

41126
73



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGON**

**"PROCEDIMIENTO PARA LA ESPECIFICACION DE
PARAMETROS DE GENERADORES SINCRONOS,
SISTEMAS DE CONTROL AUTOMATICO Y
PROTECCIONES".**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
**INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA**
P R E S E N T A :
ANTONIO MONTIEL GARCIA

**ASESOR:
ING. ABEL VERDE CRUZ**

SAN JUAN DE ARAGON ESTADO DE MEXICO OCTUBRE 2003

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

A



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 esta 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.

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**



A MIS PADRES:

SRA: EFIGENIA GARCIA JIMÉNEZ

SR: ANTONIO MONTIEL ESTEVEZ
=====

Por todo el cariño y apoyo que me han brindado
incondicionalmente durante todo este tiempo.

A MIS HERMANOS:

**DULCE, MARTÍN, MARGARITA,
CAROLINA, CARLOS Y ELIZABETH.**
=====

A todos ellos que de alguna manera
influyeron para poder alcanzar este sueño.

A MIS TIOS, TIAS, PRIMAS Y PRIMOS:
=====

Muchas gracias por todo lo que me
han dado sin esperar nada a cambio.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

B

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
Definiciones generales	2
Condiciones de operación	4
Placa de datos	8
Definiciones de parámetros	9
CAPITULO I	
RELACION ENTRE EL GENERADOR SINCRONO REAL Y SU MODELO MATEMÁTICO.	18
1.1 Devanados del estator	23
1.2 Devanados del rotor	23
1.3 Devanados de amortiguamiento	25
CAPITULO II	
CLASIFICACION DE GENERADORES SINCRONOS	27
2.1 Conceptualización de los parámetros de los generadores.	28
2.1.1. Parámetros normalizados del generador sincrónico	31
2.1.1.1 Parámetros eléctricos	31
2.1.1.2 Parámetros mecánicos	36
2.1.2 Descripción física y matemática de los parámetros de generadores sincrónicos	38
2.1.2.1 Parámetros eléctricos	38
2.1.2.2 Constantes de tiempo	41
2.1.2.3 Reactancias de secuencia positiva	43
2.1.2.4 Reactancias saturadas	46
2.2 Influencia de los parámetros en la operación de los generadores sincrónicos	48
2.2.1 Análisis de la influencia en operación en estado estable	50
2.2.2 Constante de inercia H	
CAPITULO III	
SISTEMA DE EXCITACIÓN	56
3.1 Introducción	56
3.2 Elementos importantes de los sistemas de excitación	57
3.3 Propósitos y requerimientos de los sistemas de control automático	58

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.4	Configuraciones de control	61
3.5	Tipos de sistemas de excitación	62
3.5.1	Modelado de sistemas de excitación	70
3.6	Influencia del sistema automático de excitación en el sistema de potencia	75
3.6.1	Funcionamiento dinámico del sistema de excitación	81

CAPITULO IV

ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA 92

4.1	Tipos alternativos de estabilizador de sistemas de potencia	95
-----	---	----

CAPITULO V

SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD 99

5.1	Regulación de velocidad de turbina hidráulicas	101
5.1.1	Características especiales de la turbina hidráulica	103
5.1.2	Gobernadores para turbinas hidráulicas	105
5.1.3	Sintonización del sistema de gobernaación	106
5.1.4	Gobernador PID	107
5.2	Regulación de velocidad de turbinas de vapor	108
5.1.5	Modelo general	110
5.1.6	Controles de turbina	112
5.1.7	Modelo del control mecánico-hidráulico de gobernadores	114
5.1.8	Control electrohidráulico (EHC)	115

CAPITULO VI

PROTECCIÓN DE GENERADORES 116

6.1	Introducción	116
6.2	Protección contra cortocircuitos entre fases en el estator	117
6.3	Protección contra cortocircuitos entre espitas de una misma fase en el estator	124
6.4	Protección contra cortocircuitos a tierra en el estator	127
6.4.1	Protección de generadores aterrizados por alta impedancia	127
6.4.2	Protección de generadores aterrizados por baja impedancia	132
6.5	Protección de respaldo contra cortocircuitos externos	135
6.6	Protección contra sobrecargas balanceadas	136
6.7	Protección contra sobrecargas desbalanceadas	137
6.8	Protección contra pérdida o reducción de excitación	140
6.9	Protección contra sobreexcitación	146
6.10	Protección contra contactos a tierra en el circuito de excitación	149

D

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

6.11	Protección contra motorización	152
6.12	Otras protecciones	153
6.12.1	Protección térmica del circuito de excitación	154
6.12.2	Protección contra sobrevoltaje	156
6.12.3	Protección contra operación a frecuencias anormales	156
6.12.4	Protección contra pérdida de sincronismo	157
6.12.5	Protección contra conexión inadvertida	158
6.12.6	Protección separadora	159
6.13	Resumen de Protección de Generadores	159

BIBLIOGRAFÍA

161

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

E

El presente trabajo de tesis tiene por objetivo el establecimiento de un procedimiento sistemático que permita especificar los parámetros de los generadores síncronos, los equipos de control automáticos asociados y sus protecciones, de acuerdo con los requerimientos técnicos de operación de la red y de la calidad del servicio eléctrico.

El contenido general del presente trabajo es el siguiente: La introducción está dedicada a las definiciones generales de parámetros de generadores síncronos. El Capítulo I establece la relación existente entre el generador y su modelo matemático. En el Capítulo II se presenta la clasificación de los generadores síncronos, así como la conceptualización de los parámetros de los generadores y un análisis de su influencia en la operación del generador.

El Capítulo III está dedicado a la descripción de los sistemas de excitación, sus lazos de control y su modelado, así como su influencia sobre la operación del sistema eléctrico de potencia. En el Capítulo IV se describe el sistema de estabilización, con énfasis en sus parámetros fundamentales e intervalos típicos de sus valores. En el Capítulo V se describe el sistema de regulación de velocidad del primotor del generador síncrono, se detallan los sistemas utilizados en diferentes tipos de turbinas, sus modelos matemáticos, y los intervalos típicos de valores de sus parámetros.

El Capítulo VI constituye una descripción de los tipos fundamentales de protecciones eléctricas que deben instalarse en un generador síncrono, adicionalmente a las protecciones eléctricas y mecánicas que el fabricante dispone en el generador y la turbina.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

DEFINICIONES GENERALES

Servicio

Es la especificación de la carga a que el generador estará sujeto, considerando, si es aplicable, arranque y períodos en vacío y en reposo incluyendo sus duraciones y la secuencia en tiempo. Los principales tipos de servicios son: a) continuo; b) de tiempo corto o periódico. Es responsabilidad del comprador declarar tan precisamente como sea posible el tipo de servicio. Si no se especifica, se aplica un tipo de servicio continuo.

Salida nominal

Es la potencia nominal aparente en terminales de la máquina, se expresa en Volt-Amperes (VA) a un determinado factor de potencia. El factor de potencia nominal típico para generadores síncronos es de 0.8 atrasado, a menos que se especifique otro valor.

Voltaje nominal

Es el voltaje entre fases en terminales de la máquina con salida nominal.

Condiciones de operación

Las máquinas se diseñan para las siguientes condiciones de altitud y temperatura, a menos que el comprador especifique otras:

Altitud

Una altitud sobre el nivel del mar que no exceda 1000m.

Temperaturas ambiente y del refrigerante máximas.

La temperatura del aire en el sitio de operación (que puede ser el refrigerante primario o secundario, dependiente del sistema de ventilación de la máquina) está sujeto a variación estacional, pero no excederá 40 °C. Para máquinas provistas con intercambiadores de calor enfriados con agua, la temperatura del agua a la entrada de los intercambiadores no excederá 25 °C.

Temperaturas ambiente y del refrigerante mínima.

La temperatura mínima del aire en el sitio de operación es de +5 °C, que puede ser del refrigerante primario o secundario, dependiendo del sistema de ventilación de la máquina, estando la máquina instalada y en operación o en reposo y desenergizada.

Características del gas usado como refrigerante en máquinas enfriadas con hidrógeno

Las máquinas enfriadas con hidrógeno podrán operar a una salida nominal bajo condiciones nominales con un refrigerante que contenga no menos del 95% de hidrógeno por volumen. Por razones de seguridad, el contenido de hidrógeno debe mantenerse a 90% o más, suponiendo que el otro gas en la mezcla es aire.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Límites de temperatura y aumentos de temperatura

El aumento de temperatura en una parte de una máquina es la diferencia en temperatura entre esa parte de la máquina, medida con el método apropiado, y la temperatura del refrigerante. La Tabla 1.1 especifica los límites permisibles de temperatura para máquina que tengan partes activas directamente enfriadas por gas o líquido.

Clases de aislamiento

En la Tabla A se presentan los límites de aumento de temperatura para las diferentes clases de aislamiento utilizadas en los devanados del estator de generadores síncronos.

Condiciones eléctricas

El generador síncrono de interés en esta especificación generará voltajes trifásicos de corriente alterna (C. A.) de 60Hz.

El generador alimentará a un circuito que se supone virtualmente no deformante y virtualmente balanceado.

- a) Un circuito se considera virtualmente no deformante si cuando se alimenta con un voltaje senoidal, la corriente es senoidal; esto es, los valores instantáneos no difieren de los valores instantáneos de la onda fundamental de la misma fase en más del 5% de la amplitud de esta última.

TESIS CON
FALLA DE URGEN

- b) Un circuito polifásico se considera virtualmente balanceado, si cuando es alimentado por un sistema balanceado de voltajes, la corriente del sistema es virtualmente balanceado, esto es, ni la componente de secuencia negativa ni la componente de secuencia cero exceden del 5% de la componente de secuencia positiva.

Tabla A

Aumento de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) en generadores de rotor cilíndrico enfriados con hidrógeno

	Devanados enfriados indirectamente (30 psig) Clase B	Devanados enfriados directamente	
		(30,45,60,75 psig) Clase B	
		Tipo de refrigerante	
		Líquido	Gas
(1) Temperatura del refrigerante	46	45-50	45-50
(2) Aumento de temperatura del devanado de armadura	54	50-55	60-65
(2) Aumento de temperatura del devanado del campo			
(a) Generadores - 100 MVA	79		60-65
(b) Generadores - 100 MVA	74		60-65
(4) Aumento de temperatura del núcleo y partes mecánicas en contacto con o adyacentes al aislamiento del devanado de armadura	64	80-85	80-85
(5) Aumento de temperatura de anillos colectores y puentes cobillas	85		85
(6) Otras partes metálicas tales como los dispositivos de blindaje en la región externa, los miembros estructurales, los devanados omnitransmisoros, y la superficie del rotor pueden operar a temperaturas que se consideren seguras para los metales empleados, con tal de que estas partes no tengan influencia apreciable en la temperatura del material aislante, sea por radiación o conducción			

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Variaciones de voltaje durante la operación

El generador debe entregar su salida nominal, a velocidad nominal y factor de potencia nominal, con un voltaje que puede variar entre 95% y 105% de su voltaje nominal.

Máquina con neutro aterrizado

La máquina podrá operar continuamente con el neutro potencial de tierra o a un potencial cercano a éste. También podrá operar en sistemas no aterrizados con una fase al potencial de tierra por periodos no frecuentes de corta duración, por ejemplo, el requerido para la liberación de una falla. Si se pretende operar continuamente o por periodo prolongados en esta condición, se requerirá especificar un nivel de aislamiento apropiado para ello. Si los devanados no tienen el mismo aislamiento en los extremos de la línea y el neutro, esto se deberá definir en las instrucciones de operación.

Terminales de tierra

Las máquinas deberán estar provistas con un medio para conectar un conector de tierra a la carcasa.

Sobrecorriente de corta duración

Un generador que tenga una capacidad nominal que no exceda 1200 MVA deberá soportar una corriente de armadura a 1.3 veces la corriente nominal por no menos de 30s.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Corrientes desbalanceadas de máquinas síncronas

A menos que se especifique de otra manera, las máquinas síncronas trifásicas deberán operar continuamente en un sistema desbalanceado, de modo que con ninguna de las corrientes de fase por encima de la corriente nominal, la componente de corriente de secuencia negativa (I_2) exceda los valores de la Tabla B, expresados en por ciento de la corriente nominal.

Corrientes de cortocircuito

A menos que se especifique otra cosa, el valor pico de la corriente de cortocircuito trifásico, operando la máquina a voltaje nominal, no deberá exceder 15 veces el valor pico o 21 veces el valor eficaz (RMS) de la corriente nominal. La verificación puede efectuarse por cálculo o por medio de una prueba al 50% del valor nominal del voltaje. La prueba de cortocircuito trifásico en vacío a voltaje nominal se efectuará solamente a petición del comprador.

Tipo de Generador	I_2 permisible (%)
Rotor Cilíndrico	
Indirectamente enfriado	10
Directamente enfriado	
hasta 960 MVA	8
961 - 1200 MVA	6
1201 - 1500 MVA	5

Tabla B

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Condiciones de operación desbalanceadas admisibles para máquinas síncronas

Placa de datos

Cada máquina eléctrica está provista con una(s) de capacidades que contiene de manera legible y durante la información que a continuación se menciona.

- a) Nombre del fabricante
- b) Número de serie de la máquina, marca de identificación y año de fabricación.
- c) Tipo de máquina: generador
- d) Tipo de servicio
- e) Salida nominal
- f) Voltaje nominal
- g) Corriente nominal
- h) Frecuencia nominal y número de fases
- i) Velocidad nominal
- j) Clase de aislamiento o incremento de temperatura permisible.
- k) Número y fecha de la norma aplicable.
- l) Conexiones del devanado de armadura
- m) Factor de potencia
- n) Corriente y voltaje de campo nominal
- o) Para máquinas enfriadas con hidrógeno, la presión a salida nominal

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

- p) Temperatura ambiente máxima, si la máquina está diseñada para una temperatura ambiente máxima diferente de 40 °C.
- q) Altitud, si la máquina está diseñada para usarse a una altitud superior a 100 m.
- r) Indicar el sentido de giro apropiado mediante una flecha. Esta flecha no necesita estar en la placa de capacidades, sino una posición fácilmente visible.

Forma de especificación de funcionamiento

La figura A muestra la forma recomendable para especificar generadores síncronos enfriados por hidrógeno e impulsados por turbina de vapor.

Definición de parámetros

Las definiciones de parámetros dadas en este trabajo corresponden a la transformación de ecuaciones a los ejes del rotor de la máquina síncrona, utilizando una representación de dos circuitos equivalentes en el eje directo y uno en el eje en cuadratura.

Como consecuencia de la representación se consideran tres reactancias (síncrona, transitoria y subtransitoria) y dos constantes de tiempo (transitoria y subtransitoria) para fenómenos transitorios a lo largo del eje directo, a su vez, dos reactancias (síncrona y subtransitoria) y una constante de tiempo (subtransitoria) a lo largo del eje en cuadratura, y la constante de tiempo de cortocircuito de armadura.

Fecha _____

Capacidad de salida

kVA	Factor de potencia	KW	Velocidad rpm	No de polos	No de fases	Frec Hz	Volts	Amperes	Tipo de carcasa

Descripción

- Tipo de sistema de excitación _____
- Devanado amortiguador es (Cerrado) (Abierto) (No suministrado)
- Clases de aislamiento: devanado de armadura _____; conexiones del armadura _____
- Devanado de campo _____
- Dirección de rotación viendo el extremo opuesto al primtor _____

Aumento de temperatura			
Aumento no excedera (°C)			
KVA	Factor de potencia	Devanado arm mediante detector embebido	Devanado campo mediante resistencia
Excitador (1)			

(1) Al nivel de Operación *Maximos Requerimientos de Excitación *

Maximos requerimientos de excitación					
Excitacion tipo anillos deslizantes		Excitador sin escobillas		Sistema de excitacion	
Amperes	Volts	Amperes	Volts	Razon de respuesta	Volts de techo

La capacidad y aumentos de temperatura estan de acuerdo con la Tabla de ANSI C50.13-1989 y están basadas sobre una temperatura de _____ °C del gas refrigerarse a la salida de los enfriadores, a una presión de _____ psig y a una altitud que no excede 1000 m

Eficiencias: Las eficiencias del generador están incluidas en las eficiencias totales del conjunto turbina-generador

Reactancias (Por unidad)				
X_d	X'_d	X''_d	Rotor WK ² lb-ft ²	Relacion de cortocircuito

Peso aproximado en libras	
Peso neto total	Peso neto del rotor

Fig. A Forma de especificación de funcionamiento para generador sincrónico de rotor cilíndrico, enfriado con hidrógeno e impulsado con turbina de vapor (ANSI C50.13.1989).

TESIS CON
FALLA DE CARGEN

Estas constantes de tiempo están basadas en la suposición de una atenuación exponencial de las señales involucradas (corrientes, voltajes). Si la gráfica de la componente medida no decrece como una exponencial pura, la constante de tiempo normalmente se interpreta como el tiempo requerido para que la componente decrezca a $1/e \approx 0.368$ el valor inicial. Las curvas con atenuación exponencial correspondientes a estas constantes de tiempo se considerarán como curvas equivalentes que reemplazan a las medidas. Los parámetros de la máquina síncrona varían con la saturación de los circuitos magnéticos. El valor saturado de reactivancias y resistencias se tomará como el valor a voltaje nominal (de armadura) del parámetro, y su valor no saturado se tomará como el valor a corriente nominal (de armadura).

Reactancia síncrona de eje directo (X_d)

Cociente del valor sostenido de la componente fundamental de C.A. del voltaje de armadura, producido por el flujo total de armadura en eje directo, y el valor de la componente fundamental de C.A. de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal.

$$X_d = \frac{V_{ms}}{I_d} \quad (a)$$

Reactancia síncrona de eje en cuadratura (X_q)

Cociente del valor sostenido de la componente fundamental de C.A. del voltaje de armadura, producido por el flujo total de armadura en eje en cuadratura, y el valor de la componente fundamental de C.A. de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal.

$$X_d' = \frac{V_{arm}'}{I_d'} \quad (b)$$

Reactancia transitoria de eje directo (X_d')

Cociente del valor inicial del cambio súbito en la componente fundamental de C.A. de la corriente de armadura en eje directo, girando la máquina a velocidad nominal y excluyendo las componentes de los primeros ciclos.

$$X_d'' = \frac{V_{arm}''}{I_d''} \quad (c)$$

Reactancia subtransitoria de eje directo (X_d'')

Cociente del valor inicial del cambio súbito en la componente fundamental de C.A. del voltaje de armadura, producido por el flujo total de armadura en eje directo, y el valor del cambio en la componente fundamental de C.A. de la corriente de armadura en eje directo, girando la máquina a velocidad nominal.

$$X_d''' = \frac{V_{arm}'''}{I_d'''} \quad (d)$$

Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura (X_q'')

Cociente del valor inicial de un cambio súbito en la componente fundamental de C.A. del voltaje de armadura, producido por el flujo total de armadura del eje en cuadratura, y el valor del cambio instantáneo en la componente fundamental de C.A. de la corriente de armadura en el eje en cuadratura, girando la máquina a velocidad nominal.

$$X_q'' = \frac{V_{arm}}{I_q} \quad (e)$$

Reactancia de secuencia negativa (X_2)

Cociente de la componente fundamental del voltaje de armadura de secuencia negativa, en cuadratura con la corriente de armadura de secuencia negativa senoidal de frecuencia nominal, y el valor de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal. Se puede obtener un valor diferente para esta reactancia si se usa una corriente que contiene armónicos. El valor correcto de X_2 es el determinado con una corriente senoidal de frecuencia fundamental.

$$X_2 = \text{Im} \left[\frac{V_{arm2}}{I_{arm2}} \right] \quad (f)$$

Resistencia de secuencia negativa (R_2)

Cociente de la componente fundamental del voltaje de armadura de secuencia negativa, en fase con la corriente de armadura de secuencia negativa senoidal, y el valor de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal. Se puede obtener un valor diferente para esta resistencia si se usa la componente fundamental de una corriente que contiene armónicos.

$$R_2 = \text{Re} \left[\frac{V_{arm2}}{I_{arm2}} \right] \quad (g)$$

Reactancia de secuencia cero (X_0)

Cociente de la componente fundamental de un voltaje de armadura de secuencia cero, en cuadratura con la corriente de armadura de secuencia cero de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

frecuencia fundamental, y la componente de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal.

$$X_o = \text{Im} \left[\frac{V'_{arm0}}{I_{arm0}} \right] \quad (h)$$

Resistencia de secuencia cero (R_o)

Cociente de la componente fundamental del voltaje de armadura de secuencia cero, en fase con la corriente de armadura de secuencia cero de frecuencia fundamental, y el valor de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal.

$$R_o = \text{Re} \left[\frac{V'_{arm0}}{I_{arm0}} \right] \quad (i)$$

Reactancia de Potier (X_p)

Reactancia equivalente usada en lugar de la reactancia de dispersión de armadura para calcular la excitación bajo carga mediante el método de Potier. Toma en cuenta la dispersión adicional del devanado de campo bajo carga y es superior el valor real de la reactancia de dispersión de armadura.

Resistencia de secuencia positiva del devanado de armadura ($R1$)

Cociente de la componente del voltaje de armadura de secuencia positiva, correspondiente a las pérdidas en el devanado de armadura, en fase con la corriente de armadura de secuencia positiva senoidal, y la componente de esta corriente, girando la máquina a velocidad nominal.

$$R_i = \operatorname{Re} \left[\frac{I'_{arm}}{I_{arm}} \right] \quad (j)$$

Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en eje directo (T'_{do})

Tiempo requerido para que la componente transitoria del voltaje de armadura a circuito abierto decrezca a $1/e \approx 0.368$ veces su valor inicial después de un cambio súbito en la excitación de la máquina, girando la máquina a velocidad nominal y estando la máquina sin carga.

$$T'_{do} = \frac{L_{fd}}{R_{fd}} \quad (k)$$

Donde L_{fd} y R_{fd} son la inductancia propia y la resistencia del devorado de campo, respectivamente.

Constante de tiempo transitoria de cortocircuito en eje directo (T'_d)

Tiempo requerido para la componente transitoria de la corriente de cortocircuito de armadura en eje directo decrezca a $1/e \approx 0.368$ veces su valor inicial, después de un cambio súbito (cortocircuito en terminales), girando la máquina a velocidad nominal.

$$T'_d = \frac{X'_d}{X_d} T'_{do} \quad (l)$$

Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito en eje directo (T''_d)

Tiempo requerido para que la componente de la corriente subtransitoria presente en los primeros ciclos de la corriente de armadura de cortocircuito de armadura decrezca a $1/e \approx 0.368$ veces su valor inicial después

de un cambio súbito en las condiciones de operación, girando la máquina a velocidad nominal.

$$T_d^- = \frac{X_d^-}{X_d^+} T_{do}^- \quad (11)$$

Constante de tiempo de cortocircuito de armadura (T_d)

Tiempo requerido para que la componente aperiódica (exponencial) presente en la corriente de cortocircuito de armadura decrezca a $1/e \approx 0.368$ veces su valor inicial después de un cambio en las condiciones de operación, girando la máquina a velocidad nominal.

$$T_d^- = \frac{2X_d^- X_q^-}{R_1 (X_d^- + X_q^-)} \quad (m)$$

Tiempo de aceleración (T_a)

Tiempo requerido para llevar el rotor de la máquina síncrona desde el reposo a la velocidad nominal, siendo constante el par de aceleración e igual cociente de la potencia activa nominal (de salida) y de la velocidad angular nominal.

Constante de energía almacenada (H)

Cociente de la energía cinética almacenada en el rotor cuando gira a velocidad nominal, y la potencia aparente nominal

$$H = 5.48 \times 10^{-4} \frac{J(RPM)^2}{MVA} \quad (n)$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Donde J es el momento de inercia en kg.m².

Corriente de excitación nominal (I_{fn})

Corriente en el devanado de excitación cuando la máquina opera a voltaje, corriente, factor de potencia y velocidad nominales.

Regulación de voltaje nominal (ΔV_n)

Cuando en el voltaje terminal cuando la operación nominal se reemplaza por la operación en vacío, con la armadura en circuito abierto y sin variación en la velocidad y la corriente de excitación.

$$\Delta V_n = V_{oper nom} - V_{vacío} \quad (\tilde{n})$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO I

RELACIÓN ENTRE EL GENERADOR SÍNCRONO REAL Y SU MODELO MATEMÁTICO

En el estudio de la mayoría de los fenómenos reales son utilizados los modelos matemáticos, que pretenden representar con suficiente veracidad el comportamiento de los elementos que intervienen en ellos. Estos son generalmente de naturaleza compleja, donde intervienen diferentes manifestaciones de la energía. El modelo, además de representar lo más cercanamente posible los fenómenos de interés, deberá ser lo más simple posible los fenómenos de interés, para esto se hacen abstracciones de las manifestaciones secundarias de energía, minimizando la representación matemática de ésta o aún eliminándola del modelo matemático. Las partes que intervienen de manera fundamental en el proceso deberán ser modeladas en detalle, incluyendo características fundamentales de los elementos más significativos.

La dinámica de los sistemas de potencia cubre un amplio espectro de fenómenos: eléctricos, electromecánicos y termomecánicos. Los problemas dinámicos pueden clasificarse bajo las siguientes categorías:

- a) máquinas eléctricas y sistemas dinámicos
- b) sistemas de gobernación y control de generación
- c) sistemas dinámicos de suministro de energía al primotor y controles

El intervalo de tiempo de estudio puede variar de milisegundos a microsegundos para estudios de transitorios electromagnéticos, segundos para estudios de estabilidad, o minutos para el control carga-frecuencia y la respuesta de la

caldera. Al incrementarse el tiempo de estudio, los componentes deben representarse con diferente grado de detalle.

Para la solución de los fenómenos de frecuencia fundamental, las ecuaciones diferenciales de la red pueden reducirse a ecuaciones algebraicas, mientras se preserva la naturaleza variante de los flujos de las máquinas síncronas y la velocidad del rotor, dando lugar a voltajes generados de magnitud y frecuencia variable. Como muestra la figura 1.1, las fuentes se representan mediante ecuaciones del comportamiento del flujo en los ejes directo (d) y en cuadratura (q), mientras el voltaje terminal se obtiene como el factor de secuencia positiva de frecuencia fundamental al multiplicar el flujo por la velocidad. Se desprecian los transitorios de la red y la armadura. Tal técnica de modelado es aplicable a sistemas trifásicos balanceados de frecuencia fundamental.

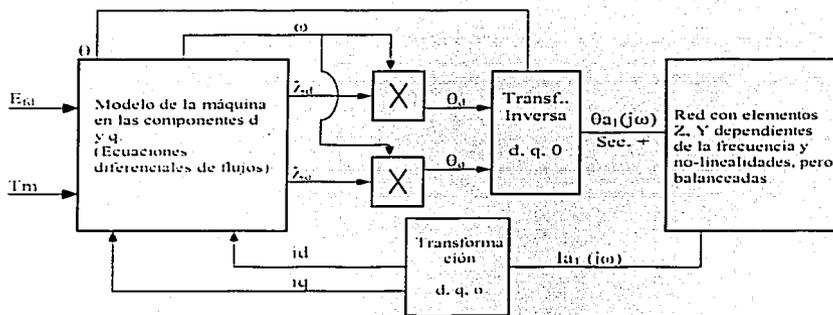


Fig. 1.1 Modelo aplicable a sistemas trifásicos balanceados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El efecto de las variaciones de frecuencia en los voltajes generados y en los parámetros de la red normalmente se desprecia en estudios de estabilidad. Sin embargo, se toma en cuenta el comportamiento de los flujos de rotor para el efecto de pares sincronizantes y de amortiguamiento. Se puede obtener la solución (como factores) para los voltaje y corrientes de frecuencia fundamental. También pueden evaluarse los ángulos del rotor de las máquinas y las potencias.

El modelo de las máquinas puede simplificarse al no tomar en cuenta las ecuaciones diferenciales de los flujos de rotor, representando las fuentes de voltaje como valores constantes detrás de reactancias constantes. Los modelos de menor orden emplean menos datos y su solución es más rápida desde el punto de vista de tiempo de cómputo. Desde el punto de vista de consistencia en el modelado, si se incluye el transitorio en el estator de la máquina, entonces los términos de voltaje ($\frac{d\lambda}{dt}$) correspondientes deberán ser incluidos en todas las ecuaciones del sistema de transmisión, lo que hace más complicada la simulación. Despreciar los términos anteriores implica no incluir el transitorio de la armadura y los pares resultantes.

Así, se puede hacer las siguientes anotaciones: Cuando se realiza un estudio de estabilidad para un sistema de gran escala, normalmente el modelo de las máquinas síncronas se representará con uno o dos circuitos en cada eje del rotor. Los datos requeridos son X_p , X_d , X'_d , X''_d , T''_{do} , T'''_{do} , X_q , X'_q , T''_{qo} , T'''_{qo} . Dependiendo de la naturaleza del problema, del intervalo de tiempo involucrado, del equipo de cómputo, se deberán elegir juiciosamente los modelos de los componentes del sistema de potencia que intervienen. En este trabajo el enfoque se dirige hacia el generador síncrono.

TESIS CON
FALLA DE URGEN

Al desarrollar el modelo de una máquina síncrona, generalmente se hacen las siguientes suposiciones:

- a) Los devanados del estator están senoidalmente distribuidos a lo largo del entrehierro en cuanto a los efectos mutuos con el rotor se refiere.
- b) Las ranuras del estator no causan una variación apreciable de las inductancias del rotor con la posición de éste.
- c) Se desprecia la histéresis magnética.
- d) Se desprecian los efectos de la saturación magnética.

Las suposiciones (a) y (b) y (c) son razonables. La justificación viene de la comparación de cálculo de funcionamiento, basado en estas suposiciones, con el funcionamiento real medido. La suposición (d) se hace por conveniencia de análisis. Al despreciar la saturación, se requiere manejar sólo circuitos lineales acoplados. Sin embargo, los efectos de la saturación son importantes y existen técnicas para incluirlos.

Los circuitos del estator son devanados trifásicos de corriente alterna. Los circuitos del rotor comprenden el campo y los devanados amortiguadores. El devanado de campo se conecta a una fuente de corriente directa. Para propósitos de análisis puede suponerse que las corrientes en los devanados amortiguadores (reales y/o rotor sólido) fluyen en dos conjuntos de circuitos cerrados: un conjunto cuyo flujo está en línea con el campo, a lo largo del *eje directo*, y otro conjunto cuyo flujo está en cuadratura con el campo, a lo largo del *eje de cuadratura*. En el diseño de máquinas se usa un gran número de circuitos para representar los efectos amortiguadores. Para el análisis de un sistema,

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

donde son de interés las características de la máquina vistas desde las terminales del estator y del rotor, puede usarse un número limitado de circuitos. El tipo de construcción del rotor y el rango de frecuencia en que el modelo deberá representar adecuadamente las características de la máquina determinará el número de circuitos a considerar en el rotor.

Para obtener un buen modelo matemático existen diferentes técnicas de análisis y síntesis. El conocimiento y expediente sobre el sistema o fenómenos de interés son de gran importancia. Este trabajo está enfocado a la especificación de los parámetros de los generadores síncronos, de ahí la importancia de la descripción de las características fundamentales de los generadores síncronos y de su relación con los modelos matemáticos utilizado para su estudio.

El modelo matemático del generador síncrono se representa por un conjunto de ecuaciones matemáticas (diferenciales y algebraicas) que relacionan voltajes, corrientes y enlaces de flujos, en función de las caídas de voltaje en las resistencias e inductancias acopladas. El grado de acoplamiento de las inductancias (reactancias) juega un papel relevante en el comportamiento del generador síncrono. Las inductancias dependen del número de vueltas, calibre de los conductores de los devanados (estator, rotor), y de la reluctancia de las trayectorias de los circuitos magnéticos. La reluctancia de los materiales ferromagnéticos del generador (estator y rotor) es mucho menor que la del aire, de ahí que la longitud del entrehierro determine de manera importante el valor de acoplamiento y, por tanto, el valor de las reactancias del generador. Un

TESIS COM
FALLA DE SURGEN

entrehierro de pequeña longitud aumenta el acoplamiento entre los devanados, dando lugar a reactancias de mayor valor, y un mayor costo.

1.1 DEVANADOS DEL ESTATOR

El generador síncrono utilizado como fuente de energía en los sistemas eléctricos de potencia es trifásico y opera con una frecuencia eléctrica de 60 Hz en el caso de México. Consta de tres devanados distribuidos, alojados en el estator, simétricamente dispuestos y conectados en estrella con neutro aterrizado. En el modelo de los devanados de estator se consideran devanados concentrados equivalentes que suministran la misma forma de voltaje y corriente que los devanados reales. El eje de cada devanado equivalente se localiza sobre el eje de la distribución del flujo real. La dirección de giro positiva se considera opuesta al sentido de las manecillas del reloj.

1.2 DEVANADOS DEL ROTOR

Sobre el rotor se aloja el devanado del campo, alimentado por una fuente de corriente directa. En las máquinas de rotor liso normalmente existen dos polos, con el devanado de campo distribuido a lo largo del rotor. En las máquinas de polos salientes existen más de dos polos, y los devanados están concentrados en forma de carrete y colocados alrededor del núcleo de cada polo de rotor. En el modelado del devanado de campo, independientemente del tipo de rotor (devanado concentrado o distribuido), se representa un devanado concentrado equivalente que proporciona la misma magnitud y forma del flujo de campo real. El devanado se localiza sobre el eje principal, también conocido

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

como *eje directo*. El devanado de campo se supone que gira en sentido contrario de las manecillas del reloj, y el desplazamiento angular se mide con respecto a una referencia, en nuestro caso, el eje de la fase a (figura 1.2).

El comportamiento del generador en régimen transitorio y en estado estable está determinado por el acoplamiento entre todos los devanados y, de manera fundamental, por el acoplamiento entre los devanados del estator y el rotor. El acoplamiento depende de varios factores: número de vueltas, calibre de los conductores y la permeabilidad de la trayectoria del circuito magnético. Como el rotor se encuentra en constante movimiento, el acoplamiento depende de la posición del rotor con respecto a los devanados del estator, en consecuencia la formulación matemática del modelo es compleja. Para simplificar el problema se utiliza la transformación de Park, que descompone el flujo magnético del campo (eje directo), y otra actuando en un eje perpendicular a éste (eje en cuadratura). A la suma de componentes del flujo de cada fase actuando sobre el eje directo se le conoce como flujo de eje directo $\phi_d = \phi_{a_d} + \phi_{b_d} + \phi_{c_d}$, y a la suma de las componentes actuando en el eje en cuadratura, $\phi_q = \phi_{a_q} + \phi_{b_q} + \phi_{c_q}$ se le conoce como flujo del eje en cuadratura. La suma fasorial de los flujos en los ejes directos y cuadratura es igual al flujo resultante del estator $\phi_d + \phi_q = \phi_a + \phi_b + \phi_c$.

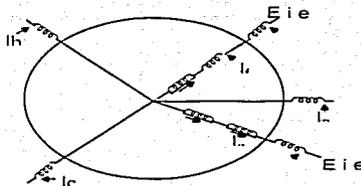


Fig. 1.2 Representación esquemática de la máquina síncrona

Con la transformación de Park se asegura que independientemente de la velocidad del rotor, sólo existan dos trayectorias de flujo magnético en el generador, una actuando sobre el eje directo, con los flujos ϕ_d y ϕ_k , y otra actuando sobre el eje en cuadratura ϕ_q . Cada una de las trayectorias tiene un entrehierro constante l_d, l_q (no dependen de la posición del rotor) que será igual para las máquinas con rotor liso $l_d = l_q$ y diferente para las de polos salientes $l_q > l_d$. Esto da lugar a parámetros (resistencias, reactancias y constantes de tiempo) diferentes para cada eje (directo y cuadratura).

La interpretación física de la transformación de Park corresponde a la sustitución de los tres devanados del estator alimentados con corrientes trifásicas, por dos devanados ortogonales, uno situado sobre el eje directo, y otros a 90° sobre el eje de cuadratura, los cuales giran siempre a la misma velocidad del rotor. Para cada corrientes de fase trifásicas balanceadas las corrientes en los devanados de eje directo y cuadratura son constantes (no dependen del tiempo). Estos circuitos magnéticos en ausencia de saturación son independientes, ya que son ortogonales. El IEEE [6] ha normalizado los parámetros de los generadores síncronos, no en términos de los parámetros originales, sino en términos obtenidos mediante la transformación de Park.

1.3 DEVANADOS DE AMORTIGUAMIENTO

En las caras polares de generadores con rotor de polos salientes existen barras en cortocircuito, algunas veces formando una especie de jaula de ardilla, en que se inducen corrientes alternas cuando la velocidad del rotor es diferente a la normal. La función de estas barras es producir componentes de par de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

amortiguamiento para el control de las oscilaciones de potencia eléctrica del generador, de ahí su nombre de *devanados de amortiguamiento*. Las corrientes que circulan por las barras de amortiguamiento producen un patrón de flujo magnético, que para su estudio se separa en dos componentes, una actuando sobre el eje directo ϕ_{kd} y otra actuando sobre el eje en cuadratura ϕ_{kq} . Esto significa que las barras de amortiguamiento se modelan por dos devanados ortogonales cortocircuitados que se encuentran dispuestos sobre el rotor (figura 1.2).

En generadores de rotor liso no existen barras de amortiguamiento, pero en el rotor sólido se pueden inducir corrientes cuando la velocidad del rotor es diferente a la del sistema. El número de circuitos es indefinido; sin embargo, el patrón de flujo resultante es posible representarlo por un número finito de devanados equivalentes en cortocircuito. La representación más utilizada y adoptada por la norma 115 del IEEE [6] considera suficiente la representación de dos devanados en el eje de cuadratura, que producen flujos ϕ_g y ϕ_{kq} , y un devanado en el eje directo, adicional al campo, que producen el flujo ϕ_{kd} , (figura 1.2).

En resumen, se puede afirmar que el modelo matemático del generador sincrónico se representa por tres devanados en el eje directo (estator eje directo, campo y amortiguamiento) y dos o tres en el eje en cuadratura (estator eje cuadratura, uno o dos amortiguamiento), según sea de polos salientes o polos lisos.

CAPITULO II

CLASIFICACION DE GENERADORES SINCRONOS

Los generadores síncronos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia se pueden clasificar, de acuerdo con la geometría del rotor en cilíndricos o de polos salientes. El tipo de rotor está definido por el promotor empleado. Los turbogeneradores (turbina de vapor) son de alta velocidad, de dos polos y rotor cilíndrico. Los generadores impulsados por una turbina hidráulica son de baja velocidad, de polos salientes y de unas de dos polos.

Para los generadores síncronos de México, la frecuencia del voltaje de generación debe ser de 60 Hz. La frecuencia está directamente relacionada con la velocidad del rotor y el número de pares de polos. La relación de dependencia es:

$$f = \frac{\omega}{\pi P} \quad (2.1)$$

donde f es la frecuencia en Hz, ω es la velocidad en rad/seg, y P es el número total de polos.

Los primotores son más eficientes a altas velocidades, pero, como se mencionó anteriormente, la velocidad está determinada por las características de la fuente de energía que impulsa al primotor. En plantas hidroeléctricas donde el nivel del agua es bajo, los primotores son de baja velocidad y pueden tener hasta 30 pares de polos

Desde el punto de vista del comportamiento electromecánico, el rotor de polos salientes es más estable, ya que posee, además del par principal, un par de saliencia. Estos rotores no son sólidos ni de una sola pieza (laminado), giran alrededor de su eje en posición vertical y tienen mayor diámetro que los de los polos lisos. En las caras polares se alojan las barras de los devanados amortiguadores. Los rotores lisos, impulsados por primotores de alta velocidad, giran alrededor de su eje en posición horizontal, son más largos, pero de menor diámetro que los polos salientes y son construidos de una sola pieza.

En el estudio de procesos transitorios lentos, que involucran la acción de sistemas de regularización para la potencia mecánica, es importante la modelación no solo de las componentes eléctricas, sino también del sistema de almacenamiento, admisión y control de energía, que incluye la dinámica de los fluidos, y la apertura y cierre de válvulas.

2.1 CONCEPTUALIZACION DE LOS PARÁMETROS DE LOS GENERADORES

Los parámetros eléctricos reales de un generador síncrono son las resistencias y acoplamientos magnéticos (propios y mutuos) de los distintos devanados que componen el generador: tres devanados en el estator (a, b, c), un devanado de campo (f) y dos o tres devanados de amortiguamiento equivalentes (kd, kq, g) según que el rotor sea cilíndrico o de polos salientes. Los valores de resistencia deberán ser especificados para la temperatura de la operación nominal. Las reactancias deberán ser determinadas para la saturación y de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

operación (curva de capacidad) deberán ser parte de la información requerida en la especificación.

El IEEE [6] ha normalizado los parámetros del generador, no en términos de sus valores reales, sino utilizando parámetros equivalentes transformados sobre los ejes del rotor (directo y cuadratura). Se deberán especificar también los parámetros de las tres redes de secuencia: positiva, negativa y cero. El generador síncrono es el único elemento del sistema de potencia en que son diferentes los valores de los parámetros de las tres redes de secuencia. La estructura del modelo normalizado es de segundo orden (dos ecuaciones diferenciales en cada eje del rotor). El circuito equivalente para la segunda estructura de segundo orden se muestra en las figuras 2.1 y 2.2.

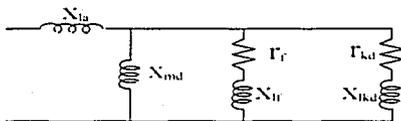


Fig 2.1 Circuito equivalente de eje directo

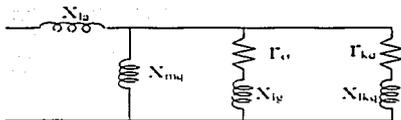


Fig. 2.2 Circuito equivalente de eje en cuadratura

Los elementos de los circuitos son:

X_{ld} : reactancia de dispersión del devanado de armadura.

X_{md} : reactancia mutua o de magnetización para los circuitos de eje directo.

r_f : resistencia del devanado de campo.

X_{lf} : reactancia de dispersión del devanado de campo.

r_{kd} : resistencia del devanado amortiguador en el eje directo.

X_{lkd} : reactancia de dispersión del devanado amortiguador en el eje directo.

X_{mq} : reactancia mutua o de magnetización para los circuitos del eje en cuadratura.

r_g, r_{kq} : resistencias de los devanados amortiguadores en el eje en cuadratura.

X_{lg}, X_{lkq} : reactancia de dispersión de los devanados amortiguadores en el eje en cuadratura.

Existen otras estructuras propuestas. Sin embargo, la norma actualmente vigente (norma 115 del IEEE (6) especifica los parámetros para una estructura equivalente de segundo orden, obtenidos de la combinación de las pruebas de cortocircuito súbito en las terminales del generador (a voltaje reducido), de deslizamiento y otras más. Existen otros procedimientos experimentales para obtener los parámetros normalizados del IEEE, como por ejemplo, rechazo de carga de terminación de la respuesta de frecuencia a rotor

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

parado. Este reporte se refiere esencialmente a la importancia de los parámetros del generador en el contexto del sistema de potencia.

2.1.1 Parámetros normalizados del generador síncrono

A continuación se relacionan los parámetros eléctricos y mecánicos normalizados para los generadores síncronos.

2.1.1.1 Parámetros eléctricos

Reactancia del estator en el eje directo

Subtransitoria (no saturada)	X''_d
Subtransitoria (saturada)	X''_{ds}
Transitoria (no saturada)	X'_d
Transitoria (saturada)	X'_{ds}
Síncrona (no saturada)	X_d
Síncrona (saturada)	X_{ds}

Reactancias del estator en el eje en cuadratura

Subtransitoria (no saturada)	X''_q
Subtransitoria (saturada)	X''_{qs}
Transitoria (no saturada)	X'_q
Transitoria (saturada)	X'_{qs}

Síncrona (no saturada)	X_d
Síncrona (saturada)	X_{qs}
Dispersión	X_l
Resistencia (especificar temperatura)	r_a
Relación de cortocircuito	RCC

Reactancias de dispersión del rotor

Devanado de campo	X_{fr}
Devanador de amortiguamiento eje directo	X_{ikd}
Devanado de amortiguamiento 1 eje en cuadratura	X_{ikq}
Devanado de amortiguamiento 2Eje de cuadratura	X_{ikq}
Resistencia de campo(especificar temperatura)	r_f

Constantes de tiempo de eje directo

Subtrayectoria (circuito abierto)	T''_{do}
Subtrayectoria (cortocircuito)	T''_d
Transitoria (circuito abierto)	T'_{do}
Transitoria (cortocircuito)	T'_d

Constantes de tiempo de eje en cuadratura

Subtransitoria (circuito abierto)	T''_{qo}
-----------------------------------	------------

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Subtransitoria (cortocircuito) T''_q

Transitoria (circuito abierto) T'_{q0}

Transitoria (cortocircuito) T'_q

Parámetros eléctricos de secuencia negativa

Reactancia X_2

Resistencia r_2

Parámetros eléctricos de secuencia cero

Reactancia X_0

Resistencia r_0

A continuación se resume la definición de reactancia y constante de tiempo.

Reactancias

Sincrona: eje d $X_d = X_{md} \cdot X_{l_d}$

eje q $X_q = X_{mq} + X_{l_q}$

Transitoria: eje d $X'_d = \frac{X_{md} \cdot X_{l_d}}{X_{md} + X_{l_d}} + X_{l_d}$

Subtransitoria eje d $X''_d = \frac{X_{md} \cdot X_{l_d} \cdot X_{kt}}{X_{md} \cdot X_{l_d} + X_{kt} \cdot X_{l_d} + X_{kt} \cdot X_{md}} + X_{l_d}$

eje q $X''_q = \frac{X_{mq} \cdot X_{l_q}}{X_{mq} + X_{l_q}} + X_{l_q}$

Constantes de tiempo

Transitoria circuito abierto eje d. $T'_{d0} = \frac{1}{\omega J_s} [X_{md} + X_d]$

Subtransitoria circuito abierto: eje d. $T''_{d0} = \frac{1}{\omega J_s} \left[\frac{X_{md} X_d}{X_{md} + X_d} + X_{kd} \right]$

eje q. $T''_{q0} = \frac{1}{\omega J_s} [X_{mq} + X_{Lq}]$

Transitoria de cortocircuito: eje d. $T'_d = \frac{X'_d}{X_d} T'_{d0}$

Subtransitoria de cortocircuito: eje d. $T''_d = \frac{X''_d}{X'_d} T''_{d0}$

eje q. $T''_q = \frac{X''_q}{X_q} T''_{q0}$

Para máquinas de polos salientes, X_q' es igual a X_q ; X_d' es menor que X'_q , X_q'' es mucho menor que X_q' ; X_q'' es ligeramente mayor que X_d'' . Para máquinas de polos salientes sin devanados amortiguadores, X_q'' es igual a X_q' , que es igual a X_q . En el caso de máquinas de rotor sólido, X_q'' es ligeramente menor que X_q' , y X_q' está entre los valores de X_d' y X_q .

Para máquinas de polos salientes la constante de tiempo a circuito abierto en eje en cuadratura T_{d0}' y en cortocircuito T_q' no tiene significado; sin embargo, para una máquina de rotor sólido pueden aplicarse estas constantes: el valor de T_q' es alrededor de la mitad de T_d' . La tabla 2.1 presenta rangos de valores típicos de los parámetros del generador.

Tabla 2.1

Parámetro		Unidades hidráulicas	Unidades térmicas
Reactancia sinérgica	X_d	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3
	X_q	0.4 - 1.0	1.0 - 2.3
Reactancia transitoria	X_d'	0.2 - 0.5	0.15 - 0.4
	X_q'	-	0.3 - 1.0
Reactancia subtransitoria	X_d''	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
	X_q''	0.2 - 0.45	0.12 - 0.25
Constante de tiempo transitoria circuito abierto	T_d	1.5 - 9.0 s	3.0 - 10.0 s
	T_d'	-	0.5 - 2.0 s
Constante de tiempo subtransitoria circuito abierto	T_d''	0.01 - 0.05 s	0.02 - 0.05 s
	T_d'''	0.01 - 0.09 s	0.02 - 0.05 s
Inductancia de dispersión de armadura	X_l	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2
Resistencia de armadura	R_a	0.002 - 0.02	0.0015 - 0.005

Notas:

1. Los valores de reactancia están en por unidad considerando valores base del estator igual a los valores nominales de la máquina
2. Las constantes de tiempo están en segundos
3. No se aceptan otras donde s

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1.1.2 Parámetros mecánicos

Los parámetros mecánicos importantes de los generadores síncronos son los relacionados con el rotor: constantes de inercia, de elasticidad y de amortiguamiento viscoso. En estudios del comportamiento transitorio y de estado estable del generador, con excepción del fenómeno conocido como de resonancia subsíncrona, se supone que la flecha del rotor es una unidad equivalente indeformable y que el par de amortiguamiento viscoso, provocado por el rozamiento de la flecha del rotor con sus soportes y por los devanados con los fluidos o el aire, es despreciable comparado con el par mecánico del primotor. Esta consideración es totalmente justificada por la experiencia. De acuerdo con lo anterior, el único parámetro mecánico a especificar será la constante de inercia equivalente H (combinación de las masas del sistema mecánico generador-turbina). En el caso de turbogeneradores existe la posibilidad de que se presente el problema de resonancia subsíncrona, por lo que se hace necesario especificar los coeficientes de los sistemas tipo masa-resorte acoplados a la flecha del generador síncrono. También es recomendable que se soliciten al fabricante las frecuencias de oscilación mecánica calculadas para las etapas de acoplamiento mecánico, así como la disponibilidad de entradas de acceso para efectuar mediciones en campo de las frecuencias de oscilación mecánica. Los parámetros a especificar son los siguientes:

Hidrogeneradores

Constantes de inercia (masa total)

$H[s]$

Turbogeneradores

TESIS CON
FALLA DE SINCEN

Constancia de inercia [s]

Generador	H_{gen}
Gobernador	H_{gob}
Turbina (alta presión)	H_{Tap}
Turbina (media presión)	H_{Tmp}
Turbina (baja presión)	H_{Tbp}

Constantes de elasticidad [par en pu/rad eléctricos]

Generador	K_{gen}
Gobernador	K_{gob}
Turbina (alta presión)	K_{Tap}
Turbina (media presión)	K_{Tmp}
Turbina (baja presión)	K_{Tbp}

Coefficientes de amortiguamiento [par en pu/desviación de velocidad en pu]

Generador	D_{gen}
Gobernador	D_{gob}
Turbina (alta presión)	D_{Tap}
Turbina (media presión)	D_{Tmp}
Turbina (baja presión)	D_{Tbp}

2.1.2 Descripción física y matemática de los parámetros de generadores síncronos

A continuación se describen los principales parámetros que describen a los generadores síncronos.

2.1.2.1 Parámetros eléctricos

Todos los parámetros eléctricos de los generadores síncronos, a excepción de las constantes de tiempo, son usualmente expresados en el sistema por unidad. Los valores nominales del estator se toman como base y los del rotor se seleccionan de tal manera que las inductancias mutuas colineales de cada eje (directo y cuadratura), expresadas en por unidad, sean iguales. El sistema por unidad así elegido presenta muchas ventajas y permite expresar con sencillez un circuito equivalente para cada uno de los ejes del rotor (figura 2.1 y 2.2). De los circuitos equivalentes pueden obtenerse las reactancias y constantes de tiempo transitorias y subtransitorias mediante reglas fáciles de recordar, que además dan una interpretación física de esos parámetros. A continuación se presenta una descripción de los parámetros del generador síncrono en base a las relaciones de los enlaces de flujo en los devanados del generador.

La función principal de un generador síncrono es la conversión de la energía mecánica (que recibe del primotor) a energía eléctrica (que entrega al sistema eléctrico). La transformación de la energía se logra por un proceso de almacenamiento de energía magnética que tiene lugar en el entrehierro del generador. El proceso de conversión de energía (operación del generador), en estado estable y transitorio puede ser descrito por la interrelación de circuitos magnéticos acoplados. Los parámetros eléctricos, reactancias y constantes de

tiempo, son elementos que influyen de manera importante en la dinámica de los procesos transitorios y el estado estable del generador. Para explicar el comportamiento del generador síncrono y los procesos que tienen lugar, así como para interpretar físicamente los parámetros eléctricos, se hará uso de la teoría de los circuitos magnéticos acoplados.

En la figura 2.3 se muestran tres devanados eléctricos acoplados, que corresponden a los devanados del eje directo, donde se incluyen el devanado del estator d , el devanado de campo f y el devanado de amortiguamiento de eje directo kd . El devanado de campo es alimentado por una fuente de corriente directa (sistema de excitación) v_f ; el devanado de amortiguamiento se encuentra en cortocircuito ($v_{kd} = 0$). La componente de voltaje del estator v_d está determinada por la red eléctrica (condición de operación, nivel de cortocircuito en el punto de interconexión). Los valores base seleccionados son tales que se cumple

$$X_{df} = X_{dkd} = X_{fkd} = X_{md} \quad (2.2)$$

Entonces

$$\begin{aligned} X_d &= X_{md} + X_{ld} \\ X_f &= X_{md} + X_{lf} \\ X_{kd} &= X_{md} + X_{lkd} \end{aligned} \quad (2.3)$$

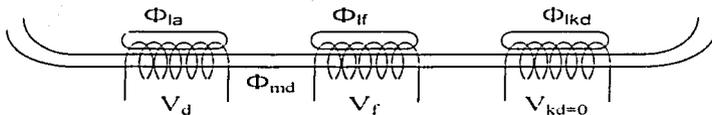


Fig. 2.3 *Devanados del eje directo*

Los enlaces de flujo en cada devanado son descritos por las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \lambda_{kd} &= \lambda_{md} - \lambda_{lkd} = N_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) + N_{lkd} i_{kd} \\ \lambda_d &= \lambda_{md} + \lambda_{ld} = N_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) + N_{ld} i_d \\ \lambda_f &= \lambda_{md} + \lambda_{lf} = N_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) + N_{lf} i_f \end{aligned} \quad (2.4)$$

Las ecuaciones de equilibrio eléctrico del sistema acoplado son las siguientes:

$$\begin{aligned} v_d &= -r_d i_d - \omega \lambda_q + p \lambda_d \\ v_{kd} &= r_{kd} i_{kd} + p \lambda_{kd} = 0 \\ v_f &= r_f i_f + p \lambda_f \end{aligned} \quad (2.5)$$

donde v_d , v_f , v_{kd} , i_d , i_f , i_{kd} son voltajes y corrientes de eje directo de estator, de campo y del devanado de amortiguamiento, respectivamente; $p = \frac{d}{dt}$ es el operador diferencial.

De la observación de las ecuaciones se desprende que la dinámica del sistema magnético acoplado depende de la interrelación de la dinámica de los tres devanados (suma de sus efectos). El proceso dinámico de cada devanado se expresa por la razón de cambio de los enlaces de flujo en cada devanado ($d\lambda_{kd}/dt$, $d\lambda_d/dt$, $d\lambda_{kd}/dt$).

2.1.2.2 Constantes de tiempo

Cada devanado tiene una respuesta en el tiempo diferente. La respuesta más rápida es la de los devanados del estator. Los efectos de esta dinámica usualmente son despreciados en los estudios de naturaleza electromecánica, debido a su gran rapidez y pequeña magnitud. Además, estos efectos transitorios son prácticamente minimizados por la presencia de una reactancia externa al punto de perturbación. Como todos los generadores están conectados a la red por medio de su transformador de máquina, esta impedancia es suficiente para hacer insignificante el efecto transitorio del estator. Esta es la razón de que se desprecie el transitorio eléctrico del estator en el modelado de los generadores síncronos. La interpretación física de la no inclusión de este efecto transitorio es equivalente a eliminar la componente asimétrica (transitoria) en las corrientes de fase del generador en una prueba de cortocircuito trifásico súbito en las terminales del generador. En la modelación las tres corrientes de fase aparecerán como simétricas. Otra implicación de la eliminación del efecto transitorio del estator se manifiesta por el cambio brusco de la corriente del estator en la prueba de cortocircuito (la corriente cambia bruscamente de valor cero hasta el valor máximo en forma de escalón) Este efecto se observa también en el cambio súbito del voltaje terminal en el instante de apertura del interruptor en una prueba de rechazo de carga. Debe aclararse que la consideración de despreciar la derivada del flujo del estator no significa que este flujo permanecerá constante durante el período transitorio. Los enlaces del flujo del devanado del estator son la suma de los enlaces de flujo producido por él mismo, con los producidos por los devanados de campo y amortiguamiento. Por tanto, el proceso transitorio del estator está determinado por los procesos transitorios de

los devanados de campo y de amortiguamiento, y estos tienen una dinámica propia.

La respuesta dinámica de los devanados de campo y amortiguamiento, especialmente los del eje directo, son muy diferentes entre sí, lo que ha dado lugar a que el proceso transitorio se pueda descomponer en dos intervalos de tiempo, uno denominado *subtransitorio* y otro transitorio. La región conocida como subtransitoria está dominada por la dinámica de los devanados de amortiguamiento en cada eje de rotor. La razón de cambio de los enlaces de flujo de un devanado de amortiguamiento es mucho mayor que la del devanado de campo, la cual se caracteriza mediante una *constante de tiempo subtransitoria de eje directo* (de circuito abierto T''_{do} o de cortocircuito T''_d , según corresponda). Dado que las constantes de tiempo del devanado de campo son al menos 10 veces mayores, en los primeros instantes del proceso transitorio todo el fenómeno queda prácticamente determinado por la dinámica del devanado de amortiguamiento, se le conoce como *región subtransitoria*. Cuando la influencia de los devanados de amortiguamiento ya no es perceptible, el proceso transitorio queda dominado por la dinámica del devanado de campo. La rapidez de respuesta de esta dinámica se caracteriza mediante la constante de tiempo transitorio de eje directo (de circuito abierto T_{do} o de corriente T_d), a esta región del proceso se le conoce como transitoria. Cuando los efectos transitorios del devanado de campo se han estabilizado, la máquina opera en su región de estado estable.

Las constantes de tiempo para el eje en cuadratura se interpretan de manera similar a las descritas para el eje directo y definen las constantes de

tiempo del eje en cuadratura: *subtransitoria* (de circuito abierto T'_{q0} o de cortocircuito T''_{q}) y *transitoria* (de circuito abierto T'_{d0} o de cortocircuito T''_{d}).

Las regiones transitoria y subtransitoria real (completa) de un generador síncrono están determinadas por la suma de las respuestas de los dos componentes (devanados de eje directo y cuadratura).

2.1.2.3 Reactancias de secuencia positiva

Se definen tres reactancias de secuencia positiva para el estator: *subtransitoria*, *transitoria* y *síncrona*. Estas reactancias están definidas en términos de las componentes de Park para cada eje del rotor, son las reactancias equivalentes vistas desde el estator bajo ciertas condiciones.

La transformación de las variables del marco de base *abc* al marco dq0 puede escribirse en forma matricial como sigue:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ 1 & 1 & 1 \\ 2 & 2 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

La transformación mostrada en (2.6) es para corrientes, pero es igualmente aplicable a voltajes y encadenamientos de flujo. Así por ejemplo, al aplicar la transformación al marco de referencia dq0, surge la definición de las inductancias de estado estable (síncronas).

$$L_d = L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2} L_{aa2}$$

$$L_q = L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2} L_{aa2} \quad (2.7)$$

$$L_0 = L_{aa0} - 2L_{ab0}$$

La reactancia subtransitoria de eje directo X''_d es la reactancia equivalente vista desde el estator (cociente de los enlaces de flujo y la corriente del estator) en el instante de aplicar un escalón de voltaje al devanado de la fase a estando el rotor alineado en la dirección del eje de esta misma fase y con el devanado de campo en cortocircuito. También puede ser interpretada como el producto de la reactancia sincrona por el coeficiente de dispersión en el preciso instante de la perturbación, bajo las condiciones descritas anteriormente. La reactancia subtransitoria es de menor valor que la transitoria y sincrona, y está menos influida por el efecto de saturación. La expresión matemática puede obtenerse a partir del circuito equivalente pasivo de eje directo (figura 2.1); es la reactancia equivalente obtenida desde el devanado de eje directo, despreciando las resistencias de los devanados, y es igual a la suma de la reactancia de dispersión del devanado del estator más la equivalente obtenida de la combinación en paralelo de las reactancias de dispersión de campo, de amortiguamiento y mutua:

$$X''_d = X_{la} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X''_f} + \frac{1}{X''_{ad}}} \quad (2.8)$$

La reactancia transitoria de eje directo X'_d es la reactancia equivalente vista desde el estator bajo las mismas condiciones y la perturbación descrita anteriormente, suponiendo que no existe devanado de amortiguamiento (es decir que las barras de amortiguamiento están abiertas o que la masa del rotor es tal, que impide la inducción de corrientes). La magnitud de las reactancias

transitorias se encuentra entre los valores subtransitorios y síncronos de la máquina. La reactancia transitoria también puede ser interpretada como proporcional al coeficiente de dispersión de los enlaces de flujo en el estator cuando se han estabilizado los efectos de los devanados de amortiguadores. Esta reactancia puede ser obtenida del circuito equivalente de eje directo (figura 2.1) como la reactancia equivalente vista desde el devanado de eje directo, despreciando resistencias y abriendo el circuito del devanado de amortiguamiento. Es igual a la suma de la reactancia de dispersión del estator y la componente equivalente obtenida de la reactancia de dispersión del devanado de campo y de la reactancia mutua:

$$X'_d = X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{ll}}} \quad (2.9)$$

La reactancia síncrona es la reactancia equivalente vista desde el estator cuando los efectos transitorios de los devanados de campo y de amortiguamiento se han estabilizado y es igual a la suma de la reactancia de dispersión del estator y la reactancia mutua de eje directo:

$$X_d = X_{ls} + X_{md} \quad (2.10)$$

La reactancia de dispersión del estator X_{ls} es un índice de la cantidad de flujo producida por el devanado del estator que no cruza el entrehierro y, por tanto, no encadena los devanados de campo y amortiguamiento.

La relación de cortocircuito (RCC) es una medida de la corriente de cortocircuito en estado estable de la máquina y se define como el inverso de la reactancia síncrona de eje directo saturada:

$$RCC = \frac{1}{\lambda_s} \quad (2.11)$$

Si no hubiera saturación la RCC sería igual al recíproco del valor no saturado de la reactancia síncrona. La RCC refleja el grado de saturación y por lo tanto tiene importancia con respecto al funcionamiento y al costo de la máquina. Un RCC bajo es indicativo de cambios mayores en la corriente de campo para mantener el voltaje terminal constante ante un cambio en la carga. Por lo tanto, una máquina con una RCC baja requiere un sistema de excitación que sea capaz de proporcionar cambios grandes de corriente de campo para mantener la estabilidad del sistema. A su vez, cuando la RCC es baja, el tamaño, peso y costo de la máquina son menores.

2.1.2.4 Reactancias saturadas

Por diseño, para el mejor aprovechamiento del material magnético y del cobre, el estator y el rotor del generador están contruidos con material altamente ferromagnético, por lo que las reactancias dependen de la corriente de magnetización equivalente (contribución de las corrientes del campo, del estator y de amortiguamiento). Esto significa que se tendrán reactancias con valores diferentes para cada condición de operación, lo que hace necesario conocer la característica de saturación del generador.

En la representación de la saturación magnética para estudios de estabilidad, normalmente se hacen las siguientes suposiciones:

- Las inductancias de dispersión son independientes de la saturación y los flujos de dispersión no contribuyen a la saturación del hierro.

- La relación de saturación entre el flujo resultante del entrehierro y la fuerza magnetomotriz bajo condiciones de carga es la misma que en la operación en vacío. Esto permite que la característica de saturación sea representada por la curva de saturación de circuito abierto.
- No existe acoplamiento magnético entre el eje directo y el eje en cuadratura.

Con las suposiciones anteriores, los efectos de las saturación pueden representarse como

$$I_{md} = K_{sd} L_{mdu} \quad (2.12)$$

$$I_{mq} = K_{sq} L_{mqu}$$

Donde L_{mdu} y L_{mqu} son los valores no saturados de L_{md} y L_{mq} . Los factores de saturación K_{sd} y K_{sq} identifican los grados de saturación en los ejes d y q, respectivamente.

La evolución de los materiales y las técnicas de diseño apuntan en la dirección de un incremento en las reactancias síncronas, lo que trae consigo, aunque no en el mismo orden, incrementos de las reactancias y constantes de tiempo transitorias y subtransitorias. Esto implica que se afecta también el comportamiento transitorio del generador, reduciendo los márgenes de estabilidad, ya que en general las reactancias mayores afectan negativamente la estabilidad. Las constantes de tiempo mayores prolongan el estado transitorio, retrasando el nuevo estado de equilibrio. Sin embargo, las reactancias mayores reducen las corrientes de cortocircuito, reduciendo esfuerzos dinámicos internos y costos de interruptores.

Las reactancias transitorias y subtransitoria de eje directo X'_{d} y X''_{d} están principalmente determinadas por la dispersión del devanado de armadura y la dispersión del devanado de campo o amortiguador. Por lo tanto la influencia de la saturación sobre ellas es menor que en el caso de X_{d} . Generalmente el valor saturado de estas reactancias es 10-15% menor que el valor no saturado. Las reactancias transitoria y subtransitoria X'_{q} y X''_{q} del eje en cuadratura también varían con la saturación, aunque en menor escala. Debe notarse que X_{q} y X'_{q} son igual para máquinas de polos salientes, y X'_{q} y X'_{d} son aproximadamente igual para turboalternadores de rotor sólido.

Los problemas causados por el incremento de las reactancias y constantes de tiempo se compensan con la aparición de los modernos sistemas automáticos de excitación, más rápidos y con altos voltajes de techo. A su vez, los problemas térmicos se enfrentan con mejores sistemas de ventilación y refrigeración, y los problemas de control de voltaje-potencia reactiva se pueden resolver completamente adecuadamente la inyección de potencia reactiva en puntos estratégicos seleccionados por medio de estudios de la red.

2.2 INFLUENCIA DE LOS PARÁMETROS EN LA OPERACIÓN DE LOS GENERADORES SINCRONOS

Los parámetros eléctricos y mecánicos de los generadores influyen de manera diferente, a veces opuesta, en los diferentes fenómenos que tienen lugar durante la operación en régimen estable o transitorio del generador sincrónico. En esta parte del reporte se describe, en forma simplificada, la influencia de los parámetros que más influyen en el comportamiento del generador sincrónico, sin considerar la acción de los sistemas automáticos de excitación.

En el régimen de operación en estado estable (régimen normal de diseño), las variables eléctricas se determinan utilizando los parámetros del generador y la red, y las condiciones operativas de demanda del sistema eléctrico. Las variables externas más significativas para el generador son: suministro de potencia activa y reactiva a la red, voltaje terminal, desplazamiento angular del rotor y la frecuencia. Otras variables importantes son las corrientes del estator y del rotor. El generador, junto con su sistema automático de excitación, se especifica de modo tal que contribuya a mantener los niveles de voltaje y frecuencia dentro de las normas del sistema, independientemente de la diversidad de las condiciones operativas y de las diferentes configuraciones probables de la red eléctrica.

En la operación en estado estable, el generador deberá suministrar potencia activa y reactiva de acuerdo con la demanda del sistema, sin que se violen límites operativos. Debe establecerse una estrategia que contemple: la confiabilidad de la red (margen de estabilidad de estado estable y de voltaje), calidad del servicio (manteniendo los niveles de voltaje y frecuencia dentro de normas) y reducción de costos de generación y transporte de energía. Esta es la tarea propia de los Centros de Control de Energía. En el caso general se debe considerar una red completa bajo diversas condiciones probables de operación, lo cual requiere la coordinación de controles en todas las regiones del sistema. Aquí el análisis se limita a la influencia de los parámetros (reactancias y constantes de tiempo del generador) sobre los fenómenos eléctricos más importantes.

2.2.1 Análisis de la influencia en la operación en estado estable

En la operación en estado estable las variables se encuentran en su estado estacionario (razón de cambio cero), por lo que las expresiones matemáticas son sencillas. Para las expresiones, sin pérdida de generalidad. Se supone que el rotor es de polos lisos, $X_d = X_q = X_s$, y que la resistencia del estator es despreciable. Además. Se considera al generador conectado a un punto de la red con una capacidad de cortocircuito muy grande, en que el voltaje en sus terminales es mantenido constante a su valor nominal (1.0 p.u), por lo que el sistema de excitación automático proporcionará la corriente de campo necesaria para cumplir con esta condición.

En la operación en estado estable del generador existen ciertas limitaciones que es importante considerar para enfatizar los límites en la capacidad de las máquinas sincronas. Los generadores sincronos se especifican en términos de la máxima salida, en MVA, para un voltaje y un factor de potencia que pueden sostener continuamente sin sobrecalentamiento. La salida de potencia activa está limitada por la capacidad del primotor. La capacidad de potencia reactiva está limitada por tres factores: el límite en la corriente de armadura, el límite en la corriente de campo y el límite de calentamiento en la región extrema. La corriente en los devanados de armadura y de campo provoca pérdidas de potencia $R I^2$ que se manifiestan en forma de calor, como el aislamiento de los devanados está diseñado para soportar una cierta temperatura. la corriente no deberá exceder ciertos límites. El otro aspecto limitante se refiere a las corrientes de Hedi en las laminaciones del estator, que producen un calentamiento localizado en la región extrema de la máquina. Las altas corrientes de campo correspondientes a una condición sobrecargada mantienen el anillo de retención, de modo que el flujo de dispersión extremo es pequeño. Sin

embargo, en la región subexcitada la corriente de campo es pequeña y el anillo de retención no está saturado; esto permite un incremento en el flujo de dispersión en el extremo del armadura, lo que provoca un calentamiento localizado.

Para que el sistema no opere fuera de límites se deberán tomar precauciones y aplicar las protecciones necesarias. Los límites térmicos son una cota para los valores de corrientes de rotor y estator, de modo que no se sobrepasen los valores máximos especificados por el fabricante; estos generalmente se especifican para la condición de máxima demanda. El límite máximo de corriente de campo limita la generación de potencia reactiva. También, debido al problema de calentamiento en los cabezales de los devanados del estator, se puede establecer un valor mínimo en la corriente de campo. El límite de estabilidad se presenta para grandes desplazamientos angulares del rotor (ángulo de carga), que ocurren en condiciones de alta demanda con la máquina absorbiendo potencia reactiva. El fabricante debe proporcionar una carta de operación, también conocida como *curva de capacidad*, en que se representan gráficamente los diferentes límites de operación del generador síncrono (figura 2.4)

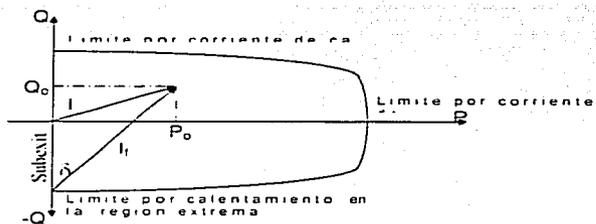


Fig. 2.4 Carta de operación o curva de capacidad

La reactancia síncrona juega un papel importante en la operación en estado estable. El circuito equivalente y el diagrama fasorial se muestran en la figura 2.5. La expresión fasorial del voltaje en el estator se muestra en la ecuación (2.12). La ecuación de la potencia eléctrica entregada por el generador se presenta en la ecuación (2.13).

$$E_{fd} = V + j X_s I \quad (2.12)$$

$$P = \frac{E_{fd} V}{X_s} \text{sen} \delta \quad (2.13)$$

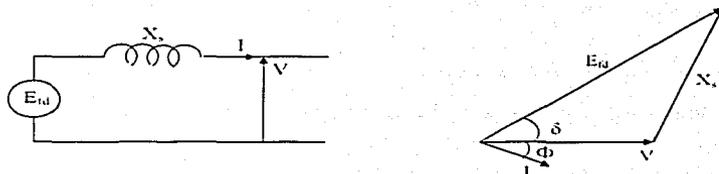


Fig. 2.5 Modelo fasorial del generador de polos lisos

En las ecuaciones (3.12) y (3.13) $E_{fd} = X_{md}$ es el voltaje proporcional a la corriente de campo. V , I son el voltaje y la corriente del estator respectivamente. X_{md} es la reactancia mutua. ϕ es el ángulo de factor de potencia, y δ es el desplazamiento angular del rotor (ángulo de carga).

Para analizar la influencia de la magnitud de la reactancia síncrona considérese dos generadores con voltaje y potencia nominales iguales, pero con

reactancia síncrona diferente ($X_{s2} > X_{s1}$). Para un suministro igual de potencia activa y reactiva, el generador de mayor reactancia tendrá mayor voltaje de campo y mayor desplazamiento angular del rotor $E_{fd2} > E_{fd1}$, $\delta_2 > \delta_1$. Los voltajes de campo, desplazamientos angulares y reactancias síncrona están relacionados para la siguiente expresión:

$$\frac{X_{s1}}{X_{s2}} = \frac{E_{fd1} \text{sen} \delta_1}{E_{fd2} \text{sen} \delta_2} \quad (2.14)$$

La expresión de la magnitud del voltaje proporcional a la corriente de campo en función de la potencia y la reactancia síncrona es la siguiente:

$$E_{2fd} = (V + \frac{Q}{I'} X_s)^2 + (\frac{P}{I'} X_s)^2 \quad (2.15)$$

De las expresiones anteriores se concluye que en condiciones de igualdad de valores nominales y de suministro de potencia, el generador de mayor reactancia es menos estable y requiere una corriente de excitación mayor para mantener el mismo voltaje nominal. El requerimiento de mayor corriente de campo trae consigo una reducción del límite máximo de potencia reactiva, disminuyendo el área útil de operación para condiciones de mayor demanda. Así los valores altos de reactancia síncrona reducen el margen de estabilidad por pérdida de sincronismo y de control de voltaje.

2.2.2 Constante de inercia H

La constante de inercia H indica la capacidad de almacenamiento de energía cinética en la masa del rotor, es un factor importante en el comportamiento electromecánico del generador e influye en todos los fenómenos transitorios en que interviene el generador. Al existir un desbalance entre la

potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida, la diferencia de energía es compensada totalmente por el cambio de la energía cinética almacenada, modificando la velocidad nominal del rotor. El generador permanecerá en sincronismo siempre y cuando logre regresar a su velocidad nominal. Suponiendo dos generadores, con idénticos parámetros eléctricos pero diferentes valores de inercia ($H_2 > H_1$), antes de la perturbación de energía cinética almacenada será mayor para el generador con mayor constante de inercia ($W_{cin2} > W_{cin1}$). Asimismo, ante una perturbación el cambio de velocidad será menor para el generador con mayor constante de inercia. Esto significa que el generador con mayor constante de inercia tiene más posibilidades de permanecer en sincronismo, ya que las amplitudes de las oscilaciones de potencia eléctrica, velocidad, frecuencia y desplazamiento angular serán menores. Es oportuno mencionar que la constante de inercia efectiva es la equivalente obtenida de todas las masas rotatorias acopladas a la fecha del rotor del generador.

La expresión que representa el movimiento del rotor de una máquina síncrona se denomina *ecuación de oscilación*, se representa mediante:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e - KD \Delta\omega \quad (2.16)$$

donde T_m , T_e son los pares mecánicos y eléctricos en pu, H es la constante de inercia en segundos, ω_s es la velocidad angular nominal en rad/s, $\Delta\omega$ es la desviación de la velocidad angular. De la ec. (3.16) se observa que la constante de inercia H participa en todo proceso dinámico donde se involucre el rotor de la máquina síncrona. Así mismo, la inercia influye fuertemente en la estructura modal del sistema, esto es, en las frecuencias de oscilación del rotor y en sus relaciones de amortiguamiento. Por ejemplo, el caso de un sistema máquina-

barra infinita, la frecuencia natural no amortiguada y la relación de amortiguamiento son:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_s \omega_0}{2H}} \quad (2.17)$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{K_D}{K_s \omega_0}$$

donde K_s y K_D son las componentes de par de sincronización y amortiguamiento (en pu), respectivamente.

La tabla 3.2 presenta el rango típico de valores de constante de inercia H , para unidades térmicas e hidráulicas.

Tabla 2.2

Tipo de unidad generadora	H* seg
Unidad térmica	
(a) 3600 rpm (2 polos)	2.5 a 6.0
(b) 1800 rpm (4 polos)	4.0 a 10.0
Unidad hidráulica	2.0 a 4.0

*Valores normalizados respecto a la capacidad nominal de la máquina.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO III

SISTEMAS DE EXCITACIÓN

3.1 INTRODUCCION

La operación de los generadores síncronos requiere una fuente de corriente continua que suministre la energía al devanado de campo y a su vez proporcione el flujo principal que sirve para excitar al generador. La fuente de voltaje deberá ser de la potencia necesaria y de gran confiabilidad para asegurar una operación sin interrupciones. A la fuente de voltaje y sus controles se le conoce como sistema de excitación, el cual es una combinación de dispositivos diseñados para suministrar y controlar la corriente de campo del generador mediante reguladores automáticos. Normalmente la capacidad del excitador está en el rango de 2.0 a 3.5 kW/MVA del generador.

El sistema de excitación controla el voltaje del generador, el cual deberá permanecer dentro de un intervalo de variación, muy pequeño para las diferentes condiciones de operación. Asimismo, la distribución de potencia reactiva de los generados síncronos se realiza mediante la regulación de la corriente de campo. Los sistemas de excitación deberán además influir durante los procesos transitorios, por lo que es importante en este contexto considerar las características de los sistemas eléctricos y los requerimientos específicos de cada sistema. Una representación de los componentes de un sistema de excitación en forma de diagrama de bloques se muestra en la figura 3.1.

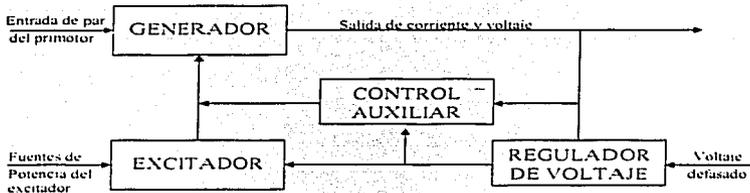


Fig. 3.1 *Componentes del sistema de excitación*

3.2 ELEMENTOS IMPORTANTES DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN

El sistema de excitación de un generador síncrono incluye:

- a) El devanado de campo, que está localizado en las ranuras del rotor o sobre los polos. Las conexiones del devanado de campo pasan a lo largo de la flecha y están conectadas a los anillos deslizantes, montados en la flecha y alimentados con corriente directa a través del contacto con escobillas, o por un rectificador alimentado por un generador de excitación de corriente alterna con el inducido en el rotor y el campo en el estator (invertido), sobre la flecha de la máquina síncrona.
- b) Un excitador, que es la fuente de corriente directa con su equipo auxiliar. Puede ser un generador de corriente directa, un generador de corriente alterna o un rectificador estático. Dependiendo del tipo de excitador, el sistema de excitación puede ser clasificado como electromecánico o

electrónico. El generador de corriente directa puede ser autoexcitado o con excitación independiente. Los sistemas con generador de corriente directa pueden ser subdivididos por el tipo de primotor. Los de excitación directa están impulsados por la misma flecha del generador síncrono y los de excitación independiente están impulsados por un motor de inducción.

- c) Un regulador automático de la excitación, para controlar la corriente de campo de la máquina síncrona dentro de ciertos límites y de acuerdo con criterios específicos.

La evolución de los sistemas de excitación ha sido en la dirección de la sustitución de los elementos electromecánicos por elementos estáticos, aumentando significativamente la rapidez de respuesta.

3.3 PROPOSITOS Y REQUERIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL AUTOMATICO

El control automático de excitación de los generadores síncronos es uno de los medios más importantes para conseguir la calidad necesaria de la energía eléctrica, la estabilidad y la confiabilidad del servicio eléctrico. La solución de los problemas involucrados dicta requerimientos específicos a todos los elementos de sistema de excitación y de control del mismo. Los requerimientos más importantes son los que enumeran a continuación:

- a) El sistema de excitación deberá tener la confiabilidad de operación alta. Esto es tomado en consideración al seleccionar el tipo de excitación para cada máquina especificada, dependiendo del diseño, capacidad, parámetros y la localización dentro del sistema de potencia. La confiabilidad la determina

también la elección de las variables a controlar, el lugar de la conexión de los transformadores de medición usados en el sistema automático de excitación y los componentes de los circuitos. El sistema de excitación deberá ser capaz de operar con el generador en condiciones de sobreexcitación, deberá permitir variar la distribución de la potencia reactiva entre generadores.

b) El sistema de control automático deberá asegurar una alta calidad del voltaje en condiciones de estado permanente, es decir, deberá mantener con alta precisión el voltaje en los modos del sistema eléctrico en que los generadores síncronos están conectados. Este rendimiento se cumple utilizando altas ganancias en los reguladores automáticos de voltaje (RAV).

c) El control automático de excitación deberá asegurar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico, ante las posibles condiciones de operación, incluyendo: la desconexión del generador en vacío o con carga; la conexión del generador a una línea de transmisión de carga; la operación del generador ante condiciones de sobrecarga y condiciones de subexcitación, condiciones normales de carga y condiciones de postfalla.

d) Los RAV's de generadores conectados a líneas de transmisión largas deberán contribuir a suministrar una potencia máxima de transmisión igual a la máxima capacidad de línea, bajo condiciones de voltaje constante en los nodos donde hay generadores conectados.

Todos estos requerimientos se satisfacen con una elección apropiada de la técnica de control, el tipo de regulador, las ganancias, y los parámetros de los elementos de estabilización

e) El sistema de excitación deberá asegurar un buen amortiguamiento de las osciladores libres y forzadas, tanto de pequeña como de gran amplitud. Es decir, deberá mejorar la calidad del proceso transitorio de los sistemas eléctricos. Un buen amortiguamiento incrementa la estabilidad a partir del segundo ciclo de oscilación y reduce las fluctuaciones de voltaje en los nodos con cambios súbitos de cargas. Para cumplir este requerimiento, se suministra un medio para la reducción rápida de la excitación. Son de principal importancia la elección de la técnica de control y el ajuste de los parámetros del RAV que proporcionen el mejor amortiguamiento.

f) El sistema de excitación debe proporcionar un límite aceptable de estabilidad transitoria. Para este propósito deberá tener una respuesta rápida y la capacidad necesaria. La característica dinámica juega un papel importante en el proceso transitorio electromecánico asociado a cambios repentinos de régimen de operación (ejemplo: cortocircuitos).

Una característica transitoria típica, obtenida bajo la condición de excitación máxima, se muestra en la figura 3.2. Se inicia en el punto correspondiente al cambio repentino ($t = 0$) del voltaje de entrada del RAV. La duración admisible de la etapa de excitación forzada está limitada por el valor de la corriente del rotor I_{clim} , que está determinada por el calentamiento del devanado. La relación I_{clim}/I_{cnom} determina la corriente de techo del rotor y su valor debe ser mayor que dos para generadores síncronos de gran capacidad. V_{clim} es el voltaje de excitación máxima (entre los anillos deslizantes del rotor) y se conoce como voltaje de techo. La respuesta del excitador de voltaje es uno de los índices de funcionamiento más importantes del RAV.

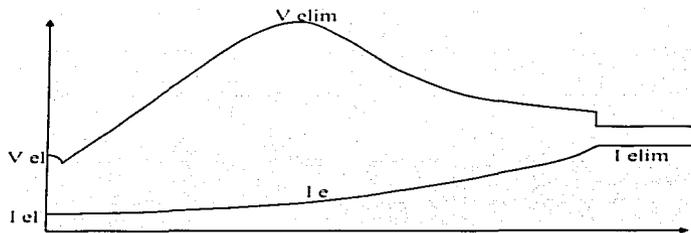


Fig. 3.2 Característica dinámica típica de voltaje del excitador

3.4 CONFIGURACIONES DE CONTROL

El regulador de voltaje controla la salida del excitador de tal manera que el voltaje y la potencia reactiva generada también de la manera deseada. En los primeros sistemas el regulador de voltaje era totalmente manual. El operador observaba el voltaje terminal y ajustaba el reóstato de campo hasta que las condiciones de salida observadas fueran las deseadas.

En la actualidad los reguladores de voltaje consisten en un controlador que sensa el voltaje de salida del generador (y algunas veces la corriente) e inicia una acción correctiva cambiando el control del excitador en la dirección adecuada. La velocidad de respuesta de este equipo es de primordial importancia en la presentación de la estabilidad.

Debido a la gran inductancia del devanado de campo del generador es difícil efectuar cambios rápidos en la corriente en este devanado. Esto introduce un atraso considerable en la función de control y es uno de los mayores obstáculos a resolver en el control de sistemas de regulación.

Los controles auxiliares mostrados en la figura 3.2 pueden incluir diversas características, como, por ejemplo, amortiguamiento para prevenir

sobrepasos, y un comparador para fijar los límites de excitación, especialmente en operación con factor de potencia adelantado, para evitar inestabilidad debido al débil acoplamiento en el entrehierro. Características de los controles auxiliares pueden ser la retroalimentación de velocidad, frecuencia, aceleración y otras variables.

3.5 TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

La fuente de corriente de campo para la excitación de una máquina síncrona es un sistema de excitación que incluye el excitador, el regulador y el control manual. La figura 3.3 ilustra la disposición general de los componentes incluidos en un sistema de excitación. La figura 3.4 muestra una configuración típica de sistema de excitación.

Los modelos de sistemas de excitación son apropiados tanto para estudios de grandes disturbios como para pequeñas perturbaciones, pueden ser relativamente simples o más complejos, de manera de representar más cercanamente las características del equipo real. Por tanto, la complejidad del modelo depende de la aplicación particular.

Los sistemas de excitación pueden clasificarse dependiendo del tipo de fuente de potencia de excitación en:

- a) Sistemas de excitación de C.D.
- b) Sistema de excitación de C.A.
- c) Sistema de excitación estáticos

Los sistemas de excitación modernos emplean un generador de C.A. Separado, cuya salida se rectifica para obtener potencia de excitación de C.D. para el campo del generador, o un sistema estático que usa transformadores de potencia y tiristores. Así por ejemplo, la figura 3.5 es un diagrama de bloques

para un sistema de excitación estático. Dado que la potencia de excitación se obtiene de las terminales del generador, los límites de salida dependen de la magnitud del voltaje terminal V_t . Para la estabilización del sistema de excitación, el modelo proporciona una trayectoria de retroalimentación a través de K_r . Sin embargo, debido a que el voltaje de salida puede ser muy ruidoso en el sistema estático, su estabilización se implementa mediante reducción de la ganancia transitoria en el lazo directo. Esto se logra por una red de atraso-adelanto en que $T_b > T_c$ (figura 3.5).

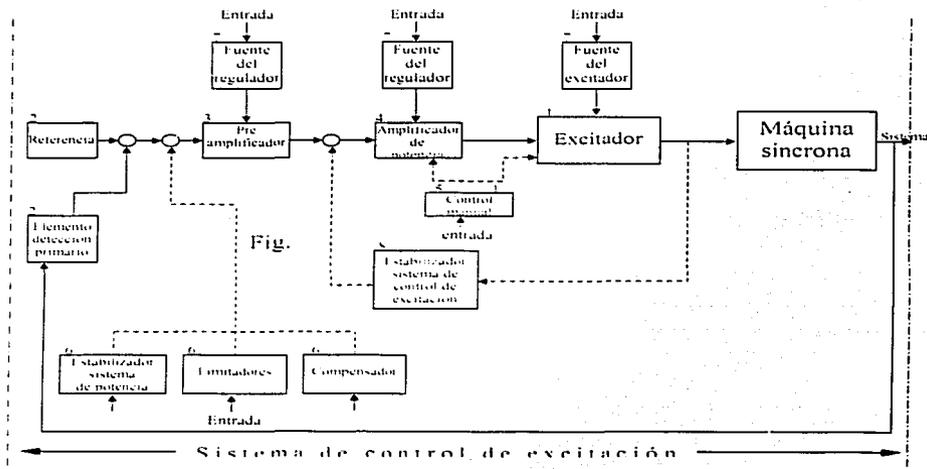


Fig. 3.3 Componentes de un sistema de excitación

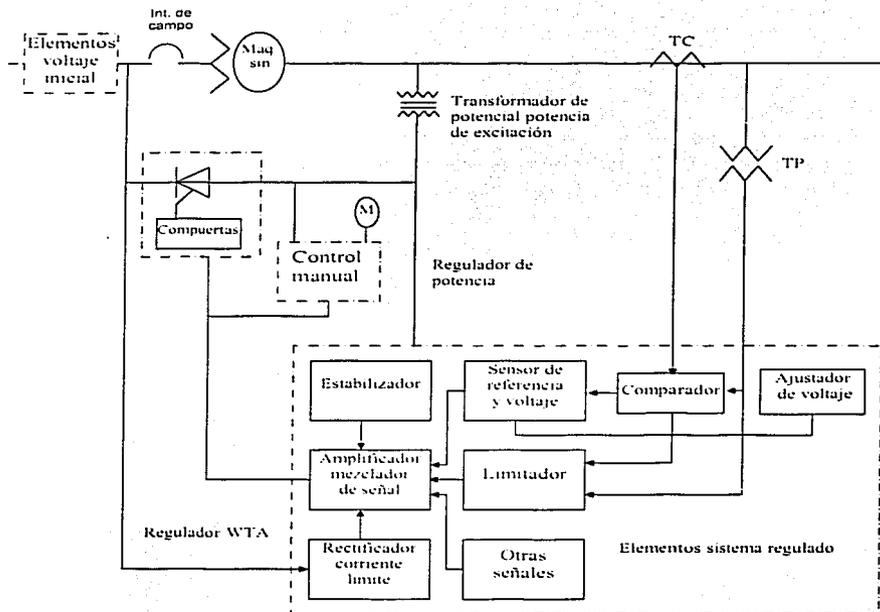


Fig. 3.4 Sistema de control de excitación con excitador basado en fuente de potencial

El excitador principal puede ser de alguno de los siguientes tipos.

- a) Excitador basado en un generador de C.D. con conmutador, cuya energía se deriva de un generador de C.D. con su conmutador y escobillas. El excitador puede impulsarse mediante un motor o por la flecha de la máquina síncrona (figura 3.6).

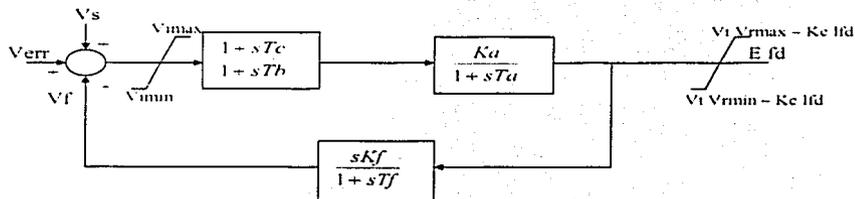


Fig. 3.5 Diagrama de bloques de sistema de excitación estático con fuente potencial.

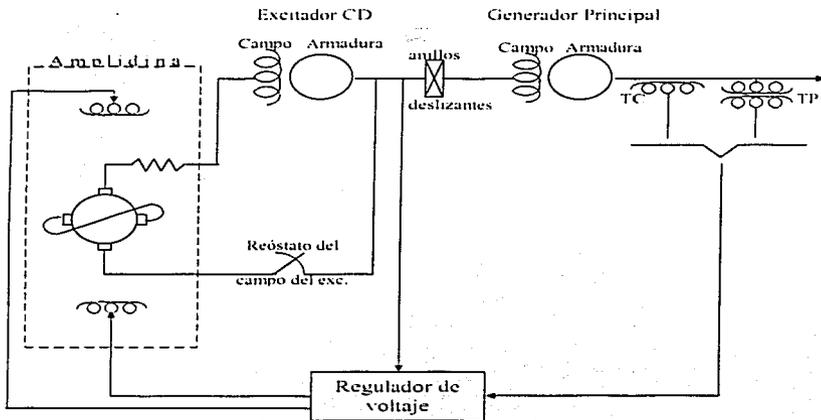


Fig. 3.6 Sistema de excitación de C.D.

b) Excitador basado en un generador con rectificador, cuya energía se deriva de un alternador y se convierte a C.D. mediante rectificadores de potencia, que pueden ser controlador o no controlados, y pueden ser estacionarios o colocados en la flecha del alternador. El alternador puede ser impulsado por un primotor o por la flecha de la máquina síncrona (figura 3.7).

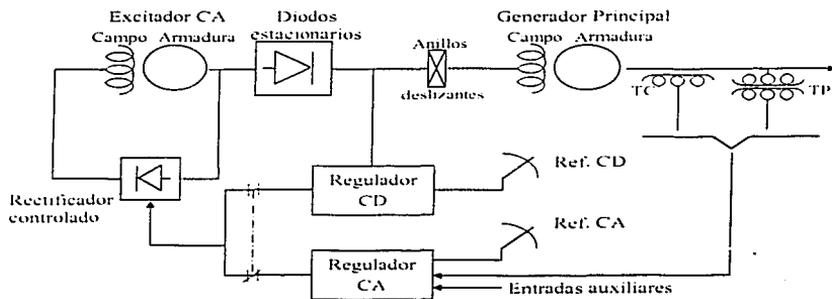


Fig. 3.7 Sistema de excitación de C.A.

c) Excitador basado en un rectificador con fuente compuesta, cuya energía se deriva de corrientes y potenciales de las terminales de C.A. de la máquina síncrona y se convierte a C.D. mediante rectificadores. El excitador incluye los transformadores de corriente y potencial, reactores de potencia y rectificadores de potencia, que pueden ser controlados o no controlados, incluyendo circuitos de compuestas (figura 3.8).

d) Excitador basado en una fuente de potencial con rectificador, cuya energía se deriva de una fuente de potencial de C.A. estacionaria y convertida a C.D. mediante rectificadores. El excitador incluye transformadores de potencial, cuando se usan, y rectificadores de potencia, que pueden ser controlados o no controlados, incluyendo circuitos de compuestas (figura 3.9).

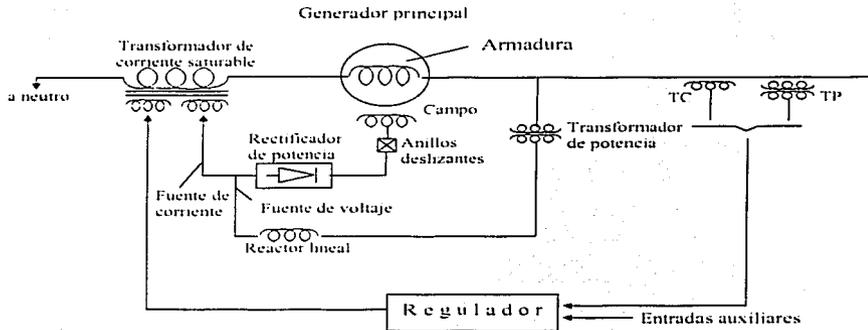


Fig. 3.8 Sistema de excitación con rectificador y fuente compuesta

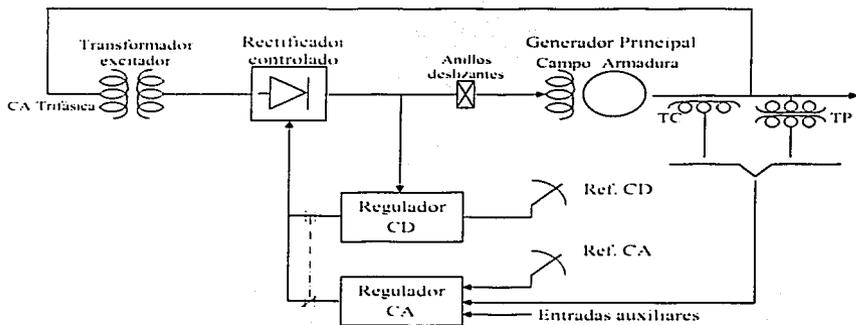


Fig. 3.9 Sistema de excitación con rectificador controlado fuente de potencial

Un regulador de máquina síncrona acopla las variables de salida de la máquina síncrona con la entrada del excitador, a través de elementos directos y de retroalimentación, con el propósito de regular las variables de salida de la máquina síncrona. El regulador generalmente consta de un detector de error un preamplificador, estabilizadores, entradas auxiliares y limitadores.

Otras señales modificadoras del sistema de excitación incluyen limitadores y compensadores. Los limitadores actúan para limitar una variable modificando o reemplazando la función del elemento detector primario cuando se han alcanzado condiciones predeterminadas; como ejemplo están los limitadores de excitación máxima y mínima. Los compensadores actúan para compensar el efecto de una variable, modificando la función del elemento detector primario. Entre ellos se cuentan el compensador de corriente reactiva y el compensador de corriente activa. Para obtener la repartición de corriente reactiva entre generadores que operan en paralelo, los reguladores de voltaje están equipados con compensadores de reactivos.

El estabilizador del sistema de control de excitación modifica la señal hacia delante mediante compensación serie o retroalimentada para mejorar el funcionamiento dinámico del sistema de control de excitación, eliminando oscilaciones indeseables y sobrepasos del voltaje regulado.

El sistema de control de excitación proporciona el voltaje de campo necesario para mantener un voltaje deseado. Una característica importante del sistema es su capacidad para responder rápidamente a desviaciones de voltaje durante la operación normal, anormal o de emergencia del sistema.

3.5.1 Modelado de sistemas de excitación

Cuando se requiere un análisis detallado de la respuesta del sistema o el periodo de interés es superior a un segundo, es importante incluir los efectos del sistema de excitación y gobernación. Ya no es necesario utilizar modelos clásicos (voltaje constante detrás de una reactancia), ya que ahora se dispone de representaciones de máquina más realista y exactas.

Una forma conveniente de representar un sistema de control es mediante diagrama de bloques, que relacionan las variables de entrada y salida de los principales componentes del sistema a través de funciones de transferencia. Después de considerar diferentes tipos de sistemas de excitación, el IEEE ha definido algunos tipos de sistemas de excitación para ser utilizados en representaciones computacionales.

En el desarrollo del diagrama de bloques de sistemas de excitación, se utiliza el sistema por unidad, donde 1 pu de voltaje del generador es el voltaje nominal, y un valor de 1 pu en el voltaje de salida del excitador es el voltaje requerido para producir el voltaje nominal del generador sobre la línea de entrehierro del generador.

Representación del sistema de excitación Tipo 1

El sistema de excitación Tipo 1 es representativo de la mayoría de los sistemas con excitadores rotatorios, tales como:

Allis Chalmers
General Electric

Regulador Regules
Regulador Amplidina

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Westinghouse

Alterrex

Alterrex Thyristor

Regulador Mag-A-stat

Sistema Brushless

Rototrol

Regulador Silverstat

Regulador TRA

Con frecuencia a la figura 3.10, V_t es el voltaje terminal del generador aplicado a la entrada del regulador y T_R es una constante de tiempo muy pequeña que representa un filtro de entrada al regulador. El primer punto de suma determina el error de voltaje de entrada al amplificador. El segundo punto de suma combina este con la señal proporcionada por la función de transferencia de retroalimentación del voltaje de salida del excitador E_{fd} . La función de transferencia del regulador principal se caracteriza por una ganancia K_A y una constante de tiempo T_A . Después de este, se imponen los límites máximo y mínimo, de modo que las señales de error grandes no produzcan una salida que exceda los límites prácticos. El voltaje de salida del excitador o el voltaje de campo del generador E_{fd} se multiplica por una función de saturación no-lineal y se sustrae de la señal de salida del regulador. La señal resultante se aplica a la

función de transferencia del excitador $\frac{1}{K_E + sT_E}$.

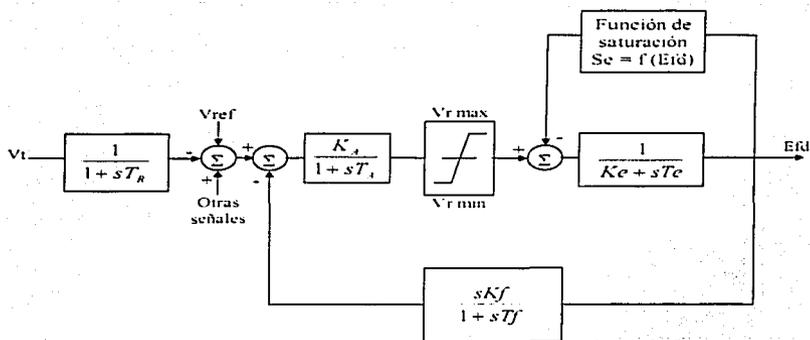


Fig. 3.10 Representación del sistema de excitación tipo 1

La función de saturación del excitador S_e representa el incremento en los requerimientos de excitación del excitador debido a la saturación. El signo de K_E es negativo para un campo autoexcitado. La Tabla 3.1 muestra constantes típicas para sistemas de excitación de turbogeneradores de dos polos.

Sistema de excitación Tipo 2 – Sistema con rectificador rotatorio

Este tipo, mostrado en la figura 3.11, se aplica a unidades generadoras con una señal de entrada al lazo principal de la salida del regulador. Se introduce una constante de tiempo adicional en la función de transferencia para compensar el hecho de que el excitador no está incluida en el lazo. Las otras características de los sistemas Tipo 2 son muy similares a las del Tipo 1. Un ejemplo de este tipo es el sistema Westinghouse sin escobillas (Brushless).

Sistema de excitación Tipo 3 – Estático con alimentación de potencial y de corriente terminales

En esta categoría se incluyen sistemas estáticos en los que la corriente y el potencial terminales se usan como fuente de excitación. La figura 3.12 muestra las funciones de transferencia que forman un sistema Tipo 3. K_p es el coeficiente del suministro de excitación shunt proporcional al voltaje terminal y K_i es el coeficiente del suministro obtenido de los transformadores de corriente. El multiplicador tiene en cuenta la variación de la autoexcitación con el cambio en la relación angular de la corriente de campo I_{fd} y el voltaje de autoexcitación V_{THIEV} . La salida del regulador después del limitador se combina con la señal que representa la autoexcitación de las terminales del generador. La salida del sistema de excitación se lleva a cero por el limitador V_{RMAX} cuando la corriente de campo excede a la corriente de salida de la excitación (esto es, cuando $A > 1$). El exceso de corriente de campo del generador desvía el suministro de excitación mediante el flujo a través del rectificador. El transformador de excitación se representa por la función de transferencia $\frac{1}{K_e + sT_e}$, y el amortiguamiento proviene de la función de transferencia de retroalimentación $\frac{sK_f}{1 + sT_f}$.

Tabla 3.1

Constantes típicas de sistemas de excitación en turbogeneradores de 2 polos (Respuesta nominal del voltaje del sistema de excitación – 0.5 pu)

Símbolo	Excitadores Autoexcitadores Con amplitudina	Excitador Autoexcitador Con regulador de voltaje Mag-A-Stat	Excitador con rectificador rotatorio y regulador de voltaje estático
T_R	0.04 a 0.06	0.0	0.0
K_A	25 a 50	400.0	400.00
T_A	0.06 a 0.20	0.05	0.02
$V_{R,max}$	1.0	3.5	7.3
$V_{R,min}$	-1.0	-3.5	-7.3
K_f	0.01 a 0.08	0.04	0.03
T_f	0.35 a 1.0	1.0	1.0
K_i	-0.05	-0.17	1.0
T_i	0.5	0.95	0.8
$G_{S_i,max}$	0.26	0.95	0.86
$S_{i,max}$	0.074	0.22	0.50

* Para generadores con constantes de tiempo del campo en circuito abierto mayores de 4 segundos.

** Corresponde a $E_{FD,max}$.

*** Corresponde a $0.75 E_{FD,max}$.

Fig. 3.12 Representación de un sistema de excitación tipo 3

Otras señales de entrada al regulador

Además del voltaje terminal se utilizan otras señales, tales como potencia acelerante, velocidad, frecuencia y relación de cambio del voltaje terminal para proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones, y

mejorar la estabilidad del generador. Tales señales se regresan en el punto de suma del voltaje de referencia (figura 3.10-3.12), y se indican como otras señales. La señal de estabilización se introduce a través de una función de transferencia, que proporciona el ajuste de ganancia y una compensación atraso-adelanto para cambio de fase.

3.6 INFLUENCIA DEL SISTEMA AUTOMATICO DE EXCITACIÓN EN EL SISTEMA DE POTENCIA

El sistema automático de excitación controla la corriente de campo, que a su paso por este devanado crea el flujo de excitación, el cual induce la fuerza electromotriz en los generadores (condición necesaria para la transformación de la energía mecánica en eléctrica).

a) Requerimiento en estado permanente

Para las condiciones de operación en vacío (P, Q iguales a cero), el voltaje terminal del generador será igual a la fuerza electromotriz:

$$V_t = E_{fd} \quad (3.1)$$

En condiciones normales de carga circulan corrientes iguales en cada fase, que producen un flujo resultante (del estator), el cual gira a la misma velocidad del rotor. La magnitud y dirección de este flujo resultante depende de la carga. Este flujo interactúa con el flujo de campo de tal manera que la FEM resultante tendrá otro valor. El voltaje terminal del generador también cambia de acuerdo con la relación fasorial (para máquinas de rotor liso):

$$V_t E = (R_a + jX_s) I \quad (3.2)$$

donde $V_t E$ son voltaje y la corriente del generador, respectivamente.

La figura 3.13 muestra la condición de operación en estado estable para una máquina no regulada (I_{fd} es constante) con diferentes regimenes de carga

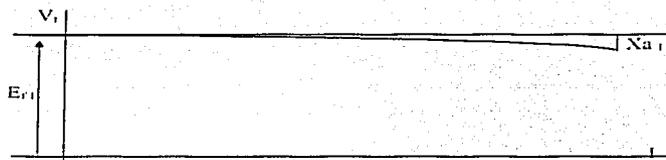


Fig. 3.13 Características V-I para un generador no regulado

Dado que

$$E' = E_n - (X_s - X'd) I_d \quad (3.3)$$

El voltaje transitorio E'_q , proporcional a los encadenamientos de flujo del campo, también tendrá un comportamiento similar al del voltaje terminal. Esto significa que, si se desea que el voltaje terminal se mantenga al mismo valor, independientemente de las condiciones de carga, se deberá compensar esta caída de voltaje incrementando la corriente de campo en una cantidad proporcional a la caída del voltaje $X_s I$, lo que equivale a desplazar la recta $X_s I$ hacia arriba.

Una de las principales funciones de los sistemas automáticos de excitación es mantener el voltaje terminal lo más cercano posible a un valor específico (generalmente el voltaje nominal) para todas las condiciones de operación. Asimismo, la regulación del voltaje terminal alcanzará sus límites cuando el excitador alcance los límites térmicos o de estabilidad de la corriente de campo.

La acción de mantener el voltaje constante se inicia con la detección del cambio de voltaje (error de voltaje) por el regulador, que a su vez

proporciona la señal que es amplificada y enviada al excitador para aumentar o disminuir la corriente de campo. La acción deberá ser continua y lo más rápido posible.

Por otro lado, un incremento de la carga del generador, sin el empuje correspondiente de la corriente de campo, lleva el factor de potencia de la máquina hacia la región adelantada (subexcitada), y un incremento de la excitación hace que el factor de potencia del generador se atrae más. Cuando más atrasado esté el factor de potencia inicial, mayor es la carga total que la máquina puede manejar antes de alcanzar uno de los límites.

Cuando un conductor del campo se desconecta o cuando el interruptor de campo se dispara inadvertidamente, puede ocurrir una pérdida de excitación completa, produciendo una pérdida de sincronismo con el sistema. En esta condición, la máquina pueda continuar funcionando como generador de inducción entregando potencia activa, sin embargo la máquina puede dañarse debido al calentamiento causado por las grandes corrientes parásitas que fluyen en la superficie del rotor. Adicionalmente, el sistema puede no ser capaz de soportar la gran carga de potencia reactiva súbitamente demandada. Especialmente, si la máquina estaba entregando potencia reactiva antes del disturbio, dando lugar a un cambio neto que podría ser muy severo en el control de voltaje del sistema.

b) Requerimiento en estado transitorio

En la operación normal del sistema eléctrico ocurren conexiones y desconexiones de consumidores, de líneas, reactores, etc.; esto provoca cambios en los voltajes de los generadores, que hacen que los sistemas automáticos de excitación operen continuamente, tratando de regular el voltaje en sus terminales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Dependiendo de la magnitud de las potencias activas y reactivas involucradas en las perturbaciones normales, el sistema o parte de él pueden entrar en un proceso transitorio, caracterizado en el caso más general por oscilaciones con amplitudes crecientes o decrecientes. Durante el estado transitorio, los voltajes terminales, corrientes, desplazamientos angulares de rotores de máquinas síncronas, potencias y frecuencias tendrán un comportamiento oscilatorio.

Un sistema automático de excitación con parámetros adecuados deberá ayudar en forma significativa a que el sistema alcance lo más pronto posible su nuevo estado de equilibrio. Esto significa que, además de mantener constante el voltaje, deberá proporcionar el amortiguamiento adecuado a las señales de voltaje y desplazamiento angular (o potencia activa).

Un regulador automático ideal será aquel que para cualquier condición (estable o transitoria) sostenga el voltaje terminal constante. Los requerimientos en estado estable del regulador son diferentes a los del estado transitorio. Aún los requerimientos en diferentes etapas del estado transitorio no son los mismos. Así, se tiene que en los primeros ciclos los requerimientos pueden ser significativamente diferentes que los correspondientes a varios segundos más tarde. Se han reportado situaciones donde el mejor control en los primeros ciclos puede causar inestabilidad posteriormente.

En los estudios de estabilidad transitoria el generador está sujeto a fuertes impactos, generalmente fallas, que se mantienen durante períodos pequeños de tiempo, y causan una reducción significativa del voltaje terminal y de la capacidad de transferir potencia de sincronización.

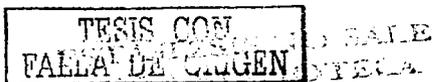
TESIS CON
FALLA DE URGEN

Si se considera el caso de un generador conectado a una barra infinita, la formulación aproximada para la transferencia de potencia es:

$$P = \frac{V_1 V_{\infty}}{x} \sin \delta$$

donde V_1 es el voltaje terminal del generador, V_{∞} es el voltaje de la barra infinita, y x es la reactancia externa. Si el valor del voltaje terminal se reduce, la potencia eléctrica P se reduce proporcionalmente. Para evitar esta reducción se requiere una acción rápida del sistema de excitación para forzar el voltaje de campo hasta su valor de techo, y mantener el voltaje terminal en un valor razonable. En efecto, las características más necesarias del regulador de voltaje para enfrentar esta situación son la rapidez y un voltaje de techo elevado. Cuando la falla se libera y la reactancia x se incrementa debido a la desconexión de la línea fallada, se requiere de nuevo una acción rápida del excitador. Estos cambios violentos afectan la capacidad de transmisión de potencia eléctrica, y pueden ser controlados con efectividad por cambios muy del sistema de excitación.

Para perturbaciones de pequeña magnitud, la situación es diferente a las grandes perturbaciones, con requerimientos también diferentes. Considere un sistema multimáquinas con cargas constantes. Si se supone que en un instante determinado la carga en una pequeña cantidad, por ejemplo, la conexión de un motor en un lugar determinado del sistema, las máquinas más próximas eléctricamente a la carga (grupo de control) experimentarán el cambio con mayor efecto que las que se encuentran más retiradas, es posible que para algunas no sea perceptible el cambio de carga (máquinas fuera del grupo de control). El incremento de la cargas provoca un incremento inmediato en la potencia de salida de cada una de las máquinas. Como la potencia mecánica no puede



cambiar bruscamente, los requerimientos de incrementos de potencia se tomarán de la energía almacenada en las máquinas del grupo de control. Entonces se libera la energía magnética almacenada en las máquinas y la energía cinética es utilizada para suministrar los requerimientos de la carga, hasta que el regulador de velocidad actúe para ajustar la potencia de entrada de los generadores. En este período de tiempo los cambios en cada máquina, los voltajes, corrientes y velocidades serán diferentes para cada máquina del grupo de control, debido a las diferentes capacidades, diseños y localizaciones eléctricas respecto a la carga. Cada unidad responde compartiendo el incremento de carga. La magnitud del incremento compartido depende de la capacidad del generador y de la distancia eléctrica al punto donde se conectó el motor. Cada generador tiene una frecuencia natural de oscilación, el rotor de cada máquina oscilará a esta frecuencia hasta que las fuerzas de amortiguamiento hagan cesar tales oscilaciones. Se debe observar que un cambio de carga provoca una respuesta oscilatoria, a su vez el sistema por un tiempo determinado oscila con varias frecuencias. Los cambios inducidos causan sus propias interacciones entre los generadores presentes.

Ante este tipo de perturbaciones, los sistemas de excitación responden de diversas maneras. En los sistemas de excitación antiguos (electromecánicos) existían bandas muertas en el regulador de voltaje y, a menos que el generador se encontrara muy cerca del punto de perturbación, el sistema de excitación permanecía inalterable. Los generadores próximos respondían, aunque lentamente. En los sistemas de excitación modernos los problemas son diferentes. Estos sistemas reconocen inmediatamente el cambio de carga, ya sea detectado un cambio del voltaje terminal, de corriente, o ambos. Cada oscilación del generador hace que el sistema de excitación trate de corregir el voltaje

terminal de acuerdo con la velocidad de los cambios de voltaje. En las oscilaciones del grupo de generadores que reaccionan uno contra el otro, cada acción o reacción está acompañada por un cambio en la excitación.

Para corregir las oscilaciones en el sistema, los sistemas de excitación tienen como desventaja principal la constante de tiempo efectiva del excitador principal de campo, que es relativamente grande (del orden de segundos). Así, desde el instante de detección de una perturbación hasta la reacción total del sistema existe un retraso indeseable. Durante este tiempo de retraso, el estado de las oscilaciones habrá cambiado, causando un nuevo ajuste de la excitación; esto puede llevar a una degradación de la operación estable. Se han observado casos en que un sistema eléctrico es menos oscilatorio con el regulador automático desconectado, que cuando está funcionando.

3.6.1 Funcionamiento dinámico del sistema de excitación.

En esta sección se identifican y definen medidas de funcionamiento que sirven como base para evaluar y especificar el desempeño del sistema de excitación. La figura 3.14 muestra la representación clásica de un sistema de excitación.

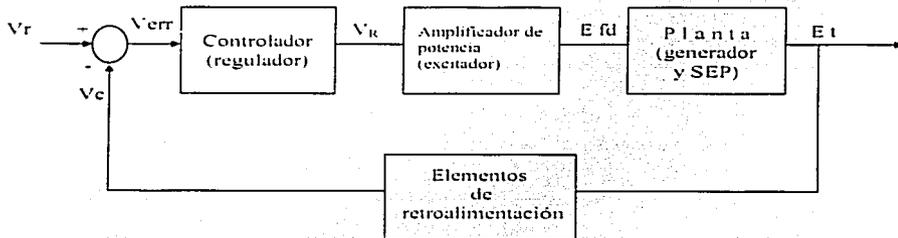


Fig. 3.14 Representación clásica de un sistema de control de excitación

Dada la naturaleza no lineal del sistema, es conveniente clasificar su funcionamiento dinámico en funcionamiento ante grandes y ante pequeñas señales.

a) Medidas del funcionamiento ante grandes señales

El funcionamiento ante grandes señales involucra cambios apreciables en las variables del sistema de control, la magnitud de las cuales es suficientemente grande para requerir la inclusión de las no linealidades.

El propósito de los criterios de funcionamiento ante grandes señales es proporcionar un medio de evaluar el funcionamiento del sistema de excitación para procesos transitorios severos, esto es, procesos transitorios asociados con la estabilidad transitoria del sistema.

Los factores que determinan el funcionamiento de los sistemas de excitación ante grandes señales son los siguientes:

- a.1) Voltaje de techo del sistema de excitación.
- a.2) Corriente de techo del sistema de excitación.
- a.3) Tiempo de respuesta del voltaje del sistema de excitación: el tiempo necesario para que el voltaje de excitación alcance 95% de la diferencia entre el voltaje de techo y el voltaje de campo con carga nominal.
- a.4) Respuesta inicial del sistema de excitación: Un sistema que tenga una acción rápida y una alta respuesta tendrá un tiempo de respuesta de 0.1 segundos o menos.
- a.5) Concepto de la respuesta nominal (razón de respuesta)

La razón de respuesta del sistema de excitación es un criterio útil para evaluar el funcionamiento de los excitadores rotatorios ante grandes cambios. Este criterio también es aplicable a sistema de excitación con rectificador

compuesto, por las condiciones de voltaje terminal reducido e incremento de corriente terminal que existen durante los disturbios del sistema de potencia. Para sistemas de excitación basados en excitadores con rectificador y fuente de potencial, el voltaje de techo y la respuesta en el tiempo del voltaje del sistema de excitación son los parámetros más significativos, y es recomendable utilizarlos como criterio de funcionamiento ante grandes señales, en lugar de la respuesta nominal.

Considere un generador síncrono con un solo circuito en cada eje de rotor y sin saliencia. El diagrama fasorial se muestra en la figura 3.15.

Como los encadenamientos de flujo en los circuitos del rotor y el estator no pueden cambiar instantáneamente, el par eléctrico puede expresarse como:

$$T_e = \frac{E' E_f}{X' + X'_L} \sin \beta \quad (3.5)$$

Sin embargo, las corrientes pueden cambiar instantáneamente y se inducirán corrientes en los circuitos del rotor para balancear las del estator satisfacer el teorema de encadenamientos de flujo constantes. Los encadenamientos de flujo cambian lentamente, en el eje directo están descritos por la reacción:

$$\frac{dE'_{fd}}{dt} = \frac{E_{fd} - E_f}{T'_{do}} \quad (3.6)$$

$$E'_{fd} = \frac{1}{T'_{do}} \left[\int E_{fd} dt - \int E_f dt \right] \quad (3.7)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De la expresión (3.8) se obtiene:

$$\text{Razón de respuesta} = \frac{K}{E_0} = \frac{S}{E_0} \int_0^{t_0} E_{\mu} dt - 4. \quad (3.9)$$

La definición de variables es la siguiente:

- E' : voltaje equivalente detrás de la reactancia transitoria
- E'' : componente de E' debida a la componente de encadenamientos de flujo en el eje directo
- E''_d : componente de E' debido a la componente de encadenamiento de flujo en el eje en cuadratura
- X_{Σ} : reactancia externa entre las terminales de la máquina y la barra infinita
- E_{Σ} : voltaje en la barra infinita
- E_f : voltaje correspondiente a la corriente de campo
- E_{in} : valor inicial del voltaje de campo, suponiendo carga nominal en el generador
- I_f : corriente de armadura
- T'_{do} : constante de tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto
- K : pendiente (volt por segundo) de la línea recta construida para determinar la razón de respuesta
- β : desplazamiento angular entre el voltaje de la barra infinita y el voltaje detrás de la reactancia transitoria

La curva de respuesta voltaje-tiempo del sistema de excitación se muestra con línea sólida en la figura 3.16. La línea recta AC se dibuja de tal manera que el área ACD es igual a l área ABD encerrada por la curva real, OA es el voltaje de campo con carga nominal. La respuesta de voltaje de sistema de excitación está dada por la razón del incremento o decremento del voltaje de salida del sistema de excitación, esto es la pendiente determinada por (CE-AO)/OE en la figura 3.16. Un sistema de excitación que tenga un tiempo de respuesta de 0.1 segundos o menos se considera como un sistema de excitación de alta respuesta. La razón de respuesta de voltaje del sistema de excitación se obtiene como (CE-AO)/(OE)(OA), donde OE se toma como 0.5 segundos, a menos que se especifique de otra manera. El tiempo de 0.5 segundos se elige porque el tiempo durante el cual se aplica la respuesta rápida es de este orden de magnitud. Se selecciona un intervalo de 0.1 segundos como valor práctico para cualquier sistema de acción rápida.

La respuesta nominal del sistema de excitación está dada por;

$$\text{Respuesta nominal} = \frac{CD}{(AO)(OE)} \quad (3.10)$$

Donde OE es igual a 0.5 y AO es el voltaje de campo para carga nominal.

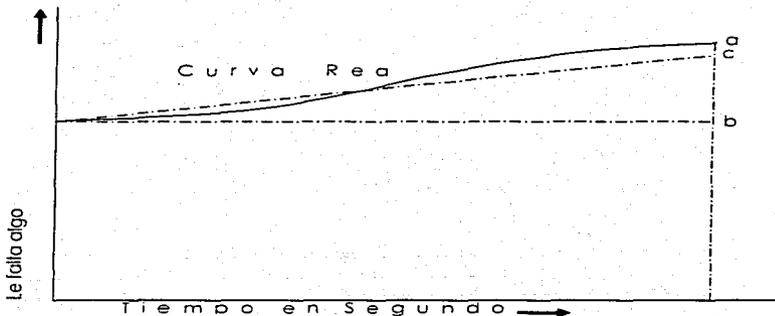


Fig. 3.16 Respuesta nominal

b) Funcionamiento ante señales pequeñas

El funcionamiento ante señales pequeñas de un sistema de control de excitación es la respuesta a señales que son suficientemente pequeñas para que las no linealidades se pueden despreciar y la operación del sistema pueda considerarse lineal. Los datos del comportamiento ante pequeñas señales son medio para determinar o verificar los parámetros del modelo del sistema de excitación.

Dentro del análisis ante pequeñas perturbaciones, se pueden tener índices asociados con la respuesta en el tiempo y en la frecuencia. La figura 3.17 muestra una respuesta transitoria típica de un sistema de control retroalimentado. Las características de interés principal son el tiempo de elevación, el sobrepaso y el tiempo de asentamiento. En la figura 3.18 se muestra la característica típica de respuesta a la frecuencia de un sistema de excitación con la máquina síncrona a circuito abierto. En la figura 3.19 se muestra la respuesta a la frecuencia de un sistema de excitación en lazo cerrado.

Las características de interés principal son la ganancia G en bajas frecuencias, la frecuencia de cruce ω_c , el margen de fase ϕ_m y el margen de ganancia G_m . La respuesta a la frecuencia de lazo cerrado correspondiente se muestra en la figura 3.19. Aquí los parámetros de interés son el ancho de banda ω_n y el valor pico M_p .

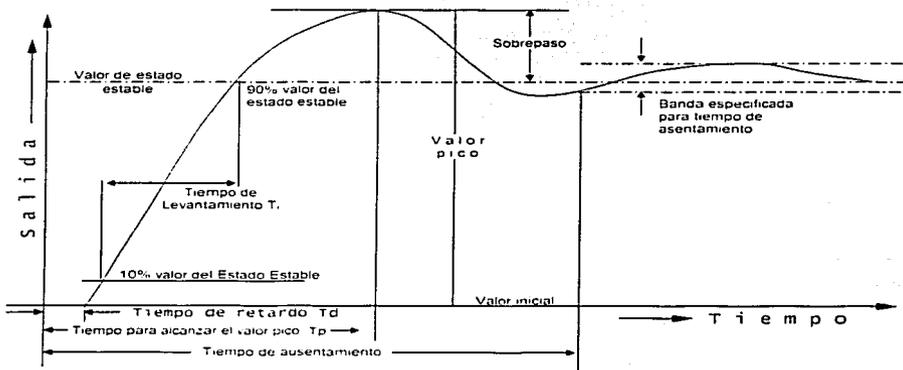


Fig. 3.17 *Respuesta en el tiempo típica a una entrada escalón*

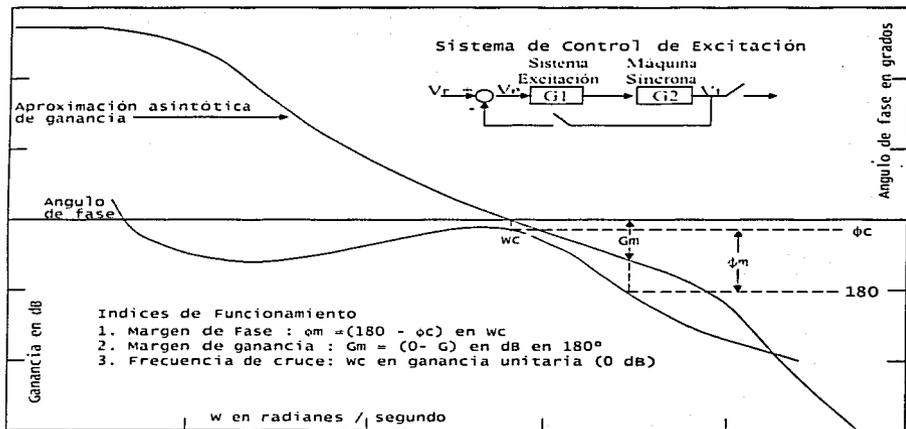


Fig. 3.18 Respuesta a la frecuencia en lazo abierto de un sistema de control de excitación con el generador en circuito abierto

Las características de respuesta a la frecuencia de lazo abierto son útiles para determinar los márgenes de fase y ganancia, que son medidas de la estabilidad de los sistemas.

Con respecto a las características de respuesta a la frecuencia de lazo cerrado, el valor pico M_p de la magnitud también es una medida de la estabilidad relativa. Un valor grande de M_p (>1.6) es indicativo de un sistema oscilatorio que exhibe un sobrepaso grande en su respuesta transitoria.

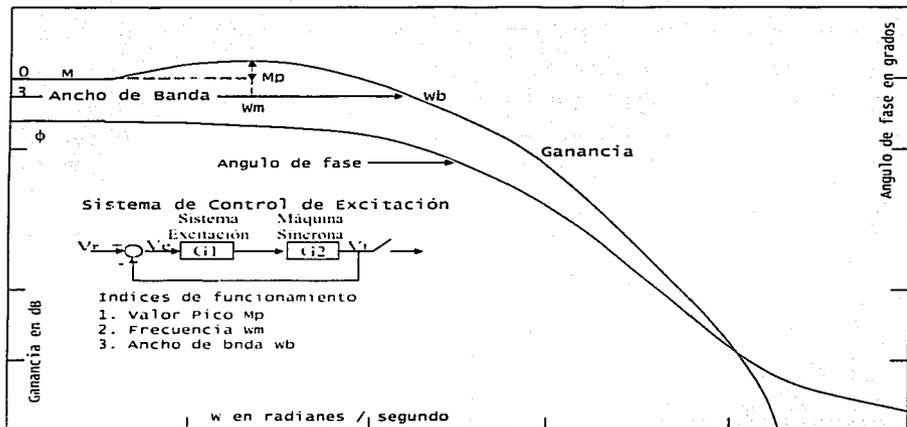


Fig. 3.19 Respuesta a la frecuencia de lazo cerrado típica con el generador en Circuito abierto

El ancho de la banda ω_b es un índice significativo en la respuesta a la frecuencia de lazo cerrado, ya que es indicativo del tiempo de elevación T_r o la velocidad de la respuesta transitoria del sistema.

Cuando más amplio sea el ancho de banda, mayor es el potencial del sistema de excitación para contribuir con amortiguamiento positivo a las oscilaciones del sistema de potencia sobre un intervalo de frecuencias más grande, especialmente si el sistema de excitación está equipado con un estabilizador del sistema de potencia. Por otro lado, cuanto mayor sea el ancho de banda del sistema de excitación, también es mayor su potencial para contribuir con amortiguamiento negativo a frecuencias mayores (< 5 Hz), que incluyen las frecuencias del sistema mecánico torsional del generador.

Valores generalmente aceptados de los principales índices son:

Margen de ganancia $\geq 6dB$

Margen de fase $\geq 40^\circ$

Sobrepaso = 5 - 15 %

Mp = 1.1 - 1.6

No es posible definir intervalos para el tiempo de levantamiento, el tiempo de asentamiento y el ancho de banda. Estos índices son una medida de la velocidad relativa de la acción de control y están principalmente determinados por la dinámica de la máquina síncrona.

Los índices de funcionamiento son aplicables a cualquier sistema de control retroalimentado que tenga un solo lazo de retroalimentación, esto es, una sola variable controlada. En particular, son aplicables a un sistema de control de excitación con la máquina síncrona en vacío.

La figura 3.20 presenta la estructura general de un modelo de sistema de excitación detallado que tiene una correspondencia uno a uno con el equipo físico. Mientras que este modelo tiene la ventaja de tener una relación directa entre los parámetros del modelo y los parámetros físicos, tal detalle no es apropiado para estudios generales del sistema de potencia. Por lo tanto, se emplean técnicas de reducción de modelos para simplificar y obtener un modelo práctico.

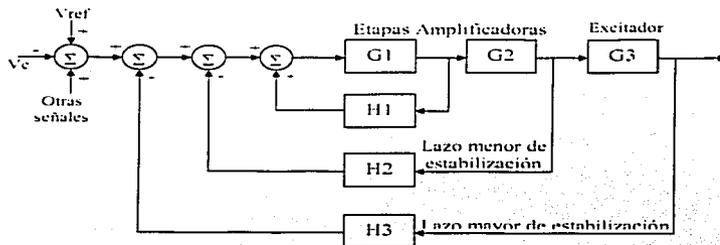


Fig. 3.20 Estructura de un modelo detallado de sistema de excitación.

Los parámetros del modelo reducido se seleccionan de modo que las características de ganancia y fase concuerden con las del modelo detallado sobre un rango de frecuencia de 0 a 3 Hz. Además, se considerarán todas las no linealidades significativas que impactan en la estabilidad del sistema.

La estructura apropiada para el modelo reducido depende del tipo de sistema de excitación. El IEEE ha normalizado 12 modelos en forma de diagramas de bloque para representar una amplia variedad de excitación de uso actual [8]. Por lo tanto, es conveniente que al adquirir un sistema de excitación, el fabricante pueda recomendar el modelo normalizado que mejor se asemeje al sistema físico e indicar los parámetros (ganancias, constantes de tiempo, límites operativos) que mejor se le ajustan.

CAPITULO IV

ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA

Existen dos tipos de oscilaciones que pueden presentar problemas en la operación de los sistemas de potencia. Las *oscilaciones de modo local* ocurren cuando un generador en una central (o grupo de generadores), bajo la acción de un control de excitación oscila, contra el resto del sistema. La frecuencia de oscilación de este modo normalmente está en el rango 1-2 Hz. Los estudios han mostrado que estas oscilaciones tienden a ocurrir cuando existe un enlace de transmisión muy débil (típicamente una reactancia $X_c > 0.5$) entre las unidades generadoras y su centro de carga, o cuando se requiere que las unidades operen con grandes ángulos de carga (típicamente mayor de 70°) entre el voltaje interno del generador y el voltaje de la barra infinita.

Las *oscilaciones interárea* involucran combinaciones de máquinas en una parte del sistema contra máquinas en otra parte del mismo. La frecuencia característica de los modos de oscilación interárea es generalmente de 0.1-0.6 Hz. Los valores de frecuencia del modo local son menores debido a la agregación de inercias y a las reactancias efectivas de los enlaces entre estos sistemas.

Actualmente se reconoce que la acción normal de los sistemas de excitación sobre las unidades generadoras tiene la posibilidad de introducir amortiguamiento negativo en las oscilaciones del sistema, que puede resultar en modos de oscilación no amortiguados. Actualmente hay una aplicación creciente de sistemas de excitación con alta respuesta inicial, tratando de mejorar la estabilidad transitoria mediante cambios rápidos en el voltaje interno, lo cual se puede lograr con cambios rápidos de excitación durante las condiciones de falla. Desafortunadamente, estas acciones tienen un potencial de contribuir con amortiguamiento negativo.

En algunas aplicaciones, es posible ajustar el sistema de excitación para hacerlo menos susceptible de contribuir al amortiguamiento negativo de las oscilaciones. Esto se logra a expensas de la respuesta del sistema de excitación. Afortunadamente, los sistemas de excitación pueden equiparse con controles suplementarios llamados *estabilizadores de sistema de potencia* (figura 4.1) que permiten no solo cancelar el efecto de no amortiguamiento, sino también se

pueden sintonizar para incrementar dicho amortiguamiento. Un estabilizador de sistema de potencia aplicado apropiadamente pueden proporcionar un cambio significativo de amortiguamiento y permitir una operación estable de la unidad más allá del límite de estabilidad en estado estable.

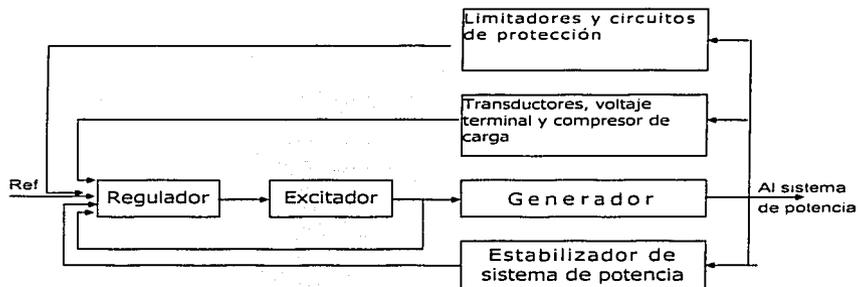


Fig. 4.1 Diagrama de bloques básico de un sistema de excitación que muestra la consideración del estabilizador de sistema de potencia.

Un estabilizador del sistema de potencia es un elemento o grupo de elementos que proporcionan una entrada adicional al sistema de excitación para mejorar la dinámica del sistema de potencia. La función del estabilizador de sistemas de potencia (ESP) es mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. Esto se logra modulando la excitación del generador para desarrollar una componente del par eléctrico en fase con las desviaciones de la velocidad del rotor. El estabilizador del sistema de potencia deberá compensar el atraso de fase del sistema bajo control. La compensación de fase generalmente se logra mediante funciones de adelanto-atraso, que proporcionan la compensación requerida en el intervalo de frecuencia de interés. Los estabilizadores de sistemas de potencia se aplican para resolver los problemas de oscilación locales e interárea.

La función de transferencia de un estabilizador de potencia típico se muestra en la figura 4.2. La tabla 4.1 presenta intervalos de diseño típico para parámetros de estabilizadores de potencia.

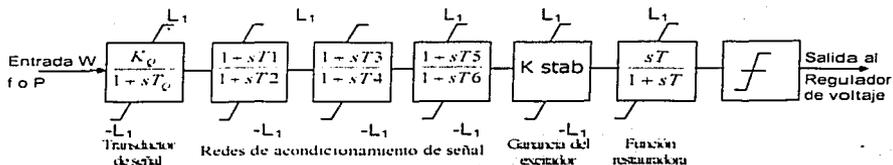


Fig. 4.2 Función de transferencia de un estabilizador de sistemas de potencia típico

Tabla 4.1

Intervalos típicos de valores de parámetros de diseño para estabilizadores de sistemas de potencia con entrada de frecuencia o velocidad

Símbolo	Intervalo	Parámetro
K_q	-	Ganancia del transductor
T_q	0 a 0.04 s	Constante de tiempo de transductor
T	0.5 a 50 s	Constante de tiempo del restaurador
T_1, T_3, T_5	0.1 a 2.0 s	Constantes de tiempo de Adelanto
T_2, T_4, T_6	0.002 a 0.20 s	Constantes de tiempo de atraso
K_{stab}	0.10 A 100 pu	Ganancia del estabilizador
L_1	0.10 a 0.25 pu	Límites del intervalo dinámico de la señal

Para lograr una mejor contribución al amortiguamiento del sistema, la ganancia K_{STAB} debe ajustarse dentro de las restricciones impuestas por la

estabilidad del lazo de control. La ganancia K_O del transductor de señal depende del diseño del transductor y de la naturaleza de las señales de entrada. Al modelar estabilizadores de sistemas de potencia para estudios de estabilidad, la representación de K_O permite que K_{STAB} se consistentemente expresada en términos de $\Delta V_t/\Delta \omega$ en por unidad, independientemente de si la entrada al estabilizador es realmente ω o alguna otra variable, tal como f ó Δp .

4.1 Tipos alternativos de estabilizador de sistemas de potencia

Entre las señales comunes de entrada al ESP esta la flecha, la integral de la potencia y la frecuencia terminal.

a) *Estabilizador basado en la señal de velocidad de la flecha (delta-omega):*

Este tipo de estabilizador ha sido utilizado en unidades hidráulicas desde los años 60s. Entre las consideraciones importantes en el diseño de equipo para la medición de la desviación de la velocidad, está la minimización del ruido. El nivel permisible de ruido depende de la frecuencia. Para frecuencias de ruido debajo de 5 Hz, el nivel deberá ser menor al 0.02% ya que pueden producirse cambios significativos en el voltaje terminal por cambios de baja frecuencia en el voltaje de campo. Son típicos los movimientos laterales de la flecha en puntos cercanos a los rodamientos guía del generador. Tal ruido de baja frecuencia no puede removerse por filtros convencionales; su eliminación debe ser inherente al método de medir la señal de velocidad.

La aplicación de estabilizadores basados en la velocidad de la flecha de unidades térmicas requiere una consideración cuidadosa de los efectos sobre las oscilaciones torsionales. El estabilizador, mientras amortigua las oscilaciones del rotor, puede causar inestabilidad de los modos torsionales. Un enfoque usado para manejar el problema es sensar la velocidad en un punto sobre la flecha cerca de los nodos con los modos torsionales críticos. Además, se usa un filtro electrónico en la trayectoria de estabilización para atenuar las componentes torsionales.

Aunque se han usado estabilizadores basados en la medición directa de la velocidad de la flecha en unidades térmicas, este tipo de estabilizador tiene varias limitaciones. La desventaja principal es la necesidad de usar un filtro. Al atenuar las componentes torsionales de la señal de estabilización, el filtro también introduce un atraso de fase a frecuencias bajas. Además, el

estabilizador tiene que ser diseñado a la medida de cada tipo de unidad generadora. Dependiendo de sus características torsionales. El estabilizador delta-P-omega que se describe enseguida fue desarrollado para sobrellevar estas limitaciones.

b) Estabilizador delta-P-omega:

El principio de este estabilizador se ilustra mediante la siguiente ecuación que muestra cómo se puede derivar la desviación de la velocidad del rotor en función de la potencia acelerante:

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{M} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad 4.1$$

donde

- M: constante de inercia 2H
- ΔP_m : cambio en potencia mecánica de entrada
- ΔP_e : cambio en potencia eléctrica de salida
- $\Delta\omega_{eq}$: desviación de la velocidad

El objetivo es derivar la señal de velocidad equivalente $\Delta\omega_{eq}$ de modo que no contenga frecuencias de modos torsionales. Estos son inherentes atenuados en la integral de la señal ΔP_e . El problema es medir la integral de ΔP_m libre de modos torsionales. En muchas aplicaciones esta componente se desprecia. Esto es satisfactorio, excepto cuando cambia la carga en la unidad. Bajo tales condiciones, se produce una salida del estabilizador con error si sólo se usa ΔP_e como la señal de estabilización. Esto a su vez resulta en oscilaciones transitorias del voltaje y potencia reactiva.

La integral de la potencia mecánica se relaciona con la velocidad de la flecha y la potencia eléctrica como sigue:

$$\int \Delta P_m dt = M\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad (4.2)$$

El estabilizador delta-P-omega hace uso de esa relación para simular una señal proporcional a la integral del cambio en potencia mecánica, mediante la agregación de señales proporcionales al cambio en la velocidad de la flecha y

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

la integral del cambio en la potencia eléctrica. Como los cambios en la potencia mecánica son relativamente lentos, la integral derivada de la señal de potencia mecánica puede condicionarse con un simple filtro pasa-bajo para remover las frecuencias torsionales.

La función de transferencia total para derivar la señal de la desviación de la velocidad del rotor equivalente a partir de la velocidad de la flecha y las mediciones de potencia eléctrica está dada por:

$$\Delta\omega_{eq}(s) = \frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + G(s) \left[\frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + \Delta\omega(s) \right] \quad (4.3)$$

donde $G(s)$ es la función de transferencia del filtro torsional, Figura 4.3.

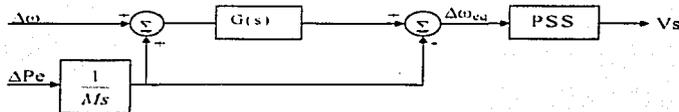


Fig. 4.3 Diagrama de bloque de la realización del estabilizador delta-P-omega

El estabilizador delta-P-omega tiene dos principales ventajas sobre el estabilizador delta-P-omega:

1. La señal ΔP_e tiene un alto grado de atenuación torsional, y por lo tanto no es necesario un filtro torsional en la trayectoria principal de estabilización. Esto permite utilizar una mayor ganancia en el estabilizador, lo que resulta en un mejor amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.

2.- Puede usarse un arreglo sensor de velocidad con un simple filtro torsional y la potencia eléctrica, para derivar la señal de potencia mecánica. Esto permite el uso de un diseño standard para todas las unidades.

b) *Estabilizador basado en frecuencia*

Normalmente, la señal de la frecuencia terminal puede usarse directamente como la señal de entrada al estabilizador. Como en el caso de los estabilizadores basados en velocidad, debe tenerse cuidado para filtrar los modos torsionales en unidades térmicas.

La sensibilidad de la señal de frecuencia con las oscilaciones del rotor se incrementa cuando el sistema de transmisión externo es más débil. Por lo tanto, la ganancia del estabilizador basado en frecuencia puede ajustarse para obtener el mejor funcionamiento posible bajo las condiciones de un sistema de transmisión débil, donde mayormente se requiere la contribución del estabilizador.

La señal de frecuencia es más sensitiva a los modos de oscilación entre áreas que a los modos que involucren unidades individuales, incluyendo aquellos entre unidades de la misma planta. Así parece posible obtener mayores contribuciones al amortiguamiento para modos interárea, que la que se obtendría con señal de velocidad.

Sin embargo, el estabilizador basado en frecuencias presenta de varios inconvenientes:

1. Durante un transitorio rápido, la señal de frecuencia terminal experimentará un cambio de fase súbito. Esto resulta en un pico en el voltaje de campo que se refleja en las cantidades de salida del generador.
2. A menudo la frecuencia contiene ruido proveniente del sistema de potencia, causado por grandes cargas industriales, tales como hornos de arco.
3. Se requiere filtrado torsional. Por lo tanto, un estabilizador basado en frecuencia tiene las limitaciones del estabilizador delta-P-omega.

El valor de las constantes usadas para el estabilizador del sistema de potencia siempre dependerá de la localización de la unidad generadora en el contexto del sistema, de las características dinámicas del sistema y de las de la unidad. Es importante que se defina el tipo de retroalimentación que tendrá el estabilizador del sistema de potencia (velocidad, potencia acelerante, frecuencia) ya que de esto depende equipo adicional. Así mismo, en general se pueden utilizar los valores de constantes de tiempo y ganancias de acuerdo a la Tabla 4.1.

CAPITULO V

SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

En un sistema eléctrico de potencia compuesto por centrales de generadores y cargas se pueden distinguir las siguientes variaciones de la frecuencia:

a) *rápidas y medias*, que transcurren durante el proceso transitorio y están relacionadas con la variación de velocidad en los generadores, debidas principalmente a los desbalances de los pares eléctricos y mecánicos en los ejes de generadores;

b) *relativamente lentas*, típicas para todo el sistema, que se determinan por la inercia equivalente de todas las máquinas del sistema y por la acción de los reguladores automáticos de velocidad.

Variaciones rápidas. Al hacer balance de pares en el eje de cada generador del sistema eléctrico de potencia y al girar el rotor de cada generador a una velocidad nominal, todas las f.e.m, voltajes y corrientes varían con una frecuencia nominal f_0 .

Sin embargo, durante el funcionamiento del sistema aparecen desbalances entre las variaciones de la potencia consumida por la carga y la potencia mecánica entregada a los generadores; aparece un desbalance en el par $\Delta M_A = M_{m,0} - M_{e,0}$ en el eje de cada generador, un cambio de velocidad $\Delta \omega = \omega_k - \omega_0$ y por consiguiente, en la frecuencia nodal $\Delta f_k = f_k - f_0$.

En esta primera etapa del proceso transitorio electromecánico aun no actúan los reguladores de velocidad. La distribución de la carga adicional que aparece como consecuencia de la perturbación, tiene lugar, en el primer momento, de acuerdo con las f.e.m. y el alejamiento relativo del generador con respecto al sitio de la perturbación. Luego los generadores comienzan a frenarse de acuerdo con los valores del incremento de la potencia y la inercia de las unidades, al mismo tiempo las máquinas que obtuvieron el mayor incremento relativo se desaceleran de manera más intensa, lo cual conlleva al aumento de los ángulos relativos y la redistribución de la carga adicional entre las centrales. En esta primera etapa del proceso es en la que se determina por lo general la estabilidad o inestabilidad del sistema. Los reguladores que actúan sobre el

primotor aquí no tienen gran impacto, a no ser que estén provistos de dispositivos especiales rápidos.

Variaciones lentas. Al alcanzar la frecuencia un valor fuera de los límites de la zona de insensibilidad de los reguladores de la velocidad, estos últimos entran en acción, redistribuyendo la carga adicional de acuerdo a las características de regulación (estatismo) de los reguladores. En dependencia de la perturbación, los reguladores comienzan a funcionar pasados 0.3-2 segundos después del cambio de potencia.

En la siguiente etapa del proceso ejercen influencia los reguladores secundarios de velocidad, que son de acción lenta, variando los ajustes de los reguladores primarios de una o un grupo de centrales reguladoras de la frecuencia. Como resultado, se contrarresta el desbalance de la potencia en el sistema y cuando hay reserva de potencia suficiente, la frecuencia se restablece a su valor nominal.

Así, los sistemas de gobernación del primotor proporciona un medio de control de la potencia y la frecuencia, función que se denomina control carga-frecuencia o control automático de generación (CAG). La figura 5.1 representa la relación entre los elementos básicos asociados con el sistema de regulación de velocidad.

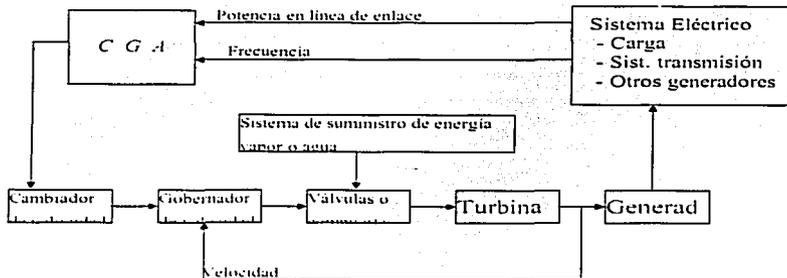


Fig. 5.1 Diagrama esquemático del sistema de regulación de velocidad

5.1 REGULACION DE VELOCIDAD DE TURBINAS HIDRÁULICAS

Las turbinas hidráulicas son de dos tipos básicos: *turbinas de impulso* y *turbinas de reacción*.

La turbina de impulso (también conocida como Pelton) se utiliza para grandes alturas de caída de agua – 300 metros o más. La totalidad de la caída de presión ocurre en boquillas estacionarias que convierten la energía potencia en energía cinética. El chorro de agua a alta velocidad se dirige hacia álabes en forma de cuchara, el cambio en el momento proporciona el par que impulsa al rotor, siendo enteramente cinética la energía suministrada.

En una *turbina* de reacción, la presión dentro de la turbina está por encima de la atmosférica; la energía es suministrada por el agua en forma cinética y potencia. El agua primero pasa por una cubierta espiral a través de paletas estacionarias que sirven como guías y de compuertas alrededor de su periferia total. Las compuertas controlan el flujo de agua. Hay dos subcategorías de turbinas de reacción: Francis y Kaplan.

El funcionamiento de una turbina hidráulica está influenciado por las características de la columna de agua que la alimenta; estas incluyen los efectos de la inercia del agua, la compresibilidad del agua, y la elasticidad de la pared de la tubería de carga. El efecto de la inercia del agua es provocar cambios en el flujo de la turbina que retrasan los cambios en la apertura de compuertas. El efecto de la elasticidad es causar ondas viajeras de presión y flujo en la tubería.

El modelado preciso de las turbinas hidráulicas requiere la modelación de reflexiones, del tipo de ondas viajeras en líneas de transmisión, que ocurren en la tubería que porta un fluido compresible. Típicamente, la velocidad de propagación de tales ondas viajeras es alrededor de 1200 metros por segundo. Por tanto, el modelo de onda viajera será necesario sólo si las tuberías de carga son largas.

La representación de la turbina hidráulica y la columna de agua en estudios de estabilidad considera las siguientes suposiciones:

- a) La resistencia hidráulica es despreciable.
- b) La tubería de carga es inelástica y el agua es incompresible.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- c) La velocidad del agua varía directamente con la apertura de la compuerta y con la raíz cuadrada de la altura neta.
- d) La potencia de salida de la turbina es proporcional al producto de la altura por el volumen.

Los elementos esenciales de la planta hidráulica se presentan en la figura 5.1. La función de transferencia en (5.1) representa la función de transferencia típica de una turbina hidráulica:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s} \quad (5.1)$$

La ecuación permite evaluar el cambio en la potencia de la turbina en respuesta a un cambio en la apertura de la compuerta, para una turbina ideal sin pérdidas. ΔP_m es el cambio en la potencia mecánica; ΔG es el cambio en la posición de la compuerta; T_w es el *constante de tiempo del agua*, y representa el tiempo requerido por una altura H_0 para acelerar el agua en la tubería de carga del reposo a la velocidad U_0 . T_w a plena carga varía entre 0.5-4.0 s.

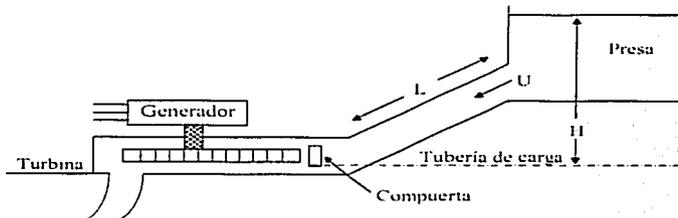


Fig. 5.2 Diagrama esquemático de una planta hidráulica

5.1.1. Características especiales de la turbina hidráulica

La función de transferencia (5.1) representa un sistema de fase no-minima ya que contiene ceros en el semiplano derecho de s . Para un cambio escalón en G , del teorema de valor inicial se obtiene:

$$\Delta P_m(0) = \lim_{s \rightarrow \infty} s \cdot \frac{1 - T_w s}{s(1 + 0.5T_w s)} = -2.0 \quad (5.2)$$

Del teorema del valor final se obtiene:

$$\Delta P_m(\infty) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \frac{1 - T_w s}{s(1 + 0.5T_w s)} = 1.0 \quad (5.3)$$

La respuesta completa está dada por:

$$\Delta P_m(t) = \left[1 - 3e^{-\frac{2}{T_w}t} \right] \Delta G \quad (5.4)$$

Las ecuaciones (6.2-6.4) muestran que inmediatamente después de un incremento unitario en la posición de la compuerta, la potencia mecánica decrece 2.0 pu, para luego incrementar exponencialmente su valor con una constante de tiempo de $T_w/2$ a un valor de estado estable de 1.0 pu por encima del valor de la condición inicial. Se observa que la respuesta de la potencia inicial es opuesta a la dirección del cambio en la posición de la compuerta. Esto se debe a que cuando la compuerta se abre súbitamente, el flujo no cambia inmediatamente debido a la inercia del agua; el resultado es una reducción de la presión en la turbina que causa que la potencia decrezca. Con una respuesta determinada por T_w , el agua se acelera hasta que el flujo alcanza el nuevo valor estable, que establece la nueva salida de potencia. La ecuación (5.5) representa la función de transferencia clásica de una turbina hidráulica.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (5.5)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La función de transferencia de una turbina no ideal puede obtenerse considerando las siguientes expresiones generales para los valores incrementales de la velocidad del agua (flujo) y la potencia de la turbina:

$$\begin{aligned} \Delta U &= a_{11}\Delta H + a_{13}\Delta G \\ \Delta P_m &= a_{21}\Delta H + a_{23}\Delta G \end{aligned} \quad (5.6)$$

Los coeficientes a_{11} y a_{13} son las derivadas parciales del flujo con respecto a la altura y apertura de la compuerta, y los coeficientes a_{21} y a_{23} son las derivadas parciales de la potencia de salida de la turbina respecto a la altura y apertura de la compuerta. Así, se puede calcular:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = a_{23} \frac{1 + (a_{11} - a_{13}a_{21} - a_{23})T_u s}{1 + a_{11}T_u s} \quad (5.7)$$

Los coeficientes a varían considerablemente de un tipo de turbina a otro. Para una turbina ideal tipo Francis sin pérdidas:

$$a_{11} = 0.5 \quad a_{13} = 1.0 \quad a_{21} = 1.5 \quad a_{23} = 1.0$$

La figura 5.3 representa un modelo más apropiado para simulaciones ante grandes señales en el dominio del tiempo; la ganancia en la turbina se representa por A_1 .

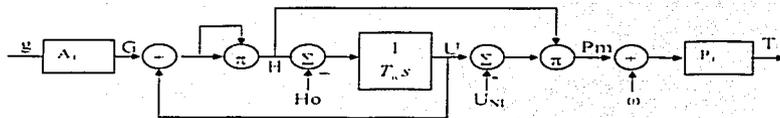


Fig. 5.3 Modelo de turbina hidráulica, válido para grandes variaciones de la señal de entrada

La apertura ideal de la compuerta se relaciona con la apertura real mediante:

$$G = A_i g \quad (5.8)$$

donde H es la altura hidráulica en la compuerta; U es la velocidad del agua; U_{NL} representa la velocidad del agua en condiciones de vacío; ω es la velocidad angular; P_i es la capacidad de la turbina en pu.

5.1.2 Gobernadores para turbinas hidráulicas

La función básica de un gobernador es controlar la velocidad y/o la carga del sistema turbina-generator. La función de control velocidad-carga involucra la retroalimentación del error de velocidad para controlar la posición de la compuerta. Para asegurar una operación satisfactoria y estable de varias unidades en paralelo, el gobernador de velocidad está provisto de una característica de regulación. El propósito de esta característica es asegurar una repartición adecuada de carga entre las unidades generadoras. Típicamente, en estado estable la característica se calibra alrededor del 5%, de modo que una desviación de velocidad de 5% provoca un cambio del 100% en la posición de la compuerta o la salida de potencia; esto corresponde a una ganancia de 20. Sin embargo, para una turbina hidráulica un regulador con una característica simple de regulación de estado estable no sería satisfactorio. Como se comentó, las turbinas hidráulicas tienen una respuesta peculiar debido a la inercia del agua, donde un cambio en la posición de la compuerta produce un cambio inicial opuesto en la potencia de la turbina. Para tener un funcionamiento estable del control, se requiere una característica de regulación transitoria grande (temporal) con un tiempo de restablecimiento largo. (Figura 5.4).

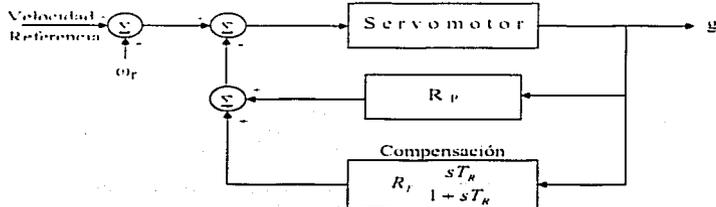


Fig. 5.4 *Compensación transitoria en una turbina hidráulica*

La compensación retarda o limita el movimiento de la compuerta hasta que el flujo de agua y la salida de potencia tengan tiempo de establecerse. El resultado es un gobernador que exhibe una característica con baja ganancia para desviaciones de velocidad rápidas, y la característica normal con alta ganancia en estado estable.

Una representación en diagrama de bloques del sistema de gobernación, apropiada para estudios de estabilidad del sistema, se muestra en la figura 5.5.

Este diagrama junto con el mostrado en la figura 5.3, proporcionan un modelo completo de la turbina hidráulica y el sistema de gobernación de velocidad.

5.13 Sintonización del sistema de gobernación

Existen dos consideración importantes en la selección de los ajustes del gobernador:

- a) operación estable durante condiciones de operación aislada;
- b) velocidad de respuesta aceptable para diferentes condiciones de carga.

Para la operación estable en condiciones aisladas, una elección apropiada de la característica transitoria R_T y el tiempo de restablecimiento T_R se relacionan con la constante de tiempo del agua T_w y la constante de tiempo mecánica $T_m = 2H$ como sigue:

$$R_T = [2.3 - (T_w - 1.0)0.15] \frac{T_m}{T_w}$$

$$T_R = [5.0 - (T_w - 1.0)0.5] T_w \quad (5.9)$$

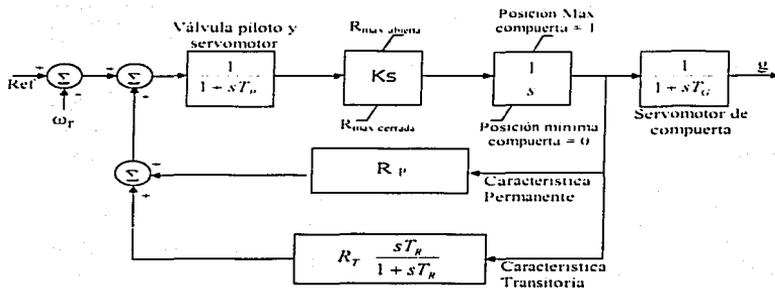


Fig. 5.5 Modelo simplificado del gobernador de una turbina hidráulica

Además, la ganancia del servosistema K , debe calibrarse tan grande como sea posible. Estos ajustes aseguran un buen funcionamiento estable cuando la unidad está suministrando plena carga a un sistema aislado. Para condiciones de carga durante la operación interconectada, los ajustes anteriores resultan en una respuesta muy lenta. Este conflicto requiere un compromiso en el ajuste del sistema de gobernación.

5.14. Gobernador PID

Algunos gobernadores electrohidráulicos están provistos de controladores de acción proporcional-integral-derivativa (PID), figura 5.6).

La acción derivativa es adecuada para la operación aislada, particularmente para plantas con constantes de tiempo del agua grandes ($T_w = 3$ s o más). Valores típicos son $K_p = 3.0$, $K_i = 0.7$ y $K_d = 0.5$. Sin embargo, el uso de alta ganancia derivativa o el incremento en la ganancia transitoria resultará en

oscilaciones excesivas, y posiblemente en inestabilidad, cuando la unidad generadora esté fuertemente conectada a un sistema. Por tanto, la ganancia derivativa se coloca en cero (control PI); la función de transferencia del gobernador es equivalente a la del gobernador mecánico-hidráulico antes mencionado.

5.2 REGULACION DE VELOCIDAD DE TURBINAS DE VAPOR

Una turbina de vapor convierte la energía almacenada en el vapor de alta presión y alta temperatura en energía rotatoria, que a su vez se convierte en energía eléctrica en el generador.

Las turbinas de vapor pueden incluir dos o más secciones o cilindros acoplados en serie. Una turbina con secciones múltiples puede ser de tipos tandem-compound o cross-compound. En una turbina tandem-compound, las secciones están todas sobre una flecha, con un solo generador. En contraste, el tipo de turbina cross-compound consta de dos flechas, cada una conectada a un generador: sin embargo, está diseñada y operada como una sola unidad con un conjunto de controles. La mayoría de las turbinas utilizadas son del tipo tandem-compound.

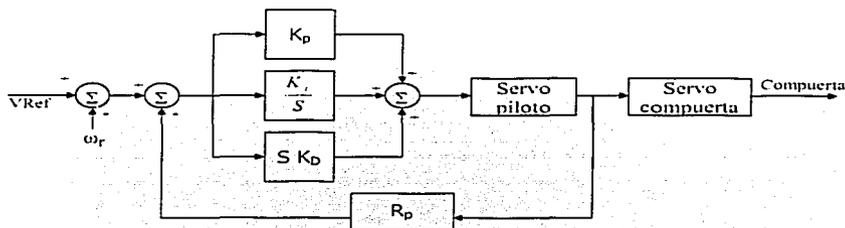


Fig. 5.6 Modelo de gobernador tipo PID

Las turbinas de vapor pueden tener secciones de alta presión (AP), presión intermedia (PI); y pueden ser del tipo *recalentado* o *no-recalentado*. El recalentamiento mejora la eficiencia del proceso de conversión de energía.

Algunas unidades no tienen sección intermedia ni recalentador, en cuyo caso el vapor pasa directamente a la sección BP. Por otro lado, algunas unidades tienen dos secciones de recalentamiento.

Las turbinas de vapor para unidades nucleares o de combustibles fósiles están equipadas con cuatro conjuntos de válvulas: válvulas principales de entrada (MSV) válvulas de control (CV), válvulas de paro del recalentador (RSV) y válvulas interceptoras (IV). Las válvulas de paro son válvulas de disparo de emergencia y no se usan normalmente para control de velocidad y carga. Las válvulas de control de entrada principal (gobernador) modulan el flujo de vapor a través de la turbina durante la operación normal. La figura 5.7 muestra el modelo para turbina de vapor tandem-compound con un solo recalentador.

El vapor entra a la sección AP a través de la válvula de control. El gabinete para las válvulas de control se denomina *caja de vapor*. La respuesta del flujo de vapor a un cambio en la apertura de la válvula de vapor exhibe una constante de tiempo T_{CH} debido al tiempo de carga de la caja de vapor y la tubería de entrada a la sección AP. Esta constante de tiempo es del orden de 0.2-0.3 s.

La válvula interceptora se usa normalmente sólo para un control de potencia mecánica en el caso de una sobrevelocidad. Es muy efectiva para este propósito, ya que está conectada directamente al recalentador y controla el flujo de vapor a las secciones PI y BP, que generan cerca del 70% de la potencia total de la turbina.

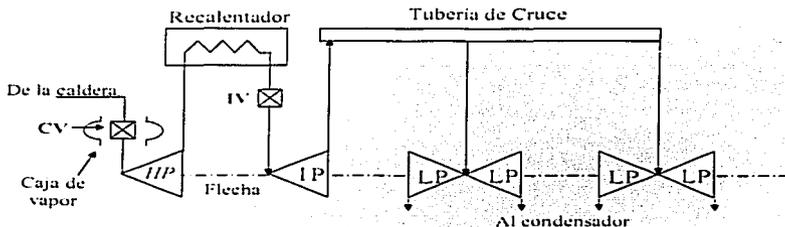


Fig.5.7 Representación esquemática de una turbina tandem-compound con un recalentador

El flujo de vapor en las secciones PI y BP puede cambiar sólo con el aumento de presión en el recalentador. El recalentador mantiene una cantidad sustancial de vapor y la constante de tiempo T_{RH} asociada está en el intervalo de 5-10 s. El flujo de vapor hacia las secciones BP experimenta un retraso adicional con una constante de tiempo T_{∞} asociada con la tubería de cruce; esta es del orden de 0.5 s.

Valores típicos de parámetros del modelo mostrada son:

$$\begin{array}{lll} F_{HP} = 0.3 & F_{IP} = 0.3 & F_{LP} = 0.4 \\ T_{CH} = 0.3 \text{ s} & T_{RH} = 7.0 \text{ s} & T_{\infty} = 0.5 \text{ s} \end{array}$$

La constante de tiempo más significativa para controlar el flujo de vapor y la potencia de la turbina está asociada con el recalentador. Por tanto, las respuestas de las turbinas con recalentador son más lentas que las turbinas sin recalentador. Una función de transferencia simplificada que relaciona incrementos del par mecánico (ΔT_m) con la posición de la válvula de control (ΔV_{cv}) puede escribirse como:

$$\frac{\Delta T_m}{\Delta V_{cv}} = \frac{1 + sF_{HP}T_{RH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (5.10)$$

Para esto, se han asumido que T_{∞} es despreciable respecto a T_{RH} . Además, la característica de la válvula de control se supone lineal.

La respuesta de una turbina de vapor no presenta la peculiaridad de las turbinas hidráulicas debido a la inercia del agua. Los requerimientos de gobernanza de las turbinas de vapor, en este aspecto, son más directos; no hay necesidad de compensación en la característica de regulación.

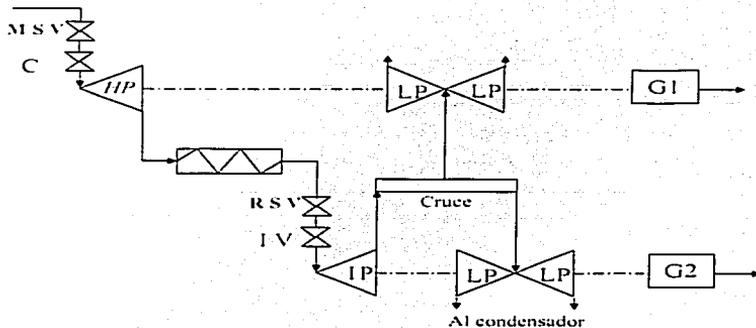
5.2.1 Modelo general.

Una estructura del modelo general aplicable a todas las configuraciones de turbina de vapor típicas se muestra en la figura 5.8. Despreciando las constantes de tiempo apropiadas y considerando cero algunas

de las fracciones de potencia, este modelo puede usarse para representar cualquiera de las configuraciones de turbina de vapor.

La constante de tiempo T_1 se debe al volumen de la entrada principal y la caja de vapor. Las constantes de tiempo T_2 y T_3 tienen en cuenta los retardos en el recalentador. Para una turbina con un solo recalentador, T_2 se desprecia y K_2 y K_3 tienen valor cero. Por ejemplo, una turbina cross-compound con un recalentador puede representarse considerando los siguientes parámetros:

$$\begin{array}{llll}
 K_1 = F_{HP} & K_2 = 0 & K_3 = 0 & K_4 = 0 \quad K_5 = F_{IP} \\
 K_6 = F_{LP1} & K_7 = 0 & K_8 = 0 & K_9 = F_{LP2} \\
 T_1 = T_{CH} & T_3 = T_{RH} & T_4 = T_{CO1} & T_5 = T_{CO2} \\
 T_2 \text{ se desprecia} & & &
 \end{array}$$



(a) Turbina tandem-compound

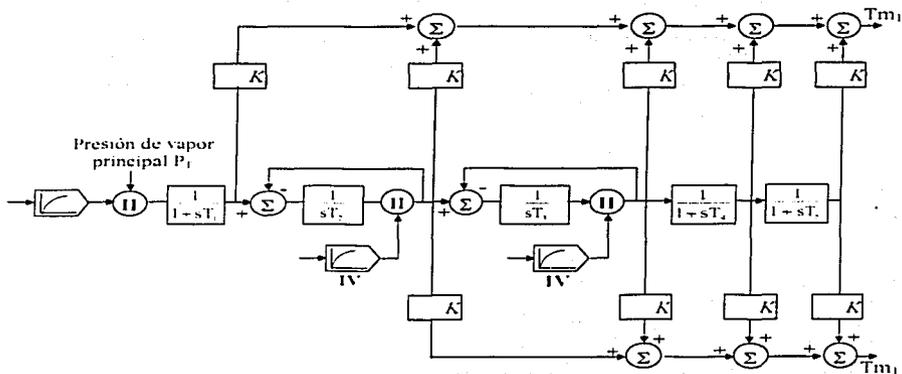


Fig. 5.8 (b) Modelo general de turbina tandem-compound

5.2.2 Controles de la turbina

Los sistemas de gobernación para turbinas de vapor tienen tres funciones básicas: control normal velocidad/carga, control de sobrevelocidad y disparo por sobrevelocidad. Además, los controles de turbina incluyen otras funciones, tales como el control de arranque/paro y el control de presión auxiliar.

La función de control *velocidad/carga* es similar a la de las unidades hidráulicas. Es un requisito fundamental para cualquier generadora. En el caso de turbinas de vapor, se logra a través de control de las válvulas CV. La función de control de la velocidad confiere al gobernador una característica de regulación en estado estable de 4-5%. La función del control de la carga se logra ajustando la referencia velocidad carga. El efecto neto de este control es ajustar la posición de las CV para controlar la admisión de vapor a la turbina.

El *control de sobrevelocidad y los requisitos de protección* son peculiares de las turbinas de vapor y son de importancia crítica para su operación segura. La integridad de la turbina depende de la habilidad de los controles de turbina para limitar la velocidad del rotor, después de una reducción de carga

eléctrica, debajo de la velocidad de diseño (12%). Las turbinas de vapor del tipo recalentador tienen dos sistemas de válvulas separados que pueden usarse para controlar el vapor suministrado a la turbina, un sistema involucra las CV y el otro involucra las IV.

El *control de sobrevelocidad* es la primera línea de defensa contra velocidad excesiva. Su función es limitar la sobrevelocidad que ocurre en un rechazo de carga parcial o total y regresar la turbina a una condición de esta estable tal que quede lista para retomar carga. El objetivo es evitar un disparo por sobrevelocidad después de un rechazo de carga. Típicamente, el disparo por sobrevelocidad se ajusta a 110-115% de la velocidad nominal; el control de sobrevelocidad trata de limitar la sobrevelocidad alrededor de 0.5-1% abajo del nivel de disparo. El control involucra la acción rápida de las CV e IV. El uso de las IV. El uso de las IV es muy efectivo, ya que ellas controlan el flujo de vapor a las secciones IP y LP de la turbina, que juntas desarrollan 60-80% de la potencia total de la turbina. Debido a la gran cantidad de vapor almacenado en el recalentador, el sólo cierre de las CV no sería efectivo para limitar la sobrevelocidad.

El *disparo de emergencia* es una protección de respaldo en el caso de fallas del control normal y de sobrevelocidad. El disparo de sobrevelocidad se diseña para ser independiente del control de sobrevelocidad. La función de disparo además de cerrar rápido las válvulas principal y de recalentamiento, dispara la caldera.

Las características de las válvulas de vapor son no lineales. Por tanto, a menudo se usa una compensación para linealizar la respuesta del flujo de vapor con respecto a la señal de control. Las siguientes son formas alternativas de compensación:

- Una compensación serie de lazo directo que incluye una función del generador que tiene una característica recíproca a la de la válvula de vapor.
- Una compensación de retroalimentación en un lazo menor que incluye una función del generador con una característica similar a la de la válvula.
- Una compensación de retroalimentación en el lazo mayor en la forma de una retroalimentación alrededor de la válvula de vapor.

Los sistemas usados para las funciones de control de la turbina y otras funciones auxiliares han evolucionado continuamente. Los diseños de

governadores de turbina más antiguos disponían de un control mecánico-hidráulico. El control electrohidráulico se introdujo en los años 60, y su uso a sido creciente. La mayoría de los gobernadores son actuales electrohidráulicos o digital-electrohidráulicos.

5.2.3 Modelo del control mecánico-hidráulico de gobernadores

Para estudios que involucren desviaciones pequeñas en la velocidad (frecuencia), sólo se considera la regulación de velocidad normal o el control de velocidad primario. Tales estudios incluyen estudios de estabilidad transitoria y de pequeñas señales. Para la regulación de velocidad normal, es práctica común usar las CV con control proporcional sobre el error de velocidad (figura 5.9).

Como una aproximación, la característica de la válvula puede suponerse perfectamente compensada, y las no linealidades de la válvula y la leva pueden despreciarse. Valores típicos de los parámetros son:

$K_G = 20$ (5% regulación)	$T_{SR} = 0.1$ s	$T_{SM} = 0.3$ s
Límites de relación:	$L_{C1} = 0.1$ pu/s (apertura)	$L_{C2} = -1.0$ pu/s (cierre)

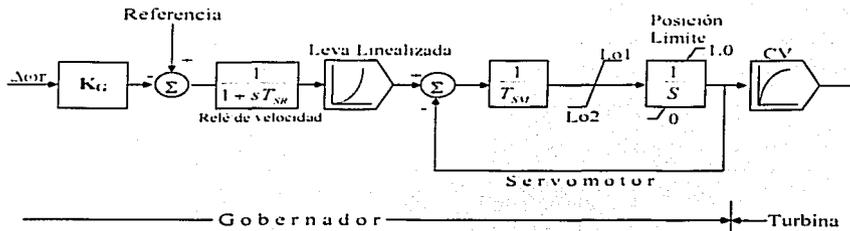


Fig. 5.9 Gobernador de velocidad simplificado para turbinas de vapor

5.2.4 Control electrohidráulico (EHC)

Los sistemas EHC usan circuitos electrónicos en lugar de las componentes mecánicas asociadas con el control mecánico-hidráulico en las porciones de baja potencia. Los sistemas EHC ofrecen mayor flexibilidad y adaptabilidad, permitiendo la incorporación de un número de características que no pueden ser obtenidas en sistemas mecánicos. Esto contribuye a lograr respuestas más rápidas y a mejorar la linealidad.

El gobernador de velocidad de la figura 5.9 tiene dos características especiales para limitar la sobrevelocidad: Disparo IV y relevador de desbalance de potencia de carga.

El disparo IV se sensibiliza cuando la carga (medida en la presión) es mayor que 0.1 pu. Cierra rápidamente las IV cuando la señal de error de control es menor que -0.1 pu. Esto representa una condición donde la desviación de la velocidad $\Delta\omega$ es mayor que un ajuste dado. Después de un disparo IV, el control IV se bloquea por 1 segundo para permitir que el transitorio hidráulico decaiga, después de lo cual se libera para responder al control de velocidad.

El relevador de desbalance de potencia de carga (PLU) se diseña para cerrar rápidamente las CV e IV bajo condiciones de rechazo de carga que pudieran conducir a una velocidad excesiva. Está provisto de selectividad para distinguir entre tales condiciones y las condiciones de falla. El circuito del relé dispara cuando la diferencia entre la potencia de la turbina y la carga del generador excede una cantidad prestablecida (0.4 pu) y la carga decrece más rápido que una relación prestablecida (equivalente a pasar de carga nominal a cero en alrededor de 35 ms). La potencia de la turbina se mide mediante una señal de la presión de recalentado frío y la carga del generador se mide mediante una señal derivada de las corrientes trifásicas. El uso de la corriente en lugar de la potencia eléctrica ayuda a discriminar entre pérdidas de carga y fallas temporales del sistema; bajo condiciones de falla las corrientes se incrementan y que la potencia disminuye. El disparo del relé PLU causa las siguientes acciones:

- Las CV e IV cierran completamente.
- Se elimina la señal de referencia de carga de las señales de control de las CV e IV.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO VI

PROTECCION DE GENERADORES

6.1 INTRODUCCION

Los generadores son los elementos del sistema eléctrico que pueden estar sometidos al mayor número de condiciones anormales de operación diferentes, lo que confiere una gran diversidad a sus protecciones. Esas condiciones anormales pueden deberse al propio generador, a su motor primario, o al sistema eléctrico con que está interconectado, y pueden en general subdividirse en fallas internas y regímenes anormales de operación. A continuación se enumeran los tipos fundamentales de condiciones anormales de operación.

1) Fallas internas en el estator

- a) Cortocircuitos entre fases
- b) Cortocircuitos entre espiras de una fase
- c) Cortocircuitos a tierra

2) Regímenes anormales de operación

- a) Sobrecorrientes balanceadas o desbalanceadas en el estator debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos
- b) Pérdida o reducción de excitación
- c) Sobrevoltaje
- d) Contactos con tierra en el rotor
- e) Pérdida del motor primario (motorización)
- f) Pérdida de sincronismo
- g) Conexión asincrónica
- h) Oscilaciones subsincrónicas
- i) Sobrecalentamiento del rotor por sobreexcitación
- j) Valores anormales de la frecuencia
- k) Otros (vibración, sobrevelocidad, problemas en los rodamientos, etcétera).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

No existe un criterio único para determinar las protecciones que deben instalarse a un generador en particular, pues ello depende de varios factores. La capacidad, el tipo y la importancia relativa del generador en el sistema son aspectos determinantes, pero también influyen otros, como su conexión, los tipos de sistemas de regulación y control y de protección que tiene, o el hecho de si la planta generadora es atendida o no.

En esta sección se abordan los tipos fundamentales de protecciones de una generador y se discuten los criterios más generales que se siguen en distintos países para su aplicación y para la determinación de si deben provocar la desconexión del generador o solamente emitir una señal de alarma.

6.2 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS ENTRE FASES EN EL ESTATOR

La protección de generadores contra cortocircuitos entre fases en el estator puede hacerse con relevadores diferenciales o de sobrecorriente. Los generadores de capacidades superiores a unos 1000 KVA se protegen por lo general con relevadores de porcentaje diferencial, mientras que en los generadores pequeños, fundamentalmente utilizados en las industrias, se instalan protecciones de sobrecorriente. En algunos casos se utilizan también esquemas de tipo diferencial conformados a base de relevadores de sobrecorriente. En algunos casos se utilizan también esquemas de tipo diferencial conformados a base de relevadores de sobrecorriente.

Teniendo en cuenta la influencia de la conexión de los generadores sobre su protección contra cortocircuitos, es conveniente analizar en primer término este aspecto. Los dos esquemas más utilizados para la conexión de los distintos generadores de una planta son: a) Conexión directa a una barra de generación común. b) Conexión en unidades o bloques generador-transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

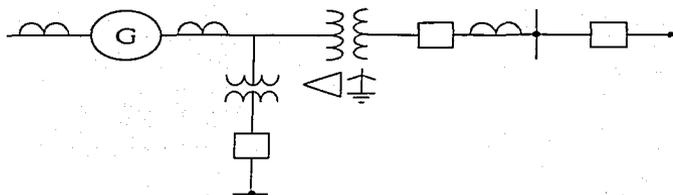


Fig. 6.1 *Conexión directa de los generadores*

La conexión directa se muestra en la figura 6.1 y en ella los distintos generadores se conectan a través de interruptores a una barra, donde a su vez están conectados mediante interruptores los transformadores, así como el transformador auxiliar (T_2) de consumo propio de la planta. Esta es la conexión típica de los generadores pequeños de sistemas eléctricos industriales. Los generadores están por lo general conectados en estrella, pero hay algunos casos en que la conexión es en delta.

En la conexión en bloques o unidades generador-transformador (figura 6.2) cada generador se conecta directamente a su propio transformador y se omite el interruptor entre ellos. Esta es la conexión más común en las plantas formadas por unidades de grandes capacidades y en ella la conexión de los generadores es en estrella, salvo muy raras excepciones. En cada unidad el transformador auxiliar T_2 está conectado a la salida del generador, y la conexión en paralelo de todas las unidades se hace por el lado de alto voltaje de los transformadores elevadores.

En la figura 6.3 se muestran las conexiones de los elevadores de porcentaje diferencial para la protección diferencial de un generador conectado en estrella. Por simplicidad se han representado como devanados los elementos

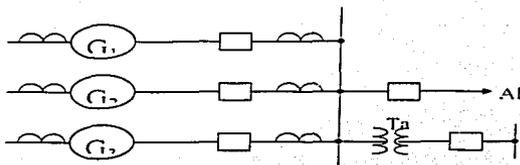


Fig.6.2 Conexión de los generadores en unidades o bloques generador-transformador

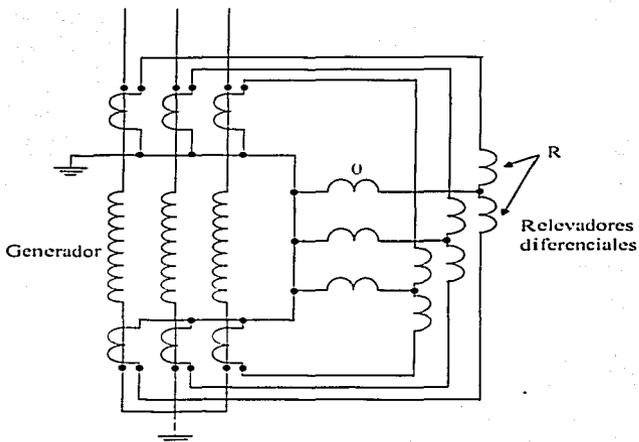


Fig. 6.3 Protección de porcentaje diferencia de un generador conectado en estrella

De operación (O) y retención (R). Los relevadores están conectados a dos conjuntos de transformadores de corriente, uno situado del lado del neutro del generador, y el otro del lado de los terminales de salida. En los generadores conectados en bloque (figura 6.2) todos los transformadores de corriente son por lo general del mismo tipo, lo que reduce el valor de la corriente diferencial de error y favorece la sensibilidad de la protección. Por el contrario, en los generadores con conexión directa (figura 6.1) por lo general se utilizan como transformadores de corriente del lado de salida los que están disponibles en el interruptor, lo que los hace diferentes a los del lado del neutro; esto tiene un efecto negativo sobre la corriente diferencial de error y, en consecuencia, sobre la sensibilidad de la protección. Debe señalarse que la conexión mostrada en la figura 6.3 es aplicable exactamente en el caso de los generadores con conexión directa, pero tiene ciertas modificaciones en los bloques generador-transformador.

En el esquema de la figura 6.3 se protege diferencialmente cada fase del generador por separado, por lo que la protección responde en principio a cortocircuitos entre fases o a tierra. Sin embargo, por lo general el neutro del generador se pone a tierra a través de una impedancia de alto valor para reducir la corriente de cortocircuito a tierra. Por ello en la práctica la protección diferencial no siempre tiene suficiente sensibilidad para cortocircuitos a tierra, y se requiere una protección adicional contra estas fallas (sección 6.4)

En algunos generador el neutro de la estrella se forma en el interior de la máquina, de modo que no están disponibles los tres terminales de cada fase cercanos al neutro. En ese caso la única posibilidad es la mostrada en la figura 6.4 en que se utiliza un solo relevador de porcentaje diferencial con tres elementos de retención, uno para cada fase. La señal a la que responde el relevador es la corriente de secuencia cero, por lo que detecta solamente cortocircuitos a tierra. Esto implica que el neutro del generador debe estar aterrizado a través de una impedancia pequeña para garantizar la sensibilidad adecuada. Para cortocircuitos entre fases no hay otra alternativa que esperar a que la falla se generalice e involucre la tierra y sea detectada por la protección.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

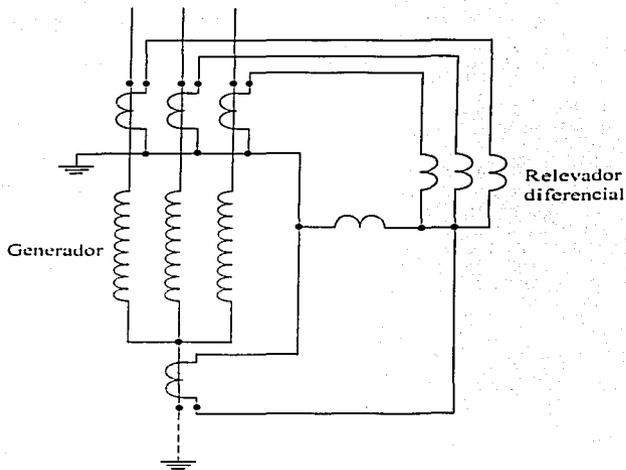


Fig. 6.4 Protección de porcentaje diferencial de un generador con el neutro de la estrella formado internamente

La conexión de la protección de porcentaje diferencial para generador conectados en delta se muestra en la figura 6.5. Se requiere un conjunto de transformadores de corriente en los devanados de fase del generador y otro en los terminales de salida, que se conectan en delta y estrella respectivamente para formar las corrientes necesarias para los relevadores. Una alternativa es disponer de dos conjuntos de transformadores de corriente en los devanados de fase y conectarlos en estrella, pero en ese caso no quedan protegidos los puntos de unión de la delta y los terminales de salida.

Una variante de protección diferencial con relevadores de sobrecorriente para generadores de capacidades pequeñas se muestra en la figura 6.6. En ella se utiliza en cada fase un transformador de corriente de núcleo toroidal, por cuya ventana se hacen pasar como primarios los conductores de neutro y de salida de esa fase del generador, de modo que ambas corrientes circulen en oposición en condiciones normales. En el secundario se conecta un relevador de sobrecorriente instantáneo, que funciona como diferencia con altas sensibilidad y velocidad, ya que el esquema está libre de la corriente diferencial de error por tener un solo transformador de corriente por fase. Esta protección en principio responde a cortocircuitos entre fases o a tierra, pero su sensibilidad para fallas a tierra depende de la impedancia de puesta a tierra del neutro del generador. El esquema es aplicable solamente a generadores de capacidad pequeña, dada la necesidad de hacer pasar los conductores a través del núcleo de los transformadores de corriente. Otra limitación es que la zona de protección no incluye la parte comprendida entre los transformadores de corriente y el interruptor, a menos que los transformadores se coloquen después del interruptor y se lleven hasta ellos los conductores del lado del neutro del generador.

En el caso más común de que no estén disponibles los terminales del lado del neutro, es necesario conformar un esquema de protección de sobrecorriente con tres relevadores de fase y uno conectado residualmente, con transformadores de corriente instalados en los terminales de salida de las tres fases del generador, y conectados en estrella. Si no se añaden relevadores direccionales, los relevadores de sobrecorriente deben tener control o retención por voltaje y realizan la doble función de protección primaria (si hay contribución a la falla interna desde el sistema) y de protección de respaldo. Si se desea incrementar la sensibilidad y velocidad de la protección, es necesario convertirla en direccional de sobrecorriente (con sentido de disparo hacia dentro del generador). En este caso los relevadores de sobrecorriente de fase pueden ser instantáneos, pero también se necesita para la operación del esquema que hay contribución desde el sistema al cortocircuito en el generador. El relevador de tierra es también instantáneo y no tiene que ser direccional si el generador está conectado en delta o en estrella con neutro aislado de tierra.

TESIS CON
FALLA DE CORRIENTE

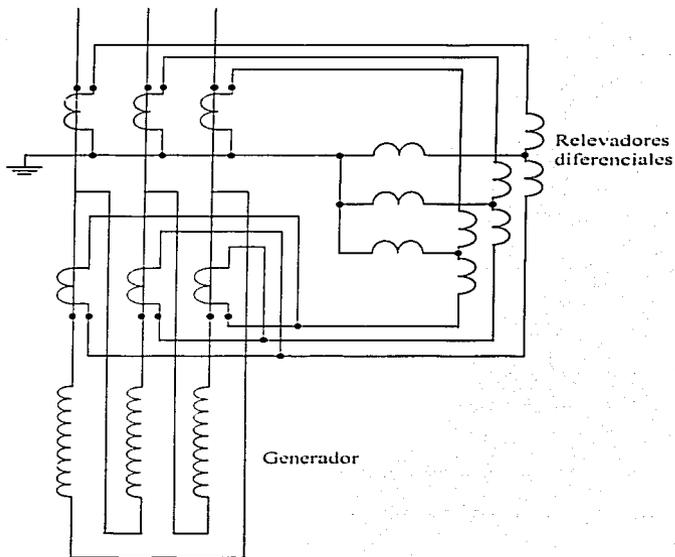


Fig. 6.5 Protección de porcentaje diferencial de un generador conectado en delta

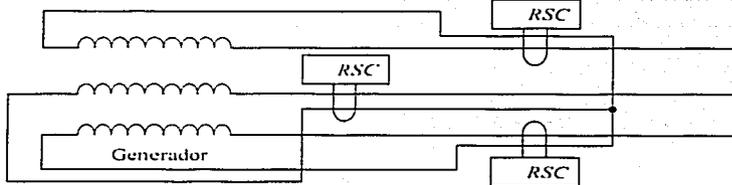


Fig. 6.6 Protección diferencial con relevadores de sobrecorriente de un generador conectado en estrella

En generadores de capacidad pequeña, como los utilizados en la industria, es práctica común la aplicación de la protección de sobrecorriente contra cortocircuitos internos entre fases y la tierra. Si los terminales del lado del neutro de las tres fases del generador conectado en estrella están disponibles, que no es lo común en este tipo de generadores, se conectan allí tres transformadores de corriente y la protección se logra con tres relevadores de sobrecorriente de fase y uno de tierra. Estos relevadores hacen la función de protección primaria del generador contra fallas internas y de respaldo para fallas externas, por lo que deben tener retardo de tiempo (preferentemente con característica de tiempo inverso) y deben tener control o retención por voltaje para discriminar entre las corrientes de cortocircuito y de carga.

La protección contra cortocircuitos internos y, en particular, la diferencial, debe provocar la salida de servicio instantánea y completa del generador. Para ello se dispone que la protección actúe sobre un relevador auxiliar con varios contactos y reposición manual, que al operar realiza las siguientes funciones: disparo del interruptor principal del generador, disparo del interruptor de campo, disparo del interruptor de neutro (si lo hay), parada del motor primario, conexión del equipo de extinción de incendios (si existe) y emisión de señales de alarma.

6.3 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS ENTRE ESPIRAS DE UNA MISMA FASE EN EL ESTATOR

La protección diferencial no responde a cortocircuitos entre espiras de una misma fase en el estator, debido a que estas fallas no originan diferencias entre las corrientes que entran y salen a esa fase. Es necesario esperar a que el cortocircuito se extienda a tierra o a otra fase para que pueda ser detectado, lo que provoca un daño adicional en la máquina, que se puede evitar con una protección contra fallas entre espiras.

Esta protección se aplica casi exclusivamente a hidrogeneradores, pues los turbogeneradores tiene por lo general bobinas de una sola espira y no pueden ocurrir en ellos fallas entre espiras que no involucren tierra.

En la figura 6.7 se muestra un esquema de protección contra cortocircuitos entre espiras para generadores con varios pasos en paralelo por fase. Se trata de una protección diferencial transversal con relevadores de sobrecorriente. En caso de que la máquina tenga más de dos pasos en paralelo,

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

estos se dividen en dos gripes y se coloca un transformador de corriente en cada uno: si el número de pasos es impar, hay que seleccionar adecuadamente las relaciones de transformación para evitar que haya corriente diferencial en régimen normal.

Es recomendable utilizar en el esquema un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso y otro instantáneo con diferentes sensibilidades. El relevador de tiempo inverso debe tener un valor tal de corriente de arranque que pueda detectar cortocircuito hasta de una sola espira: su retardo de tiempo evita la operación incorrecta por saturación de los transformadores de corriente para cortocircuitos externos. El relevador instantáneo garantiza la eliminación rápida de las fallas que involucren varias espiras, y su corriente de arranque debe estar por encima de la máxima corriente de desbalance para fallas externas. La utilización de un relevador de porcentaje diferencial en lugar de los de sobrecorriente no es recomendable, pues por lo general no tiene suficiente sensibilidad para detectar fallas de una sola espira, debido a la retención provocada por la corriente de carga. No obstante ello, en ocasiones se aplica el esquema de la figura 6.8.

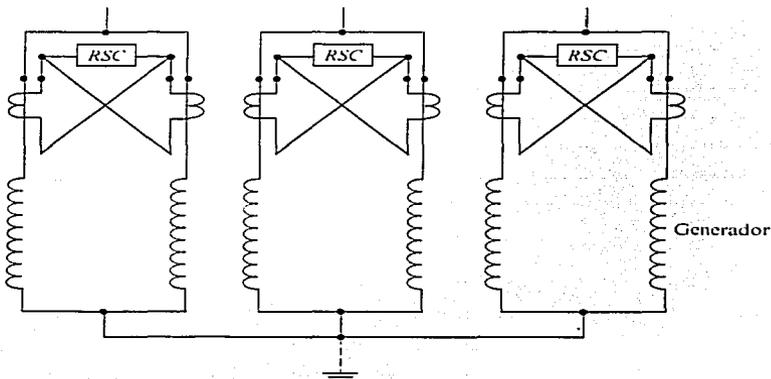


Fig. 6.7 Protección contra cortocircuitos entre espiras en el estator de generadores

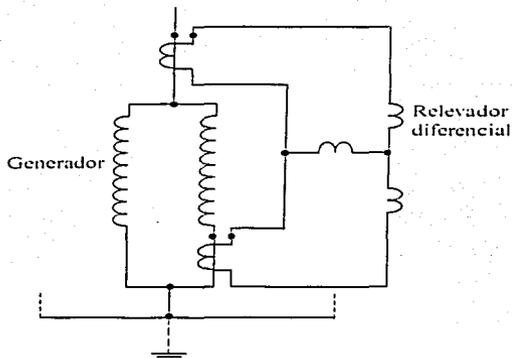


Fig. 6.8 Protección de porcentaje diferencial contra cortocircuitos entre espiras

La sensibilidad y la velocidad de operación de la protección de la figura 6.7 pueden incrementarse si se utiliza en cada fase un solo transformador de corriente con doble primario, pues se elimina la corriente de desbalance por efecto de la saturación. En ese caso el único desbalance posible es el existente en las corrientes primarias, que es por lo general pequeño.

Si el generador no tiene dos o más pasos en paralelo por fase no son aplicables las protecciones anteriormente descritas. Una alternativa para este caso consiste en hacer una comparación entre el potencial del neutro del generador y el del neutro de un reactor trifásico conectado en sus terminales; estos potenciales son prácticamente iguales en régimen normal o para fallas externas, pero diferentes para cortocircuitos entre espiras. Otra posibilidad consiste en detectar la aparición de corriente alterna de determinada frecuencia en el circuito de excitación. Se ha demostrado que, cuando ocurren cortocircuitos entre espiras, en el circuito de excitación circulan corrientes alternas de armónicos impares y que, en particular, es posible utilizar el quinto armónico como base para la detección de estas fallas.

La protección contra cortocircuitos entre espiras también responde a cortocircuitos entre fases o a tierra, por lo que pudiera pensarse que sustituye a la protección diferencial. Sin embargo, eso es cierto solamente para los devanados

del generador y no más allá de los puntos de conexión de los pasos en paralelo, por lo que no abarca toda la zona de protección deseada; por otra parte, no siempre se logra con esta protección la velocidad de operación de la diferencial. Por ello, la práctica común es instalar ambas protecciones a los generadores que lo requieren.

Esta protección, como la diferencial, debe provocar la salida de servicio del generador. Por lo general se dispone que actúe sobre el mismo relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual.

6.4 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS A TIERRA EN EL ESTATOR

Cuando Falla el aislamiento de un generador (que es la causa más común de falla interna), el cortocircuito resultante puede comenzar entre espiras y después extenderse a tierra, o comenzar como falla a tierra directamente. El cortocircuito a tierra involucra el núcleo del estator, y la circulación de una corriente de alto valor puede fundir parte del hierro y provocar un daño mucho mayor que la simple falla de aislamiento. La reparación de este tipo de avería es más costosa que la sustitución del devanado, pues implica cambiar laminaciones del núcleo del estator en la zona dañada. Por esta razón en los generadores conectados en estrella se toman medidas para reducir el nivel de cortocircuito a tierra a valores pequeños, lo que a su vez hace que por lo general la protección diferencial no sea suficientemente sensible para detectar las fallas a tierra, y se requiere una protección adicional a este fin.

Los distintos métodos de puesta a tierra del neutro de un sistema de potencia son los siguientes:

- a) Neutro aislado de tierra.
- b) Aterrizamiento de alta impedancia (resonante o por falta resistencia).
- c) Aterrizamiento de baja impedancia.

6.4.1 Protección de generadores aterrizados por alta impedancia

En el caso de generadores, la variante de neutro aislado de tierra es utilizada en forma limitada solamente en Europa. Dentro del aterrizamiento de alta impedancia, el resonante consiste en instalar un reactor en el neutro del generador conectado en estrella (denominado reactor extintor de arco o bobina

de Petersen), cuya reactancia es tal, que hay resonancia paralelo con la reactancia capacitiva a tierra: con ello se elimina prácticamente la corriente debida a un contacto con tierra en el generador. Por lo general el reactor tiene derivaciones para poder seleccionar la reactancia adecuada. Este método es también fundamentalmente utilizado solo en Europa, aunque tiene la ventaja de permitir que el generador siga operando durante un tiempo con el contacto a tierra presente, ya que no hay riesgo de daño.

Si se trata de un bloque generador-transformador con aterrizamiento resonante, la protección consiste en instalar un relevador de sobrevoltaje a través de un transformador de potencial en paralelo con el reactor. El relevador responde a la aparición de voltaje de secuencia cero, y es altamente selectivo. En los esquemas de conexión directa de generadores con aterrizamiento resonante no puede utilizarse la protección por voltaje, pues al ocurrir una falla a tierra en cualquiera de los generadores hay voltaje de secuencia cero en todos los reactores de puesta a tierra. En este caso la protección debe hacerse por corriente de secuencia cero, y es preferible obtenerla mediante un transformador de corriente especial de secuencia cero, consistente en un único núcleo con un devanado secundario, que tiene como primarios los conductores de las tres fases. No es recomendable utilizar la conexión residual de los transformadores de corriente del generador como fuente de corriente de secuencia cero, pues los valores de corriente a detectar son muy pequeños y pueden ser del orden de la corriente residual de error del esquema, ya que por los transformadores circula la corriente de carga del generador, que es muy elevada.

Un método de puesta a tierra por alta impedancia muy difundido es el consistente en aterrizar el neutro a través de un resistor de alto valor. Es típicamente utilizado en bloques generador-transformador. El valor R de la resistencia debe ser tal, que la magnitud $3R$ con que se refleja en la red de secuencia cero no sea mayor que el valor de la reactancia capacitiva X_c a tierra por fase. Esta reactancia está dada por las capacitancias a tierra de los devanados de estator del generador, los pararrayos o capacitores de protección, los terminales del transformador principal y del auxiliar, y los devanados del transformador principal del lado del generador. Se ha demostrado que con esto se limita el valor instantáneo del sobrevoltaje transitorio a tierra debido a la falla a un 20% del valor pico del voltaje de fase. Normalmente se utiliza un valor de $3R$ aproximadamente igual a X_c pues valores menores no implican una reducción aplicable del sobrevoltaje y si un aumento de la corriente de falla a tierra, con el consiguiente daño en el generador. Esto limita la corriente de falla

valores que oscilan entre 1 y 25 A aproximadamente. En la figura 6.9 se presenta el diagrama unifilar de un bloque generador-transformador aterrizado por resistencia en que ocurre un cortocircuito a tierra y la interconexión de las redes de secuencia para esta falla. Puede apreciarse que el voltaje de secuencia cero que aparece en el resistor de puesta a tierra será tanto mayor cuando mayor sea R . Esto sugiere utilizar este voltaje como base para la protección, que será más sensible para valores de R .

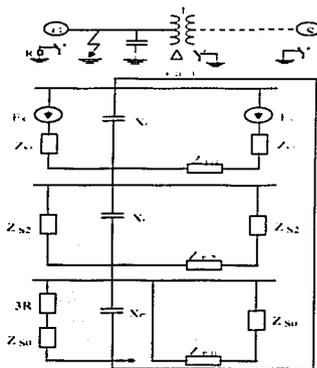


Fig. 6.9 Cortocircuito a tierra en un generador conectado en bloque (a) e interconexión de las redes de secuencia para esta falla (b)

El resistor de puesta a tierra se conecta en el neutro del generador a través de un transformador de distribución (ver figura 6.10a), con el objeto de reducir su tamaño físico, pues su potencia nominal es de cientos de watt; con esto su resistencia se reduce de valores del orden de miles de ohm, a cientos de ohm o menos. Otra alternativa, mostrada en la figura 6.10b, consiste en conectar el resistor en los terminales del generador, a través de tres transformadores de distribución con conexión estrella aterrizada-delta rota. Esta segunda variante se utiliza preferentemente en generadores con conexión directa, pues garantiza la puesta a tierra independientemente de las máquinas que estén en servicio. Una tercera posibilidad consiste en conectar un transformador de potencial entre el

neuro del generador y tierra (ver figura 6.10c). En este caso el aterrizamiento no es resistivo, sino a través de la impedancia de magnetización del transformador, que lo hace prácticamente inductivo. Se considera mayor el riesgo de sobrevoltaje para este tipo de aterrizamiento, por lo que se prefiere el resistivo.

En todos los casos la protección consiste en conectar un relevador de sobrevoltaje (RSV) en paralelo con la impedancia de puesta a tierra (ver figura 6.10), aprovechando los transformadores de distribución o de potencial. El relevador debe ser insensible a los voltajes de tercer armónico y armónicos superiores que típicamente existen en el neutro del generador y debe tener un retardo de tiempo ajustable, de modo que pueda coordinarse con las protecciones de las líneas conectadas al lado de alta del transformador y con los fusibles de los transformadores de potencial del generador.

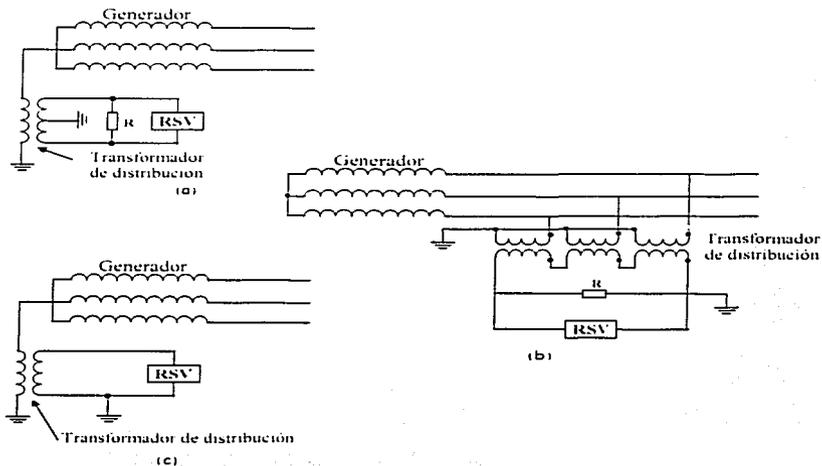


Fig. 6.10 Algunas variantes de puesta a tierra por alta impedancia del neutro de un generador

La necesidad de la coordinación con las protecciones de las líneas se aplica porque para cortocircuitos a tierra en estas puede aparecer cierto voltaje de secuencia cero en el neutro del generador, debido al acoplamiento capacitivo existente entre los devanados del transformador. De no coordinarse en tiempo las protecciones, el valor de arranque del relevador d sobrevoltaje debe ser superior a ese voltaje de secuencia cero, y se sacrifica la sensibilidad de la protección contra fallas a tierra.

Algo semejante ocurre con los fusibles de los transformadores de potencial del generador, que por lo general tienen conexión estrella-estrella- el neutro de la estrella primaria siempre se pone a tierra, pero el de la secundaria se pone a tierra si se necesita obtener voltaje de secuencia cero. Cuando ese es el caso, una falla a tierra en el secundario puede ser detectada por la protección contra fallas a tierra del generador, que puede operar incorrectamente si no está coordinada con los fusibles. Si el neutro de la estrella secundaria no está puesto a tierra, no se presenta este problema; en ese caso se conecta a tierra una de las fases del secundario como medida de seguridad.

Una alternativa a la utilización de relevadores de sobrevoltaje consiste en conectar un relevador de sobrecorriente en serie con el resistor, a través del correspondiente transformador de corriente, en ocasiones se aplica esta variante como respaldo del relevador de sobrevoltaje. El relevador de sobrecorriente puede tener un elemento de tiempo inverso, con corriente de arranque mayor que la máxima de desbalance en régimen normal, y un elemento instantáneo; su corriente de arranque debe ser mayor que la de desbalance en régimen normal y que la que circula para cortocircuitos a tierra en el lado de alta del transformador.

No hay unidad de criterio entre los especialistas con respecto a si la protección contra fallas a tierra debe provocar la desconexión del generador o emitir una alarma, pero la opinión más generalizada es favorable a la desconexión. Excepto en el caso del aterrizamiento resonante, un cortocircuito a tierra presente en la máquina implica cierta corriente, que de alguna forma daña las laminaciones del estator. Además, el voltaje de las otras fases con respecto a tierra tiene el valor de línea, y somete al aislamiento a un esfuerzo dieléctrico superior al normal, lo que puede acelerar la aparición de una segunda falla de aislamiento; esto representa un cortocircuito de dos fases a tierra, que provoca daños mucho mayores en la máquina. Por último, si el generador requiere

protección contra fallas entre espiras y no la tiene, es conveniente que cuando esa falla se extienda a tierra tenga lugar la desconexión del generador, sin esperar a que involucre otras fases para que opere la protección diferencial.

Cuando se desea provocar la desconexión del generador, la protección contra cortocircuitos a tierra se conecta de modo que actúe sobre el mismo relevador auxiliar que la protección diferencial y la protección contra cortocircuitos entre espiras (si existe).

Un inconveniente de las protecciones contra cortocircuitos a tierra analizadas hasta aquí es que no protegen el generador contra fallas cercanas al neutro, debido a los bajos valores de corriente que esas fallas originan. Se estima que su zona de operación cubre aproximadamente del 90 al 95% de los devanados del estator. En los últimos años se ha trabajado en el desarrollo de métodos para proteger contra fallas a tierra el 100% de los devanados, lo que se considera importante sobre todo para las grandes unidades generadoras. Existen distintos métodos, pero los fundamentales pueden subdividirse en tres grupos: introducción de un voltaje que desplaza artificialmente el neutro del generador; utilización del voltaje de secuencia cero de tercer armónico del generador; inyección de voltaje (de corriente directa o armónicos de alterna) en el neutro del generador. Algunos de estos métodos son aún objeto de investigación.

6.4.2 Protección de generadores aterrizados por baja impedancia

En este tipo de aterrizamiento se coloca un resistor o un reactor de relativamente baja impedancia en el neutro del generador, con lo que se logra una reducción de la corriente de cortocircuito a tierra a valores del orden de decenas o ciertos de Ampere. Es generalmente utilizado en generadores con conexión directa a una barra, que son comunes en sistemas eléctricos industriales. Dados los niveles de cortocircuito a tierra, la protección debe provocar la desconexión del generador.

En los casos en que la corriente de falla tiene un valor elevado, la protección diferencial es suficientemente sensible para proteger al generador contra fallas a tierra. En ocasiones es necesaria una protección adicional, que puede ser de tipo diferencial de secuencia cero. Una variante de esta protección (ver figura 6.11) consiste en conectar diferencialmente un relevador direccional con dos bobinas de corriente entre el neutro físico del generador y el neutro de la conexión residual de los transformadores de corriente del generador. El sentido

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

de disparo del relevador se selecciona de modo que responde a los cortocircuitos internos a tierra, y no a los externos. Si el sistema no está aterrizado no contribuye a las fallas internas a tierra; en ese caso es necesario modificar ligeramente el esquema.

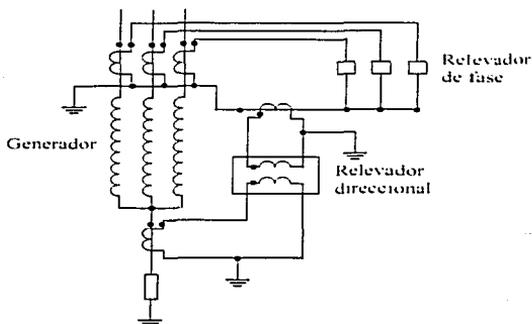


Fig. 6.11 Protección diferencial de secuencia cero de un generador aterrizado por baja impedancia

Otra alternativa de esta protección (ver figura 6.12) consiste en conectar el relevador direccional entre el neutro físico del generador y la rama diferencial de la protección diferencial. Para la operación del relevador es necesario que la falla sea a tierra, de modo que haya corriente en el neutro del generador, y que esté en la zona de operación de la protección diferencial, para que haya corriente diferencial. Esta protección puede tener tendencia a la operación incorrecta durante cortocircuitos externos de dos fases a tierra por efecto de la saturación de los transformadores de corriente, lo que debe tenerse en cuenta en su aplicación.

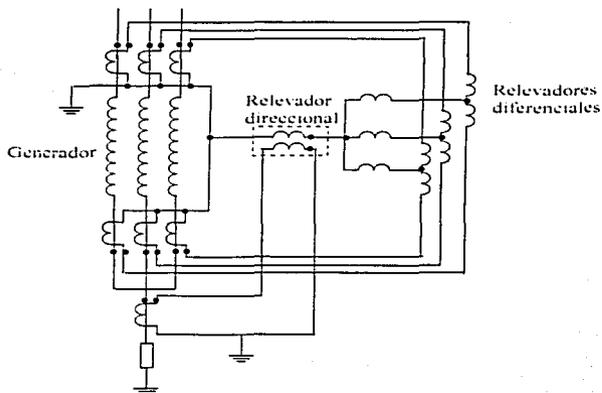


Fig. 6.12 Otra variante de protección diferencial de secuencia cero de un generador

También es este caso de aterrizamiento por baja impedancia es conveniente añadir un relevador de sobrecorriente en el circuito del transformador de corriente del neutro del generador. Este relevador debe coordinarse con los que protegen el sistema conectado a la barra de generación. En este caso de conexión directa de los generadores es difícil lograr la operación selectiva de sus respectivos relevadores de sobrecorriente, pues para un cortocircuito a tierra en cualquiera de los generadores, en la barra, o más allá de esta, la corriente es prácticamente la misma en todos los neutros. Por ello, estos relevadores deben realizar la función de respaldo, que puede ser no selectiva.

Otra posible protección primaria para este caso se obtiene con relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra conectados en los terminales del generador, con sentido de disparo orientado hacia el interior del generador, de modo que sólo responden a fallas a tierra en su propia máquina. También aquí los relevadores de sobrecorriente conectados en los neutros de los generadores constituyen un respaldo no selectivo.

6.5 PROTECCION DE RESPALDO CONTRA CORTOCIRCUITOS EXTERNOS

Es necesario evitar que un generador se mantenga contribuyendo por un tiempo largo a un cortocircuito externo que no haya sido eliminado por las protecciones correspondientes, por lo que debe contar con protecciones de respaldo contra este tipo de cortocircuitos.

El respaldo contra fallas externas a tierra es necesario si el transformador por su conexión no rompe la red de secuencia cero o si salen líneas directamente de la barra de generación. Puede lograrse con relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso o de tiempo constante, en dependencia del tipo de protección que tienen las líneas que salen de la planta. Estos relevadores se conectan al neutro físico del generador (ver figura 6.11 y 6.12) o residualmente en los transformadores de corriente de los terminales de la máquina, y deben estar coordinados con los de las líneas de salida.

El respaldo contra cortocircuitos externos entre fases puede a su vez hacerse con relevadores de sobrecorriente o de distancia (de una sola zona), dependiente del tiempo de protección contra fallas entre fases que tengan las líneas de salida, pues debe coordinar en tiempo con esta. Si los relevadores son de sobrecorriente, deben tener control o retención por voltaje para discriminar entre las corrientes de cortocircuito y de carga, que pueden ser comparables en el generador después de transcurrido cierto tiempo de la falla.

Es deseable conectar esos relevadores (de sobrecorriente o de distancia) a las corrientes del lado del neutro del generador y a los voltajes en sus terminales; con ello se logra el respaldo no solo para fallas externas, sino también en el propio generador. Si no están disponibles los transformadores de corriente en el lado del neutro, la conexión puede hacerse a los transformadores de corriente de los terminales, con el inconveniente de que no se respalda la zona del propio generador. En generadores de gran capacidad en esos casos puede añadirse como respaldo del generador un relevador de distancia conectado a sus terminales, con su sentido de disparo hacia dentro del generador. Este relevador puede ser instantáneo, por lo que duplica parcialmente a la protección diferencial.

La protección del generador contra sobrecargas desbalanceadas, que se presenta en la sección 6.7, proporciona un cierto respaldo incidental para

cortocircuitos externos asimétricos, sin que sea propiamente una protección de respaldo. Cuando existe esta protección es posible reducir a un solo relevador de sobrecorriente con retención por voltaje el respaldo para fallas externas entre fases en generadores relativamente pequeños. Para grandes unidades, en que el respaldo es casi siempre de distancia, es conveniente disponer de tres relevadores monofásicos (uno por par de fases) o de uno trifásico para garantizar a toda costa el respaldo contra todo tipo de fallas.

6.6 PROTECCION CONTRA SOBRECARGAS BALANCEADAS

Las sobrecargas en generadores se pueden deber a déficits de potencias activa y/o reactiva en el sistema y se manifiestan como sobrecorrientes en los devanados del estator. Cuando la sobrecarga es de potencia reactiva puede haber también una corriente excesiva en el circuito de excitación. Los límites de sobrecarga impuestos por el motor primario y el circuito de excitación son relativamente altos (sobre todo el segundo), de modo que, si ambos se alcanzan simultáneamente, la corriente en el estator tiene un valor del orden del 200 al 250% del nominal.

El tiempo durante el cual un generador puede soportar una sobrecarga dada está relacionado con la corriente por una ley que puede expresarse en forma aproximada por la ecuación (6.1), con $n = 2$. El valor de K depende del tipo de generador, y es menor para generadores con enfriamiento directo, que para aquellos con enfriamiento indirecto de sus conductores.

$$(I^n - I) T = K \quad (6.1)$$

En generadores relativamente grandes por lo general están disponibles sensores de temperatura, ubicados en distintos puntos de los devanados del estator. Estos sensores, que casi siempre son termorresistores, permiten conformar una protección de tipo inherente, que responde directamente a la temperatura de los devanados de la máquina. La mayoría de los esquemas se basan en un circuito puente en una de cuyas ramas está conectado el termorresistor; cuando la temperatura sobrepasa un valor dado, que hace que la resistencia del termorresistor varíe más allá del valor de balance del puente, éste se desbalancea en el sentido necesario para que se emita una señal de salida. Por lo general se tiene un sistema de conmutación secuencial que permite conectar a un mismo puente los diferentes sensores en distintos instantes de tiempo, de

TESIS CON
FALLA DE URGEN

modo que se hace un muestreo de la temperatura en diferentes puntos de la máquina.

En generadores pequeños en que no se dispone de termorresistores detectores de temperatura la única solución posible es la protección externa. Se utiliza para tal fin un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso, con una característica del tipo de la ecuación (6.1) con $n = 2$, conectado a una de las fases del generador a través de un transformador de corriente. Es recomendable que este relevador está dotado de un circuito que simule de alguna forma la variación de temperatura del generador cuando cambia su estado de carga.

Una falla en el sistema de enfriamiento del generador puede dar lugar a un sobrecalentamiento sin que haya sobrecarga. La protección inherente responde a esta condición, pero la protección externa no lo hace.

Es práctica generalizada disponer que la protección contra sobrecarga balanceada emita una señal de alarma y permita al operador decidir si debe o no sacarse la máquina de servicio. En plantas generadoras no atendidas es recomendable que la protección provoque una reducción de la carga o la desconexión completa del generador.

6.7 PROTECCION CONTRA SOBRECARGAS DESBALANCEADAS

Las sobrecargas desbalanceadas en generadores se pueden deber a aperturas de fases en el sistema por rotura de conductores o por acción de equipos de conmutación. Un caso crítico es el de los cortocircuitos asimétricos externos que no son eliminados por la protección de las líneas de salida de la planta generadora.

Las corrientes desbalanceadas en el estator de un generador originan un campo magnético rotatorio de secuencia negativa que induce corrientes de doble frecuencia en el rotor. Esas corrientes circulan por la superficie del rotor y sus partes no magnéticas y provocan un calentamiento muy severo, que puede llegar a fundir determinados puntos del rotor. Valores muy altos de corriente de secuencia negativa pueden también dar lugar a vibraciones fuertes, que pueden provocar un daño adicional en la máquina.

Algunos fabricantes consideran admisible la operación prolongada del generador con corrientes de fase que no difieran entre sí más de un 10% para

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

turbogeneradores y de un 20% para hidrogeneradores, siempre que ninguna de las corrientes sea mayor que la nominal. Esto implica valores de corriente de secuencia negativa algo mayores, respectivamente, que un 5 y un 10% de la corriente nominal de generador. Durante tiempos limitados el generador puede soportar valores mayores de corriente de secuencia negativa. El tiempo T_a durante el cual el generador puede soportar un valor dado de corriente de secuencia negativa se puede relacionar con el valor de esa corriente por la expresión aproximada:

$$\int_0^{T_a} i_2^2 dt = A \quad (6.2)$$

donde i_2 es el valor instantáneo de la corriente de secuencia negativa expresado en unidades relativas a la corriente nominal del generador. Si el valor medio cuadrático de i_2 se expresa por I_2 , la ecuación (7.2) toma la forma:

$$I_2^2 T_a = A \quad (6.3)$$

donde I_2 es el valor eficaz de la corriente de secuencia negativa de la máquina en unidades relativas a la corriente nominal.

De acuerdo con las normas de diferentes países, el parámetro A tiene un valor de 30 para turbogeneradores y compensadores sincrónicos con enfriamiento indirecto, de 40 para hidrogeneradores y generadores accionados por motores de combustión interna, y de 5 a 10 para generadores muy grandes con enfriamiento directo. Se considera que puede sufrir daños un generador que soporte una corriente de secuencia negativa durante un tiempo superior al valor de T_a dado por la ecuación (7.3), y se recomienda la revisión de la superficie de su rotor. Valores de tiempo superiores al doble de T_a implican el riesgo de daños muy serios en el generador.

Las ecuaciones (6.2) y (6.3) se basan en la suposición de que el calentamiento del rotor es adiabático, pero el proceso es en realidad mucho más complejo. Para valores pequeños de I_2 el valor real de T_a es algo mayor que el dado por estas ecuaciones; para valores muy altos de I_2 , por el contrario, pueden ocurrir calentamientos locales muy intensos en el rotor, que pueden dar lugar a valores de T_a algo inferiores a los obtenidos por las ecuaciones. Sin embargo,

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

estas variaciones son específicas de cada máquina y difíciles de considerar en una ecuación general, por lo que las ecuaciones (6.2) y (6.3) son las utilizadas en la práctica.

La protección de los generadores contra sobrecalentamiento del rotor por corrientes desbalanceadas en el estator se hace con un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso que responde a la corriente de secuencia negativa, conectado a los transformadores de corriente de los terminales del generador. Su característica tiempo-corriente es del tipo de la ecuación (6.3), y debe ser ajustable, de modo que pueda adaptarse a los requerimientos de todos los tipos de generadores. El criterio de ajuste es que la característica del relevador esté exactamente por debajo de la del generador (dada por la ecuación (6.3), tal como se muestra en la figura 6.13. Debe disponerse que la protección origine el disparo del interruptor principal del generador, aunque algunos relevadores tienen también un elemento auxiliar que emite una señal de alarma para desbalances pequeños, que pueden representar valores de corriente de secuencia negativa del orden del 3 al 20% de la corriente nominal.

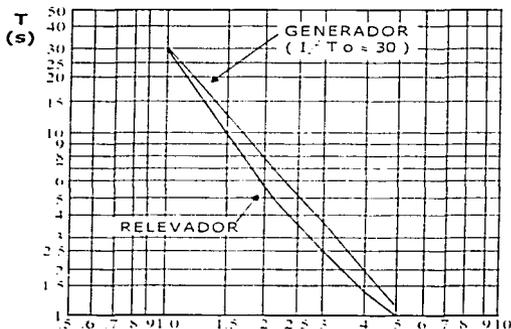


Fig. 6.13 Selección de la característica tiempo-corriente de la protección de generadores contra sobrecarga desbalanceada

Diversos estudios han demostrado que con este criterio de selección de la característica de la protección contra sobrecargas desbalanceadas se logra también por lo general que coordine con las protecciones de las líneas. Por

tanto, la protección incidentalmente constituye un segundo respaldo para las fallas externas asimétricas; es posible incluso que en algunos casos la protección sea sensible a fallas que no son detectadas por las protecciones primarias y de respaldo de las líneas.

6.8 PROTECCION CONTRA PERDIDA O REDUCCION DE EXCITACION

Los generadores sincrónicos se operan normalmente sobrecitados, de modo que entreguen potencia reactiva al sistema, además de potencia activa. Esta condición corresponde al cuarto cuadrante de la figura 6.14. Cuando la excitación se reduce hasta el punto en que el generador rebasa la condición de factor de potencia unitario, cae en la zona de subexcitación, en que consume potencia (primer cuadrante de la figura 7.14). Si la excitación se pierde completamente, la máquina se convierte en un generador de inducción, condición en que prácticamente mantiene la entrega de potencia activa al sistema, pero consume potencia reactiva con un valor comprendido entre el 200% de la potencia nominal del generador.

La condición de pérdida de excitación, que es evidentemente la más crítica, puede ser perjudicial para el generador y para el sistema. En el generador la operación como máquina asíncrona da lugar a corrientes inducidas en el rotor; en generadores con polos salientes, como los hidrogeneradores, esas corrientes pueden circular por los devanados amortiguadores y no son peligrosas, pero en máquinas de rotor cilíndrico, como los turbogeneradores, puede haber un calentamiento en el rotor capaz de dañarlo en varios minutos (en dependencia del valor del deslizamiento). El estator del generador también puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente, que puede tomar valores del 200% al 400% de la nominal. Este proceso es por lo general más lento que el calentamiento del rotor, por lo que es crítico.

El sistema es sometido a una condición muy severa cuando un generador pierde excitación, pues no solo pierde la potencia reactiva que éste le entregaba, sino que además tiene que suministrarle valores aún superiores de potencia reactiva. Ese déficit repentino de reactivos puede provocar una depresión de voltaje que cause la pérdida de estabilidad del sistema. En realidad la posibilidad de que se mantenga la estabilidad depende de un conjunto de factores, tales como: capacidad relativa del generador, transferencia de potencia activa, impedancias del generador y el sistema, inercias, duración del disturbio y acción de los reguladores de voltaje. Si en definitiva la estabilidad se pierde, el

tiempo necesario para que esto ocurra puede estimarse en un valor comprendido entre 2 y 6 segundos

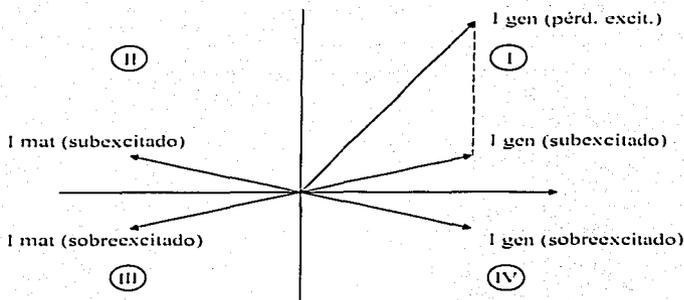


Fig. 6.14 Diagrama fasorial de una máquina síncrona en diferentes regímenes de operación

En los generadores modernos se dispone por lo general de algún tipo de protección en el propio sistema de excitación. Sin embargo, dadas las consecuencias que puede tener esta condición de operación, es recomendable instalar una protección contra pérdida de excitación en el generador, que duplique y respalde a la anterior, si existe. El criterio de disparo más generalizado para esta protección es el siguiente: en sistemas débiles, que pueden tener problemas con la estabilidad, debe provocarse el disparo de los interruptores principales y de campo del generador en un tiempo del orden de 0.2 a 0.3 segundos (puede admitirse hasta 1 segundo); en sistemas fuertes se emite en forma instantánea una señal de alarma para alertar al operador, y se provoca el disparo (si la situación persiste) con un retardo de tiempo mayor (entre 10

segundos y 1 minuto). Por lo general se toma la reducción del voltaje terminal del generador como criterio para determinar si se perderá o no el sincronismo. Si éste cae por debajo de un valor comprendido en el intervalo del 80 al 90% del nominal, puede esperarse la pérdida de sincronismo, aunque el valor concreto debe determinarse en cada caso particular.

El método más adecuado para proteger un generador contra pérdida o reducción de excitación consiste en medir la impedancia en sus propios terminales, utilizando un relevador de distancia. En la figura 6.15 se presentan las trayectorias de esa impedancia en el plano complejo para distintos casos de pérdida total de excitación en generadores. Las curvas 1, 2 y 3 son para generadores que estaban a plena carga en el momento de perder la excitación, y la 4 para un estado inicial de carga más ligero. Puede observarse que todas las trayectorias terminan en una zona cercana a la parte negativa del eje imaginario del plano complejo. Un relevador con una característica circular como la mostrada en línea de puntos en la figura 6.15 protege adecuadamente como la pérdida total de excitación. Se ha demostrado que la característica debe tener un diámetro aproximadamente igual a X_d , y tener un desplazamiento hacia abajo del origen de coordenadas del orden de $X_d/2$, donde X_d y X_d' son, respectivamente, las reactancias sincrónica y transitoria de eje directo del generador. Es conveniente complementar este relevador con uno de bajo voltaje, ajustado a un valor en el intervalo comprendido entre el 80 y el 87% del nominal. En ese caso el criterio de disparo consiste en provocar el disparo del generador cuando la pérdida de excitación está acompañada de bajo voltaje; el tiempo de operación puede estar entre 0.25 y 1 segundo, pero se prefiere el valor menor. Cuando no hay bajo voltaje y opera solamente el relevador de distancia, se debe emitir una alarma en forma instantánea, y provocar la desconexión del generador en aproximadamente un minuto. En ocasiones se omite el relevador de abajo voltaje y se origina el disparo del generador en 0.25 segundos para cualquier condición del sistema, pero esto no es recomendable.

La protección contra pérdida total de excitación anteriormente explicada tiene la ventaja de que es prácticamente inmune a las oscilaciones estables que puede experimentar el generador durante disturbios del sistema, pues en estos casos es poco probable que la trayectoria de variación de la impedancia con el tiempo penetre en la característica del relevador de distancia. Un inconveniente de esta protección es que no responde a las condiciones de reducción o pérdida parcial de excitación del generador, que, si se mantienen durante un tiempo prolongado, pueden llegar a dañarlo. Ello se debe a que en

estas condiciones las trayectorias de la variación de impedancia de la figura 6.15 se recorren solo parcialmente, y no llegan a entrar en la característica del relevador.

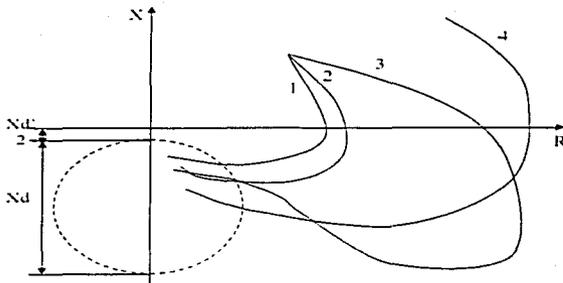


Fig. 6.15 Trayectorias de la impedancia medida en los terminales de un generador para pérdida total de excitación

Para comprender los riesgos del generador en esta condición es conveniente remitirse a su curva de capacidad, que es una línea en el plano complejo de potencia que divide las zonas de operación admisibles y no admisibles del generador desde el punto de vista térmico. Esta característica se identifica con el número 1 en la figura 6.16 y está compuesta por tres arcos de circunferencia: 1a, que es el límite dado por el sobrecalentamiento del devanado del rotor (en la zona de sobrexcitación de la máquina); 1b, que es el límite impuesto por el sobrecalentamiento de los devanados del estator (en la zona de valores normales de factor de potencia de la máquina); 1c, que es el límite dado por el sobrecalentamiento del hierro del estator (en la zona de subexcitación de la máquina). La zona de operación admisible del generador es la interior a la curva de capacidad; las dos rectas en líneas de puntos delimitan el sector dentro de esta

zona correspondiente a los valores de factor de potencia con que normalmente opera la máquina.

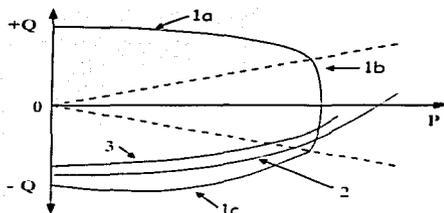


Fig. 6.16 Curva de capacidad y características de límite de estabilidad de estado estable y del limitador de excitación mínima de un generador síncrono

Como se señaló anteriormente, la operación del generador en la zona de subexcitación puede conducir a la pérdida de estabilidad de estado estable. Puede demostrarse que el límite de estabilidad es representable por una característica circular, que por lo general ocupa la posición mostrada por la curva 2 en la figura 6.16. El sistema de excitación del generador tiene un limitador de excitación mínima, que impide que la excitación baje de cierto valor; normalmente este limitador se ajusta de modo que su característica (curva 3 de la figura 6.16) quede exactamente por debajo de la del límite de estabilidad.

Las características de la figura 6.16 pueden también representarse en el plano complejo impedancia, en el que tienen la forma que se muestra en la figura 6.17 (la denominación de las características es la misma que en la figura 6.16). Se ha tomado como origen de coordenadas el punto correspondiente a los terminales del generador. Por simplicidad se representa solamente la zona de interés, que es la de operación subexcitada del generador. En este caso la zona de operación admisible del generador es la exterior a la curva de capacidad, y la posición relativa de las características está invertida con respecto a la de la figura 6.16.

En la figura 6.17 se representa también la característica del relevador de protección contra pérdida total de excitación (circunferencia 4). Puede apreciarse que este relevador no protege al generador contra algunas condiciones de reducción o pérdida parcial de excitación, en que si se rebasan sus límites térmicos (por ejemplo, el punto a); se trata de casos de avería, en que no funciona el limitador de excitación mínima. La protección adecuada del generador contra estas condiciones requiere que el relevador de distancia tenga una característica como la 5 de la figura 6.17. Esta característica cubre parte del primer cuadrante del plano complejo, por lo que el relevador podría operar incorrectamente para cortocircuitos externos al generador (punto b, por ejemplo). Es por ello conveniente añadir al esquema un relevador direccional, con sentido de disparo orientado hacia dentro del generador, cuya característica se representa por la recta 6 en la figura 6.22. La zona de operación de la protección es entonces la parte del círculo 5 situada por debajo de la recta 6.

Esta protección contra reducción o pérdida parcial de excitación (características 5 y 6) también protege contra pérdida total de excitación, por lo que esta última puede omitirse en el generador. Es conveniente complementarla con un relevador de bajo voltaje, ajustado a un valor comprendido entre el 80 y el 87% del voltaje nominal. Si operan los tres relevadores del esquema, indicando pérdida o reducción de excitación acompañada de bajo voltaje, se origina la desconexión del generador con un retardo de 0.25 a 1 segundo. Se refiere este último valor para reducir la probabilidad de operación incorrecta de la protección por oscilaciones estables del generador, a las que puede responder. Cuando, por el contrario, la pérdida o reducción de excitación no da lugar a una reducción apreciable del voltaje (operar solamente los relevadores direccional y de distancia), se emite una señal de alarma en forma instantánea, y se desconecta el generador en aproximadamente un minuto.

En generadores de gran capacidad e importancia es preferible aplicar en forma conjunta las protecciones contra pérdida total y contra pérdida parcial de excitación mediante relevadores independientes, lo que aumenta la redundancia y fiabilidad de la protección. Cada protección se ajusta en este caso es igual forma que cuando se utiliza como única protección del generador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

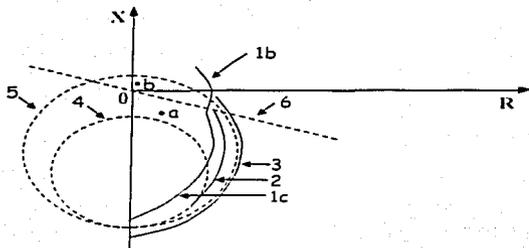


Fig. 6.17 Representación en el plano complejo impedancia de las características de la figura 6.16

6.9 PROTECCION CONTRA SOBRECITACION

Los generadores sincrónicos operan satisfactoriamente para valores nominales de potencia aparente de salida, de factor de potencia y de frecuencia, y para voltajes comprendidos dentro de cierta banda de tolerancia (típicamente $\pm 5\%$ con respecto al voltaje nominal).

La densidad de flujo magnético en el núcleo del estator es proporcional al cociente voltaje/frecuencia. Cuando este cociente excede un cierto valor límite, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador y/o de los transformadores asociados, y pueden aparecer flujos parásitos en elementos ferromagnéticos no laminados, que no están diseñados para soportar flujo magnética. La corriente de excitación del generador puede tomar también un valor superior al admisible. Todo ello puede ocasionar sobrecalentamiento en el generador o transformador, con peligro de daño para sus aislamientos. Valores límites típicos del cociente voltaje/frecuencia son: 105% para generadores; 105% (en los terminales de alto voltaje) para transformadores a plena carga; 110% para transformadores sin carga.

En condiciones normales el regulador de voltaje del generador controla la corriente de excitación y mantiene el voltaje dentro de los límites establecidos. Sin embargo, un fallo en el regulador, o la variación o pérdida de su señal de

voltaje de entrada (por fusión de los fusibles de los transformadores de potencial, por ejemplo) puede traer como consecuencia condiciones de sobreexcitación.

También puede existir sobreexcitación cuando ocurre un rechazo total de carga, y quedan líneas de transmisión (en vacío) conectadas a la planta generadora. El cociente voltaje/frecuencia puede alcanzar valores superiores al 125%; el sistema de control de excitación debe eliminar este régimen peligroso en pocos segundos, pero, si está fuera de servicio, la sobreexcitación sostenida puede dañar el generador y/o transformador.

La operación del generador bajo el control del regulador a frecuencias menores que la nominal durante los procesos de arranque o parada puede ser también causa de condiciones de sobreexcitación. Si el regulador mantiene el voltaje en el valor nominal, y el generador gira a una velocidad igual o menor del 95% de la nominal, el cociente voltaje/frecuencia excede el valor límite del 105%, y hay peligro para el generador y/o transformador.

Los generadores pueden soportar condiciones transitorias de sobreexcitación, en que el cociente voltaje/frecuencia rebasa temporalmente los límites anteriormente mencionados. La capacidad de sobreexcitación de corto tiempo del generador puede representarse gráficamente por una característica (de tipo inverso) que expresa los valores admisibles del cociente voltaje/frecuencia como función del tiempo. Esta información debe ser suministrada por el fabricante del generador.

El sistema de control de excitación del generador dispone por lo general de un limitador del valor del cociente voltaje/frecuencia, que impide que se rebasen los valores admisibles cuando el generador está en régimen del control automático de excitación. El limitador también dispone de una salida de contactos (mediante un relevador auxiliar), que puede utilizarse para provocar el disparo del interruptor de campo del generador, cuando éste opera en un modo de control manual de excitación. Aún en el caso de que se disponga de esta función de protección en el sistema de control de excitación, es recomendable instalar una protección externa, que evite daños en el generador y/o transformador cuando el sistema de control está fuera de servicio.

La protección contra sobreexcitación se brinda con relevadores que responden al cociente voltaje/frecuencia (V/Hz): son relevadores monofásicos, que se conectan a los transformadores de potencial del generador. Para una

mayor redundancia pueden utilizarse dos relevadores; uno de ellos se conecta a los transformadores de potencial del regulador de voltaje, y el otro se conecta a otro conjunto de transformadores de potencial (de protección o medición). El criterio de disparo más utilizado es que el relevador provoque la apertura de los interruptores principal y de campo del generador.

La protección más selectiva se logra con un relevador que responde al cociente voltaje/frecuencia con característica de tiempo inverso; esta característica debe coordinarse con la de capacidad de sobreexcitación de corto tiempo del generador y del transformador. Si las características del generador y del transformador son muy diferentes, puede ser necesario utilizar relevadores independientes para ambos equipos.

Otra alternativa de protección consiste en utilizar relevadores de tiempo definido. Una variante se basa en un relevador ajustado a un valor del cociente voltaje frecuencia del 110% del valor nominal, y que provoca alarma y disparo en 6 segundos. Otra posibilidad es utilizar dos relevadores, con ajustes del orden del 120% y 100% respectivamente; el primero provoca alarma y activa un temporizador para disparo en 2 a 6 segundos, y el segundo emite una alarma y activa un temporizador ajustado en aproximadamente 60 segundos para disparo. En ambos casos la característica escalonada resultante debe coordinar con la de capacidad de sobreexcitación de corto tiempo del generador y del transformador.

En bloques generador-transformador la protección diferencial del transformador puede operar incorrectamente durante regimenes de sobreexcitación; el primario en delta del transformador tiene en este caso una corriente de excitación con una componente fundamental de alto valor, y un contenido muy pequeño de armónicos impares, que pueden ser insuficientes para garantizar la retención del relevador.

Los métodos aplicables para evitar la operación incorrecta del relevador diferencia del transformador son: a) Utilizar un relevador que responde al cociente voltaje frecuencia para bloquear el disparo del relevador o insensibilizarlo cuando hay sobreexcitación, b) Extraer el tercer armónico que circula en el devanado delta del transformador y utilizarlo como retención adicional en el relevador, c) Proteger el transformador con un relevador diferencial con retención por segundo y quinto armónicos (este último es el armónico más bajo que sale del devanado en delta en regimenes simétricos). Los

dos primeros métodos tienen el inconveniente de que limitan en cierta medida la sensibilidad del relevador diferencial.

6.10 PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS CON TIERRA E EL CIRCUITO DE EXCITACIÓN

El circuito de excitación de los generadores está aislado con respecto a tierra, por lo que cuando ese aislamiento falla en algún punto y ocurre un primer contacto con tierra, prácticamente no circula corriente y no hay problemas para el generador. Sin embargo, la existencia de ese contacto con tierra incrementa el esfuerzo dieléctrico de otros puntos del devanado de campo cuando en éste se inducen voltajes por efecto de procesos transitorios en el estator de la máquina.

Cuando ocurre un segundo contacto con tierra, parte del devanado de campo puede quedar prácticamente sin corriente de excitación, pues ésta tiende a circular por el hierro del rotor entre los dos puntos de falla. Esto da lugar a un desbalance magnético en la máquina, que puede provocar una vibración muy severa, intolerable para el generador en los casos más críticos. Otro problema es el calentamiento local que experimenta el rotor en los puntos de falla, que puede llegar a distorsionarlo hasta hacerlo excéntrico, lo que también es causa de vibraciones; este proceso es más lento que el anterior, y las vibraciones pueden aparecer al cabo de un tiempo del orden de minutos, y hasta de horas.

Algunos generadores tienen sus propios sistemas de detección de contactos con tierra en el circuito de excitación, y protecciones de tipo mecánico contra vibraciones. Sin embargo, es práctica generalizada dotar a todos los generadores de una protección externa contra contactos con tierra en el circuito de excitación. Por lo general se requiere que la protección emita una alarma cuando tiene lugar el primer contacto con tierra, y se permite la operación del generador en esas condiciones, hasta que pueda ser sacado de servicio para eliminar la falla. En algunos países se instala un segundo relevador en el generador que ha experimentado un primer contacto con tierra; este relevador detecta la aparición de un segundo contacto con tierra, y manda a disparar los interruptores principal y de campo del generador.

En la figura 6.18 se presentan dos variantes e un método de detección del primer contacto con tierra, consistente en inyectar un voltaje alterno o directo entre un punto del circuito de excitación y tierra, conectando un relevador de voltaje en serie con la fuente del voltaje. Un contacto con tierra en cualquier

punto del circuito de excitación provoca la operación del relevador. La variante más utilizada de este método ha sido la de corriente alterna. Es conveniente que el generador tenga un sistema de puesta efectiva a tierra del rotor (mediante escobilla y anillo deslizantes) para evitar que la corriente del circuito de la protección circule a través de la película de aceite de los rodamientos, lo que puede dañarlos. Esta corriente en condiciones normales se debe al efecto capacitivo existente entre el rotor y tierra, y está relacionada con el hecho de que el contacto con tierra ocurre por lo general en el rotor, mientras que el terminal del relevador está conectado a la tierra externa al rotor.

Un segundo método de detección del primer contacto con tierra (ver figura 6.19) consiste en conectar un divisor resistivo entre los terminales del circuito de campo, e instalar un relevador de voltaje de corriente directa de alta sensibilidad entre el punto central de ese divisor (punto a) y tierra. Cuando ocurre un primer contacto con tierra aparece un voltaje en el relevador, cuyo valor depende de la ubicación de la falla y del voltaje de excitación. Hay un cierto punto en el devanado de campo en el que para un contacto con tierra no aparece voltaje en el relevador. Para eliminar esta zona muestra de la protección, una de las partes del divisor resistivo contiene un resistor no lineal. Una ventaja de este método con respecto al primero es que no se necesita el sistema de puesta efectiva a tierra del rotor, pues no hay circulación continua de corriente.

La protección contra segundo contacto con tierra, que se pone en servicio cuando ya la primera tierra está presente, tiene un esquema semejante al de la figura 6.19, pero el divisor resistivo es un potenciómetro, de modo que el punto a es su contacto deslizante, y los valores de R_1 y R_2 son variables. Se forma un circuito puente, cuyas ramas son R_1 , R_2 y las dos partes en que el devanado de campo ha quedado dividido por el primer contacto con tierra (denotado por F en la figura 6.19), el relevador de voltaje está situado en la rama central del puente. En el momento de instalar la protección se seleccionan los valores de R_1 y R_2 de modo que el puente esté balanceado (la protección por lo general dispone de un voltímetro conectado a ese fin en paralelo con el relevador). Al ocurrir un segundo contacto con tierra, el puente se desbalancea y aparece voltaje en el relevador, que lo hace operar.

TESIS CON
FALLA DE CORRIENTE

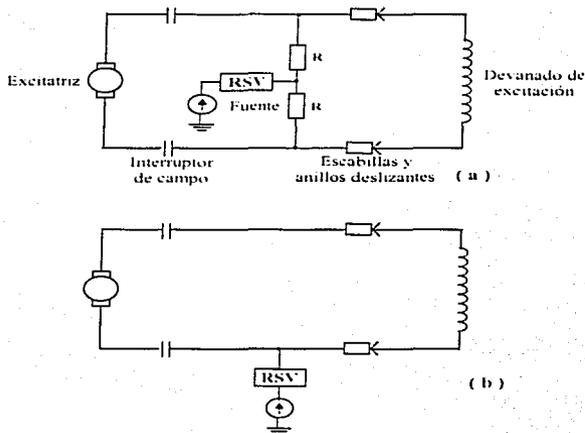


Fig. 6.18 Detección del primer contacto con tierra en el circuito de excitación

Todos los esquemas que se han presentado son aplicables a generadores que tienen escobillas en el circuito de excitación, es decir, que tienen acceso a partes estacionarias de ese circuito. En generadores con excitatrices estáticas no se pueden aplicar estos esquemas, pero por lo general se dispone de escobillas piloto que se colocan sobre los anillos del circuito de excitación para propósitos de medicación de aislamiento. La aparición de voltaje en estas escobillas, o la alteración del nivel de aislamiento del campo, pueden utilizarse como base para la protección.

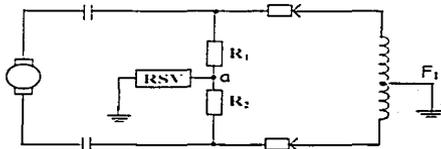


Fig. 6.19 Detección del primer contacto con tierra por medición de voltaje entre un punto de un divisor resistivo y tierra

6.11 PROTECCION CONTRA MOTORIZACION

Cuando la potencia mecánica de entrada al generador se reduce a valores que no llegan a cubrir las pérdidas, la máquina suple el déficit absorbiendo potencia real del sistema y se convierte, por tanto, en un motor sincrónico. Como la excitación no cambia, el flujo de potencia reactiva se mantiene inalterable y la máquina, si estaba sobreexcitada, consume potencia activa y entrega potencia reactiva. Esta condición corresponde al segundo cuadrante del diagrama fasorial de la figura 6.14. Si la máquina está subexcitada, por el contrario, consume potencias activa y reactiva (tercer cuadrante de la figura 6.14).

La motorización no es una condición dañina para el generador, pero puede serlo para el motor primario y para el sistema. El posible daño del motor primario depende de su tipo, mientras que el problema para el sistema es la carga eléctrica que le representa el generador motorizado, lo cual también depende del tipo de motor primario.

En turbogeneradores la motorización no es tolerable en forma prolongada, pues la turbina puede sobrecalentarse debido al flujo insuficiente (o nulo) de vapor, que no contribuye a la salida de calor generado por la fricción con el aire de los álabes. Hay incluso turbinas que se sobrecalientan a baja carga, aún con la máquina trabajando como generador. Desde el punto de vista del sistema no hay problema, pues el turbogenerador motorizado constituye una carga pequeña, no mayor del 4% de la potencia nominal de la máquina.

En hidrogeneradores la motorización por lo general no es peligrosa, aunque en determinadas condiciones puede presentarse la cavitación por bajo de agua: esto debe tenerse en cuenta antes de decidir eliminar la protección. Para el sistema no hay problemas, pues la carga impuesta no sobrepasa el 2% de la potencia nominal de la máquina. En los casos en que no hay peligro de cavitación, los generadores hidráulicos pueden incluso operarse como compensadores sincrónicos para generar reactivos cuando el sistema no necesita la generación de potencia activa.

En los generadores accionados por turbinas de gas la motorización no es peligrosa para la turbina, pero la carga impuesta al sistema puede estar entre el

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

10 y el 50% de la potencia nominal de la máquina, dependiendo del tipo de turbina.

En generadores accionados por motores de combustión interna la motorización es intolerable, pues hay peligro de incendio o explosión en el motor por efecto del combustible no quemado, y la carga impuesta al sistema es aproximadamente de un 15 a un 25% de la potencia nominal de la máquina.

En los generadores por lo general se dispone de sistemas que protegen contra esta condición, pero es recomendable la instalación de una protección eléctrica adicional (si se requiere de acuerdo con el tipo de generador). Esta protección se logra con un relevador direccional de potencia, que es un relevador direccional conectado de modo tal que responda a la inversión de la potencia activa en el generador. El relevador debe tener un cierto retardo de tiempo (del orden de 2 segundos) para evitar la operación incorrecta por las inversiones transitorias que puede experimentar la potencia del generador durante disturbios del sistema o en el proceso de sincronización. Es conveniente que el relevador permita ajustar el valor de potencia activa (entrante o saliente del generador) para el que opera en la condición de máxima sensibilidad. En la figura 6.20a se presenta un diagrama fasorial que ilustra una forma de conectar el relevador; si su ángulo de sensibilidad máxima es de -30° (máxima sensibilidad con la corriente adelantada 30° con respecto al voltaje, puede conectarse al voltaje V_{ac} y la corriente I_a , y se logra que responda a la potencia activa. La conexión se presenta en la figura 6.20b, donde las bobinas de corriente y potencial del relevador se denotan por D.

6.12 OTRAS PROTECCIONES

Hasta aquí se han presentado las protecciones más frecuentemente utilizadas en generadores, aunque algunas de ellas son aplicables solamente en generadores de capacidad relativamente grande. Hay otras protecciones de utilización menos frecuente, bien sea porque están destinadas a generadores con determinadas características, o porque están disponibles en la máquina y no se considera recomendable instalarlas también como protecciones externas. A continuación se describen brevemente algunas de ellas.

6.12.1 Protección térmica del circuito de excitación

El circuito de excitación de un generador sincrónico puede operar continuamente con una corriente igual o menor que la necesaria para generar la potencia aparente nominal, con valores nominales de voltaje y factor de potencia. Para valores del factor de potencia inferiores al nominal la potencia de salida del generador debe reducirse para no violar el valor límite de corriente de excitación.

Este límite se puede sobrepasar transitoriamente durante cortocircuitos y otros disturbios del sistema; la capacidad térmica de corto tiempo del circuito de excitación puede expresarse en función del valor porcentual de voltaje de excitación que soporta durante un tiempo dado. Valores típicos son 208, 146, 125 y 112% para tiempos de 10, 30, 60 y 120 segundos, respectivamente.

Por lo general no se dispone de sensores de temperatura en los devanados de campo de los generadores sincrónicos, por lo que es necesario utilizar métodos indirectos de protección térmica. Para sistemas de excitación con anillos deslizantes es posible determinar en forma aproximada la temperatura promedio del devanado de campo a partir de cálculos de la resistencia de campo basados en mediciones simultáneas de voltaje y corriente.

Un método adecuado de protección consiste en utilizar un relevador de sobrevoltaje de corriente alterna con característica de tiempo inverso, que se adapte a la curva de capacidad térmica de corto tiempo del circuito de excitación. El relevador puede conectarse en el circuito de campo (a través de un convertidor C/D/CA), o en los terminales o el campo de la excitatriz de corriente alterna. Este relevador, combinado con relevadores de tiempo, realiza las siguientes funciones en caso de sobreexcitación: a) Emitir una señal de alarma. b) Ajustar la corriente de excitación a un valor admisible. c) Después de cierto tiempo, transferir el regulador a otro sistema de control, o desactivarlo. d) Si la sobreexcitación persiste, provocar el disparo del generador.

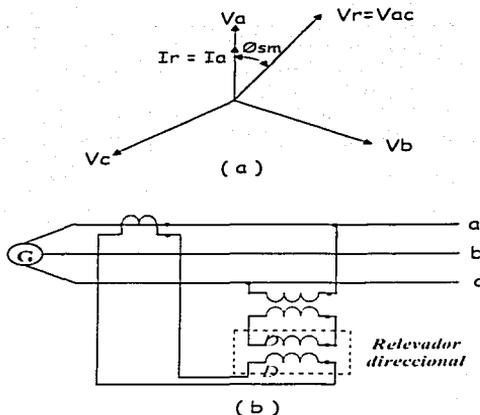


Fig. 6.20 Diagrama fasorial (a) y conexión (b) de un relevador direccional de potencia para protección contra motorización

Es posible también utilizar un relevador de voltaje con características de tiempo definido, pero en este caso el tiempo de operación debe determinarse para la sobreexcitación máxima esperada, lo que implica sobreproteger el circuito de excitación para condiciones de menor severidad.

Los sistemas de excitación modernos por lo general incluyen funciones de protección, entre las que puede estar la protección térmica del circuito de excitación. Si las funciones de protección y regulación son independientes, no se requieren protecciones externas del tipo de las descritas anteriormente. Por el contrario, si la protección es parte del sistema de regulación, no protege contra fallos de este sistema, y no está disponible cuando el regulador está fuera de servicio. En este caso es recomendable instalar una protección externa.

6.1.2.2 Protección contra sobrevoltaje

En hidrogenadores la condición de rechazo de carga puede provocar velocidades del orden del 140% de la nominal, y voltajes superiores al 200% del valor normal. En esta situación puede no existir sobreexcitación (no se violan los límites del cociente voltaje-frecuencia), pero el sobrevoltaje puede provocar daños en el generador. En turbo-generadores con turbinas de gas no se llega a esta condición, debido a la rapidez de respuesta del sistema de control de velocidad y del regulador de voltaje.

La protección contra sobrevoltaje de hidrogenadores se brinda con un relevador de sobrevoltaje cuyos parámetros de ajuste no varían con la frecuencia, conectado a transformadores de potencial diferentes de los utilizados para el regulador de voltaje del generador.

El relevador debe tener dos unidades, una instantánea, y otra con retardo de tiempo (generalmente con característica de tiempo inverso). La unidad instantánea se ajusta al 120-150% del voltaje nominal, y la unidad con retardo aproximadamente el 110% del voltaje nominal.

El criterio de disparo más difundido consiste en hacer que ambas unidades provoquen la apertura de los interruptores principal y de campo del generador. Cuando el elemento con retardo es de tiempo definido, puede conformarse con un elemento instantáneo y un relevador auxiliar de tiempo; en ese caso puede disponerse que su operación active una alarma o inserte automáticamente resistencia en el circuito de excitación en forma instantánea y, si el sobrevoltaje persiste, el relevador de tiempo genera la señal de disparo de ambos interruptores de la máquina.

6.1.2.3 Protección contra operación a frecuencias anormales

La operación de generadores con frecuencia superiores a la nominal se debe a la sobrevelocidad resultante de una pérdida total o parcial de la carga. Esta reducción súbita de la potencia activa de salida puede deberse a la liberación de fallas, a la desconexión automática excesiva de carga durante un disturbio, o a la formación de islas eléctricas con excedente de generación. La condición de sobre frecuencia por lo general no es crítica para el generador, ya

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

que las acciones automáticas y manuales de control restablecen adecuadamente la frecuencia a valores aceptables para la máquina.

La condición de baja frecuencia puede aparecer en un generador en ciertos regímenes de operación del sistema y durante disturbios. Un caso crítico es cuando el sistema se divide y el generador queda en una isla eléctrica con déficit de generación. Tanto el generador como la turbina (de vapor y de gas) tienen limitaciones para la operación en condiciones de baja frecuencia.

La disminución de frecuencia reduce la capacidad de potencia del generador; este efecto, combinado con la posible sobrecarga asociada al disturbio, puede ocasionar un daño térmico si el generador no tiene una protección térmica adecuada.

La turbina es el elemento más limitante en regímenes de baja frecuencia. En turbinas de vapor y de gas pueden ocurrir vibraciones e álaves por resonancia mecánica, que provocan fatiga. El efecto es acumulativo, de modo que la máquina soporta la operación con baja frecuencia durante un tiempo dado en toda su vida útil, el que se reduce a medida que la frecuencia del sistema es menor. El esquema de corte de carga por baja frecuencia del sistema eléctrico de potencia constituye la protección primaria de los generadores contra baja frecuencia. A modo de respaldo, cada generador debe tener protección individual contra baja frecuencia. Una protección adecuada se brinda con varios relevadores ajustados a diferentes valores de frecuencia con distintos tiempos de operación.

6.1.2.4 Protección contra pérdida de sincronismo

Cuando un generador pierda el sincronismo aparecen corrientes de valores elevados que, combinados con la operación con frecuencias diferentes de la nominal, someten a la máquina a esfuerzos en los devanados y a pares pulsantes que pueden excitar condiciones de resonancia mecánica. Todo ello puede causar daños en el generador y en su eje de acoplamiento con la mecánica. Todo ello puede causar daños en el generador y en su eje de acoplamiento con la turbina, por lo que este régimen de operación de la máquina debe evitarse.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La protección contra pérdida de excitación del generador puede incidentalmente detectar pérdidas de sincronismo en los casos en que el centro eléctrico de la oscilación quede dentro del generador. Sin embargo, en muchos casos el centro eléctrico está localizado en el transformador elevador o en el sistema exterior, por lo que esta protección no siempre resuelve el problema.

Una protección adecuada contra pérdida de sincronismo en generadores puede brindarle en igual forma que en líneas de transmisión, mediante dos unidades tipo impedancia-ángulo con característica lineal en el plano complejo impedancia, que lo dividen en tres áreas. Es conveniente complementarias con una unidad tipo mho con característica desplazada hacia dentro del generador, que cubre también el transformador elevador y parte de la impedancia del sistema exterior. De esta forma se detectan trayectorias de pérdida de sincronismo que cruzan por el generador, el transformador, o parte del sistema exterior, y puede generarse la señal de disparo en momentos en que el ángulo entre los voltajes tiene un valor reducido, para evitar posibles daños en los interruptores.

La protección contra pérdida de sincronismo debe provocar la separación del generador y el sistema, pero no necesariamente desconectando el generador. Puede ser más conveniente enviar una señal de disparo transferido a otros interruptores, para formar una isla eléctrica con un balance apropiado de generación y carga, en lugar de perder el generador.

6.1.2.5 Protección contra conexión inadvertida

La aplicación súbita de voltaje trifásico a un generador que está en reposo o girando lentamente provoca un comportamiento y una aceleración semejantes a los de un motor asincrónico. La impedancia equivalente de la máquina en esta condición es la subtransitoria, y puede tomar una corriente comprendida en el intervalo de 1 a 5 pu, en dependencia de la impedancia del sistema. El voltaje terminal del generador puede tener valores del orden del 20 al 70% del nominal. Durante el período de aceleración se inducen corrientes elevadas en el rotor, que pueden dañarlo en pocos segundos. Los rodamientos del generador pueden sobrecalentarse debido a la baja presión de aceite, con peligro de daño en fracciones de segundo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Esta condición puede ser detectada por las protecciones contra pérdida de excitación, motorización y de respaldo para fallas externas, pero su operación no es confiable en todos los casos, o tiene un retardo de tiempo excesivo.

En generadores de grandes capacidades es recomendable aplicar una protección específica contra la conexión inadvertida, que puede brindarse con relevadores direccionales de sobrecorriente, con relevadores de sobrecorriente supervisados por frecuencia, y con relevadores de distancia.

6.1.2.6 Protección separadora

Los generadores de capacidad pequeña que están interconectados con el sistema eléctrico de potencia, como ocurre en muchos sistemas industriales, pueden en determinadas ocasiones quedar aislados del sistema por disparo de líneas debido a cortocircuitos externos. La carga que queda conectada al generador en esos casos puede ser muy grande, por lo que es necesario desconectarlo de la red eléctrica exterior.

Esta función la realiza una protección (generalmente denominada separadora) que está compuesta por un relevador de baja frecuencia y otro direccional de potencia. El elemento de baja frecuencia responde a la caída de frecuencia asociada con la sobrecarga del generador, y el relevador direccional opera cuando fluye una potencia excesiva hacia el sistema. Este segundo relevador no siempre es aplicable, pues su ajuste depende del régimen de operación de la pequeña planta generadora.

6.13 RESUMEN DE PROTECCIÓN DE GENERADORES

A continuación se presenta un resumen de las protecciones de generadores, indicando su número de designación de acuerdo con la nomenclatura aprobada por IEEE (American Standard C37.2-1979).

1) Protección contra cortocircuitos entre fases en el estator

a) Protección diferencial (87)

b) Protección de sobrecorriente con retención o control por voltaje (generadores de capacidad pequeña) (51V)

2) Protección contra cortocircuitos entre espiras de una misma fase en el estator (61)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- 3) Protección contra fallas a tierra en el estator
 - a) Protección por detección de sobrevoltaje en la impedancia de aterrizamiento (59 GN)
 - b) Protección diferencial (87GN)
 - c) Protección de sobrecorriente (generadores de capacidad pequeña (51G)
- 4) Protección de respaldo contra cortocircuitos externos
 - a) Protección de distancia (21)
 - b) Protección de sobrecorriente con retención o control por voltaje (51V)
- 5) Protección contra sobrecargas balanceadas (protección térmica del estator) (49)
- 6) Protección contra sobrecargas desbalanceadas (46)
- 7) Protección contra pérdida o reducción de excitación (40)
- 8) Protección contra sobrecitacion (24)
- 9) Protección contra contacto con tierra en el circuito de excitación 64 F)
- 10) Protección contra motorización (32)
- 11) Protección térmica del circuito de excitación
- 12) Protección contra sobrevoltaje (59)
- 13) Protección contra operación a frecuencias anormales (81)
- 14) Protección contra pérdida de sincronismo (78)
- 15) Protección contra conexión inadvertida
- 16) Protección separadora (generadores de capacidad pequeña).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSI/IEEE Std. C37.102-1987 IEEE guide for AC generator protection.
2. ANSI/IEEE Std. C37.101-1985, IEEE guide for generator ground protection.
3. Altuve, H. Protection de sistemas eléctricos de potencia. Monterrey, N:L.: México: Universidad Autónoma de Nuevo León y comisión Federal de Electricidad, 1992.
4. Blackburn, J:L: Protective relaying: principles and applications, Nev York and Basel: Marcel Dekker Inc., 1987.
5. Honowitz, S:H: and Phadke, A:G: Power system relaying. Taunton, somerset, England: Research studies press Ltd., 1992
6. IEC Standar publication 34-4, Rotating electrical machines, Part q and 4, 1985.
7. ANSI C50.13-1989 standar for rotating electrical machinery-cylindrical-rotor synchronous generators.
8. ANSI/IEEE Std 421A-1978, IEEE guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems.
10. IEEE Std 421-1972, IEEE standard criteria and definitions for excitation systems for synchronous machines.
11. IEEE Std 412.4-1990, IEEE guide for the preparation of excitation systems specifications.
12. IEEE Ste. 421.5-1992, IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies.