pero es mucho muy reducida y la máquina estará operando sin ninguna saturación. Por esta razón el valor del voltaje usado, es el valor leído desde la línea del entrehierro correspondiendo a la excitación normal. La corriente en estado estable esta dada por:

$$I_d = \frac{\text{voltaje de entrehierro de excitación a cto. abierto}}{\text{reactancia sincrónica } X_d} \quad \text{Ec 1.2}$$

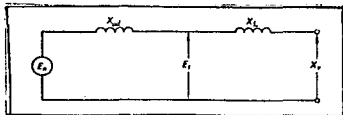


Fig. 1.3 circuito equivalente de la máquina

Un punto importante a notar ahora es que entre las condiciones iniciales y finales habrá una reducción severa de flujo. El rotor lleva un devanado altamente inductivo que enlaza el flujo de tal forma que el flujo del rotor se enlaza antes que el cortocircuito sea producido por $(\Phi + \Phi_L)$. En la práctica, el flujo de dispersión es distribuido sobre el polo completo, y su totalidad no enlaza todo el embobinado; Φ_r es un flujo concentrado equivalente imaginado para enlazar todo el embobinado y es de tal magnitud el enlace total, que iguala al que ocurre en ese momento. Es un principio fundamental que cualquier intento por cambiar el flujo enlazado con tal circuito, causará corriente para fluir en una dirección que se opondrá al cambio. En el presente caso el flujo está siendo reducido, y así la corriente inducida tenderá a mantenerlo. Para la posición inmediata siguiendo la aplicación del corto circuito es válido suponer que el flujo enlazado con el rotor permanecerá constante; esto se efectúa por una corriente inducida en el rotor que balancea el efecto de desmagnetización establecido por la armadura cortocircuitada.

Así, $(\Phi + \Phi_L)$ permanece constante pero debido a la fuerza magnetomotriz involucrada, el flujo de dispersión incrementará considerablemente. Con flujo constante total del rotor, puede ser aumentado a expensas del flujo cruzando el entrehierro.

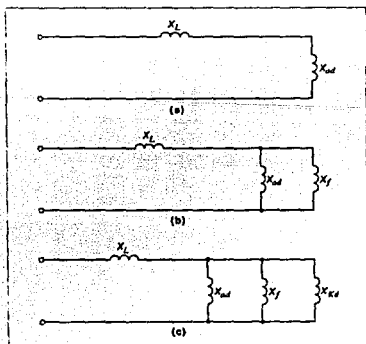


Fig. 1.7 reactancias de máquina

Consecuentemente, esto genera un voltaje reducido que actúa sobre la reactancia de dispersión X_l , dando la corriente de corto circuito. Es más conveniente para el análisis de máquina usar el voltaje E_o e inventar una reactancia ficticia que generará la misma corriente. Esta reactancia se llama llamada "reactancia transitoria" $X'd$ y está definida por la ecuación:

$$\text{Corriente transitoria} = I'd = \text{voltaje } E_o / X'd \quad \text{Ec 1.3}$$

Es mayor que X_l , y el circuito equivalente esta representado por la figura 1.7b donde:

$$X'd = [X_{ad} X_f / (X_{ad} + X_f)] + X_l = X_l + X'f$$

X_f = Reactancia de dispersión del devanado de campo.

$X'f$ = Reactancia de dispersión efectiva del devanado de campo.

El flujo será sostenido a un nivel relativamente alto mientras las corrientes inducidas fluyen en el devanado de campo. A medida que estas corrientes decaen, las características se aproximarán al estado estable.

Consecuentemente, la duración de esta fase estará señalada por la constante de tiempo del devanado de excitación. Esto generalmente es de un segundo o menor; de aquí el nombre de transitorio aplicado a características asociadas con él. Ahora, se deberá de tomar en cuenta un punto muy importante; Bajo condiciones de corto circuito existe una transferencia de flujo desde el entrehierro principal, hasta los patrones de dispersión. Esta desviación opuesta por el devanado de excitación y la transferencia principal, será experimentada hacia los polos.

Si un devanado amortiguador se lleva a la cara del polo, éste será sujeto al efecto total de la transferencia de flujo de los patrones de dispersión, y llevará una corriente inducida tendiendo a oponerse; tan pronto como esta corriente pueda fluir, el flujo del entrehierro será mantenido en un valor ligeramente más alto que aquel; en el caso de que solo el devanado de campo estuviera presente, pero aún menor que el flujo original de circuito abierto.

Como antes, es conveniente usar un voltaje de rango y crear otras reactancias ficticias consideradas para este período. Esta es conocida como "reactancia subtransitoria" $X''d$ y se define por la ecuación :

$$\text{corriente sub-transitoria} = I''d = \text{voltaje de rango } E_o / X''d$$

..... Ec 1.4

Esta reactancia es mayor que X_l , pero menor que $X'd$, y el circuito equivalente está mostrado en la fig. 1.7 c donde $X''d = X_l + [(X_{ad} X_f X_{kd}) / (X_{ad} X_f + X_{kd} X_f + X_{ad} X_{kd})]$ ó $X''d = X_l + X'kd$

X_{kd} = reactancia de dispersión del devanado amortiguador
 $X'kd$ = reactancia efectiva de dispersión del devanado amortiguador.

Nuevamente la duración de esta fase depende de la constante de tiempo del devanado de amortiguación. En la práctica, es de aproximadamente 0.05 s. (3 ciclos) mucho menor que el transitorio de aquí al término sub-transitorio.

La fig. 1.8 muestra la envolvente de la componente simétrica de la corriente de corto circuito de armadura indicando los valores descritos en el análisis precedente. El corto circuito momentáneo y su análisis, es el método por el cual se miden estas reactancias. Una descripción detallada del procedimiento se muestra en el código de prueba A.I.E.E. para máquinas síncronas pub. No. 503.

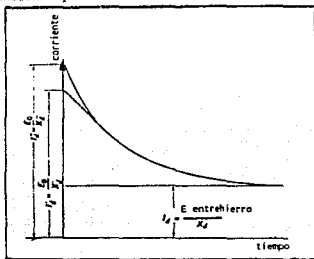


Fig. 1.8 desarrollo del decaimiento transitorio de la corriente de corto circuito

tipo de maquina	polos salientes		generadores de turbina		generadores de polos salientes		
	condensadores síncronos		convencional	diferencialmente enfilados	4 polos	Multi-polo	
	0.5-0.7	1.0-1.2	0.5	0.5	0.8-0.9	0.8	
relación de corte etc.	(p.u.)	1.6-2.0	0.8-1.0	2.0-2.3	2.1-2.4	1.3-2.1	1.3-1.5
reactancia síncrona - eje directo	(p.u.)	-0.1-25	0.5-0.68	1.8-2.1	1.95-2.23	0.8-1.2	0.8-1.0
reactancia síncrona - eje cuadratura	(p.u.)	0.3-0.5	0.2-0.35	0.18-0.25	0.27-0.30	0.16-0.35	0.4-0.8
reactancia transitoria	(p.u.)	0.2-0.4	0.12-0.25			0.1-0.25	
reactancia subtransitoria - eje directo	(p.u.)	0.25-0.8	0.18-0.48	0.11-0.13	0.19-0.23	0.14-0.35	0.2-0.35
reactancia subtransitoria - eje cuadratura	(p.u.)	0.25-0.5	0.14-0.35			0.12-0.3	
reactancia ind. serie	(p.u.)	0.12-0.16	0.06-0.10	0.00-0.075	0.11-0.16	0.03-0.10	0.1-0.2
etc. de tiempo transitoria de corte etc.	(s)	1.5-2.5	1.0-2.0	0.75-1.0	0.78-1.0	0.8-1.2	0.8-1.2
etc. de tiempo transitoria de corte abierto	(s)	5-10	3-7	4-8	8-8.5	4-8	3-7
subtransitoria de corte etc. - eje directo	(s)	0.04-0.09	0.05-0.10			0.02-0.04	
subtransitoria de corte abierto - eje directo	(s)	0.07-0.11	0.08-0.28			0.04-0.07	0.02-0.07
subtransitoria de corte etc. - eje cuadr.	(s)	0.04-0.6	0.05-0.8	0.018-0.026	0.02-0.03	0.10-0.18	
subtransitoria de corte abierto - eje cuadr.	(s)	0.1-1.2	0.2-0.9			0.3-0.7	0.1-0.2

Tabla 1.1 valores típicos de características de maquina

1.7 Asimetría.

El instante exacto en el cual ocurre un corto circuito en el devanado del estator, es de suma importancia. Si la resistencia es despreciable en comparación con la reactancia, la corriente de una bobina se atrasará 90 grados con respecto al voltaje; esto es, en el momento cuando la onda de voltaje tiene un máximo, cualquier corriente que fluya a través de la bobina, pasará por cero.

Si un corto circuito ocurre en ese momento, la corriente resultante crecería ligeramente y sería una simple componente de A.C. Sin embargo, en el momento que el voltaje inducido es cero, cualquier corriente que fluya deberá pasar por un máximo (debido al atraso de 90 grados); si una falla ocurre en este momento, la corriente resultante asumirá la relación correspondiente; estaría en su pico, y en los restantes 180 grados irá desde cero hasta un máximo, pero en dirección opuesta y así sucesivamente. De hecho, la corriente debe inicialmente estar en cero y así seguir una onda senoidal, la cual sea completamente asimétrica. Las posiciones intermedias nos darán grados de variación de asimetría.

Se puede considerar que esta asimetría se debe a un componente de corriente de D.C., la cual se elimina debido a una resistencia que esta presente. Este componente de corriente de D.C. en el estator establece un campo de D.C. el cual causa un rizo de 50 Hz en la corriente de campo, y este flujo alternante del rotor tiene un efecto adicional en el estator. Esto se muestra mejor considerando el flujo de 50 Hz siendo representado por 2 ondas de media magnitud, cada una rotando en direcciones opuestas a 50 Hz relativas al rotor. Así, como se ve desde el estator, una es estacionaria y la otra rotatoria a 100 Hz. Esto último origina corrientes de segunda armónica en el estator. Es posible un desarrollo más allá a lo largo de esta línea, pero las armónicas resultantes son despreciables y normalmente así se toman.

1.8 Reactancias de máquina.

La tabla 1.1 da valores típicos de reactancias de máquina para polos salientes y rotor cilíndrico.

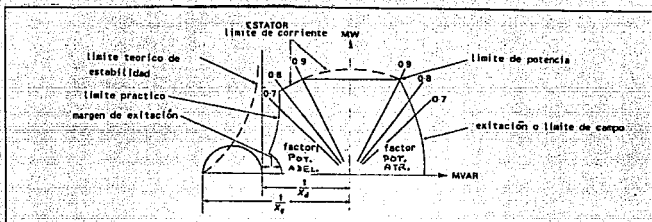


Fig. 1.9 carta típica de operación de potencia

1.8.1 Reactancias síncronas $X_d = X_1 + X_{ad}$.

El orden de X_1 normalmente 0.1 a 0.25 en P.U., mientras que el de X_{ad} es de 1.0 a 2.5, también en P.U. La reactancia de dispersión X_1 puede ser reducida mediante el aumento en tamaño de la máquina, o aumentando artificialmente la dispersión de ranura; pero como se observa, X_1 es solamente 10 % del valor total de X_d , y no puede ejercer mucha influencia. La reactancia de reacción de armadura puede ser reducida mediante la disminución de la reacción de armadura de la máquina, la cual en términos de diseño significa reducir el conductor amper (distinto del magnético) o carga eléctrica. Esto significa a menudo una máquina más grande físicamente. Por otra parte, la excitación que se necesita para generar voltaje de circuito abierto puede aumentarse; esto se realiza simplemente incrementando el entrehierro de la máquina; pero esto es posible solamente si el sistema de excitación se modifica para cubrir las necesidades de tal aumento.

En general, el control de X_d se obtiene casi totalmente mediante la variación de X_{ad} y en la mayoría de los casos, una reducción de X_d traería como consecuencia una máquina más grande y costosa. Cabe notar que X_1 cambia con X_{ad} , pero completamente opacada por X_{ad} . La reactancia síncrona es una medida de la estabilidad de estado estable de la máquina; entre más pequeño su valor, más estable la máquina como puede ser vista en la carta de potencia típica de la fig. 1.9. El valor $1/X_d$ tiene un significado especial mientras más se aproxime a la relación de cortocircuito (s.c.r.), la única diferencia es que la s.c.r. llega a saturación mientras X_d se derive de la línea del entrehierro.

1.8.2 Reactancia transitoria. $X'd = X_l + X'f$

La reactancia transitoria cubre el comportamiento de una máquina en el período de 0.1 a 3.0 segs. después de un disturbio; esto corresponde generalmente a la velocidad de cambio de un sistema, y se emplea en el estudio de estabilidad de transitorios.

Generalmente, la reactancia de dispersión X_l es igual a la reactancia de dispersión de campo efectiva $X'f$ y aproximadamente es de 0.1-0.25 P.U. El factor principal que determina el valor de $X'f$ es la dispersión de campo. Esto va más allá del control del diseñador, dado que otras consideraciones son más significativas que la dispersión de campo; de aquí que tomen prioridad en la determinación del diseño del campo. X_l puede variarse como ya se mencionó, y en la práctica, el control de la reactancia transitoria es usualmente realizado por la variación de X_l .

1.8.3 Reactancia sub-transitoria $X''d = X_l + X'kd$

La reactancia sub-transitoria determina los picos de corriente inicial que siguen a un disturbio, y en el caso de una falla repentina, es importante seleccionar la capacidad de ruptura de los interruptores del circuito asociado. Los esfuerzos mecánicos a los cuales se somete la máquina, alcanzan valores máximos que dependen de esta constante. La reactancia efectiva de dispersión del devanado de amortiguamiento $X'kd$ es determinada por la dispersión del devanado amortiguador, y el control de éstos es posible solo a una cantidad limitada. $X'kd$ Se puede esperar que falle entre 0.05 y 0.15 en P.U.

El factor principal es X_l , el cual, como se indicó anteriormente, es del orden de 0.1 a 0.25 en P.U.; el control de la reactancia sub-transitoria se lleva a cabo por la variación de X_l .

1.9 Reactancia de secuencia negativa.

Las corrientes de secuencia negativa pueden elevarse siempre que haya un desbalance en el sistema. Su efecto es establecer un campo rotatorio en la dirección opuesta al campo principal (esto es, el rotor), exponiéndolo así, a pulsaciones de flujo de doble frecuencia. Esto ocasiona corrientes parásitas y calentamiento; la mayoría de las máquinas están limitadas en la cantidad de estas corrientes que son capaces de llevar.

Es casi imposible calcular exactamente cuanta corriente de secuencia negativa puede ser conducida, dado que los patrones de corriente involucrados son muy inciertos y ampliamente distribuidos. En el rotor de un generador de turbina, por ejemplo, se incluyen: el cuerpo sólido del rotor, ranuras, devanados de excitación y anillos retenedores de devanado. Hay una tendencia para que ocurra sobrecalentamiento local y, aunque es también posible para el estator, no es práctico medir la temperatura continuamente.

En la práctica se usa un método empírico, basado en el hecho de que un cierto tipo de máquina es capaz de llevar, por un período corto, una cantidad de calor determinada por su capacidad térmica, y para períodos largos, una cantidad de calor de entrada la cual puede disipar. Las máquinas síncronas están diseñadas para poder operar continuamente en un sistema desbalanceado de tal forma que ninguna de las corrientes de fase excedan la corriente de rango, la relación de las corrientes de secuencia negativa (I_2) a la corriente de rango (I_n) no deben de exceder los valores de la tabla 1.2. Bajo condiciones de falla la máquina también será capaz de operar con el producto de (I_2/I_n) y el tiempo en segundos (t) no deben de exceder los valores dados.

1.10 Reactancia de secuencia cero.

Si una máquina esta operando con el neutro aterrizado, una falla a tierra del sistema ocasionará corrientes de secuencia cero en la máquina. Esta reactancia representa la contribución de la máquina a la impedancia total ofrecida a esta corriente. En la práctica es generalmente baja y a menudo considerada por otras impedancias presentes en el circuito.

Item No.	tipo de máquina	máquina 12/in otra cobertura continua	máquina 12/in ² s para operación bajo condiciones de falla
máquina de polos salientes			
1	indirectamente enriadas	0.1	20
	motores	0.08	20
	generadores	0.1	20
2	condensadores sincros	0.1	20
	directamente enriadas		
	o internamente enriadas)		
	estator y/o campo	0.08	15
motores	generadores	0.05	15
	condensadores sincros	0.08	15
máquinas de rotor cilíndrico			
3	rotor enriada indirectamente	0.1	15
	enriadas por aire	0.1	10
4	enriadas por hidrógeno		
	directamente enriadas (internamente)		
	rotor		
	< 350 MVA	0.08	8
	> 350 < 900 MVA	•	••
> 900 < 1250 MVA	•	5	
> 1250 < 1600 MVA	0.05	5	
* para estas máquinas el valor de 12/in se calcula como sigue: $I_f/I_N = 0.08 - \frac{S_N - 350}{3 \times 10^4}$			
** para estas máquinas el valor de 12/in ² s se calcula como sigue: $(I_f/I_N)^2 = B - 0.00545 (S_N - 350)$			
donde B es a su vez es en MVA			

Tabla 1.2 condiciones de operación desbalanceada para máquinas sincros

1.11 Valores de los ejes directo y de cuadratura.

La reactancia transitoria está asociada con los devanados de campo, ya que en máquinas de polos salientes, está concentrada en el eje directo; no hay ningún eje de cuadratura correspondiente. El valor de la reactancia aplicable en este eje es la reactancia síncrona, esto es $X'q = Xq$. El devanado amortiguador (o su equivalente) es distribuido mas ampliamente, y de aquí la reactancia subtransitoria asociada con esto tiene un valor definido del eje de cuadratura $X''q$.

1.12 Efecto de saturación en reactancias de máquina.

En general cualquier máquina eléctrica está diseñada para evitar saturación severa de su circuito magnético. Sin embargo, económicamente no es posible operar a tan bajas densidades como para evitar saturación o, más correctamente, reducirlo a proporciones despreciables; y en la práctica, se acepta un grado moderado de saturación, usualmente cerca del 10%.

Ya que la reactancia de reacción de armadura X_{ad} es una relación AT_{ar}/A_{TE} , es evidente que A_{TE} no variará en una forma lineal para diferentes voltajes, mientras AT_{ar} se mantendrá invariable. El valor de X_{ad} variará con el grado de saturación presente en la máquina, y para exactitud extrema, se deberá determinar para la condición particular involucrada para cualquier cálculo. Todas las demás reactancias, nombradas X_l , X'_{d} y X''_{d} , son reactancias verdaderas y realmente se originan por la dispersión de flujo. La mayoría de esta dispersión ocurre en las partes de acero de la máquina, y de aquí que debe ser afectada por la saturación. Para un conjunto de condiciones dadas, la dispersión de flujo existe como resultado de una fuerza magnetomotriz la cual lo causa. Si el circuito de acero no está saturado, su reluctancia es baja y la dispersión de flujo es fácilmente establecida. Si los circuitos están altamente saturados, ocurre lo contrario, y la dispersión de flujo es relativamente baja; así que la reactancia bajo condiciones de saturación es más baja que cuando no está saturado.

La mayoría de los métodos de cálculo asumen la permeabilidad del acero como infinito, y por esta razón, encabeza a los valores de reactancia no saturados. El reconocimiento de una permeabilidad finita y variable crea una solución extremadamente laboriosa; y en la práctica, un solo factor de aproximadamente 0.9, es tomada para representar la reducción en reactancia originada por la saturación.

Es necesario distinguir cual valor de reactancia ha sido medido bajo prueba. El corto circuito normal de voltaje de circuito abierto da una corriente que es usualmente varias veces el valor a plena carga; así, esta saturación está presente y la reactancia medida será el valor de saturación. Este valor es también conocido como voltaje de rango, ya que es medido por un corto circuito aplicado con la máquina excitada a voltaje de rango.

En algunos casos, si es deseado evitar tensión mecánica severa a la cual una máquina está sujeta por un corto circuito directo, la prueba puede ser hecha desde voltaje reducido, de tal forma que la corriente inicial es aproximadamente el valor a plena carga. La saturación es mucho más reducida y los valores de reactancia medidos son virtualmente valores no saturados. Son también conocidos como valores de 'corriente de rango', por razones obvias.

Capítulo 2 Medidas preventivas y Métodos de Protección.

2 Introducción.

La selección del equipo de protección para un generador requiere un conocimiento definido de los esfuerzos a los cuales se somete el generador en servicio. Como resultado de estas medidas preventivas se puede evitar que la máquina quede expuesta a esfuerzos inadmisibles. Puesto que las fallas internas no se pueden eliminar a pesar de estas medidas, es necesario tener una idea clara de las formas posibles de éstas y de las formas mediante las cuales se pueden detectar en forma confiable. Finalmente, la protección de un generador requiere de elementos compatibles con el sistema de protección de la red a la cual el generador inyecta su energía.

Los esfuerzos más importantes son los voltajes eléctricos a los que se expone el aislamiento; las fuerzas mecánicas que afectan varias partes de la máquina y los efectos del aumento de temperatura. Una máquina realmente eficiente, no es sólo capaz de soportar las condiciones normales de operación durante un periodo de varios años, sino también tolerará ciertos excesos, siempre y cuando no ocurran muy a menudo.

Sin embargo, se debe reconocer que durante el tiempo que la máquina está en operación, se experimentarán algunos fenómenos que propician que se excedan algunos valores críticos. Para protegerse contra éstos se deben tomar medidas preventivas adecuadas.

A pesar de un buen diseño, de una operación correcta, y de tomar medidas preventivas, es imposible descartar completamente el riesgo de fallas en cualquier máquina. Los sistemas de protección de un generador deben, por lo tanto, contener elementos que cuando ocurre una falla interna, interrumpan la corriente en las partes afectadas, tan pronto como sea posible.

Puesto que todo generador está conectado a una red, los elementos que lo protegen deben también incluir a todos aquellos que causan que el generador se desconecte del sistema, en forma coordinada con el esquema de protección de la red, cuando la falla ocurra en ésta. Las observaciones que siguen se adhieren a este principio y como el sistema de protección del generador es un elemento de seguridad, la confiabilidad tiene una absoluta prioridad entre sus propiedades.

Estas razones han inducido a los experimentados superintendentes de planta a instalar modernos dispositivos de protección; no sólo para generadores nuevos, sino también para aquellos que han estado prestando servicio por varios años sin la protección adecuada.

Considerando el riesgo que se corre ante la eventualidad de una falla que produzca efectos desastrosos, la inversión hecha en los dispositivos de protección se podría pagar muchas veces, con el solo hecho de operar correctamente una vez.

2.1 MEDIDAS PREVENTIVAS.

2.1.1. PROTECCION DE SOBREVOLTAJE.

Las dimensiones del aislamiento de los devanados de un generador se basan principalmente en el voltaje nominal de operación, pero también se toman en cuenta los sobrevoltajes transitorios y los aumentos de voltaje causados por las fallas de una fase a tierra. Los sobrevoltajes que se pueden presentar esforzando el aislamiento y que por lo tanto demandan medidas preventivas, son los siguientes:

-Las ondas de sobrevoltaje resultantes de las descargas atmosféricas en las líneas o en la red cercanas al generador.

Para evitar esfuerzos indebidos en el devanado del estator, se instalan apartarrayos a la entrada de cada fase, y, considerando la reflexión de tales ondas, se coloca un apartarrayos entre el neutro y tierra. Esto se hace tanto cuando el generador está conectado en unidad con su transformador, como cuando está conectado directamente a la red. Los capacitores paralelo se colocan generalmente cuando existe riesgo de una elevación indebida del voltaje por fase, debido al acoplamiento capacitivo de picos de sobrevoltaje entre la red de alto voltaje y el generador.

Cuando los apartarrayos están localizados en los bushings donde se conectan las líneas de fuerza, dan protección adecuada al generador sólo cuando la distancia entre estos componentes y el generador no es muy grande y cuando los apartarrayos están coordinados con el nivel de aislamiento de la máquina. De otra manera se debe colocar un juego de apartarrayos directamente en las terminales de la máquina.

- Sobrevoltajes debidos a auto-excitación en el caso de carga capacitiva indebida.

Los generadores están expuestos a este riesgo cuando tienen que alimentar líneas largas o una red con muchos cables de potencia. Para detectar el riesgo de auto-excitación se debe usar un relevador de distancia que puede ser del tipo de mínima reactancia capacitiva. Puesto que también se usa un relevador de este tipo para otras labores de protección, cuya orden de salida está retrasada en relación con el último; se combina con un relevador instantáneo ajustado a un valor relativamente bajo para permitir la protección contra una operación de la máquina con auto-excitación; en este caso, el interruptor del generador dispara instantáneamente cuando estos relevadores operan simultáneamente.

- Sobrevoltajes resultantes por falla del regulador de voltaje automático.

Si debido a un circuito abierto en su fuente o debido a un defecto interno el regulador de voltaje ajusta la excitación del generador a su máximo positivo o negativo, y si el generador está operando sin carga o sólo, el resultado es una elevación en su voltaje terminal. Para detectar esto se utilizan relevadores de sobrevoltaje, que al operar, desconectan al generador y eliminan el campo. En máquinas hidráulicas se usa un relevador con una primera etapa con retardo de tiempo y una segunda etapa de alta velocidad; tiene una acción de retardo cuando el sobrevoltaje está por debajo del valor máximo que el voltaje del generador podría alcanzar en caso de rechazo de carga con gobernador intacto, y tiene una acción instantánea cuando el sobrevoltaje es más alto. Como en el caso de turbogeneradores no se tienen sobrevoltajes debidos a la sobrevelocidad que se genera durante un rechazo de carga, es suficiente emplear relevadores de sobrevoltaje sin retardo de tiempo.

- Sobrevoltajes provocados por desboque de turbina en una planta hidroeléctrica.

Cuando se presenta este tipo de irregularidad, el relevador de sobrevoltaje al que nos referimos anteriormente, con etapas de retardo y de alta velocidad, inician la supresión del campo del generador.

2.1.2 PROTECCION CONTRA ESFUERZOS MECANICOS.

Aparte de los esfuerzos a los cuales están sujetas las chumaceras, las siguientes fuerzas mecánicas se deberán de tomar en cuenta al diseñar el generador:

- En el caso de hidrogenadores, las fuerzas centrífugas afectan el rotor y especialmente sus devanados cuando se tiene velocidad de desboque.

- En el caso de turbogeneradores, las fuerzas centrífugas de 1.2 veces la velocidad nominal, afectan al rotor y a su devanado.

- El par pulsante a dos veces la frecuencia nominal, sostenido en máquinas monofásicas y durante la presencia de un corto circuí to asimétrico en máquinas trifásicas.

- Las fuerzas producidas por la corriente durante una falla en terminales afectan los devanados del estator de una máquina plenamente excitada.

- Los pares de frenado o de aceleración repentinos, durante la presencia de corto circuitos.

Puesto que las fuerzas centrífugas en turbogeneradores son ya tan altas a velocidad normal, ningún aumento considerable puede ser tolerado; los gobernadores de turbinas de vapor y gas están diseñadas de tal forma que los aumentos temporales de velocidad causados por rechazo de carga no exceden de un bajo porcentaje; también estas máquinas están equipadas con disparos de emergencia que quitan completamente el abastecimiento de vapor o gas cuando la velocidad se excede de cierta cantidad.

2.1.3 PROTECCION CONTRA TEMPERATURAS EXCESIVAS.

Puesto que las propiedades físicas y químicas de los materiales usados para aislar el devanado tienden a deteriorarse cuando aumenta la temperatura (mientras más alta la temperatura, mayor es el deterioro), un aumento de temperatura en la máquina tiene una marcada influencia en su ciclo de vida.

Si aplicando adecuadamente los enfriadores disponibles y utilizando los elementos de supervisión apropiados, es posible prevenir el exceso de temperatura en los devanados y se puede evitar que alcancen determinados valores obtenidos a través de una larga experiencia, así, es poco probable que tales excesos de temperatura provoquen algún efecto serio en las máquinas. También hay efectos perjudiciales resultantes de las diversas expansiones térmicas de diferentes materiales colocados muy juntos uno del otro, tales como el cobre en el devanado, el aislamiento y el núcleo de hierro, los cuales puede evitarse mediante un diseño cuidadoso, aún en máquinas con gran cantidad de hierro.

Los excesos de temperatura, es decir, cuando se exceden los límites permisibles de ésta, son ya sea, resultado de un incremento en las pérdidas internas de una máquina por encima del valor a plena carga o debido a una reducción en la eficiencia del sistema de enfriamiento.

Las razones para un aumento en las pérdidas son las sobrecorrientes en el rotor o en el devanado del estator, pérdidas adicionales en el cuerpo del rotor causadas por cargas asimétricas, operación asíncrona o la presencia de armónicas más altas en las corrientes del estator, debidas especialmente a la conexión de convertidores. Una reducción en el enfriamiento se aprecia rápidamente cuando se manejan ventiladores por separado o cuando se paran las bombas, o se nota gradualmente cuando se atascan las compuertas o los pasajes a través de las cuales pasa el gas enfriador, o cuando las tuberías de agua tienen depósitos de suciedad o sarro.

La lubricación con aceite y el enfriamiento de los cojinetes es particularmente sensitivo a dicho fenómeno.

La lista anterior deja claro que la protección de un generador contra una elevación inadmisibles de temperatura demanda medidas que deben adaptarse al diseño y método de enfriamiento utilizado en cada máquina.

La información básica para monitorar la temperatura de una máquina se obtiene de la medición continua de las temperaturas que son de interés. Las temperaturas en las chumaceras se pueden medir directamente. Para el devanado de estator, por razones obvias, uno se debe conformar con una aproximación; no obstante, con el tipo de devanado de uso común, que tiene dos barras por ranura, se pueden obtener buenos resultados incorporando sensores de temperatura en el espacio entre las dos barras. Estas mediciones, obtenidas tan cerca como es posible de los puntos críticos en la máquina, se completan con dispositivos que determinan las temperaturas a la salida de los enfriadores de gas, líquido de la máquina como un todo, o sus devanados, y del aceite lubricante de las chumaceras.

Las temperaturas medidas son indicadas y registradas. También se usan instrumentos con contactos para cerrar un circuito cuando se alcanza un ajuste previamente definido.

Debe tenerse en cuenta que determinada parte de una máquina sólo llega a una temperatura muy caliente, si la causa ha estado presente un tiempo considerable. Si esta causa se detecta tan pronto como ocurra, debería ser posible, en principio, prevenir las condiciones no deseables que se presentarán.

Con esto en mente, se utilizan los siguientes relevadores y dispositivos para proteger la máquina contra esfuerzos térmicos excesivos:

- Relevadores de sobrecorriente con un retraso de tiempo de varios segundos, conectados en los conductores de fase y circuitos del rotor para indicar las sobrecorrientes sostenidas.

- Relevadores de secuencia negativa para indicar cuando se excede el desbalanceo permitido.

- Dispositivos para monitorear el flujo en los enfriadores; en ciertos casos están hechos para actuar un contacto de alarma si el flujo cesa, o posiblemente para arrancar una bomba de repuesto.

Para una adecuada protección contra sobrecargas, se usan los relevadores térmicos, es decir, relevadores que tienen una característica corriente-tiempo muy cercana a las característica corriente-tiempo del devanado monitoreado, de modo que el relevador opera cuando la temperatura en el devanado alcanza el valor preestablecido.

De este modo se puede aprovechar al máximo la capacidad térmica de la máquina protegida, sin el riesgo de calentamiento por sobrecarga. Si dichos relevadores térmicos se calibran por abajo de la temperatura límite de la máquina, dan un aviso preliminar antes de que se alcance el estado de peligro, y así alertar al personal de operación para que tome las medidas necesarias para eliminar el problema a tiempo. El relevador que indica carga asimétrica (el relevador de sobrecorriente de se -cuencia negativa), usualmente se complementa con un segundo relevador que se ajusta a un valor mucho mas elevado, que dispara el interruptor del generador a través de un elemento con retraso de tiempo, una vez que se alcanza ese ajuste.

En el mismo marco de ideas se puede hacer referencia a aquellas medidas de protección empleadas cuando el sistema de regulación y excitación de un generador, que operando en paralelo con la red, desarrolla una falla. Aquí debemos distinguir entre tres diferentes situaciones.

- Si el regulador de voltaje del generador levanta la excitación al máximo positivo y permanece ahí, el generador proporciona una alta potencia magnetizadora a la red. Los devanados del rotor y estator no están hechos para conducir tanta corriente. Su protección de sobrecorriente opera, y simultáneamente inicia su operación un relevador térmico de sobrecorriente con una constante de tiempo modesta, en el circuito de salida del regulador. Cuando este último relevador opera, ajusta la excitación a un valor preseleccionado de una magnitud razonable, y a partir de ahí se puede regular a mano.

-La segunda clase de disturbio es la pérdida de excitación. El generador afectado obtiene la corriente que necesita para excitación de la red y parece estar llevando una carga alta y adelantada. Bajo tales circunstancias, el turbogenerador pierde sincronismo. Independientemente de las pérdidas adicionales en el rotor, puede sin embargo, ser capaz de continuar operando asincrónamente durante largo tiempo. Para detectar esta condición se emplea el antes mencionado relevador de distancia, que puede ser del tipo de reactancia mínima. Este relevador se utiliza únicamente para indicar la condición, dando al personal de operación la oportunidad de eliminar la causa del problema, cuando esto sea posible. Un generador de polos salientes se mantiene rodando en sincronía produciendo suficiente carga activa sin ser excitado. Sin embargo, si pierde el paso, el relevador debe asegurar que se desconecte, ya que una máquina de este tipo generalmente tiende a oscilar, lo que puede afectar seriamente la operación de la red a la que está conectada.

Sin embargo, el comando de disparo es generalmente retardado, porque durante fallas en la red, un generador puede perder sincronismo momentáneamente, pero revierte a operación a sincronía, si se le da suficiente tiempo.

- La tercera posibilidad ocurre si la excitación asume su valor máximo negativo y se mantiene ahí por acción del regulador de voltaje. Como en este caso el campo del rotor del generador afectado pasa necesariamente por cero en su trayectoria hacia el valor negativo, la máquina comienza a deslizar, aunque generalmente después de deslizar por un determinado número par de polos vuelve a sincronía repitiéndose el fenómeno pero con excitación de máximo positivo.

Cuando un generador con rotor de polos salientes, que opera excitado, pierde el paso, el relevador de distancia tipo capacitivo de reactancia mínima lo desconecta; por otro lado, si se trata de un turbogenerador, entonces el relevador inicia la supresión del campo, permitiendo cambiar de una operación dañina asíncrona con excitación, a una sin excitación, pero inofensiva.

Finalmente, se debe mencionar el hecho de que el primotor de un generador queda expuesto a un riesgo de elevación de temperatura inadmisibles, si debido a la falla del medio propulsor, el generador comienza a operar como motor a la misma velocidad. Para contrarrestar esto, se incorpora un relevador de potencia inversa muy sensible, en las líneas de salida del generador, al cual desconecta cuando el relevador opera. Para equipos turbo por arriba de 30 MVA, esta protección se duplica para mayor seguridad.

2.1.4 RESUMEN DE MEDIDAS PREVENTIVAS.

Por las consideraciones antes mencionadas las medidas preventivas que forman parte del esquema de protección del generador incluyen lo siguiente:

APARTARRAYOS.

Entre las fases de entrada o neutro y tierra para limitar el esfuerzo al cual se sujetan los devanados por ondas de sobretensión de origen atmosférico.

RELEVADORES DE SOBREVOLTAJE-TIEMPO CON ETAPA DE ALTA VELOCIDAD.

En hidro-generadores, para dar el orden de supresión de campo en el caso de desbogue de la turbina, o cuando ocurren sobrevoltajes como resultado de fallas en el sistema de regulación y excitación. Para turbogeneradores es muy conveniente un relevador instantáneo de sobrevoltaje.

RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO CAPACITIVO DE REACTANCIA MINIMA.

Para generadores donde se presenta el riesgo correspondiente, este relevador se combina con un relevador de sobrevoltaje sin retardo de tal forma que, cuando comienza la autoexcitación, empiezan a trabajar ambos relevadores y hacen funcionar inmediatamente el interruptor de la máquina. A través de una segunda salida se conecta un relevador de tiempo, que al expirar su ajuste de tiempo, manda desconectar al hidrogenerador, y si es un turbogenerador manda suprimir el campo y dá una señal sostenida avisando que el generador está rodando fuera de sincronía.

RELEVADORES TERMICOS DE SOBRECORRIENTE-TIEMPO CON PEQUEÑA CONSTANTE DE TIEMPO.

Se conectan en los circuitos de salida del regulador de voltaje. Cuando la excitación se mantiene en un valor máximo positivo o negativo debido a una falla en el regulador, estos relevadores conmutan el control de la regulación del generador a manual.

DISPAROS DE EMERGENCIA PARA TURBINAS DE VAPOUR O GAS.

Para prevenir que se presente una sobrevelocidad inadmisibles cuando falla el gobernador.

SENSORES DE TEMPERATURA.

Alojados en las ranuras del estator, en las cubiertas de las chumaceras y en los segmentos de las mismas, para la indicación directa de la temperatura, o a través de instrumentos indicadores y/o de registro, que posiblemente incluyen un contacto que indique si llegó al límite de temperatura.

MONITOREO CONTINUO DE TEMPERATURA EN LA SALIDA DE GASES O LIQUIDOS ENFRIANTES.

De los devanados de la máquina y del aceite para lubricar las chumaceras, por medio de dispositivos de medición e instrumentos de indicación y registro.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO.

En los conductores de las fases y en el circuito de rotor para indicar sobrecorrientes sostenidas.

RELEVADORES TERMICOS.

Como protección contra sobrecargas que causan elevación de temperatura inadmisibles; intervienen cuando el devanado protegido casi ha alcanzado el límite preestablecido de temperatura.

RELEVADORES DE SECUENCIA NEGATIVA.

Para anunciar que se ha excedido la carga monofásica permitida para un generador trifásico. También, para intervenir en el caso de alta carga monofásica, se instala un segundo relevador de secuencia negativa, que se ajusta a un valor más alto y manda disparar el interruptor del generador a través de un elemento de retardo de tiempo.

RELEVADORES DE POTENCIA INVERSA.

Para desconectar el generador a través de un elemento de retardo de tiempo si rueda a plena velocidad como motor.

MONITORES DE FLUJO.

Que instalados en las líneas de enfriamiento, especialmente en las tuberías de agua de enfriamiento, accionan una alarma si el enfriador cesa de fluir y posiblemente accionan una bomba de respaldo.

Una unidad formada por el generador y su transformador, también requiere medios de protección para el transformador. (ver protección del transformador)

2.2 METODOS DE PROTECCION CONTRA FALLAS. (FIG. 1)

Cualquier tipo de falla eléctrica en una máquina es resultado del deterioro del aislamiento o de un flameo o arco eléctrico ocurrido a través del aislamiento en algún punto.

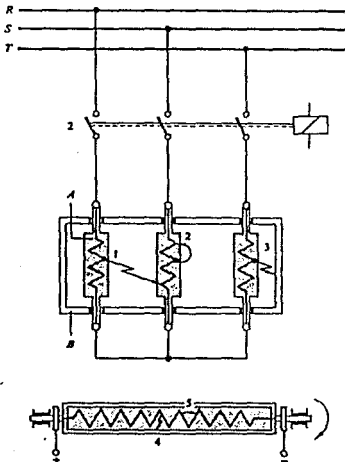
Esto produce una trayectoria de conducción entre partes que están a potencial diferente en condiciones normales. Si el circuito formado de esta manera tiene una alta resistencia, la falla se hace aparente por el desplazamiento del voltaje en el sistema afectado.

Si la resistencia es baja, entonces pasa una corriente alta, que puede ocasionar serios daños en el punto de falla, debido al arco que usualmente se produce. La tarea del sistema de protección es detectar la ocurrencia de una falla, e inmediatamente iniciar operaciones de desconexión, que evitan el flujo de potencia hacia la falla.

Los defectos del aislamiento en generadores se pueden clasificar bajo un número limitado de encabezados, y cada uno de ellos requiere medidas de prevención típicas, como se verá en seguida.

Fig. 2.1 varios tipos de fallas que pueden ocurrir en el aislamiento de un generador

- 1- corto circuito entre fases
- 2- falla entre vueltas
- 3- falla a tierra del estator
- 4- falla a tierra del rotor
- 5- falla entre vueltas del rotor
- A- aislamiento del devanado
- B- núcleo del estator



2.2.1 FALLAS DEL ESTATOR A TIERRA. (FIG. 2.2)

El punto neutro de los generadores, conectados en unidad con un transformador, se aterriza a través de una resistencia alta. Si ocurre una falla a tierra en cualquier punto del generador, se produce una diferencia de voltaje entre el neutro y el punto de falla generada a través de la resistencia de conexión a tierra (o del transformador de distribución monofásico que tiene una resistencia en sus secundario). Esta diferencia de voltaje se aplica a un transformador de voltaje conectado en paralelo con el resistor, y desde ahí a un relevador de voltaje polarizado. Cuando este último relevador opera, manda desconectar el generador. También se emplea el mismo arreglo en el caso de una falla a tierra en las conexiones entre el generador y el transformador. Como las fallas a tierra en el devanado de alta tensión del transformador producen una corriente de carga capacitiva a través de la resistencia de conexión a tierra, esta resistencia se debe dimensionar de tal manera, que la caída de voltaje a través de ella, no ocasione que el relevador detector de falla a tierra dispare. El valor mínimo del voltaje de arranque del relevador corresponde a una sección del devanado en las cercanías del neutro, la cual permanece desprotegida cuando ocurre una falla a tierra; esto representa entre un 2.5 y un 5% de la longitud del devanado. Con la ayuda de otros medios, por ejemplo, desplazando artificialmente el neutro mediante un voltaje auxiliar, o comparando la tercera armónica en los extremos del devanado, es posible asegurar que se protege completamente el devanado del estator. Las corrientes que se tienen con fallas cercanas a las terminales de un generador cuando se tiene este sistema, son tan pequeñas, y la duración de las mismas es tan corta, que las quemaduras producidas en el fierro del estator en el punto donde ocurre la falla, pueden fácilmente eliminarse. Aparte de esto, la reparación se concreta al reemplazamiento de la barra con el aislamiento defectuoso.

Para proteger a los generadores contra fallas a tierra, cuando están conectados directamente a las barras asociadas a una red que opera con el neutro aislado, se puede usar un esquema de protección formado por un banco de tierra: un transformador delta-estrella o un autotransformador, con el neutro a tierra a través de una resistencia y un dispositivo automático, el cual, en caso de una falla de tierra, ocasiona que una fase se aterrice a través de una resistencia. La detección selectiva del generador afectado se hace mediante un relevador de corriente direccional de secuencia cero, colocado en las líneas de salida del generador.

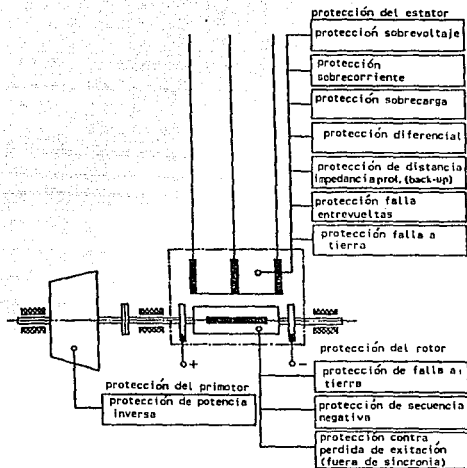


Fig. 2.2 localización de los dispositivos de protección para el estator, rotor y primario

Cuando el neutro de la red a la que está conectado el generador, está sólidamente aterrizado, el sistema de protección diferencial, que se usa primeramente como protección contra corto circuito, toma la función de protección de fallas a tierra. Bajo estas condiciones se tiene una alta corriente con una falla a tierra. Consecuentemente, se puede esperar un daño considerable.

2.2.2 CORTO CIRCUITO EN EL ESTATOR.

Un corto circuito directo entre partes de diferentes fases del devanado, ocasiona una severa corriente de falla dentro de la máquina afectada, causando, en consecuencia, un daño importante. Una de las consecuencias de esto es una diferencia notable entre las corrientes en el lado neutro y las corrientes en el lado terminal del generador. Esta situación se detecta por el sistema de protección diferencial. Para generadores de tamaño pequeño y mediano en los que el neutro no está accesible, es imposible usar relevadores diferenciales. En este caso se usan relevadores de potencia inversa que detectan desbalances en la potencia de salida del generador.

2.2.3 FALLA ENTREVUELTAS DEL DEVANADO EN EL ESTATOR.

Cuando ocurre una falla entre vueltas de la misma fase de un devanado o entre bobinas en paralelo de la misma fase, esto tiene como consecuencia una reducción en el voltaje inducido. Por lo tanto aparece una diferencia de voltaje entre el centro del triángulo de los voltajes terminales y el neutro de la máquina afectada. Esta diferencia de voltaje se utiliza para detectar las fallas entre vueltas.

Por lo tanto, en aquellos generadores que tienen un devanado por fase, se conecta el lado de alta de un transformador de voltaje entre cada terminal de fase y el neutro del devanado, y sus secundarios se conectan en delta abierta. Cuando se presenta una falla entre vueltas, aparece un voltaje a través de los extremos de la delta abierta, mismo que se detecta con un relevador de voltaje polarizado.

En generadores que tienen varios devandos en paralelo por fase, se unen todos los lados neutro para formar tantos neutros como devandos existan por fase. En seguida se juntan los neutros y se hacen pasar a través de transformadores de corriente con sus secundarios alimentando relevadores de corriente, o a través de transformadores de voltaje que tienen relevadores de voltaje conectados en sus secundarios. Si ocurre una falla entrevueltas en la máquina, los transformadores de corriente conducen una corriente transitoria (o alternativamente, los transformadores de voltaje producen un voltaje transitorio). Los relevadores respectivos operan y mandan desconectar la excitación y el generador respectivamente.

2.2.4 FALLAS A TIERRA EN EL ROTOR.

Las fallas a tierra en el circuito del rotor de un generador, no afectan adversamente la operación si ocurren únicamente en un punto, sin embargo, otra falla en un segundo punto puede dar origen a desbalanceo magnético y con esto llevar a una vibración seria de la máquina. Es importante, por lo tanto, indicar y arreglar cualquier falla a tierra del rotor a la primera oportunidad.

Los excitadores rotativos proporcionan una corriente directa casi completamente libre de armónicas. En estos excitadores, la corriente a tierra se monitorea inyectando un pequeño voltaje de alterna entre tierra y el circuito de rotor. En serie con esta fuente de C.A. está un relevador de corriente y un capacitor para bloquear la corriente directa.

Para la C.A. en operación normal, el circuito se cierra a través de la capacitancia a tierra del devanado del rotor. Esta corriente no dispara el relevador, solamente cuando ocurre una falla a tierra en el rotor se excede la corriente del relevador.

En generadores con excitación de corriente directa pulsante provenientes de rectificadores, estos componentes de voltaje de C.A. de frecuencia elevada, se aplican también a capacitores de tierra en servicio normal, que luego pasan a través del relevador. Para distinguir entre estas corrientes en el caso de una falla a tierra, se usa un relevador polarizado con la frecuencia nominal. Es insensible a las armónicas.

Cuando se utilizan tiristores en el circuito de excitación, como parte de un sistema de puente estático, los diodos se equipan con capacitores de protección, los cuales representan una apreciable capacitancia a tierra en el circuito de excitación y esto agrava el problema de disturbios por armónicas. La protección contra corrientes a tierra en el rotor se proporciona por lo tanto, con un relevador de bobina móvil, el cual se mantiene en equilibrio por el voltaje de una fuente A.C. en un puente rectificador. El relevador opera cuando el equilibrio del puente se pierde por un cambio en la impedancia a tierra del circuito del rotor.

2.2.5. CORRIENTES EN LAS CHUMACERAS.

Para eliminar corrientes en las chumaceras, al menos una de ellas y su tubería auxiliar debe ser aislada de tierra. Una posible falla en este aislamiento o un corto circuito inadvertido se proporciona por un objeto conductor, se detecta por la protección de corriente de chumaceras, que determina la corriente que circula directamente en la chumacera, normalmente esta protección con dos etapas.

2.2.6 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CUANDO SE CONECTA EN UNIDAD CON UN GENERADOR.

Para observaciones generales sobre el diseño de la protección contra fallas de tales transformadores, se debe prestar especial atención a la descripción de los sistemas de protección de transformadores. Sin embargo, una aplicación especial de la protección diferencial en el caso de generadores y transformadores conectados como unidad merece atención aquí. Si en un circuito diferencial, las corrientes en las salidas hacia los transformadores principal y de servicios propios se combinan con esas en las conexiones lado neutro del generador se puede asegurar una protección adecuada contra todos los cortos circuitos en la unidad.

2.2.7 PROTECCION DE RESPALDO.

Para unidades grandes, o para máquinas donde no se pueden usar protecciones diferenciales, es recomendable proporcionar protección de respaldo en la forma de un relevador polar de impedancia mínima, sus devanados de corriente se conectan a los transformadores de corriente en el lado del neutro del generador y sus devanados de voltaje a través de un transformador de voltaje conectado entre fases de las terminales, la impedancia se ajusta de acuerdo a un valor tal que sólo es energizado por cortos circuitos en el sistema sólidamente conectado al generador, el cual no responde a fallas más allá del transformador (ajuste aproximado a la mitad de la impedancia del transformador), durante fallas internas de la máquina, el relevador no mide impedancia pura, a pesar de que esta protegiendo 60-80% del devanado del generador. Si la protección de respaldo se extiende más allá de estos transformadores en una segunda zona, se usa un segundo relevador de mínima impedancia con extensión de rango.

2.2.8 CONEXION A LA PROTECCION DE LA RED DE ALTO VOLTAJE.

El equipo asociado con los interruptores, a través de los cuales los generadores de una planta alimentan a la red, incluyen primero y principalmente una protección de barras, también se tienen dispositivos de protección de respaldo para intervenir cuando el suministro de energía a la falla va a interrumpirse, y el interruptor correspondiente falla a la apertura cuando ocurre una falla en una de las líneas si se usan relevadores de impedancia mínima con retardo de tiempo para esta tarea, actuando sobre los interruptores del generador, se deben tomar medidas apropiadas, de acuerdo a la situación, para evitar falsificación indebida de la medida de distancia por alimentación múltiple. (INFED)

Tales relevadores también sirven como protección de respaldo para el sistema de protección de barras. Otro método de proporcionar protección de respaldo para la otra, todos los interruptores a través de los cuales fluye la potencia hacia las barras de la estación, reciben un comando de disparo con un ligero retardo, en caso de que el interruptor responsable falle al disparar.

Si los relevadores de distancia de las líneas de salida tienen uno o más pasos de medición reversibles, se pueden formar protecciones de respaldo para las barras y también para partes de los transformadores en las conexiones de salida del generador.

2.3 ASPECTOS ECONOMICOS EN LA SELECCION DE UN SISTEMA DE PROTECCION PARA UN GENERADOR.

El valor de un sistema de protección puede ser comprado al de una póliza de seguros donde el costo del equipo corresponde en forma burda a la prima. Este costo tiene que estar relacionado con el daño causado por una falla. (e.g. corto circuito) A esto debe añadirse la reducción en la extensión del daño que resulta cuando se proporciona un sistema de protección bien diseñado. Mas aún, y cuando menos igualmente importante, es la mas corta duración del tiempo de reparación asociado a un daño reducido. También se entiende que a medida que la capacidad de una unidad crece y con ella la inversión de capital, independientemente de las continuas mejoras técnicas en el diseño de las máquinas, los esquemas de protección están atados a ser más extensor, más perfectos y a responder más rápido. Las unidades más pequeñas también se benefician de esto, con el resultado que para determinada categoría de generadores, ciertas clases de sistemas de protección cuyo costo se ha optimizado, sin reducir su alcance, han llegado a ser la solución estandar mas aceptada.

Si se consideran también el costo de reparaciones e interrupciones del servicio en relación a estadísticas internacionales y las condiciones locales, la información necesaria está siempre disponible para la selección óptima de un sistema de protección.

Durante la reconstrucción de una falla y particularmente para determinar su causa, podría ser extremadamente valioso ser capaz de determinar la secuencia de los varios fenómenos que intervienen. Para este propósito se utiliza equipo que registra el orden cronológico de eventos en lapsos en los cuales operan los diversos relevadores. Tal secuencia de eventos registrados se pueden hacer con resoluciones de un milisegundo o menos. Esta clase de equipo es particularmente útil cuando la medida de tiempo de los relevadores actuales no entran en el registro. Este es el caso de relevadores estáticos y es una de sus características más sobresaliente cuando se emplean para la protección de generadores.

2.4 SELECCION DE PRINCIPIOS EMPLEADOS PARA RELEVADORES DE PROTECCION.

Los relevadores de hoy en día con elementos de medición mecánica o sistemas de bobinas móviles y elementos de medición estática están disponibles para casi todas las funciones de protección. La pregunta es cual de estos dos principios deben usarse para una máquina determinada. Aquí, únicamente se consideraran esas propiedades que competan con la protección de generadores.

El consumo de potencia de los sistemas de bobinas móviles es menor que otros sistemas mecánicos. Por esta razón, se usan principalmente para tareas de medición para las cuales se dispone de poca potencia, pero también donde el bajo consumo facilita la determinación de la medición.

Los ejemplos típicos de tales aplicaciones, son el monitoreo de las corrientes de las chumaceras (bearings), y protección contra asimetría. En el primer caso la medición es sin duda factible por estos medios mientras que en el último los filtros en serie se pueden hacer muy pequeños como resultado del bajo consumo, con el resultado que los componentes de medición están racionalizados.

Los aspectos principales del sistema ferraris son, sobre todo, la habilidad para obtener productos de cualquier cantidad eléctrica y la facilidad con la cual la influencia de armónicas y componentes D.C. se pueden eliminar de la medición.

Si se tienen que ejecutar las mismas tareas con bobinas móviles o elementos estáticos, la cantidad de elementos adicionales es mayor y se requieren filtros especiales que aunque no ocupan demasiado espacio tomando en cuenta el bajo consumo de esos sistemas de medición.

Debido a la alta velocidad de operación de relevadores estáticos, es posible determinar el valor momentáneo de cantidades medidas, y por otra parte, dar la respuesta del sistema de protección muy rápido. En términos generales, la gran ventaja de esta respuesta rápida no se puede tomar en sistemas de protección de generadores donde el interruptor del generador ha de ser accionado, porque en muchos casos los valores momentáneos iniciales no son suficientes para tomar la decisión si el generador debe desconectarse, por lo que a menudo es necesario retrasar la orden de disparo, como se ha mencionado anteriormente, la rápida respuesta es muy importante cuando se conectan los relevadores a un registrador de secuencias de eventos para cronológicamente registrar la secuencia de la falla, de la cual se puede determinar la causa. Esto, aunado a un diseño compacto, es frecuentemente una de las razones principales para escoger relevadores estáticos.

Las ventajas de construcción de los relevadores estáticos hacen posible que un esquema completo de protección de generador sea ensamblado en una unidad compacta, correctamente cableada y probada en su totalidad la cual ocupa menos espacio que los relevadores mecánicos montados individualmente. La ganancia obtenida en espacio en el tablero, y el ahorro en cableado de la instalación es considerable.

Los relevadores individuales están diseñados como enchufables. Así la unidad funcional se retiene como con los diseños mecánicos. Estos ensambles contienen los circuitos impresos, los transformadores auxiliares, los contactores de disparo posibles y el juego de potenciómetros de ajuste, los indicadores de operación y las lámparas pilotos, así como los botones de reposición en la placa frontal. En la parte de atrás están los contactos enchufables para los circuitos de medición, los circuitos de disparo y los circuitos de indicación, así como la fuente de poder de los componentes electrónicos.

Todos los ensambles se guardan en racks estandarizados para equipos electrónicos, los circuitos de medición de todos los transformadores de corriente vienen adaptados con contactos de corto circuito los cuales automáticamente ponen un corto circuito entre las terminales del transformador de corriente cuando el ensamble se saca de su caja (cajas).

Todos los racks están completamente cableados entre sí y montados en un gabinete con una estructura giratoria. La figura 2.3 muestra la vista frontal de un sistema de protección estática completa para generador, también es posible acomodar todos los transformadores auxiliares, componentes auxiliares y terminales en el mismo gabinete. Con este arreglo se hacen posibles las ampliaciones del sistema de protección.

Si los relevadores estáticos se emplean para protección de generadores y su operación se evalúa inmediatamente, debe tenerse en mente que debido a su rápida respuesta, estos relevadores determinan el valor momentáneo de la variable particular. Es por esto que las armónicas en la cantidad medida, los componentes D.C. en las corrientes de falla, etc., tienen que ser filtrados por circuitos apropiados. Los circuitos de entrada de los relevadores estáticos para señales de C.A. contienen sus propios transformadores con devanados apantallados, así que los conductores de medición de estas cantidades no tienen que ser especialmente apantallados. Cuando se usan relevadores estáticos, se debe tener gran cuidado en la disposición física de la red de tierras y de la misma instalación como un todo, especialmente entre los relevadores y los elementos de control, es importante para el sistema de tierra el estar conectados en estrella.

Cuando se usan relevadores estáticos, se debe tomar un gran cuidado en el arreglo de la red de tierra y en la instalación como un todo; especialmente entre los relevadores y los elementos de control, es importante para el sistema de tierra estar conectado en estrella.

Los relevadores estáticos pueden ser operados con baterías de 48V o más. Se puede obtener un arreglo particularmente ventajoso si el esquema de protección completo se alimenta desde su propia fuente de poder que produce 24 V C.D. a partir de una fuente de C.A. segura.

2.5 FORMAS DE PROBAR LA PROTECCION ELECTRONICA.

Con el sistema de prueba, la confiabilidad funcional de los relevadores individuales puede ser verificada mientras el sistema de protección está en operación. Se verifican sucesivamente a mano con la ayuda de un botón de prueba. En la salida del relevador aparece una señal de prueba, la cual difiere de la señal de disparo, aunque los circuitos de disparo de los otros relevadores no estén bloqueados en el proceso, una forma extendida del sistema de prueba permite verificar la cadena completa del relevador, desde la entrada de medición del gabinete pulso de disparo del interruptor en este caso, hasta la mitad de los relevadores se ponen a prueba al mismo tiempo.

2.6 SELECCION DE LAS OPERACIONES DEL SISTEMA DE PROTECCION DEL GENERADOR.

Cuando se selecciona un sistema de protección de generador, es necesario también decidir las operaciones se deben iniciar si el sistema opera. En primer lugar se tiene que interrumpir la excitación si parte de la energía de la falla la suministra el generador; aparte de disparar el interruptor principal con frecuencia se tiene que disparar el interruptor del transformador de servicio de estación, si éste se encuentra cubierto por la protección diferencial del generador. Esta última protección hace actuar generalmente el CO 2 de la protección contra incendios, etc.

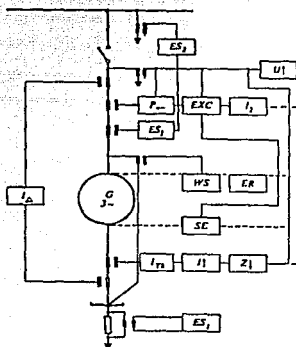
La figura 2.4 muestra los diversos dispositivos de protección requeridos para generadores grandes y medianos, la extensión de su protección y el tiempo de graduación que se puede obtener.

2.7 ALCANCE DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE GENERADOR.

El empleo del equipo de protección de generación debe ser gobernado no solamente por un límite de potencia, sino anticipando la posibilidad de ocurrencia de fallas y de lo significativo que sea el generador dentro del sistema eléctrico.

En el transcurso de los años se han desarrollado varios arreglos estandarizados para esquemas de protección de generadores, mientras que la tabla 1 muestra un sistema de protección general, los siguientes capítulos describen ejemplos más específicos.

Fig. 2.4. Representación esquemática del rango de protección y funciones de disparo para un sistema de protecciones para generadores.



Tiempo de disparo en s	Disparo	Fallas cubiertas	Zona protección		Simbolo	función
			1	2		
0.5 - 10	X	X	X	X	I1	protección sobrecorriente-tiempo
0.5 - 10	X	X	X	X	I2	protección sobrecarga
0.5 - 10	X	X	X	X	P	potencia inversa Paso 1
0	X	X	X	X	I3	protección diferencial
1 - 5	X	X	X	X	ER	protección falla a tierra rotor
0.1 - 0.5	X	X	X	X	ES1	falla a tierra estator (Unidad) 93%
0.1 - 0.5	X	X	X	X	ES2	falla a tierra estator (par. gen.) 95%
0 - 0.5	X	X	X	X	WS	protección falla entrevenetas
0 - 0.5	X	X	X	X	SE	autocitación
0.1 - 0.5	X	X	X	X	I1	asimetría (sec. neg.) Paso 1
0.1 - 0.5	X	X	X	X	Z1	protección mínima impedancia
2 - 5	X	X	X	X	EXC	perdida de excitación
0.5 - 10	X	X	X	X	UI	protección sobrevoltaje Paso 1

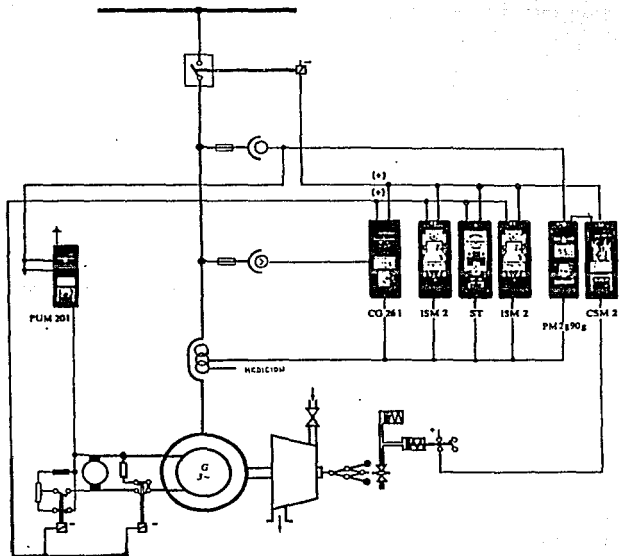
TIPO DE GEN.	VOLTAJE					EXPLICACION
	I 0...4 MVA	II 4...15 MVA	III 15...50 MVA	IV 50...200 MVA	V GRANDES TURBO G.	
SUPERV. DIODOS						<input type="checkbox"/> NECESARIO
SOBRE C. ROTOR						<input type="checkbox"/> NO NECESARIO
FALLA A TIERRA ROTOR						<input type="checkbox"/> OPCIONAL
FALLA ENTRE VUELTAS						<input type="checkbox"/> OPCIONAL
DIFEREN. GEN.						<input type="checkbox"/> NEC. BAJO COND. EST.
DIFEREN. TRANSF. BLOQUE						<input type="checkbox"/> NEC. BAJO COND. EST.
BAJO FRECUEN.						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA VAP. Y DIESEL
BAJO VOLTAJE						<input type="checkbox"/> SOLO NES. CON TYRIS. EXITACION
SOBRE VOLTAJE						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA OPER. CON BOMBA
FALLA A TIERRA ESTATOR						<input type="checkbox"/> SOLO NES. DIODOS ROTATORIOS
SUPERV. EXITAC.						<input type="checkbox"/> NO NES. CON TURBINAS FELTON
FUERA DE SINCRON. SUPLENEN						<input type="checkbox"/> SOLO NES. CON VARIAS BARRAS DE MISMA FASE MISMA RAMA RA. .
AUTO EXITAC. SUPLENEN						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
POENCIA INVERSA						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
INFED. MINIMA						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
DISTAN- CIA						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
DESBALAN SUCUEN. NEGATIV.						<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
SOBRE CORRIEN- TE.	RST	RT(S)	RT(S)	RT(S)	RST	<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T
SOBRE- CARGA	RST	(R)S(T)	(R)S(T)	(R)S(T)	RST	<input type="checkbox"/> SOLO NES. PARA FASE T Y SI SE REQUIERE FASE T

RELEVADORES RECOMENDADOS NORMALMENTE PC-CONTACTOS AUXILIAR, PC-RETARDO DE OPERACION, PC-REY. DE CAIDA O INST.	ELECTRONICOS			
	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2	
	TIPO	OBSERVACION	TIPO	OBSERVACION
SUPERVISION DIODOS				
SORRELAPSA ROTOR	TO X 105-1	CARACTER.IMP. EN FUNCION DE SOBREC. ROTOR		
TALLA TIERRA ROTOR	IM X 105-1MS 107			
TALLA INTERVUELTA	US X 114			
DIFERENCIAL GENERADOR	DI X 111			
DIFERENCIAL EN BLOQUE TRANSF.	DI X 109	PARA TRANSF. 2 DEVANADOS	DI X 110	PARA TRANSF. 3 DEVANADOS
SAFARIQUEM.	TC X 102	UNA SALIDA	TC X 103	4 SALIDAS INDEPEND.
SAZOVOLTAGE	US X 116	UN SOLO POLO	US X 113	TRIANGULAR
SOBREVOLTAGE	US X 112	CON DISPARO INSTANTANEO	US X 112	SIN DISPARO INSTANTANEO
TALLA TIERRA ESTATOR	US X 117-VF X 104-17 X 104	100% PROTEC. CONTACTO EN UNIDAD	US X 117	90% PROTEC. CONTACTO EN UNIDAD
SUPERVISION EXITACION	EF Y 103			
SUPLENIENTO.. PERDIDA DE SINCRONIA	INTERRUPC. SA X 112			
SUPLENIENTO.. AUTO EXITAC.	US X 112			
POTENCIA INVERSA	PF X 105-SA X 114	MEDIDA DE POTENCIA NOMINALE	Z-PX106-Z-PX116	Z-MEDIDA DE POTENCIA NOMINALE
IMPEDANCA MENORA	SE X 104			PARA REDES ATERRIZADAS
DISTANCIA	LE X 8			BOBINA MOVIL REEFICACAO
DESBALANCO SIC. MAGN.	17X122	2 PAFOS 7-14X100-00X	17X118	CARACT.IMP. EN FUNCION DE DISTANCIA
SORRECORREIM.	13X116	DISPARO INST. CONTACTO DES. ELEV. E MEDIC.	12X122	SISTEMA DE 3 MEDICIONES E INDIC. TIEMPO
SORRELAPSA	12X104	V220...110 MIN	12X102	V27...125 MIN

RELEVADORES RECOMENDADOS NORMALMENTE PC-CONTACTOS AUXILIAR, PC-RETARDO DE OPERACION, PC-REY. DE CAIDA O INST.	ELECTROMECANICOS			
	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2	
	TIPO	OBSERVACION	TIPO	OBSERVACION
SUPERVISION DIODOS	1 27 2			
SORRELAPSA ROTOR				
TALLA TIERRA ROTOR	2UN 2017EN-2A	AL VOLTAGE DEL ROTOR	2UN 2017EN-2A	AL VOLTAGE DEL ROTOR
TALLA INTERVUELTA	1N3-7A	NEUTRO DEL GENERADOR PRESENTE	2-(UN-3) 3A	NEUTRO DEL GENERADOR NO-PRESENTE
DIFERENCIAL GENERADOR	22			
DIFERENCIAL EN BLOQUE TRANSF.	22A	PARA TRANSF. 2 DEVANADOS	D 22-12 22	PARA TRANSF. 3 DEVANADOS
SAFARIQUEM.	1N 20-7A			
SAZOVOLTAGE	2UN 1200-7A			
SOBREVOLTAGE	UN 3-7A	RELACION DE CAIDA NORMAL	UN 27-7A	RELACION DE CAIDA INCRM.
TALLA TIERRA ESTATOR	2-CURSO-3VA-CUR60	100% PROTEC. CONTACTO EN UNIDAD	CUR60	90% PROTEC. CONTACTO EN UNIDAD
SUPERVISION EXITACION	2UN 21-7A			
SUPLENIENTO.. PERDIDA DE SINCRONIA	2A-22			
SUPLENIENTO.. AUTO EXITAC.	UN 3			
POTENCIA INVERSA	2N 20 000-7A-7A-CM 2-7A	MEDIDA DE POTENCIA NOMINALE	Z-PN 22 000-Z-7A-CM2-P2	Z-MEDIDA DE POTENCIA NOMINALE
IMPEDANCA MENORA	2 210-3	PARA REDES AISLADAS	2 210-3-12 IN 101	PARA REDES ATERRIZADAS
DISTANCIA	LE 1	ELECTROSEC.	LE 22	BOBINA MOVIL REEFICACAO
DESBALANCO SIC. MAGN.	10 20-7A	2 PAFOS 7-14X100-00X	10 24-7A	1 PAFO 7-14X100-00X
SORRECORREIM.	12N 2		1N 2-7A	NO SE PAGO CONSUMO RUC 10 12N 2
SORRELAPSA				

Fig. 2.5 diagrama del circuito principal de un sistema de protecciones para generadores con capacidad inferior a 1 KVA con tres o cuatro terminales

PUM 201 - relevador de falla a tierra del rotor
 CG261 - relevador de potencia de secuencia negativa
 ISM2 - relevador de sobrecorriente-tiempo
 SI - relevador termico
 PM2g90g - CSM2 - relevador de potencia inversa + retardo de tiempo



2.7.1 PROTECCION DE GENERADORES PEQUEÑOS ABAJO DE 1 MVA CON 3 6 TERMINALES (FIG. 2.5)

Los requerimientos para la protección de unidades pequeñas se extienden principalmente a la protección de sobrecorriente y desconectar el generador cuando este lleva una corriente excesiva cuando opera en servicio normal. Esto se puede aumentar provechosamente mediante relevadores térmicos, como protección de sobrecarga, que advierten cuando la temperatura de los devanados alcanza un valor indebidamente alto. Para estas máquinas es suficiente una combinación de dos relevadores de sobrecorriente y un relevador térmico en la fase central.

Puesto que el diseño con tres o cuatro terminales tienen solamente transformadores de corriente en las conexiones de salida del generador, es imposible emplear protección diferencial contra fallas internas, se utiliza entonces un relevador de potencia inversa.

A pesar de su simplicidad, no se debe omitir un dispositivo para indicar fallas a tierra en los devanados del rotor. Si el turbo se maneja mediante un primotor térmico y opera en paralelo, la protección de potencia inversa que salvaguarda el turbo en caso de perturbaciones con el lado del vapor, ejecuta una vital área de protección que no se puede dispensar, aun en el caso de unidades pequeñas.

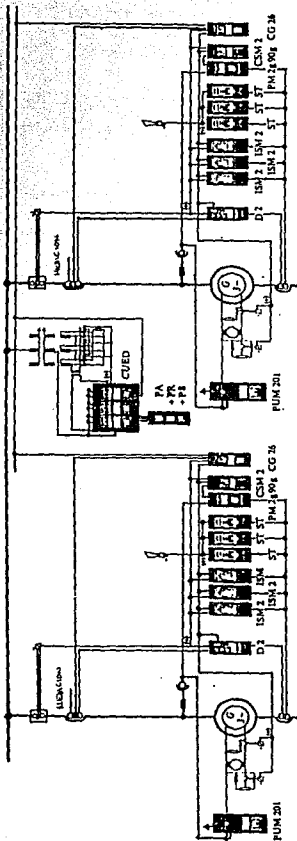
Quando el generador es impulsado por una turbina eléctrica, se recomienda un relevador de voltaje que desconecte el generador de la red y suprima el campo rápidamente si el voltaje crece a valores inadmisibles, por ej., debido a un desboque de la turbina. Desde el aspecto mecánico la turbina y el generador se constituyen para soportar la velocidad de desboque, pero se debe prevenir la presencia de un voltaje inadmisiblemente alto. Si la falla inadvertida de una red separada provoca la sobrecarga de la turbina, con un colapso extensivo del sistema de potencia, el generador puede quedar rodando sólo alimentando cargas esenciales después de que se ha cortado carga con la ayuda de redes de frecuencia.

2.7.2 PROTECCION DE GENERADORES PEQUEÑOS Y MEDIANOS OPERANDO DIRECTAMENTE EN PARALELO.

Las fallas externas se detectan por el sistema que protege la red de potencia, desconectando los componentes afectados selectivamente.

Fig. 2.6 diagrama del circuito principal de un sistema de protecciones para generadores pequeños y medianos operando directamente en paralelo

- PUM201 - relevador de falla a tierra del rotor
- DZ - relevador diferencial de tres polos
- ISMZ - relevador de sobrecorriente-tiempo
- ST - relevador termico
- PM2g00+CSM2 - relevador de potencia inversa + retardo de tiempo
- CG2b - relevador direccional de falla a tierra del estator
- CUED - supervisor de falla a tierra de tres polos
- PA + PR + PS - contactores de tiempo



En redes grandes es una práctica común detectar y desconectar las fallas de barras por el sistema de protección de la red. Si este no está disponible, la tarea debe ejecutarla la protección de sobrecorriente del generador. El relevador trifásico de corriente instalado en lado neutro del generador, actúa como protección de respaldo para corto-circuitos dentro y fuera del del generador.

Una característica importante es la utilización completa de la capacidad de sobrecarga del generador, permitida por los relevadores térmicos, también instalados en las fases, las cuales actúan simultáneamente como elementos de medición para aumentos de temperatura del devanado del estator y proporcionar así un servicio útil en condiciones normales. Los cortos circuitos entre fases y fallas de corrientes muy severas, se detectan mejor con un sistema de protección diferencial, que desconecta inmediatamente el generador y suprime su campo.

Tomando en cuenta los serios efectos de las fallas a tierra en el devanado del estator, es esencial detectar dichas fallas rápidamente, con alta sensibilidad, especialmente en los devanados de alto voltaje. Para el transformador de conexión a tierra necesario para producir la corriente artificial de falla de tierra, se debe disponer de un cubículo de alto voltaje. Con turbogeneradores, es indispensable un relevador de potencia inversa combinado con un disparo de emergencia de la turbina, para la protección de los mismos. Si ocurre un desbalance peligroso en la carga del generador, el sistema de protección contra cargas asimétricas asegura que el rotor no se sobrecalentará. También es conveniente desconectar el generador en el caso de rodado asíncrono.

En máquinas con una o dos barras aisladas por ranura, no es probable que ocurran fallas entre vuelta en el devanado del estator; es únicamente posible entre las conexiones de las barras en ambos extremos del estator, un sistema de protección especial contra tales fallas es importante en máquinas que tienen varias vueltas por ranura. Un indicador para fallas a tierra complementa el equipo de protección para tales generadores.

Esos dispositivos proporcionan protección contra fallas internas, accionando el interruptor del generador y suprimiendo el campo.

Para generadores hidroeléctricos, se recomiendan medios de protección contra subidas de voltaje.

2.7.3 PROTECCION DE GENERADORES DE TAMAÑO MEDIANO CONECTADOS EN UNA UNIDAD SIN ALIMENTADOR PARA SERVICIOS DE ESTACION.

En el caso de un generador y un transformador conectado como unidad sin alimentador intermedio de salida, el sistema de protección de generador usualmente se extiende para cubrir también el transformador. Los transformadores de corriente en el lado neutro del generador y el juego complementario en el lado de la red del transformador de potencia definen la zona protegida por el sistema de protección diferencial. La protección del estator lanza fallas a tierra, que se extiende al devanado del transformador en el lado máquina, es del tipo polarizado de triple-polo, del cual se obtiene la ventaja de que indica la fase afectada por la falla, aparte de ser insensible a las armónicas y a otras fallas a tierra en la red de H.V. las sobrecorrientes y sobrecargas térmicas ocasionan que los relevadores conectados en el lado neutro del generador, se intervengan; preferentemente se instalan en las tres fases. Para turbojets, es esencial protección de pot. inversa, mientras que para generadores hidráulicos se necesita protección contra elevaciones de voltaje, la indicación de una falla de tierra en rotor es de nuevo ejecutada por el relevador de fallas a tierra del rotor si se espera un desbalance severo en la carga, la protección contra desbalances previene contra peligrosos sobrecalentamientos del rotor. Los medios de protección contra corridas asincrónicas, desconectan el generador de la red si ésta pierde sincronía los dispositivos que protegen contra de fallas internas siempre disparan el interruptor del generador y suprimen el campo.

Los relevadores preventivos sólo disparan el interruptor como medida de precaución, y dan una alarma de advertencia al mismo tiempo.

2.7.4 PROTECCION DE GENERADORES GRANDES, CONECTADOS EN UNIDAD CON ALIMENTADOR DE ESTACION DE SERVICIOS.

Los generadores con salidas muy altas se operan en conexión unitaria en el lado de vapor y en el lado del generador. Dependiendo de la importancia de la máquina, su sistema de protección debe hacerse tan comprensibles como sea posible.

En este tipo de conexión de unidad, hay generalmente una ramificación de alimentación al transformador de servicio de excitación para simplificar la supervisión de operación, es aconsejable proporcionar protección por zonas separadas para el generador, el transformador principal, la unidad completa y el transformador de estación de servicio. Esto significa que los transformadores de corriente tienen que instalarse en ambos lados de cada objeto protegido.

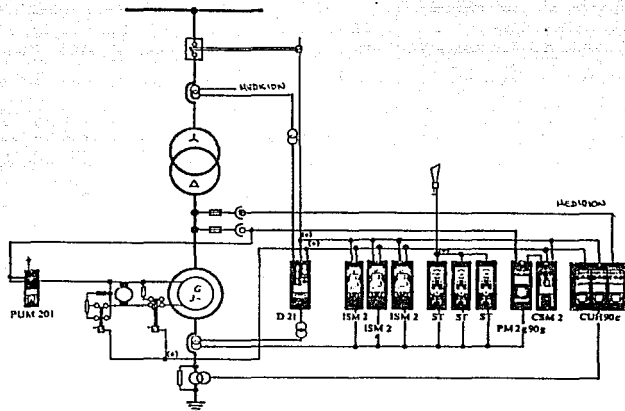


Fig. 2.7 diagrama del circuito principal del sistema de protecciones para generadores medianos conectados en unidad sin transformador de servicios

PUM 201 - relevador de falla a tierra del rotor

D21 - relevador diferencial de tres polos

ISM2 - relevador de sobrecorriente-tiempo

ST - relevador termico

PM290g+CSM2 - relevador de potencia inversa + relevador con retardo de tiempo

CUI90c - relevador trifasico de falla a tierra del estator

Para conexión de circuitos de medida y medición, el regulador de voltaje y el equipo de protección del generador, los transformadores de corriente de diseño especial con cuatro núcleos, instalados en ambos lados de la máquina, forman la base de los sistemas de protección y control confiables.

Para el transformador principal y el de servicio es suficiente proporcionar TC's con dos devanados para protección y medición.

Se requieren transformadores de voltaje conectados al generador para el regulador de voltaje, medición y protección. Se tienen transformadores de voltaje separados para regulación. Aun si se tiene disponible un sistema de protección de distancia, es siempre recomendable utilizar protección contra sobrecorriente conectada en el lado del neutro del generador como última línea de defensa respaldando a la protección de la red. Una tarea muy importante que hace la protección de fallas a tierra del escator acondicionada en las tres fases. El disparo de turbina previene que se dañe por alteraciones en el sistema de vapor.

Para prevenir contra daños severos y la relación de la importancia del objeto protegido, el generador debe equiparse con protección contra aumentos de temperatura inadmisibles en el devanado del rotor debido a desbalanceos severos. Esta protección sería un rele de sec-neg. cuando el desbalanceo es ligero, este relevador emite una advertencia; tan pronto como el desbalanceo adquiere serias proporciones, la máquina se desconecta. Aunque una falla entrevueltas es muy rara, la habilidad para contrarrestarla si llegase a ocurrir reduce el riesgo de un defecto resultante de una falla a tierra anterior o de un corto circuito de interfase. Así la protección contra fallas entrevueltas juega un papel como protección de respaldo que no debe monosprociarse para generadores con dos o más devaneos en paralelo. Es fácil proporcionar protección contra una falla entrevueltas con transformadores de corriente de balanceo.

Tres relevadores térmicos para protección de sobrecarga son suficientes para tener verificada la máquina en servicio porque, como elementos de medición, también indican el aumento de temperatura al mismo tiempo y señala el aumento máximo permisible de la temperatura del devaneo; lo cual es un factor importante en la confiabilidad de la máquina. Si el interruptor está en el extremo de una línea larga, puede ser recomendable proporcionar protección contra una posible elevación de voltaje. En algunos casos los transformadores de unidad y de servicios pueden estar equipados con protección de sobrecarga la cual, considerando su disparo instantáneo, puede ser ajustado para cubrir corto circuito, además de servir para verificar la temperatura, también proporciona protección de respaldo contra cortos circuitos.

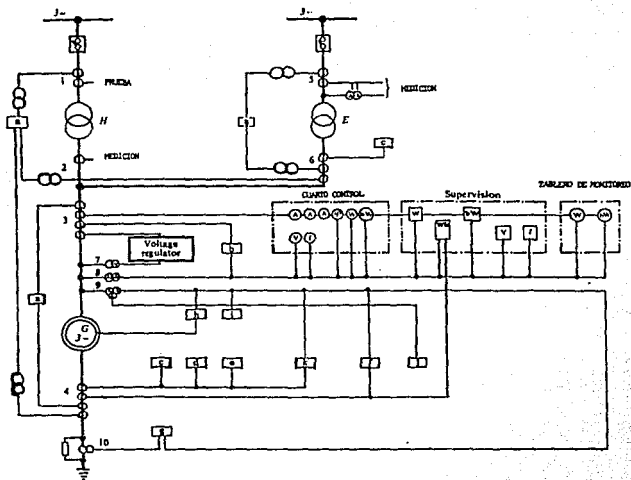


Fig. 2.8 Diagrama de circuito principal para la protección de grandes generadores conectados en unidad con el transformador, con un transformador de servicios auxiliares

Transformadores de instrumentos:

1. 3 transformadores de corriente ... /5/5 A
30 VA, cl. 0.2, medición
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. unid.
2. 3 transformadores de corriente ... /5 A
30 VA, cl. 0.2, medición
3. 3 transformadores de corriente ... /5/5/5 A
120 VA, cl. 1, medición
120 VA, cl. 1, dist. prot.
120 VA, cl. 1, reg. volt.
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. gen.
4. 3 transformadores de corriente ... /5/5/5 A
120 VA, cl. 1, rel. prot.
120 VA, cl. 0.2, medición
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. gen.
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. unid.
5. 3 transformadores de corriente ... /5/5 A
60 VA, cl. 1, medición
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. estación de serv.
6. 3 transformadores de corriente ... /5/5/5 A
60 VA, cl. 1, control, sobrecarga.
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. ext. serv.
40 VA, cl. 5P20 prot. dif. unid.

7. 2 transformadores de voltaje para reg. volt.
10000/100 V
27180 VA, cl. 1

8. 3 transformadores de voltaje medición
10000/3/100/3V
34180VA, cl. 1

9. 1 transformador de voltaje para rel. prot.
10000/3/100/3/100/3V
180 VA, cl. 1

10. 1 transformador de voltaje para prot. falla a tierra
10000/3/100V
30 VA, cl. 1

11. 3 transformadores de voltaje para medición
10000/3/100/3V
34180 VA, cl. 1

- Reladores:
- a = Diferencial
 - b = Distancia
 - c = Sobrecarga
 - d = Desbalanceo
 - e = Sobrecorriente
 - f = Presencia inmersa
 - g = Fallo a tierra estator
 - h = Fallo a tierra rotor
 - i = Sobrevoltaje
 - l = Pérdida de excitación
 - l = Fallo antenasetas

OBJETO PROTEJIDO	TIPO DE PROTECCION	RANGO DE AJUSTE	AJUSTE NORMAL	
GENERADOR	1 PROTECCION DE INCREMENTO DE VOLTAJE	FASE -1 1.1-1.6xUn, 0-55 FASE -2 1.4-2.2xUn, 0-15	1.2xUn, 25 1.4xUn, 05	
	2 PROTECCION SOBRECORRIENTE	CORRIENTE OPERACION, 1.0-2.0xIn RETARDO DISP. 0.2-10 S	1.3x In 6.0 S	
	3 PROTECCION SOBRECARGA	CORRIENTE OPERACION, 4-5 A DISP. TEMP. 0-100 C°	4.5 A 65 C°	
	4 PROTECCION DIFERENCIAL	CORRIEN. OPER. 9=10-25%In RELACION OPER. 1=5-25%In RETARDO DISP. 0-5 S	10%In 10% 0 S	
	5 PROTECCION DISTANCIA	CORRIEN. OPER. 1-4x In RETARDO DISP. 0.1-3 S FASE- 4	1.4xIn 0.3 S	
	6 PROTECCION FALLA ENTREBUOLTA	RANGO OPER. 2-5% RETARDO DISPARO 0.1-0.55	2% 0.2 S	
	7 PROTECCION FALLA TIERRA ESTATOR	RANGO PROT. 87.5-95%Id RETARDO DISP. 0.1-0.5 S	95% 0.3 S	
	8 PROTECCION FALLA TIERRA ROTOR	RESIST. OPER. 300-1200 A RETARDO DISP. 1-5 S	1000 A 1.0 S	
	9 PROTECCION CARGA DESBALANCEADA	FASE-1 7-14%In; 0.1-15 S FASE-2 20-40%In; 1-15 S DISPARO	10%+1.05 20%+55	
TRANSFORM. DE UNIDAD	10 PROTECCION PERDIDA EXITACION	REACT. OPER. 0.5-1 x X'd REACT. DISP. 0.5-1 x X'd RETARDO DISP. 2-5 S	1.0x X'd 0.5x X'd 2.0 S	
	11 PROTECCION POTENCIA INVERSA	POTENCIA OPER. 1-5%Pn RETARDO DISP. 5-15 S 1-5 S MM	1.0% 9.05 1.05	
	12 PROTECCION DIFERENCIAL	CORRIEN. OPER. 9=20-50%In RELACION OPER. 1=10-50%In RETARDO DISP. 0-5 S	30% 50% 0 S	
	13 PROTECCION SOBRECARGA	CORRIEN. OPER. 4-5 A DISP. TEMP. 0-100 C°	4.5 A 65 C°	
	TRANSFORM. AUXILIAR	14 PROTECCION DIFERENCIAL	CORRIEN. OPER. 9=20-50%In RELACION OPER. 1=10-50%In RETARDO DISP. 0-5 S	35% 50% 0 S
		15 PROTECCION SOBRECORRIENTE	CORRIEN. OPER. 1-2.0xIn RETARDO DISP. 0.2-10 S	2.0xIn 2.5 S
		16 PROTECCION SOBRECARGA	CORRIEN. OPER. 4-5 A DISP. TEMP. 0-100 C°	4.5 A 70 C°
	TRANSFORM. ARRANQUE	17 PROTECCION DIFERENCIAL	CORRIEN. OPER. 9=20-50%In RELACION OPER. 1=10-50%In RETARDO DISP. 0-5 S	35% 50% 0 S
		18 PROTECCION SOBRECORRIENTE	CORRIENTE OPER. 1-2.0xIn RETARDO DISP. 0.2-10 S	2.0xIn 2.5 S
19 PROTECCION SOBRECARGA		CORRIEN. OPER. 4-5 A DISP. TEMP. 0-100 C°	4.5 A 70 C°	

Tabla II.- AJUSTE PARA RELACIONES DE GEN. CON SALIDA SUPERIOR A 100 MVA

M. = SIN DISPARO DE EMERGENCIA
MM. = CON DISPARO DE EMERGENCIA

Capítulo 3 Arreglos de estaciones Generadoras.

Introducción.

Esta parte de protección con relevadores para generadores síncronos, presenta un panorama general de las diversas formas de protección para generadores y su sistema de excitación.

Esto resume el uso de relés y dispositivos, y sirve como una guía para obtener protección adecuada. Se concentra en la protección contra funcionamiento anormal y fallas para generadores con turbinas hidráulicas, de vapor y térmicas.

Esta sección no es un estándar, y no proporciona los requerimientos detallados para todos los generadores en cada situación; los generadores de standby y emergencia están específicamente excluidos. Las sugerencias están hechas para las instalaciones típicas de generadores; sin embargo, se describe suficiente información de fondo para la aplicación de los requerimientos de protección, y se da la filosofía para habilitar al lector a aplicar más convenientemente la selección de protección para la mayoría de las situaciones.

3.1 Descripción del sistema de excitación y arreglos de estación de generación.

Los devanados del estator de un generador trifásico síncrono consiste en un número de bobinas multivuelta, las cuales se conectan en serie para formar un circuito monofásico. Uno de estos circuitos o varios conectados en paralelo se utilizan para formar un devanado completo de fase; los devanados están comúnmente conectados en Y con neutro aterrizado a través de una impedancia externa; los devanados conectados en delta son usados ocasionalmente pero no es muy común; la fig. 3.1 ilustra los posibles arreglos y conexiones. Los diagramas en la figura 3.1a y 3.1b son las configuraciones que se usan más comúnmente para todos los tipos de generadores cuando más de 1 circuito es usado por fase como se muestra en la fig. 3.1b.

Estos circuitos serán conectados en paralelo dentro de la máquina y 2 puntas se llevan hacia fuera para conexiones externas. En general se pueden proveer arriba de 3 transformadores de corriente pueden a cada terminal de devanado de fase para propósitos de relevadores e interconexión.

En algunos diseños de hidrogeneradores, puede haber un número de circuitos por fase y cada circuito puede consistir de un número de bobinas conectadas en serie.

En estas máquinas los circuitos conectados en paralelo pueden estar formados en 2 grupos que están paraleleados y solo 2 terminales se llevan afuera para conexiones externas. Puede haber un número igual o diferente de circuitos en cada grupo, En este diseño se pueden proveer los transformadores de corriente en cada grupo de fase y en las puntas de las conexiones externas.

La fig. 3.1c ilustra la Y conectada con doble devanado, construcción usada algunas veces en generadores grandes con turbinas de vapor. Cada fase tiene 2 devanados diferentes que se conectan externamente para formar 2 conexiones Y.

Las terminales de alto voltaje de cada fase se conectan en paralelo para formar una salida trifásica. Las conexiones separadas de la Y se forman en el final del neutro de cada devanado; Estos neutros pueden estar físicamente en terminales opuestas en la maquina. Este arreglo se refiere a veces como "doble final, maquina de 12 bushings" y se usa donde la corriente total a plena carga excede la capacidad de un solo bushing. Los demás (bushings) al final de cada devanado pueden acomodar 3 transformadores de corriente. En los generadores conectados en delta, puede haber uno o mas circuitos paralelos por fase, con 2 salidas para conexiones externas. Los transformadores de corriente pueden estar proveerse dentro o fuera de la delta al final de cada devanado.

Aterrizaje de generadores .

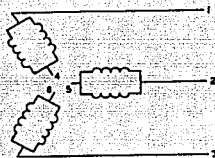
Es practica común aterrizar todos los tipos de generadores a través de una forma de impedancia externa. El propósito de aterrizarlos es el de limitar la tension mecánica y daños por fallas en la maquina y proporcionar una manera de detectar fallas a tierra dentro de la maquina. Los métodos mas usuales para aterrizar los generadores se listan a continuación por categorías :

- 1) Aterrizaje por medio de alta impedancia
- 2) " " " " baja resistencia
- 3) " " " " reactancia
- 4) " " " " transformador de aterrizaje

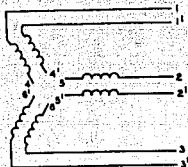
El aterrizaje sólido del neutro de un generador se usa generalmente desde que se experimentó una tension mecánica muy alta y daños excesivos por falla en la maquina.



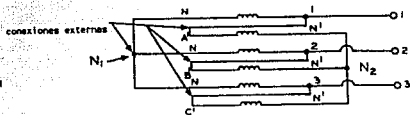
A.- un circuito, tres fases, seis bushings



B.- dos circuitos, tres fases, seis bushings



C.- doble devanado, un circuito, tres fases, 12 bushings



D.- conexión delta

Fig. 3.1 configuraciones de devanados

De acuerdo a la norma ANSI C50.13-1997, la tensión máxima a la cual esta diseñado un generador, es aquella a la cual se somete cuando ocurre una falla trifásica en las terminales de la máquina; dada su relativa baja impedancia de secuencia, cero inherente a la mayoría de los generadores sincrónicos, una falla sólida de fase a tierra producirá corrientes mayores en los devanados los de una falla trifásica; por lo tanto, para cumplir la norma, se requiere aterrizar los generadores de tal forma que la corriente de falla de fase a tierra se limite y sea menor o igual que la falla trifásica.

Los generadores frecuentemente no operan sin aterrizzarse. Mientras esta aproximación limita muy bien la corriente de falla de fase a tierra y consecuentemente el daño a la máquina, ésta puede producir sobrevoltajes altos durante una falla y hacer difícil su localización. Se muestra a continuación una descripción de los aterrizajes antes mencionados:

3.2.1 Aterrizamiento de alta impedancia

Se usan 2 tipos convenientes de aterrizamiento de alta impedancia los cuales son:

3.2.1.1 Aterrizamiento de alta resistencia

En este método, un transformador de distribución se conecta entre el neutro del generador y tierra y una resistencia se conecta a través del secundario.

Generalmente, el voltaje del primario del transformador de distribución, es mas grande que el voltaje de línea a neutro del generador, mientras que el devanado del secundario es 120 o 240 V. El resistor se selecciona de tal forma que para una falla de fase a tierra en las terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea igual o mayor a 3 veces los kva capacitivos de secuencia cero a tierra de los devanados del generador. Con el valor de esta resistencia, los sobrevoltajes transitorios durante fallas, se mantendrán con valores seguros. Este arreglo se considera como aterrizamiento de alta resistencia.

Para una falla a tierra o en las terminales de la máquina, la corriente de falla a tierra se puede escoger para coordinar con el fusible del primario (cuando se usa) de transformadores en Y-Y con neutro aterrizado. Nótese que en los transformadores de distribución con fusibles internos, los interruptores no deberán de usarse, ya que pueden abrirse indirectamente y el aterrizamiento y el esquema de protección pueden ser inoperantes en caso de fallas.

En algunos casos, el transformador de distribución se omite y se conecta un alto valor de resistencia directamente entre el neutro y tierra del generador. La resistencia se selecciona de tal forma que se pueda limitar corriente de falla a tierra en un rango de 5-10 A. Este método de aterrizamiento se usa en Europa. El tamaño físico de las resistencias es a nivel del aislamiento requerido y el costo puede excluir su uso.

3.2.1.2. Aterrizamiento neutralizador de falla a tierra (reactor inductivo sintonizable).

En este método de aterrizamiento, se usa un transformador de distribución con la selección que se describió en el punto anterior, con un reactor sintonizable secundario.

El valor óhmico de este reactor se selecciona de tal forma, que cuando se refleje el circuito primario, su reactancia sea igual a $1/3$ de la reactancia capacitiva de secuencia cero del generador, y a todo el equipo conectado en las terminales del generador, incluyendo los devanados en delta conectados de los transformadores principal y de servicios. Este tipo de aterrizamiento limita la corriente de falla a tierra, a valores que no mantienen arco. Esto es aplicable sólo cuando la reactancia capacitiva de secuencia cero del circuito no cambia significativamente para diferentes condiciones del sistema.

El aterrizamiento de alta impedancia no proporciona suficiente corriente para aterrizamiento selectivo con relevador de varias máquinas conectadas a un mismo bus. En consecuencia se usa generalmente con instalaciones de sistemas-unidad, donde se conecta al sistema un generador a través de su transformador elevador individual conectado en estrella aterrizada-delta.

En algunos casos, se usa este tipo de aterrizamiento cuando 2 o mas generadores se conectan a un transformador de subida. Sin embargo, este sistema es difícil de operar con relevadores y requiere disparo y desconexión de todas la máquinas para aislar una falla.

3.2.2 Aterrizamiento de baja resistencia.

En este método, se conecta una resistencia directamente entre el neutro del generador y tierra. La resistencia se selecciona para proporcionar suficiente corriente para relevadores selectivos de tierra de varias máquinas, alimentadores, o ambos. En general, la resistencia de aterrizamiento se selecciona para limitar la contribución del generador en una falla monofásica a tierra en sus terminales, a un valor dentro del rango de 200 A hasta arriba del 150% de la corriente a plena carga.

El costo y el tamaño de la resistencia, excluye el uso de resistencias para enviar la corriente abajo de 200 amps o para permitir corrientes arriba de la corriente nominal de la máquina. Este método de aterrizamiento se usa generalmente donde 2 o mas generadores están conectados al bus con voltaje del generación y conectados a un sistema a través de un transformador elevador, o donde el generador esta conectado directamente a un sistema de distribución que cuente con una fuente de aterrizamiento de baja impedancia en el bus del generador.

3.2.3 Aterrizamiento por reactancia .

Este método usa una reactancia inductiva entre el neutro del generador y tierra. La reactancia inductiva se selecciona para producir una relación de x_0/x_1 en las terminales de las máquinas en el rango de 1-10. Una práctica común, es mantener un sistema aterrizado efectivo para mantener una relación x_0/x_1 a 3 o menos. Este método de aterrizamiento produce altos niveles relativos de corriente de falla de fase a tierra en el rango de 25% a 100% de la corriente de falla trifásica.

Este método de aterrizamiento, se usa cuando el generador se conecta directamente a un sistema de distribución sólidamente aterrizado.

3.2.4 Aterrizamiento de transformador aterrizado.

Este método involucra el uso de transformadores aterrizados conectados a las terminales de la máquina o al bus del generador. Se puede lograr el aterrizamiento por un transformador en zig-zag, un transformador estrella aterrizada-delta, o por un transformador estrella delta abierta con una resistencia conectada a través de una esquina de la delta abierta.

Cuando se usa un zig-zag, o una estrella aterrizada-delta, se selecciona la impedancia efectiva de aterrizamiento para proporcionar corriente suficiente a los relevadores selectivos de tierra. El transformador estrella delta abierta con una resistencia en la esquina de la delta abierta es generalmente un sistema aterrizado de alta resistencia.

Se usa la resistencia seleccionada de la misma manera como el transformador de distribución en el secundario. Este método limita la corriente de falla monofásica a tierra a un rango de 3 a 25 amps. en el primario.

Se puede usar como otra alternativa de fuente de aterrizamiento, un transformador en zig-zag o de estrella aterrizada-delta, cuando se conecta directamente un generador con aterrizamiento de reactor en el neutro. Esta aproximación se puede usar, donde varios generadores estrella desaterrizada o conexión delta están al bus del voltaje de generación. Un transformador estrella aterrizada-delta abierta con una resistencia a través de una esquina de la delta abierta se puede usar para poder detectar fallas a tierra en generadores en estrella desaterrizada o conexión delta.

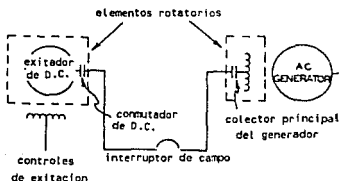
3.3 Sistemas de excitación.

Hay 4 tipo básicos de sistema de excitación, los cuales se usan para control de la salida de la máquina de A.C. : el generador de D.C, conmutador excitador, el alternador rectificador excitador con sistema de rectificación rotatorio, y el sistema de excitación estático; mas adelante, se dara una descripción detallada de datos y sistemas. Se describen a continuación, sus características generales.

3.3.1 Sistemas con Generador-excitador conmutador de D.C.

La fig. 3.3.1 muestra un esquema de los elementos primarios de este sistema. Los suministros de potencia, no se muestran en este esquema, ni en los siguientes del 3.3.2 al 3.3.5 , tales como excitadores piloto, las entradas de corriente y potencial hacia la excitación de control, etc, dado que para todos los sistemas funcionan igual.

Fig. 3.3.1 sistema con generador de D.C. excitador conmutador



3.4 Arreglos de estaciones generadoras.

La selección y arreglos de protección para generadores se obtiene según el método en el cual los generadores están conectados al sistema y por arreglo de la estación de generación. Para propósito de esta guía, se considerarán las siguientes conexiones de generadores y arreglos de estaciones de generación :

- 1.- configuración generador-transformador en unidad
- 2.- configuración generador-transformador con interruptor del generador.
- 3.- Generadores compuestos cruzados
- 4.- generadores compartiendo un transformador de unidad
- 5.- generadores conectados directamente a un sistema de distribución.

Para la mayoría, las configuraciones anteriores representan la generalidad de los arreglos de estaciones de generación.

3.4.1 Configuración generador-transformador en unidad.

En este arreglo, un generador y su transformador (transformador de unidad) están conectados como unidad al sistema como lo muestra la fig. 3.4.1. El generador se conecta usualmente en estrella y se aterriza por alta resistencia a través de un transformador de distribución. El transformador de unidad es generalmente estrella aterrizada-delta. En algunas instalaciones de generadores grandes con turbinas de vapor, el generador puede estar conectado al sistema a través de 2 transformadores paralelos de unidad, teniendo cada uno la mitad del total de la capacidad del generador.

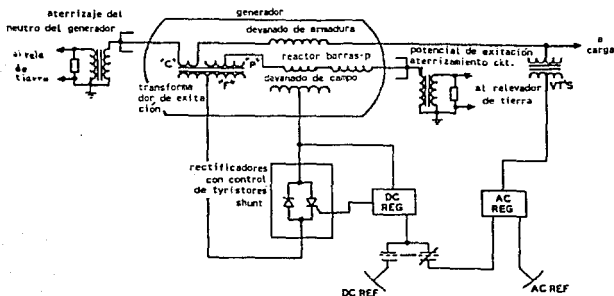


Fig. 3.3.5 sistema de excitación estática con alimentación interna

Puede haber 1 o 2 transformadores auxiliares de unidad. Estos transformadores, pueden ser de 2 devanados, ó 3, dependiendo del tamaño de generador de unidad. En la mayoría de los casos, los transformadores auxiliares de unidad, se conectan en estrella-delta con el neutro de la estrella a aterrizados a través de una impedancia.

3.4.2 Configuración de generador-transformador en unidad con interruptor del generador.

El arreglo que se muestra en la figura 3.4.2., ha sido utilizado con generadores largos nucleares. El generador está conectado en estrella y aterrizado por alta resistencia a través de un transformador de distribución. Se utilizan 2 transformadores medianos conectados en estrella aterrizada-delta para conectar el generador al sistema. Como se muestra en esta figura, se usan 2 transformadores auxiliares de unidad en este arreglo.

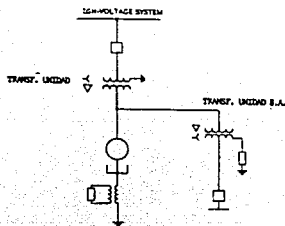


Fig. 3.4.1 configuración de generador-transformador en unidad

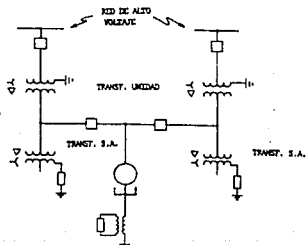


Fig. 3.4.2 configuración de generador-transformador en unidad con interruptores del generador

3.4.3 Generadores cruzados-compuestos.

El método mas común para conectar un generador cruzado compuesto a un sistema, se muestra en la figura 3.4.3. Las unidades de alta y baja presión se conectan al bus a voltaje de generación y conectado al sistema a través de un transformador de unidad estrella aterrizada-delta. Ambas unidades alta y baja presión, se conectan en estrella, y se recomienda aterrizaje solo una de los neutros. Generalmente se usa aterrizaje de alta resistencia a través de un transformador de distribución.

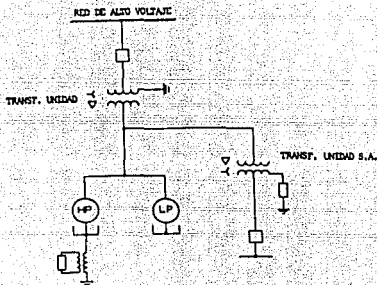


Fig. 3.4.3 generadores cruzados compuestos

3.4.4 Generadores compartiendo transformador de unidad.

La figura 3.4.4 muestra 2 métodos para conectar 2 o más generadores al sistema, usando un transformador-elevador. En la figura 3.4.4 A, se conectan 2 o más generadores al bus a voltaje de generación y un transformador de unidad de 2 devanados y conexión estrella aterrizada-delta se utilizan para conectar las máquinas al sistema. En la fig. 3.4.4 B, se muestra un número de generadores conectados al sistema a través de un transformador de 3 devanados estrella aterrizada-delta-delta. Ambas aproximaciones se pueden usar con pequeños hidrogeneradores ó generadores con turbinas de combustión.

En ambas aproximaciones, el aterrizamiento con resistencia en el neutro del generador podría ser usado en orden de lograr protección a falla a tierra selectiva para las máquinas.

En algunos casos, los generadores pueden estar aterrizados por alta resistencia a través de un transformador de distribución, en orden de minimizar daños debido a fallas de fase a tierra. Sin embargo, este aterrizamiento tiene la desventaja de que no proporciona suficiente corriente para relevadores selectivos.

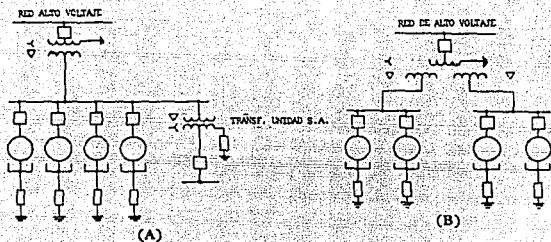


Fig. 3.4.4 generadores compartiendo un transformador

3.4.5 Generadores conectados directamente a un sistema de distribución.

La figura 3.4.5., muestra una instalación típica donde los generadores están conectadas directamente a un sistema de distribución. Si el sistema está efectivamente aterrizado ($X_0/x_1 \leq 3$, $R_0/x_1 \leq 1$), el neutro del generador, o el neutro del transformador aterrizado del bus, y si el neutro del generador esta aislado (como se notó en 3.2.4.), éste será aterrizado con un neutro de reactancia inductiva. Si el sistema no está aterrizado efectivamente, como algunos sistemas de distribución de 3 hilos, el neutro del generador, o el neutro del transformador de aterrizaje, se aterrizará generalmente a través de una resistencia de bajo valor óhmico.

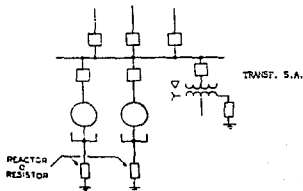


Fig. 3.4.5 generadores conectados directamente a un sistema de distribución.

Capítulo 4 Requerimientos de protección y Selección de relevadores.

4.1 Protección térmica del estator del generador.

La protección térmica del núcleo del estator y los devanados del generador, puede estar proporcionada para las siguientes contingencias:

- 1) Sobre-carga del generador
- 2) Falla de los sistemas de enfriamiento
- 3) Localización de marcas calientes causadas por falla del aislamiento en el centro de laminado o rápidos desarrollos de fallas en los devanados.

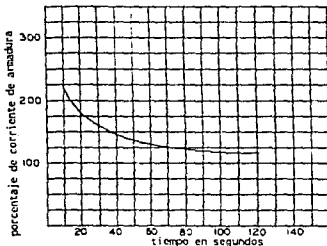


Fig. 4.1-1 capacidad térmica de tiempo corto de la turbina-generador para cargas

4.1.1 Sobrecarga del generador.

La capacidad de salida de un generador se expresa en kva disponibles en las terminales de salida a una frecuencia, voltaje y factor de potencia dados. Para generadores enfriados con hidrógeno, el rango de salida se da generalmente al máximo, y varias presiones menores de 7 hidrógeno. Para generadores con turbina de combustión, esta capacidad se da a una temperatura de entrada de 15 grados C sobre el nivel del mar.

En general, los generadores pueden trabajar satisfactoriamente con su valor en kva's en su frecuencia, y factor de potencia para cada variación en voltaje del $\pm 5\%$ de su valor; bajo condiciones de emergencia, es permisible exceder la capacidad de salida por unos instantes.

De acuerdo con la norma ANSI C50.13-1977, se da la capacidad térmica del devanado de armadura de tiempo corto por:

tiempo (seg.)	10, 30, 60, 120
corriente armadura (%)	226, 154, 130, 116

donde el 100% de la corriente, es la corriente nominal de la máquina a la máxima presión de hidrógeno.

Una gráfica de esta capacidad de tiempo corto se muestra en la figura 4.1.1.

Los esquemas protectores contra daño térmico a los devanados del estator utilizan detectores de temperatura en los devanados o relevadores con características de corriente-tiempo que conforman la curva de capacidad de tiempo corto.

4.1.1.1 Protección de temperatura del devanado.

La mayoría de los generadores está provistos con un número de detectores de temperatura resistivos (rtd's), las cuales están incrustadas en los devanados del estator. Como su nombre lo indica, el rtd detecta cambios en la temperatura por el cambio en la resistencia del detector.

Estos rtd's se utilizan para el constante monitoreo de la temperatura de los devanados. Los rtd's se pueden conectar para asistencia de generación para dar indicación en un instrumento, para permitir la entrada a un sistema de adquisición de datos, o accionar una alarma. En las estaciones desatendidas (sin vigilancia), se pueden utilizar los rtd's con un relevador para alarma, iniciar la corrección, o disparo a la unidad, si un punto caliente se excede de la temperatura especificada. El relevador que se utiliza para esta función, opera bajo el principio del puente de wheatstone, donde el rtd's y el relevador son parte del puente.

Cuando la temperatura en el devanado del estator excede un límite específico, el cambio en la resistencia del rtd's desbalancea el puente y ocasiona la operación del relevador. El relevador se diseña generalmente para mantenerse en operación hasta que la temperatura baja a un valor seguro. Este tipo de relevador detecta la temperatura actual, no la temperatura en crecimiento por arriba de la del ambiente; así que el relevador deberá ajustarse para tomar en cuenta las variaciones de la temperatura ambiente. La selección de este tipo de relevadores de temperatura, requiere de la siguiente información:

- 1) Resistencia del rtd's.
- 2) Rango de temperatura de operación.

En Estados Unidos, la resistencia standard del rtd's es 10 ohms a 25 grados centígrados, y la mayoría de los relevadores están diseñados para estos valores. Sin embargo, el usuario deberá checar con el fabricante del generador en orden de acertar el valor óhmico de la resistencia del rtd que se va a usar. El rango de temperatura que se requiere sera una función de la clase de aislamiento usada en el generador. De nuevo, el usuario deberá checar con el fabricante para acordar al máximo el valor permisible de temperatura de operación.

4.1.1.2 Protección de sobrecorriente.

En algunos casos, la protección de sobrecarga que puede tener el generador, puede ser un relevador de torque controlado de sobrecorriente, el cual esta coordinado con la curva de capacidad de tiempo corto de la fig. 2.1-1 de la norma ANSI C50.13-1977. Este relevador consiste de una unidad de sobrecorriente instantánea y otra unidad de corriente de tiempo la cual tiene una característica extremadamente inversa. La unidad instantánea se coloca a 115% de la corriente a plena carga y se usa para el control del torque de la unidad de sobrecorriente tiempo. La señal de salida (dropout) de la unidad instantánea deberá ser 95% o mas alta del valor de ajuste (pick up) de operación.

La unidad de sobrecorriente de tiempo se ajusta en el rango de 75-100% de la corriente a plena carga, y un tiempo de ajuste se escoge a los 7.0 s del tiempo de operación del relevador al 225% de la corriente a plena carga. Con esta aproximación, se prevee el disparo del relevador para sobrecargas abajo del 115% de la corriente a plena carga y de la misma forma provee el disparo para sobrecargas arriba de 115% de la corriente a plena carga.

Es aconsejable una alarma de sobrecarga para dar al operador oportunidad de reducir carga en una forma ordenada.

Esta alarma no debería dar alarmas sonoras para fallas externas y deberá coordinarse con la protección de sobrecarga del generador si ésta está proporcionada.

Para generadores enfriados por aire frío que deben operar en un rango amplio de temperatura ambiente, es necesario coordinarlos con la norma ANSI C50 13-1977 de capacidad térmica y el ajuste del relevador con la capacidad incrementada de la turbina y el generador a temperatura ambiente reducida. De lo contrario sería difícil proteger al generador para su capacidad reducida cuando la temperatura ambiente está elevada.

4.1.2 Falla de los sistemas de enfriamiento.

Dependiendo del diseño, el estator y sus devanados pueden ser enfriados por aire, aceite, hidrógeno o agua. En enfriamiento directo (también llamado enfriamiento de conducto) de generadores, el enfriador (usualmente agua) están en contacto directo con las partes generadoras de calor como los devanados del estator. En generadores enfriados convencional o indirectamente, el refrigerante actúa por un relevador que detecta transferencia de calor a través del aislamiento.

Para cualquier tipo de generador, una falla en los sistemas de enfriamiento resulta en un rápido deterioro del aislamiento del devanado y/o del aislamiento del estator.

4.1.2.2 Protección.

En general, el fabricante provee toda la Información para la protección de los sistemas de enfriamiento. Esta protección es una forma de sensores como son rtd, termocopladores (tc), y sensores de flujo y presión, y deberán estar conectados a alarmas para reducir automáticamente cargas a valores seguros o disparar. Para una máquina particular, el usuario deberá checar con el fabricante para acordar los límites de temperatura, la protección necesaria y los procedimientos requeridos para la pérdida de enfriador.

4.1.3 Puntos calientes en el núcleo.

Los puntos calientes en el núcleo del estator pueden deberse a fallas en el aislamiento del laminado a causa de objetos extraños dejados en la máquina, por daño del núcleo al darle mantenimiento o instalación, o por objetos que son parte de la máquina (tuerca, cuñas, etc.) y que se mueven de su posición normal y caen al núcleo. Los puntos calientes son el resultado de corrientes altas de Eddy, producidas por flujo del núcleo, que encuentran sendas de conducción a través del aislamiento hacia el laminado. Los laminados del estator están eléctricamente en corto en el diámetro exterior del núcleo donde éste se une a la armadura del estator. Cualquier contacto entre laminados en el diámetro interno resultará en un circuito para corrientes de Eddy. El cortocircuito de los laminados puede causar derretimiento del acero del núcleo, y es costoso de reparar.

4.1.3.2 Protección.

La única manera de detectar puntos calientes en generadores enfriados por aire, es a través de rtd's o termocouples incrustados en el devanado del estator; dado que no es posible cubrir la totalidad del devanado con estos detectores o el núcleo, esta aproximación solo cubrirá detección parcial de puntos calientes.

En generadores enfriados por hidrógeno, la presencia, aunque no la localización exacta de puntos calientes, pueden detectarse por el uso de un monitor del núcleo del generador.

El monitor del núcleo es un detector de partículas ion que se conecta al generador de tal forma que permite el paso del flujo de gas refrigerante a través del monitor. Bajo condiciones normales, el gas enfriador no contiene partículas detectables por el monitor. Sin embargo, cuando ocurre sobrecalentamiento, la descomposición térmica del material orgánico, pintura epóxica, barniz o esmalte del laminado del núcleo o cualquier otro material aislante, produce un gran número de partículas.

Estas últimas son tamaño submicrónicas y se detectan por el monitor. La localización general del punto caliente puede ser determinada por análisis de laboratorio de las partículas y a través del uso de revestimiento selectivo en varias partes de la máquina. Actualmente, este tipo de protección solamente se usa en grandes generadores con turbinas de vapor y se conecta para sonar una alarma.

4.2 Protección térmica del campo.

La protección térmica del campo del generador se puede dividir en 2 categorías:

1. Protección para el devanado del circuito principal
2. Protección para el cuerpo del rotor principal, cuñas, anillos retenedores y devanado amortiguador.

4.2.1 Protección del devanado de campo.

El devanado de campo puede operar continuamente con una corriente igual, o menor que aquella requerida para producir kva de rango a factor de potencia y voltaje de rango. Para factores de potencia abajo del rango, la salida del generador deber reducirse a fin de mantener la corriente de campo dentro de estos límites. Las curvas de capacidad definidas por la norma ANSI/IEEE std 67-1972 están determinadas en esta base. Bajo circunstancias anormales de operación como cortocircuito y otros disturbios del sistema, se permite exceder este límite por un corto tiempo como lo especifican las normas ANSI C50 13-1977.

En este standard, la capacidad térmica del devanado de campo esta dada en términos del voltaje de campo permisible como una función del tiempo, como se denota abajo:

tiempo (seg)	10,	30,	60	120
voltaje campo (%)	208,	146,	125,	112

Se muestra una gráfica de esta capacidad de tiempo corto en la figura 4.2.1. Los esquemas de protección utilizan esta característica para prevenir daños térmicos en el circuito del devanado de campo.

4.2.1.1 Protección térmica.

Dado que no es práctico colocar sensores de temperatura directamente en los devanados de campo, sólo es posible un monitoreo indirecto de la temperatura del devanado de campo.

En sistemas de excitación empleando anillos colectores para el campo principal, se puede saber la temperatura promedio calculando la resistencia de campo al usar la corriente de campo simultánea y lecturas de voltaje.

Esta resistencia en conjunción con la conocida resistencia en frío, es una forma de medir la temperatura de operación. Este método, descrito como ANSI/IEEE std 67-1972, da solo una indicación de la temperatura promedio a través del devanado de campo y no la temperatura del punto mas caliente. Además, este método no es aplicable a sistemas de excitación con escobillas, donde la corriente del campo principal actual y el voltaje no están disponibles para medición.

Si el generador está equipado con monitor para núcleo como se describió en el punto 4.1.3., el monitor también detectara el calentamiento del aislamiento del devanado de campo y puntos calientes.

4.2.1.2 Protección contra sobre-excitación del campo.

Se pueden obtener algunas formas de protección contra sobre-excitación para el devanado de campo utilizando generalmente la curva de capacidad de tiempo corto de la fig. 4.2-1. Se obtienen varios esquemas diferentes utilizando relevadores o elementos de control para el sistema de excitación o ambos.

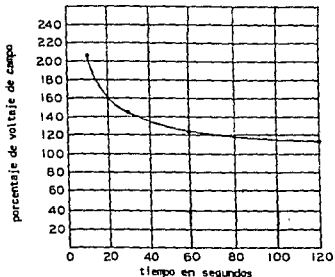


Fig. 4.2-1 capacidad térmica de tiempo corto del campo del generador

4.2.1.2.1 Esquema de relevador de retardo de tiempo compuesto.

La forma mas simple de protección de campo utiliza un miliamperímetro de contacto o voltímetro conectados ya sea al circuito principal de campo, o en el campo de excitador de A.C.

Este dispositivo se ajusta para operar cuando la corriente de campo excede su valor de rango a plena carga. Cuando una sobre-excitación ocurre, el dispositivo operará y ejecutará las siguientes funciones:

1. Sonar una alarma
2. Ajuste de la excitación de campo a un valor pre-seleccionado correspondiente al nivel de plena carga o menor
3. Después de un retardo de tiempo compuesto, disparo del regulador del generador o transferencia a un control alternativo.
4. Si la sobreexcitación no se elimina después de algún intervalo de tiempo corto, disparo de la unidad.

Este esquema protegerá al campo durante condiciones de sobre-excitación durante disturbios del sistema, y por la rara ocurrencia de una falla en algún elemento del sistema de excitación. Aunque se ve simple a primera vista, este esquema tiene la desventaja de que puede desproteger a la maquina, ya que el relevador de retardo de tiempo compuesto debe de colocarse para la máxima sobre-excitación que pueda ocurrir. Esto quiere decir que para una sobre-excitación baja, el disparo puede ocurrir a tiempos mas cortos que los requeridos y así, la ventaja completa de la capacidad térmica característica de tiempo inverso del devanado de campo no se puede obtener.

4.2.1.2.2 Esquema de relevador con retardo de tiempo inverso.

Esta aproximación utiliza un relevador de voltaje cuya característica iguala a la de tiempo inverso de la figura 4.2-1. Este relevador puede conectarse a las terminales de un alternador excitador de A.C., en el campo principal del generador o en el campo del excitador de A.C.

Quando se conecta a un circuito de campo, se usa un transductor para convertir la seña de D.C. a una cantidad de A.C. Este relevador es normalmente colocado de tal forma que hay de 5 a 10% de margen entre la característica del relevador y la curva de capacidad del campo.

Este relevador, en conjunto con 1 o mas timers ejecuta la misma función que el esquema precedente. Para una condición de sobre-excitación, este:

1. Sonar una alarma
2. Ajustara a la excitación de campo un valor pre-seleccionado correspondiente a un nivel de plena carga o menor
3. Después de cierto retardo, disparo del regulador de la unidad.
4. Si la sobre-excitación no se elimina, disparo de la unidad.

Este esquema proporciona protección para condiciones de sobre-excitación, así como posibles fallas en el sistema de excitación.

4.2.1.2.3 Sistema regulador de voltaje.

Modernos sistemas de excitación usualmente incorporan funciones protectoras del campo, así como funciones de regulación. Estos sistemas pueden tener circuitos contruidos que duplican el tiempo compuesto y/o la función de tiempo inverso del relevador. Cuando ocurre una condición de sobre-excitación y la corriente de campo excede un valor seguro para un periodo de tiempo especificado, esta función protectora reduce la corriente de campo al valor de plena carga o a algún otro valor predeterminado.

En algunos sistemas de excitación, si la condición de sobre-excitación persiste después de un intento de reducir la corriente de campo, la función protectora disparara el regulador o lo transferira a un excitador alterno después de un corto periodo de tiempo. Si esto no elimina el problema, el generador será disparado. En este tipo de sistemas de excitación, la función protectora se separa de la función de excitación y así se puede obtener protección cuando hay fallas en el sistema regulador; o cuando el regulador no esta en el circuito de control.

Si la función protectora es parte del sistema de regulación, la protección se eliminara cuando el regulador se dispara o este fuera de servicio. Para este tipo de sistemas, se puede obtener protección suplementaria con un regulador como se describe en la siguiente sección.

4.2.2 Cuerpo del rotor.

No hay métodos más simples de protección térmica directa del rotor. Se utilizan varios métodos indirectos para aproximar la temperatura del rotor o actuar directamente en las cantidades que pueden guiar a temperaturas excesivas del rotor. Los esquemas de protección para el rotor, son de esta forma, directos a causa del potencial peligro térmico. Por ejemplo, corrientes de secuencia negativa en el estator, pérdidas de excitación, o pérdida de sincronía, pueden causar temperaturas excesivas del rotor, debido a corrientes circulantes en varias partes del cuerpo del de éste. Este fenómeno, y los esquemas asociados de protección, están cubiertos en el punto 2.5 de esta guía.

4.3 Protección de falla en el estator del generador.

4.3.1. Consideraciones generales.

Las fallas en los generadores causan daños serios y costosos al aislamiento, devanados y al núcleo; estas pueden producir también shock mecánico de torsión a la flecha y coples.

Además, las corrientes de falla en un generador no cesan de fluir cuando el generador se dispara del sistema y el campo se desconecta. La corriente de falla seguirá fluyendo por varios segundos; esto es debido al flujo atrapado dentro de la máquina, incrementando el daño ocasionado por la falla.

Como consecuencia de fallas en o cerca del generador, se producen altas magnitudes de corriente de corto circuito; normalmente se usa alguna forma de protección de alta velocidad para disparar y desconectar la maquina tan rápido como sea posible para minimizar el daño. Donde se usen impedancias externas para limitar la corriente de falla a unos cuantos amperes, se pueden justificar algunas formas mas lentas de protección. En algunos casos, se puede justificar la consideración de usar métodos rápidos de desexcitación, que pueden producir un decaimiento rápido de las corrientes de falla.

4.3.2 Protección de falla de fase.

Generalmente se usa un esquema de relevador diferencial de alta velocidad para protección de falla de fase de los devanados del estator. El relevador diferencial detectará fallas trifásicas, fallas de fase a fase, fallas bifásicas a tierra y alguna falla monofásica a tierra, dependiendo de como este aterrizado el generador.

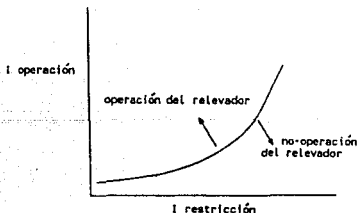
El relevador diferencial no detectará fallas entre vueltas en la misma fase, dado que no hay diferencia en la corriente que entra y sale del devanado de fase donde es aplicable la protección. Donde sea aplicable, la protección de falla entre vueltas se puede proporcionar con el esquema de relevador de fase dividida. Este esquema se discutirá a continuación.

4.3.2.1 Relevador diferencial porcentual con pendiente variable.

Los relevadores diferenciales porcentuales de pendiente variable son los más comúnmente usados en la protección de generadores. En este tipo de relevadores, el porcentaje de pendiente característica puede variar desde un 5 % a bajos valores de corriente hasta arriba de un 50 % o más a niveles altos de como se ilustra en la fig. 4.3.2-1

Esta característica resulta en un relevador que es muy sensitivo a fallas internas y es insensible a las corrientes de error del transformador de corriente durante fallas externas severas.

Fig. 4.3.2-1 pendiente variable del relevador diferencial porcentual

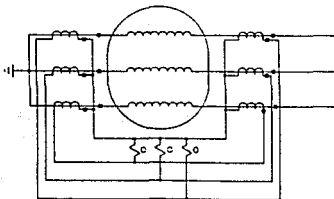


Se usan transformadores de corriente con características idénticas en un esquema diferencial del generador y es preferible evitar conectar otros relevadores o dispositivos en estos circuitos de corriente.

4.3.2.2 Relevadores diferenciales de alta impedancia.

Como su nombre lo indica, éste es un relevador de alta impedancia conectado a un circuito diferencial, como se muestra en la fig. 4.3.2.-2. Este relevador discrimina entre fallas internas y externas por el voltaje que aparece a través del mismo. En fallas externas, el voltaje será bajo, mientras que para fallas internas el voltaje a través del relevador será relativamente alto. Este relevador se debe ajustar para que opere con devanados del estator trifásicos o corrientes de falla de fase a fase tan bajas como el 2% de la corriente de rango del generador. Los tc's usados en este esquema, como transformadores de corriente con boquillas, y con devanados del secundario totalmente distribuidos, deberán tener características iguales y también fugas insignificantes de reactancia.

Fig. 4.3.2-2 diferencial de alta impedancia



4.3.2.3 Esquema diferencial de auto-balance.

Este esquema se ha utilizado para cuando hay fallas a tierra y de fase en generadores pequeños. Se ilustra en la figura 4.3.2-3. Como se muestra, las puntas de ambos finales del devanado de fase, están colocadas en la entrada de una ventana de un transformador de corriente. Cualquier diferencia entre corrientes de entrada o salida del devanado se detecta por un relevador instantáneo de sobre-corriente.

Donde se aplique, este esquema es capaz de dar protección muy sensible contra fallas a tierra y a fase.

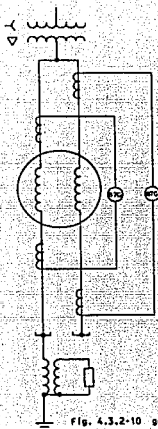


Fig. 4.3.2-10 generador de 12 bushings

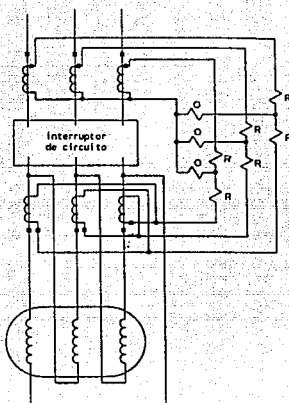


Fig. 4.3.2-11 conexión del relevador diferencial porcentual, generador conectado en delta

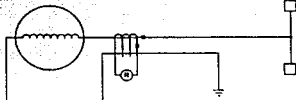


Fig. 4.3.2-3 esquema de protección de autobalance (se muestra monofásico)

4.3.2.4 Aplicación de relevadores diferenciales a diferentes configuraciones de máquinas.

La aplicación de protección contra fallas de fase a varias configuraciones de máquinas descritas en la secc. 3.1 de esta guía, se ilustra en las fig. de la 4.3.2.-7 A la 4.3.2.-11.

La fig. 4.3.2-7 ilustra la configuración diferencial para una máquina de seis abrazaderas (bushings) con bobinas univuelta, y uno o mas circuitos por fase. Esta es la configuración que se usa mas a menudo en las máquinas.

La figura 4.3.2-8 ilustra la aplicación de relevadores de fase dividida y diferencial para protección de generadores que tienen bobinas multiveltas y 2 o mas circuitos por fase. Esta combinación se utiliza aun en hidrogenadores. La aplicación de relevadores de fase dividida debe especificarse en el diseño del generador de manera que los tc 's que se requieran para esta protección, pueden ser costeables y debidamente calculadas en el diseño.

Otro esquema que ha sido usado en este tipo de generadores, se muestra en la figura 4.3.2-9. Este arreglo es un intento para conseguir los beneficios de fase dividida y protección diferencial en un ahorro de tc's y relevadores. Sin embargo, este arreglo no es tan sensitivo como el relevador de fase dividida y diferencial por separado, como lo muestra la figura 4.3.2-8. El esquema en la fig. 4.3.2-9 requiere neutro al final de los tc's, teniendo la mitad de la relación de vueltas de la terminal final de los tc's.

La figura 4.3.2-10 ilustra la protección para un generador con 2 devanados y 12 abrazaderas. En este arreglo, se usan relevadores diferenciales por separado para proteger cada devanado. Esto proporciona protección contra fallas entre devanados y para fallas entre fase y fase, así como para fallas trifásicas. En general, no es recomendable que los tc's en cada devanado sean paraleleados ni usar un relevador diferencial simple.

Una aproximación no proporcionará protección contra todas las fallas entre los devanados, dado que para algunas condiciones la corriente de falla circulará solo entre los tc's paraleleados y no aparecerán en el relevador.

La fig. 4.3.2-11 muestra el arreglo típico de la conexión diferencial para un generador conectado en delta.

4.3.2.5 Protección de falla entrevueltas.

Muchos generadores de turbina tienen devanados de una sola vuelta. Si un generador tiene devanados con bobinas de varias vueltas y con 2 o mas circuitos por fase, el esquema de relevadores de fase dividida puede ser usado para proveer protección de falla entrevueltas. En este esquema, los circuitos en cada fase del devanado del estator están divididos en 2 grupos iguales y las corrientes de cada grupo se comparan. Una diferencia en estas corrientes indican un desbalanceo causado por alguna falla de entrevueltas. La figura 4.3.2.-4 ilustra el sistema básico de relevadores de fase dividida, usando tc's del tipo bushing. Los relevadores usados en este esquema generalmente son de sobrecorriente instantanea, y un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.

Dado que es normal algún desbalanceo de corriente entre los devanados, el relevador de sobrecorriente se ajusta para que no opere con este tipo de corriente, pero actuará con un desbalanceo causado por una falla entrevueltas. El retardo de tiempo se emplea para prevenir operaciones por corrientes transitorias provenientes de los tc's, las cuales pueden ocurrir durante fallas externas.

La operación de la unidad instantánea debe ser arriba de la corriente transitoria de error de los tc's y pudiera ocurrir durante una falla externa. El ajuste deberá ser de tal forma que dé una pequeña protección a fallas de entrevuelta. Sin embargo, puede dar respaldo a fallas de fase y multivuelta sin ser costoso. El problema de las corrientes de error de los tc's en el arreglo de la fig. 4.3.2.-4 puede eliminarse usando tc's de ventana simples o ventana dobles.

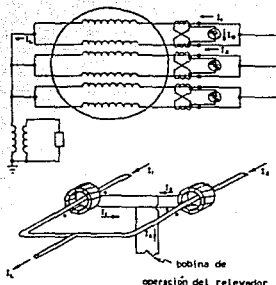


Fig. 4.3.2-4 protección de fase dividida usando TC's separados

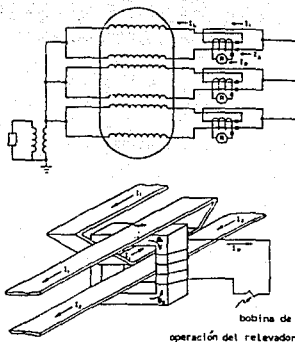


Fig. 4.3.2-5 protección de fase dividida usando un TC de ventana

La figura 4.3.2-5 ilustra el arreglo de tc's con ventana simple. En esta aproximación, el tc de ventana simple elimina la corriente transitoria de error dado su diseño de núcleo común. El flujo producido por las corrientes primarias balancean uno al otro en la estructura magnética y solo la diferencia de corriente produce una salida en el circuito secundario.

Así que, los relevadores en el secundario mas cercano ven solo la corriente desbalanceada entre los circuitos agrupados.

Esto permite el ajuste mas sensitivo del relevador. La aproximación de tc de ventana simple esta restringida a generadores pequeños, dados los problemas de aislamiento y fisicos en el arreglo de las puntas del devanado en el tc de ventana simple.

El tc de doble ventana tiene las mismas ventajas que los de ventana simple, pero sin sus restricciones fisicas. La aproximación de doble ventana es muestra en la fig. 4.3.2.-6. Una vez mas, la diferencia estriba en que entre las corrientes del primario produce una salida en el circuito secundario, permitiendo así, un mayor ajuste sensitivo instantáneo.

Si el generador tiene un número impar de circuitos por fase, aun es posible brindar protección de fase dividida usando tc's separados como se muestra en la figura 4.3.2-4.

Las corrientes en los dos agrupamientos de circuitos no serán iguales en este caso, y así, la relación de los tc's se seleccionara para dar corrientes iguales en el secundario durante condiciones balanceadas. En esta instancia, los tc's de ventana simple o doble, no serán aplicables, dado que los relevadores deberán ajustarse por arriba de una amplia diferencia de corriente, haciendo el esquema virtualmente insensitivo a las fallas de entrevuelta.

La protección de fase dividida detectará fallas de fase y algunas a tierra en el devanado del estator. Sin embargo, dada la lenta operación de tiempo de esta protección, es práctica común dar protección standard diferencial de alta velocidad para cada fase y separadamente protección de falla a tierra.

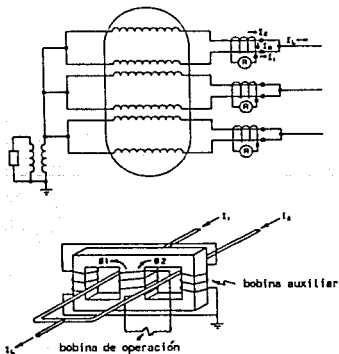
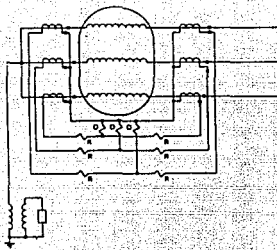


Fig. 4.3.2-6 protección de fase dividida usando TC con primario-doble y secundario sencillo



4.3.2-7 conexión del relevador diferencial porcentual con generador conectado en estrella de seis bushings

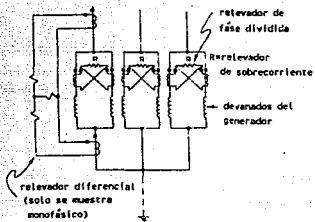
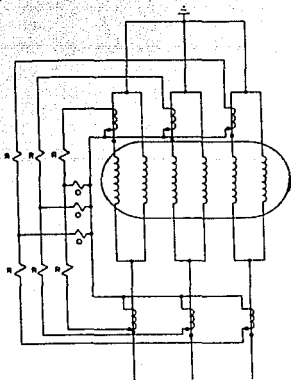


Fig. 4.3.2-8 aplicación de relevadores diferenciales y de fase dividida



4.3.2-9 combinación de fase dividida y relevador diferencial

4.3.2.6 Protección de respaldo.

El tipo y la sofisticación de la protección de respaldo que proporciona, está en función del tamaño del generador y de la forma en que éste se encuentre conectado al sistema.

Cuando un generador se conecta al sistema con la configuración generador-transformador en unidad, la protección de respaldo de falla de fase de alta velocidad puede obtenerse extendiendo la zona de protección del esquema de relevadores diferenciales del transformador de unidad hasta el generador, las puntas de conexión, y el transformador de servicios auxiliares. Este esquema se conoce como diferencial completo y se ilustra en la fig. 4.3.2.-12.

En este arreglo, los TC's en los transformadores de servicios auxiliares deben ser TC's de alto radio en orden de balancear el circuito diferencial. El radio requerido puede obtenerse con un TC de bushing simple o con una combinación de TC', los auxiliares y bushings, como se muestra en la figura 4.3.2 -12.

En algunos casos, el transformador de servicios auxiliares puede ser excluido del esquema diferencial de protecciones como se muestra en la conexión alterna.

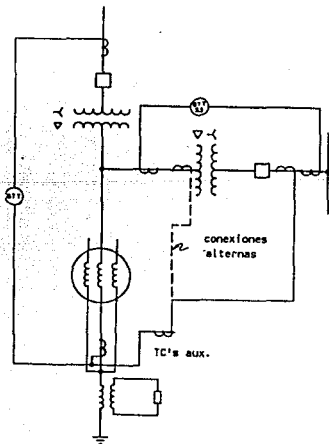
Esta aproximación puede presentar una mancha ciega en la protección para el transformador de servicios auxiliares.

Para fallas cerca del lado de alta de este transformador, la corriente disponible de falla puede ser de 150 a 200 veces la corriente de rango que utiliza el transformador de servicios auxiliares para el esquema de protección diferencial. Esta alta corriente en los TC's podría resultar en saturación y como consecuencia daría una pequeña o ninguna corriente en la salida del relevador diferencial.

Este punto ciego se elimina conectando el esquema de protección diferencial extendiéndose hasta el lado de baja del transformador de servicios auxiliares. El esquema completo diferencial puede detectar fallas severas mientras los transformadores auxiliares de unidad detecten fallas de bajo nivel. Las figs. 4.3.2.-13 y 4.3.2.-14 ilustran el esquema diferencial completo en un generador de 2 devanados y en un generador cruzado-compuesto, respectivamente, cuando ambos están conectados en la configuración de generador transformador en unidad. Mientras que las figuras 4.3.2-13 y 4.3.2.-14 muestran los TC's del neutro del generador y el TC del transformador auxiliar de unidad conectados en paralelo a un devanado restringido, es posible usar un relevador multiresistente y conectar cada uno de los TC's a cada devanado restringido.

Cuando los generadores están conectados al bus de voltaje del generador como se muestra en la fig. 3.4.4 y 3.4.5, o donde se usan los interruptores del generador en la configuración del generador-transformador como se muestra en la figura 3.4.2, el esquema diferencial completo no es aplicable y es raro aplicar un esquema diferencial doble para proveer protección de respaldo de falla de fase.

En estas configuraciones es práctica común usar la protección de corriente desbalanceada (relevador de corriente de secuencia negativa) y sistema de protección de respaldo para proveer protección de respaldo al generador contra todas las fallas de fase. Esta protección se discute en detalle en la secc. 4.5.2 y 4.6 de esta guía. Este relevador de protección es menos sensible que el diferencial y cuenta con retardo de tiempo.



4.3.2-12 esquema diferencial de respaldo de falla de fase del generador

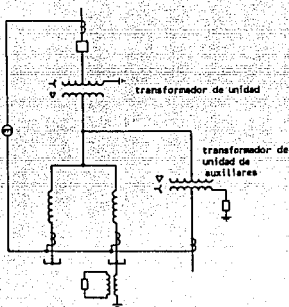


Fig. 4.3.2-13 respaldo para falla de fase para generadores de dos devanados

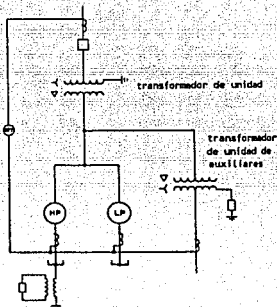


Fig. 4.3.2-14 protección de respaldo de falla de fase para generadores cruzados compuestos

4.3.2.7 Modos de disparo.

Se acostumbra tener la protección primaria y de respaldo separada del relevador auxiliar multicontacto de reseteo de mano. Estos relevadores auxiliares simultáneamente inician lo siguiente :

- 1) Disparo del interruptor principal del generador
- 2) Disparo del interruptor de campo y/o excitación
- 3) Disparo del primotor
- 4) Enciende la protección interna contra incendio de CO2 si está provista
- 5) Opera una alarma
- 6) Transfiere el servicio de estación a una fuente de standby.

4.3.3 Protección de falla a tierra.

Los esquemas de protección que se han diseñado para detectar fallas trifásicas y bifásicas del estator, pueden o no operar para fallas de fase a tierra en la zona del generador. El grado de la protección de falla provisto por estos esquemas esta relacionado directamente con la forma de aterrizamiento del generador, y así, la determinación de la corriente de falla disponible. La máxima corriente disponible en una falla de fase a tierra en las terminales del generador puede variar desde una corriente de falla trifásica o mayor, hasta casi cero. En adición, la magnitud de la corriente de la falla de fase a tierra del estator decrece casi linealmente de acuerdo como se mueva la localización de la falla desde las terminales del generador hacia el neutro del mismo. Para una falla a tierra cerca del neutro de un generador conectado en estrella, la corriente disponible de falla es pequeña, no importando el método de aterrizamiento del generador.

Como se notó en la sección anterior, en el esquema de relevadores diferenciales, éstos pueden detectar fallas a tierra del estator dependiendo de la forma en que se aterrice el generador. La fig. 4.3.3-1 ilustra la relación aproximada entre la corriente disponible de falla y el porcentaje de devanado protegido por el esquema diferencial de relevadores. Cuando el nivel de corriente de falla a tierra esta por debajo del nivel de corriente de rango del generador, una gran parte del generador quedará desprotegida.

Los relevadores diferenciales no darán protección contra falla a tierra en maquinas aterrizadas a travez de una alta impedancia, donde los niveles de corriente del primario se limiten al rango de 3-25 A.

Dado a que la corriente de falla puede ser pequeña o limitada a valores pequeños, se acostumbra proporcionar protección separada, para falla a tierra, en el generador. Dependiendo del método de aterrizamiento, la protección dada puede incluir a las protecciones tanto primaria, como de respaldo o pueden ser usadas como suplemento para cualquiera de las formas de esquema diferencial.

Se han desarrollado y utilizado numerosos esquemas para dar sensibilidad a las protecciones contra fallas a tierra en generadores y son discutidas con detalle en ANSI/IEEE C37.101-1985.

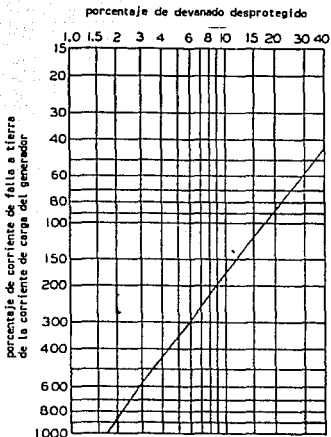


Fig. 4.3.3-1 porcentaje del devanado del estator desprotegido por protección diferencial para falla de fase a tierra

El aterrizamiento de alta impedancia es generalmente empleado con sistemas instalados en unidad donde un generador simple o generadores cruzados compuestos conectados a un sistema a través de transformadores aterrizados y elevadores conectados en estrella-delta. La protección en un arreglo simple de generador-transformador se ilustra en las figs. 4.3.3.-2 y 4.3.3.-3.

Se acostumbra aterrizar sólo una unidad o devanado donde los generadores cruzados compuestos se conectan al bus y al voltaje del generador, o donde un generador simple tiene doble devanado, como se ilustra en la fig. 4.3.3.-4 .

La protección de ambas unidades y/o devanados se proporciona por el único ajuste de relevadores de tierra. Algunos relevadores de protección al 100 % de falla a tierra del estator requieren relevadores para cada neutro.

El siguiente capítulo discutirá los esquemas más ampliamente usados para los cuatro métodos de aterrizamiento considerados en la parte 3.2.

4.3.3.1 Aterrizamiento de alta impedancia

Como se mencionó en el capítulo 3.2.1, hoy en día existen dos tipos de aterrizamiento de alta impedancia, siendo éstos:

- 1) Aterrizamiento de alta resistencia
- 2) Aterrizamiento neutralizador de falla a tierra

En ambos casos, la corriente de falla a tierra se limita a pequeños valores por lo que el relevador diferencial no detecta corrientes de falla a tierra. Así que, para generadores aterrizados por alta impedancia, es común proporcionar protección primaria y de respaldo separadamente contra fallas a tierra.

4.3.3.1.1. Protección

El esquema que más comúnmente se utiliza, es el método de aterrizamiento por transformador de distribución con carga resistiva; esto es con relevador de sobrevoltaje con retardo de tiempo, con 59GN, conectado a través de la impedancia de aterrizamiento para sensar voltajes de secuencia cero como lo muestra la figura 4.3.3-2.

El relevador que se usa para este propósito está diseñado para ser sensitivo a voltaje de frecuencia fundamental, e insensitivo a voltaje de tercera armónica y cualquier otro voltaje de secuencia cero presente en el neutro del generador.

Dado que la impedancia de aterrizamiento es mayor comparada con la impedancia del generador y otras impedancias del circuito, el voltaje completo de fase a tierra se imprimirá a través del dispositivo de aterrizamiento para una falla de fase a tierra en las terminales del generador. El voltaje en el relevador es una función de la relación del transformador de distribución y de la localización de la falla. El voltaje será máximo para una falla en las terminales del generador y decrecerá en magnitud a medida que la falla se mueve desde las terminales hacia el neutro.

Típicamente, el relevador de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo de 5 volts. Con este ajuste y con la relación del transformador de distribución, este esquema es capaz de detectar fallas dentro del rango de 2-5 % del neutro del estator.

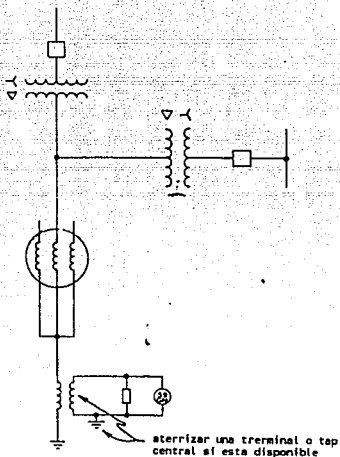


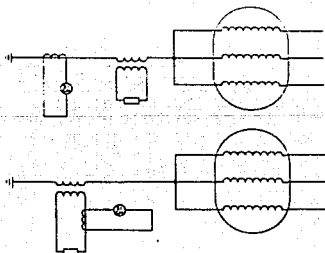
Fig. 4.3.3-2 protección de falla a tierra del generador para aterrizamiento de alta impedancia

Deberá tomarse en cuenta, que por seguridad personal el devanado secundario del transformador de distribución esta usualmente aterrizado en un punto como lo muestra la fig. 4.3.3.-2.

Este punto puede estar a una terminal del devanado secundario, o a un tap central, si está disponible.

El ajuste de tiempo para el relevador de voltaje se selecciona para proveer coordinación con otros dispositivos de protección de otros sistemas. Las áreas específicas de interés son:

1) Cuando el voltaje de transformadores conectados en estrella aterrizada está conectado a las terminales de la maquina, el voltaje del relevador deberá ser coordinado en tiempo con los fusibles de voltaje del transformador para fallas en el devanado secundario. Si no es aceptable el relevador con retardo de tiempo para coordinación, este problema sera solucionado aterrizando una de las fases del secundario en vez del neutro del mismo. Cuando se aplica esta técnica, el problema aún existe para fallas a tierra en el neutro secundario. Así se limita su utilidad a esas aplicaciones donde la exposición del neutro secundario a fallas a tierra es pequeña.



4.3.3-3 protección de respaldo de sobrecorriente de tierra

2) El relevador de voltaje deberá coordinarse con sistemas de relevadores para fallas a tierra del sistema.

Las fallas de fase a tierra del sistema inducirán voltajes de secuencia cero en el generador debido al acoplamiento capacitivo entre los devanados del transformador de unidad.

Este voltaje inducido aparecerá en el secundario del transformador de distribución de aterrizamiento y puede causar operación del relevador de voltaje de secuencia cero.

En general, se ha dado un ajuste máximo de retardo de tiempo de este relevador de disco de inducción para dar la coordinación adecuada con los fusibles de voltaje del transformador y sistemas de relevadores de tierra.

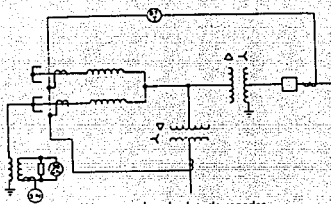
Se ha usado retardo de tiempo corto donde el neutro del secundario del transformador está aislado y una fase del secundario se ha aterrizado, y donde se usan los relevadores de tierra de alta velocidad en el sistema de alto voltaje.

Como se mencionó anteriormente, el relevador de voltaje de secuencia cero detectará fallas en el rango de 2-5% del neutro del estator. Existen varios esquemas para detectar falla a tierra en ó cerca del neutro.

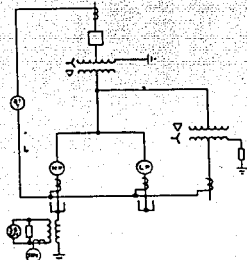
En una aproximación, un voltímetro de grabación conectado a través de la impedancia de aterrizamiento graba los voltajes de armónica que están siempre presentes en el neutro del generador. Una reducción repentina en la lectura del voltaje indicará una falla a tierra en la vecindad del neutro o una falla en el equipo de aterrizamiento. Un incremento del voltaje indicará un posible deterioro del aislamiento.

Varios esquemas usan voltaje de tercera armónica en el neutro o en las terminales del generador como una manera de detectar fallas cerca del neutro del estator. Estos esquemas complementan al relevador de voltaje de frecuencia fundamental de secuencia cero y se ilustra en las figs. 4.3.3.-5 , 4.3.3.-6 y 4.3.3.-7. Note que estos esquemas no asumen que el voltaje armónico adecuado está presente en el neutro de la máquina. Los valores típicos necesarios son aproximadamente 1% del voltaje de rango.

En la fig. 4.3.3-5, un relevador de voltaje de tercera armónica se coloca a través de la impedancia de aterrizamiento. El relevador opera con el decrecimiento de voltaje de tercera armónica en el neutro cuando ocurre una falla a tierra en el estator. El relevador 27 es supervisado por un relevador de voltaje para prevenir a este operar cuando la excitación es removida del generador. También otras maneras de supervisar al 27 están disponibles.



(A) generador de dos devanados



(B) generador compuesto cruzado

4.3.3-4 protección de tierra para generadores de dos devanados o generadores compuestos cruzados

En la fig. 4.3.3-6, se ha conectado un relevador de voltaje para medir voltaje de tercera armónica en las terminales de la máquina. Cuando una falla de fase a tierra ocurre en el estator, habrá un incremento del voltaje de tercera armónica lo cual causará la operación del relevador. La figura 4.3.3-7 ilustra un esquema diferencial de voltaje de tercera armónica. Este esquema compara el voltaje de tercera armónica que aparece en el neutro con ése que aparece en las terminales del generador. La relación de este voltaje de tercera armónica es relativamente constante para todas las condiciones de carga. Una falla de fase a tierra en el estator interrumpirá el balance del diferencial, causando así la operación del relevador.

Una ventaja adicional importante de este esquema es que monitorea constantemente el transformador de aterrizamiento del primario y las conexiones del secundario, así como al transformador de voltaje en las terminales de la máquina. Este opera para cortos y abiertos que deben prevenir al relevador de sobrevoltaje y otros relevadores al operar. Así, un problema puede ser detectado antes de que la falla ocurra en el estator. Este aspecto del esquema de protección puede favorecer a una alarma en vez de provocar un disparo. Esta característica se puede aplicar a las figs. 4.3.3.-5 y 4.3.3.-7.

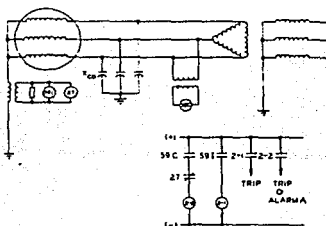


Fig. 4.3.3-5 esquema de bajo voltaje de tercera armónica para protección de falla a tierra del generador

59C - relevador instantaneo de sobrevoltaje

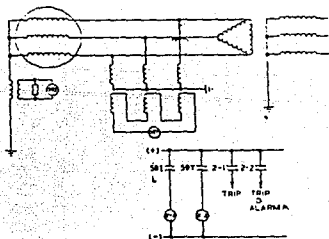
59I - relevador instantaneo de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia fundamental

27 - relevador instantaneo de sobrevoltaje sintonizado a frecuencia de tercera armónica

2-1, 2-2 - timer's

La figura 4.3.3-8 ilustra un esquema donde se inyecta un voltaje de armónica en el neutro o en las terminales del generador a proteger. La señal regresa a tierra a través de los devanados del estator con capacitores en derivación a tierra. Cuando una falla de fase a tierra ocurre en el estator, los capacitores en derivación son cortocircuitados y la magnitud de la señal inyectada se incrementa. Este cambio en el nivel de la señal se detecta por el relevador. Este esquema da protección contra fallas a tierra con el generador energizado o detenido.

Fig. 4.3.3-6 esquema de sobrevoltaje de tercera armónica para protección de falla a tierra del generador



591 - relevador instantáneo de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia fundamental

59T - relevador instantáneo de sobrevoltaje sintonizado a frecuencia de tercera armónica

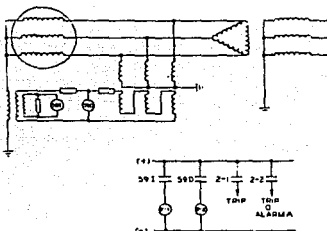
2-1, 2-2

timer's

Se usa un relevador de tiempo y sobrecorriente a menudo como protección de respaldo cuando el generador está aterrizado a través de un transformador de distribución con resistor en el secundario. El TC supliendo al relevador de sobrecorriente puede estar localizado en el neutro del primario o en el circuito secundario del transformador de distribución, como lo muestra la fig. 4.3.3.-3. Cuando el TC se conecta directamente en el neutro, se usa una relación de 5:5 A. Cuando se conecta el TC en el secundario del transformador de distribución, se emplea una relación de transformación tal, que la corriente del relevador es igual aproximadamente a la corriente máxima del primario en el neutro del generador.

Para esta aplicación, se usa un relevador de sobrecorriente con tiempo inverso o muy inverso. El relevador de sobrecorriente deberá ser ajustado a tal valor para que no opere con corrientes pequeñas de desbalanceo y corrientes armónicas de secuencia cero que aparecen en el neutro. El ajuste del relevador de sobrecorriente no deberá ser menor del 135% del valor máximo de corriente medida en el neutro en condiciones normales de operación (no-falla). En general, el relevador de sobrecorriente tiene menos sensibilidad de protección que el relevador de sobrevoltaje, que además puede detectar voltajes de secuencia cero.

Fig. 4.3.3-7 esquema diferencial de tercera armónica para protección de falla a tierra del generador



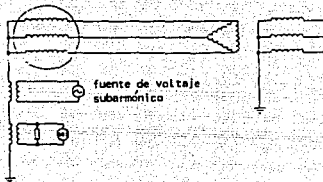
590 - relevador instantaneo diferencial de voltaje de tercera armónica

591 - relevador instantaneo de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia fundamental

2-1, 2-2 - timer's

Así como el relevador de sobrevoltaje, el relevador de sobrecorriente deberá estar coordinado en tiempo con los fusibles del transformador y con el sistema de relevadores de aterrizamiento. Algunas utilerías han utilizado relevadores de sobrecorriente en generadores aterrizados a través de un neutralizador de falla a tierra. El relevador de sobrecorriente solo dará protección en caso de una falla del reactor de sintonización del transformador de distribución.

Fig. 4.4.3-B esquema de inyección de voltaje subarmónico para protección de falla a tierra del generador



591 - relevador instantáneo de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia subarmónica generada

4.3.3.1.2 Modo de disparo

En general, la protección primaria y la de respaldo están equipadas para disparar el generador, y el primotor. Se pueden usar relevadores LOCKOUT para distinguir fallas de fase, de fallas a tierra y/o la operación de la protección primaria de la de respaldo.

En algunos casos donde el generador está aterrizado por medio de un neutralizador de falla a tierra, el usuario solo puede dar la alarma por medio de la protección de falla a tierra. De tal forma se le da tiempo al operador para analizar y atender la situación y el disparo puede ser retardado una hora o dos para poder aislar la falla.

Aun pensando que la corriente de falla a tierra puede ser muy pequeña y no dañar el acero del estator, El voltaje de las otras dos fases puede incrementar el riesgo de que ocurra otra falla a tierra. lo cual puede resultar en un gran flujo de corriente de falla de fase a fase. Donde la protección esta conectada a una alarma, es necesario remover el potencial del sensitivo relevador de voltaje de secuencia cero dado que este relevador tiene una capacidad limitada de sobrevoltaje continuo. Esto puede ser realizado con un relevador auxiliar como lo muestra la fig. 4.3.3-9. Vea el standar IEEE 143-1954 [6] para RATINGS de los otros componentes.

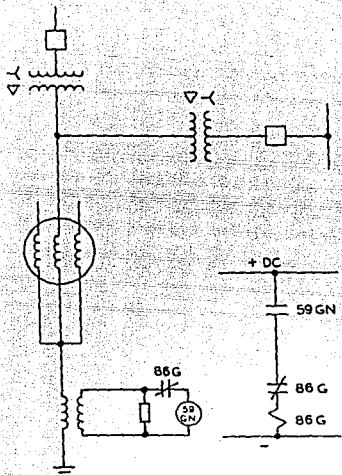


Fig. 4.3.3-9 esquema para remover potencial del relevador de sobrevoltaje de falla a tierra cuando el relevador es usado para alarmar

4.3.3.2 Aterrizamiento de baja resistencia.

Como se indicó en 3.2.2, la resistencia de aterrizamiento se selecciona para limitar la contribución del generador a una falla monofásica a tierra en sus terminales, al rango de 200 A y el 150% de la corriente a plena carga; con este rango de corriente de falla disponible, el relevador diferencial puede dar protección de falla a tierra (ver la fig. 4.3.3-1). Sin embargo, dado que el diferencial no puede dar protección total al devanado de fase del estator, comúnmente se da protección sensitiva complementaria para fallas a tierra. Este método de aterrizamiento se usa generalmente donde hay dos o mas generadores a voltaje generador, y conectados a sistema a través de un transformador elevador como lo ilustra la fig. 3.3.4, o conectados directamente al sistema de distribución como lo ilustra la fig. 3.4.5. La protección discutida arriba, permitirá protección selectiva de tierra con relevadores a varios generadores.

4.3.3.2.1 Protección

Se puede dar protección sensitiva de falla a tierra con un relevador direccional polarizado con corriente o con un relevador simple de sobrecorriente y tiempo conectado como lo muestra la fig. 4.4.3.-10. Cuando se usa un relevador de sobrecorriente direccional, la bobina de polarización se energiza por un TC en el neutro del generador mientras la bobina de operación está en el neutro del generador en el esquema del relevador diferencial. Esta aplicación brinda sensibilidad sin una alta carga en la bobina de operación.

Cuando se usa un simple relevador de sobrecorriente, se pone un ajuste sensitivo en el neutro del esquema diferencial.

En ambas aproximaciones, la protección sensitiva de tierra solo detectará fallas cubiertas por la zona diferencial, eliminando así la necesidad de coordinar en tiempo estos relevadores con otros sistemas de relevadores.

En adición a la protección de arriba, se acostumbra instalar un relevador sensitivo de sobrecorriente de tierra con tiempo en el neutro del generador. Este relevador se emplea como respaldo para el generador y sistemas externos de fallas a tierra.

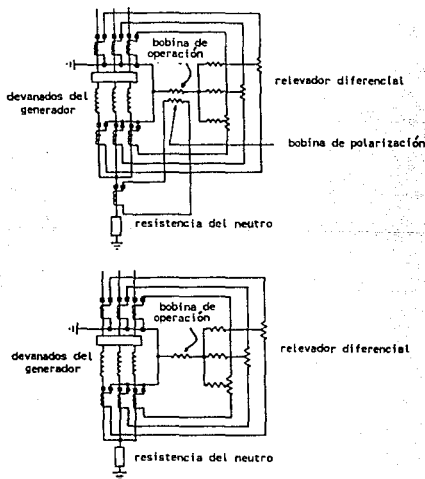


Fig. 4.3.3-10 protección sensitiva de falla a tierra

4.3.3.2.2 Modo de disparo.

El modo de disparo es el mismo que el que se utiliza en aterrizamiento de alta impedancia. (4.3.3.1.2)

4.3.3.3 Aterrizamiento de reactancia.

El aterrizamiento de reactancia se utiliza cuando el generador se encuentra conectado directamente a un sistema de distribución aterrizado efectivamente. Con este método de aterrizamiento, la corriente disponible de falla a tierra puede alcanzar del 25% al 100% de la corriente de falla trifásica. Con este alto nivel de corriente de falla, los relevadores diferenciales pueden proporcionar protección casi completa de los devanados del estator para la mayoría de las fallas a tierra. Sin embargo, los relevadores diferenciales no pueden detectar fallas de alta resistencia o fallas cerca del neutro del generador. Por lo tanto, es recomendable proporcionar protección adicional sensitiva a tierra como respaldo para el generador y sistemas de fallas a tierra. La protección de respaldo se proporciona generalmente con un relevador de sobrecorriente conectado a un TC en el neutro del generador. La operación de este relevador debe ajustarse por encima de las corrientes existentes en el neutro como lo son aquellas debidas a cargas desbalanceadas y corrientes armónicas de secuencia cero. Dado que este relevador opera con sistemas de fallas a tierra, debe coordinarse en tiempo con sistemas de relevadores de tierra.

Se puede proporcionar una protección de falla a tierra mas sensitiva con un relevador direccional o con el simple relevador de corriente conectado en el neutro del esquema diferencial como se describió en 4.3.3.3.1.

4.3.3.3.1 Modo de disparo.

El modo de disparo es el mismo que el que se utiliza en el aterrizamiento en alta impedancia (4.3.3.1.2)

4.3.3.4 Aterrizamiento a travez de transformador de aterrizamiento.

4.3.3.4.1 Protección.

Como se discutió en 3.2.4, el aterrizaje se puede proporcionar por un transformador en zigzag, o un transformador estrella aterrizada-delta, o por un transformador estrella aterrizada-delta abierta con una resistencia conectada en una esquina de la delta.

Cuando se usa un zigzag, o un estrella aterrizada-delta, la impedancia de aterrizamiento efectiva se selecciona para proporcionar suficiente corriente para relevadores de tierra selectivos. La corriente de falla disponible es generalmente de 400 A. Estos tipos de transformadores de aterrizamiento son generalmente utilizados como una fuente alterna de aterrizamiento cuando un generador con neutro aterrizado a través de una reactancia se conecta directamente a un sistema de distribución o como una fuente de bus de aterrizamiento, donde varios generadores desaterrizados o en delta están conectados al bus a voltaje de generación. Una aplicación típica se muestra en la fig. 4.3.3.-11. En este arreglo, los generadores están desaterrizados y el banco de aterrizamiento es la única fuente de corriente de falla a tierra para fallas en los generadores o en los alimentadores.

Deberán existir relevadores primarios de sobrecorriente para cada generador y cada interruptor de cada alimentador. Esta protección podría ser por relevadores sensitivos e instantáneos de sobrecorriente. La protección de respaldo podría proporcionarse por un relevador de sobrecorriente y tiempo conectado a través de un TC en el neutro del banco de aterrizamiento. El transformador aterrizado conectado en estrella-delta abierta con una resistencia conectada en una de las esquinas de la delta abierta, es generalmente un sistema de aterrizamiento de alta resistencia, el cual limita la corriente de falla monofásica a tierra dentro de un rango de 3 a 25 Amperes en el primario. Esta aproximación se utiliza por lo general cuando se requiere proporcionar una manera de detectar fallas a tierra en generadores desaterrizados previos a sincronizarse al sistema o como modo de proporcionar protección de respaldo para generadores aterrizados con alta impedancia.

En la práctica, el transformador de aterrizamiento estará conectado a las terminales del generador y un relevador de sobrevoltaje de secuencia cero del tipo descrito en 4.3.3.1.1 estará conectado a través de la resistencia en la delta abierta. El ajuste de operación y la coordinación del relevador serán como se discutió en 4.3.3.1.1.

4.3.3.4.2 Modo de disparo.

El modo de disparo es el mismo que el utilizado para aterrizamiento de alta impedancia (4.3.3.1.2)

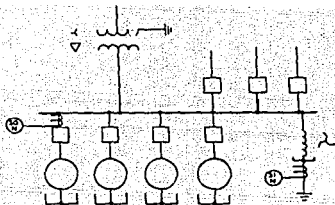


Fig. 4.3.3-11 Protección de falla a tierra con un banco de aterrizamiento en zig zag

4.4 Protección de campo del rotor del generador.

Esta sección se refiere principalmente a la detección de fallas a tierra en el circuito de campo. Otras protecciones contra circuito de campo se explican en la sección 4.5.1. El circuito de campo de un generador, es un sistema desaterrizado. De tal forma una falla simple a tierra no afectará normalmente el funcionamiento del generador. Sin embargo, si una segunda falla ocurre, una porción del devanado de campo será cortocircuitada, produciendo de esta forma flujos desbalanceados de AIR GAP en la máquina. Estos flujos desbalanceados pueden causar vibraciones en el rotor que pueden averiar rápidamente la máquina; también, las temperaturas desbalanceadas debidas a corrientes desbalanceadas pueden causar vibraciones dañinas a la máquina.

La probabilidad de ocurrencia de la segunda tierra es mayor que la primera, dado que la primera crea una referencia a tierra para voltajes inducidos en el campo por transitorios del estator, de esta forma incrementando el estres a tierra en otros puntos del devanado de campo.

4.4.1 Protección.

Existen varios métodos para detectar tierras en el campo del rotor.

En un método, se aplica un voltaje de D.C. entre el lado negativo del circuito de campo del generador y tierra a travez de la bobina de un relevador de sobrevoltaje, como se ilustra en la fig. 4.4-1. Una tierra en cualquier parte del devanado del campo provocará la operación del relevador. Se usa una escobilla para aterrizar la flecha del rotor, dado que el soporte de la película de aceite puede insertar suficiente resistencia en el circuito provocando la no operación del relevador para una tierra en el circuito de campo. Se usa algun retardo de tiempo con este relevador para evitar operación inecesaria debida a desbalanceos transitorios o momentáneos del circuito de campo con respecto a tierra.

Este tipo de transitorios pueden ser causados por la operación rápida de tiristores o sistemas de excitación.

El segundo método, ilustrado en la fig. 4.4-2, es similar al empleado para detectar tierras en baterías de control, usando un divisor de voltaje y un relevador sensible de sobrevoltaje entre el punto medio de división y tierra. Así como el detector de tierras en baterías, se aplica un voltaje máximo en el relevador por alguna tierra, ya sea en las terminales del lado positivo o negativo.

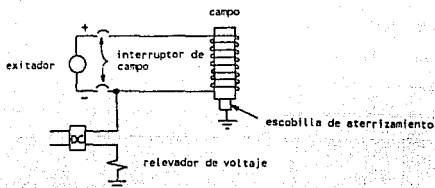


Fig. 4.4-1 protección de tierra del rotor

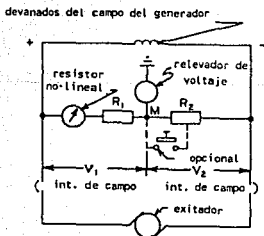


Fig. 4.4-2 circuito detector de tierra

Sin embargo, existe un punto nulo entre positivo y negativo, donde una falla a tierra no produce voltaje en el relevador hasta que la polaridad en el detector de tierras es invertida tiempo a tiempo. El relevador de tierra del circuito de campo del generador está diseñado para resolver el problema del punto nulo, utilizando una resistencia no-lineal en serie con una de las resistencias lineales del divisor de voltaje. El valor de la resistencia no-lineal, varía con el voltaje aplicado. El divisor se da, de manera que el punto nulo en el devanado de campo esté en el punto medio del devanado cuando se aplique con el excitador el voltaje nominal. Cuando existan cambios en el voltaje de excitación, moverán al punto nulo del centro del devanado de campo.

Un tercer método emplea una técnica de inyección de señal para lo cual un voltaje de frecuencia potente se inyecta al rotor por medio de un puente balanceado a través de capacitores de acoplamiento. La capacitancia CR del devanado del rotor junto con la capacitancia de acoplamiento y 2 resistencias de alto valor óhmico forman un puente RC balanceado de medición, con un capacitor balanceador. Cuando el aislamiento es defectuoso, este puente de medición se desbalancea resultando un voltaje de salida.

Este puente puede ser alimentado por una fuente externa auxiliar o directamente del TP del generador. Bajo condiciones de falla, el equilibrio del puente se perturba debido a la resistencia de falla que ha sido colocada en paralelo con la capacitancia del rotor. El desbalanceo se filtra, detectado así por el circuito de medición y una señal de disparo es dada a través de un timer ajustable.

Un cuarto método es usado con el rectificador rotatorio del sistema de excitación de la fig. 3.3.3 Aquí, un monitoreo constante de tierra en el circuito de campo no es posible, dado que las conexiones del campo del generador están contenidas en el elemento rotatorio. Para estos sistemas, el monitoreo está completado por la conexión periódica de un circuito detector de tierra, similar al de la fig. 4.4-2, para deslizar anillos provistos en el rotor con este propósito. El chequeo de tierra puede hacerse automáticamente por un timer de secuencia y control o manualmente por el operador. Las escobillas usadas en este esquema no son convenientes para contacto contínuo con los anillos colectores.

La protección de respaldo usualmente consiste en equipo de detección de vibraciones con contactos para disparo de los interruptores principal y de campo, si la vibración es mayor que la asociada con transitorios de corto circuito para fallas externas a la unidad. Un esquema de verificación con escobilla de ajuste es algunas veces utilizada cuando las escobillas son " retractables".

El esquema requiere de 2 escobillas con alimentación de potencia, las cuales por la acción del relevador, indicarán si ambas escobillas no están asentadas, y por lo tanto el detector de tierra no está funcionando.

4.4.2 Disparo.

Desde el punto de vista de protección, la práctica más segura es disparar el generador cuando la primera tierra se detecte. Ha habido casos en que una falla a tierra ha causado daños al campo. De esta forma una segunda falla a tierra es inminente por los problemas del aislamiento en el devanado.

Muchas alarmas de utilidad pueden ser utilizadas con el relevador de tierra en el circuito de campo y con instrucciones escritas para el operador para quitar carga y disparar la maquina de una manera ordenada para que de esta forma las otras maquinas puedan tomar la carga evitando así un disturbio en el sistema.

4.5 Condiciones anormales de operación del Generador.

Esta sección describe esos peligros a los cuales un generador puede estar expuesto y en los que no necesariamente una falla puede estar involucrada, así como las formas típicas para detectar estas condiciones anormales de operación y las practicas de disparo.

4.5.1 Pérdida de campo.

La fuente de excitación de un generador puede estar completa o parcialmente removida debido a ciertos incidentes como lo son disparo accidental del interruptor de campo, circuito de campo abierto, corto circuito del campo (flashover de los anillos deslizantes), falla en el sistema de regulación, o falla en el suministro de alimentación al sistema de excitación. Cualquiera que fuere la causa, la pérdida de excitación puede causar serias condiciones de operación al sistema y al generador.

4.5.1.1 Generadores con turbinas de vapor.

Quando un generador pierde excitación, se desboca y operara como un generador de inducción.

Continuará suministrando algo de potencia al sistema y tomara su excitación de éste en forma de VAR's. El deslizamiento de la maquina y potencia de salida sera una función de la carga inicial de la maquina; la impedancia de la maquina y sistema, y de las características del gobernador. Los sistemas con altas impedancias tenderan a producir un deslizamiento alto y una potencia de salida baja.

Si un generador está operando inicialmente a plena carga cuando pierde excitación, alcanzará una velocidad del 2 al 5 % arriba de su velocidad normal. Los niveles de KVAR's tomados del sistema, pueden ser mayores que o iguales a la capacidad en KVA's del generador. Si un generador está operando inicialmente a carga reducida (por ejemplo al 30 % de su capacidad), la sobrevelocidad puede ser solo del orden de 0.1 a 0.2 % arriba de su velocidad normal y tomará un nivel reducido de VAR's del sistema.

En general, la condición mas severa de operación para ambos, el sistema y el generador, es cuando éste último pierde excitación; cuando trabaja a plena carga. Para ésta condición, las corrientes del estator pueden estar en exceso a un nivel del 2.0 p.u. y, dado que el generador ha perdido sincronismo, pueden haber altos niveles de corriente inducida en el rotor. Estos altos niveles de corriente pueden causar sobrecalentamiento peligroso en los devanados del estator y del rotor dentro de un tiempo muy corto.

En adición a esto podemos decir que, dado que la condición de pérdida de campo corresponde a una operación con muy baja excitación, se puede esperar un sobrecalentamiento en las porciones finales del centro del estator. No se pueden hacer reglas generales para establecer el tiempo permisible en que un generador puede operar sin campo; sin embargo, a velocidades fuera de la de sincronismo es muy corto.

Con respecto a los efectos en el sistema, los VAR'S drenados del mismo pueden depresionar el voltaje del sistema y de esta forma afectar la ejecución de otros generadores dentro de la misma estación, o en cualquier otra parte del sistema. En adición, El flujo reactivo incrementado a travez del sistema puede causar reducción del voltaje y/o disparo de líneas de transmisión y por lo tanto, afectarán adversamente la estabilidad del sistema.

Cuando una maquina cargada ligeramente pierde campo, los efectos serán menos dañinos para la maquina, pero los VAR's drenados serán detrimentes para el sistema.

4.5.1.2 Hidrogeneradores.

Debido a su inercia, los hidrgeneradores pueden llevar del 20 al 25 % de la carga normal sin campo y no perder sincronismo. La capacidad de llevar carga está en función de las características de la máquina y de las del sistema. También, la operación con campo casi cero y a carga reducida es aun necesario para aceptar corriente de carga de línea. Sin embargo, si una pérdida de campo ocurre cuando un hidrogenerador ésta operando a plena carga, se comportará y producirá los mismos efectos que un generador con turbina de vapor. El estator alto (high) y las corrientes de campo inducidas pueden dañar los devanados del estator, los devanados de campo y/o los devanados amortiguadores, y la unidad empezará a drenar VAR's del sistema.

4.5.1.3 Protección.

El método más ampliamente aplicado para detectar pérdida de campo en un generador es el uso de relevadores de distancia para sensar la variación de impedancia vistas desde las terminales del generador. Se ha visto que cuando un generador pierde excitación mientras está operando a varios niveles de carga, la variación de impedancia vista desde las terminales de la máquina tendrán las características del diagrama R-X mostrado en la fig. 4.5.1-1

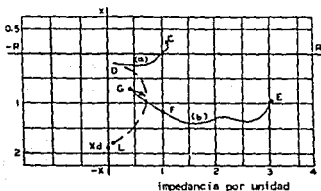


Fig. 4.5.1-1 características de pérdida de excitación para un generador tandem compuesto

En este diagrama, la curva (a) muestra la variación de impedancia con la máquina operando a (ó casi) a plena carga. El punto inicial de carga es en C y la localización de impedancia es seguida por el patrón C-D. La trayectoria de la impedancia termina en D a la derecha de la ordenada $(-x)$ y aproximará los valores de impedancia un poco más alto que el promedio del eje directo y de cuadratura de la impedancia subtransitoria del generador. La curva (b) ilustra el caso en el cual una máquina está operando con el 30 por ciento de la carga y bajo-excitada.

En este caso, la trayectoria de la impedancia sigue al patrón EFG y oscilará en la región que existe entre los puntos F y G. Para una pérdida de campo con cero carga, la impedancia que es vista desde las terminales de la máquina variará entre el eje directo y de cuadratura de reactancia síncrona (X_d, X_q) . En general, para cualquier carga de la máquina, la impedancia vista desde las terminales de la misma terminará ó variará de acuerdo a la curva punteada (D-L).

Existen 2 tipos de esquemas de relevadores de distancia usados para detectar las impedancias vistas durante una pérdida de campo. Se muestra una aproximación en la fig. 4.5.1-2 donde se utilizan o dos unidades de offset mho para proteger a la máquina. Estos relevadores se aplican a las terminales del generador y se ajustan para ver dentro de la máquina.

En pequeñas unidades o en unidades menos importantes, utilizará un solo relevador con el diámetro de sus características circulares ajustado igual a la reactancia sincrónica de la máquina (X_d) y con un (offset) igual a un medio de la reactancia transitoria (X_d'). El retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 s será usado con esta unidad en orden de prevenir posibles operaciones incorrectas en balanceos estables.

Dependiendo de la máquina y de los parámetros del sistema, se usan algunas veces dos relevadores, como se muestra en la fig. 4.5.1-2. El relevador con 1.0 de impedancia de diámetro en p.u. detectara una pérdida de campo desde plena carga hasta un 30% de la misma. Este relevador esta permitido para operar sin añadir cualquier retardo de tiempo externo y de esta forma proporcionar una rápida protección para las mas severas condiciones en términos de posibles daños a la máquina y efectos adversos en el sistema.

El segundo relevador tendrá un diámetro de ajuste igual a X_d y usara un retardo de tiempo de 0.5-0.6 s. Ambas unidades se ajustarán con un offset igual a un medio de la reactancia transitoria.

La segunda aproximación de relevador de distancia se muestra en la fig. 4.5.1-3. Este esquema usa una combinación de una unidad de impedancia, una unidad direccional y una unidad de bajo-voltaje aplicadas a las terminales del generador y ajustadas para ver dentro de la máquina. La unidad de impedancia (Z_2) y la unidad direccional están ajustadas para coordinar con el limitador de mínima excitación del generador. Durante condiciones de baja excitación anormales, como suele ocurrir después de una falla en el limitador de mínima excitación, éstas unidades operan sonando una alarma para prevenir al operario de estación y poder corregir la falla. Si aún existe una condición de bajo voltaje, la unidad de bajo-voltaje operara e iniciara el disparo de la máquina con un tiempo de retardo de 0.25-1 seg. Se pueden utilizar dos relevadores en este esquema, con el segundo (mostrado como Z_1 en la fig. 4.5.1-3) ajustado con un offset igual a $X_d'/2$ y con el "long reach intercept" igual a 1.1 veces X_d . En este caso, el relevador con el ajuste de Z_1 deberá disparar sin ningún retardo de tiempo externo, con el otro relevador retardado por aproximadamente 0.75 s para prevenir operación durante balanceos estables. En ambos de los esquemas arriba mencionados, donde se usan dos relevadores, uno puede ser considerado protección primaria y el segundo como respaldo. Sin embargo, no se acostumbra usar protección de respaldo para el relevador por pérdida de campo.

La operación de disparo corresponde a un operador que está atento para la alarma antes de que la máquina sea dañada en caso de que la protección primaria falle. Cuando se aplica esta protección a hidrogenadores existen otros factores que deben ser considerados. Dado que los hidrogenadores pueden ser operados en ocasiones como condensadores sincrónicos, es posible que los esquemas vistos arriba puedan operar innecesariamente cuando el generador se encuentre con baja-excitación, esto es, tomando en VAR's aproximadamente la capacidad de la máquina. Para prevenir operaciones innecesarias, un relevador de bajo-voltaje puede ser usado para supervisar los esquemas de relevadores de distancia. El nivel de abatimiento de voltaje de estos relevadores de bajo-voltaje se ajusta a 90-95 % del voltaje nominal y el relevador deberá conectarse para bloquear el disparo cuando este se produzca, y permitir el disparo cuando caiga el voltaje.

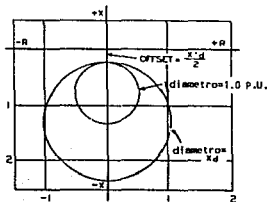


Fig. 4.5.1-2 protección del generador usando dos relevadores de pérdida de excitación

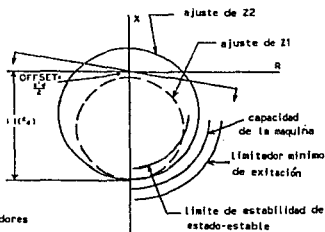


Fig. 4.5.1-3 esquema de relevador de pérdida de excitación

Esta combinación puede proporcionar protección para casi todos los casos de pérdida de excitación pero puede no operar cuando el generador está trabajando con carga muy ligera, dado que la reducción de voltaje puede ser no suficiente para propiciar la caída del relevador. Una separación del sistema que deja conectadas al hidrogenador líneas de transmisión puede causar operación innecesaria de los esquemas de relevadores de distancia.

Para esta condición, el hidrogenador puede alcanzar velocidades y frecuencias temporales de por encima el 200% de lo normal. Es inconveniente que opere bajo estas condiciones.

A frecuencias de por arriba de los 60 Hz, el ángulo de máximo torque para algunos relevadores de distancia puede transferirse al cuarto cuadrante y el diámetro del círculo puede incrementarse por 200-300%. Con esta transferencia y el incremento en característica, es posible para el relevador operar con la corriente de línea incrementada de carga causada por la condición temporal de sobrevelocidad y sobrevoltaje. La operación innecesaria de estos esquemas puede prevenirse por la supervisión de ambos relevadores ya sean de bajo-voltaje ó sobrefrecuencia.

El relevador de bajo-voltaje se ajustará y colocará como se discutió arriba. El relevador de sobrefrecuencia será ajustado para operar al 110% de la frecuencia nominal y sera conectado para bloquear el disparo cuando se produzca, permitiendo hacer este cuando se resetee. Para máquinas paraleleadas en sus terminales, como las máquinas compuestas-cruzadas, el voltaje terminal será mantenido por la máquina en buen estado. En este caso la unidad de bajo-voltaje del relevador de pérdida de excitación, si se usa, será cortada.

En generadores pequeños, la detección de pérdida de campo se lleva a cabo sensando la magnitud de la corriente del mismo, o por un relevador de potencia conectado para sensar el flujo de VAR's dentro del generador, o sensando el ángulo del factor de potencia en exceso de algún ángulo; por ejemplo, 30 grados bajo-excitados. Estos dispositivos tienden a ser menos seguros que la aproximación por relevadores de distancia, por lo cual se opta por utilizarlos solo para sonar una alarma.

4.5.1.4 Modos de disparo.

La protección por pérdida de campo se conecta normalmente para disparar el (los) interruptor(es) principal(es) y el interruptor de campo, así como la unidad auxiliar de transferencia. El interruptor de campo se dispara para minimizar el daño al campo de rotor en caso de que la pérdida de campo sea debida a un corto circuito en el campo del rotor o un falso contacto en el anillo deslizante. Con esta aproximación, si la pérdida de campo fuera debida a alguna condición que pudiera remediarse con rapidez, se puede sincronizar rápidamente un generador tandem compuesto al sistema. Esta aproximación puede no ser aplicable con "once-through boilers", con unidades compuestas cruzadas, o aquellas unidades que no pueden transferir suficiente carga auxiliar para mantener el boiler y los sistemas de combustible.

En estos casos, la turbina para válvulas serían también disparadas. Las unidades compuestas cruzadas con circuitos del estator directamente interconectados, pueden ser resincronizados con el sistema, sólo si las unidades están en sincronismo unas con otras. Si las unidades están fuera de sincronismo, se inician los procedimientos normales de arranque para regresar las unidades a la línea.

Sin embargo, desarrollos recientes en la industria, han establecido que puede ser posible resincronizar un generador compuesto-cruzado, en particular, después de un disparo accidental sin regresar los dos generadores a la velocidad de equipo. Este procedimiento deberá aplicarse sólo bajo ciertas consideraciones con el fabricante. Ver norma ANSI/IEEE Std 502-1985 para detalles mas específicos.

4.5.2 Corrientes desbalanceadas.

Existen un sinnúmero de condiciones que pueden causar corrientes desbalanceadas trifásicas en un generador.

Las causas mas comunes son asimetrías del sistema (líneas intranferidas), cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema y circuitos abiertos. Estas condiciones en el sistema producen componentes de corriente de fase de secuencia negativa que inducen corrientes de doble frecuencia en el rotor, los anillos retenedores, las cañas de las ranuras, y a un menor grado, en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y posiblemente peligrosas temperaturas en un tiempo muy corto.

La habilidad de un generador para acomodar corrientes desbalanceadas se especifica por ANSI C50.13 en términos de corriente de secuencia negativa (I_2). Este standar establece la capacidad continua de I_2 de un generador y la capacidad de tiempo corto del mismo, especificada en términos de I_2 al cuadrado t , como lo muestra la fig.4.5.2.-1.

4.5.2.1 Protección.

Normalmente se dá al generador protección contra condiciones desbalanceadas externas que puedan dañar a la máquina. Esta protección consiste en un relevador de sobrecorriente que responde a corrientes de secuencia negativa como se ilustra en la fig. 4.5.2-2. Se dispone de dos tipos de relevadores para esta protección: un relevador de sobrecorriente electromecánico con una característica extremadamente inversa y un relevador estático con una característica de sobrecorriente y tiempo que compagina la curva de capacidad de I_2 al cuadrado t para generadores.

Capacidad de corriente continua desbalanceada

Un generador debera ser capaz de resistir, sin danarse, el efecto de la corriente desbalanceada continua correspondiente a la corriente de secuencia negativa de fase 12 de los siguientes valores, proporcionando los KVA's no excedidos, y la corriente maxima no excede el 105 % de la corriente de rango en cada caso. (la corriente de secuencia negativa es expresada como un porcentaje de la corriente de rango del estator)

Tipo de generador	I ₂ permitida (%)
polos salientes	
con devanados amortiguadores	10
sin devanados amortiguadores	5
rotor cilindrico	
indirectamente enfrizados	10
directamente enfrizados- hasta 960 MVA	8
961-1200 MVA	6
1201-1500 MVA	5

estos valores tambien expresan la capacidad de corriente de secuencia negativa a capacidades de KVA reducidas del generador

Capacidad de falla desbalanceada

la corriente de secuencia negativa se expresa en por unidad de la corriente de rango y el tiempo en segundos.

Tipo de generador	I ₂ t permisible
polos salientes	40
condensador sincrono	30
rotor cilindrico	
indirectamente enfrizados	20
directamente (0-800 MVA)	10
directamente (801-1600 MVA)	ver curva

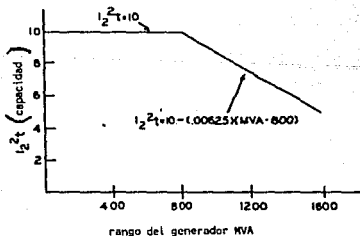


Fig. 4.5.2-1 capacidad de corriente desbalanceada continua y de tiempo corto de generadores (ANSI C50.13)

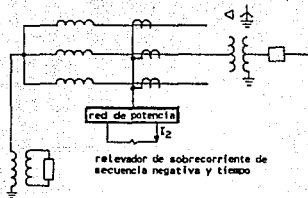


Fig. 4.5.2-2 protección de corriente desbalanceada

El relevador electromecánico fué diseñado primeramente para proporcionar a la máquina protección contra fallas desbalanceadas en el sistema que no han sido esclarecidas. La corriente de secuencia negativa de operación de esta unidad es generalmente de 0.6 p.u. de la corriente a plena carga y por lo tanto no detectará conductores abiertos y/o condiciones severas de carga desbalanceada. Las características típicas de este relevador se muestran en la fig. 4.5.2.-3A.

Los relevadores estáticos son más sensitivos y son capaces de detectar y disparar para corrientes de secuencia negativa por debajo de la capacidad continua de un generador. Las características típicas para este relevador se muestran en la fig. 4.5.2.-B. Algunos relevadores pueden estar provistos de unidades de alarma sensitivas (I2 rango de operación 0.03-.20 pu) los cuales pueden ser usados para alertar al operador cuando la capacidad continua de la máquina se excede. En algunos tipos de relevadores estáticos, se puede adaptar un medidor para registrar el nivel de I2 en una máquina.

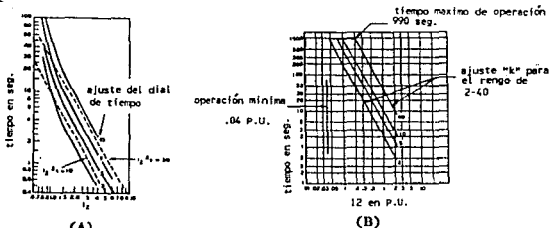


Fig. 4.5.2-3 (A) curvas típicas de sobrecorriente-tiempo para un relevador electromecánico de secuencia negativa
(B) características de un relevador estático de sobrecorriente-tiempo de secuencia negativa

En general, ningún relevador separado se aplica para respaldar al relevador de sobrecorriente de secuencia negativa, dado que en la mayoría de las aplicaciones se emplea una función de respaldo de sí mismo. También, La protección de respaldo del sistema, (fase y tierra) discutida en 2.6 y el sistema de relevadores proporcionarán algún grado de protección para corrientes desbalanceadas del generador.

4.5.2.2 Modos de disparo.

Se conecta el relevador de secuencia negativa para disparar el interruptor principal(es) del generador. Este es el modo preferido de disparo si la máquina de auxiliares tolera la operación bajo esta condición, porque esta aproximación permite una rápida resincronización de la máquina después de que se han eliminado las condiciones de desbalanceo. Si la máquina de auxiliares no permite operación de la máquina con el modo de disparo arriba mencionado, entonces el relevador de secuencia negativa disparara también el primotor de la máquina, el campo y transferira los auxiliares. Mire el cuestionario de advertencia en 4.5.1.4.

4.5.3 Pérdida de sincronismo.

La inestabilidad del generador se puede deber a tiempos prolongados de falla, a bajo voltaje en el sistema, a baja excitación de la máquina, alta impedancia entre la máquina y el sistema, o alguna operación de switcheo de líneas. Cuando un generador pierde sincronismo, las altas corrientes de pico resultantes y la operación fuera de frecuencia, causan esfuerzos en el devanado, torques pulsantes, y resonancias mecánicas que son potencialmente dañinas para el generador.

Para minimizar la posibilidad de daño, el generador deberá ser disparado sin retardo de tiempo, preferentemente durante el primer medio ciclo de deslizamiento hacia la desincronización.

4.5.3.1 Protección.

La protección que normalmente se aplica en la zona del generador, como son los relevadores diferenciales, sistemas de respaldo con retardo de tiempo etc., no detectarán pérdida de sincronismo. El relevador de pérdida de excitación puede proporcionar cierto grado de protección, pero no pueda ser relegado a detectar pérdida de sincronismo para todas las condiciones del sistema. De esta forma, si durante una pérdida de sincronismo se localiza el centro eléctrico desde la región de alto voltaje de las terminales del transformador elevador del generador hasta el mismo generador, se proporcionarían relevadores fuera de paso separados para proteger a la máquina.

Se puede requerir de esta protección si el centro eléctrico está fuera en el sistema, y el sistema de relevadores es lento o no puede detectar pérdida de sincronía. Los relevadores de cable piloto de líneas de transmisión o los relevadores de comparación de fase no detectarían la pérdida de sincronismo. La aproximación convencional de relevadores para detectar pérdida de campo es analizar la variación de impedancia aparente como se ve en las terminales de los elementos del sistema. Se ha mostrado que durante una pérdida de sincronismo entre 2 áreas del sistema o entre un generador y un sistema, la impedancia aparente que es vista desde las terminales de un generador o una línea variará como una función del generador y la impedancia del sistema, los voltajes del sistema, y la separación angular entre sistemas. Por ejemplo la fig. 4.5.3-1 muestra la pérdida de sincronismo para un generador y la variación de la impedancia vista desde las terminales de la máquina para 3 diferentes impedancias del sistema.

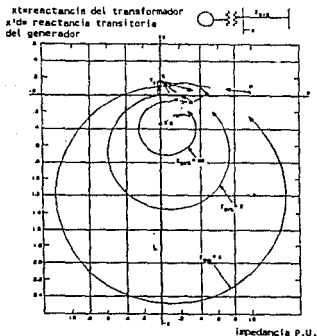


Fig. 4.5.3-1 pérdida de sincronismo para un generador tandem compuesto con regulador de voltaje fuera de servicio

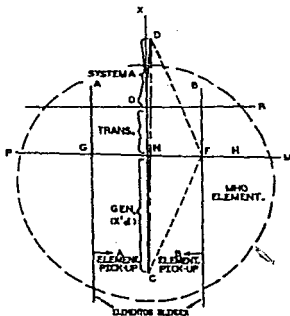


Fig. 4.5.3-2 esquema de blindaje simple

El punto P es la impedancia de la carga inicial. S es la impedancia de corto circuito a la aplicación de una falla y R al instante de "despeje". En todos los casos, la inestabilidad fue causada por el prolongado "despeje" en la cercanía de una falla trifásica en el lado de alto voltaje del transformador de unidad del generador. La variación de impedancia o impedancia loci son características circulares que se mueven en sentido horario. Para una impedancia del sistema de 0.05 pu, el centro eléctrico está dentro de la máquina: para una $Z_{sis} = 0.2$ el centro eléctrico está en las terminales de la máquina, mientras que para una $Z_{sis} = 0.4$ el centro eléctrico está en el transformador de unidad.

Esta variación de impedancia puede detectarse rápidamente por un relevador de impedancia, y en la mayoría de los casos el generador puede separarse antes de completar un ciclo de deslizamiento. Se ha utilizado un sinnúmero de esquemas para detectar inestabilidad en el generador. Un esquema básico para protección del generador contra pérdida de sincronismo es el "single-blinder". Este esquema se muestra en la fig. 4.5.3-2 y se detalla en el "Reporte del Comité de la IEEE, de relevadores para generadores fuera de paso".

Las unidades "blinder" están supervisadas por una unidad mho, la cual se ajusta para permitir disparos por balanceos de impedancia que aparecen en el generador, o en el transformador de unidad y una porción limitada del sistema pero previniendo disparos por balanceos estables que pasan durante ambos "blindera" y fuera de la característica mho. Los "blindera", la unidad mho y la lógica asociada evalúan el cambio progresivo en impedancia conforme se mueve desde M a P durante una pérdida de sincronismo, e inicia el disparo cuando el ángulo entre los voltajes del generador y del sistema es de 90 grados o menos. Disparando a este ángulo (90 grados o menos), será necesario minimizar trabajo en el circuito del interruptor(es).

Se habrá notado en la figura 4.5.3.-2 que el esquema de relevadores de fuera de paso del generador puede detectar balanceos que pasen a través de líneas dejando la estación de generación. Si los relevadores de las líneas no están bloqueados por el esquema de detección de fuera de paso, operaran antes que este último esquema y podrían separar la planta generadora del sistema. El esquema ilustrado en la fig. 4.5.3-2 se muestra conectado a las terminales de alto voltaje del transformador de unidad. Este esquema puede ser aplicado también a las terminales del generador. La mayoría de los usuarios no aplican específica protección de respaldo contra pérdida de sincronismo; sin embargo, algunos confían en el relevador de pérdida de campo para proporcionar un cierto grado de respaldo y/o la aplicación de un relevador de distancia en el lado de alto voltaje del transformador de unidad, mirando dentro del transformador de unidad y generador sin ningún offset ni disparo instantáneo.

4.5.3.2 Modo de disparo.

Esta protección es generalmente para disparar sólo el interruptor del generador y de esta forma aislar al generador con sus auxiliares. De esta forma, cuando las condiciones del sistema se han estabilizado, la unidad puede ser rápidamente resincronizada al sistema. Mire el cuestionario de advertencia en 4.5.1.4.

4.5.4 Sobreexcitación.

ANSI C50.13 y ANSI/IEEE Std 67 son los estados en que los generadores deberán operar exitosamente a los KVA's nominales, frecuencia y factor de potencia a cualquier voltaje no mayor o menor del 5% del voltaje nominal. Las desviaciones de frecuencia, factor de potencia y los voltajes fuera de esos límites pueden ocasionar esfuerzos térmicos, mientras que el generador no sea diseñado para trabajar en esas condiciones. La sobre-excitación es una de las condiciones para las cuales se debe dar el monitoreo y los esquemas de protección. La sobre-excitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador, puede ocurrir cuando la relación de voltaje a frecuencia (volts/Hz) que se aplique a las terminales del equipo exceda 1.05 pu (base del generador) para un generador; y 1.05 pu (base del transformador) a plena carga o 1.1 pu sin carga en las terminales de alto voltaje para un transformador.

Cuando esta relación volts/Hz se excede, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o los transformadores conectados y el flujo extraviado puede inducirse en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para conducirlos. La corriente de campo en el generador podría también excederse.

Esto puede causar sobrecalentamiento severo en el generador o transformador, y eventual desgaste del aislamiento. Una de las primeras causas de volts/Hz excesivos en generadores y transformadores, es la operación de la unidad bajo control del regulador a frecuencias reducidas durante el arranque y el paro. Cuando el regulador mantiene el voltaje nominal mientras la unidad esta al 95% o menor velocidad, los volts/Hz en las terminales de la maquina serán 1.05 pu o mayor y el daño puede ocurrir en el generador y/o a los transformadores conectados.

La sobre-excitación también puede ocurrir durante el completo rechazo de carga que deja las líneas de transmisión conectadas a la estación de generación. Bajo esta condición, los volts/Hz pueden exceder 1.25 pu. Con el control de excitación en servicio, la sobre-excitación puede reducirse a límites seguros en unos cuantos segundos. Cuando el control de excitación esta fuera de servicio, la sobre-excitación puede sostenerse, y el daño puede ocurrir al generador y/o transformadores.

Las fallas en el sistema de excitación o pérdida de pérdida de señal de voltaje al control de excitación pueden causar también sobre-excitación. Los estándares de la industria no especifican en el presente capacidades definidas de tiempo corto para generadores y transformadores. Sin embargo, los fabricantes generalmente proporcionarán límites de capacidad de sobre-excitación para este equipo. Existen varios métodos para prevenir condiciones de sobre-excitación.

4.5.4.1 Limitador de volts/Hz en el control de excitación.

El limitador definirá la salida de la máquina a un ajuste máximo de volts/Hz, no importando cual es la velocidad de la unidad. Este limitador funciona sólo en el modo automático de control. Para proporcionar protección cuando la unidad está bajo control manual, el limitador deberá tener una señal de salida del relevador la cual activara cualquier circuito adicional de protector para disparar el campo del generador.

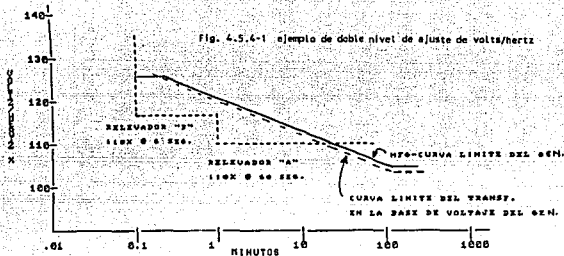
El circuito del relevador es funcional cuando el control de excitación está dentro o fuera de servicio, con o sin un limitador de volts/Hz en el control de excitación. Es recomendable proporcionar relevadores separados de volts/Hz para proteger a los transformadores de estación y al generador, cuando el control de excitación está fuera de servicio.

4.5.4.2 Relevadores sencillos o dobles de voltz/hertz y tiempo compuesto.

Existen varias formas de protección, las cuales se proporcionan con la unidad generadora. Una de estas, usa un relevador sencillo de volts/Hz ajustado al 110% de lo normal el cual alarmará y disparará en 6 s.

Una segunda forma de protección de tiempo compuesto usa dos relevadores para chequear mejor la capacidad de volts/Hz de la unidad generadora. El primer relevador se ajusta a 118-120% volts/Hz. Energiza una alarma y el timer se ajusta para disparar en 2-6 s. El segundo relevador se ajusta al 110% volts/Hz energizando una alarma.

El timer se ajusta para disparar justo abajo del tiempo de operación permisible del generador y/o transformador a los volts/Hz ajustados en el primer relevador (por ejemplo, 110%). Esto es típicamente de 45-60 s. Referirse a la fig. 4.5.4-1 para un ejemplo de ajuste de un doble nivel de volts/Hz.



Los reguladores típicos de volts/Hz son dispositivos de fase sencilla que están conectados a los transformadores de voltajes del generador. Dado que, una falla en un fusible del transformador de voltaje puede dar una indicación incorrecta del voltaje, se puede dar protección completa y redundante conectando un conjunto de relevadores al transformador de voltaje, el cual suplira al regulador de voltaje, y conectando un segundo conjunto de relevadores a un conjunto diferente de transformadores de voltaje como aquellos usados para funciones de medición.

4.5.4.3 Relevador de tiempo inverso de volts/Hz.

Se puede aplicar un relevador de volts/Hz con una característica inversa para proteger un generador y/o un transformador de volts/Hz excesivos. Un nivel mínimo de operación de volts/Hz y retardo de tiempo pueden ajustarse para hacer un chequeo cercano de las características combinadas de volts/Hz de un generador-transformador. Si es posible, se conseguirán las limitaciones de volts/Hz del fabricante para determinar la característica combinada. Una versión de la característica de tiempo inverso del relevador de volts/Hz tiene una unidad separada de ajuste de volts/Hz con un ajuste definido de retardo de tiempo. Esta unidad puede ser conectada para disparar o alarmar y extender la habilidad de la característica del relevador para chequear la característica de volts/Hz de una combinación de generador-transformador. Referirse a la fig. 4.5.4-2 para un ejemplo de ajuste de un relevador de volts/Hz con característica de tiempo inverso. Cuando el voltaje nominal del transformador es igual al voltaje nominal del generador, los esquemas de arriba suplementados con el generador pueden proteger a ambos el generador y el transformador. En muchos casos, sin embargo, el voltaje del transformador es más bajo que el del generador, y la protección funcionara. De esta manera es deseable proporcionar protección complementaria al transformador. Dado que las capacidades de volts/Hz de los transformadores puede diferir notablemente, no es posible aconsejar recomendaciones de protección definitivas las cuales cubran todas las unidades.

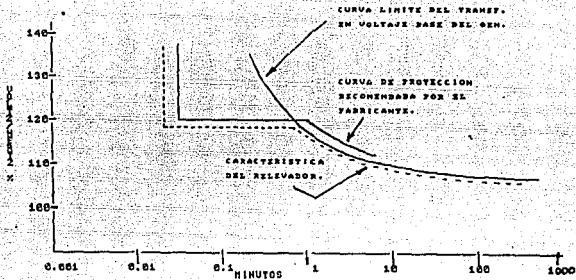


Fig. 4.5.4-2 ejemplo de ajuste inverso de volts/hertz

Otro factor que será considerado como condición de sobreexcitación, es la posible operación innecesaria de la protección diferencial del transformador en un arreglo de unidad del generador-transformador. Esto es indeseable, dado que indicará falsamente una falla en el transformador. Cuando el transformador de unidad tiene conexión delta en el lado de bajo voltaje, una condición de sobre-excitación puede producir corrientes excitantes que contengan un componente largo de 60 Hz. con pequeñas armónicas extrañas. En este caso, la componente de 60 Hz. de excitación puede estar arriba del valor de operación del relevador y las magnitudes de las armónicas pueden no ser suficiente para proporcionar una restricción adecuada.

Se han usado tres aproximaciones para prevenir dichas operaciones. Una aproximación usa un relevador de volts/Hz para bloquear el disparo de/o insensibilizar el relevador diferencial del transformador cuando los volts/Hz exceden un nivel especificado.

La segunda aproximación utiliza un esquema diferencial modificado que extrae y utiliza una corriente de excitación de tercera armónica del transformador de conexión delta para restringir la operación del relevador durante una condición de sobre-excitación. Deberá reconocerse que las dos primeras aproximaciones de alguna forma degradan la protección diferencial.

La tercera aproximación utiliza un relevador diferencial que restringe en la quinta armónica tan bien como con la segunda a quinta es la mas baja armónica fluyendo de los devanados delta bajo condiciones balanceadas.

4.5.4.4 Disparo.

Esta protección está generalmente conectada para disparar el interruptor principal del generador y el interruptor de campo y transfiere auxiliares si es necesario. Otra vez, esto permite una rápida resincronización del generador si la condición de sobre-excitación se remedia rápidamente. Cuando una unidad esta fuera de línea, se requerirá la inhibición de circuitos y alarmar para prevenir al operador de exceder límites seguros de excitación cuando se prepara a la unidad para sincronización. Vea la precaución en 4.5.1.4.

4.5.5 Anti-Motor.

La motorización de un generador ocurre cuando por alguna razón la energía suministrada al primotor se corta mientras el generador esta aún en línea. Cuando esto ocurre, el generador actuará como motor síncrono y manejará al primotor. Mientras esta condición es definida como "motoring" del generador, lo mas importante, es la protección del primotor, el cual puede ser severamente dañado.

4.5.5.1 Consideraciones Generales.

El motoring causa muchos desperfectos indeseables.

Por ejemplo, en una turbina de vapor, la rotación de la turbina, el rotor y las hojas en la cercanía del vapor causan holgamiento o pérdida de alineamiento. Dado que el desalineamiento es una función del diámetro del disco del rotor y el ancho de las hojas, esta pérdida será usualmente más grande en el final de la turbina. La pérdida de alineamiento es directamente proporcional a la densidad del vapor encerrado.

De está forma, cualquier situación en la cual la densidad del vapor causara peligrosas pérdidas de alineamiento. Por ejemplo, si el vacío es perdido en la unidad, la densidad del vapor se incrementará y causará pérdida de alineamiento que sera varias veces mas grande que lo normal. También, cuando la alta densidad del vapor esta atrapada entre la válvula de admisión y la válvula interceptora en unidades recalentadas, la pérdida de alineamiento en la turbina de alta presión es muy alta.

La pérdida de alineamiento produce energía que es disipada como calor. El calor fluye a través de una turbina que tiene doble propósito de elevar la energía para causar rotación del rotor y llevarse el calor de las partes de la turbina. Dado que no hay flujo de vapor a través de la turbina durante el motoring, el calor de la pérdida de alineamiento no es llevado fuera y la turbina se calienta.

Ahora en la situación donde la unidad ha sido sincronizada pero ninguna carga ha sido aplicada y fluye suficiente vapor a través de la unidad para suplir las pérdidas; el flujo ventilante de vapor puede no ser suficiente para llevarse todo el vapor generado por las pérdidas. Aunque el generador no es motoring bajo esta condición, los problemas causados en la turbina serán los mismos y debe darse protección.

Dado que la temperatura de las partes de la turbina se controla por el flujo de vapor, varias partes de la misma se enfriarán o calentarán anormalmente en rangos descontrolados durante el motoring. Esto puede causar estrés térmico severo en las partes de la turbina. Otro problema resultante de este cambio de temperatura será la expansión y contracción desigual en algunas partes de la turbina. Esto puede causar rozamiento entre las partes estacionarias y rotatorias de la máquina.

Dado que el rozamiento puede causar calor, el problema se hace más severo por la escasez de ventilación por flujo de vapor para que retire el calor. Existe un tiempo máximo permisible para que la turbina pueda ser manejada bajo una condición de motoring y este es función de la velocidad nominal de la máquina. Este dato puede ser obtenido del fabricante para una turbina de vapor en particular.

La pérdida por fricción de viento no es un problema especial en otros tipos de primotores, pues exhiben dificultades adicionales de motoring. Las turbinas de gas por ejemplo, pueden tener problemas de equipo cuando vienen siendo manejadas desde el final del generador. Con hidrogeneradores, el motoring puede causar cavitación en las álabes cuando existe bajo flujo de agua. Si las hidrounidades están trabajando como condensadores sincrónicos, la unidad será motoring. Esto será detectado con cualquier protección contra motoring. Con unidades de generadoras a diesel, existe el peligro adicional de explosión por el combustible que no se ha quemado. La protección contra motoring debe ser proporcionada para todas las unidades, excepto para aquellas que están diseñadas para trabajar como condensadores sincrónicos, como las hidrounidades para las cuales se puede detectar de varias maneras.

4.5.5.2 Relevador de potencia inversa.

Desde el punto sistema, la primera indicación de motoring es cuando el flujo de potencia real entra a la máquina haciéndola trabajar como motor síncrono. Un relevador de potencia inversa se usa en la mayoría de las máquinas para ver el flujo dentro de esta. La sensibilidad y ajuste de este relevador será de acuerdo al tipo de primotor utilizado, dado que la potencia requerida para trabajar como motor esta en función de la carga y la pérdida de el primotor. En turbinas de gas, por ejemplo, la carga del gran compresor representa una potencia sustancial requerida del sistema, arriba del 50% del dato de placa de la unidad, así que la sensibilidad del relevador de potencia inversa no es critica. Una máquina de diesel sin cilindros firing representa una carga de arriba del 25% así que otra vez, la sensibilidad no representa un problema.

Con hidroturbinas, cuando las álabes están bajo el nivel de agua requerido, el porcentaje de motoring en Kw es alto. Cuando las turbinas están arriba del nivel de agua, sin embargo, la potencia inversa es baja, entre 0.2-2.0% del valor nominal; si se usa entonces se necesitará un relevador sensitivo de potencia inversa. Las turbinas de vapor, operando bajo completo "vacuum" y entrada cero de vapor, requieren del 0.5-3% del valor nominal para trabajar como motor. Esto lo detectará un relevador sensitivo de potencia inversa.

Si la turbina fue operada con sus válvulas sólo parcialmente cerradas, digamos, casi al valor de trabajar sin carga, la entrada eléctrica del sistema podría ser esencialmente cero y el relevador de potencia inversa podría no detectar la condición. Dado que el sobrecalentamiento de la turbina aun podría ocurrir, algunas maneras adicionales de protección se requieren como los esquemas que se discuten en las siguientes secciones.

4.5.5.3 Temperatura exhaustiva de la cubierta.

Dado que la primera causa de distress en una condición de motoring en una turbina de vapor es el incremento de temperatura debido a la pérdida de "windage", se pueden utilizar dispositivos sensores de temperatura para protección.

Dado que la pérdida de "windage" es generalmente mas severa al final de la turbina, se usa como protección auxiliar un dispositivo sensor colocado en la cubierta. Este dispositivo, ajustado aproximadamente a 250 Farenheit, se usa para alarmar al operador, bajo esta condición de motoring.

Este dispositivo no debe usarse como protección primaria, dado que la medición de la temperatura puede variar con la parte final de la turbina. El lugar donde se coloque el detector es importante. Se debiera usar alguna otra forma de protección, como protección primaria.

4.5.5.4 Switches limitadores de válvulas.

Los switches de límite en las válvulas de la turbina indican cuando el flujo de vapor ha sido totalmente cortado o ha sido reducido a bajos niveles dañinos. Con el arreglo apropiado de estos switches en serie-paralelo, se puede proporcionar protección contra pérdida de flujo de vapor. Este método se utilizó durante muchos años en las turbinas de vapor como protección primaria y aun se usa en maquinas pequeñas. Con el incrementado numero de valvulas y sus correspondientes switches limitadores en las largas unidades modernas, el arreglo puede ser complejo. También, dado que hay un numero muy grande de switches en serie, la falla de cualquiera de ellos puede hacer al esquema inoperante. Por esta razón, las máquinas de hoy en día usan el control de presión de aceite y los esquemas de turbina de flujo de vapor discutidos a continuación.

4.5.5.5 Control de presión de aceite.

La operación de las valvulas en una turbina de vapor se controla por dos sistemas de aceite, un sistema de disparo de la turbina y un sistema gobernador de aceite. El sistema de disparo de turbina por aceite se usa como sistema de disparo de emergencia y, cuando la presión se reduce en este sistema, todas las valvulas se cierran. La presión en el sistema gobernador de aceite, posiciona al gobernador e intercepta las valvulas para controlar carga durante operación normal. Los switches de presión en estos dos sistemas proporcionan un método sencillo y confiable de detección de motoring. Dado que la pérdida de presión en la turbina dispara los sistemas de aceite normalmente indicados para cerrar completamente los sistemas de valvulas, el contacto del switch de presión en este sistema puede ser usado para dar un disparo eléctrico instantáneo de la unidad.

Para seguridad contra posible sobrevelocidad, el disparo del sistema de aceite puede estar supervisado por un relevador de potencia inversa. El switch de presión en el sistema gobernador de aceite se ajusta en la posición de flujo de vapor sin carga y, después de un minuto de retardo de tiempo, dispara el sistema de aceite de disparo de la turbina que a su vez, accionará el sistema de disparo eléctrico.

El sistema gobernador de aceite de disparo es, por supuesto, supervisado por un contacto "a" en la unidad de interrupción para prevenir disparo del sistema de disparo de la turbina antes de sincronización.

4.5.5.6 Flujo de vapor de la turbina.

El flujo de vapor igual o mayor que el flujo sin carga a velocidad sincrónica, es una indicación de que la máquina no ha sido motorizada. El flujo de vapor, aún en este bajo porcentaje del flujo de vapor de rango, puede ser determinado por la medición de la caída de presión a través del elemento de alta presión de la turbina. El uso de un switch diferencial de presión a través de este elemento de alta presión en lugar de un switch de presión gobernador de aceite mencionado en la sección precedente, es el método más confiable y seguro.

Funciona independientemente del tipo de sistema de control, hidráulico o electrohidráulico, y es el esquema que se recomienda para grandes turbinas de vapor.

Otra vez, para seguridad contra posible sobrevelocidad, este sistema puede supervisarse por un relevador de potencia inversa.

4.5.5.7 Sumario de protección.

En unidades de turbinas de vapor, la protección primaria que se usa contra motoring, es la presión de control de aceite y el esquema de flujo de control de la turbina, con el relevador de potencia inversa como respaldo y seguridad y la temperatura de la cubierta como una alarma. Con turbinas de gas, motores diesel, e hidroturbinas, el relevador de potencia inversa es la protección primaria.

4.5.6 Sobrevoltaje.

El sobrevoltaje del generador puede ocurrir sin exceder necesariamente los límites de volts/Hz de la máquina. En general, es un problema asociado con hidrogeneradores donde hay rechazo de carga, la velocidad puede exceder 200% de lo normal. Bajo esta condición, en una base de volts/Hz, la sobre-excitación puede no ser excesiva, pero la magnitud del voltaje sostenido puede estar por arriba de límites permisibles. En general, este no es un problema con generadores de vapor o gas, dada la rapidez de respuesta de los sistemas de control de velocidad y los reguladores de voltaje.

4.5.6.1 Protección.

La protección para el sobrevoltaje del generador se proporciona con un relevador de sobrevoltaje de frecuencia compensada (o frecuencia insensitiva). Este relevador tendrá ambas unidades instantáneas y de retardo de tiempo con una característica de tiempo inverso. La unidad instantánea se ajusta generalmente para operar a 130-150% del voltaje mientras que la unidad de tiempo inverso se ajusta aproximadamente al 110% del voltaje normal.

4.5.6.2 Modos de disparo.

La protección se conecta generalmente para disparar el interruptor principal del generador y el interruptor de campo. Ver el cuestionario de advertencia en 4.5.1.4.

4.5.7 Frecuencia anormal.

La operación de generadores a frecuencias anormales (por arriba o por abajo de la nominal), generalmente resulta en completa o parcial rechazo de carga o sobrecarga del generador.

El rechazo de carga completo o parcial, puede ser causado por fallas en el sistema o por sobre repartición de carga durante un disturbio mayor en el sistema. El rechazo de carga puede causarle al generador sobrevelocidad y operar a frecuencias arriba de lo normal. El estado estable normal de frecuencia será una función del monto de carga rechazada y la característica de caída del gobernador. Por ejemplo, asumiendo el 5% de caída característica del gobernador, una reducción en la carga del 50% del valor nominal causaría un 2.5% de incremento en la frecuencia. En general, la condición de sobre frecuencia, no posee serios problemas dado que el operador y/o la acción de control puede usarse para restablecer rápidamente la velocidad y frecuencia normal sin necesidad de disparar el generador.

La sobrecarga de un generador se puede deber a una variedad de disturbios en el sistema y/o a condiciones de operación. Sin embargo, son de primordial importancia, los disturbios causados por una pérdida mayor de generación, lo cual produce separación del sistema y sobrecarga severa en los generadores restantes del mismo.

Bajo esta condición, la frecuencia del sistema puede decaer y los generadores pueden mantenerse en operación prolongada a frecuencia reducida. Mientras que varios sistemas son designados para contrarrestar el decaimiento de la frecuencia y restaurar la frecuencia normal durante dichos disturbios, es posible que la difusión de carga pueda ocurrir. Esto puede causar un regreso demasiado lento de la frecuencia a lo normal o la salida de frecuencia del sistema a algún nivel por debajo del normal.

En ambos casos, existe la posibilidad de operación a frecuencia reducida para suficiente tiempo de daño a la turbina de gas o vapor del generador. En general, la operación con baja frecuencia de la turbina del generador es mas critica que la operación con sobrefrecuencia dado que el operador no tiene la opción de tomar la acción de control. Así que se recomienda que se proporcione alguna forma de protección contra baja frecuencia para generadores con turbinas de gas o vapor.

CAPITULO 5 --

CENTRAL HIDROELECTRICA

COMEDERO

MEMORIA DE CALCULOS

AJUSTES DE PROTECCIONES DEL

GRUPO GENERADOR - TRANSFORMADOR 1

INCLUYENDO EL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS

Y EL TRANSFORMADOR DE EXCITACION

Los esquemas analizados son:

SECCION 1

1	7UD21	60-0AA01	SIEMENS	DIFERENCIAL DE GENERADOR	87G
2	7RG37	20-0AA01	SIEMENS	FALLA A TIERRA EN EL ESTATOR	64G
3	7US22	60-0EA01	SIEMENS	CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA	46G
4	7RM33	60-2FA01	SIEMENS	POTENCIA INVERSA	32G
5	7SL18	60-0AB01	SIEMENS	IMPEDANCIA	21G
6	7JU21	60-0AD01	SIEMENS	PERDIDA DE EXCITACION	40G
7	7UR22	02-1AA01	SIEMENS	FALLA A TIERRA EN EL ROTOR	64F
8	7RE22	20-0AA01	SIEMENS	PERDIDA DE TENSION	47G
9	7RE21	10-4CA01	SIEMENS	SOBRETENSION	59G

SECCION 2

10	7TU25	60-0AA01	SIEMENS	DIFERENCIAL TRANSFORMADOR UNIDAD	87T
11	7SK33	51-2AA01	SIEMENS	SOBRECORRIENTE TSA	50/51
12	7SK33	51-2AA01	SIEMENS	SOBRECORRIENTE TRANSFORMADOR TE	51
13	7SK13	52-2AA01	SIEMENS	SOBRECORRIENTE NEUTRO T DE UNIDAD	51TN
14	7RE28	20-0AA01	SIEMENS	BALANCE DE TENSION	60G

APLICACION:

La protección diferencial longitudinal es una protección de comparación de corrientes eminentemente selectiva y sensible que proporciona una señal para iniciar la desconexión cuando ocurren cortos circuitos dentro de la zona protegida definida por dos juegos de transformadores de corriente. Detecta tanto cortos circuitos de 1, 2 o 3 fases, así como fallas de dos fases a tierra donde inclusive una de las dos fases queda fuera de la zona protegida.

Los elementos de ajuste se localizan ya sea en la placa del frente del módulo o directamente en la tarjeta impresa. El ajuste del valor del pickup se hace con un plug en la tapa frontal. Se usa el método de "selección". En este método solo se escoge un plug con el valor indicado de ajuste:

En el modulo de medición 7TD34 colocar $I/I_N = 0.2$

Notas:

- Debe verificarse en campo que el valor de pickup dado esta ajustado a por lo menos el doble de la corriente diferencial máxima que se puede presentar en estado estable y operación normal. Si por alguna razón el doble de la corriente diferencial es tal que I/I_N es mayor 0.2, el ajuste se puede cambiar a 0.4. Si esta tolerancia se excede, verificar los TCs.

- Verificar que el switch interno S1 en la tarjeta esta en 1.

APLICACION:

Este sistema de protección está diseñado para detectar tempranamente fallas entre espiras en los devanados de fase del estator de la máquina síncrona. El caso extremo de tales fallas es el corto circuito entre terminales de una misma fase.

Los valores de pickup y de cualquier otro parámetro aplicable se dan con plugs de ajuste en la placa del frente de los módulos. Se usa el método de "adición".

El relevador debe quedar ajustado de tal manera que detecte y opere con una falla entre espiras con el generador rodando en vacío y excitado. En forma ideal debería detectar un corto entre dos espiras consecutivas. Por otro lado, el relevador no debe operar ante disturbios originados por fallas externas que provoquen asimetría en los devanados y se presenten creando tensiones de secuencia cero durante cortos circuitos entre dos fases. Este desplazamiento de la tensión se puede determinar durante la puesta en servicio provocando un corto circuito real monofásico y uno entre dos fases en las terminales del generador pero con tensión reducida para que la corriente resultante no ponga en peligro la máquina. La tensión de desplazamiento V_0 , medida a este bajo nivel de tensión de excitación se debe extrapolar para la tensión de excitación forzada para un corto circuito entre dos fases para asegurar que un corto circuito real externo no provocará una operación en falso. Entonces se debe ajustar el relevador a 1.5 veces el valor máximo determinado en esa forma. Para verificar que el sistema de protección está suficientemente sensible se puede determinar el valor siguiente:

$$\text{Porción protegida del devanado en \%} = \frac{V_0 \text{ (con cc monof. en vacío) - } V_0 \text{ (aj)}}{V_0 \text{ (aj)}} \cdot 100$$

Aquí suponemos que V_0 crece linealmente con la cantidad de espiras cortocircuitadas. Sin embargo, el incremento es desproporcionadamente alto para cortos circuitos que involucren solo una pequeña cantidad de espiras, es decir, el incremento no es proporcional. Este hecho puede incrementar significativamente la sensibilidad del relevador. Para simplificar se puede calcular con respuesta lineal. Para determinar el número de espiras entre las que se puede detectar un corto circuito, se debe conocer el número de espiras por fase.

Entonces:

$$\text{Por ciento protegido} = \frac{\text{Espiras totales} \times \text{espiras protegidas}}{100} (\%)$$

Ajustes preliminares:

$U_{>1}(V)$	en el módulo 7TU162 : 6 V
T's	en el módulo 7TT19 : 0.5 Seg
Verifica:	en el módulo 7TT19 : Switch S 1.7 on
	Switch S 1.6 off
	en el módulo 7TM47 : Switch X1 en 1
	Switch X2 en 1

APLICACION:

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa se utiliza para detectar cargas asimétricas en máquinas trifásicas. Este tipo de disturbio se presenta durante fallas entre fases y en sistemas sólidamente conectados a tierra o a través de una baja resistencia durante fallas de una fase a tierra. También sucede si se abre una fase de una línea aérea o cuando uno de los polos de un interruptor no cierra.

Como regla general y cuando no se tiene ninguna especificación al respecto, las máquinas de polos salientes de hasta 100 MVA se diseñan para soportar un doce por ciento de desbalance. En cualquier caso, se debe obtener la información del fabricante que nos diga cuál es la máxima corriente de secuencia negativa que la máquina puede llevar en forma continua y la curva real de $I^2t=K$.

Ajuste:

$$RTC = 3000/5$$

$$I_n = 58000/(1.732 \times 13.8) = 2427 \text{ Ap}$$

$$I_{ns} = 2427/(3000/5) = 4.044 \text{ As}$$

Si el desbalance permitido es de 12% entonces:

$$I_{desb} = 0.12 \times 2427 = 291.2 \text{ Ap en el lado primario y}$$

en el lado secundario:

$$I_{s desb} = 0.12 \times 4.044 = 0.4853 \text{ As}$$

$$I_{s desb} / I_{nom s} = 0.4853/5.0 = 0.097$$

(Referida a la I nominal del relevador)

Valor de ajuste de:

$$\text{réplica térmica 7TJ21} \quad K = 0.097$$

$$\text{monitor valor límite 7TP12} \quad I_2/I_N = 9.7\%$$

$$T = C/K^2 = 30/(0.097)^2 = 3188.44 \text{ Seg}$$

Rangos disponibles:

Alarma:

$$I_2/I_n \quad 0.02 \text{ a } 0.175 \text{ pasos de } 0.005$$

$$\text{Tiempo} \quad 0.10 \text{ a } 6.4 \text{ s} \text{ pasos de } 0.1 \text{ s}$$

Disparo:

$$I_2/I_n \quad 0.08 \text{ a } 0.70 \text{ pasos de } 0.02$$

$$\text{Tiempo} \quad 0.10 \text{ a } 6.4 \text{ s} \text{ pasos de } 0.1 \text{ s}$$

Monitor de temperatura:

$$T \text{ Constante térmica: } 250 \text{ a } 2600 \text{ pasos de } 50 \text{ s}$$

$$K \text{ Factor} \quad : \quad 0.02 \text{ a } 0.175 \text{ pasos de } 0.005$$

Ajuste de la etapa de alarma:

$$\begin{aligned} \text{en 7TP1203 } I2/I_n &= 0.12 \times 2427/3000 = 0.097 \\ I2/I_n &= 0.100 \\ (10\% \text{ de } I_n &= 0.10 \times 5 = 0.50 \text{ As}) \\ (12\% \text{ de } I2 &= 0.12 \times 4.044 = 0.485 \text{ As}) \end{aligned}$$

en 7TT19 (al) $t_{sII} = 1 \text{ S} + t_{S1NT}$

Ajuste de la etapa de disparo:

$$\begin{aligned} \text{en 7TP1203 } I2/I_n &= 0.70 \times 2427/3000 = 0.57 \\ (57\% \text{ de } I_n &= 0.57 \times 5 = 2.85 \text{ As}) \\ (70\% \text{ de } I2 &= 0.70 \times 4.044 = 2.83 \text{ As}) \end{aligned}$$

en 7TT19 (disp) $t_{sI} = 1 \text{ S} + t_{S1NT}$

Notas:

El límite superior se pone en 70% porque el rango de la característica corriente de secuencia negativa-tiempo ($I^2 \cdot t$) está limitada y un acortamiento del tiempo de disparo desde un 100% de desbalance y hacia arriba no es posible. En caso de que se abriera una fase en la planta principal, el desbalance siempre es menor de 100.1.732%. Esta contingencia es entonces correctamente detectada con la característica dependiente del tiempo. Si el desbalance es > 70%, entonces se debe suponer que se tiene una falla entre dos fases que será eliminada por el límite superior que está coordinado en tiempo para discriminar con la protección del sistema.

Las etapas de tiempo que están controladas por los dos monitores se ajustan aproximadamente 1 segundo por encima de la protección de respaldo del generador.

Verificar en 7TT1 : S1.1 on, S1.7 on, S1.2 off, S1.6 off

APLICACION:

Al presentarse una situación en la que se tiene un flujo de potencia inversa, el grupo generador-transformador debe ser desconectado de la red ya que la turbina no puede operar sin una cantidad mínima de agua. Si la potencia inversa se presenta con la válvula abierta, entonces se debe dar un tiempo razonable para evitar un disparo durante las inversiones de potencia transitorias que siguen a la sincronización o durante las oscilaciones de potencia que se tienen después de que se libra una falla en la red.

El tiempo de retraso debe ser del orden de 10 segundos. El sistema de protección disparará con un tiempo de retraso corto en el caso de fallas que inician el disparo de la válvula. Se monitorea el estado de la válvula con un switch de presión o con un switch limite. EL disparo no se debe presentar a menos que exista la certeza de que la potencia inversa sea a causa de la pérdida de la energía del primotor de la turbina. Hay que dejar un pequeño tiempo para que la protección no dispare durante una oscilación de potencia activa que sigue a un cierre rápido de las válvulas de control, hasta que se alcanza un valor de estado estable de la potencia activa.

En general un tiempo de 2 a 3 segundos es suficiente.

Rango de ajuste del relevador 0.8 a 7.15 %

Ajuste preliminar: 0.8%, $t=10$ seg. si hay supervisión de
válvula abierta
 $t=3$ seg. si hay supervisión de
disparo de válvula

Entonces, en el módulo 7TL29 : 0.8 %
en el módulo 7TL19 : 10 s

El ajuste definitivo se dá en el campo durante pruebas primarias de potencia inversa, la cuál se mide con la propia protección. El valor de ajuste es aproximadamente igual al 50% de la potencia inversa medida.

Ejemplo:

Si el relevador opera con 2%, el ajuste definitivo debe ser 1%.

APLICACION:

La protección de impedancia se utiliza en los generadores como una protección selectiva coordinada por tiempo para proporcionar tiempos de desconexión tan cortos como sea posible al presentarse cortos circuitos en las terminales, cables, etc., de la propia máquina, así como en el devanado de baja tensión del transformador. Proporciona así una protección de respaldo rápida para los relevadores diferenciales. La protección de impedancia opera como protección de sobrecorriente con retraso de tiempo para cortos circuitos en el lado de alta tensión del transformador, proporcionando así una protección de respaldo para esas fallas.

$$\begin{aligned}
 I_n &= 2427 \text{ Ap} & X_B &= (13.8)^2/58 = 3.28 \\
 V_n &= 13,800 \text{ Vp} & X_T &= 0.08 \times 58/56 = 0.129 \\
 \text{RTC} &= 3000/5 & & (X_T=0.08 \text{ supuesta}) \\
 \text{RTP} &= 14400/120 & X_T &= 0.129 \times 3.28 = 0.423 \text{ Ohm p} \\
 \text{RTP} &= 120/1 & X_{T_s} &= 0.423 \times 3000/5 / (120/1) = 2.115 \\
 & & 0.7X_{T_s} &= 0.7 \times 2.115 = 1.4805 \text{ Ohm s}
 \end{aligned}$$

Ajustes:

1) Detectores de falla:

$$\begin{aligned}
 I/n &= 1.3 \times I_{n_1} / I_{n_2} = 1.3 \times (2427/5) / (3000/5) \\
 &= 1.052
 \end{aligned}$$

Se pone $I/n = 1$ en el módulo 7TJ15

2) $t = 0.7 \times X_T(\text{Ohm s}) \times I_{n_1}(\text{Amp s}) =$

$$= 0.7 \times 2.115 \times 5 = 7.4$$

3) R/X = 1 módulo 7TL48

4) Z_B / Z_L no procede en esta aplicación, Módulo 7TM53.5) $U_1 = 0.85 U_n = 0.85 \times 120 = 102$ módulo 7U25

Poner 90

6) Relevadores de tiempo, módulo 7TT15

I) t_1 no procede en esta aplicación

II) $t_2 = 0.4 \text{ seg}$ [Verificar coordinación con Z2 y Z3 de los 21's de las líneas vecinas]

III) $t_3 = t_2 + 0.5 = 0.9 \text{ Seg}$ Poner 1 [0.8 + 0.2]

IV) $t_4 = t_3 + 1 = 2.0 \text{ Seg}$ Poner 2 [1.6 + 0.4]

7) Los ajustes del módulo 7TL27 no tienen influencia en el comportamiento del relevador para esta aplicación.

APLICACION:

La protección por pérdida de excitación protege a la máquina síncrona cuando existen fallas o problemas con la excitación, en caso de una operación fuera de sincronismo y de sobrecalentamientos localizados en el rotor. Además previene que una subexcitación de máquinas síncronas grandes ponga en peligro la estabilidad del sistema. La operación fuera de sincronismo se presenta cuando un excesivo suministro de potencia reactiva hace que la máquina rebase su límite de estabilidad y pierda el paso.

$$MVA = 58$$

$$V_n = 13.8 \text{ kV}$$

$$X_d = 0.26 \text{ pu (supuesta)}$$

$$NU = RTP = 14400/120 = 120$$

$$NI = RTC = 3000/5 = 600$$

$$I_n = 2427 \text{ Amp p}$$

$$\text{Alfa } 1 = 60^\circ \quad \text{Lambda } 1 = \frac{20 \cdot 2427 \cdot 120}{0.26 \cdot 13800 \cdot 600} = 1.05 = 2.841$$

$$\text{Alfa } 2 = 90^\circ \quad \text{Lambda } 2 = \text{Lambda } 1 \times K = 2.814 \times 0.8 = 2.273$$

$$\text{Alfa } 3 = 120^\circ \quad \text{Lambda } 3 = \text{Lambda } 2 = 2.273$$

APLICACION:

Se utiliza para detectar fallas a tierra de alta o baja resistencia en el circuito de excitación de máquinas síncronas.

Tiene dos etapas:

Etapas de alarma: $R_E = 80 \text{ Kohm}$

Etapas de disparo: $R_E = 5 \text{ Kohm}$

Ajustes:

$$R_1 = 1802 \times 1 / (20 + 80) = 18.02 \text{ Kohm}$$

$$R_2 = 1802 \times 1 / (20 + 5) = 36 = 36.08$$

El sistema de protección viene ajustado de fabrica a estos valores, cualquier desviación de éstos se puede hacer con el auxilio de instrumentos especiales. Solo se recomienda hacerlos en casos excepcionales.

APLICACION:**Características:**

60 < V < 90 en pasos de 5 V

Tiempos de 0.15, 0.3, 0.6, 0.8, 1 Segundos

Ajustes:

$V = 0.8 \times 120 = 96 \text{ V}$

Se selecciona $V = 90 \text{ Volts}$ y $t = 1.0 \text{ Segundos}$

En el módulo 7UT25 $U_1 < / U = 90$ y

$t/s = 0.2 + 0.8 = 1.0 \text{ Seg.}$

Características:

Rango de tensión 100 a 162 VCA

Rango de tiempo 0.1 a 6.4 Seg

Inicia la señal de disparo si la tensión de la máquina excede al valor de ajuste.

Ajuste preliminar:

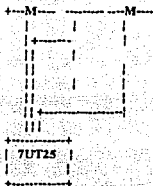
$U_n = 120\%$ $U_n = 1.2 \times 120 = 144$ Volts

$t = 2$ Seg

El ajuste definitivo se debe dar con la información proporcionada por un oscilograma tensión-tiempo que se toma cuando se hace la prueba de rechazo a plena carga.

10 7TU25 60-0AA01 SIEMENS

DIFERENCIAL TRANSFORMADOR UNIDAD 87T



$$I_{N_X} = 2427 \text{ A} \quad I_{N_{XS}} = 2427 / (3000/5) = 4.045$$

$$I_{N_H} = 291.2 \text{ A} \quad I_{N_{HS}} = 291.2 / (600/5) = 2.427$$

$$\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline | & 2 & \leftarrow 7 & \leftarrow 16 | \\ \hline \leftarrow & \leftarrow & \leftarrow & \leftarrow \\ \hline C & \leftarrow D & E \leftarrow & F G \leftarrow H \\ \hline Q & \leftarrow P & O \leftarrow & N K \leftarrow J \\ \hline \leftarrow & \leftarrow & \leftarrow & \leftarrow \\ \hline | & 16 & \leftarrow 7 & \leftarrow 1 | \\ \hline | & & & \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{l} 2.427 (24/25) = 2.33 \\ 2.33 (1.732) = 4.035 \\ I_{DIF} = 4.045 - 4.035 \\ = 0.010 \end{array}$$

$$\text{ERROR} = [(4.045 - 4.035) / 4.035] \times 100 = 0.25\% \text{ OK.}$$

$$I_P / I_N = 4.045 / 5.0 = 0.809$$

$$\text{Ajuste: } I_A / I_N = 0.3$$

Variaciones con movimientos del tap.

El caso más desfavorable es cuando I_H baja, es decir, cuando V_X sube digamos 10% por ejemplo:

$$I_{N_H} = 4.035 / 1.1 = 3.67 \text{ y el}$$

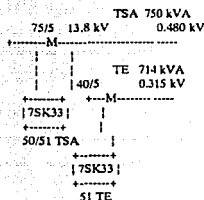
$$\text{ERROR} = [(4.045 - 3.670) / 3.67] \times 100 = 10.22\% \text{ OK}$$

Verificar que el valor del pickup sea cuando menos del doble de la corriente máxima continua de desbalance.

11 7SK33 51-2AA01 SIEMENS SOBRECORRIENTE TSA TSA 50/51 TSA

y

12 7SK33 51-2AA01 SIEMENS SOBRECORRIENTE TRANSFORMADOR E 51TE



Rangos de ajuste: $I_p > / I_N$ 2.5 a 10 en pasos de 1.25
 T_M 0.05 a 1 en pasos de 0.05

$I - / I_p >$ 3.0 a 12 en pasos de 1.5
 t_1 50 a 300 ms (ajustables en tablero, de fábrica 50 ms)

CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACION DEL 50/51 TSA Y DEL 51 TE:

Como el transformador TSA tiene interruptor con protecciones en el lado de baja tensión que se hará cargo de las sobrecargas y de las fallas en bajo voltaje, a este relevador (50/51 TSA) solo le queda operar como respaldo contra esas fallas y por supuesto operar ante fallas que se presenten en el lado de alta tensión de ambos transformadores TSA y TE y que quedan fuera de la 8TT. Por otro lado el relevador 51 TE que esta alimentado con transformadores de corriente de menor RTC (40/5) debe operar para sobrecargas en el lado de baja tensión del transformador TE que no tiene interruptor en el lado de baja tensión y por supuesto operará también durante fallas en el lado de alta del TE, aunque esta última opción ha quedado cubierta por el 50/51 TSA

Para el 50/51 TSA se tiene:

Del transformador TSA

$$I_{nH} = 750 / (1.732 \times 13.8) = 31.38 \text{ Ap}$$

$$I_{nHs} = 31.38 / (75/5) = 2.09 \text{ As}$$

Del transformador TE

$$I_{nH} = 714 / (1.732 \times 13.8) = 29.87 \text{ Ap}$$

$$I_{nHs} = 29.87 / (75/5) = 1.99 \text{ As}$$

- 1) El relevador 50/51 TSA debe permitir la circulación continua de las corrientes nominales del TSA y del TE simultáneamente en la región de los tiempos largos,

$$I_{relé} > 2.09 + 199 = 4.08 \text{ As}$$

- 2) Como nunca se va energizar a tensión plena, el efecto de inrush no es importante y no lo consideraremos.

- 3) De acuerdo al NEC si existe interruptor en el lado de baja el ajuste del pickup no debe ser mayor de 6 veces la corriente nominal y si existe el mencionado interruptor la corriente no debe ser mayor de 2.5 veces.

$$2.5 I_n = 2.5 \times 1.99 = 4.975 \text{ As}$$

$$6.0 I_n = 6.0 \times 2.09 = 12.540 \text{ As}$$

- 4) Para ASA el transformador debe soportar un corto circuito en sus terminales de:

$$\text{TSA } 16.6 I_n = 16.6 \times 2.09 = 34.69 \text{ As por un tiempo de 4 seg}$$

$$14.3 I_n = 14.3 \times 2.09 = 29.89 \text{ As por un tiempo de 5 seg}$$

$$\text{TE } 16.6 I_n = 16.6 \times 1.99 = 33.03 \text{ As por un tiempo de 4 seg}$$

$$14.3 I_n = 14.3 \times 1.99 = 28.46 \text{ As por un tiempo de 5 seg}$$

Selección del TAP:

1.5 veces el tap debe ser mayor que 4.08 As,

$TAP > 4.08 / 1.5 = 2.72$, el valor más cercano de I_p/I_n es 3.75

valor que concuerda con las recomendaciones del NEC antes mencionadas.

Si la carga del TSA y del TE juntas no exceden del $2.5 \times 1.5 = 3.75$

(92% del valor nominal máximo) se puede intentar el TAP 2.5, sin embargo hay que considerar que se debe coordinar con las protecciones del lado de baja tensión y eso será hasta contar con toda la información, situación que generalmente se logra hasta en la planta misma.

El elemento instantáneo del 50/51 TSA nos permite proteger contra fallas o cortos circuitos en el devanado de alta tensión del transformador. El corto circuito mínimo sería considerando solo la aportación de una sola unidad desconectada inclusive del sistema ya que si consideramos esta situación entonces el relevador también operará para valores de corto más altos, valores que se tendrán con las dos unidades operando en paralelo y considerando aportación del sistema de 115 k.

Corto circuito mínimo en el lado de alta del TSA (o del TE):

$$X_{th} pu = 0.26 \text{ (supuesta)}$$

$$I_{pu} = 1 / 0.26 = 3.85 pu$$

$$I_{cc} = 3.85 I_B = 3.85 \times 2427 = 9334 \text{ Ap}$$

$$I_{cc} = 9334 / (75.5) = 622 \text{ As}$$

$$\text{Entonces: } I = I_p > 12 \quad t = 50 \text{ msec (mínimo)}$$

Estos ajustes quedan establecidos como preliminares y deberán ser reanalizados cuando se tenga toda la información.

Para el TE se tienen los cálculos siguientes:

$$S1 \text{ TE } RTC = 40/5$$

$$I_{NH} = 714 / (1.732 \times 13.8) = 29.87 \text{ Ap}$$

$$I_{NH} = 29.87 / (40/5) = 3.73 \text{ As}$$

1) Se debe permitir la circulación continua de la corriente nominal del transformador TE que es de 3.73 As en la región de tiempos largos de la curva inversa.

2) Se debe permitir el paso de la corriente de inrush de magnetización que vale aproximadamente 8 pu, es decir, $8 \times 3.73 = 29.84$ As, aunque no se va a presentar el caso de energización súbita en esta aplicación.

3) Suponiendo que no se tiene interruptor principal en el lado de baja tensión (secundario), el NEC requiere que el relevador opere a una corriente no mayor de 2.5 veces la I_n ($2.5 \times 3.73 = 9.325$ As)

4) Por ASA o las curvas NEMA de los transformadores, estos deben soportar un corto circuito en terminales de:

$$16.6 I_n = 61.92 \text{ As durante 4 segundos}$$

$$14.3 I_n = 53.34 \text{ As durante 5 segundos}$$

Selección del TAP:

1.5 veces el TAP debe ser ligeramente mayor a 3.73 As, entonces

$$TAP > 3.73 / 1.5 = 2.49 \text{ por lo tanto se selecciona el TAP 2.5}$$

Selección del tiempo TM

Generalmente se hace en base a que debe dejar pasar el inrush que aquí sería de 29.84 As que es lo mismo que 11.94 veces el tap de 2.5, por lo tanto de la gráfica TM mínimo = 0.1
p73 Para librar el punto ASA

61.92 As, que son 24.77 veces el TAP, en 4 Seg. TM = 6

53.34 As, que son 21.34 veces el TAP, en 5 seg. TM = 1

por lo tanto se seleccionan $I^P > I^N = 2.5$

$I^P = \text{Infinito}$

TM = 0.2

Se debe verificar que con estos valores exista la adecuada coordinación con los elementos de sobrecorriente abajo del transformador.

13 7SK13 52-2AA01 SIEMENS SOBRECORRIENTE NEUTRO T DE UNIDAD 51TN

APLICACION:

La protección de sobrecorriente residual en los transformadores de unidad se utiliza para respaldar la operación de todos los elementos que están protegiendo los circuitos que salen de las barras de alta tensión de la planta así como a la protección diferencial de las mismas barras, contra fallas de una fase a tierra. Por lo tanto deberá coordinar con las anteriores en tiempo y en alcance.

Generalmente se acostumbra ajustar este relevador para que alcance a ver una falla monofásica en el extremo remoto de la línea de transmisión más larga que sale de las barras y que libre esta falla en un segundo, tiempo que se considera razonable para coordinar con cualquier protección de línea.

$$X_B = 115^2 / 100 = 132.25$$

$$X_G = 0.26 \times 58 \text{ MVA}, \quad X_G = 0.26 \times 100 / 58 = 0.448 \text{ pu a } 100$$

$$X_T = 0.08 \times 36 \text{ MVA}, \quad X_T = 0.08 \times 100 / 36 = 0.222 \text{ pu a } 100$$

$$X_{L+} = 0.5 \text{ Ohm/km} = 50 \text{ Ohm} / 100\text{km}$$

$$X_{LD} = 0.5 \times 3.5 \text{ Ohm/km} = 1.75 \text{ Ohm} / 100\text{km}$$

Una falla de una fase a tierra que ocurra en el extremo de una línea (a 100 km), vale aproximadamente cuando solo una de las unidades está en servicio:

$$X_{+} = 0.448 + 0.222 + 0.378 = 1.048$$

$$X_0 = 0 + 0.222 + 1.323 = 1.545$$

$$I_{CCIF} = 3 / (1.048 + 1.048 + 1.545) = 3 \times 0.275 = 0.825$$

$$I_B = 100000 / (1.732 \times 115) = 502 \text{ Ap}$$

$$I_{CCIF} = 0.825 \times 502 = 414.15 \text{ Ap} = 414.15 / (200/5) \text{ As} = 10.35 \text{ As}$$

Para que con una corriente de 10.35 A el relevador tarde 1 Seg se requieren los ajustes siguientes:

$$\text{TAP máximo} = 10.35 / 1.5 = 6.9$$

si seleccionamos el TAP de 5, para 10.35 Amp se tendrá $10.35/5$
2.07 veces el TAP, y para que tengamos un tiempo de 1 segundo se debe seleccionar el dial TM de 0.1.

Resumen: TAP $I_p / I_N = 5$, TM = 0.1
El ajuste I_0 / I_p no procede (infinito)

APLICACION:

Este relevador compara fase por fase las tensiones secundarias de dos juegos de transformadores de potencial (TP's) y opera cuando la diferencia de tensión es de 20 Volts de fase a tierra con un tiempo entre 6 y 8 milisegundos.

Ajustes:

El relevador 7RE28 20-0AA01 viene ajustado de fábrica, por lo tanto no requiere de ningún ajuste.

APLICACION:

Este relevador compara fase por fase las tensiones secundarias de dos juegos de transformadores de potencial (TP's) y opera cuando la diferencia de tensión es de 20 Volts de fase a tierra con un tiempo entre 6 y 8 milisegundos.

Ajustes:

El relevador 7RE28 20-0AA01 viene ajustado de fábrica, por lo tanto no requiere de ningún ajuste.



Capítulo 6 Nuevas tecnologías y conclusiones.

Con el tremendo desarrollo tecnológico de la electrónica, así como de los microprocesadores y su aplicación masiva para resolver funciones de control, medición, supervisión, monitoreo y protección de los elementos de los sistemas eléctricos de potencia, se vislumbra un futuro cercano donde la tendencia generalizada se perfila hacia los sistemas integrados de las funciones previamente mencionadas. Esperando a que llegue tal momento, en el presente se nos muestra el estado de la tecnología en que parcialmente se han resuelto problemas de precisión, velocidad de proceso, operación en ambientes hostiles, etc. para su aplicación en las tareas que actualmente se emplean dispositivos electromagnéticos y basados en electrónica convencional.

En esta nueva filosofía de protección, se destacan las ventajas que se pueden obtener al emplear microprocesadores para ejecutar las diferentes variables de entrada/salida así como los algoritmos de protección y control.

El desarrollo de nuevos sistemas y equipos de protección se ha enriquecido dado el gran avance logrado en la microelectrónica. La aplicación de dispositivos electrónicos de mediana y gran escala de integración tales como: microcontroladores, transductores de señales, dispositivos optoelectronicos, y así como los mismos microprocesadores, han contribuido al creciente desarrollo de la automatización en los sistemas eléctricos de potencia. En el diseño de las protecciones eléctricas automatizadas se requiere de un análisis detallado de los requerimientos funcionales con que debe de cumplir este tipo de aplicación, debiéndose tomar en cuenta los sistemas de control en tiempo real, así como la arquitectura de computadoras, y el acondicionamiento de señales donde se involucran los circuitos multiplexores, los circuitos RMS, los convertidores A/D, los filtros supresores de armónicas, etc., así como también el software adecuado y la comunicación entre las maquinas.

En lo que se refiere a las funciones principales que se deben de cumplir en cualquier diseño basado en microprocesadores para la protección de sistemas eléctricos de potencia, se tienen las siguientes:

Función de protección

Función de control

Función de adquisición de datos

Función de interfase hombre-máquina

Función de comunicación con otros sistemas.

Si tomamos en cuenta los puntos anteriores, podemos plantear un perfil de como trabaja un sistema actual (de los mas recientemente implantados) en base a microprocesadores para la protección de sistemas eléctricos de potencia:

El microprocesador como corazón del sistema recoge la información procedente de campo a través del módulo de conversión analógico/digital para su procesamiento. La selección del microprocesador se lleva a cabo tomando en cuenta su longitud de palabra determinada por los algoritmos y el tiempo promedio en ejecutarlos. El microprocesador es el encargado de realizar la lógica de control de cada uno de los algoritmos correspondientes a cada relevador, al ejecutar el programa que se encuentra en la memoria ROM; así mismo, maneja el control de los puertos de entrada/salida, así como las operaciones de acceso a la memoria RAM, y una parte importante, la atención de interrupciones para una correcta coordinación de las protecciones. Los circuitos integrados de interfaz que complementan el trabajo del microprocesador son:

Coprocésador matemático, el cual se encarga de realizar operaciones matemáticas de alta velocidad para calcular el retardo de los temporizadores e implementar las diversas curvas de funcionamiento de los relevadores.

Interfaz en puerto paralelo así como puerto serie para la comunicación con un computador central via RS232 para el envío de datos e información, etc. En lo que se refiere a los sensores, tenemos los lectores de voltaje y corriente a través de tp's y tc's respectivamente y la señal analógica para su procesamiento o discretización necesitará de un divisor de voltaje si es señal de voltaje y un convertidor de corriente a voltaje, si la señal es de corriente, además de un amplificador para cada señal de entrada al sistema digital; los convertidores RMS determinan el valor de la corriente eficaz de la señal, los valores de la señal entran al sistema digital mediante la tarjeta convertidora A/D, se realiza la sub-rutina de procesamiento en el microprocesador, el cual analiza cada uno de los estados de las protecciones, por medio de banderas de falla o no-falla, en un tiempo de falla no mayor de 2 ciclos de corriente alterna para las protecciones instantáneas; si no hay falla inicializa un temporizador, en caso de ser relevador de retardo y pone letrero de operación normal, en caso de haber falla, ve la bandera de retardo:

si esta última esta limpia, calcula retardo e inicia un temporizador externo poniendo bandera y regresa a ver el estado de otro relevador, si hay bandera de retardo, regresa a ver otro relevador.

Mientras, se seguira supervisando el estado de otros relevadores. Existirá una falla declarada cuando un temporizador haya llegado a su cuenta final, mandando a un interruptor a disparo donde la interfaz de disparo consiste de un optoacoplador y circuitos para manejar potencia por medio de SCR's, transistores de potencia o microrelevadores. En seguida el interruptor manda una señal de que este ha sido activado, para confirmar el disparo al sistema digital. En caso de no haber activación se genera otra señal de disparo. El sistema digital manda una señal de protección activada en forma visual. A continuación, el sistema establece comunicación serial asincrona en el estándar RS232 con el centro de supervision y anunciando el código de la protección activada.

El sistema digital esta en espera del restablecimiento de la falla por medio de la lectura de un interruptor; así mismo, en este tiempo de espera, se pueden hacer ajustes de las protecciones desde el microprocesador y/o la central antes de empezar la supervision.

Además, existe una fuente ininterrumpible que proporcionará respaldo a cada sub-sistema, y en cada caso de interrupción, entraría una batería de emergencia. Si a esto le aunamos el uso de las eficaces fibras ópticas para señales de control, las cuales como sabemos son inmunes a las interferencias electromagnéticas dando por resultado un sistema de control altamente confiable. Dadas las altas capacidades de transmisión de información que pueden conllevar dichas fibras ópticas, tenemos ante nosotros un gran panorama en la planeacion de las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia que darán al mismo tiempo confiabilidad, economía, eficiencia, y productividad.

Bibliografía

- Protective release application guide publish by
GEC (General Electric Company)
Measurement St. Leonard Work Stafford
ST174LX England

- Applied protective relaying
Westinghouse electric corporation
library of congress card
a salient sentinels publication No. 76-8060
Relay Instrument Division
oral springs florida 33065

- Guía de protección para generadores de la
IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
Comite de relevadores de sistemas de potencia de la
sociedad de ingenieros de potencia de la IEEE
(reconocida como un (American National Standard) ANSI)
Reafirmado 6 Dic. 1990

- La selección de sistemas de Protección de generación
BBC Brown, Boveri & Company CH-5401 Baden/Switzerland
División E.
Relevadores y Esquemas de protección CH-ES,31-01.E

- Subdirección de Producción CFE (Comisión Federal de
Electricidad)
Central escuela Celaya
Formación de personal de la subdirección de producción
manual de " Protección de generadores "