

Análisis de Pequeña Señal de Sistemas de Excitación Tipo Estáticos de Generadores Síncronos usando el Programa Computacional DigSILENT Power Factory

César Andrés Mejía

Jesús Játiva Ibarra

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional

Quito, Ecuador

Resumen - Este trabajo tiene como finalidad realizar un análisis de estabilidad de pequeña señal en el dominio del tiempo y la frecuencia de los sistemas de excitación tipo estáticos para generadores síncronos.

Se modela el sistema máquina – barra infinita incluyendo el modelo dinámico de un sistema de excitación estático. Se obtienen las respuestas en el dominio del tiempo y la frecuencia, mediante el programa computacional Matlab- Simulink, cuyas características son contrastadas con indicadores establecidos en la normativa del IEEE. El modelo máquina – barra de carga es modelado en el paquete computacional DIGSILENT Power Factory con el propósito de analizar la estabilidad de pequeña señal en una unidad de la Fase C de la central de generación hidroeléctrica Paute-Molino incluyendo su sistema de excitación estático.

Palabras clave: Estabilidad de Pequeña Señal, Excitación Estática ST1, DIGSILENT, Central Paute-Molino.

Abstract- This work has the purpose to perform an analysis of small-signal stability both in time and frequency domain of static excitation systems for synchronous generators.

The single-machine infinite bus system is modeled including the dynamic model of a static excitation system. Responses in the time and frequency domain are obtained by using the computational program Matlab-Simulink. The response characteristics in both domains are contrasted with indicators established by the IEEE standards. The load bus - machine system model is represented in DIGSILENT Power Factory software with the purpose of analyzing the small-signal stability in one unit of the Hydro-electric Plant Paute Molino Fase C including a static excitation system.

Key words: Small Signal Stability, Static Excitation ST1, DIGSILENT, Paute-Molino Power Plant.

I. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad del sistema de potencia para, a partir de una condición inicial de operación dada, mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones. Las inestabilidades de pequeña señal que

podrían resultar pueden ser de dos tipos: a) incremento constante del ángulo del rotor debido al insuficiente torque sincronizante, y b) oscilaciones del rotor con amplitud creciente debido al insuficiente torque de amortiguamiento.

La respuesta del sistema depende también de las condiciones iniciales de operación, de la robustez del sistema de transmisión y de los sistemas de control.

En ausencia de regulador automático de voltaje (AVR), la inestabilidad se debe al insuficiente torque sincronizante (Fig. 1) y con los reguladores automáticos de voltaje la inestabilidad se da por el insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones del rotor (Fig. 2).

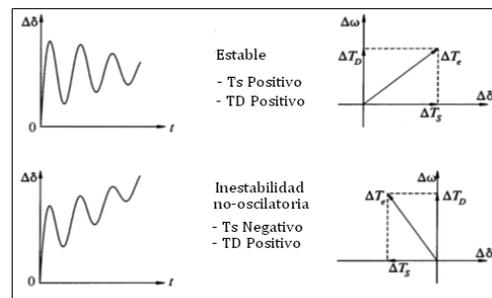


Fig. 1 Relación torque - ángulo sin sistema de excitación (Voltaje de campo constante)

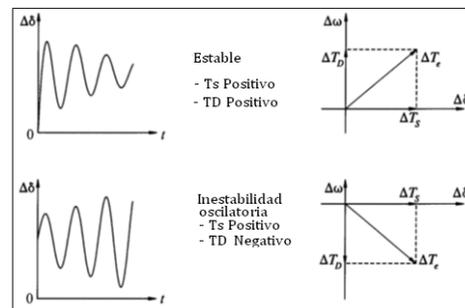


Fig. 2. Relación torque - ángulo con sistema de excitación

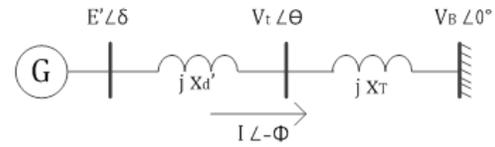
En los actuales sistemas de potencia, las condiciones de inestabilidad se producen por la falta de amortiguamiento en las oscilaciones del sistema. Los problemas de estabilidad de pequeña señal se clasifican en:

- Modos entre áreas: Estas oscilaciones involucran varias máquinas en un área del sistema contra máquinas en otra área. Estas áreas se interconectan entre sí por una línea de enlace. Estas oscilaciones se encuentran entre 0,2 y 0,7 Hz.
- Modos locales o modos sistema-máquina: Está asociado con las oscilaciones de unidades en una central eléctrica con respecto al resto del sistema de potencia. Estas oscilaciones se encuentran entre 0,8 y 1,8 Hz.
- Modos entre máquinas: Se produce cuando las unidades de una central eléctrica que conectadas a una misma barra oscilan una respecto de la otra. Estas oscilaciones son provocadas por las interacciones de los controles de las unidades y se encuentran entre 1,5 y 3 Hz.
- Modos de control: Está asociado con las unidades de generación y los sistemas de control. Las inestabilidades son causadas por reguladores de voltaje, reguladores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores estáticos. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz.
- Modos de torsión: Está asociado con los componentes rotacionales del sistema turbina-generator. Las inestabilidades son causadas por interacción con los controles de excitación, gobernador de velocidad, controles HVDC, y líneas de compensación serie-paralelo. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.

II. MODELO DE UN GENERADOR SINCRÓNICO CON SISTEMA ESTÁTICO DE EXCITACIÓN

Se desarrolla la representación en variables de estado del sistema compuesto por un generador sincrónico de la Fase C de Paute conectado a una barra infinita a través de un transformador.

Se representa a uno de los generadores de la Fase C de Paute mediante el modelo clásico [1]. Este generador se conecta a una barra infinita a través de un transformador de elevación (Fig. 3), para lo cual, se considera potencia mecánica constante, resistencias del estator y amortiguamiento insignificantes, voltaje interno del generador E' constante, y si una carga es conectada a los terminales del generador, esta puede ser representada por una impedancia constante.



- $E' \angle \delta$ = voltaje y ángulo interno del generador respectivamente
- $V_t \angle \theta$ = voltaje y ángulo en terminales del generador
- $V_B \angle 0^\circ$ = voltaje de la barra infinita con ángulo de 0 grados
- I = corriente que sale del generador
- X'_d = reactancia sub-transitoria del generador
- X_T = reactancia del transformador

Fig. 3 Representación del generador sincrónico por el modelo clásico

La potencia compleja en los terminales internos del generador está dado por:

$$\vec{S} = \frac{E'V_B}{X'_d + X_T} \sin \delta + j \left[\frac{E'^2}{X'_d + X_T} - \frac{E'V_B}{X'_d + X_T} \cos \delta \right] \quad (1)$$

Al considerar la resistencia del estator insignificante, la potencia eléctrica en vacío (P_e) es igual a la potencia en terminales (P). En por unidad el torque eléctrico es igual a la potencia eléctrica. Por lo tanto, de la potencia compleja en terminales internos del generador (ecuación 2) se tiene:

$$T_e = P = \frac{E'V_B}{X'_d + X_T} \sin \delta \quad (2)$$

Al linealizar la ecuación 2 en un punto de operación inicial $\delta = \delta_0$ se tiene:

$$\Delta T_e \Big|_{\delta=\delta_0} = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Big|_{\delta=\delta_0} \Delta \delta = \frac{E'V_B}{X'_d + X_T} \cos(\delta_0) \Delta \delta \quad (3)$$

La ecuación de oscilación de un generador en sistema por unidad asociado con el amortiguamiento se expresa como:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta \omega \quad (4)$$

donde:

- H = constante de inercia
- ω_0 = velocidad de sincronismo, $\omega_0 = 377$ [rad/s]
- δ = ángulo del rotor
- T_m = torque mecánico
- T_e = torque eléctrico
- K_D = coeficiente de amortiguamiento en el rotor
- $\Delta \omega$ = desviación de la velocidad en pu

Expresando la ecuación 4 como dos ecuaciones diferenciales de primer orden, en por unidad se tiene:

$$\frac{d\Delta \omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \Delta \omega) \quad (5)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \Delta \omega \quad (6)$$

Al linealizar la ecuación 5 alrededor de un punto de operación ($T_m = T_{m0}, T_e = T_{e0}, \Delta w = \Delta w_0$) y reemplazar por ΔT_e de la ecuación 3 se tiene:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_S \Delta\delta - K_D \Delta\omega) \quad (7)$$

Donde K_S es el coeficiente de torque sincronizante es:

$$K_S = \left(\frac{E'V_B}{X'_d + X_r} \right) \cos \delta_0 \quad (8)$$

Al linealizar la ecuación 6 alrededor de un punto de operación ($\Delta w = \Delta w_0$) se tiene:

$$\frac{d\Delta\delta}{dt} = \omega_0 \Delta\omega \quad (9)$$

Al expresar las ecuaciones 7 y 9 en la forma matriz-vector, se obtiene:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (10)$$

La representación en diagrama de bloques mostrado en la Fig. 4 se usa para describir el rendimiento en pequeña señal del sistema generador – barra infinita. Al perturbar el sistema con una variación en el torque mecánico aparece una componente de torque sincronizante y otra componente de torque de amortiguamiento.

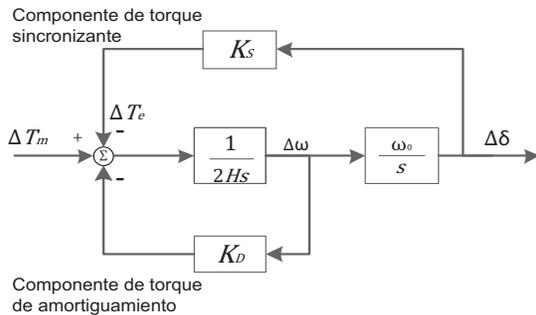


Fig. 4 Diagrama de bloques del sistema generador – barra infinita

De la Figura 4 se tiene:

$$\begin{aligned} \Delta\delta &= \frac{\omega_0}{s} \left[\frac{1}{2Hs} (-K_S \Delta\delta - K_D \Delta\omega + \Delta T_m) \right] \\ &= \frac{\omega_0}{s} \left[\frac{1}{2Hs} \left(-K_S \Delta\delta - K_D s \frac{\Delta\delta}{\omega_0} + \Delta T_m \right) \right] \end{aligned} \quad (11)$$

Al arreglar la ecuación anterior, se tiene:

$$s^2 (\Delta\delta) + \frac{K_D}{2H} s (\Delta\delta) + \frac{K_S}{2H} \omega_0 (\Delta\delta) = \frac{\omega_0}{2H} \Delta T_m \quad (12)$$

La ecuación característica está dado por:

$$s^2 + \frac{K_D}{2H} s + \frac{K_S}{2H} \omega_0 = 0 \quad (13)$$

Al comparar la ecuación anterior con la forma general: $s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0$, se tiene la frecuencia natural

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_S \omega_0}{2H}} \quad [rad/s] \quad (14)$$

y la relación de amortiguamiento es:

$$\begin{aligned} \zeta &= \frac{1}{2} \frac{K_D}{2H\omega_n} \\ &= \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{K_S 2H\omega_0}} \end{aligned} \quad (15)$$

Con el aumento del coeficiente del torque sincronizante K_S , la frecuencia natural aumenta y la relación de amortiguamiento disminuye. Un incremento en el coeficiente del torque de amortiguamiento K_D , incrementa la relación de amortiguamiento, y con el incremento de la constante de inercia decrece ω_n y ζ .

A. Efecto del Circuito de Campo en el Generador Sincrónico

Para analizar los efectos de las variaciones del campo se considera amortiguamiento insignificante, y voltaje de campo constante (sin sistema de control de excitación). La dinámica del circuito de campo está dada por el flujo concatenado y se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{d\psi_{fd}}{dt} = \omega_0 (e_{fd} - R_{fd} i_{fd}) \quad (16)$$

$$= \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} E_{fd} - \omega_0 R_{fd} i_{fd}$$

En la ecuación 16, ψ_{fd} , E_{fd} , i_{fd} y R_{fd} son el flujo, voltaje, corriente y resistencia del devanado de campo. En la sección 12.3.2 de [1], se desarrolla toda la metodología para determinar las ecuaciones lineales y calcular las constantes del modelo que incluye el efecto del devanado de campo en las oscilaciones del ángulo del rotor. El modelo se presenta en diagrama de bloques en la Fig. 5.

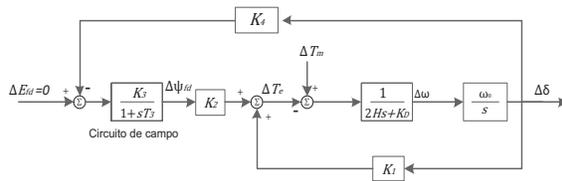


Fig. 5 Circuito Diagrama de bloques del sistema generador – barra infinita considerando los efectos del campo

La metodología expuesta para el cálculo de las constantes del modelo contiene variables y parámetros de la máquina síncrona no se detalla en este trabajo; sin embargo, para una mejor comprensión del modelo, la definición de los coeficientes se simplifican de la siguiente manera:

K1 es el coeficiente de torque sincronizante, el cual además incluye un componente torque que se debe a la variación de reluctancia de los polos salientes del rotor.

K2 es el coeficiente que relaciona los cambios en el flujo de campo concatenado con el cambio en el torque eléctrico.

K3 es el factor de impedancia, junto con T3 afectan la respuesta dinámica en la concatenación de flujo de campo. Estos parámetros definen la velocidad con la que el flujo de campo puede cambiar.

K4 es el coeficiente que relaciona los cambios del ángulo de carga con cambios en las concatenaciones de flujo.

B. Representación del Sistema Estático de Excitación en Variables de Estado

El sistema de excitación que se incorpora al generador de la fase C de Paute es el modelo ST1A por presentar un respuesta amortiguada en el dominio del tiempo. La ecuación lineal que define el efecto del sistema de excitación es:

$$\Delta V_t = \frac{v_{d0}}{V_{t0}} \Delta v_d + \frac{v_{q0}}{V_{t0}} \Delta v_q \quad (17)$$

y luego

$$\Delta V_t = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta \psi_{fd} \quad (18)$$

donde

$$K_5 = \frac{v_{d0}}{V_{t0}} [-R_a m_1 + L_i n_1 + L_{aqs} n_1] + \frac{v_{q0}}{V_{t0}} [-R_a n_1 - L_i m_1 - L'_{ads} m_1] \quad (19)$$

$$K_6 = \frac{v_{d0}}{V_{t0}} [-R_a m_2 + L_i n_2 + L_{aqs} n_2] + \frac{v_{q0}}{V_{t0}} \left[-R_a n_2 + L_i m_2 + L'_{ads} \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2 \right) \right] \quad (20)$$

La Fig. 6 muestra el diagrama de bloques del generador-barra infinita, considerando los efectos de la Excitatriz y el AVR.

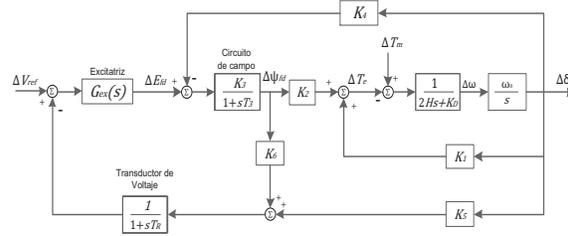


Fig. 6 Diagrama de bloques considerando la Excitatriz y el AVR

Se reemplaza los valores en las ecuaciones anteriores con los datos de un generador de la Fase C de Paute y de la Figura 6 y se obtiene la respuesta matricial del sistema.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\psi}_{fd} \\ \Delta \dot{V}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,1596 * K_D - 0,1743 - 0,1231 & 0 \\ 377 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,1350 - 0,3673 - 0,2046 * K_A & & \\ 0 & -17,43 & 8,643 & -33,33 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \\ \Delta \psi_{fd} \\ \Delta V_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} [\Delta T_m]$$

Considerando que K_D es cero, la ecuación característica del sistema anterior es:

$$\lambda^4 + 33,697 \lambda^3 + (77,828 + 1,763 * K_A) \lambda^2 + 2184,51 \lambda + (593,66 + 280,26 * K_A) = 0$$

Mediante el criterio de Routh Hurwitz se determina que la ganancia del regulador K_A debe tomar valores ente 0 y 19,26 para que el sistema sea estable. Considerando un valor de $K_A = 5$, se obtiene que los valores propios del sistema son:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= -33,0375 \\ \lambda_2 &= -0,135 + j8,0765 \\ \lambda_3 &= -0,135 - j8,0765 \\ \lambda_4 &= -0,9297 \end{aligned}$$

Para determinar la participación de los valores propios ($\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ y λ_4) sobre las variables de estado del sistema ($\Delta \delta, \Delta \psi_{fd}, \Delta \omega$ y ΔV_1) se utiliza la matriz de factores de participación P_i , para lo cual se procede a calcular la matriz de vectores propios derechos ϕ_i y la matriz de vectores propios izquierdos ψ_i como se indica a continuación.

La matriz de vectores propios derechos asociados a cada valor propio es:

$$\Phi_i = \begin{bmatrix} 0,0001 & -0,0003 - j0,0191 & -0,0003 + j0,0191 & -0,0012 \\ -0,0013 & -0,8902 & -0,8902 & 0,5060 \\ 0,0313 & 0,0096 + j0,0418 & 0,0096 - j0,0418 & -0,7259 \\ 0,9995 & 0,4429 - j0,0961 & 0,4429 + j0,0961 & -0,4659 \end{bmatrix}$$

La matriz de vectores propios izquierdos asociados a cada valor propio es:

$$\Psi_i = \begin{bmatrix} 0,9799 & -0,0007 & 0,9997 & -0,9202 \\ -0,0859 & -0,0004 - j0,0214 & -0,0004 + j0,0214 & 0,0023 \\ 0,0494 & 0,0014 - j0,0152 & 0,0014 + j0,0152 & -0,3913 \\ -0,1730 & 0,0001 + j0,0004 & 0,0001 - j0,0004 & -0,0124 \end{bmatrix}$$

La matriz de participación es:

$$\Psi_i = \begin{bmatrix} 0,0001 \angle 0^\circ & 0,0191 \angle -90,95^\circ & 0,0191 \angle 90,95^\circ & -0,0011 \angle 0^\circ \\ 0,0001 \angle 0^\circ & 0,0191 \angle 90,950^\circ & 0,0191 \angle -90,95^\circ & 0,0011 \angle 0^\circ \\ 0,0015 \angle 0^\circ & 0,0007 \angle -18,250^\circ & 0,0007 \angle 18,25^\circ & -0,2840 \angle 0^\circ \\ 0,1729 \angle 180^\circ & 0,0002 \angle 85,960^\circ & 0,0002 \angle -85,96^\circ & -0,0058 \angle 180^\circ \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \\ \Delta V_1 \end{matrix}$$

$\lambda_1 \qquad \lambda_2 \qquad \lambda_3 \qquad \lambda_4$

Como se puede notar los modos oscilatorios λ_2 y λ_3 corresponden a $\Delta\omega$ y $\Delta\delta$, y los modos no oscilatorios dados por λ_1 y λ_4 corresponden a ΔV_1 y $\Delta\psi_{fd}$ respectivamente.

1) Respuesta a una señal paso

En la Fig. 7 y Fig. 8 se muestra la variación de la posición del ángulo del rotor y la variación de la velocidad del rotor respectivamente, para un cambio en el torque sincronizante. Como se puede notar para un $K_D = 0$, el sistema es estable si y solo si K_A toma valores desde 0 hasta 19,26.

Si $K_A = 0$ el sistema oscila a una determinada amplitud y con $K_A = 5$ el sistema presenta oscilaciones que disminuyen al pasar el tiempo, siendo el sistema con estos valores estable, sin embargo, las pequeñas oscilaciones que se observan se debe a la falta de la componente de amortiguamiento, lo cual se soluciona con un estabilizador de sistemas de potencia o PSS. Para $K_A = -2$ el sistema presenta una oscilación de amplitud creciente, por lo tanto para este valor, el sistema es totalmente inestable.

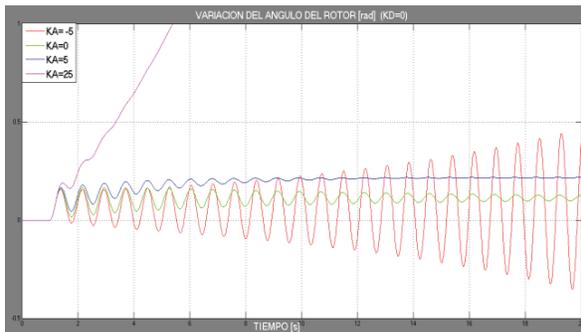


Fig. 7 Respuesta de la posición angular del rotor con $K_D = 0$ y variando la ganancia del regulador K_A

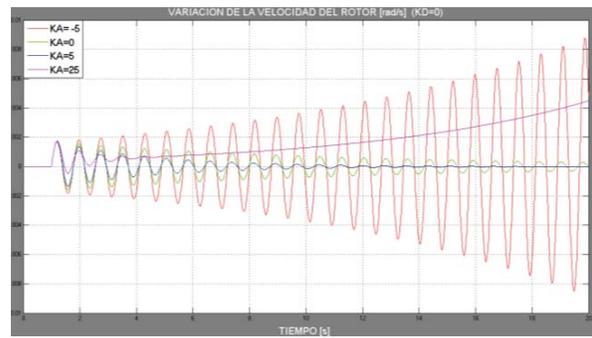


Fig. 8 Respuesta de la velocidad angular del rotor con $K_D = 0$ y variando la ganancia del regulador K_A

2) Diagrama de Nyquist

El criterio de estabilidad de Nyquist permite determinar gráficamente la estabilidad absoluta del sistema en lazo cerrado a partir de las curvas en frecuencia en lazo abierto, sin que sea necesario determinar los polos en lazo cerrado. Un sistema en lazo cerrado es estable si la trayectoria de Nyquist no encierra al punto crítico $(-1 + j0)$. Mientras más alejado se encuentre la trayectoria al punto crítico el sistema es más estable.

En la Fig. 9 se muestra la trayectoria de Nyquist para el sistema generador barra infinita considerando los efectos del campo y el regulador automático de voltaje. Esta respuesta considera un amortiguamiento $K_D = 0$ y una ganancia del regulador $K_A = 25$. Como se puede notar en la Fig. 9 la trayectoria de Nyquist encierra al punto crítico $(-1 + j0)$, por tanto el sistema con ese valor de ganancia es inestable.

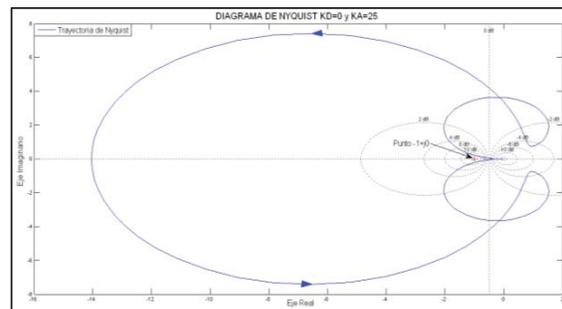


Fig. 9 Diagrama de Nyquist del sistema generador barra infinita considerando el campo y el AVR

En la Fig. 10 se muestra la trayectoria de Nyquist del sistema pero ahora se considera un amortiguamiento $K_D = 0$ y una ganancia del regulador $K_A = 5$.

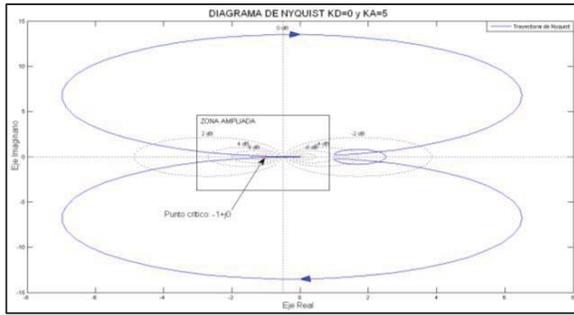


Fig. 10 Diagrama de Nyquist del sistema generador barra infinita considerando el campo y el AVR

Como se puede notar en la Fig. 10 la trayectoria de Nyquist no encierra al punto crítico $(-1 + j0)$, por tanto el sistema es estable con ese valor de ganancia. Sin embargo, la trayectoria no se encuentra alejada lo suficiente del punto crítico $(-1 + j0)$, por lo que el sistema es estable pero oscilatorio.

3) Diagrama de Bode

El diagrama o traza de bode es una representación gráfica que sirve para caracterizar la respuesta en frecuencia de un sistema, es decir, determinar la salida en régimen permanente, cuando la entrada es una sinusoidal con frecuencias que varían desde 0 hasta el infinito.

Con la ayuda del diagrama de Bode no solo se puede determinar la estabilidad absoluta de un sistema, sino que también, su estabilidad relativa mediante el valor del pico de resonancia, el cual determina si el sistema es o no oscilatorio.

En la Fig. 11 se muestra el diagrama de Bode del sistema generador barra infinita considerando los efectos del campo y del AVR. Para las dos gráficas, la simulación se realiza con una componente de amortiguamiento de cero y lo que varía es la ganancia del regulador, la una de -5 y la otra de 5.

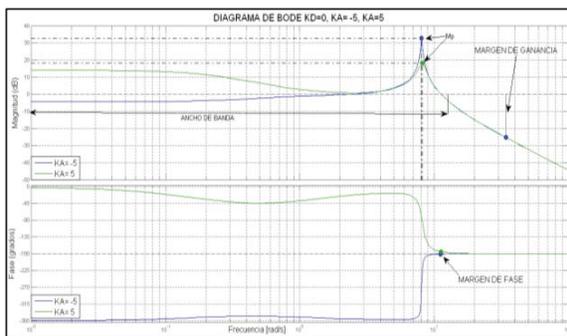


Fig. 11 Diagrama de Bode del sistema generador barra infinita considerando el campo y el AVR

De la figura anterior se obtienen el margen de fase, margen de ganancia, ancho de banda y el valor del pico de

resonancia. En la Tabla I se muestran los índices obtenidos y el rango de valores típico de acuerdo a la IEEE 421.2 – 1990.

TABLA I

VALOR DE LOS ÍNDICES DEL DIAGRAMA DE BODE DEL SISTEMA DE ANÁLISIS

Índices	$K_A = -5$	$K_A = 5$	Rango de valores típicos IEEE 421.2 – 1990
Margen de ganancia, M_g	25,3 dB	25,3 dB	≥ 6 dB
Margen de fase, M_f	- 0,871°	4,97°	$\geq 40^\circ$
Pico de resonancia, M_p	32,6 dB	25,3 dB	1 a 2 dB
Ancho de banda,	1,95 Hz	1,97 Hz	0,3 Hz a 12 Hz

Como se puede notar en la Tabla I y Fig. 11 cuando la ganancia del regulador es -5, se tienen un margen de fase negativo y un pico de resonancia muy elevado, por lo cual, se puede decir que el sistema es inestable.

Para la ganancia del regulador de 5, se tienen un margen de fase positivo, pero no está dentro de los rangos de valores típicos, lo mismo ocurre con el pico de resonancia. Por lo anteriormente mencionado, se concluye que el sistema es estable pero oscilatorio, conclusión que se obtuvo con el análisis del diagrama de Nyquist.

III. APLICACIÓN A SISTEMAS ELÉCTRICOS DE PRUEBA

A. Sistema Generador de la Fase C de la Central Paute Molino – Barra de Carga

Se modela el sistema máquina - barra de carga en el paquete computacional DIGSILENT Power Factory V13.2 (ver Fig. 12), se incluye el sistema de excitación ST1A previo a una sintonización de los parámetros mediante el método de prueba y error.

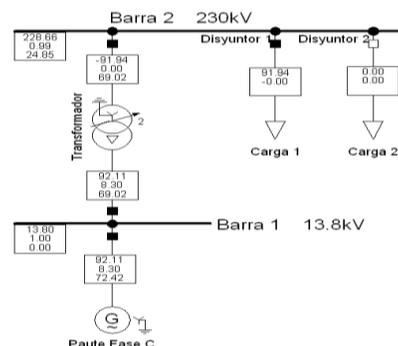


Fig. 12 Sistema de Prueba

En la Tabla II se muestran los valores de condición inicial para las potencias del Generador, Carga 1 y Carga 2.

TABLA II

POTENCIA DEL GENERADOR DE LA FASE C Y DE LA CARGA 1 Y 2

	S [MVA]	P [kW]	Q [kVAr]
Generador Paute Fase C	127,7	114,93	55,66
Carga 1 (80%)	102,16	91,944	44,528
Carga 2 (10%)	10,216	9,1944	4,4528

1) *Prueba del Regulador de Voltaje en Estado Estable y Escalones de +/- 5 % del Voltaje de Referencia*

Una vez ingresado el regulador de voltaje VCO_ESST1A se simula la prueba en estado estable. A partir de los 0,1 segundos se cambia súbitamente el voltaje de referencia (usetp) un 5% por encima y debajo de su valor en estado estable y se verifica que el voltaje terminal de la máquina tienda al valor de referencia, que su respuesta sea amortiguada y que los tiempos se encuentren dentro de los rangos aceptables.

Los valores en estado estable de las variables del regulador de voltaje, carga y generador se indican en la Tabla III.

TABLA III

CONDICIONES INICIALES EN ESTADO ESTABLE

	P[MW]	Q[MVAr]	Sec 1	Sec 2
Carga 1	91,944	44,528	Conectado	_____
Carga 2	9,1944	4,4528	_____	Desconectado
Variables	Elemento	Descripción	Valor	Unidad
u	Generador	Voltaje terminal	1,000	[p.u.]
UI	Generador	Voltaje línea-línea	13,8	[kV]
Q	Generador	Potencia reactiva	55,799	[MVAr]
u_{erss}	VCO	Voltaje de excitación	1,763	[p.u.]
UI	Carga	Voltaje línea-línea	218,079	[kV]
usetp	VCO	Voltaje paso	1,002	[p.u.]

En la Fig. 13 se observa el comportamiento de las variables presentadas en la Tabla III en Estado Estable y las respuestas a Escalones de +/- 5 % del Voltaje de Referencia.

Los valores mostrados en la Tabla IV se obtienen considerando que las respuestas de la Fig. 13 se aproximan a las respuestas de un sistema de segundo orden. De los resultados mostrados se concluye que las respuestas presentan bajos sobre-impulsos. La relación de amortiguamiento toma valores entre 0,7 y 1 segundo,

logrando que las respuestas del sistema sean sobre-amortiguadas. La frecuencia natural del sistema es muy baja con valores menores a 1 Hz. En general, todos los tiempos están dentro de los rangos aceptables de la IEEE, determinando que la sintonización del sistema es correcta.

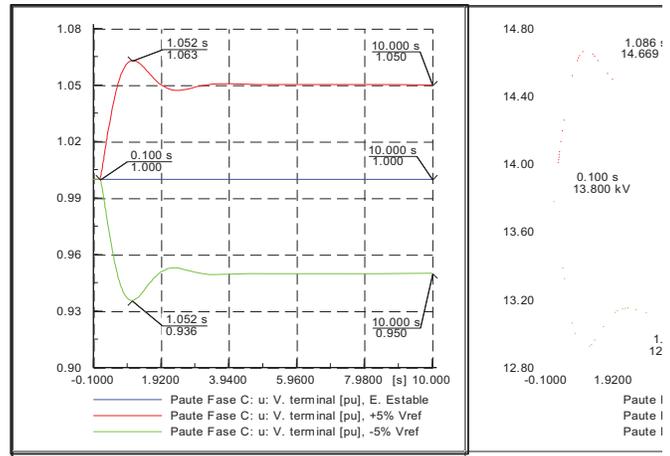


Fig. 13 Curva del Voltaje Terminal u, en Prueba de Estado Estable y Escalón de +/- 5 % del Voltaje de Referencia (usetp) del VCO

Análisis en el Dominio del Tiempo y Comparación de los Indicadores de las Respuestas Dinámicas con Valores Estándar del IEEE

En la Tabla IV se muestra un análisis realizado en el dominio del tiempo, con el fin de saber si las respuestas obtenidas en la Fig. 13 son amortiguadas y si los tiempos se encuentran dentro de los rangos aceptables recomendados por el estándar IEEE.

TABLA IV

ANÁLISIS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

Parámetros	Unidad	Rangos Aceptables	+ 5% usetp	- 5% usetp	+ 5% usetp	- 5% usetp
			u, UI	u, UI	Q	Q
Tiempo de arranque *	[s]	0 a 0,1	0,058	0,068	0,059	0,067
Tiempo de subida *	[s]	0,1 a 2,5	0,4	0,383	0,401	0,383
Tiempo de establecimiento *	[s]	0,2 a 10	2,905	0,748	2,914	2,747
Porcentaje de sobre-impulso*	[%]	0 al 80 %	1,232	1,51	2,474	2,983
Tiempo de sobre-impulso *	[s]	0 a 2	0,9629 2	0,9692	0,952	0,918
Relación de amortiguamiento*	-	0 a 1	0,8136	0,8002	0,7622	0,7453
Velocidad natural	[rad/s]	-	5,612	5,44	5,098	5,1332
Frecuencia natural	[Hz]	-	0,893	0,865	0,811	0,8169

U: Voltaje en terminales del generador

UI: Voltaje línea-línea del generador

Q: Potencia Reactiva del generador

*: Parámetros establecidos por el estándar IEEE 421.2-1990

2) Análisis Modal Del Sistema De Prueba

Con la finalidad de analizar los modos de oscilación y la estabilidad relativa del sistema del Sistema de Prueba, se determina los valores propios mediante el módulo de pequeña señal que dispone DIGSILENT Power Factory conocido como “Análisis Modal”. En la Tabla V se muestran los valores propios del sistema y su ubicación en el plano complejo se muestra en la Fig. 14.

TABLA V

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL CON SISTEMA DE EXCITACIÓN ESSTIA

Nombre	Parte real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Angulo deg	Frecuencia Hz	Periodo s	Amortiguación 1/s	Coefficiente de amor...	Constante de amor. s	Razon A1/A2
Mode 0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mode 0002	-98.77243	0	98.7724	180	0	0	98.77243	1	0.01012428	0
Mode 0003	-64.43754	0	64.4375	180	0	0	64.43754	1	0.0195189	0
Mode 0004	-23.42185	0	23.4218	180	0	0	23.42185	1	0.04395918	0
Mode 0005	-9.04847	0	9.0484	180	0	0	9.04847	1	0.1105159	0
Mode 0006	-1.24457	2.350814	2.6602	117.9043	0.37415	2.6726	1.24457	0.467996	0.8032321	27.68517
Mode 0007	-1.24457	-2.350814	2.6602	-117.9043	0.37415	2.6726	1.24457	0.467996	0.8032321	27.68517
Mode 0008	-1	0	1	180	0	0	1	1	1	0
Mode 0009	-0.10030	0	0.1003	180	0	0	0.10030	1	9.968702	0
Mode 00010	-0.00340	0	0.0034	180	0	0	0.00340	1	293.3299	0

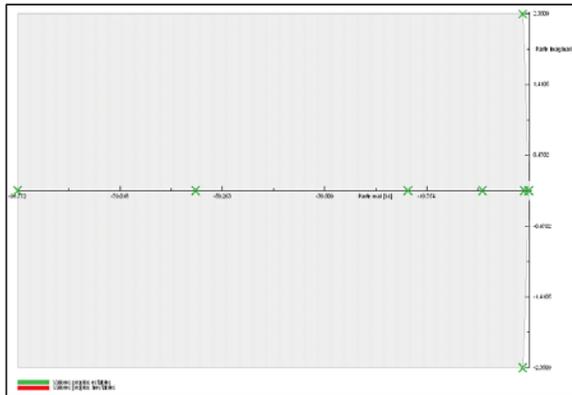


Fig. 14 Diagrama de Valores Propios del Sistema de Prueba con el ESSTIA

Del análisis modal se obtiene un par de valores propios conjugados (Modo 6 y Modo 7). La frecuencia de oscilación de estos modos oscilatorios es 0,37 Hz y el coeficiente de amortiguamiento de 0,46. Por tanto, se incrementa el torque de amortiguamiento y de esta manera se incrementa la estabilidad en el ángulo del rotor.

3) Cambio de Carga del +/- 10 % de carga resistiva con AVR ESSTIA

Consiste en iniciar la simulación con la máquina conectada a la Carga 1 con el 80 % de carga resistiva del sistema en estado estable y la carga 2 desconectada. A partir de los 0,1 segundos se cierra súbitamente el disyuntor de la Carga 2 con el 10 % de la carga resistiva inicial.

Después de estabilizarse en un nuevo punto de operación, a los 20,1 segundos se abre súbitamente el disyuntor de la Carga 2. Esta prueba se realiza con y sin el regulador de voltaje para observar el efecto que tiene el sistema de control en el sistema de prueba.

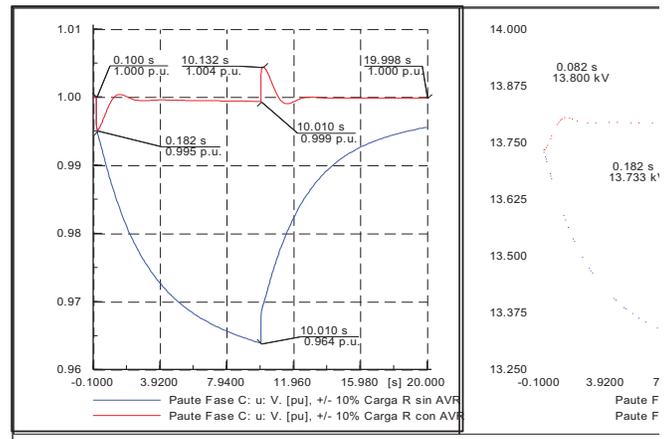


Fig. 15 Curva del VCO y Generador en Prueba de Estado Estable y Toma y Rechazo del 10% de Carga Resistiva

Como se puede observar en la Fig. 15, cuando el sistema toma 10 % de carga resistiva el voltaje en el generador tiende a disminuir indefinidamente, cuando no se considera el sistema de excitación.

Sin embargo, con la acción del regulador, el voltaje se estabiliza en un valor ligeramente menor al de estado estable.

Esto se debe que el regulador de voltaje no tiene una relación directa con cambios en potencia activa, de todas formas se puede notar la acción del regulador de voltaje, al hacer que el voltaje se mantenga dentro de valores aceptables para mantener la estabilidad en el sistema.

4) Cambio de Carga del +/- 10 % de Carga Inductiva con y sin AVR ESSTIA

Consiste en iniciar la simulación con la máquina conectada a la Carga 1 con el 80 % de carga inductiva del sistema en estado estable y la Carga 2 desconectada.

A partir de los 0,1 segundos se cierra súbitamente el disyuntor de la Carga 2 con el 10 % de la carga inductiva inicial. Después de estabilizarse en un nuevo punto de operación, a los 20,1 segundos se abre súbitamente la Carga 2.

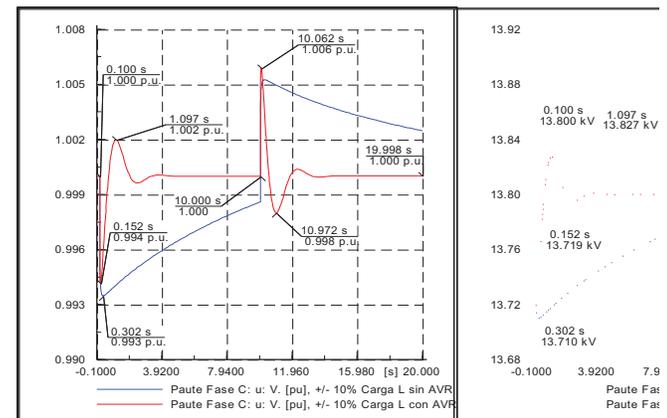


Fig. 16 Curvas del VCO y Generador en Prueba de Toma del 10% de Carga Inductiva

Como se puede observar en la Fig.16, cuando el sistema se incrementa en un 10 % de carga inductiva, el voltaje en el generador decae en un tiempo de 0,302 segundos, a partir de allí el voltaje tiende incrementarse indefinidamente, cuando el sistema de excitación esta fuera de servicio. Sin embargo, al poner en servicio el sistema de excitación ESST1A se observa que el voltaje se amortigua y llega a estabilizarse en un valor similar al de estado estable (1 pu).

B. Sistema de Nueve Barras del IEEE

Un sistema clásico que ha sido ampliamente usado para análisis de estabilidad es el Sistema de 9 Barras del IEEE. Este sistema tiene tres generadores y tres cargas formando un sistema en anillo. DigSILENT Power Factory dispone en su biblioteca el mencionado sistema, cuyo diagrama unifilar se muestra en la Fig. 17.

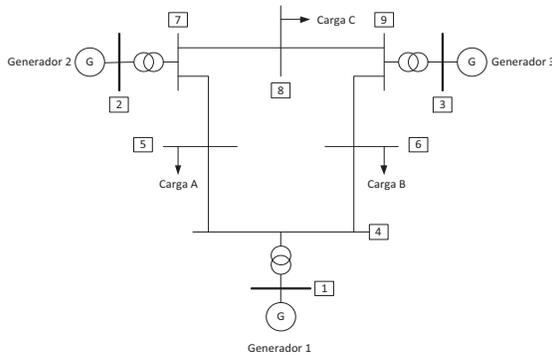


Fig. 17 Sistema de 9 Barras de P.M. Anderson y Fouad

La potencia en las tres cargas del Sistema de 9 Barras se muestra en la Tabla 3.10.

TABLA VI

POTENCIA Y VOLTAJE EN LAS CARGAS A, B Y C EN ESTADO ESTABLE

	Carga A	Carga B	Carga C	Unidad
Potencia Activa	125	90	100	[MW]
Potencia Reactiva	50	30	35	[MVAr]

Se realiza a continuación dos análisis:

- Rechazo del 10 % carga inductiva, y
- Análisis Modal del sistema

1) Rechazo del 10 % de Carga

Para la simulación se considera que el generador 1 tiene incorporado el sistema de excitación ESST1A, el generador 2 el sistema ESST2A y el generador 3 el sistema ESST3A. El evento de simulación consiste en rechazar súbitamente un 10 % de carga inductiva en la Carga A. En la Fig. 18 se muestran los oscilogramas de voltaje en los terminales de los tres generadores con y sin el sistema de excitación ESST1A

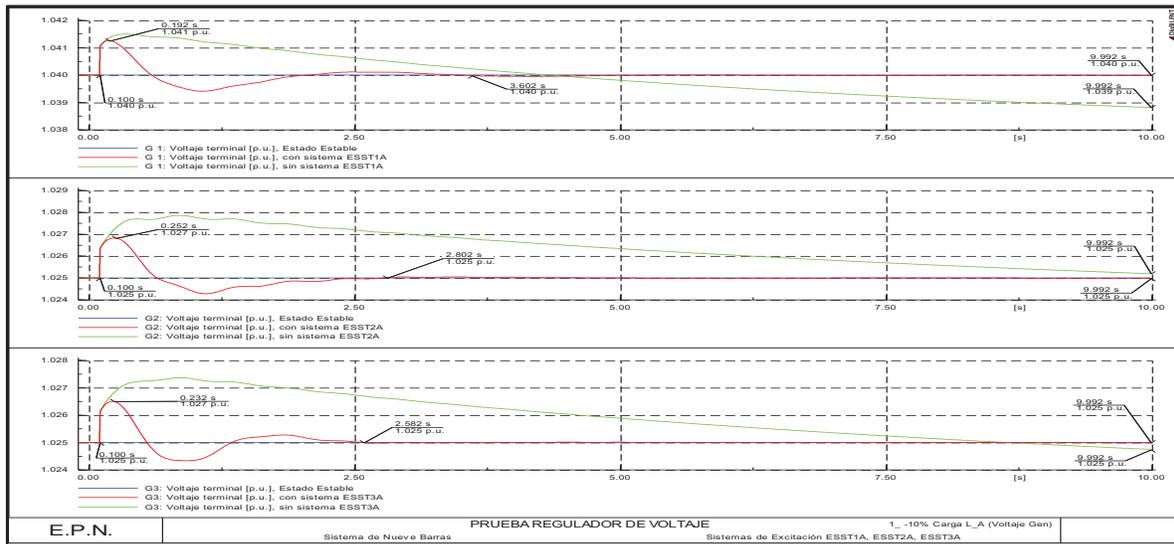


Fig. 18 Curvas del voltaje terminal en los generadores, Prueba de Rechazo del 10% de Carga Inductiva

Como se observa en la Figura 18, cuando los generadores no disponen de sistema de excitación, el voltaje en terminales de los generadores disminuye indefinidamente.

Con la inclusión de los sistemas de excitación, el voltaje en las barras de generación se estabiliza en el valor de estado estable en tiempos menores a 4 segundos.

A continuación, en la Tabla VII se muestra un análisis del voltaje en las barras de generación, donde se puede resaltar que el sobre-impulso es menor al 1 % de su valor final.

TABLA VII

ANÁLISIS DEL VOLTAJE EN LAS BARRAS DE GENERACIÓN

Parámetros	Unidad	Rangos Aceptables	Generador		
			G1	G2	G3
Tiempo de establecimiento	[s]	0,2 a 10	3,602	2,802	2,582
Porcentaje de sobre-impulso*	[%]	0 al 80 %	0,1	0,195	0,1
Tiempo de sobre-impulso *	[s]	0 a 2	0,192	0,252	0,232

El estado estable es cero y el tiempo de establecimiento es menor en el generador 3, el cual tiene el sistema de excitación ESST3A. El tiempo de establecimiento para los tres generadores esta alrededor de los 3 segundos, tiempo que se encuentra dentro de las recomendaciones de la IEEE Std. 421.2 – 1990.

2) *Análisis Modal del Sistema de 9 Barras del IEEE*

Para un sistema de potencia compuesto por n-máquinas, existen n-1 modos electromecánicos de

oscilación, es decir, se encuentran n-1 pares complejos conjugados del valor propio λ_i . Por tanto, para el sistema de 9 barras formado por tres generadores, se espera encontrar 2 modos electromecánicos de oscilación con su respectivo complejo conjugado.

Para sistemas aislados se requiere un coeficiente de amortiguamiento (ξ) mayor a 0,05 con el propósito de tener un margen de seguridad aceptable. Para grandes sistemas interconectados se requiere un coeficiente de amortiguamiento mayor a 0,1. En este documento se considera un coeficiente de amortiguamiento aceptable cuando sea mayor a 0,05 (5 %).

Se realiza el análisis modal en el sistema de 9 Barras con el propósito de conocer los modos oscilatorios del sistema bajo la prueba de rechazo del 10 % de carga reactiva en la Carga A. La variable sobre la cual se realiza el presente análisis corresponde a la velocidad (speed), porque en análisis de pequeña señal la velocidad está directamente relacionada con la pérdida de sincronismo de los generadores, y por tanto la pérdida de estabilidad del sistema.

En la Tabla VIII se muestran los resultados del análisis modal considerando el sistema de excitación en los tres generadores del sistema de 9 Barras.

TABLA VIII

VALORES PROPIOS DEL SISTEMA DE 9 BARRAS

Nombre	Parte real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de am... Hz	Periodo s	Amortiguación 1/s	Coefficiente de am...	Constante de amor... s	Razón A1/A2
Mode 00001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mode 00002	-353.3054	0	353.3054	180	0	0	353.3054	1	0.00283041	0
Mode 00003	-148.9846	0	148.9846	180	0	0	148.9846	1	0.0067121	0
Mode 00004	-110.6808	0	110.6808	180	0	0	110.6808	1	0.00903499	0
Mode 00005	-50.04105	0	50.04105	180	0	0	50.04105	1	0.01998359	0
Mode 00006	-48.90798	0	48.90798	180	0	0	48.90798	1	0.02044656	0
Mode 00007	-49.39871	0	49.39871	180	0	0	49.39871	1	0.02024344	0
Mode 00008	-1.55611	19.09832	19.16161	94.65813	3.039592	0.32899	1.556117	0.08121013	0.6426252	1.66854
Mode 00009	-1.55611	-19.09832	19.16161	-94.65813	3.039592	0.32899	1.556117	0.08121013	0.6426252	1.66854
Mode 00010	-0.75961	12.07685	12.10072	93.59907	1.92209	0.52026	0.759613	0.06277429	1.316458	1.484684
Mode 00011	-0.75961	-12.07685	12.10072	-93.59907	1.92209	0.52026	0.759613	0.06277429	1.316458	1.484684
Mode 00012	-18.5578	0	18.5578	180	0	0	18.5578	1	0.05388569	0
Mode 00013	-17.24903	0	17.24903	180	0	0	17.24903	1	0.05797427	0
Mode 00014	-14.5329	0	14.5329	180	0	0	14.5329	1	0.06852646	0
Mode 00015	-15.83557	0	15.83557	180	0	0	15.83557	1	0.06314896	0
Mode 00016	-16.40983	0	16.40983	180	0	0	16.40983	1	0.06093907	0
Mode 00017	-9.68458	0	9.68458	180	0	0	9.68458	1	0.1032569	0
Mode 00018	-1.87069	3.971667	4.39017	115.2209	0.6321104	1.58200	1.870693	0.4261091	0.5345612	19.28719
Mode 00019	-1.87069	-3.971667	4.39017	-115.2209	0.6321104	1.58200	1.870693	0.4261091	0.5345612	19.28719
Mode 00020	-4.76839	0	4.76839	180	0	0	4.768394	1	0.2097142	0
Mode 00021	-0.89850	1.990443	2.18394	114.295	0.3167898	3.15667	0.898508	0.4114342	1.112355	17.05259
Mode 00022	-0.89850	-1.990443	2.18394	-114.295	0.3167898	3.15667	0.898508	0.4114342	1.112355	17.05259
Mode 00023	-0.88402	1.571254	1.80287	119.3633	0.2500728	3.99883	0.884028	0.490345	1.131164	34.238
Mode 00024	-0.88402	-1.571254	1.80287	-119.3633	0.2500728	3.99883	0.884028	0.490345	1.131164	34.238
Mode 00025	-0.00123	0	0.00123	180	0	0	0.001234	1	809.7898	0
Mode 00026	-0.49174	0	0.49174	180	0	0	0.491741	1	2.033589	0
Mode 00027	-0.49699	0	0.49699	180	0	0	0.496994	1	2.012096	0
Mode 00028	-2.54589	0	2.54589	180	0	0	2.545892	1	0.3927897	0
Mode 00029	-2.00403	0	2.00403	180	0	0	2.004034	1	0.4989936	0
Mode 00030	-2.02826	0	2.02826	180	0	0	2.028264	1	0.4930325	0

Aparecen 30 valores propios, de estos, 2 son modos electromecánicos y 3 pertenecen a los sistemas de excitación de cada generador. El modo 19 corresponde al sistema ESST1A del generador 1, el modo 21 al sistema ESST2A del generador 2 y finalmente, el modo 23 al sistema ESST3A del generador 3.

Al interactuar los tres sistemas de excitación aparecen modos oscilatorios que causan el incremento del torque de amortiguamiento de cada generador, sobre todo en el generador 1, debido a la excelente calibración del sistema de excitación ESST1A. El alto valor de amortiguamiento

ayuda a la estabilidad del ángulo del rotor de los generadores.

En la Fig. 19 se muestran los factores de participación de los modos oscilatorios, donde se puede notar que los modos 18, 21 y 23 correspondientes a los sistemas de excitación tienen una alta participación en los tres generadores con respecto a la participación de los modos electromecánicos de oscilación.

Elemento	Buses	Magnitud/Angulo	Participación
Valor Propio 8	Tp= 0.329 s Dp= 1.556	A1/A2= 1.669	
G1	Bus 1	0.002/ 54.15	
G2	Bus 2	0.021/-101.14	
G3	Bus 3	0.040/ 82.23	
Valor Propio 10	Tp= 0.520 s Dp= 0.760	A1/A2= 1.485	
G1	Bus 1	0.004/-100.87	
G2	Bus 2	0.029/ -92.47	
G3	Bus 3	0.011/ -86.97	
Valor Propio 18	Tp= 1.582 s Dp= 1.871	A1/A2= 19.287	
G1	Bus 1	0.599/ -65.86	
G2	Bus 2	0.396/ -32.97	
G3	Bus 3	0.622/ -23.78	
Valor Propio 21	Tp= 3.157 s Dp= 0.899	A1/A2= 17.053	
G1	Bus 1	0.791/ -49.42	
G2	Bus 2	0.108/ 34.34	
G3	Bus 3	0.040/ 128.92	
Valor Propio 23	Tp= 3.999 s Dp= 0.884	A1/A2= 34.298	
G1	Bus 1	0.382/ 174.29	
G2	Bus 2	0.400/ -49.89	
G3	Bus 3	0.047/ 73.68	

Fig. 19 Factores de Participación con sistema de excitación en G1, G2 y G3

Para el modo 18 no existen oscilación entre generadores y para el modo 21 el generador 3 oscila en contra del generador 1 y 2. Finalmente, para el modo 23, el generador 1 oscila en contra de los generadores 2 y 3.

En la Fig. 20 se indica la ubicación de los polos y ceros del sistema sobre el diagrama complejo, se observa que todos los polos y ceros del sistema se ubican a la izquierda del plano complejo indicando que el sistema es estable.

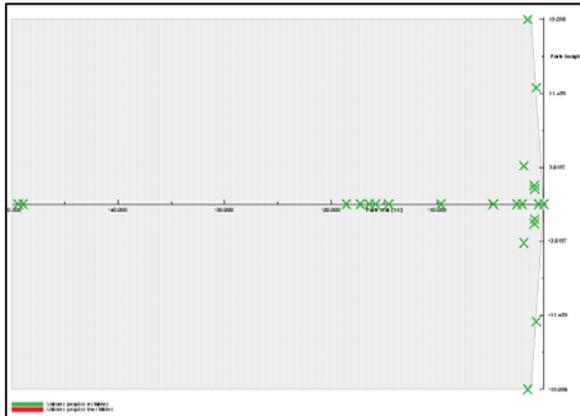


Fig. 20 Diagrama de Valores Propios con Sistema de Excitación en G1, G2 y G3

La inclusión de los sistemas de excitación si bien han contribuido con modos oscilatorios, estos han ayudado a mejorar la estabilidad del sistema, haciendo que los polos que se encontraban cercanos al eje imaginario, se desplacen más a la izquierda, debido al alto factor de amortiguamiento.

IV. CONCLUSIONES

El notable crecimiento de la demanda y las limitaciones económicas y ambientales, hace que se implementen centrales de generación lejanas a los centros de consumo, que provoca que los sistemas de potencia operen en condiciones de alto riesgo de inestabilidad aun cuando las perturbaciones son de pequeña magnitud.

Cuando se incluye un sistema de excitación estático en un generador sincrónico con una adecuada sintonización, el coeficiente de amortiguamiento K_D se incrementa, permitiendo que las oscilaciones del rotor disminuyan y garantizando estabilidad en el sistema. Con una sintonización no adecuada del sistema de excitación se tiene inestabilidad por el insuficiente torque de amortiguamiento en las oscilaciones del rotor (amortiguamiento demasiado pequeño o negativo).

Para la sintonización de sistemas de excitación se realizó pruebas de cambio de + 5% del voltaje de referencia del sistema de excitación, y se comparó los resultados con los índices recomendados por la IEEE Std. 421.2-1990. Para comprobar su correcta sintonización se realizaron pruebas de toma y rechazo del +/- 10 % de carga resistiva e inductiva, que luego de comparar con los índices de la IEEE se verificó la adecuada sintonización del sistema de excitación.

REFERENCIAS

- [1] KUNDUR, Prabha, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1994
- [2] BENJAMIN, Kuo, "Sistemas de Control Automático", Prentice Hall, 1996
- [3] CARVALHO, J.L., "Dynamical systems and automatic control", Prentice Hall. 1993
- [4] Wood and Wollenberg, "Power System Operation and Control", Wiley, 1984.
- [5] IEEE Std 421.2-1990 Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, Power Generation Committee Report, Power Engineering Society, May 1990.
- [6] IEEE Std 421.5-2005 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, Power Generation Committee Report, Power Engineering Society, April 2006.
- [7] FLORES, Hermógenes, "Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema Nacional Interconectado aplicando el Método de Análisis Modal", EPN, Proyecto de Titulación, Quito, Noviembre 2004.
- [8] Graham Rogers. Power System Oscillations. Kluwer Academic Publishers, Boston, 2000. ISBN 0-7293-7712-5.
- [9] Y.V. Makarov, V. A. Maslennikov, D. J. Hill, Calculation of oscillatory stability margins in the space of power system controlled parameters, Proceedings Stockholm Power Tech, Stockholm, June 18-22, 1995, pp. 416-421.
- [9] Wilson Guamán, "Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Angulo del Rotor de un Sistema Maquina-Barra Infinita", EPN, Proyecto de Titulación, Quito 2003.

- [10] Noreya Sotomayor; “Estudio de los Estabilizadores de Potencia PSS de las Unidades de la Fase C de la Central Hidroeléctrica Paute”; EPN; Proyecto de Titulación; 2004.
- [11] Viviana María Agudelo Idárraga, Diego Fernando Parra Ladino, “Control De Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas Eléctricos De Potencia Usando el Análisis Modal”, 2008.
- [12] Carlos Fabián Gallardo Quingatuña “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica”; Tesis Doctoral; Universidad Carlos III de Madrid; Leganés/Getafe; Julio 2009.
- [13] M.C. Elizabeth Gpe. Lara Hdz.; M.C. José Manuel Rocha Núñez; “Criterio de Estabilidad de Routh”; Universidad Autónoma Nueva León; Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Jesús Játiva



Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional (EPN 1981), Master of Science en Ingeniería Eléctrica y Doctor of Philosophy, Universidad de Texas en Arlington, USA (UTA 1988 y 1991), Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Control Center (UTA 1991), Diplomado con Distinción en Técnicas de Planificación para el Desarrollo (Economía), Institute of Social Studies, Los Países Bajos (ISS 1998) y el Diplomado en Energy Conservation in Industry de ÅF-Energikonsult Syd AB, Suecia (1995). Actualmente es profesor Principal de la EPN.

BIOGRAFÍAS

Andrés Mejía



Nació en San Pablo del Lago, Otavalo, Ecuador en 1986. En el 2004 obtuvo su título de Bachiller Técnico en Electrónica en el Instituto Tecnológico Otavalo. El Ing. Mejía realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero en Electrónica y Control, en el 2010 con la tesis “Diseño de un Sistema de Control y Automatización de una Máquina Axial-Torsional de Ensayo de Materiales”.