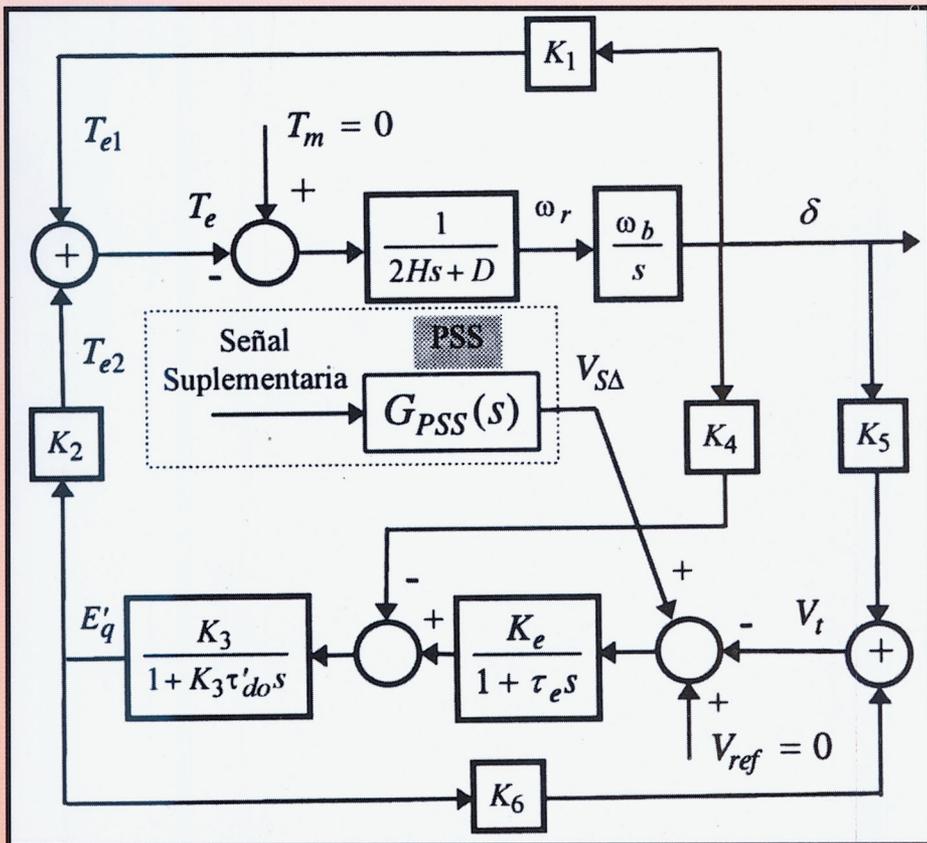


Ingeniería

Revista de la Universidad de Costa Rica
Enero/Junio 1997 VOLUMEN 7 N° 1



ISSN 1409-2441

INGENIERIA

Revista Semestral de la Universidad de Costa Rica
Volumen 7, Enero/Junio 1997 Número 1

DIRECTOR

Rodolfo Herrera J.

CONSEJO EDITORIAL

Víctor Hugo Chacón P.

Ismael Mazón G.

Domingo Riggioni C.

CORRESPONDENCIA Y SUSCRIPCIONES

Editorial de la Universidad de Costa Rica
Apartado Postal 75
2060 Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica

CANJES

Universidad de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas, Documentación e Información
Unidad de Selección y Adquisiciones-CANJE
Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica

Suscripción anual:

Costa Rica: ₡ 1 000,00

Otros países: US \$ 25,00

Número suelto:

Costa Rica: ₡ 750,00

Otros países: \$ 15,00



Edición aprobada por la Comisión Editorial de la Universidad de Costa Rica
© 1998 EDITORIAL DE LA UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
Todos los derechos reservados conforme a la ley
Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica.

Revisión Filológica: *Lorena Rodríguez*

Diseño Gráfico, Diagramación y Control de Calidad:
Sergio Aguilar Mora

*Impreso en la Oficina de Publicaciones
de la Universidad de Costa Rica*

Revista
620.005
I-46i

Ingeniería / Universidad de Costa Rica. —
Vol. I, no. 1 (ene./jun. 1991)— . — San José, C. R. : Editorial de
la Universidad de Costa Rica, 1991— (Oficina de Publicaciones de la
Universidad de Costa Rica)
v. : il

ISSN 1409-2441

Semestral.

1. Ingeniería - Publicaciones periódicas.

CCC/BUCR—250



ROBUSTEZ DEL ESTABILIZADOR DE POTENCIA ANTE DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN

*Eddie A. Araya Padilla **

RESUMEN

Este trabajo presenta la robustez del estabilizador de potencia (PSS: Power System Stabilizer) ante diferentes condiciones de operación, para amortiguar las oscilaciones electromecánicas que se encuentran en el rango de 0.1 a 0.9 Hz. Estas oscilaciones por el rango de frecuencia en que se encuentran, son conocidas como oscilaciones de baja frecuencia (OBF) [3]. Mediante el análisis de los coeficientes del par de sincronización y amortiguamiento, se determina la eficacia del PSS para aumentar el límite en estado estacionario.

El estudio se desarrolla para una central eléctrica conectada, radialmente, a una barra de potencia infinita. A partir de las simulaciones realizadas se concluye que a muy baja frecuencia, las condiciones de carga del sistema alteran la eficiencia del PSS para amortiguar las OBF.

ABSTRACT

This work present the robustness of the Power System Stabilizer (PSS) under different operation conditions, to damp the electromechanic oscillations found at 0.1 to 0.9 Hz. These oscillations due to the range fequency in which appear, are known as LFO (Low Frequency Oscillations) [3]. The PSS efficiency to increase the limit in steady state is determined through the analysis of coefficients of the damping and synchronizing torques.

This study is developed for a power systems radially conected to a bus of infinite power. From the simulations done, it can be concluded that at a very low frequency, the load conditions of the system alter the PSS efficiency to damp the LFO.

1. INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de corriente alterna, los generadores interconectados producen pares que dependen del desplazamiento angular relativo de sus rotores. Estos pares actúan para mantener a los generadores en sincronismo (pares sincronizantes), así, si el desplazamiento angular aumenta, un par eléctrico es producido para tratar de reducir la desviación angular. El momento de inercia de los rotores y el par sincronizante causa el desplazamiento angular de los generadores y hacen que estos oscilen después de una perturbación.

Si la perturbación es grande, tal como un cortocircuito, la naturaleza no lineal del par sin-

cronizante tal vez no sea capaz de hacer regresar al generador a su ángulo en estado estacionario, alguno o todos los generadores pierden sincronismo y el sistema exhibe inestabilidad transitoria. Por otro lado, si la perturbación es pequeña, el par sincronizante normalmente ayuda a los generadores a permanecer en sincronismo, pero los ángulos relativos de las máquinas sincrónicas oscilan.

Las oscilaciones inestables en el sistema de potencia primero aparecen cuando éste aumenta su carga. Como las líneas de transmisión son cargadas más y más, los generadores necesitan más de su sistema de excitación para mantener el sincronismo. Muchos sistemas tienden a interconectarse para intercambiar potencia y minimizar los costos de operación. Sin embargo, las

* Profesor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica. Realiza estudios de doctorado en la República Argentina.

líneas de enlace entre sistemas vecinos, aún cuando no estén sobrecargadas, son a menudo relativamente débiles comparadas con las conexiones dentro de cada sistema. El par sincronizante disminuye a través de la línea de enlace, y esto, unido con la alta inercia de cada sistema interconectado, conduce a OBF entre áreas.

En el modo de oscilación entre áreas, los generadores de cada área oscilan, prácticamente, a la misma frecuencia (comportamiento coherente) y desfasados, aproximadamente, 180 respecto del conjunto de generadores del área vecina. Para comprender el efecto del PSS sobre las OBF entre áreas, cada área se modela como una máquina y éstas se reducen al equivalente de una máquina conectada a una barra de potencia infinita.

2. MODELO DEL SISTEMA

La inestabilidad de un sistema de potencia en estado estacionario, usualmente, sucede cuando una central eléctrica remota envía una gran cantidad de potencia a un sistema principal a través de una línea de transmisión relativamente débil (Figura 2.1).

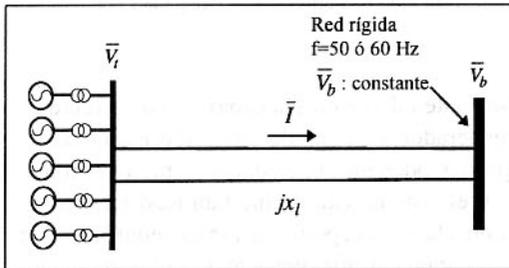


Figura 2.1 Central eléctrica vs red rígida.

Esta central eléctrica, a menudo, se representa por una máquina equivalente conectada mediante una impedancia a una barra de potencia infinita para estudios de estabilidad y diseños de sistemas de control. En este modelo, la interacción dinámica entre varias máquinas en la central eléctrica no es considerada, pero es muy adecuado cuando las máquinas son idénticas y operan en niveles de carga similares.

Para investigar la estabilidad en estado estacionario, se utiliza el modelo previamente tra-

tado en [2] bajo el concepto de pequeña perturbación. La figura 2.2 representa el modelo de dos ejes con un circuito de campo en el eje directo, pero sin los efectos amortiguadores y de saturación. Los parámetros K_1 a K_6 dependen, principalmente, de las condiciones de operación.

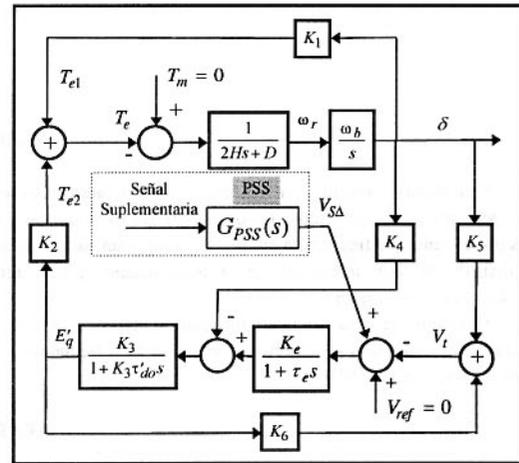


Figura 2.2 Generador con un PSS conectado a una barra de potencia infinita.

Para este modelo se tiene que:

- El sistema de excitación es lineal de primer orden, tipo tiristores, siendo K_e y τ_e su ganancia y constante de tiempo, respectivamente.
- La función de transferencia del PSS es:

$$G_{PSS}(s) = (K_{PSS}) \left(\frac{\tau_\omega s}{1 + \tau_\omega s} \right) \left[\frac{(1 + \tau_1 s)(1 + \tau_3 s)}{(1 + \tau_2 s)(1 + \tau_4 s)} \right] \quad (1)$$

y consta de tres bloques:

- * Un filtro de compensación de fase que consiste de dos etapas, provee el adelanto de fase necesario para compensar el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador.
- * Un filtro *wash-out* que determina la frecuencia mínima a partir de la cual el PSS comenzará a aportar amortiguamiento.
- * Una ganancia que delimita la cantidad de amortiguamiento introducido por este dispositivo.

3. EL PAR DE SINCRONIZACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO

La evaluación tradicional del par de sincronización y amortiguamiento supone ortogonalidad entre el cambio en el ángulo del rotor y la desviación de velocidad de la máquina. Si una perturbación afecta a la máquina sincrónica, el cambio en el par eléctrico está formado por dos términos:

$$T_{e\Delta} = T_S \delta_\Delta + T_D \omega_{r\Delta} \quad (2)$$

donde:

- $T_S \delta_\Delta$ es el componente del cambio en el par eléctrico en fase con la desviación en el ángulo del rotor δ_Δ y se designa como par de sincronización; T_S es el coeficiente del par de sincronización.
- $T_D \omega_{r\Delta}$ es el componente del par eléctrico en fase con la desviación de velocidad del rotor $\omega_{r\Delta}$ y se designa como par de amortiguamiento; T_D es el coeficiente del par de amortiguamiento.

Si se utiliza la relación $\omega_{r\Delta} = s \delta_\Delta$, la Ec. (2) toma la forma:

$$T_{e\Delta} = (T_S + j\omega T_D) \delta_\Delta = T_C \delta_\Delta \quad (3)$$

De modo que el par eléctrico puede expresarse como un número complejo, donde la parte real es el par de sincronización, $T_S \delta_\Delta$, y la parte imaginaria es el par de amortiguamiento, $\omega T_D \delta_\Delta$. Por lo tanto, los coeficientes del par de sincronización y amortiguamiento son definidos por:

$$T_s = \text{Re}\{T_c\} \quad (4)$$

$$T_D = \frac{1}{\omega} \text{Im}\{T_c\} \quad (5)$$

4. ANÁLISIS DEL PAR DE SINCRONIZACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO

Como punto de partida, se aplicará la metodología anterior al modelo de la figura 2.2

sin la señal suplementaria. Luego, para analizar la contribución del PSS a T_S y T_D se consideran dos tipos de señales suplementarias:

- la desviación de la velocidad del rotor, $\omega_{r\Delta}$
- la desviación de la potencia eléctrica, $P_{e\Delta}$

4.1 Máquina sin PSS

En este caso se aplica la ecuación (3) al modelo de la figura 2.2 y se considera que el efecto del término $K_2 K_4 (I + \tau_e s)$ es mucho menor comparado con $K_2 K_5 K_e$ [1], los coeficientes T_S y T_D en función de la frecuencia son:

$$T_S \equiv K_1 - \frac{K_2 K_5 K_e \left[\left(\frac{1}{K_3} + K_6 K_e \right) - \omega^2 \tau_{do} \tau_e \right]}{\left[\left(\frac{1}{K_3} + K_6 K_e \right) - \omega^2 \tau_{do} \tau_e \right]^2 + \omega^2 \left(\tau_{do} + \frac{\tau_e}{K_3} \right)^2} \quad (6)$$

$$T_D \equiv \frac{K_2 K_5 K_e \left(\tau_{do} + \frac{\tau_e}{K_3} \right)}{\left[\left(\frac{1}{K_3} + K_6 K_e \right) - \omega^2 \tau_{do} \tau_e \right]^2 + \omega^2 \left(\tau_{do} + \frac{\tau_e}{K_3} \right)^2} \quad (7)$$

Si se supone que

- la constante K_e tiene una magnitud mucho mayor que los otros parámetros
- y sólo se considerarán frecuencias de oscilación muy bajas ($\omega \rightarrow 0, \omega^2 = 0$), las expresiones de T_S y T_D son:

$$T_S \equiv K_1 - \frac{K_2 K_5}{K_6} \quad (8)$$

$$T_D \equiv \frac{K_2 K_5}{K_6^2 K_e} \left(\tau_{do} + \frac{\tau_e}{K_3} \right) \quad (9)$$

De modo que en estado estacionario el regulador de tensión mejora el par sincronizante cuando K_5 es negativo, sin embargo reduce el amortiguamiento inherente del sistema, una condición común para máquinas sincrónicas operadas cerca de su valor nominal [1].

4.2 Máquina con PSS

La función primordial de un PSS es ayudar en el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. Esto se logra mediante la modulación del

sistema de excitación del generador tal que, se desarrolle un componente del par eléctrico en fase con la desviación de velocidad del rotor $\omega_{r\Delta}$. Para tal efecto, a continuación se presenta el par eléctrico del PSS según la señal suplementaria.

4.2.1 Desviación de la velocidad del rotor

Si la señal suplementaria es la desviación de la velocidad del rotor, el par eléctrico es:

$$T_{e3} = K_2 \left(\frac{K_3}{1 + K_3 \tau'_{do} s} \right) \left(\frac{K_e}{1 + \tau_e s} \right) G_{PSS}(s) \omega_{r\Delta} \quad (10)$$

El par eléctrico se desvanece cuando la frecuencia de oscilación se aproxima a cero.

4.2.2 Desviación de la potencia eléctrica

Si la señal suplementaria es la desviación de la potencia eléctrica, el par eléctrico es:

$$T_{e3} = K_2 \left(\frac{K_3}{1 + K_3 \tau'_{do} s} \right) \left(\frac{K_e}{1 + \tau_e s} \right) G_{PSS}(s) (-2Hs\omega_{r\Delta}) \quad (11)$$

Cuando la frecuencia de oscilación se aproxima a cero el par eléctrico es nulo.

5. ROBUSTEZ DEL PSS

Para mostrar la robustez del PSS sobre el aumento en el límite de estabilidad en estado estacionario, se presenta el comportamiento de T_S y T_D para diferentes condiciones de operación y modos de oscilación, cuando solamente existe un vínculo de transmisión.

Los datos correspondientes al sistema de la figura 2.1 son tomados de [2]. El modelo del PSS es el mismo utilizado en [1]. La frecuencia de oscilación se encuentra entre 0.1 a 0.9 Hz por dos razones:

- las OBF entre áreas tienen una frecuencia de oscilación entre 0.1 y 0.7 Hz [3]
- y el modo natural de oscilación de la máquina sincrónica es aproximadamente de 1.0 Hz [2].

5.1 Estado estacionario sin PSS

El gráfico 1 muestra el coeficiente T_D para diferentes condiciones de operación, cuando el vínculo de transmisión está compuesto por una o dos líneas. En el caso de dos líneas T_D es pequeño pero positivo y disminuye al aumentar la potencia reactiva suministrada por el generador, hasta llegar a ser negativo cuando P se aproxima a 0.93 pu ($Q=0.2$ pu). En esta figura se observa que el máximo valor de T_D se alcanza cuando la potencia transmitida se encuentra entre 0.6 pu y 0.8 pu, luego comienza a disminuir debido al efecto de la constante K_5 . En caso de que el vínculo de transmisión sea una línea, T_D disminuye marcadamente aumentando la probabilidad de las OBF. Si el sistema es estable en estado estacionario pero presenta $T_S > 0$ y $T_D < 0$, las OBF tendrán amplitud creciente causando inestabilidad oscilatoria.

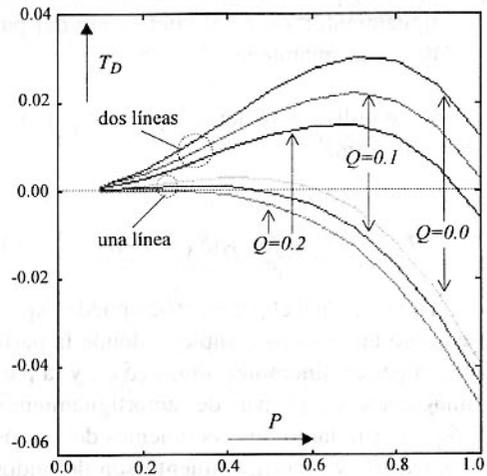


Gráfico 1. T_D vs potencia activa. Potencia reactiva como parámetro. PSS fuera de servicio.

5.2 Estado estacionario con PSS

El gráfico 2 presenta el efecto del lazo de control de amortiguamiento del PSS cuando la señal suplementaria es la desviación de velocidad del rotor. En este caso T_S se deteriora al aumentar la frecuencia de oscilación, alcanzando el límite en estado estacionario cuando P se aproxima

ma a 0.6 pu ($f=0.9$ Hz). Este comportamiento pone de manifiesto que cuando el generador oscila cerca de su frecuencia natural de oscilación, es negativo. Por otro lado, presenta un amortiguamiento notable al aumentar la frecuencia y la potencia transportada. En ningún caso se produce un par de amortiguamiento negativo.

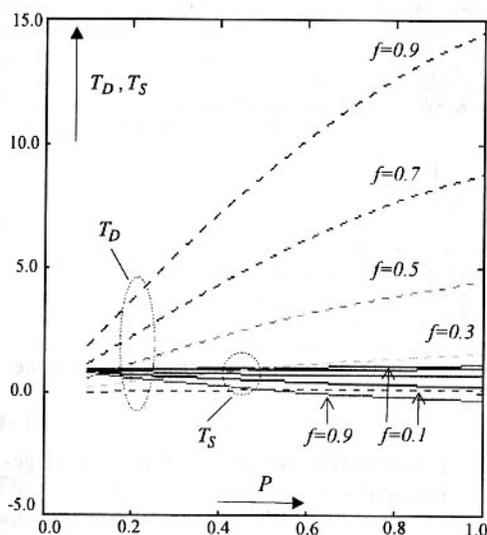


Gráfico 2. T_S y T_D vs potencia activa, para variar frecuencias de oscilación en Hz. Señal del PSS $\omega_r\Delta$.

El gráfico 3 presenta el efecto de la señal de potencia eléctrica. En este caso no hay límite en estado estacionario y T_S se mantiene casi constante para cualquier frecuencia y condición de operación, debido al atraso de 90 en la señal estabilizante con respecto al caso anterior. Por otro lado, debe notarse que la inercia de la máquina contribuye solamente a T_S mientras que T_D no varía. Es importante mencionar que esta señal estabilizante desacopla el efecto nocivo entre T_S y T_D que se presenta en el caso anterior o cuando no se tiene el PSS, es decir, la mejora de un coeficiente perjudica al otro y viceversa.

El gráfico 4 indica la efectividad de y para distintas condiciones de operación con la potencia reactiva como parámetro. En este caso se elige la frecuencia de oscilación de 0.3 Hz como

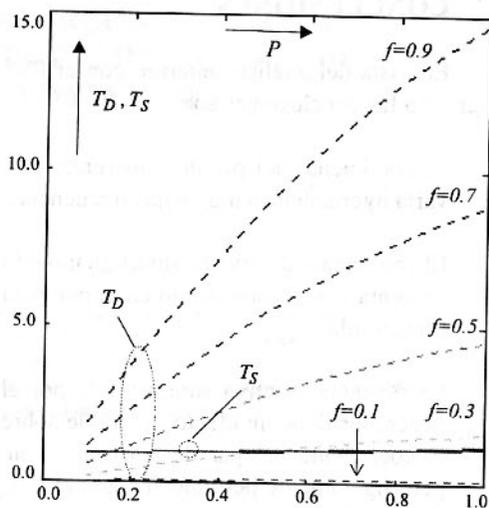


Gráfico 3. T_S y T_D vs potencia activa, para variar frecuencias de oscilación en Hz. Señal del PSS $P_e\Delta$.

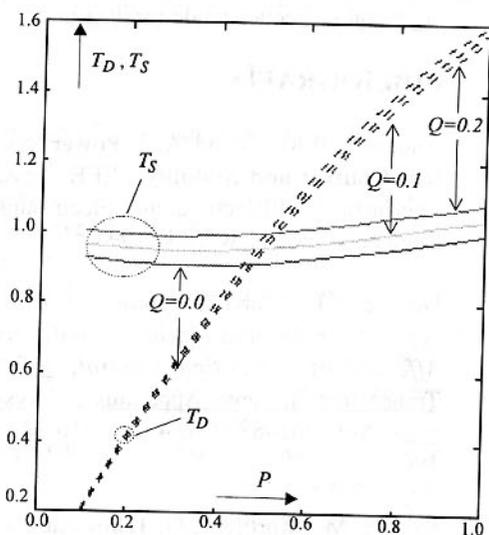


Gráfico 4. T_S y T_D vs potencia activa, para una frecuencia de oscilación de 0.3 Hz.

centro de atención para investigar el efecto de diferentes factores de potencia. Un incremento en la potencia reactiva entregada por el generador aumenta y, por tanto, su límite en estado estacionario, mientras que el efecto sobre es ligeramente perjudicial.

6. CONCLUSIONES

En vista del análisis anterior, con el PSS en servicio las conclusiones son:

1. El coeficiente del par de sincronización varía ligeramente a muy bajas frecuencias.
2. El coeficiente del par de amortiguamiento aumenta con el incremento en la potencia transmitida.
3. La potencia reactiva suministrada por el generador tiene un efecto favorable sobre el coeficiente del par de sincronización, pero ligeramente perjudicial sobre el coeficiente del par de amortiguamiento.
4. La robustez es satisfactoria para varias condiciones de operación, pero ésta disminuye con la frecuencia de oscilación.

7. BIBLIOGRAFÍA

1. Anderson, P. M., Fouad, A. A. **Power System Control and Stability**, IEEE Press, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1994.
2. De Mello F. P. and Concordia, C. *Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, pp. 316-327., 1969.
3. Pavella, M., Murthy, P. G. **Transient stability of power systems. Theory and Practice**, 1ª Ed., John Wiley & Sons Book Company, New York, 1994.

8. SIMBOLOGÍA

- D : coeficiente de amortiguamiento.
- E_q : tensión proporcional al flujo concatenado de eje directo

H : constante de inercia.

$$K_1 = \left. \frac{T_{e\Delta}}{\delta_\Delta} \right|_{E_q}$$

$$K_2 = \left. \frac{T_{e\Delta}}{E_{q\Delta}} \right|_\delta$$

$$K_3 = \frac{x_d' + x_1}{x_d + x_1}$$

$$K_4 = \frac{1}{K_3} \frac{E_{q\Delta}}{\delta_\Delta}$$

$$K_5 = \left. \frac{V_\Delta}{\delta_\Delta} \right|_{E_q}$$

$$K_6 = \left. \frac{V_{\Delta\Delta}}{E_{q\Delta}} \right|_\delta$$

P : potencia activa suministrada por el generador.

Q : potencia reactiva suministrada por el generador.

$s=j\omega$: operador de Laplace.

T_e : par eléctrico.

T_m : par mecánico.

V_b : tensión en la barra de potencia infinita.

V_T : tensión terminal en la barra de la central eléctrica.

τ'_{do} : constante de tiempo del circuito de campo.

δ : ángulo entre el eje en cuadratura y la barra de potencia infinita.

ω_r : velocidad angular del rotor del generador.

ω : velocidad angular del rotor del generador alrededor del punto de operación.

Δ : sub-índice que indica un pequeño cambio.