



Universidad Autónoma de Zacatecas
“Francisco García Salinas”
Unidad Académica de Ingeniería Eléctrica
Doctorado en Ciencias de la Ingeniería
(DOCII)



DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN CONTROLADOR VÍA MODOS DESLIZANTES DE ALTO ORDEN APLICADO A UN SISTEMA DE POTENCIA SMIB-SVC

TESIS

presentada como requisito para obtener el grado de

DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

POR

Alfonso López Martínez

Directores de Tesis:

Dr. Daniel Alaniz Lumbreras

y

Dr. Marco Tulio Mata Jiménez

Mayo del 2013

Dedicatoría y Agradecimientos

Dedico este trabajo a mi amada esposa Ma. Araiza, baluarte en mi vida.

Por más razones de las que puedo describir en este espacio, **agradezco** este logro

A mi madre y a mis hermanos; con mucho cariño.

A mis directores de tesis; Dr. Daniel Alaniz Lumbreras y Dr. Marco Tulio Mata Jiménez; por la oportunidad, apoyo y orientación brindada para desarrollar esta investigación.

Al Dr. M. A. Andrade; por su claridad, paciencia y acierto en la solución de las interrogantes surgidas en esta investigación.

Al Dr. Jesús de León Morales; sus cátedras de control no lineal representaron un inicio interesante en este trabajo de investigación.

A los profesores del DOCII-UAIE-UAZ; su disposición para aclarar mis puntos de oportunidad fueron claves en mi evolución profesional.

A los compañeros de los programas DIE-FIME-UANL y DOCII-UAIE-UAZ; quienes me compartieron su amistad y sus conocimientos. Gracias Cutberto, Mario, Jacobo, César, Patricia, Simón, Osvaldo, Ernesto, Nivia.

A FOMIX-CONACyT, Gobierno del estado de Zacatecas-México; por los apoyos ZAC-2007-CO1-82136 y ZAC-2010-CO4-149908 recibidos para realizar de esta investigación.

Resumen

Este trabajo de investigación aborda el problema de diseñar una estructura de control no lineal para un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), el cual consta de un sistema generación-transmisión-recepción SMIB (del inglés Single Machine Connected Infinite Bus) y un compensador potencia SVC (del inglés Static VAR Compensator) conectado en derivación. Para el diseño de los controladores se utiliza el enfoque modos deslizantes de alto orden, específicamente la técnica QCHOSM (del inglés Quasi-Continuous-High-Order-Sliding-Modes), la cual permite el diseño de controladores y diferenciadores no lineales en una estructura descentralizada.

El objetivo de los controladores es mejorar la estabilidad transitoria y la regulación de voltaje en el generador síncrono y en las líneas de transmisión respectivamente, a pesar de la presencia de fallas graves (por ejemplo, un corto circuito trifásico o una pérdida de líneas de transmisión) o condiciones de operación estresantes (por ejemplo la conexión/desconexión de grandes cargas o la presencia de cargas con bajo factor de potencia).

El trabajo se enfoca en el diseño de una estructura de controladores que, en conjunto con estimadores, logran que se tenga estabilidad asintótica en un sistema formado por la planta (sistema SMIB-SVC), los controladores y los estimadores. La estructura obtenida requiere únicamente una medición local por subsistema que conforma al sistema de potencia (generador síncrono y regulador SVC). Además, los controladores obtenidos presentan la ventaja de que no requieren transformación o compensación alguna en los subsistemas.

Los controladores y diferenciadores son construidos de forma independiente, considerando las incertidumbres de los subsistemas y la interconexión entre ellos como perturbaciones, el desempeño logrado con la estructura de control presentada es beneficiado además con el hecho de que la acción de los controladores no degrada la calidad de la energía.

Abstract

This research addresses the problem of designing a nonlinear control structure for an Electric Power System (EPS), which consists of a generation-transmission-reception SMIB (Single Machine Connected Infinite Bus) system and a power compensator SVC (Static VAR Compensator) shunted. For the design of the controllers a high-order sliding modes is employed, specifically the QCHOSM (Quasi-Continuous-High-Order-Sliding-Modes) technique, which allows the design of nonlinear controllers and differentiators in a decentralized structure.

The objective of the controllers is to improve the transient stability in the synchronous generator and the voltage regulation in the transmission lines respectively, despite the presence of severe faults (e.g., a three-phase short circuit or a loss of transmission lines) or stressful operating conditions (e.g., the connection/disconnection of large loads or the existence of loads with low power factor).

This work focuses on the design of a controller structure that, together with estimators achieve asymptotic stability in a system consisting of the plant (SMIB-SVC system), the controllers and the estimators. The obtained structure requires only a local measurement in each subsystem that conform the power system (synchronous generator and SVC regulator). In addition, the obtained controllers have the advantage of not requiring any transformation or compensation in the subsystems.

The controllers and the differentiators are constructed independently, considering the uncertainties of the subsystems and the interconnection between them as disturbances. The performance achieved with the control structure presented is also benefited by the fact that the action of the controllers does not degrade the power quality.

Índice general

Resumen	ii
Abstract	iii
1 Introducción	1
1.1 Generalidades de los Sistemas Eléctricos de Potencia	1
1.2 Antecedente en control de SEP	4
1.3 Descripción del problema	6
1.4 Hipótesis, objetivo y contribución	7
1.5 Metodología y organización	8
2 Descripción de los elementos del sistema	10
2.1 Introducción	10
2.2 Modelo del generador síncrono	10
2.2.1 Dinámica eléctrica del generador	11
2.2.2 Dinámica mecánica del generador	13
2.3 Estabilidad y transferencia de potencia eléctrica	14
2.4 El regulador de voltaje	18
2.4.1 Reguladores de voltaje SVC	18
2.4.2 Dinámica del regulador SVC	19
3 Preliminares de la técnica de control	22
3.1 Introducción	22
3.2 Modos deslizantes	22
3.2.1 Variedad integral	23
3.2.2 Control por modos deslizantes	23
3.3 Control QCHOSM	25

3.4	Diferenciador por modos deslizantes	26
4	Sistema SMIB-SVC y diseño de los controladores	28
4.1	Introducción	28
4.2	Modelo del generador síncrono	28
4.3	Modelo del regulador SVC	30
4.4	Interrelación en el sistema SMIB-SVC	31
4.5	Control por retroalimentación de salida en el sistema SMIB-SVC	32
5	Resultados	35
5.1	Introducción	35
5.2	Parámetros y condiciones de operación del sistema	36
5.3	Resultados	37
5.3.1	Estabilidad y regulación de voltaje	37
5.3.2	Efecto de los controladores en la calidad de la energía	41
5.3.3	Interacción de controladores y diferenciadores	45
6	Conclusiones y perspectivas	55
6.1	Conclusiones	55
6.2	Perpectivas	56
	Apéndice A	57
	Referencias	61

Índice de figuras

2.1	Representación gráfica del generador síncrono.	11
2.2	Característica de transferencia de potencia de un sistema de dos máquinas.	15
2.3	Representación del sistema de potencia y respuesta a un escalón en la potencia mecánica de entrada.	16
2.4	Característica compuesta de un regulador SVC.	19
2.5	Característica V-I en un SEP.	20
2.6	Comportamiento del punto de operación de un sistema de potencia operando con un SVC.	21
4.1	Sistema SMIB-SVC.	28
4.2	Diagrama del sistema SMIB-SVC.	30
4.3	Interacción entre controladores, diferenciadores y sistema SMIB-SVC.	33
5.1	Ángulos de potencia δ_S (línea segmentada) y δ_S^* (línea continua), en la gráfica inferior la respuesta de la señal de control u_f	37
5.2	Voltajes V_B (línea continua) y V^* (línea punteada) y respuesta del controlador u_v	38
5.3	Error dinámico σ_2 (línea continua) y su derivada $\dot{\sigma}_2$ (línea segmentada).	38
5.4	Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea segmentada) cuando $B_L = 0.2$	39
5.5	Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea segmentada) cuando $B_L = 2.0$	39
5.6	Voltajes V_{B-SM} (línea continua), V_{B-PI} (línea segmentada) y V_B^* (línea punteada).	40
5.7	Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea punteada), en la gráfica inferior la corriente i_L del reactor.	40
5.8	P_e (línea continua) y E'_q , debido a la falla trifásica y a las variaciones en P_m (línea segmentada).	41
5.9	X'_{ds} y B_L , debido a la falla trifásica y a las variaciones en P_m	42
5.10	Respuesta (caso $\lambda = 0$) de δ_S y V_B con: a) ambos reguladores (línea continua), b) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y c) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	43

5.11	Espectro de magnitud (caso $\lambda = 0$) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	43
5.12	Respuesta (caso $\lambda = 0.5$) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	44
5.13	Espectro de magnitud (caso $\lambda = 0.5$) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	44
5.14	Respuesta (a escalones δ_S^*) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	45
5.15	Espectro de magnitud ((con escalones δ_S^*) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	46
5.16	Respuesta (a escalones P_m) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	46
5.17	Espectro de magnitud (con escalones P_m) de δ_S y V_B con: <i>a</i>) ambos reguladores (línea continua), <i>b</i>) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y <i>c</i>) $B_L = 0.2$ (línea punteada).	47
5.18	δ_S (línea continua) y $\hat{\delta}_s$ (línea segmentada). En la parte inferior se presenta la reacción de u_f a las variaciones de δ_S	48
5.19	$\sigma_1, \dot{\sigma}_1, \ddot{\sigma}_1$ (línea continuas) y sus estimaciones (línea punteadas).	48
5.20	Espectro de magnitud de δ_S, V_B (línea continuas) y $\hat{\delta}_S, \hat{V}_B$ (línea segmentadas) cuando la falla ocurre en el bus del generador.	49
5.21	V_B (continuo) vs \hat{V}_B (línea segmentada). En la parte inferior la entrada de control \hat{U}_v	50
5.22	Espectro de magnitud de V_B, δ_S (línea continua) y $\hat{V}_B, \hat{\delta}_S$ (línea segmentada) cuando la falla ocurre en la parte media de la línea de transmisión.	50
5.23	Respuesta de δ_S, P_e, ω_r (línea continua) y $\hat{\delta}_S, \hat{P}_e, \hat{\omega}_r$ (línea segmentada) a escalones en δ_S^*	51
5.24	Espectro de magnitud de δ_S, P_e, ω_r (línea continua) y $\hat{\delta}_S, \hat{P}_e, \hat{\omega}_r$ (línea segmentada) cuando el cambio en el punto de operación es debido a escalones δ_S^*	51
5.25	Respuesta P_e y \hat{P}_e a escalones P_m	52
5.26	Espectro de magnitud de P_e y \hat{P}_e cuando el cambio en el punto de operación es debido a escalones P_m	52
5.27	E'_q, \hat{E}'_q y P_e, \hat{P}_e cuando hay apertura permanente en la línea de transmisión.	53
5.28	i_L, \hat{i}_L y V_B, \hat{V}_B cuando hay apertura permanente en la línea de transmisión.	54

Índice de tablas

5.1	Parámetros del sistema estudiado	36
-----	--	----

Notación de elementos del SEP

B_L, B_C	Susceptancias del regulador SVC (siemens)
D	Constante de amortiguamiento
$E'_q(t)$	FEM transitoria en el eje de cuadratura del generador (volt)
$E_q(t)$	FEM en el eje de cuadratura (volt)
$E_f(t)$	FEM equivalente en el devanado de excitación del generador (volt)
H	Constante de inercia del generador (Joule/VA)
i_a, i_b, i_c	Corrientes del generador en modo trifásico (ampere)
i_F	Corriente del inductor (ampere)
i_D	Corriente del amortiguador en eje directo (ampere)
i_Q	corriente del amortiguador en eje de cuadratura (ampere)
i_d, i_q, i_0	Corrientes del generador en modo $dq0$ (ampere)
I_L, I_C	Corrientes en las reactancias inductiva y capacitiva del regulador SVC (ampere)
J	Momento de inercia generador-turbina ($kg - m^2$)
k_B	Ganancia del regulador SVC
P_m	Potencia mecánica de entrada (vatios)
P_e	Potencia eléctrica desarrollada por el generador (vatios)
R_S	Resistencia del estator por fase (ohm)
R_F	Resistencia del rotor por fase (ohm)
R_D	Resistencia del amortiguador en eje directo (ohm)
R_Q	Resistencia del amortiguador en eje de cuadratura (ohm)

T_n, T_m, T_e	Torques neto, mecánico y eléctrico en el generador síncrono (Newton-m)
T'_{d0}	Constante de tiempo transitorio de circuito abierto del eje directo
T_B	Constante de tiempo del regulador SVC
$u_f(t)$	Entrada de control del generador síncrono (volt)
U	Energía cinética (Newton-m)
$u_v(t)$	Entrada de control del regulador SVC (volt)
V_a, V_b, V_c	Voltajes del generador en modo trifásico (volt)
V_f	Voltaje del inductor (volt)
V_d, V_q, V_0	Voltajes del generador en modo $dq0$ (volt)
V_G, V_{T1}, V_{T2}	Voltajes en terminales del generador y en las líneas de transmisión (volt)
V_T, V_{BI}	Voltajes en terminales del generador síncrono y en el bus infinito (volt)
V_{TH}	Voltaje de Thévenin (volt)
V_B	Voltaje del bus externo al generador (volt)
X_G, X_L, X_M	Reactancias inductivas del generador, línea de transmisión y motor (ohm)
X_{TH}	Reactancia de Thévenin (ohm)
X_S, X_R	Reactancia en las líneas de transmisión (ohm)
X_d	Reactancia de eje directo (ohm)
X'_d	Reactancia transitoria de eje directo (ohm)
X'_{ds}	Reactancia transitoria equivalente vista desde el generador (ohm)
δ	Ángulo de potencia del generador (rad)
$\delta_G, \delta_L, \delta_M$	Ángulos de potencia de generador, línea de transmisión y motor (rad)
θ	Ángulo del eje directo respecto a la fase a (rad)
ϕ_a, ϕ_b, ϕ_c	Flujos de estator en modo trifásico (weber)
ϕ_d, ϕ_q, ϕ_0	Flujos del generador en modo $dq0$ (weber)
ϕ_F	Flujo del inductor (weber)
ϕ_D	Flujo del amortiguador en eje directo (weber)
ϕ_Q	Flujo de amortiguador en eje de cuadratura (weber)
ω_0	Velocidad síncrona (rad)
ω_r	velocidad angular del rotor (rad/s)

Siglas y abreviaciones

AVR/PSS	Automatic Voltage Regulator/Power System Stabilizer Regulador Automático de Voltaje/Estabilizador del Sistema de Potencia
DRHS	Discontinuous Right-Hand Sides Lado Derecho Discontinuo
FACTS	Flexible AC Transmission Systems Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna
HOSM	High-Order-Sliding-Modes Modos Deslizantes de Alto Orden
KCL	Kirchhoff Current Law Ley de corrientes de Kirchhoff
p.u.	por unidad
QCHOSM	Quasi-Continuous-High-Order-Sliding-Modes Modos Deslizantes de Alto Orden Cuasi-Contínuo
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SMIB	Single Machine Connected Infinite Bus Máquina Conectada a un Bus Infinito
SISO	Single Input-Single Output Una Entrada - Una Salida
SM	Sliding Mode Modos deslizantes
SVC	Static VAR Compensator Compensador Estático de Potencia Reactiva
TCR-FC	Thyristor Controlled Reactor-Fixed Capacitor Reactor Controlado por Tiristores - Capacitor Fijo

VSS Variable Structure System
Sistema de Estructura Variable

VSC Variable Structure Control
Control de Estructura Variable

Capítulo 1

Introducción

1.1 Generalidades de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Los SEP son elementos indispensables en el desarrollo de cualquier nación industrializada. Contar con sistemas de potencia interconectados que proporcionen energía eléctrica de manera confiable y con altos estándares de calidad es una tarea que requiere gran inversión económica y esfuerzo de investigación.

Un sistema de potencia diseñado y operado adecuadamente debe satisfacer ciertos requerimientos fundamentales [Kundur, 1994, Padiyar, 2007] como:

- ser capaz de soportar el cambio continuo en la demanda de potencia (estabilidad robusta),
- suministrar potencia con ciertos estándares mínimos, con énfasis en mantener las amplitudes de voltaje y frecuencia en valores constantes,
- adicionalmente, los costos e impacto ecológico deben ser mínimos en el proceso de generación y distribución.

Con el incremento y la diversificación de la potencia eléctrica demandada por los consumidores la complejidad en los SEP ha ido en aumento, lo que a significado un incremento de unidades de generación y la interacción con tecnologías como la electrónica de potencia, lo anterior en un entorno de mercados transnacionales exigente. De forma adicional, ésta expansión de los sistemas de generación y transmisión debe realizarse con las restricciones que implica la limitación de recursos y las políticas ambientales locales vigentes.

Como consecuencia de estas condiciones de operación, algunas líneas de transmisión están sobrecargadas afectando la operatividad del sistema en términos de seguridad y economía, convirtiendo al factor mencionado en uno de los principales problemas a resolver (desde el punto

de vista técnico no es un problema sencillo y cercano de solucionar) para garantizar estabilidad en los SEP [Zhang et al., 1999].

Para responder a estos requerimientos, las comunidades de control, de electrónica de potencia y de sistemas de potencia entre otras disciplinas, están diseñando nuevas estructuras con el propósito de conseguir que el proceso de generación y distribución de energía eléctrica sea más eficiente [Gyugyi and Hingorani, 2000].

En el campo de la electrónica de potencia, alternativas como los dispositivos FACTS (del inglés Flexible AC Transmission System) están siendo empleados con el fin de proporcionar más flexibilidad a los SEP, mejorando la capacidad de las líneas de transmisión y disminuyendo los esfuerzos demandados a los generadores síncronos [Larsen et al., 1996, Zhou, 1993, Messina and Cory, 1993]. Las características altamente no lineales de estos dispositivos electrónicos y su efecto en la calidad de la energía han requerido de investigación en las áreas de sistemas de potencia y electrónica de potencia, investigación que ha evolucionado desde estudios de colocación óptima de dispositivos de compensación [Messina et al., 1998, Messina et al., 1999] hasta el análisis y caracterización de las oscilaciones dinámicas debido a las interacciones entre estos dispositivos y el sistema de potencia [Andrade et al., 2004], [Trudnowski et al., 1994, Okamoto et al., 1996].

De la colaboración entre las disciplinas electrónica de potencia y SEP resultan estructuras más complejas, siendo necesarias nuevas técnicas de control que permitan mejorar el desempeño dinámico de los SEP.

Motivada por la complejidad presente en un SEP, una perspectiva que se ha propuesto para su análisis y control, y que de hecho se utiliza al abordar sistemas de gran escala, es considerar al SEP en diferentes subsistemas interconectados entre sí. Sin embargo, a pesar de que estos sistemas pueden ser seccionados en subsistemas menos complejos; el análisis y el control de cada subsistema sigue siendo complicado de resolver [Maya-Ortiz, 2005].

Otro ejemplo de la problemática que se puede mencionar es en el sentido de que el comportamiento de los SEP depende de parámetros los cuales (debido a la presencia de perturbaciones, condiciones ambientales y características propias de los dispositivos empleados) pueden ser variantes en el tiempo o, incluso desconocidos. Dependiendo del problema específico a tratar y al ser los sistemas de potencia muy grandes y de distribución geográfica extensa, es frecuente considerar que los estados del sistema no pueden ser medidos, llegándose a tener representaciones matemáticas que incluyen variables que dependen del valor de los estados en el punto de operación (o punto de equilibrio) [Maya-Ortiz, 2005].

Como consecuencia de la complejidad del sistema de potencia, la diversidad de problemas a resolver para un funcionamiento adecuado del mismo tiene un espectro muy amplio (eliminar fluctuaciones de voltaje, suministro de corriente eléctrica sin fluctuaciones a las cargas, etc.) [Kundur, 1994].

Dentro de la amplia gama de objetivos que tienen los diferentes controles, uno de los más importantes se refiere al problema de estabilidad [Kundur and Bose, 2004], es decir, para tener confiabilidad de parte de un sistema de potencia, éste debe de resistir una gran variedad de perturbaciones sin pérdida de carga y, en caso necesario, que los disparos de protecciones e interrupciones del servicio ocurra en regiones geográficas muy reducidas.

La problemática descrita ha demandado una participación coordinada de las comunidades de potencia y control a fin de mejorar el desempeño de los sistemas de potencia y el suministro de energía con altos índices de calidad pese a los diferentes (y en ocasiones inevitables) tipos de perturbación presentes durante su operación.

Los estudios y las soluciones propuestas en el sentido de mantener la estabilidad en los SEP son parte esencial para cumplir con las exigencias ya mencionadas. En el caso de la inestabilidad, al ser los sistemas eléctricos muy complejos, ésta puede tomar diferentes formas y ser influenciada por diferentes causas [Kundur, 1994, Kundur and Bose, 2004].

La estabilidad de un sistema de potencia está estrechamente ligada a la presencia de perturbaciones, las cuales pueden ser parte del funcionamiento del mismo, o ser sucesos eventuales con consecuencias importantes. Una perturbación en un SEP es el cambio de uno o más parámetros del sistema, lo cual puede suceder de forma repentina o en modo secuencial. Dependiendo del evento se tienen dos conceptos diferentes de estabilidad en un SEP. El primero se refiere a la capacidad de los generadores para mantenerse en sincronismo, característica donde las dinámicas del rotor del generador tienen una relación estrecha (de carácter no lineal) con la potencia de salida.

El otro aspecto de estabilidad está relacionado con la habilidad del sistema para mantener los voltajes en un estado estable aceptable en los buses del sistema ya sea en condiciones de operación normal o después de haber sido sujeto a una perturbación.

En el caso de estabilidad por sincronismo (estabilidad del ángulo) los más referenciados por su frecuencia e importancia se refieren a la estabilidad a pequeña señal y la estabilidad transitoria. La estabilidad a pequeña señal se refiere a la capacidad del sistema de potencia a mantener el sincronismo cuando experimenta pequeñas perturbaciones como puede ser la entrada/salida de cargas, operaciones de campo, etcétera.

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema de potencia, dada una condición inicial de operación, para recuperar un estado de operación en equilibrio después de haber sido sujeto a una perturbación severa tal como una falla trifásica en las líneas de transmisión, la salida repentina de una gran carga, etcétera. Perturbaciones como éstas hacen que la diferencia entre la potencia demandada por la carga y la potencia generada se incremente, lo que provoca grandes desplazamientos de los ángulos de rotor de los generadores pudiendo conducir a pérdida de sincronismo [Maya-Ortiz, 2005, Kundur, 1994].

Para el caso de mantener la estabilidad del voltaje, el SEP debe tener la habilidad de mantener magnitudes de voltaje aceptables en las terminales del sistema bajo condiciones normales de operación, y también después de ser sujeto a una perturbación. Un sistema entra en inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, un incremento en la demanda de carga ó un cambio en las condiciones del sistema causa una progresiva e incontrolable caída de voltaje. Un ejemplo de factor causante de inestabilidad es la incapacidad del sistema de cubrir la demanda de potencia reactiva [Kundur, 1994].

1.2 Antecedente en control de SEP

En forma paralela a los trabajos de investigación realizados en las áreas de electrónica de potencia y sistemas de potencia, y con el propósito de mejorar el desempeño de los SEP, varias estrategias de control han sido propuestas [Kundur, 1994, Sauer and Pai, 1998] y, ya que es en este sentido la aportación de este trabajo, se menciona de forma sucinta algunas contribuciones con las características que las definen.

Tradicionalmente, las técnicas de control lineal han sido ampliamente utilizadas en el control de SEP, un ejemplo son las técnicas AVR/PSS (del ingles Automatic Voltage Regulator/Power System Stabilizer). Estas técnicas están basadas en el modelo linealizado del sistema, donde los parámetros son ajustados alrededor de lo que se considera un punto de equilibrio (o de operación en el sistema), para posteriormente utilizar métodos de control lineal que gobiernen al SEP.

Los parámetros obtenidos de esta forma son válidos si las trayectorias de operación se mantienen cerca del punto de operación [Sauer and Pai, 1998]. Sin embargo, en casos de sistemas altamente no lineales del cual los SEP son claro ejemplo (añadir los requerimientos de suministrar energía con altos niveles de calidad), estas técnicas de control pueden no garantizar un buen desempeño ante las nuevas exigencias de los consumidores.

Para tratar de solucionar estos inconvenientes, técnicas no lineales como backstepping [Li et al., 2003], control adaptativo [Damm et al., 2004, Kenné et al., 2010], enfoque basado en

pasividad [Ghandhari et al., 2001, Galaz et al., 2003], linealización por retroalimentación en combinación con control robusto [Cong et al., 2005], han sido aplicadas de forma exitosa para obtener un alto desempeño en condiciones de operación no esperadas.

Un inconveniente común, presente en estas técnicas, es que el diseño de controladores requiere tener conocimiento tanto de la estructura como de los parámetros del sistema de forma precisa.

En este escenario, la técnica modos deslizantes a sido exitosamente aplicada para lograr un alto desempeño en sistemas con comportamiento altamente no lineal como es el caso de los SEP. Este enfoque ha demostrado robustez en presencia de incertidumbres paramétricas y perturbaciones externas [Utkin, 1992]. La desventaja de esta técnica en su forma estándar es la presencia de oscilaciones indeseadas (efecto *chattering*), lo cual ocurre cuando las variables controladas del sistema alcanzan la superficie de deslizamiento preestablecida [Utkin, 1977].

Para solucionar el problema de *chattering* un tipo de controlador por modos deslizantes de alto orden tipo SISO (del ingles Single-Input-Single-Output) con grado relativo conocido y tiempo finito de convergencia fue desarrollado por Levant [Levant, 2005b], el resultado fue que el efecto *chattering* es reducido sustancialmente. En [Colbia-Vega et al., 2008] un controlador por retroalimentación de salida es combinado con la técnica QCHOSM en un controlador robusto para un sistema multi-máquina lográndose un alto desempeño en la estabilidad transitoria.

Si se considera que la adecuada coordinación de los controladores requiere del cumplimiento de ciertos criterios, como ser controlables y observables (conceptos bien establecidos en sistemas lineales), se puede coincidir en el hecho de que en sistemas no lineales de gran escala como es el caso de los sistemas eléctricos de potencia interconectados, mucha investigación hay por realizar [de León-Morales and Acha-Daza, 2000].

Una característica de los sistemas controlados por retroalimentación de estado descentralizado [de León-Morales et al., 2002, Jiang et al., 2001, Maya and Espinosa, 2003] es que las variables de estado pueden no estar disponibles; en caso de ser posible medir estas variables su implementación puede ser costosa, con el inconveniente adicional de llegar a tener *ruido* por mediciones.

Las desventajas descritas hacen necesario trabajar en la reconstrucción del estado de los subsistemas; en este sentido hay mucha atención en el tema de observadores de estado para sistemas interconectados con el propósito de solucionar los problemas mencionados, y evitar incrementar la complejidad de los sistemas no lineales al combinar controladores con diferenciadores robustos.

Varios métodos para reconstruir los estados en sistemas no lineales han sido propuestos [Kumar and Dutta Roy, 1988, Levant, 2003a, Atassi and Khalil, 2000], encontrándose proble-

mas por errores de medición cuando se diseñan los diferenciadores. En [Levant, 2003a], un diferenciador basado en algoritmos por modos deslizantes de alto orden proporciona insensibilidad respecto a perturbaciones internas y externas en tiempos finitos de convergencia; además, en esta propuesta el principio de separación se cumple [Colbia-Vega et al., 2008], de forma que controladores y diferenciadores son diseñados de forma independiente.

1.3 Descripción del problema

Regularmente un SEP comprende tres secciones las cuales son generación, transmisión y carga. Cada subsistema es modelado matemáticamente en conjuntos de ecuaciones algebro-diferenciales no lineales multivariable de alto orden. El control de los parámetros de estas ecuaciones depende de variables que, debido a la presencia de perturbaciones, condiciones ambientales y un comportamiento propio de dispositivos empleados, es probable que sean variantes o incluso desconocidas. Otra característica que debe considerarse es la extensa distribución geográfica de los subsistemas de un SEP, en consecuencia los estados del sistema no pueden ser medidos.

Los factores descritos anteriormente permiten advertir la complejidad del problema a resolver: mantener estable a un sistema con componentes altamente no lineales el cual es sujeto a fallas graves como apertura de líneas de transmisión o la ocurrencia de un corto circuito, como también a condiciones de operación las cuales provocan fluctuaciones en el voltaje entregado y/o la aparición de pulsos no deseados en la corriente que circula por las cargas.

El presente documento aborda el problema de controlar un SEP planteando dos objetivos principales, mantener la estabilidad transitoria en un generador síncrono al tiempo que se regula el voltaje en la líneas de transmisión, considerando las problemáticas mencionadas, es decir las incertidumbres respecto al valor de los parámetros del sistema y la imposibilidad de poder medir algunos estados del sistema.

En la propuesta se parte de un modelo de generador síncrono conectado a un bus infinito, adicionalmente en la parte media de las líneas de transmisión que conectan estos elementos se coloca un regulador electrónico de voltaje en derivación. El modelo de generador considerado es el de tercer orden con decaimiento de flujo, el cual por sus características es ampliamente aceptado en la literatura. El modelo de regulador de voltaje considerado es un TCR-FC SVC (del ingles Thyristor Controlled Reactor-Fixed Capacitor, Static VAR Compensator) el cual es un dispositivo electrónico de regulación de voltaje ampliamente utilizado en sistemas de potencia.

Con la descripción presentada, el trabajo se enfoca en el diseño de una estructura de controladores que, en conjunto con estimadores, logran que se tenga estabilidad asintótica en un

sistema formado por la planta, el controlador y el diferenciador.

El antecedente para el diseño de una estructura de control robusta descentralizada en un modelo SMIB-SVC utilizando estimadores son los trabajos de Cong [Cong et al., 2005] (donde se propone la operación coordinada de una estructura de control en combinación con una técnica de linealización por retroalimentación para estabilizar transitorios y regular el voltaje en un sistema SMIB-SVC) y Colbia-Vega [Colbia-Vega et al., 2008] (donde se propone una estructura de control por modos deslizantes para controlar los ángulos de potencia en un sistema multi-máquina).

1.4 Hipótesis, objetivo y contribución

Hipótesis

La técnica QCHOSM aplicada a obtener estabilidad transitoria y regulación de voltaje en un sistema de potencia SMIB-SVC puede ser robusta ante incertidumbres externas y variaciones paramétricas.

Objetivo

Diseñar una estructura de control robusta descentralizada utilizando la técnica de control QCHOSM en un sistema de potencia SMIB-SVC, de forma tal que controladores y diferenciadores diseñados con filosofías similares interactúan con el sistema eléctrico en un estado de funcionamiento que rechaza perturbaciones externas y es insensible a variaciones paramétricas.

Contribución

En una primera propuesta que aborda la hipótesis se presenta:

- una estructura de control para un modelo SMIB-SVC, donde se comprueba la operación de controladores de excitación y de regulación de voltaje mediante la técnica de control QCHOSM, lográndose simultáneamente estabilidad transitoria y regulación de voltaje (como se muestra en la sección 1 de resultados, capítulo 5).

Obtenida la estructura de control y verificándose las ventajas que ésta presenta al ser insensible tanto a los cambios en la estructura del sistema como a la variación del valor de los

parámetros de los subsistemas, surge la cuestión de cómo afecta la acción de los controladores a la calidad de la energía del sistema, para contestar ésta interrogante se diseña el algoritmo que cuantifica los espectros de magnitud de mayor interés en el sistema de potencia y de demuestra que:

- la calidad de la energía del sistema de potencia SMIB-SVC no es afectada por la acción de los controladores propuestos (sección 2 de resultados, capítulo 5).

En las pruebas anteriores se considera que es necesario tener un error de seguimiento σ (obtenido a partir de la posibilidad de medir una variable por subsistema) y sus sucesivas derivadas calculadas en tiempo real en cada subsistema del modelo SMIB-SVC para realizar la acción de control. Implicando el uso de estimadores basados en la técnica QCHOSM, se logra un sistema de control global robusto que requiere únicamente una variable por subsistema para controlar todo el sistema, lo anterior es comprobado en una estructura que:

- hace interactuar controladores y diferenciadores (como se muestra en la sección 3 de resultados, capítulo 5). De forma adicional se cuantifica el efecto de la combinación controlador-diferenciador en la calidad de la energía del sistema.

Los controladores diseñados tienen la particularidad de controlar en forma simultánea la estabilidad del generador síncrono y el voltaje en las líneas de transmisión ante fallas o cambios de operación que tienen potencial para causar problemas importantes en el suministro de energía eléctrica.

Es de notar las ventajas de los controladores obtenidos, destacándose las siguientes cualidades: *a)* éstos no requieren transformación o compensación alguna en los modelos de subsistema que constituyen al SEP para efectuar su acción de control, *b)* la posibilidad utilizar diferenciadores que tienen la misma filosofía (permitiendo utilizar una variable por subsistema para realizar la acción de control global) y *c)* que no afectan la calidad de la energía suministrada.

1.5 Metodología y organización

Metodología de la investigación

El análisis del tema, el planteamiento de la estructura del sistema y el diseño de los controladores se realizó siguiendo la siguiente metodología:

1. Revisión bibliográfica del estado del conocimiento

2. Análisis y desarrollo de un modelo para el sistema
3. Determinación de las estructuras de control
4. Diseño de algoritmos sobre la plataforma de lenguaje computacional MATLAB/Simulink R2012a
5. Evaluación de resultados

Organización de la tesis

La estructura que presenta este documento es la siguiente:

En el capítulo 2 se realiza una descripción de las características dinámicas de los subsistemas generador síncrono de potencia y regulador electrónico de voltaje SVC utilizados en este trabajo. De forma adicional se hace una descripción de las condiciones necesarias para que la estructura de un sistema de potencia tenga condiciones de estabilidad y, en que circunstancias puede abandonar la condición de estabilidad.

En el capítulo 3 se describen los conceptos de la técnica de control utilizada. Iniciando con una descripción del concepto de *variedad integral*, precedente para exponer algunas características de la técnica de control por *modos deslizantes*. Posteriormente se pasa a una descripción detallada de la técnica QCHOSM, la cual es base para el diseño de los controladores y diferenciadores presentados en este trabajo.

En el capítulo 4 se precisan los modelos del generador de potencia y del regulador de voltaje utilizados en este trabajo, como también se describe la interrelación entre las variables de estos modelos. En la última parte del capítulo, se definen las estructuras resultantes de los controladores y de los diferenciadores.

En el capítulo 5 se establecen los parámetros numéricos del sistema, se separan las pruebas y resultados de acuerdo a los objetivos planteados y se analizan los resultados obtenidos.

Capítulo 2

Descripción de los elementos del sistema

2.1 Introducción

El papel fundamental que tiene el generador síncrono en la determinación de las propiedades de estabilidad transitoria de un SEP hace necesario la descripción de su modelo matemático y su comportamiento cuando interactúa con otros elementos que conforman al SEP.

El segundo subsistema es un regulador de voltaje tipo SVC conectado en derivación con la línea de transmisión, este dispositivo absorbe o suministra la potencia reactiva suministrada o requerida por la red eléctrica permitiendo un mayor control sobre el voltaje de las líneas de transmisión de alta tensión. En las siguientes secciones se presenta una descripción de estos subsistemas con orientación al modelo presentado en este trabajo.

2.2 Modelo del generador síncrono

El sistema de ecuaciones de que consta el modelo del generador es un conjunto de ecuaciones diferenciales de carácter no lineal las cuales interactúan con ecuaciones algebraicas no lineales también, conformando un sistema de alto orden no lineal a ser estabilizado por los controladores.

Para propósitos de control y análisis numérico, en sistemas de potencia un gran número de trabajos son planteados bajo dos suposiciones ampliamente aceptadas: *a)* el generador síncrono está conectado a un bus que presenta un voltaje de amplitud y frecuencia constante (bus infinito) y *b)* el generador síncrono puede ser representado por un modelo de orden reducido (con decaimiento de flujo) sin que las variables principales sufran desviaciones importantes.

2.2.1 Dinámica eléctrica del generador

El modelo más sencillo utilizado para estudiar fenómenos como estabilidad y análisis de respuesta electromecánica en el generador síncrono se basa en la ecuación de movimiento angular del rotor de la máquina [Colbia-Vega, 2008, Sauer and Pai, 1998].

El análisis de este modelo a tenido que superar problemas como el de representar un gran número de ecuaciones caracterizadas por no linealidades, saturaciones y constantes de tiempo de magnitudes muy diferentes. Pero ha permitido la representación del rotor de la máquina en modelos de circuitos eléctricos establecidos.

En la Fig. 2.1 se representan los circuitos del generador síncrono. En el estator hay tres inductancias por las cuales fluye corriente alterna (devanado trifásico). También se representa el rotor, que gira a una velocidad angular ω_r , éste consta de un devanado de campo alimentado por un voltaje tipo continuo, adicionalmente se tienen dos devanados amortiguadores los cuales se asume están en corto circuito, orientados uno a lo largo de devanado de campo (eje d) y otro en cuadratura con éste (eje q).

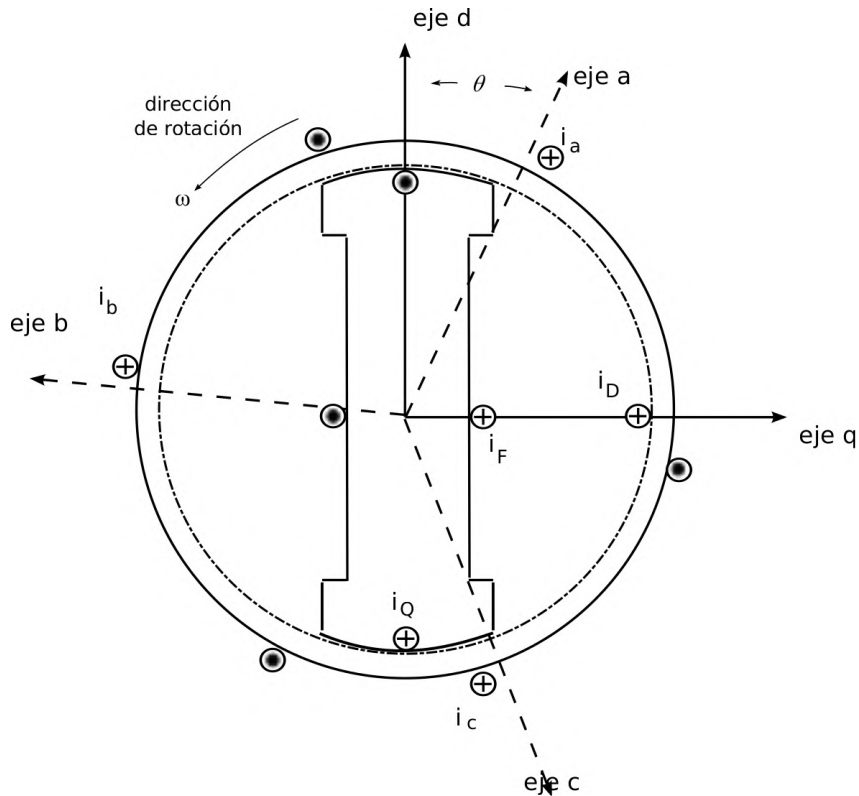


Fig. 2.1: Representación gráfica del generador síncrono.

A partir de este modelo se puede representar el sistema de ecuaciones generales de tensiones

en los circuitos del estator (fases a, b y c) con las relaciones

$$\begin{aligned} V_a &= -R_S i_a - \frac{d\phi_a}{dt}, \\ V_b &= -R_S i_b - \frac{d\phi_b}{dt}, \\ V_c &= -R_S i_c - \frac{d\phi_c}{dt}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

y de rotor del generador [Huerta-Guevara, 2000]

$$\begin{aligned} V_f &= R_F i_F + \frac{d\phi_F}{dt}, \\ 0 &= R_D i_D + \frac{d\phi_D}{dt}, \\ 0 &= R_Q i_Q + \frac{d\phi_Q}{dt}. \end{aligned} \quad (2.2)$$

De la Ley de inducción electromagnética de Faraday, las inductancias asociadas a los flujos de estator están en función de la posición del rotor y por lo tanto, en función del tiempo. En el caso del rotor las inductancias propias de los circuitos que lo conforman permanecen constantes, sólo las inductancias mutuas entre el rotor y el estator varían periódicamente con respecto al ángulo θ .

Para suprimir las no linealidades que implican las inductancias variables con respecto a el ángulo θ se recurre a la transformación de Park [Anderson and Fouad, 1994], la cual se interpreta como la substitución de los tres devanados de las fases a, b y c , (cuyos conductores y ejes magnéticos son inmóviles con respecto al estator) por dos devanados d y q , cuyos ejes magnéticos son solidarios con el rotor y giran con él. Esta transformación (Fig. 2.1) permite representar el sistema de ecuaciones (2.1) [Huerta-Guevara, 2000], por

$$\begin{aligned} V_d &= -R_s i_d - \frac{d\phi_d}{dt} - \phi_q \omega_r, \\ V_q &= -R_s i_q - \frac{d\phi_q}{dt} + \phi_d \omega_r, \\ V_0 &= -R_s i_0 - \frac{d\phi_0}{dt}, \end{aligned} \quad (2.3)$$

las cuales se complementan con las del rotor

$$\begin{aligned} V_f &= R_F i_F + \frac{d\phi_F}{dt}, \\ 0 &= R_D i_D + \frac{d\phi_D}{dt}, \\ 0 &= R_Q i_Q + \frac{d\phi_Q}{dt}, \end{aligned} \quad (2.4)$$

donde finalmente las tres ecuaciones de Park del inducido se complementan con las de inductor (2.2), que no han sido afectadas por la transformación. Las ecuaciones de (2.3) y (2.4) están expresadas en *p.u.* (por unidad).

En el análisis de SEP es conveniente utilizar un sistema *p. u.* para normalizar las variables del sistema. En comparación con el uso de unidades físicas (amepres, volts, ohms, webers, henrys, etc.), el sistema p.u. ofrece simplicidad computacional espresando cantidades del sistema como relaciones adimencianales, de manera que ésta es la representación numérica de los parámetros eléctricos de una manera adimensional equivalente a la razón que existe entre las especificaciones reales o experimentales contra las especificaciones ideales o nominales por definición.

2.2.2 Dinámica mecánica del generador

El rotor del generador está sujeto a dos torques de diferente origen, cuando no existe balance entre éstos, la diferencia entre los torques mecánico T_m y eléctrico T_e causa una aceleración (o desaceleración) derivada del torque neto T_n dado por

$$T_n = T_m - T_e,$$

donde T_m y T_e son valores positivos.

La inercia del sistema generador-primero motor es acelerada por la falta de balance en los torques y la relación de movimiento esta definida por

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_n = T_m - T_e, \quad (2.5)$$

donde J es el momento de inercia de la combinación generador-turbina en $Kg m^2$ y ω_r la velocidad angular del rotor en rad/s , si se normaliza en términos de la constante de inercia H en *p.u.* se tiene

$$2H \frac{d}{dt}(\bar{\omega}_r) = \bar{T}_m - \bar{T}_e,$$

donde los términos con barra están en *p.u.* y $\bar{\omega}_r = \frac{\omega}{\omega_0}$, por lo tanto se puede reescribir

$$\frac{2H}{\omega_0} \dot{\omega}_r = \bar{T}_m - \bar{T}_e. \quad (2.6)$$

Ahora, si δ es la posición del rotor en *rad* con respecto a una referencia de rotación síncrona y si $\delta_0 = \delta(0)$ es su valor en $t = 0$, entonces

$$\delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0,$$

cuya derivada con respecto al tiempo esta dada por

$$\dot{\delta} = \omega_r - \omega_0. \quad (2.7)$$

Estas ecuaciones y las de la dinámica eléctrica son necesarias para realizar el análisis de estabilidad dinámica en el generador síncrono.

2.3 Estabilidad y transferencia de potencia eléctrica

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser ampliamente definida como la propiedad que le permite mantenerse en un estado de operación equilibrada bajo condiciones de operación normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio después de haber sido sujeto a una perturbación. En consecuencia, se tiene inestabilidad cuando el sistema no puede recuperar condiciones próximas al equilibrio, esta condición puede ser manifestada en diferentes formas dependiendo de la configuración del sistema y del modo en que éste es operado.

Aunque el problema de estabilidad es referido como el modo de operación sincronizado del sistema de potencia (aspecto influenciado por las dinámicas de los ángulos de rotor de los generadores en una relación estrecha potencia-ángulo), también es referido como la capacidad de mantener los voltajes en los buses dentro de valores aceptables. Pudiéndose presentar casos en que ambas dinámicas se combinen para llevar al sistema de potencia a condiciones no controlables.

Para exponer el comportamiento del sistema de potencia desde el punto de vista de la relación potencia-ángulo considerar el sistema de la Fig. 2.2a, éste consiste en dos máquinas síncronas conectadas por una línea de transmisión cuya reactancia inductiva es X_L , despreciándose la resistencia y la capacitancia de la línea. Asumir que se tiene un generador suministrando potencia a un motor síncrono.

La potencia transferida del generador al motor es una función de la separación angular (δ) entre los rotores de las dos máquinas. Ésta separación angular tiene tres componentes: el ángulo interno del generador (δ_G), la diferencia angular entre voltajes terminales motor-generador (δ_L) y el ángulo interno del motor (δ_M).

En la Fig. 2.2b se muestra el diagrama eléctrico del modelo con el cual se puede determinar la relación potencia contra ángulo. Un diagrama fasorial que indica las relaciones de los voltajes entre generador y motor es mostrado en la Fig. 2.2c. La transferencia de potencia P_e del generador al motor está dada por [Kundur, 1994]

$$P = \frac{V_G V_M}{X_T} \text{sen} \delta, \quad (2.8)$$

donde

$$X_T = X_G + X_L + X_M,$$

y

$$\delta = \delta_G + \delta_L + \delta_M.$$

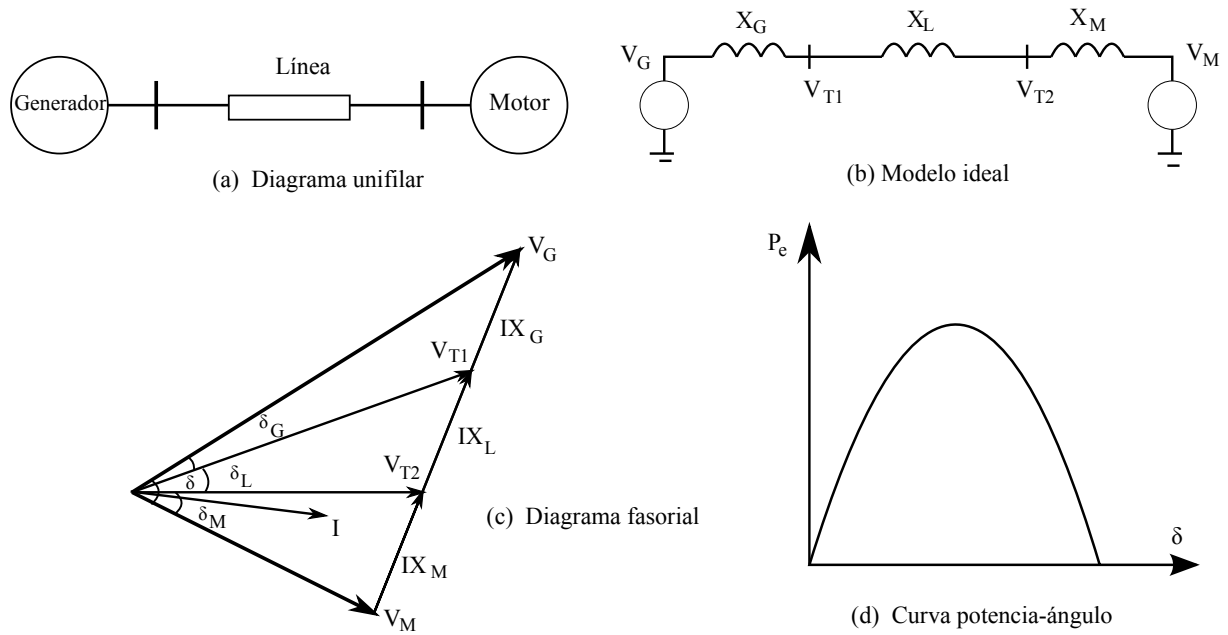


Fig. 2.2: Característica de transferencia de potencia de un sistema de dos máquinas.

La correspondiente relación potencia eléctrica P_e contra ángulo de potencia (δ) es graficada en la Fig. 2.2d, de donde se puede deducir que hay un máximo de potencia estable para ser transmitido entre las dos máquinas. De la Fig. 2.2d, se tiene que si la separación angular entre las máquinas en un sistema de potencia se mantiene dentro de ciertos límites, el sistema mantiene el sincronismo.

Para exponer en forma sencilla el concepto y principio de estabilidad transitoria cuando existen perturbaciones el siguiente ejemplo se basa en el diagrama de la Fig. 2.3a, donde un generador proporciona potencia a un sistema formado por un bus infinito con dos circuitos de transmisión, en el modelo las resistencias y los efectos del gobernador de velocidad son despreciados.

Para examinar el comportamiento transitorio se aplica un incremento repentino en la potencia mecánica de entrada de un valor inicial P_{m0} a P_{m1} [Kundur, 1994].

El sistema de la Fig. 2.3a puede reducirse a la forma mostrada en la Fig. 2.3b. Si se utiliza el método analítico, la potencia eléctrica de salida del generador se define como

$$P_e = \frac{E' V_{BI}}{X_T} \text{sen} \delta = P_{max} \text{sen} \delta, \quad (2.9)$$

donde el voltaje de entre-hierro es denotado E' , δ es el ángulo por el cual E' adelanta al voltaje del bus infinito V_{BI} y P_e representa la potencia de entre-hierro, esta potencia (como se desprecia la resistencia de estator) es la misma que se tiene en terminales de salida del generador. De Fig. 2.3c P_{max} es la potencia máxima suministrada por el generador y se define

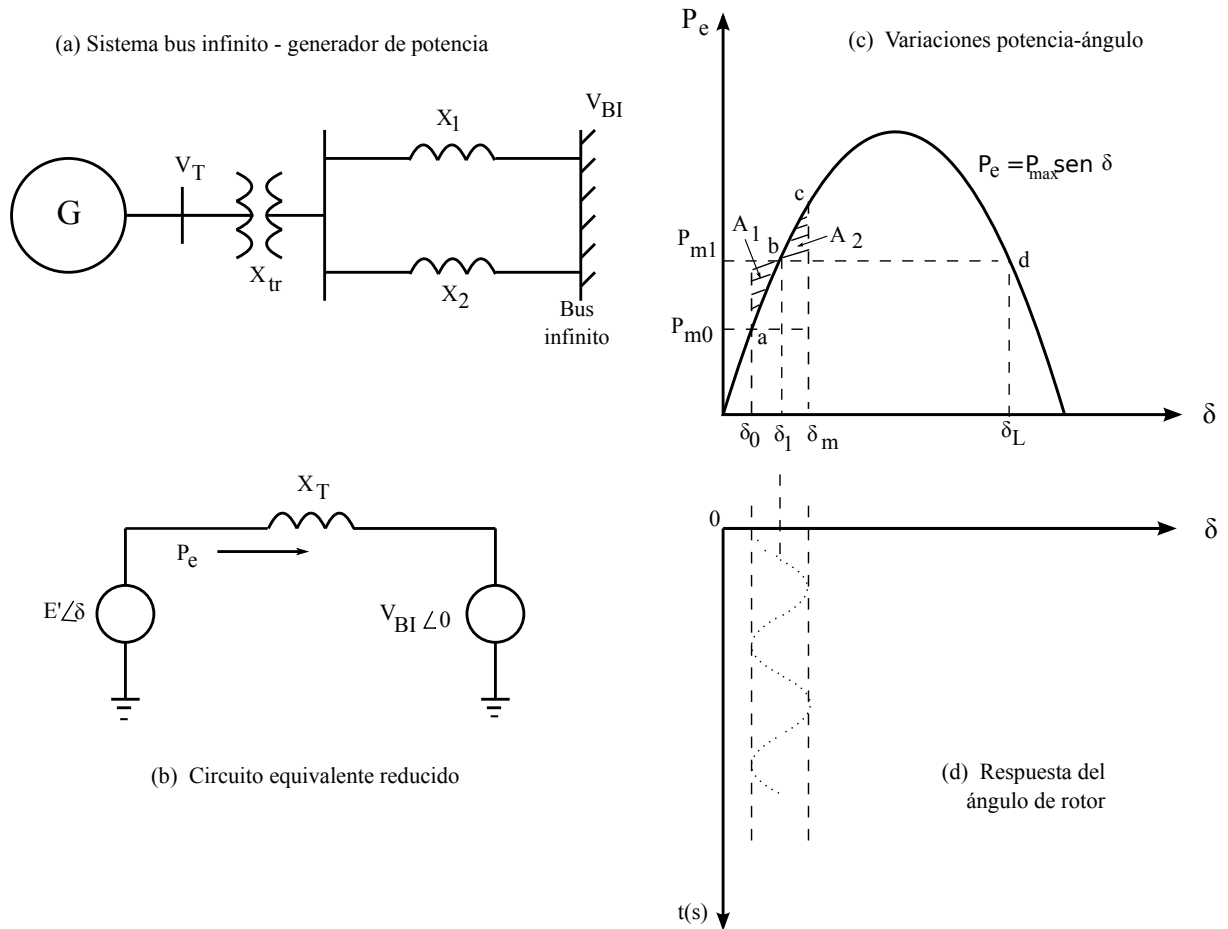


Fig. 2.3: Representación del sistema de potencia y respuesta a un escalón en la potencia mecánica de entrada.

$$P_{max} = \frac{E' V_{BI}}{X_T}.$$

Para una condición de estado estable, la potencia eléctrica de salida P_e es igual a la potencia mecánica de entrada P_m , condición de operación representada por el punto a de la curva, el correspondiente ángulo de rotor es δ_a .

Cuando se aplica el incremento en la potencia mecánica el movimiento del ángulo δ estará definido por la relación [Kundur, 1994]

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{sen} \delta. \quad (2.10)$$

El comportamiento del sistema puede analizarse refiriéndose a la curva de potencia de la Fig. 2.3c. Cuando cambia la potencia mecánica de P_{m0} a P_{m1} , debido a la inercia del rotor, el ángulo no puede cambiar de forma instantánea de δ_0 a δ_1 que corresponde al nuevo punto de equilibrio b en el cual $P_e = P_{m1}$. La potencia eléctrica está ahora en exceso respecto a la

potencia eléctrica. El resultante par de aceleración causa que el rotor se acelere del punto inicial de operación a hacia el nuevo punto de operación b , trazando la curva $P_e-\delta$ a una proporción determinada por la ecuación de balanceo.

Cuando el punto b es alcanzado, la potencia de aceleración es cero, pero la velocidad del rotor es más alta que la velocidad síncrona ω_0 (la cual corresponde a la frecuencia del voltaje del bus infinito). Por lo anterior, la tendencia del ángulo es a incrementar su magnitud. Para valores de δ mayores que δ_1 , P_e es mayor que P_{m1} , entonces el rotor desacelera. Es en algún valor pico δ_m , que la velocidad del rotor se retorna hacia el valor síncrono ω_0 , pero P_e es mayor que P_{m1} , entonces el rotor continúa desacelerando con la velocidad cayendo por debajo de ω_0 , el estado de operación sigue la trayectoria de la curva $P_e-\delta$ de c a b luego hacia a , esta tendencia continúa de manera indefinida si no se consideran factores como resistencias eléctricas en el generador y/o fuentes de amortiguamiento positivo como circuitos de amortiguamiento en el rotor.

Para ciertos modelos, como el del ejemplo anterior no es necesario solucionar de manera formal la ecuación de balanceo para determinar si el ángulo del rotor se incrementa indefinidamente u oscila alrededor de una posición de equilibrio. Información respecto al máximo ángulo de excursión y el límite de estabilidad pueden ser obtenidas utilizando el diagrama potencia-ángulo mostrado en la Fig. 2.3c.

De la ecuación (2.10), se puede reordenar la relación entre ángulo de rotor y cambio de potencia

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e), \quad (2.11)$$

multiplicando ambos lados por $\frac{2d\delta}{dt}$ se tiene [Kundur, 1994]

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0}{H}(P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt}, \quad (2.12)$$

al integrar se obtiene

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0}{H}(P_m - P_e)d\delta, \quad (2.13)$$

estableciendo el límite de desviación de δ como δ_m , al realizar una trayectoria completa de incremento y decremento del ángulo, como criterio de estabilidad se puede escribir

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H}(P_m - P_e)d\delta = 0. \quad (2.14)$$

Por lo tanto, el área de la función $P_m - P_e$ graficada contra δ debe ser cero si el sistema se va a mantener estable. En la Fig. 2.3c, esto es satisfecho cuando el área A_1 es igual al área A_2 .

En términos de energía, durante la aceleración la energía cinética ganada es

$$U_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = A_1, \quad (2.15)$$

y durante la desaceleración la energía cinética perdida es

$$U_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = A_2. \quad (2.16)$$

Si se considera que no hay pérdida, $A_1 = A_2$, este criterio de igualdad de áreas permite determinar la máxima oscilación de δ y en consecuencia, la estabilidad de el sistema sin una solución formal de la ecuación de oscilación.

Con este criterio el máximo incremento permisible en P_m , manteniendo estabilidad en el sistema, es logrado solamente si un área A_2 es al menos igual a A_1 puede ser establecida sobre P_{m1} . Si $A_1 > A_2$, entonces $\delta_m > \delta_L$, la estabilidad se perderá.

2.4 El regulador de voltaje

Un dispositivo electrónico ampliamente utilizado en los SEP es el compensador estático SVC, este dispositivo de regulación absorbe o suministra la potencia reactiva requerida por la red eléctrica permitiendo un mayor control del voltaje en las líneas de transmisión [Gyugyi and Hingorani, 2000, Mathur and Varma, 2002].

2.4.1 Reguladores de voltaje SVC

Los reguladores SVC son parte de la familia de dispositivos FACTS cuyo objetivo es la regulación del voltaje y estabilización del sistema eléctrico.

El SVC es un dispositivo automático de adaptación de impedancia diseñado para llevar al sistema a valores cercanos de factor de potencia unidad, estos compensadores de potencia son generadores y/o consumidores estáticos que pueden ser conectados en derivación, y sus salidas reguladas de forma tal que se pueden controlar parámetros específicos del sistema de potencia eléctrico. El término *estático* es utilizado para indicar que, a diferencia de los compensadores síncronos, estos dispositivos no tienen partes móviles o giratorias.

Este compensador electrónico, como otros accionadores electrónicos de la familia FACTS, es utilizado para proporcionar respuesta rápida a los requerimientos de potencia reactiva en redes de transmisión eléctrica de alto voltaje.

Los dispositivos SVC son frecuentemente utilizados en las siguientes situaciones:

- conectados a sistemas de potencia, para regular el voltaje de transmisión,
- conectados cerca de grandes cargas industriales, para mejorar la calidad de la energía.

2.4.2 Dinámica del regulador SVC

Asumiendo que lo que se desea es aproximar el voltaje a un valor constante sostenido en el punto de conexión del regulador, se considera un SVC compuesto de un reactor regulable y un capacitor con valor constante. En la Fig. 2.4 se presentan las características de un SVC consistente en un reactor controlable y un capacitor fijo. La característica compuesta es obtenida al sumar las características individuales de los componentes.

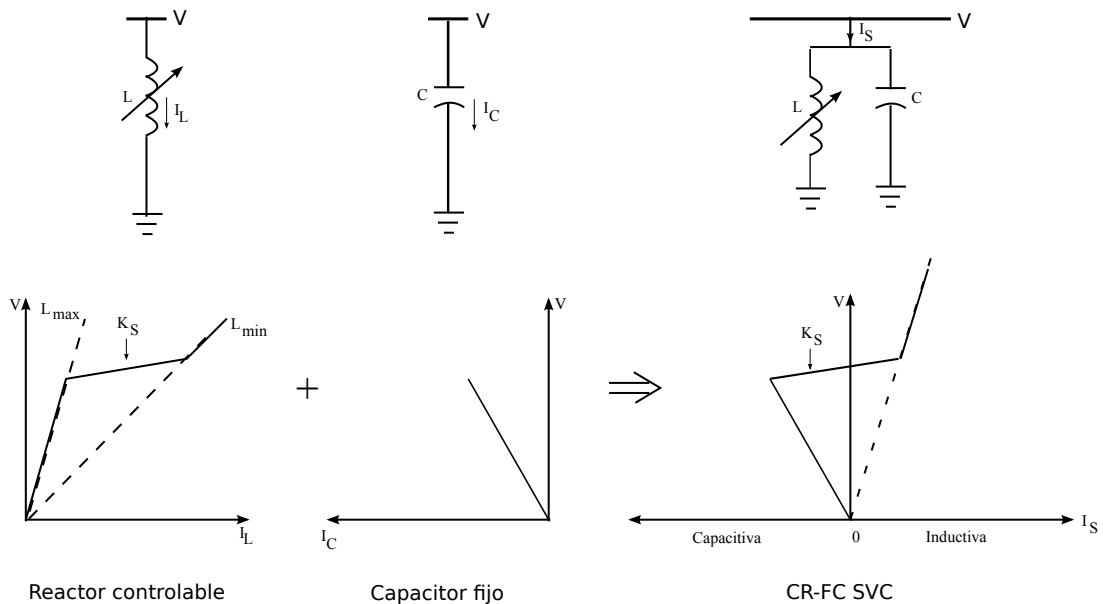


Fig. 2.4: Característica compuesta de un regulador SVC.

Con el propósito de examinar el funcionamiento del SVC cuando es aplicado a un sistema de potencia, las características de ambos son descritas a continuación.

Las características V/I del sistema de potencia pueden ser determinadas considerando el circuito equivalente Thévenin visto desde el bus de voltaje a ser regulado por el SVC (Fig. 2.5a), donde la impedancia Thevenin es una reactancia predominantemente inductiva. La correspondiente característica de voltaje contra corriente reactiva es mostrada en la Fig. 2.5b, donde el voltaje V se incrementa con la corriente capacitiva y decrece con la corriente inductiva.

La característica del sistema de potencia puede ser expresada como

$$V = V_{th} - X_{th}I_S, \quad (2.17)$$

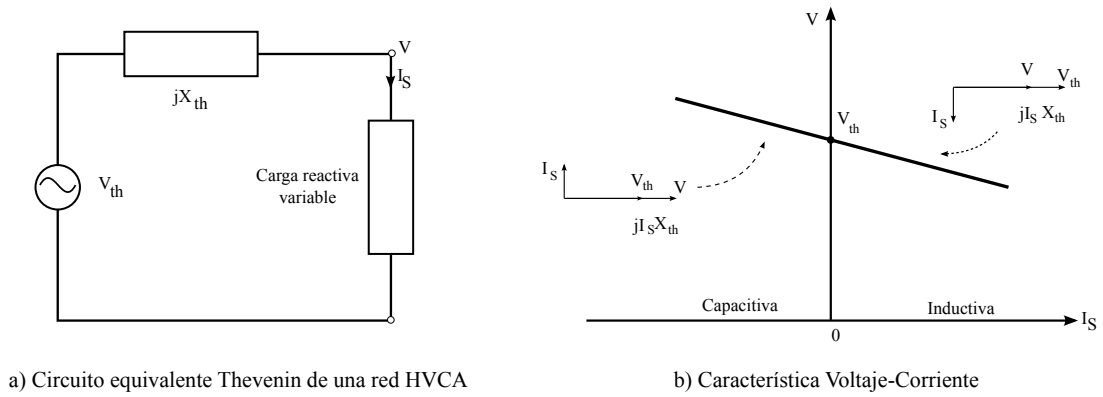


Fig. 2.5: Característica V-I en un SEP.

y la característica del regulador SVC, dentro del rango de control establecido está definido por la reactancia X_{SL} dada por

$$V = V_0 + X_{SL}I_S. \quad (2.18)$$

Para voltajes fuera del rango de control, la relación V/I_S es igual a las pendientes de los dos segmentos extremos (Fig. 2.6). La solución de las ecuaciones características del SVC y el sistema de potencia se ilustra gráficamente en la figura Fig. 2.6, donde tres condiciones de voltaje son representadas.

La característica intermedia representa las condiciones nominales del sistema (punto A). Si el voltaje del sistema se incrementa un ΔV_{th} (debido a un decremento en el nivel de carga del sistema, por ejemplo), V se incrementaría a V_1 , sin el SVC. Con el SVC el punto de operación se moverá a B, absorbiendo la corriente inductiva I_3 , en consecuencia el SVC mantiene el nivel de voltaje en V_3 . De forma parecida, si el voltaje del sistema disminuye (debido a un incremento en el nivel de carga del sistema), El SVC mantiene el voltaje en V_4 , en lugar de V_2 sin el SVC. Si la pendiente K_S de la característica SVC fuera cero, el voltaje se mantendría en V_0 en los dos casos mencionados.

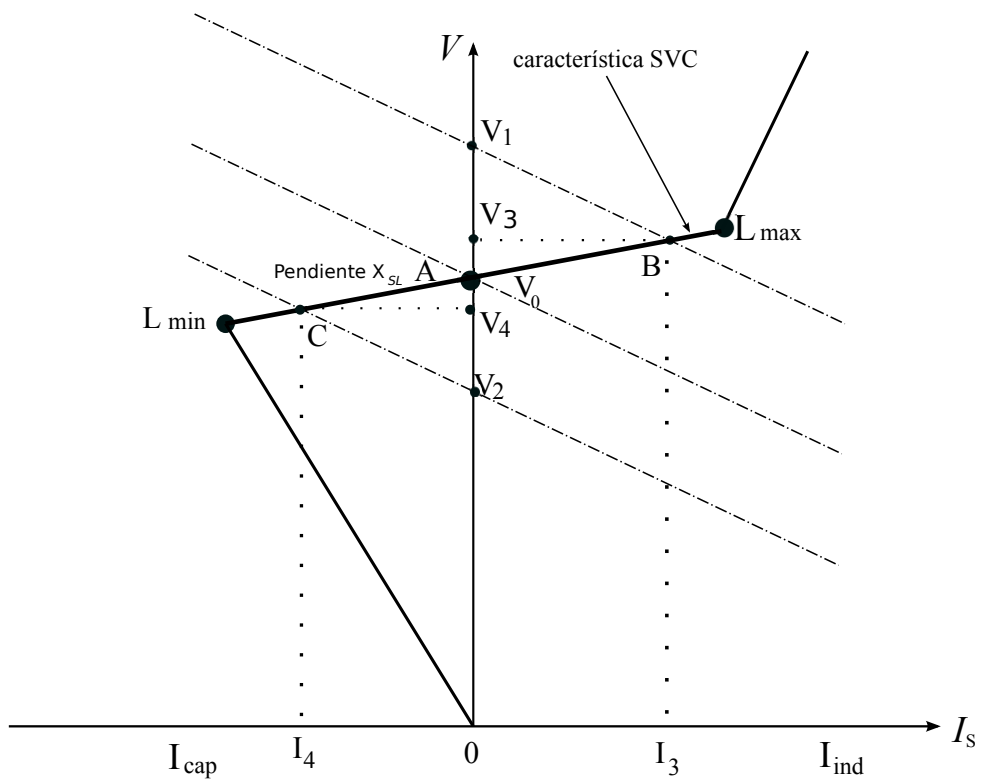


Fig. 2.6: Comportamiento del punto de operación de un sistema de potencia operando con un SVC.

Capítulo 3

Preliminares de la técnica de control

3.1 Introducción

Aplicar control a sistemas que tienen incertidumbre paramétrica es uno de los principales campos de investigación en la teoría de control moderna. Una de las formas más simple y efectiva para tratar este problema son las estrategias basadas en la técnica modos deslizantes [Utkin, 1992], la cual está estrechamente relacionada con los conceptos de *variedad integral* y la teoría de *sistemas de estructura variable* VSS (del inglés Variable Structure Systems).

3.2 Modos deslizantes

En el análisis de modelos de generadores de potencia se debe considerar sistemas de ecuaciones que son altamente no lineales y, tomar en cuenta que éstos están expuestos frecuentemente a perturbaciones que dificultan el conocimiento de sus parámetros. Estas características hacen conveniente utilizar la teoría de VSS, la cual incluye a sistemas no lineales multivariable, como es el caso del control y análisis de generadores de potencia conectados a SEP.

La característica *modos deslizantes* SM (del inglés Sliding Mode), se presenta en sistemas dinámicos gobernados por ecuaciones diferenciales ordinarias y se refiere al desplazamiento de la trayectoria que sigue el sistema hacia la solución de la dinámica que lo representa.

Uno de los más interesantes aspectos de SM es la naturaleza discontinua de la acción de control, cuya función primaria en cada uno de los canales de retroalimentación es realizar cambios entre dos sistemas de estructura notablemente diferentes, de tal forma que una dinámica, llamada *modos deslizantes* existe en una *variedad*. Esta característica deriva en un desempeño interesante del sistema el cual incluye insensibilidad a la variación parámetros, y un rechazo a

las perturbaciones.

La técnica SM esta concebida para sistemas dinámicos cuyo comportamiento en lazo abierto puede ser adecuadamente modelado con ecuaciones diferenciales ordinarias. La acción discontinua, la cual es frecuentemente referida como un control de estructura variable, es también definida en el dominio de tiempo continuo, y es gobernada por ecuaciones diferenciales con lado derecho discontinuo DRHS (del ingles Discontinuous Right-Hand Sides). La *variedad* del espacio de estados del sistema en el cual el modo deslizante ocurre es la *variedad* del modo deslizante, o simplemente la *variedad deslizante* [Young et al., 1988].

3.2.1 Variedad integral

Las técnicas utilizadas en el análisis de sistemas no lineales son clasificadas como: *a)* métodos geométricos [Isidori, 1995] y *b)* métodos singularmente perturbados [Kokotovic and H.K., 1986]. De la combinación de estas dos metodologías se define el concepto de *variedad integral*, la cual es una generalización de la noción de sub-espacios invariantes en sistemas lineales, y puede ser utilizada como herramienta para reducir el orden de un modelo matemático y efectuar la separación de las dinámicas de un sistema no lineal [Cabrera-Vázquez, 2002].

De la descripción anterior, una *variedad* describe la relación de una variable, en términos de otras variables o de los parámetros propios del sistema [Sauer et al., 1988]. En este sentido, la *variedad integral* proporciona solución a una o más ecuaciones diferenciales en términos de otras ecuaciones diferenciales acopladas, lográndose encontrar expresiones que describen el comportamiento de variables que no son de interés, en términos de aquellas que son de interés y, al reemplazar estas ecuaciones diferenciales, se obtendrá un modelo de orden reducido [Huerta-Guevara, 2000].

Al efectuar esta reducción del modelo debe considerarse que las condiciones iniciales de las variables eliminadas y expresadas ahora en términos de las variables de interés están restringidas a permanecer sobre de la *variedad* [Sauer and Pai, 1998].

3.2.2 Control por modos deslizantes

En las últimas décadas se ha generado un significativo interés en la comunidad de control por los sistemas VSS y el *control por modos deslizantes* SMC (del ingles Sliding Mode Control). Uno de los más interesantes aspectos de modos deslizantes es la naturaleza discontinua de la acción de control cuya función principal es conmutar entre dos estructuras diferentes (o componentes) en un sistema de forma tal que se tiene una dinámica diferente, la cual existe en una *variedad*

[Young et al., 1988].

El control de los sistemas con incertidumbre, sujetos a perturbaciones, es uno de los principales tópicos de la teoría de control [Utkin, 1992]. Una de las estrategias más efectivas para abordar este tipo de sistemas es el control SMC.

La técnica SMC esta basada en el concepto de una estructura variante del control en respuesta a los cambios de estado del sistema a fin de obtener una respuesta deseada. Una acción de control a alta velocidad es usada para conmutar entre diferentes estructuras, forzando a la trayectoria del sistema a moverse a lo largo de una determinada *variedad*. El comportamiento del sistema en lazo cerrado es de esta forma determinado por la superficie deslizante preestablecida [Colbia-Vega, 2008].

Esta característica permite al control por modos deslizantes ser robusto ante incertidumbres e insensible a perturbaciones acopladas a la señal de control. El inconveniente de la técnica clásica son las oscilaciones de alta frecuencia (conocidas como *chattering*), las cuales se originan por la imposibilidad de los actuadores para conmutar a una frecuencia finita.

Si se tiene una superficie dada por la relación $\sigma = s - h(t) = 0$, donde s es una variable medible de la salida de un sistema dinámico incierto de *una-entrada una-salida* SISO (del ingles Single-Input Single-Output) y $h(t)$ es una entrada suave a ser seguida en tiempo real, entonces un control por modos deslizantes estándar $u = -k \text{sign}(\sigma)$ puede ser considerado como un controlador universal aplicable si el grado relativo es igual a 1, es decir, si $\dot{\sigma}$ explícitamente depende del control u y $\dot{\sigma}'_u > 0$ [Colbia-Vega, 2008].

Con la restricción establecida, en la cual hay una igualdad de la variable de salida a cero, la técnica SM estándar puede ser implementada sólo si la señal de control aparece explícitamente en la primera derivada total de σ . En otras palabras, esta técnica proporciona control completo de la salida sólo si el grado relativo es 1. Otro inconveniente es que SM estándar puede provocar vibraciones peligrosas (como consecuencia de la presencia de *chattering*). Estas restricciones son removidas con la técnica modos deslizantes de alto orden HOSM (del ingles High-Order-Sliding-Modes) [Bartolini et al., 1998].

HOSM es aplicable en el control de sistemas inciertos SISO de grado relativo arbitrario [Levant, 2005a]. Estos controladores convergen en tiempo finito y requieren sólo conocer el grado relativo r del sistema. El control es una función discontinua del error de seguimiento σ y de sus derivadas sucesivas calculadas en tiempo real $\sigma, \dot{\sigma}, \ddot{\sigma} \dots \sigma^{r-1}$. Para evitar el *chattering* es necesario incrementar artificialmente el grado relativo r , lo cual inevitablemente complica la implementación del controlador. El seguimiento estable en tiempo finito se pierde con controladores

alternativos desarrollados en [Shkolnikov and Brown, 2003] para $r = 2$.

La magnitud de *chattering* es reducida de forma más sencilla y eficaz con el controlador por modos deslizantes basado en esquemas de homogeneidad QCHOSM (del inglés Quasi-Continuous-High-Order-Sliding-Modes) propuesto en [Levant, 2003b], en donde la ley de control está expresada en función de σ y de sus $r-1$ derivadas. Para aplicar la técnica es necesario conocer las mediciones de estas derivadas.

Para reducir el número de sensores, un diferenciador robusto que converge en tiempo finito puede ser combinado con el controlador y proporcionar las estimaciones de las primeras $r-1$ derivadas de σ . Así, un control por retroalimentación de salida más sencillo y confiable es obtenido para cada subsistema en un sistema global [Levant, 2005b, Colbia-Vega, 2008].

3.3 Control QCHOSM

Con la técnica QCHOSM se obtiene un tipo de controlador que converge en un tiempo finito [Levant, 2005b]. En el método, un error de seguimiento σ sigue a una superficie no lineal definida por

$$\sigma(x, x^*) = 0,$$

donde x^* es un punto de equilibrio del sistema, con un control que depende únicamente de los parámetros $\sigma, \dot{\sigma}, \dots, \sigma^{(r-1)}$.

Para describir la técnica se considera una clase de sistema no lineal representado por

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u, \quad \sigma = \sigma(t, x), \quad (3.1)$$

donde $x(t_0) = x_0$, $t_0 \geq 0$, $x \in B_x \subset \mathfrak{R}^n$ es el vector de estado, n es la dimensión del sistema, $u \in \mathfrak{R}$ es el vector control de entrada, los campos vectoriales f y g se supone están acotados y sus componentes son funciones suaves de x (siendo el sistema entendido en el sentido de Filippov [Filippov, 1988]), y $\sigma : \mathfrak{R}^{n+1} \rightarrow \mathfrak{R}$ son funciones suaves no conocidas [Filippov, 1988]. El grado relativo del sistema es constante y conocido, permitiendo a el control aparecer en la r -ésima derivada total del tiempo de σ .

Si hay una función suave de salida (σ)

$$\sigma^{(r)} = h(t, x) + g(t, x)u, \quad (3.2)$$

donde $h(t, x) = \sigma^r|_{u=0}$, y $g(t, x) = (\frac{\partial}{\partial u})\sigma(r) \neq 0$, entonces se asume que para K_m, K_M y $C > 0$

$$0 < K_m \leq \frac{\partial}{\partial u}\sigma(r) \leq K_M, \quad \left| \sigma^{(r)} \right|_{u=0} \leq C. \quad (3.3)$$

Esto es cierto al menos localmente. Las trayectorias de (3.1) son supuestas infinitamente extendibles en tiempo para cualquier control u acotado, medido en el sentido de Lebesgue.

De (3.2) y (3.3) se tiene

$$\sigma^r \in [-C, C] + [K_m, K_M]u. \quad (3.4)$$

La inclusión diferencial cerrada es entendida aquí en el sentido de Filippov, lo cual significa que el conjunto de vectores al lado derecho de (3.4) es agrandado en una forma especial a fin de satisfacer cierta convexidad y condiciones de semicontinuidad.

Para diseñar el control por modos deslizantes de alto orden es necesario considerar la superficie no lineal

$$\sigma = \sigma(x - x^*), \quad (3.5)$$

donde x^* es el punto de equilibrio del sistema y cada función σ es una función C^1 [Levant, 2005b] tal que $\sigma(0) = 0$. Como $\sigma, \dot{\sigma}, \dots, \sigma^{(r-1)}$ son funciones continuas en el espacio de estados del sistema, la relación

$$\sigma = \dot{\sigma} = \dots = \sigma^{(r-1)} = 0, \quad (3.6)$$

es llamado modo r -deslizante [Levant, 2005b].

Entonces, si $i = 0, \dots, r-1$, y

$$\varphi_{0,r} = \sigma, \quad N_{0,r} = |\sigma|, \quad \Psi_{0,r} = \frac{\varphi_{0,r}}{N_{0,r}} = \text{sign } \sigma, \quad (3.7)$$

$$\varphi_{i,r} = \sigma^{(i)} + \beta_i N_{i-1,r}^{\frac{(r-i)}{(r-i+1)}} \Psi_{i-1,r}, \quad (3.8)$$

$$N_{i,r} = |\sigma^{(i)}| + \beta_i N_{i-1,r}^{\frac{(r-i)}{(r-i+1)}}, \quad (3.9)$$

$$\Psi_{i,r} = \frac{\varphi_{i,r}}{N_{i,r}}, \quad (3.10)$$

donde $\beta_i, \dots, \beta_{r-1}$ son números positivos, entonces el controlador

$$u = -\alpha \Psi_{r-1,r}(\sigma, \dot{\sigma}, \dots, \sigma^{(r-1)}), \quad (3.11)$$

es homogéneo r -deslizante y proporciona estabilidad en un tiempo finito. Cada selección de parámetros $\beta_1, \dots, \beta_{r-1}$ determina una familia de controladores aplicable a todos los sistemas de grado relativo r .

3.4 Diferenciador por modos deslizantes

Para implementar el controlador (3.11) es necesario conocer los modos $\dot{\sigma}, \dots, \sigma^{(r-1)}$ o todos los elementos del vector estado, ya sea por medición directa ó por cálculos en tiempo real. Con

el propósito de reducir el número de sensores se asume ahora que la única señal medible en el sistema es σ .

Combinando el controlador (3.11) y el diferenciador homogéneo descrito en [Levant, 2005b]

$$\begin{aligned}
u &= -\alpha \Psi_{r-1,r}(z_0, z_1, \dots, z_{r-1}) \\
\dot{z}_0 &= v_0 \\
v_0 &= -\lambda_r L^{1/r} |z_0 - \sigma|^{\frac{(r-1)}{r}} \text{sign}(z_0 - \sigma) + z_1 \\
&\vdots \\
\dot{z}_k &= v_k \\
v_k &= -\lambda_{r-k} L^{\frac{1}{(r-k)}} |z_k - v_{k-1}|^{\frac{(r-k-1)}{(r-k)}} \text{sign}(z_k - v_{k-1}) + z_{k+1} \\
\dot{z}_{r-1} &= -\lambda_1 L \text{sign}(z_{r-1} - v_{r-2}),
\end{aligned} \tag{3.12}$$

puede ser obtenido para $j = k, \dots, r-2$, donde z_0, z_1, \dots, z_k son estimaciones de las k -th derivadas de σ .

En (3.12) los parámetros de los diferenciadores son escogidos de acuerdo a la condición $|\sigma^r| \leq L$. L es para satisfacer $L \geq C + \alpha K_M$.

Observar que en el diferenciador no aparecen términos de interconexión, por lo tanto el esquema de control es descentralizado. También tener presente que el orden del diferenciador depende del grado relativo del subsistema que se quiere controlar.

La convergencia en tiempo finito del diferenciador permite diseñar el diferenciador y el controlador por separado, es decir, el principio de separación es satisfecho.

Capítulo 4

Sistema SMIB-SVC y diseño de los controladores

4.1 Introducción

El sistema de potencia a analizar es un modelo tipo SMIB Fig. 4.1, donde un sistema de buses trifásico tiene un sistema de regulación TCR-FC SVC conectado en la parte media de la línea de transmisión.

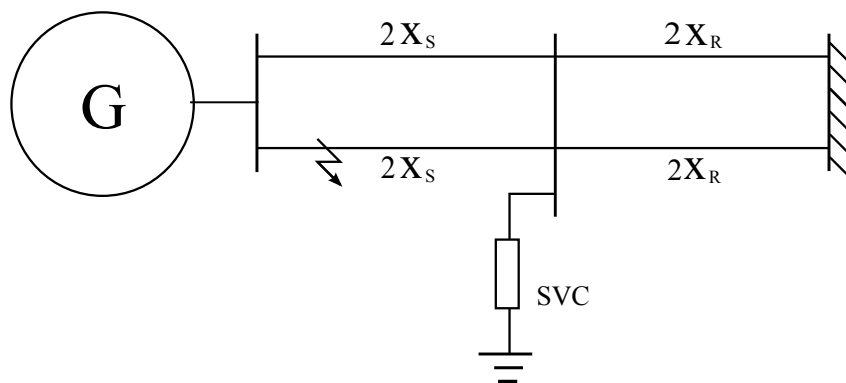


Fig. 4.1: Sistema SMIB-SVC.

Las partes que componen al sistema SMIB-SVC son descritas en las siguientes secciones.

4.2 Modelo del generador síncrono

Con el propósito de diseñar el controlador de excitación de campo del generador síncrono donde el efecto de la dinámica de los flujos y de los devanados de amortiguamiento es despreciado, se considera el siguiente modelo de generador síncrono, el cual es conectado a un sistema bus

infinito

$$\dot{\delta}(t)_S = \omega(t), \quad (4.1)$$

$$\dot{\omega}(t) = -\frac{D}{2H}\omega(t) - \frac{\omega_0}{2H}(P_e(t) - P_m), \quad (4.2)$$

$$\dot{E}'_q(t) = -\frac{1}{T'_{d0}}(E_q(t) - E_f(t)), \quad (4.3)$$

donde $\delta(t)_S$ es el ángulo de potencia del generador síncrono; $\omega(t)$ la velocidad relativa; ω_0 la velocidad síncrona; P_m la potencia mecánica de entrada; P_e la potencia eléctrica desarrollada por el generador; D la constante de amortiguamiento; $E'_q(t)$ la FEM transitoria en el eje de cuadratura del generador; $E_q(t)$ la FEM en el eje de cuadratura; $E_f(t)$ la FEM equivalente en el devanado de excitación del generador; T'_{d0} es la constante de tiempo transitorio de circuito abierto del eje directo.

Las ecuaciones diferenciales descritas anteriormente representan un sistema no lineal de tercer orden el cual conserva las principales características del generador síncrono. Relaciones eléctricas adicionales del generador síncrono son

$$E_q(t) = E'_q(t) + (X_d - X'_d)I_d(t), \quad (4.4)$$

$$E_f(t) = k_c u_f(t), \quad (4.5)$$

$$P_e(t) = \frac{E'_q(t)}{X'_{ds}} V_B \text{sen} \delta(t), \quad (4.6)$$

$$I_d(t) = \frac{E'_q(t) - V_B \cos \delta(t)}{X'_{ds}}, \quad (4.7)$$

donde k_c es la ganancia del excitador del generador; $u_f(t)$ es la entrada de control del generador; X_d , la reactancia de eje directo, X'_d , la reactancia transitoria de eje directo; V_B , el voltaje del bus externo al generador, y X'_{ds} es la reactancia transitoria equivalente vista desde el generador.

El sistema de potencia tiene un compensador electrónico SVC, entonces la reactancia equivalente vista por el generador X'_{ds} es cambiante en el tiempo aún si no hay perturbaciones presentes. Por lo anterior, el parámetro X'_{ds} es definido [Wang et al., 2000] de la Fig. 4.2 como

$$X'_{ds} = X'_d + x_S + \frac{x_R}{x_R(B_L(t) - B_C) + 1}. \quad (4.8)$$

Éste es considerado como un parámetro incierto por el controlador de excitación aún en ausencia de perturbaciones y representa el efecto del regulador SVC sobre el generador. En (4.8) $B_L(t)$ y B_C son susceptancias del compensador electrónico SVC.

4.3 Modelo del regulador SVC

Los compensadores SVC son dispositivos electrónicos estáticos conectados en derivación con el sistema de potencia donde el control del valor de sus parámetros permite generar/absorber energía al/del sistema para controlar parámetros específicos del mismo.

La configuración del sistema SMIB-SVC es descrita en la Fig. 4.2, donde la regulación de voltaje en V_B es realizada variando la susceptancia del inductor.

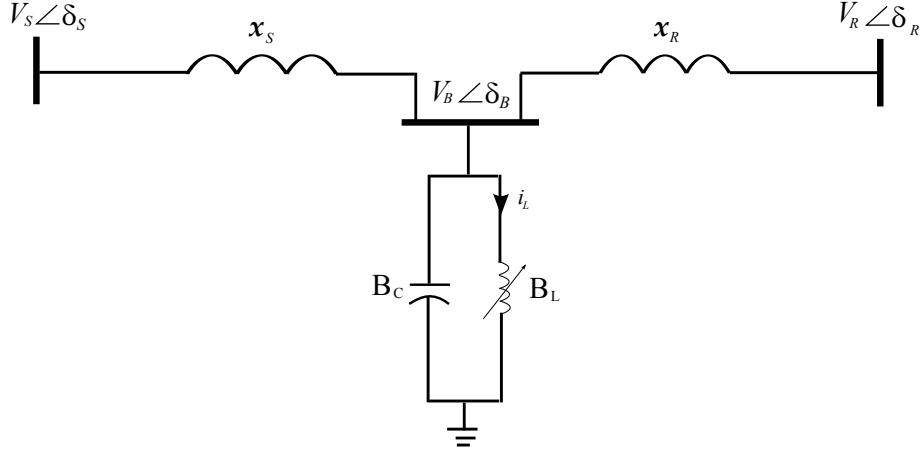


Fig. 4.2: Diagrama del sistema SMIB-SVC.

La dinámica del regulador SVC es definida por la relación

$$\dot{B}_L(t) = \frac{1}{T_B(t)}(-B_L(t) + B_{L0} + k_B u_v(t)), \quad (4.9)$$

donde B_{L0} es la susceptancia inicial del SVC; T_B es la constante de tiempo del regulador SVC; k_B la ganancia del regulador SVC y $u_v(t)$ la entrada.

Con el propósito de regular el voltaje $V_B(t)$ en el bus-SVC, la siguiente ecuación es obtenida [Cong et al., 2005] de la Fig. 4.2

$$\begin{aligned} \frac{d^2}{dt^2} \Delta V_B(t) = & -\frac{1}{B_C} \left(\frac{1}{x_R} + \frac{1}{x_S} + B_L(t) \right) \Delta V_B(t) \\ & - \frac{1}{B_C B_L(t)} i_L(t) \dot{B}_L(t) + d(t), \end{aligned} \quad (4.10)$$

donde $\Delta V_B(t) = V_B(t) - V_{B0}$, V_{B0} es el voltaje de operación en el bus SVC y $i_L(t)$ es la corriente del inductor en el SVC; el término $d(t)$ puede ser considerada como una perturbación externa y

se puede definir

$$\begin{aligned}
d(t) = & \frac{1}{B_C x_S} \left(V_S(t) \cos(\delta_S(t) - \delta_B(t)) \right. \\
& \left. - V_{S0}(t) \cos(\delta_{S0}(t) - \delta_{B0}(t)) \right) \\
& + \frac{1}{B_C x_R} \left(V_R(t) \cos(\delta_R(t) - \delta_B(t)) \right. \\
& \left. - V_{R0}(t) \cos(\delta_{R0}(t) - \delta_{B0}(t)) \right),
\end{aligned} \tag{4.11}$$

donde δ_{S0} , δ_{R0} y δ_{B0} son los ángulos de fase del bus de envío, del bus de recepción (bus infinito) y del bus SVC respectivamente, los tres valores son en el punto de operación.

4.4 Interrelación en el sistema SMIB-SVC

Los elementos del sistema pueden ser representados por dos subsistemas SISO interconectados. Definiendo $X_1 = [x_{11} \ x_{12} \ x_{13}]^T = [\delta_S \ \omega \ E'_q]^T$, $u_1 = u_f$ de (4.1)–(4.3) y $X_2 = [x_{21} \ x_{22} \ x_{23}]^T = [B_L \ V_B \ \dot{V}_B]^T$, $u_2 = u_v$ de (4.9)–(4.10). La representación de estado de los subsistemas se puede escribir

$$\begin{aligned}
\dot{X}_1 &= F_1(X_1, u_1, X_2), \\
\dot{X}_2 &= F_2(X_2, u_2, X_1),
\end{aligned} \tag{4.12}$$

donde, de (4.1)–(4.3)

$$\begin{aligned}
F_1 &= \begin{bmatrix} f_{11} & f_{12} & f_{13} \end{bmatrix}^T \\
&= \begin{bmatrix} x_{12} \\ -\frac{D}{2H}x_{12} - \frac{\omega_0}{2H} \left(\frac{x_{13}x_{22}}{X'_{ds}} \text{sen}x_{11} - P_m \right) \\ -\frac{1}{T'_{d0}} \left[x_{13} + \right. \\ \left. (X_d - X'_d) \left(\frac{x_{13} - x_{22} \cos x_{11}}{X'_{ds}} \right) - k_c u_f \right] \end{bmatrix},
\end{aligned} \tag{4.13}$$

representa las dinámicas del generador interconectado, donde

$$X'_{ds} = X'_d + x_S + \frac{x_R}{x_R(x_{21} - B_C) + 1},$$

y de (4.9)–(4.10)

$$\begin{aligned}
F_2 &= \begin{bmatrix} f_{21} & f_{22} & f_{23} \end{bmatrix}^T \\
&= \begin{bmatrix} \frac{1}{T_B} (-x_{21} + B_{L0} + k_B u_v) \\ x_{23} \\ -\frac{1}{B_c} \left(\frac{1}{x_R} + \frac{1}{x_S} + x_{21} \right) (x_{22} - V_{B0}) + \\ -\frac{1}{B_c x_{21}} i_L \frac{1}{T_B} (-x_{21} + B_{L0} + k_B u_v) + d \end{bmatrix},
\end{aligned} \tag{4.14}$$

representa las dinámicas del regulador SVC interconectado, donde

$$\begin{aligned}
i_L &= -\frac{x_{13}}{x_S} \cos x_{11} - \frac{V_R}{x_R} \cos \delta_R \\
&\quad + \left(\frac{1}{x_S} + \frac{1}{x_R} \right) x_{22} \cos \delta_B - x_{23}, \\
d &= \frac{1}{B_C x_S} \left(x_{13} \cos(x_{11} - \delta_B) - V_{S0} \cos(\delta_{S0} - \delta_{B0}) \right) \\
&\quad + \frac{1}{B_C x_R} \left(V_R \cos(\delta_R - \delta_B) - V_{R0} \cos(\delta_{R0} - \delta_{B0}) \right)
\end{aligned}$$

donde δ_B es actualizado (aplicando KCL en Fig. 4.2) con

$$V_B \angle \delta_B = \left(\frac{V_S \angle \delta_S}{x_S} + \frac{V_R \angle \delta_R}{x_R} \right) \left(\frac{1}{B_L - B_C + B_S + B_R} \right),$$

en esta relación B_S y B_R son susceptancias de las líneas de transmisión.

Como se puede ver en (4.13)-(4.14), el sistema SMIB-SVC contiene términos interconectados, de manera que los subsistemas X_1 y X_2 están acoplados. A pesar de esto, los controladores propuestos requieren únicamente de variables locales y de las referencias propuestas para controlar a todo el sistema.

En el diseño de controladores, cada sistema de control está basado en sus errores dinámicos definidos como $\sigma_1 = \delta_S - \delta_S^*$ y $\sigma_2 = V_B - V_B^*$, para el generador síncrono y el regulador SVC respectivamente, donde δ_S^* y V_B^* son los valores deseados de los estados del sistema. La dinámica completa del sistema puede ser expresada como sigue

$$\begin{aligned}
\dot{X}_1 &= F_1(X_1, u_f, X_2), \quad y_1 = \sigma_1, \\
\dot{X}_2 &= F_2(X_2, u_v, X_1), \quad y_2 = \sigma_2,
\end{aligned} \tag{4.15}$$

Éste es un sistema no lineal de dimensión seis, donde y_1, y_2 son salidas suaves medibles; y u_f, u_v son las entradas de control del sistema.

El objetivo es diseñar un controlador para todo el sistema utilizando controladores separados, donde cada controlador está basado en mediciones locales. Las interacciones entre el generador y el regulador SVC son consideradas como perturbaciones, dichas perturbaciones son compensadas por los controladores robustos.

4.5 Control por retroalimentación de salida en el sistema SMIB-SVC

Con el propósito de diseñar un controlador para el sistema (4.12) a partir de la integración de un controlador para cada subsistema, utilizando información local. Los controladores requeridos y el sistema completo a estudiar es mostrado en la Fig. 4.3

En el primer subsistema (generador síncrono interconectado) el grado relativo es $r = 3$; con σ_1 , $\dot{\sigma}_1$ y $\ddot{\sigma}_1$ disponibles (lazo segmentado), la ecuación del controlador de excitación es definida como

$$u_{f1} = -\alpha_1 \frac{\ddot{\sigma}_1 + 2 \left(|\dot{\sigma}_1| + |\sigma_1|^{\frac{2}{3}} \right)^{-\frac{1}{2}} \left(\dot{\sigma}_1 + |\sigma_1|^{\frac{2}{3}} \text{sign } \sigma_1 \right)}{|\dot{\sigma}_1 + 2 \left(|\dot{\sigma}_1| + |\sigma_1|^{\frac{2}{3}} \right)^{\frac{1}{2}}}. \quad (4.16)$$

En el segundo subsistema (regulador SVC interconectado) el grado relativo es $r = 2$; con σ_2 y $\dot{\sigma}_2$ disponibles (lazo segmentado), la ecuación del controlador regulador de voltaje es

$$u_{v1} = -\alpha_2 \frac{\dot{\sigma}_2 + |\sigma_2|^{\frac{1}{2}} \text{sign } \sigma_2}{|\dot{\sigma}_2 + |\sigma_2|^{\frac{1}{2}}}. \quad (4.17)$$

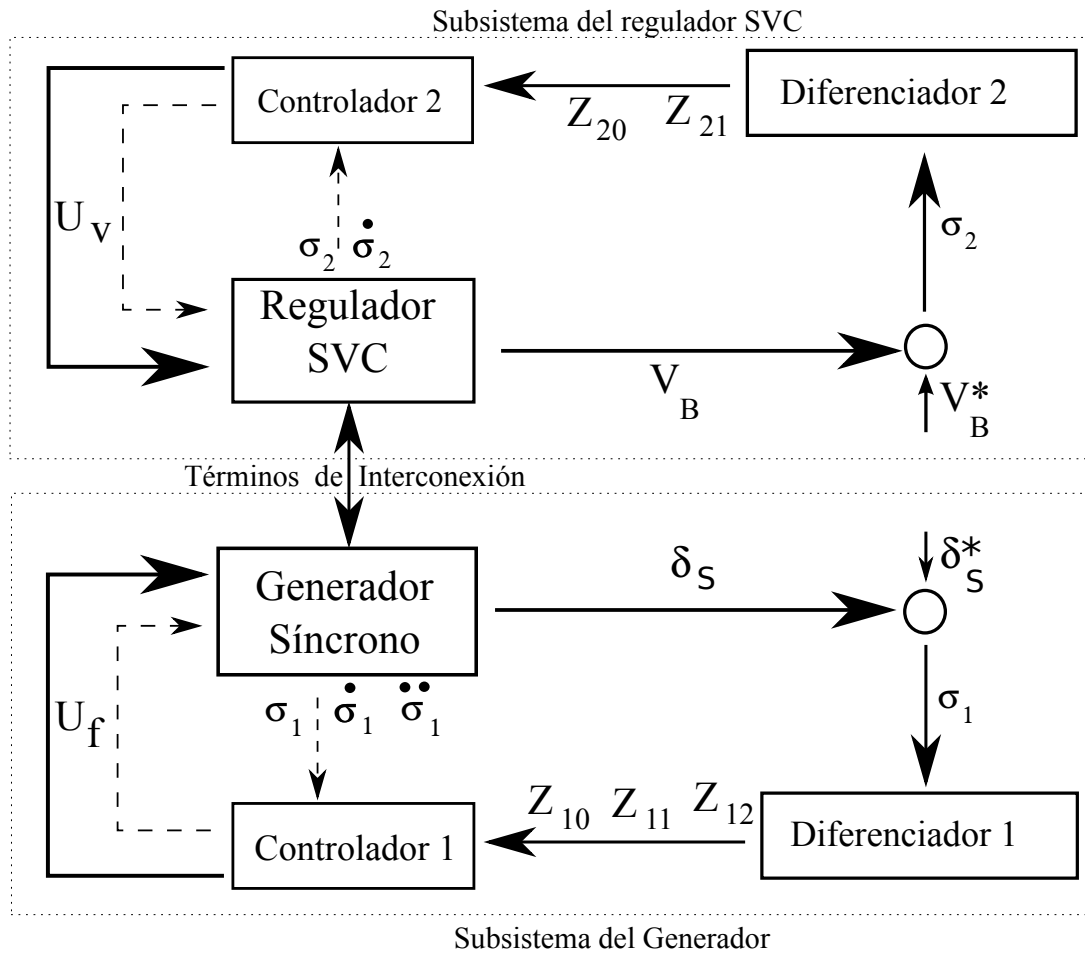


Fig. 4.3: Interacción entre controladores, diferenciadores y sistema SMIB-SVC.

Con la intención de reducir el número de sensores, se asume que las únicas señales medibles son δ_S y V_B (δ_S^* y V_B^* están disponibles), entonces los diferenciadores homogéneos (3.12) para

los errores dinámicos σ_1 y σ_2 están definidos por

$$\begin{aligned}
\dot{z}_{10} &= v_{10} \\
v_{10} &= -\lambda_3 L^{1/3} |z_{10} - \sigma_1|^{2/3} \text{sign}(z_{10} - \sigma_1) + z_{11} \\
\dot{z}_{11} &= v_{11} \\
v_{11} &= -\lambda_2 L^{1/2} |z_{11} - v_{10}|^{1/2} \text{sign}(z_{11} - v_{10}) + z_{12} \\
\dot{z}_{12} &= -\lambda_1 L \text{sign}(z_{12} - v_{11}),
\end{aligned} \tag{4.18}$$

y

$$\begin{aligned}
\dot{z}_{20} &= v_{20} \\
v_{20} &= -\lambda_2 L^{1/2} |z_{20} - \sigma_2|^{1/2} \text{sign}(z_{20} - \sigma_2) + z_{21} \\
\dot{z}_{21} &= -\lambda_1 L \text{sign}(z_{21} - v_{20}),
\end{aligned} \tag{4.19}$$

respectivamente, de esta forma los valores estimados z_{10} , z_{11} , z_{12} , z_{20} y z_{21} son utilizados en las leyes de control. Finalmente, los controladores de cada subsistema son definidos como

$$u_{f2} = -\alpha_1 \frac{z_{12} + 2(|z_{11}| + |z_{10}|^{2/3})^{-1/2} (z_{11} + |z_{10}|^{2/3} \text{sign } z_{10})}{|z_{12}| + 2(|z_{11}| + |z_{10}|^{2/3})^{1/2}}, \tag{4.20}$$

para el primer subsistema (generador síncrono interconectado en lazo continuo), y

$$u_{v2} = -\alpha_2 \frac{(z_{21} + |z_{20}|^{1/2} \text{sign } z_{20})}{(|z_{21}| + |z_{20}|^{1/2})}, \tag{4.21}$$

para el segundo subsistema (regulador SVC interconectado en lazo continuo).

Capítulo 5

Resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se presentan resultados del comportamiento dinámico del sistema SMIB-SVC (se toma la Fig. 4.2 como referencia para las pruebas), estos resultados son obtenidos por simulación digital asumiendo que el bus infinito mantiene un voltaje constante.

La realización de los modelos surgió de la hipótesis propuesta en el sentido de mostrar que la técnica por modos deslizantes de alto orden presentada por Levant, aplicada a un SEP que interactúa con elementos electrónicos es robusta ante sucesos con potencial de causar eventos significativos.

Una primera serie de simulaciones numéricas muestra que los parámetros δ_S y V_B (propuestos como referencias para el sistema) son regulados de manera efectiva en tiempos del orden de 1 y 4 s. de restablecimiento, con oscilaciones que no presentan magnitudes significativas en lapsos de 1 a 4 ciclos .

Posteriormente se atendió la interrogante de cómo los controladores afectan la calidad de la energía del sistema, encontrándose que el deterioro de la calidad de la misma no es significativo.

Finalmente, con el propósito de tener la menor cantidad posible de sensores en el sistema se añadieron diferenciadores. Estos diferenciadores permitieron estabilizar el sistema en tiempos finitos con ligeras desviaciones respecto a las señales obtenidas con sensores.

El sistema SMIB-SVC es sometido a diferentes eventos que muestran la robustez de los controladores

- Corto circuito trifásico en la línea de transmisión,
- Variaciones en las consignas par mecánico de entrada,

- Variaciones en las consignas de ángulo de potencia,
- Apertura permanente en la línea de transmisión.

En los casos de disturbio por corto circuito trifásico (la ubicación de la falla es en la línea indicada en Fig. 4.1) la secuencia es:

1. El sistema está en condición estado estable de pre-falla.
2. Una falla ocurre en el instante t_i .
3. La falla es removida al abrirse los interruptores en un tiempo t_r .
4. La línea de transmisión es restaurada con la falla liberada en el instante t_f .
5. El sistema está en condición estable post-falla.

Se consideran dos posiciones diferentes cuando se analiza el transitorio durante la falla trifásica. La primera posición es en la terminal de envío de la línea seleccionada ($\lambda = 0$), y la segunda es en la parte media ($\lambda = 0.5$) de la misma línea de transmisión.

5.2 Parámetros y condiciones de operación del sistema

Los parámetros en el modelo de prueba son los establecidos en la tabla 5.1 para una capacidad del sistema de 500 MVA, 22kV, donde el punto de operación del generador es $\delta_{S0} = 41.7^\circ$, $P_{e0} = 0.8$ p.u. y $V_{t0} = 1.0$ p.u.

Table 5.1: Parámetros del sistema estudiado

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
ω_0	377 rad/s	D	5.0 p.u.
H	4.0 s	X_d	1.863 p.u.
X'_d	0.675 p.u.	T'_{d0}	6.9 s
k_c	1.0	$x_r = x_s$	0.1213 p.u.
T_B	10 s	B_{L0}	0.75 p.u.
B_{C0}	1.0 p.u.	$0.2 \leq B_L(t) \leq 2$	

Parámetros adicionales son proporcionados en forma particular en cada sección de resultados

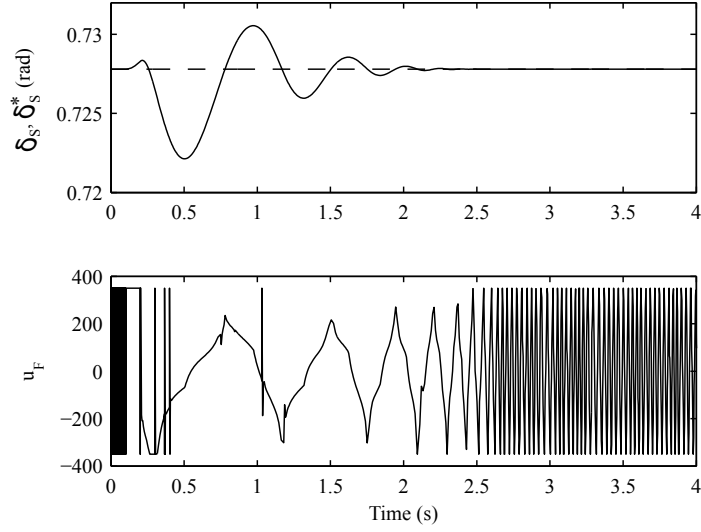


Fig. 5.1: Ángulos de potencia δ_S (línea segmentada) y δ_S^* (línea continua), en la gráfica inferior la respuesta de la señal de control u_f .

5.3 Resultados

Los resultados son presentados en tres segmentos de interés, el primero se enfoca verificar la robustez de los controladores, el segundo en el efecto sobre la calidad de la energía y, finalmente, se analizan ambos enfoques con estimadores. Las condiciones particulares son especificadas en la sección en turno.

5.3.1 Estabilidad y regulación de voltaje

En esta sección las ganancias α de los controladores son sintonizadas en $\alpha_1 = 350$ y $\alpha_2 = 3$, los resultados muestran el desempeño de los controladores ante eventos de diferente naturaleza.

En el caso de las pruebas de falla trifásica los tiempos que se establecieron en las secuencias son $t_i = 0.1$ s., $t_r = 0.3$ s. y $t_f = 0.4$ s.

La primera serie de pruebas de falla trifásica es en la posición $\lambda = 0$.

Primero se prueba el modelo utilizando los dos controladores con la técnica QCHOSM. La Fig. 5.1 muestra la reacción del controlador u_f a las variaciones de δ_S , donde δ_S es restaurada en 2 s.

En la Fig. 5.2 se muestra como V_B alcanza el valor de $V_B^* = 0.9905$ en aproximadamente 4 s., en la parte inferior se muestra la reacción del controlador u_v .

En la Fig. 5.3, las entradas σ_2 y $\dot{\sigma}_2$ muestran la rapidez en alcanzar la superficie deslizante en el subsistema de regulación de voltaje.

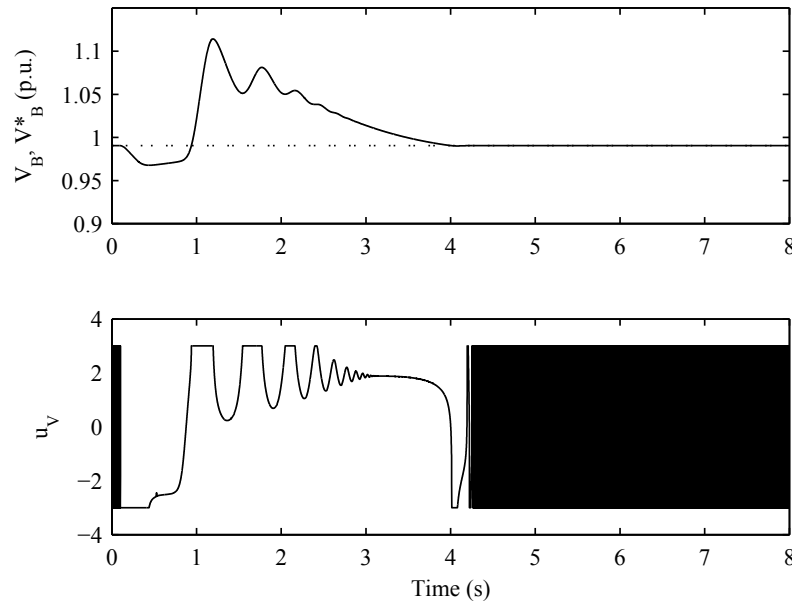


Fig. 5.2: Voltajes V_B (línea continua) y V^* (línea punteada) y respuesta del controlador u_v .

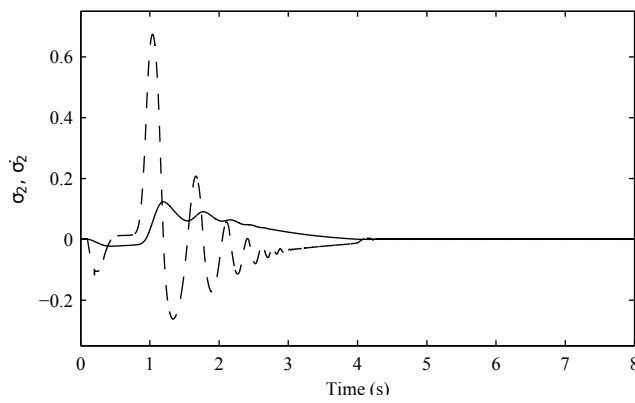


Fig. 5.3: Error dinámico σ_2 (línea continua) y su derivada $\dot{\sigma}_2$ (línea segmentada).

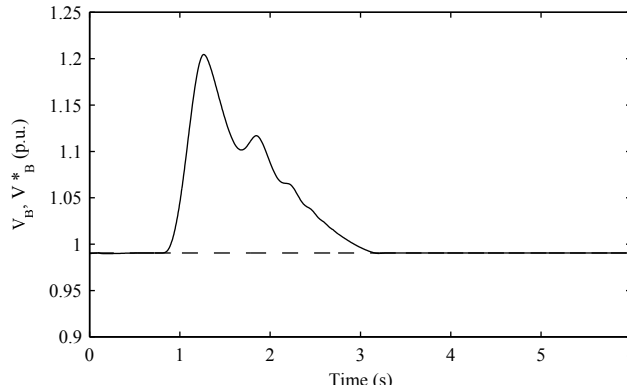


Fig. 5.4: Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea segmentada) cuando $B_L = 0.2$.

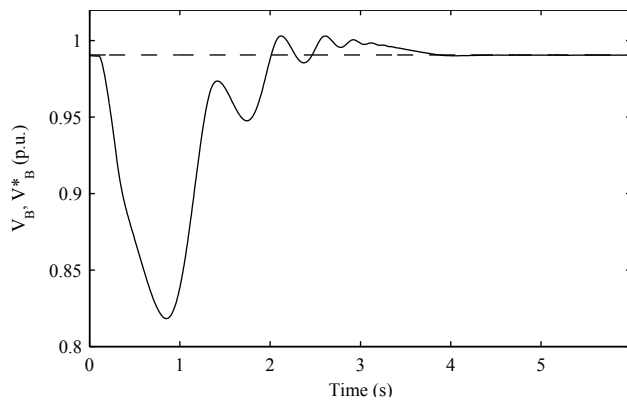


Fig. 5.5: Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea segmentada) cuando $B_L = 2.0$.

En la segunda prueba, valores fijos de B_L son utilizados en la sección de regulación de voltaje, los valores de reactor son $B_L = 0.2$ p.u. (Fig. 5.4) y $B_L = 2.0$ p.u. (Fig. 5.5). Estas figuras muestran que elementos LC estáticos en derivación pueden ser inadecuados porque V_B puede alcanzar valores no permitidos durante la operación del sistema de potencia.

En una tercera prueba, la regulación de voltaje es comparada utilizando primero controladores QCHOSM en ambos subsistemas contra un segundo caso donde se tiene una combinación de controladores QCHOSM y PI. Observar en la Fig. 5.6 que el primer caso exhibe un mejor desempeño.

La segunda serie de pruebas de falla trifásica es en la posición $\lambda = 0.5$, las respuestas del sistema se presentan de la Fig. 5.7 a la Fig. 5.9.

En la Fig. 5.7 la reacción del regulador SVC a este evento es evidenciada con los cambios de la corriente i_L del reactor, su efecto es amortiguar rápidamente las variaciones de V_B .

Con la intención de hacer comparación en la evolución de los parámetros P_e , E'_q , B_L y X'_{ds} cuando ocurren dos eventos de diferente característica, se aplica una serie escalones a P_m (0.65,

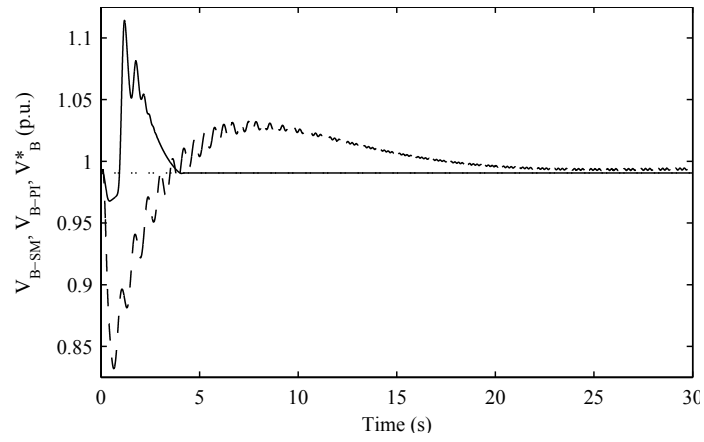


Fig. 5.6: Voltajes V_{B-SM} (línea continua), V_{B-PI} (línea segmentada) y V_B^* (línea punteada).

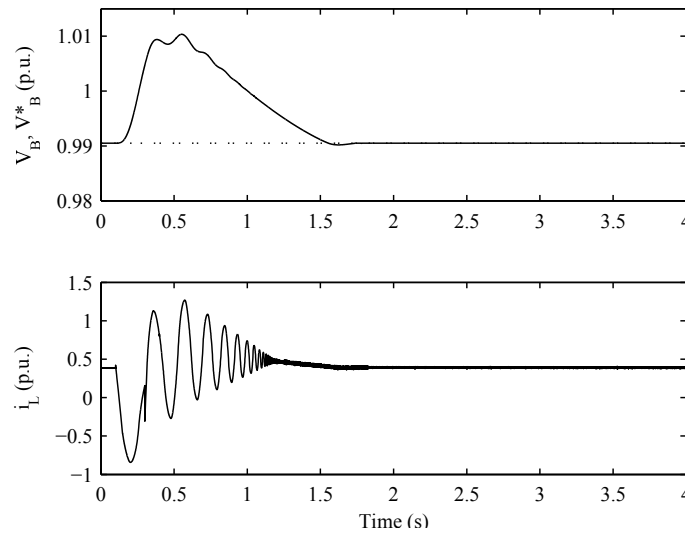


Fig. 5.7: Voltajes V_B (línea continua) y V_B^* (línea punteada), en la gráfica inferior la corriente i_L del reactor.

0.9 y 0.8 p.u. respectivamente) después de que ocurre la falla. La Fig. 5.9 muestra los cambios en E'_q y P_e , en todos los casos las señales son amortiguadas y restauradas rápidamente a pesar de sus diferentes magnitudes.

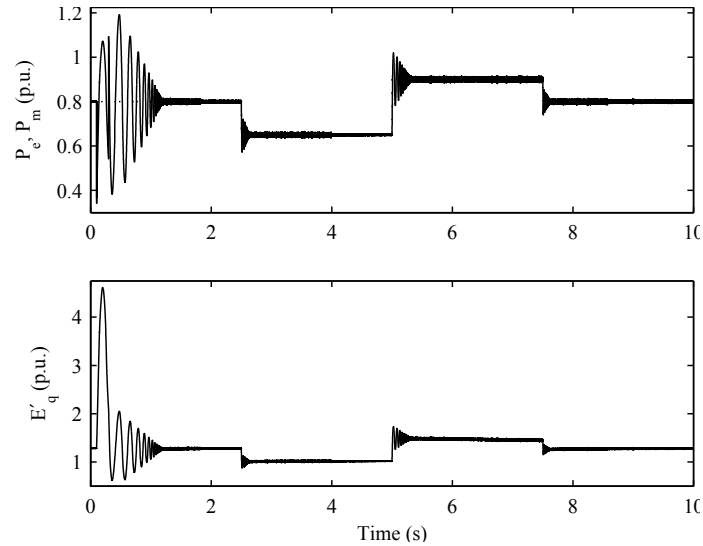


Fig. 5.8: P_e (línea continua) y E'_q , debido a la falla trifásica y a las variaciones en P_m (línea segmentada).

A continuación, en la Fig. 5.9 se muestran las respectivas variaciones de X'_{ds} y B_L . En X'_{ds} el lado izquierdo de la gráfica muestra fuertes fluctuaciones debido a la falla trifásica, mientras que las variaciones debido a los escalones P_m están en una banda estrecha.

5.3.2 Efecto de los controladores en la calidad de la energía

En un esfuerzo por comprender mejor las dinámicas subyacentes de los controladores y mostrar el efecto de los mismos en la calidad de la energía, varias pruebas son computadas y representadas en el tiempo y en el dominio de la frecuencia. Espectros de magnitud fueron computados utilizando ventanas de 9.5 s (0.5–10 s) y 5.0 s (5.0–10 s) para los casos de falla y cambio en el punto de operación respectivamente.

En esta sección las ganancias α de los controladores son sintonizadas en $\alpha_1 = 450$ y $\alpha_2 = 20$.

En el caso de falla trifásica los tiempos que se establecieron en las secuencias son $t_i = 0.2$ s., $t_r = 0.35$ s. y $t_f = 0.5$ s.

En las simulaciones, la acción compensadora del regulador SVC es comparada con dos casos de respuesta obtenidas utilizando reactor constante (2.0 p.u. y 0.2 p.u. respectivamente) conectado en derivación.

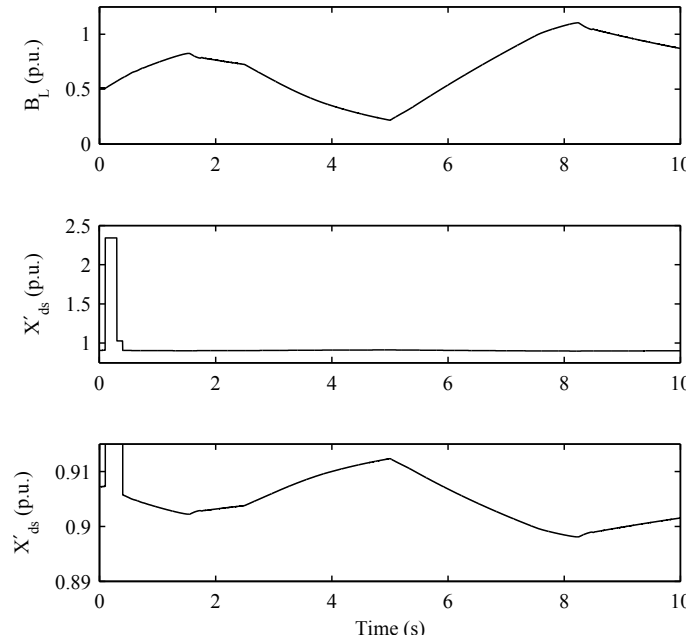


Fig. 5.9: X'_{ds} y B_L , debido a la falla trifásica y a las variaciones en P_m .

En las Fig. 5.10 y Fig. 5.11 se muestra la respuesta del sistema cuando ocurre una falla en la posición $\lambda = 0$.

En la Fig. 5.10 δ_S y V_B son amortiguadas. En las gráficas de V_B las magnitudes difieren, notar que en la correspondiente al regulador SVC se tiene una posición intermedia.

En la Fig. 5.11 las respuestas en frecuencia de δ_S and V_B muestran que a pesar de las características altamente no lineales de la estructura, no hay contenido armónico significativo en estas señales durante el transitorio, prevaleciendo los modos del sistema. En el caso de V_B , notar que la señal correspondiente al regulador SVC tiene una magnitud intermedia.

En las Fig. 5.12 y Fig. 5.13 se muestra la respuesta del sistema cuando ocurre una falla en la posición $\lambda = 0.5$.

La Fig. 5.12 muestra como δ_S y V_B alcanzan sus referencias δ_S^* y V_B^* en aproximadamente 1 s. En la señal V_B , notar que en la correspondiente al regulador SVC se tiene una posición intermedia.

En la Fig. 5.13 se puede ver que la respuesta en frecuencia de δ_S y V_B tienen los picos de sus amplitudes desplazados hacia los modos del sistema. En la señal V_B , la amplitudes difieren, observar que la correspondiente al regulador SVC tiene amplitud intermedia.

En las Fig. 5.14 y Fig. 5.15 muestran la respuesta del sistema cuando se aplican escalones en δ_S^* (0.7642 y 0.7278 rad en 0.2 y 5.0 s., respectivamente).

En Fig. 5.14 las respuestas de δ_S , V_B y P_e muestran el desempeño de los controladores,

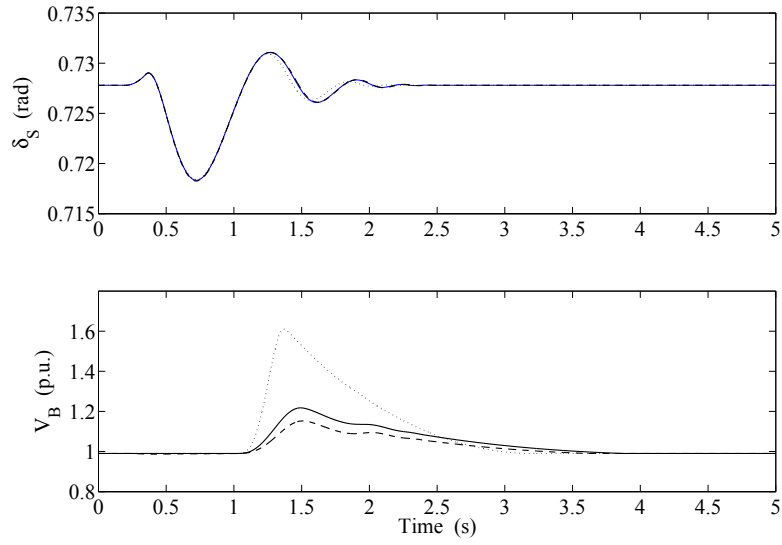


Fig. 5.10: Respuesta (caso $\lambda = 0$) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

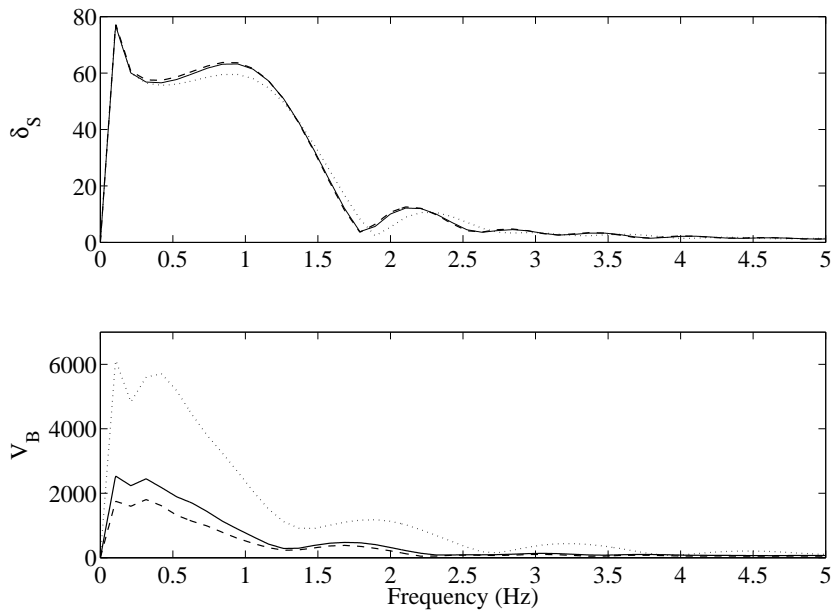


Fig. 5.11: Espectro de magnitud (caso $\lambda = 0$) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

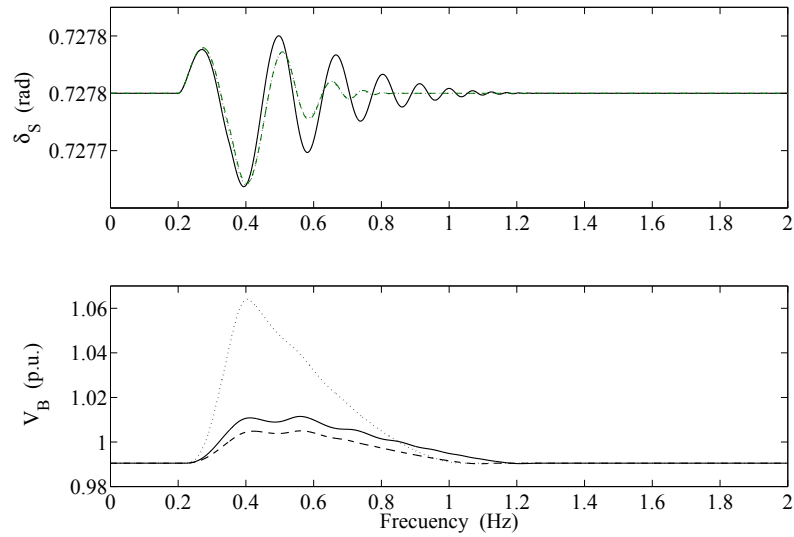


Fig. 5.12: Respuesta (caso $\lambda = 0.5$) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

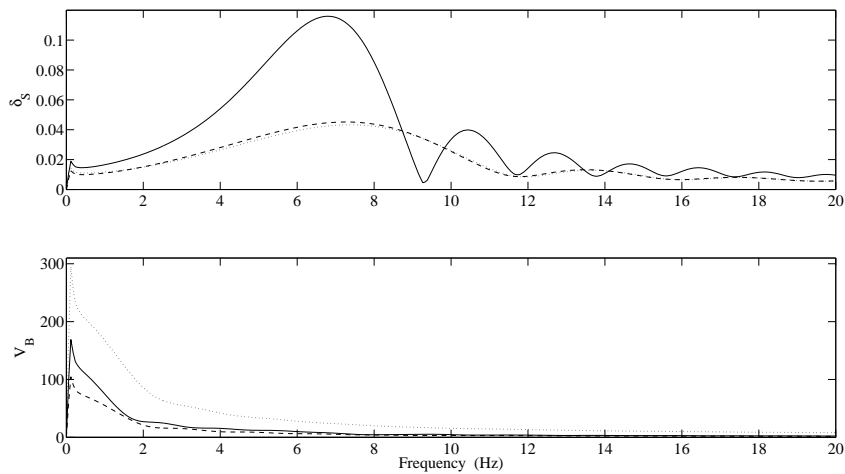


Fig. 5.13: Espectro de magnitud (caso $\lambda = 0.5$) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

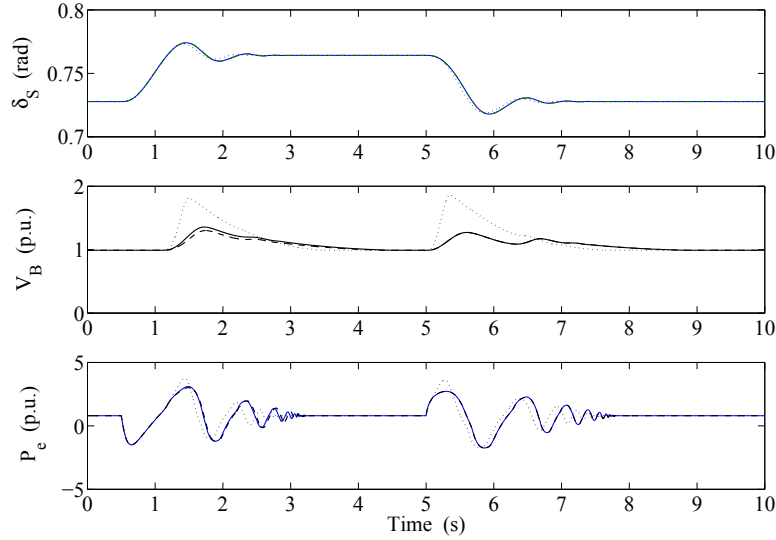


Fig. 5.14: Respuesta (a escalones δ_S^*) de δ_S y V_B con: a) ambos reguladores (línea continua), b) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y c) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

observándose un amortiguamiento más eficaz y uniforme en los parámetros del generador. En la señal V_B , es notorio como las magnitudes difieren logrando el regulador SVC magnitudes intermedias.

En la Fig. 5.15 se muestra que las respuestas en frecuencia de δ_S , V_B y P_e tienen sus picos cerca de los modos del sistema, en consecuencia las señales del sistemas presentan pocas oscilaciones a pesar de los cambios repentinos en el punto de operación. En la señal V_B , las amplitudes difieren, observar que la correspondiente al regulador SVC tiene amplitud intermedia.

En las Fig. 5.16 y Fig. 5.17 se muestra la respuesta del sistema cuando se aplican escalones P_m (0.9 y 0.8 p.u. en 0.2 y 5.0 s., respectivamente).

En la Fig. 5.16, P_e alcanza la referencia P_m casi instantáneamente, mientras δ_S prácticamente no cambia.

En la Fig. 5.17, se puede observar que éste es un caso especial donde las respuestas en frecuencia tienen sus amplitudes más altas cerca de la frecuencia de operación del sistema.

5.3.3 Interacción de controladores y diferenciadores

Para revisar el desempeño del sistema con estimadores se comparan resultados entre este modo ($\hat{\cdot}$) y los obtenidos por *medición*.

En el caso de las pruebas de falla trifásica los tiempos que se establecieron en las secuencias son $t_i = 0.2$ s., $t_r = 0.35$ s. y $t_f = 0.5$ s.

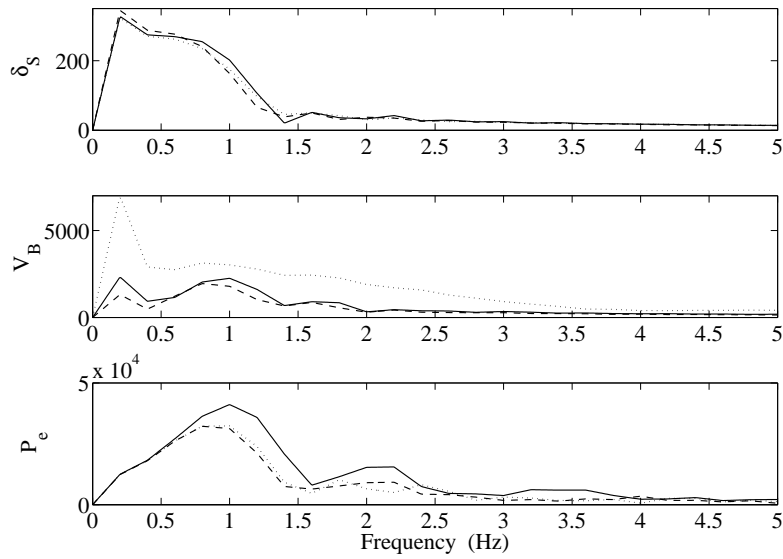


Fig. 5.15: Espectro de magnitud ((con escalones δ_S^*) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

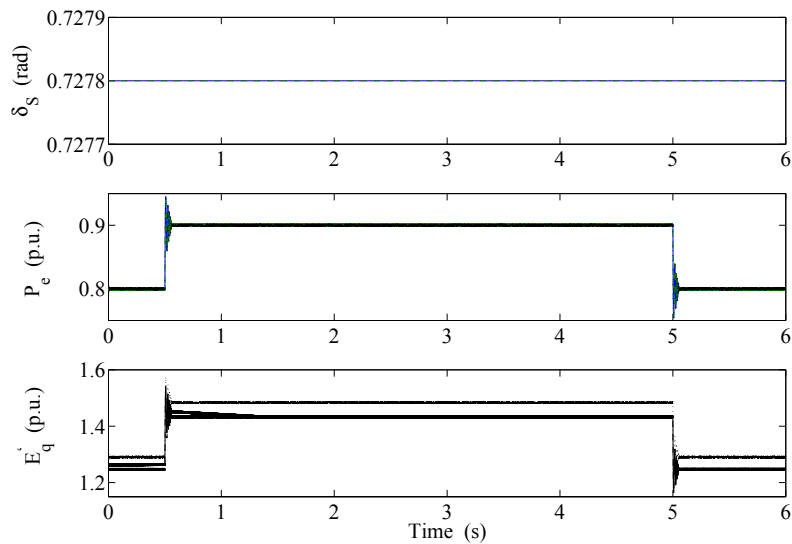


Fig. 5.16: Respuesta (a escalones P_m) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

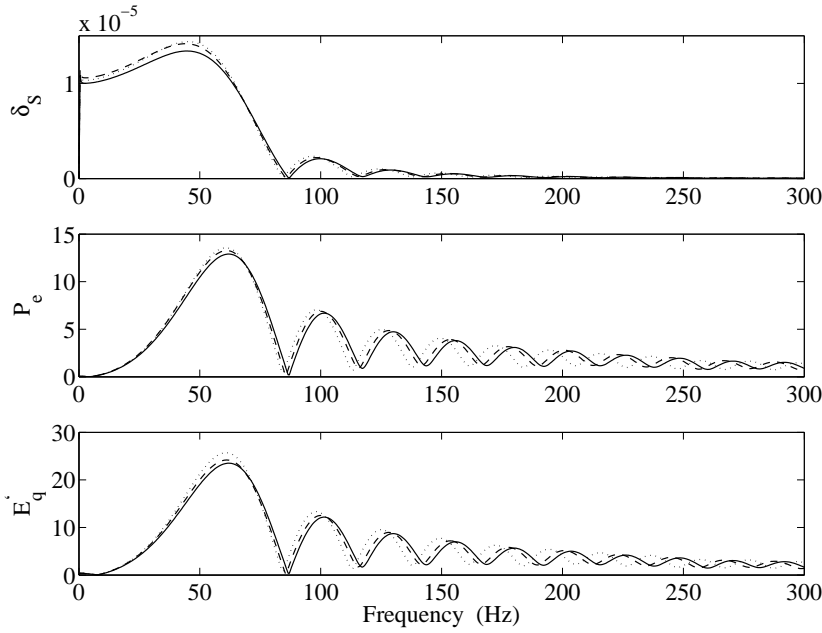


Fig. 5.17: Espectro de magnitud (con escalones P_m) de δ_S y V_B con: *a*) ambos reguladores (línea continua), *b*) $B_L = 2.0$ (línea segmentada), y *c*) $B_L = 0.2$ (línea punteada).

En esta sección las ganancias α de los controladores y los diferenciadores son sintonizadas en $\alpha_1 = \alpha_3 = 450$ y $\alpha_2 = \alpha_4 = 20$. Los parámetros $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ y L utilizados en el cómputo son tomados de [Levant, 2005b].

Para mostrar la eficacia del esquema, los resultados numéricos son presentados en tres segmentos, primero dos casos de falla trifásica son presentados, enseguida dos casos de cambio en el punto de operación son analizados y, finalmente, una perturbación por apertura de línea permanente es ensayada.

De la Fig. 5.18 a la Fig. 5.20 se muestran las respuestas del sistema cuando una falla ocurre en la posición $\lambda = 0$.

La Fig. 5.18 muestra $\hat{\delta}_S$ y δ_S , la dos señales son amortiguadas y restauradas por sus respectivas estructuras de control. La reacción del controlador U_f a las variaciones δ_S es también mostrada.

La Fig. 5.19 muestra las aproximaciones ente $\sigma_1, \dot{\sigma}_1, \ddot{\sigma}_1$ y sus modos estimados. En la Fig. 5.20 la respuesta en frecuencia de V_B, δ_S, \hat{V}_B y $\hat{\delta}_S$ muestran que a pesar de las características altamente no lineales de la estructura no hay contenido armónico significativo en estas señales, teniendo predominancia los modos del sistema.

En las Fig. 5.21 y Fig. 5.22 se muestra la respuesta del sistema cuando la falla ocurre en la posición $\lambda = 0.5$.

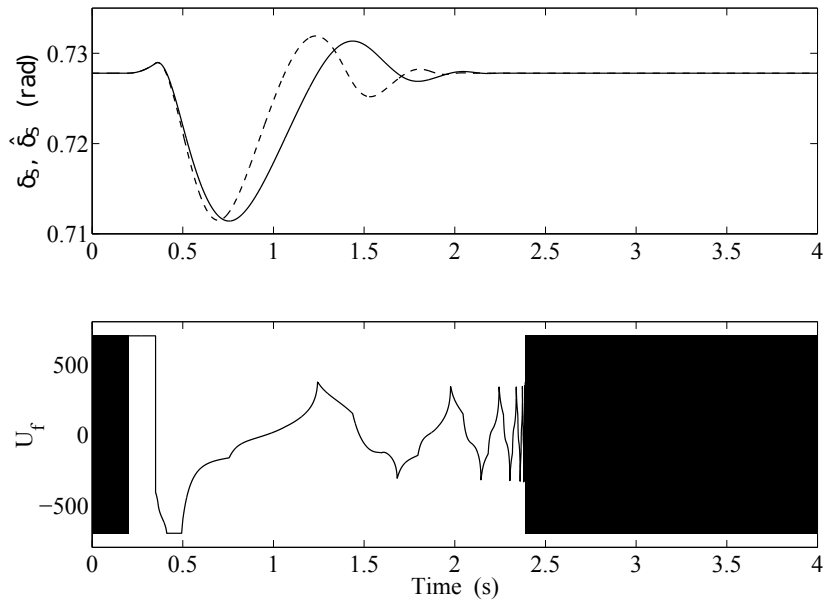


Fig. 5.18: δ_S (línea continua) y $\hat{\delta}_S$ (línea segmentada). En la parte inferior se presenta la reacción de u_f a las variaciones de δ_S .

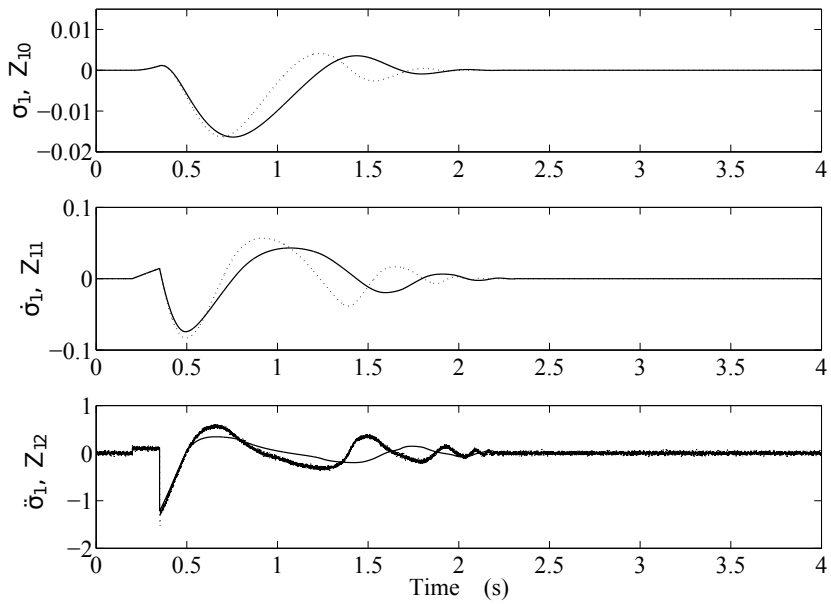


Fig. 5.19: σ_1 , $\dot{\sigma}_1$, $\ddot{\sigma}_1$ (línea continuas) y sus estimaciones (línea punteadas).

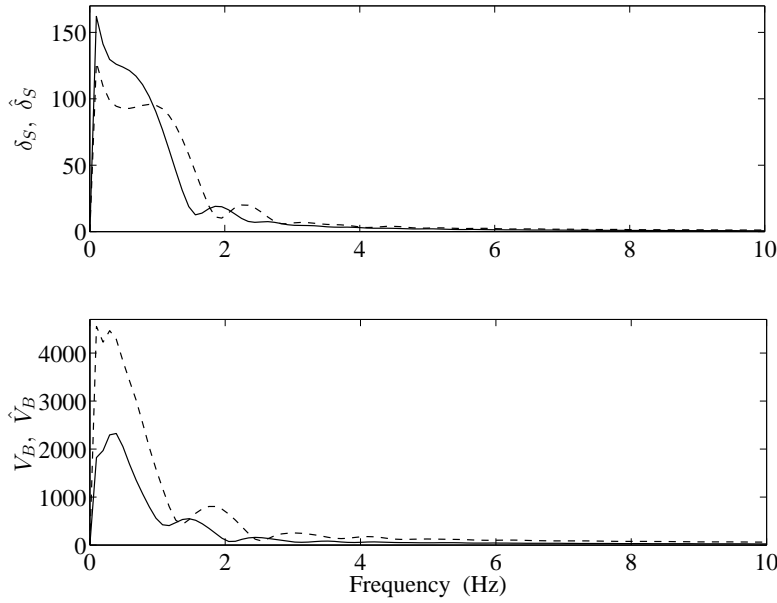


Fig. 5.20: Espectro de magnitud de δ_S , V_B (línea continuas) y $\hat{\delta}_S$, \hat{V}_B (línea segmentadas) cuando la falla ocurre en el bus del generador.

En Fig. 5.21 \hat{V}_B y V_B son restuaradas por sus estructuras de control en un tiempo menor a 1 s. La reacción del controlador \hat{U}_v a las variaciones de \hat{V}_B es mostrada en la parte inferior.

En la Fig. 5.22 se muestra que los modos del controlador no tienen efecto significativo en las dinámicas del sistema. En las Fig. 5.23 y Fig. 5.24 se muestra la respuesta del sistema cuando se aplican escalones δ_S^* (0.6914 y 0.7278 rad en 0.2 y 5.0 s. respectivamente).

En la Fig. 5.23 las respuestas de δ_S , P_e , ω_r (velocidad del rotor) y $\hat{\delta}_S$, \hat{P}_e , $\hat{\omega}_r$ muestran el desempeño del sistema retroalimentado, todas las variables convergen al punto de equilibrio en aproximadamente 2.0 s., al tiempo que las oscilaciones son amortiguadas de manera efectiva. En la Fig. 5.24 la respuesta en frecuencia tiene mayor magnitud cerca de los modos de operación del sistema de tal forma que las señales de potencia tienen poca distorsión a pesar de los cambios repentinos del punto de operación. En las Fig. 5.25 y Fig. 5.26 se muestra la respuesta del sistema cuando se aplican escalones P_m (0.7 y 0.8 p.u. en 0.2 y 5.0 s. respectivamente).

En Fig. 5.25 P_e alcanza la referencia P_m casi instantáneamente mientras \hat{P}_e oscila (alrededor de P_m) en una banda estrecha. En la Fig. 5.26 la respuesta en frecuencia de P_e tiene magnitud uniforme, este comportamiento corresponde con la magnitud P_e . Los modos del sistema y del controlador son percibidos en la gráfica de respuesta en frecuencia de \hat{P}_e (tercera gráfica). En este caso la combinación controlador-diferenciador presenta modos con magnitudes significativas, esto es reflejado en las oscilaciones \hat{P}_e . En las Fig. 5.27 y Fig. 5.28 se muestra la respuesta del

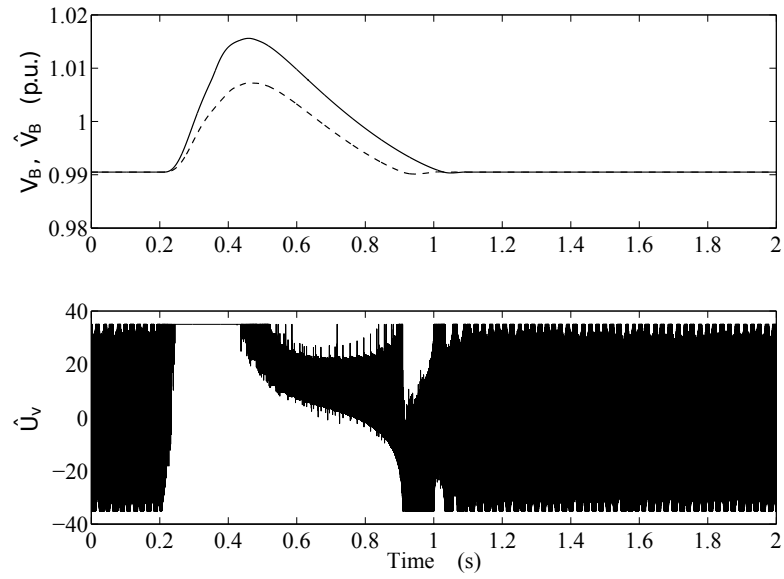


Fig. 5.21: V_B (continuo) vs \hat{V}_B (línea segmentada). En la parte inferior la entrada de control \hat{U}_v .

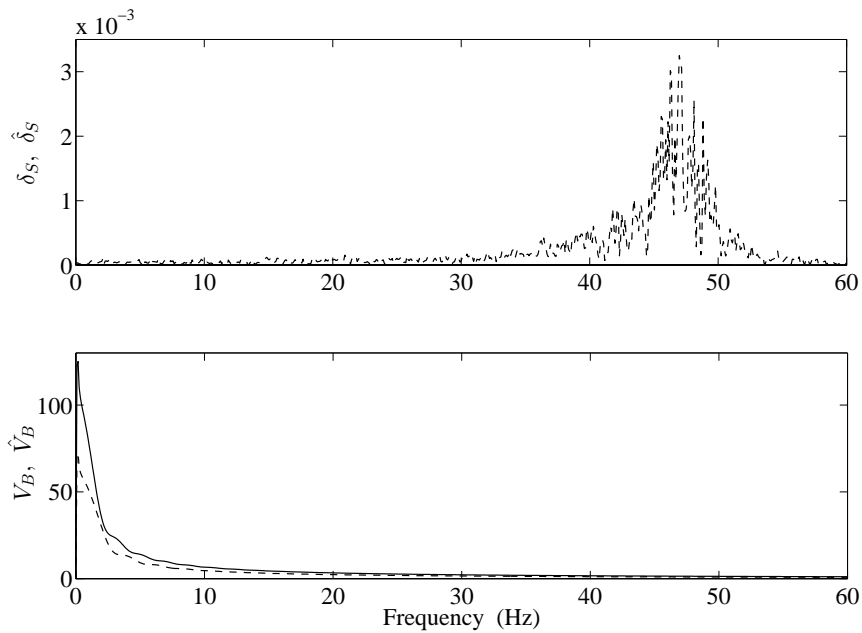


Fig. 5.22: Espectro de magnitud de V_B , δ_S (línea continua) y \hat{V}_B , $\hat{\delta}_S$ (línea segmentada) cuando la falla ocurre en la parte media de la línea de transmisión.

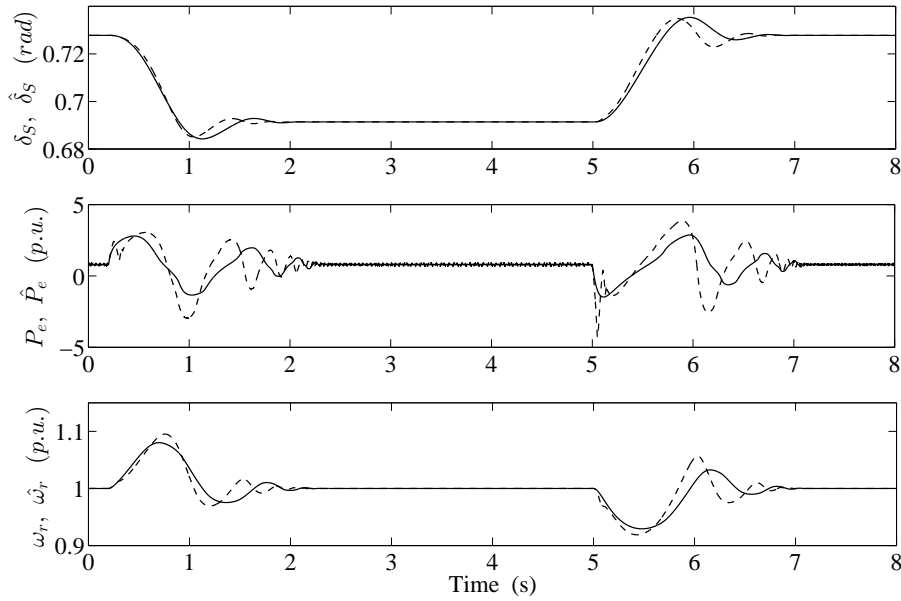


Fig. 5.23: Respuesta de δ_S , P_e , ω_r (línea continua) y $\hat{\delta}_S$, \hat{P}_e , $\hat{\omega}_r$ (línea segmentada) a escalones en δ_S^* .

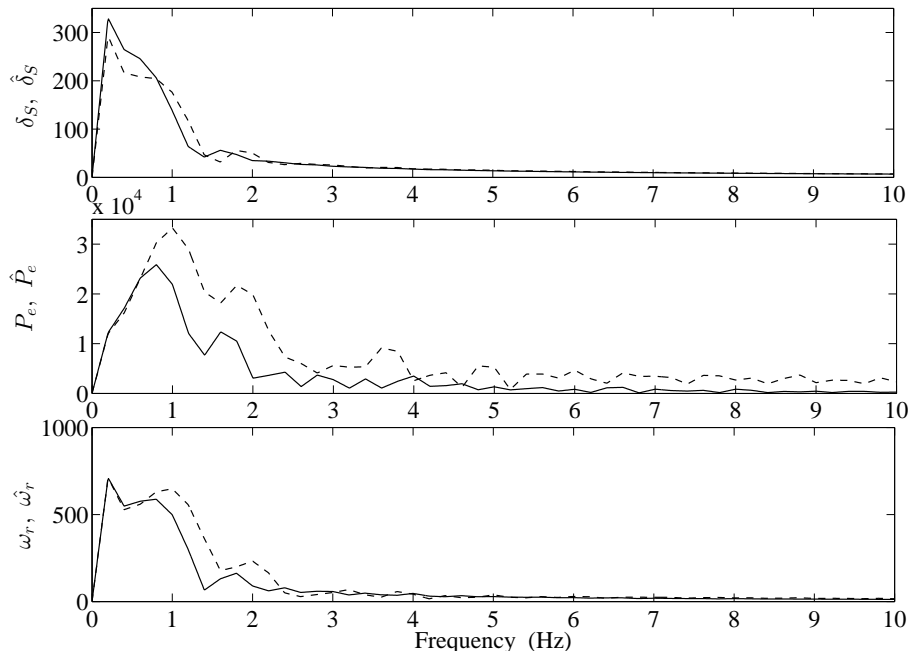


Fig. 5.24: Espectro de magnitud de δ_S , P_e , ω_r (línea continua) y $\hat{\delta}_S$, \hat{P}_e , $\hat{\omega}_r$ (línea segmentada) cuando el cambio en el punto de operación es debido a escalones δ_S^* .

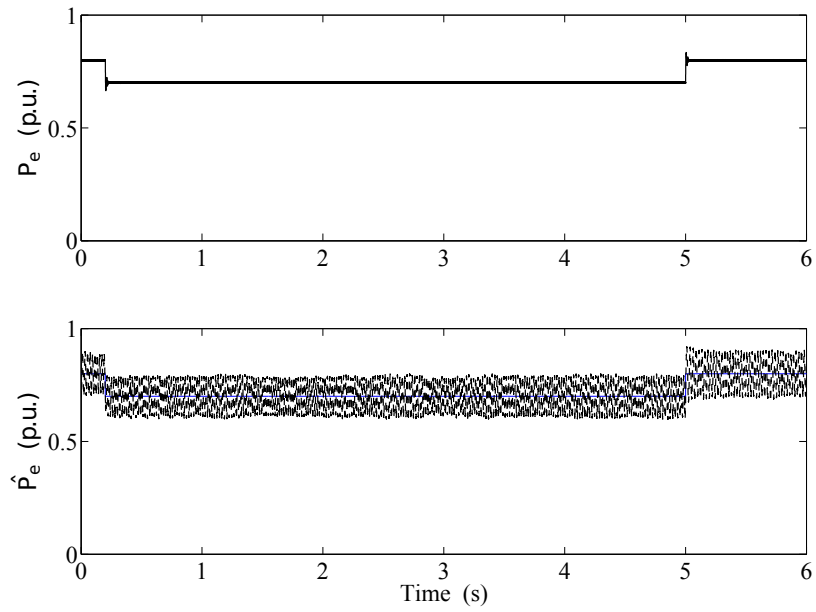


Fig. 5.25: Respuesta P_e y \hat{P}_e a escalones P_m .

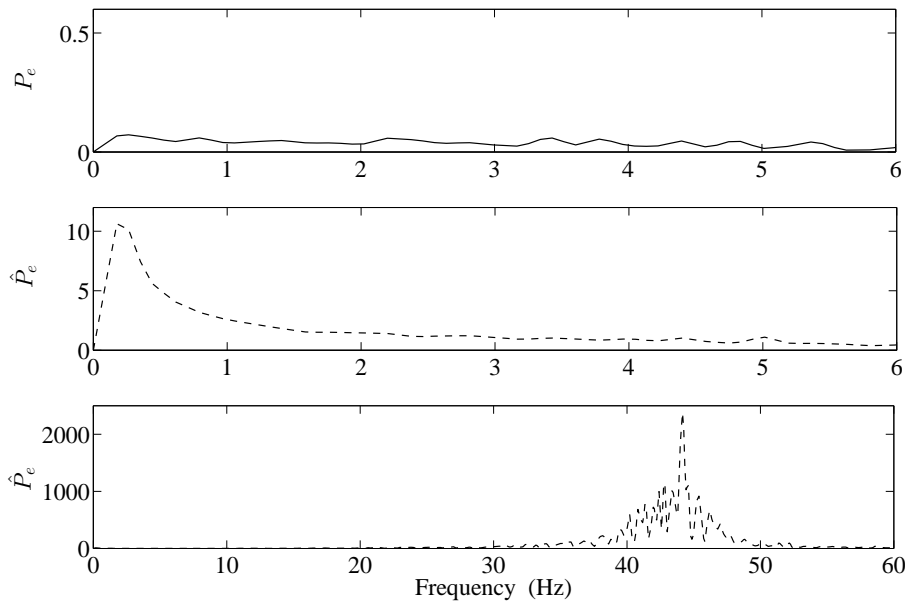


Fig. 5.26: Espectro de magnitud de P_e y \hat{P}_e cuando el cambio en el punto de operación es debido a escalones P_m .

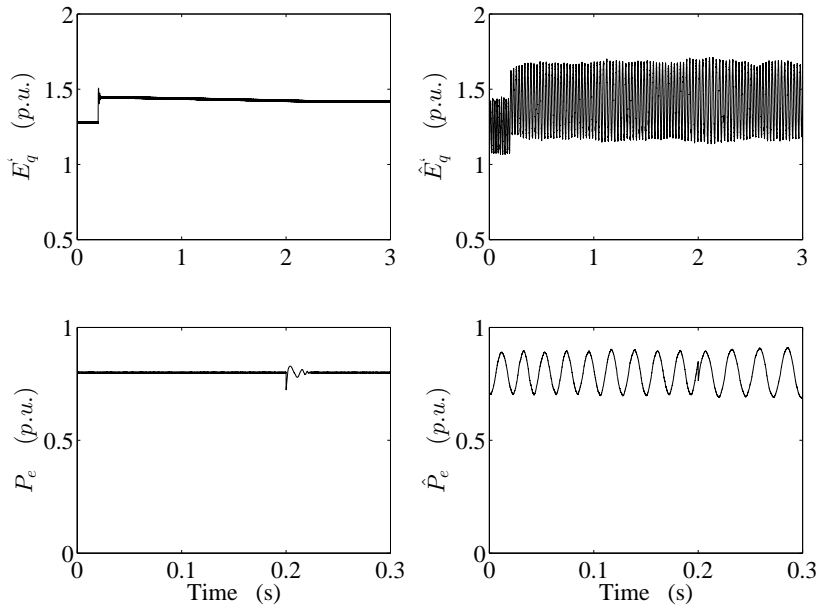


Fig. 5.27: E'_q , \hat{E}'_q y P_e , \hat{P}_e cuando hay apertura permanente en la línea de transmisión.

sistema durante una perturbación por apertura de línea. En esta severa perturbación la línea de transmisión indicada en Fig. 4.1 tiene apertura permanente en $t = 0.2$ s.

En la Fig. 5.27 las señales del generador son rápidamente restauradas en el nuevo punto de equilibrio estable. En la Fig. 5.28 la corriente del regulador SVC evoluciona hacia su nuevo valor estable de forma paulatina, mientras que el voltaje regulado permanece casi constante.

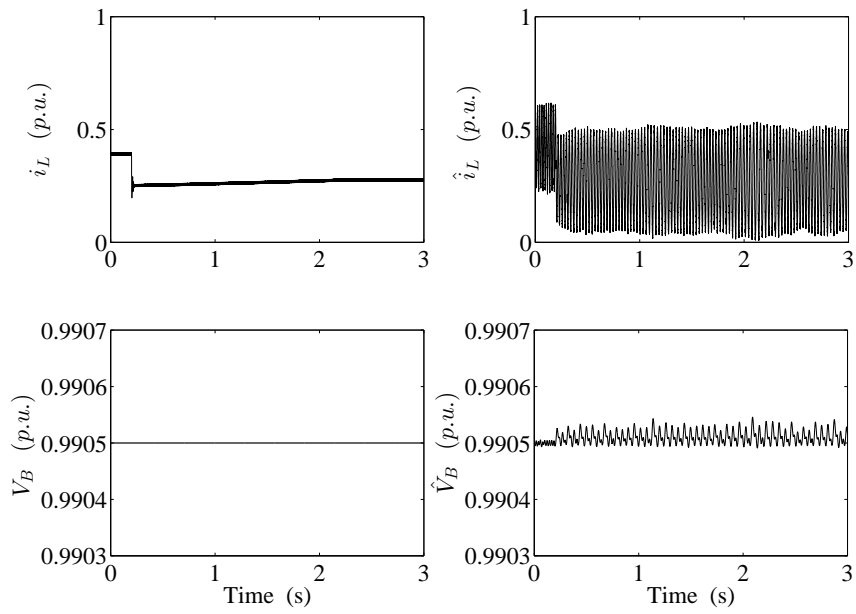


Fig. 5.28: i_L , \hat{i}_L y V_B , \hat{V}_B cuando hay apertura permanente en la línea de transmisión.

Capítulo 6

Conclusiones y perspectivas

6.1 Conclusiones

El esquema presentado utiliza la técnica QCHOSM en la realización (por separado) de los controladores robustos, lográndose operación independiente en los controladores de excitación y de regulación de voltaje. En operación, los controladores utilizan únicamente mediciones locales, de tal forma que la interacción entre subsistemas es rechazada.

Se observa también que en la estrategia de control basada en diferenciadores por modos deslizantes de alto orden, se logra alto desempeño, con un diseño independiente de controladores y diferenciadores.

Es de resaltar que la estructura de control presentada puede ser aplicada sin degradación de la calidad de la energía en el SEP.

De los resultados numéricos obtenidos, se concluye que es posible tener estabilidad transitoria y regulación de voltaje a pesar de la presencia de los diferentes tipos de falla, condiciones de operación, variaciones paramétricas y/o la existencia de incertidumbres.

Se concluye también, que el método es adecuado para el diseño de controladores descentralizados no lineales (como es el caso de los SEP, donde los subsistemas son altamente no lineales) ya que no se requiere compensación o transformación alguna.

Se concluye adicionalmente, que la estructura de control obtenida utilizando la técnica modos deslizantes estabiliza en un punto de equilibrio, en tiempo finito, a un sistema SMIB con un regulador SVC conectado a la línea de transmisión.

Se concluye finalmente que la estructura propuesta tiene alto desempeño y capacidad para amortiguar las oscilaciones, a pesar de la variación de parámetros, la presencia de incertidumbres, el reemplazamiento de los estados por sus estimados en la ley de control, la variación

de parámetros y/o la presencia de incertidumbres en el sistema SMIB-SVC. Lo anterior sin degradación en la calidad de la energía en el SEP.

6.2 Perspectivas

Para investigaciones posteriores se pueden visualizar y plantear posibles soluciones a los temas

- Trabajar con modelos de generador de potencia de orden mayor, de forma que con modelos más detallados se mejore el desempeño dinámico del sistema de potencia,
- Consideración de los tiempos de operación del regulador SVC de manera que se incluyan fenómenos electrodinámicos que ocurren durante los estados apertura-cierre,
- Desarrollo de algoritmos para el análisis y control de un sistema SMIB-SVC múltiple con la técnica QCHOSM,
- Implementación experimental de modelos.

Apéndice A

Artículos

Journal of Materials Education
Published by the International Council on Materials Education
<http://www.unt.edu/ICME/>

Prof. Witold Brostow
LAPOM
Department of Materials Science and Engineering
University of North Texas
Union Circle # 305310
Denton, TX 76203-5017
USA

Tel. 1-940-565-4358 Fax 1-940-565-4824

wbrostow@yahoo.com

May 15, 2013

Dear Professor Castano,

This is to confirm also in writing that the manuscript entitled “Non-linear voltage regulation in complex electronic materials systems for power transmission” by Alfonso López-Martínez, *et al* has been approved for publication in the Journal of Materials Education. We anticipate publication in one of the 2013 issues of the Journal.

Sincerely,

Witold Brostow, DSc
Co-Editor

Non-linear voltage regulation in complex electronic materials systems for power transmission

A. López-Martínez, J. De León-Morales, M. A. Andrade, M. T. Mata-Jiménez, D. Alaniz-Lumbreras *

This work presents a nonlinear control strategy to enhance the transient stability and voltage regulation in a Single Machine Infinite Bus (SMIB) with a static VAR compensator (SVC) connected to the transmission line. The generator excitation and the SVC regulator controllers are designed independently, considering the uncertainties of the generator structure and the interconnection between subsystems as perturbations. A high-order sliding-mode (HOSM) control scheme is developed to this propose obtaining robustness in presence of uncertainties and parameter variations. Numeric simulations show the performance under several scenarios.

Keywords: Nonlinear system, power systems, synchronous generator, static var compensator, sliding-mode control, transient stability, voltage regulation.

I Introduction

Complexity in power systems has been increased by the use of power electronics and the operation in global markets while the expansion of these systems in generation and transmission sections has been limited due to limited resources and environmental reasons. As a consequence of these operation conditions some transmissions lines are heavily loaded affecting both the operational system economics and security. Hence, these situations have become one of the main problems requiring solution in power systems stability [1].

Alternatives as FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices are being used in order to provide more flexibility to AC systems, improving the capacity of transmission and relaxing the operation of synchronous generators [2, 3, 4, 5]. However these devices add complexity to power systems requiring new control techniques to enhance the dynamic performance. A widely used FACTS device in power systems is the static VAR compensator (SVC). This regulation device absorbs or supplies the reactive power needed by the electrical network allowing a greater control of high-voltage transmission lines [6, 7].

Research in this field has evolved from the optimum placement of compensation devices [8, 9, 10, 11] to the analysis and characterization of the dynamic oscillations due to the interactions between those devices and the power system [12, 13, 14, 15, 16, 17].

Furthermore, in order to improve the performance of power systems several control approaches have been used [18, 19]. Traditionally, linear control techniques as automatic voltage regulator/power system stabilizer (AVR/PSS) are widely used in power systems operation. These techniques are based on the linearized model of the system, where parameters are tuned around the worst-case equilibrium point using linear control methods. The parameters obtained in

*A. López-Martínez and D. Alaniz-Lumbreras are with the Electrical Engineering Academic Unit, Universidad Autónoma de Zacatecas, Zacatecas, México. e-mail: alopez2601@hotmail.com; dalaniz@uaz.edu.mx.; M. T. Mata-Jiménez, M. A. Andrade and J. de León-Morales are with the Graduate School of Electrical Engineering, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, México. e-mail: marco.matajm@uanl.edu.mx; manuel.andradest@uanl.edu.mx; drjleon@gmail.com.

this way are in some sense suitable and will be valid in a formal way if the trajectory remains near the operation point [18]. However, for cases as highly nonlinear systems and due to the increasing demand for quality energy, these techniques may not guarantee power systems performance.

To cope with this disadvantage, nonlinear techniques like backstepping [20], adaptive control [21, 22], passivity-based approach [23, 24], feedback linearization and robust control theory approach to design a feedback controller [25] have been successfully applied to achieve high dynamic performance under unexpected contingencies. A common drawback in these techniques is that controllers design requires to know the system structure and the system parameters accurately.

In this scenario, the sliding-mode technique has been successfully applied to achieve high performance despite the nonlinear behavior of power systems. This approach has demonstrated robustness under parameter uncertainties and external disturbances [26]. The disadvantage of the standard approach is the presence of the so-called *chattering effect*, which occurs when the controlled variables of the system reach the sliding surface [27].

To face the chattering problem in the system variables, a type of high-order sliding-mode controller single-input-single-output (SISO) system with known relative degree and finite-time convergence was developed by Levant [28]. As a result, the chattering effect is reduced. In [29], an output feedback controller is combined with this technique in a robust excitation controller for a power system.

In this paper, the quasi-continuous high-order sliding-mode technique (QHOSM) is applied to the SMIB-SVC system, and the resulting controllers are capable of stabilizing the whole system, achieving simultaneous transient stability and voltage regulation under severe operating conditions. The generator excitation and SVC regulator controllers use local measurements and are designed independently considering the uncertainties in the structure and the interconnections between generator-SVC as perturbations.

Numerical simulations show the effectiveness and robustness of the proposed structure. The simulation results are analyzed in different

PERFORMANCE ANALYSIS OF A POWER SYSTEM USING A ROBUST CONTROL TECHNIQUE

Alfonso López-Martnez (alopez2601@hotmail.com) * Manuel A. Andrade †
Marco T. Mata-Jiménez † Jesús de León-Morales †
Daniel Alaniz-Lumbreras (dalaniz@uaz.edu.mx) *
Graduate School of Engineering Sciences, University of Zacatecas State *
Carretera a la Bufa, 98000 Zacatecas, Zac., México
Graduate School of Electrical Engineering, University of Nuevo León State †
Cd. Universitaria, 66450 San Nicolás de los Garza, N.L., México

ABSTRACT

An output feedback controller strategy is presented in a nonlinear structure to enhance the transient stability and voltage regulation of a SMIB-SVC (Single Machine Infinite Bus-Static VAR Compensator) system. The generator excitation and the SVC regulator controllers are designed considering the uncertainties in the subsystems and in the interconnections between them as perturbations, requiring only local measurements. A high-order sliding-mode (HOSM) control scheme is designed obtaining robustness in presence of uncertainties and parameter variations. Numerical results show the performance under different scenarios.

KEY WORDS

FACTS device, voltage regulation, power system, nonlinear control, system stability, power quality.

1 Introduction

In recent years, power systems are increasingly operated near its power transfer limits, becoming complex structures, and growing by the use of power electronics and the operation in global markets. Nonetheless, the expansion of these systems in generation and transmission sections has been limited due to limited resources and environmental reasons. As a consequence of these operation conditions some transmission lines are heavily loaded affecting both the operational system economics and security [1].

In order to respond to these requirements, control and power system communities are designing structures to allow a more efficient generation and distribution of electrical energy [2].

FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices have been employed as alternatives in order to provide more flexibility to AC systems, improving the capacity of power transmission and relaxing the operation of synchronous generators [3], [4]. However these devices add complexity to power systems requiring new control techniques to enhance the dynamic performance.

A widely used FACTS device in the power system operation is the static VAR compensator (SVC). This regula-

tion device absorbs or supplies the reactive power needed by the electrical network allowing a greater control of high-voltage transmission lines [2], [5]. Research in this field has evolved from the optimum placement of compensation devices [6], [7] to the analysis and characterization of the dynamic oscillations due to the interactions between those devices and the power system [8]-[10].

In addition, to improve the performance of such devices several control approaches have been used [11], [12]. Traditionally, linear control techniques as automatic voltage regulator/power system stabilizer (AVR/PSS) are widely used in power systems operation. These techniques are based on the linearized model of the system, where parameters are tuned around the worst-case equilibrium point using linear control methods [11].

However, for cases as highly nonlinear systems and due to the increasing demand for quality energy, these techniques may not guarantee power systems performance. This inconvenience is coped with nonlinear techniques like backstepping [13], passivity-based approach [14], [15], adaptive control [16], [17], feedback linearization and robust control theory approach to design a feedback controller [18] which have been successfully applied to achieve high dynamic performance under unexpected contingencies.

These techniques have a common disadvantage, the controller design require to know the system structure and the system parameters accurately. In this condition of uncertainties, the sliding-mode technique has been successfully applied to achieve high performance despite the nonlinear behavior of power systems. This approach has demonstrated robustness under parameter uncertainties and external disturbances [19]. The disadvantage of the standard approach is the presence of the so-called *chattering effect*, which occurs when the controlled variables of the system reach the sliding surface [20].

To face the chattering problem, a type of high-order sliding-mode controller single-input-single-output (SISO) system with known relative degree and finite-time convergence was developed by Levant [21], as a result, the chattering effect is reduced. In [22], an output feedback controller is combined with this technique as a solution to the

A ROBUST DECENTRALIZED SLIDING-MODE CONTROL FOR A SMIB-SVC SYSTEM

Alfonso López-Martínez (alopez2601@hotmail.com)*

Daniel Alaniz-Lumbreras (dalaniz@uaz.edu.mx)*

Manuel A. Andrade (manuel.andradest@uanl.edu.mx)†

Jesús de León-Morales (drjleon@gmail.com)†

Marco T. Mata-Jiménez (marco.matajm@uanl.edu.mx)*

Graduate School of Engineering Sciences, Autonomous University of Zacatecas*

Carretera a la Bufa, 98000 Zacatecas, Zac., México

Graduate School of Electrical Engineering, Autonomous University of Nuevo León†

Cd. Universitaria, 66450 San Nicolás de los Garza, N.L., México

ABSTRACT

An observer-based output feedback controller is presented in order to enhance the transient stability and voltage regulation of a SMIB-SVC (Single Machine Infinite Bus-Static VAR Compensator) system. The generator excitation and the SVC regulator controllers consider the uncertainties of the nonlinear structure and the interconnection between subsystems as perturbations, requiring only local measurements. A control scheme using high-order sliding-mode differentiator is designed obtaining robustness in presence of uncertainties and parameter variations. Numerical results show the performance under different scenarios.

KEY WORDS

SVC regulator, SMIB system, nonlinear system, transient stability, high-order sliding-mode, robustness, interconnected systems, output feedback control.

1 Introduction

In recent years, power systems have been increasingly operating close to their power transfer limits, becoming complex structures due to both the use of power electronics and the operation in global markets. Furthermore the expansion of these systems in generation and transmission sections has been limited due to limited resources and environmental reasons. As consequence of these operative conditions, some transmission lines are heavily loaded, affecting both the operational system economics and security [1]. To respond to these requirements, control and power system communities are designing structures in order to allow the generation and distribution of electrical energy more efficiently [2].

To improve the performance of power systems several control approaches have been used [3, 4]. Linear control techniques as automatic voltage regulator/power system stabilizer (AVR/PSS) with their inherent restrictions [3] are widely used in power systems operation.

In addition FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices are being employed as alternatives in order

to increase flexibility of AC systems [5, 6]. A widely used FACTS device in the static VAR compensator (SVC), this regulation device absorbs or supplies the reactive power needed by the electrical network allowing a greater control of high-voltage transmission lines [2, 7]. However, these devices add complexity to the power systems, requiring new techniques to enhance the dynamic performance. Research in this field has evolved from the optimum placement of compensation devices [8, 9] to the analysis and characterization of the dynamic oscillations due to the interactions between those devices and the power system [10–12].

Despite the above, in cases such as highly nonlinear systems in increasing demand for quality energy as the power systems, these techniques may not guarantee performance. To enhance the fulfillment techniques like backstepping [13], passivity-based approach [14, 15], adaptive control [16, 17], feedback linearization and robust control theory approach to design a feedback controller [18] have been successfully applied to achieve high dynamic performance under unexpected contingencies. However they have a common disadvantage, the controller design require to know the system structure and the system parameters accurately.

In this condition of uncertainties, the high-order sliding-mode (HOSM) technique has been successfully applied to achieve high performance despite the nonlinear behavior of power systems. This approach has demonstrated robustness under parameter uncertainties and external disturbances [19]. The drawback of the standard approach is the presence of the so-called *chattering effect* [20], this problem was faced in [21] by Levant and as a result this effect is significantly reduced. In [22], an output feedback controller is combined with this technique as a solution to the problem of transient stabilization of a multi-machine power system.

If it is considered that the proper coordination of all control devices requires the fulfillment of criteria, such as being controllable and observable (concepts well developed for linear systems), one can agree that in large-scale

Referencias

- [Anderson and Fouad, 1994] Anderson, P. M. and Fouad, A. A. (1994). *Power system control and stability*. IEEE Press, New Jersey.
- [Andrade et al., 2004] Andrade, M. A., Messina, A. R., Rivera, C. A., and Olguin, D. (2004). Identification of instantaneous attributes of torsional shaft signals using the Hilbert transform. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3):1422–1429.
- [Atassi and Khalil, 2000] Atassi, A. N. and Khalil, H. K. (2000). Separation results for the stabilization of nonlinear systems using different high gain observer designs. *Systems & Control Letters*, 39(3):183–191.
- [Bartolini et al., 1998] Bartolini, G., Ferrara, A., and Usai, E. (1998). Chattering avoidance by second-order sliding mode control. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 43(2):241–246.
- [Cabrera-Vázquez, 2002] Cabrera-Vázquez, J. (2002). *Control no lineal por modos deslizantes del generador síncrono en sistemas eléctricos de potencia*. PhD thesis, CINVESTAV del IPN Unidad Guadalajara.
- [Colbia-Vega, 2008] Colbia-Vega, A. (2008). *Control descentralizado por modos deslizantes de alto orden aplicado a un sistema de potencia multimáquina*. PhD thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [Colbia-Vega et al., 2008] Colbia-Vega, A., de León-Morales, J., Fridman, L., Salas-Peña, O., and Mata-Jiménez, M. T. (2008). Robust excitation control design using sliding-mode technique for multimachine power systems. *Electric Power Systems Research*, 78(9):1627–1634.
- [Cong et al., 2005] Cong, L., Wang, Y., and Hill, D. J. (2005). Transient stability and voltage regulation enhancement via coordinated control of generator excitation and SVC. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(2):121–130.

- [Damm et al., 2004] Damm, G., Marino, R., and Lamnabhi-Lagarrigue, F. (2004). Adaptive nonlinear output feedback for transient stabilization and voltage regulation of power generators with unknown parameters. *Int. J. Robust Nonlinear Control*, 14(9-10):833–855.
- [de León-Morales and Acha-Daza, 2000] de León-Morales, J. and Acha-Daza, S. (2000). Observer-based control for a synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 22(8):575–587.
- [de León-Morales et al., 2002] de León-Morales, J., Espinosa-Pérez, G., and Macias-Cardoso, I. (2002). Observer-based control of asynchronous generator: a hamiltonian approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 24(8):655–663.
- [Filippov, 1988] Filippov, A. F. (1988). *Differential equations with discontinuous righthand sides*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht; Boston.
- [Galaz et al., 2003] Galaz, M., Ortega, R., Bazanella, A. S., and Stankovic, A. M. (2003). An energy-shaping approach to the design of excitation control of synchronous generators. *Automatica*, 39(1):111–119.
- [Ghandhari et al., 2001] Ghandhari, M., Andersson, G., Pavella, M., and Ernst, D. (2001). A control strategy for controllable series capacitor in electric power systems. *Automatica*, 37(10):1575–1583.
- [Gyugyi and Hingorani, 2000] Gyugyi, L. and Hingorani, N. (2000). *Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible AC transmission systems*. Wiley-IEEE Press, New York.
- [Huerta-Guevara, 2000] Huerta-Guevara, O. F. (2000). *Observadores no lineales para generadores síncronos*. PhD thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [Isidori, 1995] Isidori, A. (1995). *Nonlinear control systems*. Communications and control engineering series, Springer-Verlang, London.
- [Jiang et al., 2001] Jiang, L., Wua, Q. H., Zhang, C., and Zhou, X. X. (2001). Observer-based nonlinear control of synchronous generators with perturbation estimation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(5):359–367.
- [Kenné et al., 2010] Kenné, G., Goma, R., Nkwawo, H., Lamnabhi-Lagarrigue, F., Arzandé, A., and Vannier, J. C. (2010). Real-time transient stabilization and voltage regulation of power generators with unknown mechanical power input. *Energy Conversion and Management*, 51(1):218–224.

- [Kokotovic and H.K., 1986] Kokotovic, P. and H.K., K. (1986). *Singular perturbations in systems and control*. IEEE press, New York.
- [Kumar and Dutta Roy, 1988] Kumar, B. and Dutta Roy, S. C. (1988). Design of digital differentiators for low frequencies. In *Decision and Control, 2003, Proceedings of 2003 IEEE Conference*, volume 76, pages 287–289.
- [Kundur and Bose, 2004] Kundur, P., J. P. V. A. G. A. and Bose, A. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Trans. Power Syst.*, 19(3):1387–1401.
- [Kundur, 1994] Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill, New York.
- [Larsen et al., 1996] Larsen, E. V., Clark, K., Hill, A. T., Piwko, R. J., Beshir, M. J., Bhuiyan, M., Hormozi, F. J., and Braun, K. (1996). Control design for SVC’s on the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix transmission project. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 11(3):1498–1506.
- [Levant, 2003a] Levant, A. (2003a). High-order sliding modes, differentiation and output feedback control. *Int. J. Control*, 76(9/10):924–941.
- [Levant, 2003b] Levant, A. (2003b). Quasi-continuous high-order sliding-mode controllers. In *42nd IEEE Conference on Decision and Control*, volume 5, pages 4605–4610.
- [Levant, 2005a] Levant, A. (2005a). Homogeneity approach to high-order slidingmode design. *Automatica*, 41(5):823–830.
- [Levant, 2005b] Levant, A. (2005b). Quasi-continuous high-order sliding-mode controllers. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 50(11):1812–1816.
- [Li et al., 2003] Li, W., Jing, Y., Dimirovski, G. M., and Liu, X. (2003). Robust nonlinear control of TCSC for power system via adaptive back-stepping design. In *Control Applications, 2003. CCA 2003. Proceedings of 2003 IEEE Conference on*, volume 1, pages 296–300.
- [Mathur and Varma, 2002] Mathur, R. and Varma, R. (2002). *Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems*. Wiley-IEEE Press, New York.
- [Maya and Espinosa, 2003] Maya, P. and Espinosa, G. (2003). Observer-based IDA control of synchronous generators. In *Proceedings of the IEEE*, volume 1, pages 344–349.
- [Maya-Ortiz, 2005] Maya-Ortiz, P. R. (2005). *Control no Lineal de Sistemas Eléctricos de Potencia*. PhD thesis, Universidad Autónoma de México.

- [Messina et al., 1999] Messina, A. R., Begovich, O., and Nayebzadeh, M. (1999). Analytical investigation of the use of static VAR compensators to aid damping of inter-area oscillations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21(3):199–210.
- [Messina and Cory, 1993] Messina, A. R. and Cory, B. C. (1993). Enhancement of dynamic stability by coordinated control of static var compensators. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 15(2):85–93.
- [Messina et al., 1998] Messina, A. R., Ramirez, J. M., and C., J. M. C. (1998). An investigation on the use of power system stabilizers for damping inter-area oscillations in longitudinal power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(2):552–559.
- [Okamoto et al., 1996] Okamoto, H., Kurita, A., Sanchez-Gasca, J. J., Clark, K., Miller, N. W., and Chow, J. H. (1996). Identification of equivalent linear power system models from electromagnetic transient time domain simulations using Prony’s method. In *Decision and Control, 1996., Proceedings of the 35th IEEE*, volume 4, pages 3857–3863.
- [Padiyar, 2007] Padiyar, K. R. (2007). *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New age international publishers, New Delhi.
- [Sauer et al., 1988] Sauer, P. W., Ahmed-Zaid, S., and Kokotovic, P. V. (1988). An integral manifold approach to reduced order dynamic modeling of synchronous machines. *IEEE transactions on on Power systems*, 3(1).
- [Sauer and Pai, 1998] Sauer, P. W. and Pai, M. A. (1998). *Power system dynamics and stability*. Prentice Hall, Upper Saddle River, N. J.
- [Shkolnikov and Brown, 2003] Shkolnikov, I. A. and Brown, Y. B. (2003). An asymptotic second-order smooth sliding mode control. *Asian J. Control*, 5(4):498–504.
- [Trudnowski et al., 1994] Trudnowski, D. J., Donnelly, M. K., and Hauer, J. F. (1994). A procedure for oscillatory parameter identification. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(4):2049–2055.
- [Utkin, 1977] Utkin, V. I. (1977). Variable structure systems with sliding modes. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 22(2):212–222.
- [Utkin, 1992] Utkin, V. I. (1992). *Sliding modes in control and optimization*. Springer-Verlag, Berlin; New York.

- [Wang et al., 2000] Wang, Y., Tan, Y. L., and Guo, G. (2000). Robust nonlinear coordinated generator excitation and SVC control for power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 22(3):187–195.
- [Young et al., 1988] Young, K. D., Utkin, V. I., and Ozguner, U. (1988). A control engineering’s guide to sliding mode control. *IEEE Transactions on Automatic Control Systems Technology*, 7(3):328–342.
- [Zhang et al., 1999] Zhang, P., Messina, A. R., Coorick, A., and Cory, B. J. (1999). Selection of locations and input signals for multiple SVC damping controllers in large scale power systems. In *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE*, volume 1, pages 667–670 vol.1.
- [Zhou, 1993] Zhou, E. Z. (1993). Application of static VAR compensators to increase power system damping. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(2):655–661.