



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Estudio Comparativo Técnico-Económico de
Controladores FACTS Conexión en
Paralelo”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N:

Silverio Olvera Sumano

Jorge Leopoldo Sosa López

DIRECTOR DE TESIS:
Dr. CÉSAR ANGELES-CAMACHO



MÉXICO D.F. SEPTIEMBRE 2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE	PÁGINA
Agradecimientos.	i
Índice de Figuras.	vi
Índice de Tablas.	x
Glosario de Acrónimos y Variables.	xi
Introducción	xiv
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN.	
1.1 Introducción.	1
1.2 Antecedentes.	4
<ul style="list-style-type: none"> • Principios de Transmisión de Potencia Eléctrica. • Flujo de Potencia en Redes de Transmisión. • Límites de Transmisión. <ul style="list-style-type: none"> a) Restricciones físicas de la línea. b) Límites impuestos por la red. • Control de Potencia Reactiva. • Líneas de Transmisión Descompensadas. <ul style="list-style-type: none"> a) Compensación de Carga. b) Compensación de Sistema. 	
1.3 Objetivo.	10
1.4 Justificación.	11
1.5 Logros.	12
1.6 Descripción del Contenido.	13

CAPÍTULO II

INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE FACTS.

2.1	Introducción.	14
2.2	Principio de Operación.	15
2.3	Tipos de Compensación, Controladores y Parámetros.	17
	a) Compensación Paralelo.	
	b) Compensación Serie.	
	c) Compensación de Ángulo de Fase.	
	d) Compensación Mixta.	
	• Controladores Combinados Serie-Serie.	
	• Controladores Combinados Serie-Paralelo.	
2.4	Importancia de los Diferentes Tipos de Controladores.	22
2.5	Beneficios del Empleo de Dispositivos FACTS.	23
2.6	Estudios para la Implementación de los Controladores FACTS.	24
	a) Estudios de Planeación.	
	b) Análisis de los Estudios.	
	c) Estudios de Diseño.	
	d) Estudios de Operación.	
	e) Fases de la Implementación.	
2.7	Conclusiones.	29

CAPÍTULO III

EL COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR's.

3.1	Introducción.	30
3.2	Antecedentes.	30
3.3	Elementos y Principio de Funcionamiento de un SVC.	32
3.4	Clasificación del SVC.	35
	• Reactor Controlado por Tiristores (TCR).	
	• Reactor Controlado por Tiristores con un Capacitor Fijo (TCR-FC).	
	• Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC).	
	• Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores (TCR-TSC).	
3.5	Curvas de Operación de un SVC.	41
3.6	Propiedades generales de un SVC.	46

3.7 Aplicaciones del SVC.	47
3.8 Conclusiones.	49

CAPÍTULO IV

EL COMPENSADOR ESTÁTICO (STATCOM).

4.1 Introducción.	50
4.2 FACTS Basados en Dispositivos Semiconductores Controlables.	50
4.3 Fuente Conmutada de Voltaje, (VSC).	52
4.4 El Compensador Estático, (STATCOM).	55
4.5 Elementos y Principio de Operación del STATCOM.	56
4.6 Curvas Características de Operación $V-I$ y $V-Q$ del STATCOM.	59
4.7 Aplicaciones.	60
4.8 Conclusiones.	62

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE STATCOM Y SVC.

5.1 Introducción.	64
5.2. Comparación de las Curvas Características $V-I$ y $V-Q$.	64
5.3 Análisis en Estado Estable.	66
5.4 Estabilidad Transitoria.	68
5.5 Tiempo de Respuesta.	71
5.6 Capacidad de Intercambio de Potencia Reactiva.	71
5.7 Tamaño Físico e Instalación.	72
5.8 Simulaciones.	73
<ul style="list-style-type: none"> • Flujos de potencia, Análisis de Estado Estable. • Análisis en Estado Transitorio. <ul style="list-style-type: none"> a) La red sin compensación durante la falla. b) La red compensada con un SVC instalado en el nodo LAGO durante la falla. c) La red compensada con un STATCOM instalado en el nodo LAGO durante la falla. • Perturbaciones dentro de una Red. 	89

a) La red sin compensación durante las perturbaciones.	
b) La red compensada con un SVC instalado en el nodo LAGO durante las perturbaciones.	
c) La red compensada con un STATCOM instalado en el nodo LAGO durante las perturbaciones.	
5.9 Análisis Económico.	105
5.10 Conclusiones.	116

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES FINALES Y TRABAJO FUTURO.

6.1 Conclusiones.	119
6.2 Trabajo a Futuro.	120
Bibliografía.	121

Índice de Figuras.

Figura	Título	Página
Figura 1.1	Modelo simple de dos sistemas.	5
Figura 1.2	Característica de la potencia activa.	5
Figura 1.3	a) Representación de las pérdidas reactivas en un SEP y b) Formas de onda para el circuito.	7
Figura 1.4	a) Línea de transmisión corta y b) Diagrama fasorial.	8
Figura 1.5	a) Sistema compensado b) Diagrama fasorial del sistema compensado.	9
Figura 2.1	Símbolo general para un controlador FACTS.	15
Figura 2.2	Controladores con equipo no convencional de almacenamiento.	16
Figura 2.3	Tipos de compensación empleando tecnología FACTS.	18
Figura 2.4	Símbolo de un controlador paralelo.	18
Figura 2.5	Símbolo de un controlador serie.	19
Figura 2.6	Compensador de ángulo de fase.	20
Figura 2.7	Símbolo de un controlador combinado serie-serie, (IPFC).	21
Figura 2.8	Controlador unificado serie-paralelo (UPFC).	21
Figura 2.9	Curvas características para los diferentes tipos de compensación.	22
Figura 3.1	a) Reactor con interruptor mecánico y b) Capacitor con interruptor mecánico.	30
Figura 3.2	a) Reactor Conmutado por una válvula de Tiristores (TCR), b) Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC).	31
Figura 3.3	Diagrama de conexiones de un SVC.	32
Figura 3.4	Principio de la compensación en paralelo de potencia reactiva.	33
Figura 3.5	Efecto de la compensación en paralelo.	33
Figura 3.6	Filtros armónicos.	35
Figura 3.7	Formas de onda ilustrando el efecto del control del ángulo de disparo del TCR.	36
Figura 3.8	Configuración de seis-pulsos de un TCR.	37
Figura 3.9	Reactor controlado por tiristores con un capacitor fijo.	37

Figura 3.10	Capacitor conmutado por tiristores.	38
Figura 3.11	Configuraciones trifásicas del TSC.	39
Figura 3.12	Configuración general de un SVC tipo TSC-TCR.	40
Figura 3.13	Característica de la compensación estática.	41
Figura 3.14	Comportamiento del SVC en una red.	42
Figura 3.15	Actuación del SVC.	42
Figura 3.16	Comportamiento del SVC ante la salida de un circuito de transmisión.	43
Figura 3.17	Esquemas de conexión del SVC. a) Configuración sin transformador de bajada, b) Configuración con transformador de bajada.	43
Figura 3.18	a) Esquema convencional del SVC sin transformador de bajada; b) Operación característica y c) Comportamiento de la susceptancia total.	44
Figura 3.19	Curva de operación del SVC con transformador de bajada.	46
Figura 3.20	SVC de 420 kV en Sylling, Noruega.	48
Figura 3.21	Banco de capacitores del SVC dentro de la subestación la Horqueta, Venezuela.	48
Figura 4.1	Símbolo general de: a) GTO e b) IGBT.	51
Figura 4.2	VSC trifásico de tres niveles con conmutadores IGBT.	53
Figura 4.3	VSC de seis pulsos.	54
Figura 4.4	Formas de onda para distintas configuraciones de VSC.	54
Figura 4.5	Modulación por ancho de pulso.	55
Figura 4.6	Diagrama unifilar del STATCOM.	56
Figura 4.7	Circuito Equivalente del STATCOM.	57
Figura 4.8	Intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y el sistema de CA.	57
Figura 4.9	Curva característica $V-I$ del STATCOM.	59
Figura 4.10	Característica voltaje-potencia reactiva del STATCOM.	60
Figura 4.11	STATCOM dentro de la subestación Teine, Japón.	61
Figura 4.12	Subestación Sullivan, Tennessee, USA.	62
Figura 5.1	Curvas características $V-I$ del a) STATCOM y b) SVC.	65
Figura 5.2	Curvas características $V-Q$ del a) STATCOM y b) SVC.	66
Figura 5.3	Circuito equivalente del STATCOM.	67

Figura 5.4	SVC visto como una reactancia en paralelo.	67
Figura 5.5	Comparación de la curva característica a) $V-I$ y b) $V-Q$ entre el SVC y STATCOM.	68
Figura 5.6	Potencia transmitida contra el ángulo de transmisión de un sistema de dos máquinas con un STATCOM en un punto medio a), y con un SVC en un punto medio b), obtenidos con valores de VAR diferentes.	79
Figura 5.7	Mejoramiento de estabilidad transitoria logrado con un STATCOM en punto medio a), y SVC en punto medio b) de un valor de VAR dado.	70
Figura 5.8	Intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM con fuente de Almacenamiento de Energía y el Sistema de CA.	72
Figura 5.9	Comparación de instalación física para a) SVC y b) STATCOM.	73
Figura 5.10	Red principal de cinco nodos.	74
Figura 5.11	Flujos de potencia, red simple.	76
Figura 5.12	Flujos de potencia instalando un compensador SVC en la red.	77
Figura 5.13	Flujos de potencia instalando un compensador STATCOM en la red.	78
Figura 5.14	Falla trifásica en el nodo SUR.	79
Figura 5.15	Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica.	80
Figura 5.16	Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica.	81
Figura 5.17	Ángulo del rotor de las máquinas para la falla trifásica.	82
Figura 5.18	Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica con SVC instalado.	83
Figura 5.19	Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica con SVC instalado.	84
Figura 5.20	Ángulo del rotor de las máquinas para la falla trifásica con SVC.	84
Figura 5.21	Operación de SVC durante la falla trifásica.	85
Figura 5.22	Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica con STATCOM instalado.	86
Figura 5.23	Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica con STATCOM instalado.	87

Figura 5.24	Ángulo del rotor de las máquinas para la falla trifásica con STATCOM instalado.	87
Figura 5.25	Operación del STATCOM durante la falla trifásica.	89
Figura 5.26	Voltajes de los nodos durante las perturbaciones.	91
Figura 5.27	Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones.	92
Figura 5.28	Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas.	93
Figura 5.29	Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas.	93
Figura 5.30	Magnitud de voltajes de los nodos durante las perturbaciones conectando el SVC.	94
Figura 5.31	Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones conectando el SVC.	95
Figura 5.32	Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del SVC.	96
Figura 5.33	Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del SVC.	97
Figura 5.34	Magnitud de voltaje en el nodo SVC.	98
Figura 5.35	Potencia reactiva suministrada por el SVC.	99
Figura 5.36	Magnitud de voltajes de los nodos durante las perturbaciones conectando el STATCOM.	100
Figura 5.37	Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones conectando el STATCOM.	100
Figura 5.38	Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del STATCOM.	102
Figura 5.39	Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del STATCOM.	103
Figura 5.40	Magnitud de voltaje en el nodo STATCOM.	104
Figura 5.41	Potencia reactiva suministrada por el STATCOM.	104

Índice de Tablas.

Tabla	Título	Página
Tabla 4.1	Características principales de funcionamiento de los GTO e IGBT convencionales.	52
Tabla 5.1	Caraterísticas principales de los generadores.	74
Tabla 5.2	Características principales de los nodos.	75
Tabla 5.3	Características principales de las líneas.	75
Tabla 5.4	Características principales de las cargas.	75
Tabla 5.5	Caraterísticas principales de los generadores.	89
Tabla 5.6	Características principales de los nodos.	89
Tabla 5.7	Características principales de las líneas.	90
Tabla 5.8	Características principales de las cargas.	90
Tabla 5.9	Perturbaciones a la red.	90
Tabla 5.9.1	Desglose de Precios de un SVC en 400 kV de ± 300 MVAR's.	107
Tabla 5.9.2	Desglose de precios de un STATCOM en 400 kV de ± 300 MVAR's.	111
Tabla 5.9.3	Resumen de precios para un SVC en 400 kV de ± 300 MVAR's.	115
Tabla 5.9.4	Resumen de precios para un STATCOM en 400 kV de ± 300 MVAR's.	116
Tabla 5.10	Resumen técnico-comparativo entre SVC y STATCOM de CIGRE.	117

Glosario de Acrónimos y Variables.

- **Acrónimos.**

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
MW	Mega Watts.
SVC	Static VAR Compensator.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
FP	Flujo de Potencia.
OPF	Flujo de Potencia Óptimo.
PSS/E	Power System Simulator for Engineering.
ASP	Active Server Pages (Software).
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System.
STATCOM	Static Synchronous Compensator.
IEEE-PES	Institute of Electrical and Electronics Engineers – Power Electric Systems.
kV	Kilo Volts.
kA	Kilo Amperes.
GTO	Gate Turn-off Thyristor.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor.
STATCOM/BESS	Static Compensator with Battery Energy Storage Systems.
TCR	Thyristor Controlled Reactor.
TSR	Thyristor Switched Reactor.
TCR-FC	Thyristor Reactor Controlled with Fixed Capacitor.
TSC	Thyristor Switched Capacitor.
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor.
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor.
SSVC	Series Static VAR Compensator.
SSSC	Static Synchronous Series Compensator.
CA	Corriente Alterna.
PAR	Phase Angle Shifter.
TCPST	Thyristor Controller Phase Shift Transformer.
CD	Corriente Directa.
IPFC	Interline Power Flow Controller.
UPFC	Unified Power Flow Controller.
MVA	Mega Volts Amperes.
EPRI	Electric Power Research Institute.
MSR	Mechanical Switch Reactor.
MSC	Mechanical Switch Capacitor.
VAR	Volts Amperes Reactivos.

MVAR	Mega Volts Amperes Reactivos.
ms	Milisegundos.
L	Inductancia.
B	Suceptancia.
Q	Potencia Reactiva.
HVDC	High Voltage Direct Current.
KHz	Kilo Hertz.
VSC	Voltage Source Converter.
PWM	Pulse Width Modulation.
SSC	Static Synchronous Compensator.
μs	Microsegundos.
$^{\circ}$	Grados.
Z	Impedancia.
V	Voltaje.
I	Corriente.

- **Variables.**

V_s	Magnitud de Voltaje del Sistema Emisor.
V_r	Magnitud de voltaje del Sistema Receptor.
δ	Ángulo de Fase entre V_s y V_r (Ángulo de Transmisión o Carga).
X_l	Reactancia Característica de la Línea.
I_X	Magnitud de Corriente Reactiva.
Δ	<i>Incremento de una Variable.</i>
I_L	Corriente de Carga.
I_C	Corriente Capacitiva.
I_{Cmax}	Corriente de Salida Capacitiva Máxima.
α	Ángulo de Encendido, alfa.
β	Ángulo de Apagado, beta.
γ	Ángulo de Conducción, gama.
V_M	Voltaje Medio.
$P_{m\acute{a}x}$	Potencia Máxima.
V_{ref}	Voltaje de Referencia.
X_{eq}	Característica Equivalente del Sistema.
X_{SVC}	Característica del Sistema SVC.
I_{SVC}	Corriente Inyectada por el SVC.
V_{SVC}	Voltaje del SVC.
B_{SVC}	Suceptancia del SVC.
Q_{SVC}	Potencia Reactiva Inyectada por el SVC.
B_{Cn}	Suceptancia de “ n ” Capacitores.
B_{TCR}	Suceptancia del TCR.

B_L	Suceptancia del Reactor
B_σ	Suceptancia del Transformador.
$V_{STATCOM}$	Voltaje a la Salida del Convertidor del STATCOM.
V_T	Voltaje del Sistema.
X	Reactancia de Acoplamiento.
δ	Ángulo entre $V_{STATCOM}$ y V_T
δ_c	Ángulo de Transmisión Crítico.
φ	Angulo de fase entre Voltaje y Corriente.

Introducción

Por décadas el hombre se ha interesado cada vez más por mejorar día con día la calidad, disponibilidad y confiabilidad de los servicios que le brindan mayor comodidad y un mejor nivel de vida, uno de ellos es el caso al que haremos referencia en el presente trabajo de tesis: el suministro de energía eléctrica.

Con el objetivo de lograr mejoras en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), se elaboran diversos estudios, en los cuales se analizan los problemas y limitaciones relacionados con la transmisión de energía eléctrica y las distintas causas que los originan.

Por otro lado, el incremento en la demanda de energía eléctrica continúa aumentando de manera constante: especialmente en países que se encuentran en vías de desarrollo. Sin embargo, debido a las restricciones ambientales, económicas y sociales, los sistemas de transmisión y generación de energía no siempre pueden mantener el acelerado ritmo de crecimiento propio de la demanda. El conseguir los derechos de paso es difícil hoy en día y obtener los permisos de construcción necesarios requiere de mucho tiempo. Además, la implementación de líneas de transmisión y/o plantas de generación implica destinar recursos económicos, que bien podrían, ser invertidos en proyectos de distinta índole.

Según el “*North American Electric Reliability Corp*”, se espera que la demanda de energía crezca dos veces más rápido que la capacidad que pueda ser instalada en los próximos años. Para América del Norte los picos de demanda de electricidad están pronosticados para aumentar a casi un 18% (135 000 MW) en los próximos 10 años, mientras tanto, los proyectos y recursos para satisfacer la demanda, incluyendo los programas de respuesta a la demanda, son estimados para aumentar tan solo 8.5% (77 000 MW). [1]

Otro factor que afecta el balance de demanda-generación es que en la actualidad, el mercado energético ha sufrido procesos de reestructuración. La planeación y operación del sector eléctrico ha dado paso a estructuras de mercado competitivas en cada uno de los sectores en que se dividen los sistemas eléctricos de potencia: hoy en día existen países con mercados en generación, transmisión, distribución y comercialización.

La meta final de los sistemas eléctricos con diferentes niveles de mercado es, permitir un intercambio eficiente y no discriminatorio de energía entre generadores y consumidores, minimizando pérdidas y maximizando la capacidad de transporte de energía, permitiendo entregar a los usuarios finales una energía confiable y de alta calidad a un razonable costo.

Temas muy importantes, como interconexiones con otros países habían quedado fuera de las agendas del desarrollo energético por ausencia de proyectos rentables, mientras que a la par temas como el de la calidad y seguridad de suministro no eran tomados en cuenta como medios que entregasen señales adecuadas de inversión a capitales privados.

La energía además debe cumplir con parámetros básicos de calidad y confiabilidad. Para alcanzar estos niveles se requiere de importantes cambios tecnológicos y en la actualidad el sector eléctrico se encuentra en un proceso de reestructuración, donde se consideran temas como: la integración de energías renovables, optimización de los sistemas existentes, la regulación de tarifas en transmisión y distribución, reglamentos de interconexión; destacando en parte lo importante que resulta ser la red de transmisión en la creación de factores que fomenten la competencia y a su vez la calidad del servicio eléctrico.

En México, la red eléctrica ha evolucionado incorporando nuevas tecnologías que han permitido la modernización de su red eléctrica. Estos avances comenzaron en el año 1982 con la instalación de los primeros Compensadores Estáticos de VAR's (SVC) dentro de la subestación Temascal en el estado de Oaxaca y en el estado de Chihuahua dentro de la subestación de Santa Ana.[2].

A nivel nacional, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es el organismo descentralizado encargado y responsable de la planeación, operación y modernización de los sistemas eléctricos mediante la Subdirección de Programación: Generación, Transmisión y Sub transmisión. [2]

Una de las áreas más beneficiadas con los avances tecnológicos es sin lugar a dudas la transmisión de energía. Los operadores buscan formas de optimizar el uso de las líneas de transmisión existentes.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción.

Durante décadas el hombre se ha interesado cada vez más por mejorar día con día la calidad, disponibilidad y confiabilidad de los servicios que le brindan mayor comodidad y un mejor nivel de vida, uno de ellos es el caso al que haremos referencia en el presente trabajo de tesis: el suministro de energía eléctrica.

Con el único y primordial objetivo de lograr mejoras en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), se elaboran diversos estudios, en los cuales se analizan los problemas y limitaciones relacionados con la transmisión de energía eléctrica y las distintas causas que los originan.

Por otro lado, el incremento en la demanda de energía eléctrica continúa aumentando de manera constante: especialmente en países que se encuentran en vías de desarrollo. Sin embargo, debido a las restricciones ambientales, económicas y sociales, los sistemas de transmisión y generación de energía no siempre pueden mantener el acelerado ritmo de crecimiento propio de la demanda. El conseguir los derechos de paso es difícil hoy en día y obtener los permisos de construcción necesarios requiere de mucho tiempo. Además, la implementación de líneas de transmisión y/o plantas de generación implica destinar recursos económicos, que bien podrían, ser invertidos en proyectos de distinta índole.

Según el “*North American Electric Reliability Corp*”, se espera que la demanda de energía crezca dos veces más rápido que la capacidad que pueda ser instalada en los próximos años. Para América del Norte los picos de demanda de electricidad están pronosticados para aumentar a casi un 18% (135 000 MW) en los próximos 10 años, mientras tanto, los proyectos y recursos para satisfacer la demanda, incluyendo los programas de respuesta a la demanda, son estimados para aumentar tan solo 8.5% (77 000 MW). [1]

Otro factor que afecta el balance de demanda-generación es que en la actualidad, el mercado energético ha sufrido procesos de reestructuración. La planeación y operación del sector eléctrico ha dado paso a estructuras de mercado competitivas en

cada uno de los sectores en que se dividen los sistemas eléctricos de potencia: hoy en día existen países con mercados en generación, transmisión, distribución y comercialización.

La meta final de los sistemas eléctricos con diferentes niveles de mercado es, permitir un intercambio eficiente y no discriminatorio de energía entre generadores y consumidores, minimizando pérdidas y maximizando la capacidad de transporte de energía, permitiendo entregar a los usuarios finales una energía confiable y de alta calidad a un razonable costo.

Temas muy importantes, como interconexiones con otros países habían quedado fuera de las agendas del desarrollo energético por ausencia de proyectos rentables, mientras que a la par temas como el de la calidad y seguridad de suministro no eran tomados en cuenta como medios que entregasen señales adecuadas de inversión a capitales privados.

La energía además debe cumplir con parámetros básicos de calidad y confiabilidad. Para alcanzar estos niveles se requiere de importantes cambios tecnológicos y en la actualidad el sector eléctrico se encuentra en un proceso de reestructuración, donde se consideran temas como: la integración de energías renovables, optimización de los sistemas existentes, la regulación de tarifas en transmisión y distribución, reglamentos de interconexión; destacando en parte lo importante que resulta ser la red de transmisión en la creación de factores que fomenten la competencia y a su vez la calidad del servicio eléctrico.

En México, la red eléctrica ha evolucionado incorporando nuevas tecnologías que han permitido la modernización de su red eléctrica. Estos avances comenzaron en el año 1982 con la instalación de los primeros Compensadores Estáticos de VAR's (SVC) dentro de la subestación Temascal en el estado de Oaxaca y en el estado de Chihuahua dentro de la subestación de Santa Ana.[2].

A nivel nacional, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es el organismo descentralizado encargado y responsable de la planeación, operación y modernización de los sistemas eléctricos mediante la Subdirección de Programación: Generación, Transmisión y Sub transmisión. [2]

Una de las áreas más beneficiadas con los avances tecnológicos es sin lugar a dudas la transmisión de energía. Los operadores buscan formas de optimizar el uso de las

líneas de transmisión existentes, para lo cual se requiere especial atención en dos sectores:

- a) En primer lugar, hay una necesidad de mejorar la estabilidad tanto en régimen permanente como en régimen transitorio de las líneas de gran longitud.

Las líneas de transmisión no pueden transportar un alto flujo de corriente sin exceder sus límites térmicos. Las medidas que se han tomado para mejorar la estabilidad durante y después de una falla de la línea pueden mejorar la fiabilidad del sistema.

- b) En segundo lugar, es necesario mejorar el flujo de potencia en redes estrechamente interconectadas, ya que el flujo natural de potencia resultante no es necesariamente el flujo para el cual son mínimas las pérdidas de transmisión.

En la planeación de una red de transmisión se desarrolla una variada gama de métodos de optimización que incorporan herramientas de análisis tanto en estado estable como transitorio, entre los más relevantes encontramos:

- Análisis de flujo de potencia (FP).
- Análisis de flujo de potencia óptimo (OPF).
- Análisis de cortocircuito y confiabilidad.
- Análisis de fallas.
- Análisis de armónicos.
- Análisis de estabilidad transitoria.
- Análisis de estabilidad de tensión.
- Análisis de coordinación de protecciones.
- Análisis de arranque de motores.
- Análisis de estabilidad en pequeña señal.
- Análisis de capacidad de transmisión disponible.
- Análisis del efecto de la potencia activa y reactiva en el voltaje.

Uno de los estudios más empleado para la planeación y operación de un sistema eléctrico es el análisis de flujos de potencia, el cual supone que el sistema opera en un equilibrio entre potencia generada y potencia demandada, pudiendo ser descrito

por un conjunto de ecuaciones algebraicas y métodos numéricos que determinan las variables del estado de equilibrio o régimen permanente. En el caso del flujo de potencia estas ecuaciones se resuelven mediante métodos iterativos tales como Newton-Raphson y Gauss-Seidel, los cuales pueden ser implementados en algún modelo de programación para obtener los valores de interés o bien podemos emplear software comercial tales como: PSS[®]E, NEPLAN[®], ASP[®], EDSA, entre otros, para determinar las direcciones de flujo y los parámetros de las redes.

Las herramientas de análisis deben ser capaces de incorporar condiciones cambiantes de desarrollo, tales como nuevos modelos de diseño y mercado, así como la aparición e implementación de nuevos equipos capaces de mejorar la operación de los SEP's. Una de las tecnologías emergentes y usadas para optimizar y modernizar un sistema eléctrico son los denominados Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS). [4,7]

Los equipos FACTS permiten lograr una máxima utilización del sistema de transmisión, minimizando pérdidas y maximizando la capacidad de transmisión de energía, además de generar externalidades que pueden ser consideradas como señales económicas de inversión, tales como la realización de contratos sin afectar a terceros, manejo de interconexiones y criterios de calidad y seguridad de servicio.

Los FACTS, son equipos basados en sistemas de control, electrónica de potencia, equipos computacionales, telecomunicaciones y equipos de compensación tradicional (transformadores, reactores, bancos de capacitores), que actúan directamente sobre uno o más de los parámetros propios de la red de transmisión, permitiendo un control del flujo potencia tanto activa como reactiva en distinto grado según las características del equipo, lo cual será tratado más adelante.

1.2 Antecedentes.

- **Principios de Transmisión de Potencia Eléctrica.**

A pesar de la naturaleza compleja de un sistema de potencia actual, las relaciones básicas de la transmisión de potencia pueden ser derivadas mediante un simple modelo de dos sistemas, en el cual un sistema en el extremo emisor es interconectado mediante una línea de transmisión con el sistema en el extremo receptor [4], ver Figura 1.1.

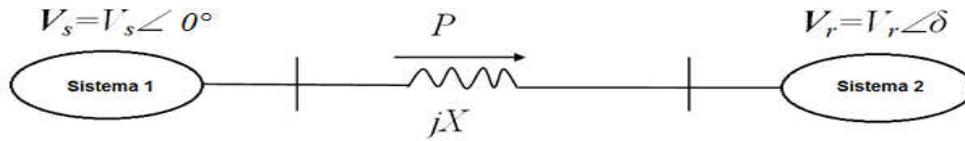


Figura 1.1 Modelo simple de dos sistemas.

En donde:

V_s , es la magnitud del voltaje del sistema emisor.

V_r , es la magnitud del voltaje del sistema receptor.

δ , es el ángulo de fase entre V_s y V_r (ángulo de transmisión o carga).

X , es la reactancia de la línea que conecta ambos sistemas.

La potencia activa transmitida por la línea del sistema de envío al de recepción es:

$$\text{—} \quad (1.1)$$

La Figura 1.2 muestra la curva obtenida de la ecuación (1.1). Observando la Figura 1.2 es evidente que la máxima transferencia de potencia en estado estable ocurre cuando $\delta = \pi/2$.

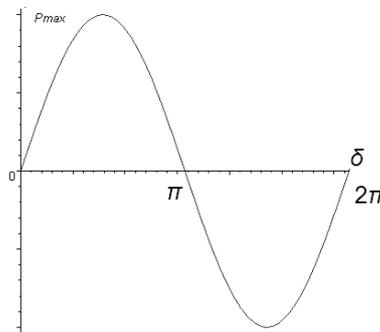


Figura 1.2 Característica de la potencia activa.

La siguiente ecuación determina el límite máximo de transmisión de potencia de la línea para estado estable.

$$\text{—} \quad (1.2)$$

- **Flujo de Potencia en Redes de Transmisión.**

En los sistemas de potencia de CA, la generación y carga deben ser equilibradas en todo momento.

Se sabe que la potencia transmisible en estado estable puede ser aumentada y que el perfil de voltaje, a lo largo de la línea, puede ser controlado mediante una apropiada compensación e incluso se puede mantener constante. El propósito de esta compensación es el de cambiar las características eléctricas naturales de la línea para hacerla controlable y regular los flujos de potencia sobre ella.

Cuando la potencia generada es la adecuada, los flujos de potencia activa serán de las áreas de generación hacia las áreas de demanda, y fluye a través de todos los caminos disponibles que generalmente incluyen líneas de alto y medio voltaje. Lo anterior ocasiona flujos indeseados que incrementan las pérdidas.

Los sistemas de potencia están expuestos a varias perturbaciones tales como incrementos y/o decrementos de cargas, fallas en las líneas, equipos y maniobras, las cuales pueden causar cambios repentinos en el balance de la potencia activa del sistema y la consecuente aceleración y desaceleración de ciertas máquinas.

La capacidad del sistema para recobrase de estas perturbaciones y regresar al estado estable bajo condiciones de contingencia, se convierte en un criterio básico de diseño y operación para la capacidad de transmisión. Esta capacidad es usualmente caracterizada por la estabilidad transitoria y dinámica del sistema. Un sistema de transmisión es *transitoriamente estable* si puede volver a una operación normal después de una perturbación importante. Similarmente el sistema es *dinámicamente estable* si es capaz de recobrase de una perturbación menor. La *estabilidad dinámica* indica la característica de amortiguamiento del sistema. Una *inestabilidad dinámica* significa que una perturbación menor puede llevar a oscilaciones de potencia crecientes y a una eventual pérdida de sincronismo. [6]

- **Límites de Transmisión.**

La capacidad de transferencia de energía está sujeta a un número de factores que alteran la operación de los sistemas de potencia, las condiciones atmosféricas, el material, el tamaño y disposición geométrica de los conductores, son algunos de ellos, estas pueden ser clasificadas de forma general en general:

- a) Restricciones físicas de la línea: La principal limitación física de la línea es la impuesta por sus propios límites térmicos.

b) Límites impuestos por la red: En el caso de líneas largas, dos tipos de límites tienen que ser considerados: los de estado estable y transitorio. El límite de estado estable, como su nombre lo dice, se debe a las restricciones en la operación en estado estable. Los límites de transitorios por otro lado, son impuestos por la habilidad del sistema a recobrase de una perturbación. [6]

• **Control de Potencia Reactiva.**

A modo de explicación se presenta la Figura 1.3a) donde el circuito mostrado representa una impedancia Z con un determinado ángulo ϕ , el cual implica un atraso o adelanto de la corriente respecto al voltaje, esto dependerá del tipo de carga que sea conectada, es decir capacitiva o inductiva, lo cual es reflejado en la gráfica de la Figura 1.3b). Si consideramos una carga puramente resistiva, el fasor de voltaje y corriente se encontrarán en todo momento en fase ($\phi=0^\circ$), es por ello que un valor $\phi \neq 0^\circ$, implica la presencia de impedancias capacitivas y/o inductivas, las cuales representan un consumo o generación de potencia reactiva.

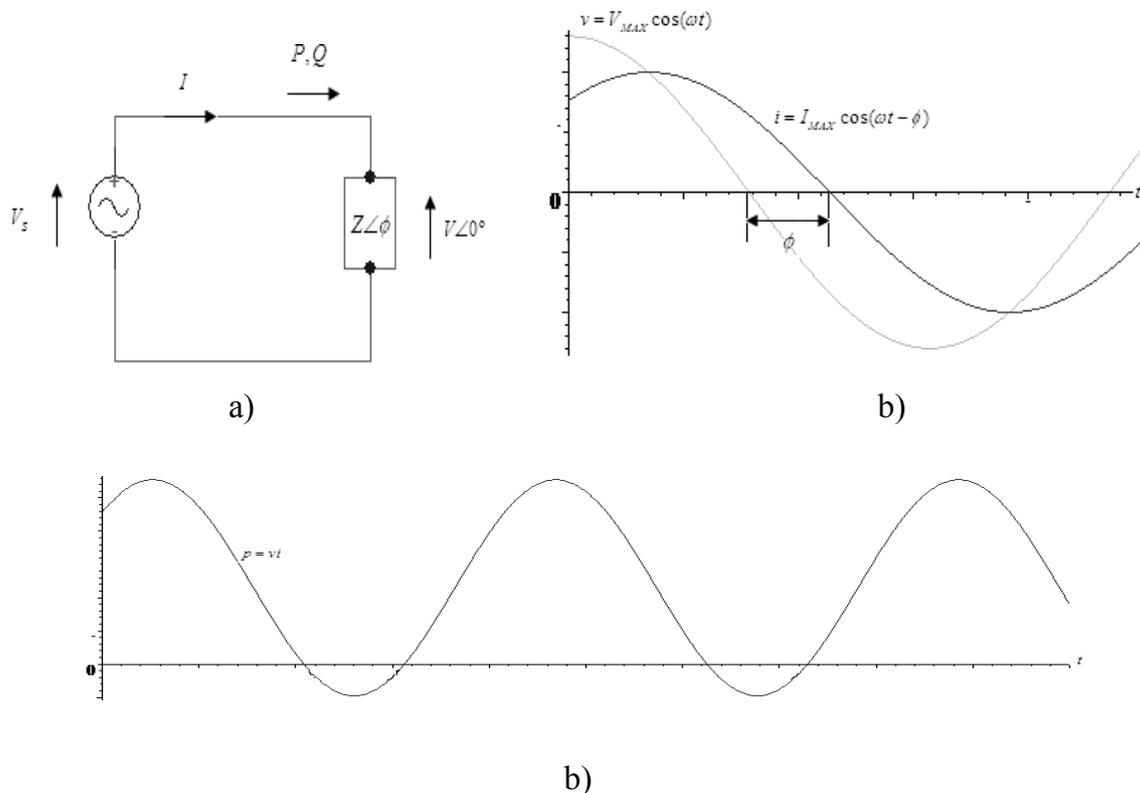


Figura 1.3 a) Representación de las pérdidas reactivas en un SEP y b) Formas de onda de voltaje, corriente y potencia para el circuito.

La energía consumida para producir los distintos campos magnéticos propios de los equipos tales como motores, transformadores y generadores que componen una red de transmisión, representan dichas pérdidas de tipo reactivo y son conocidas como pérdidas magnéticas o pérdidas por consumo de potencia reactiva [7].

- **Líneas de Transmisión Descompensadas.**

En la Figura 1.4 se considera un caso simple, una línea de transmisión corta, con su impedancia propia conectada a una fuente y para simplificar la línea, ésta solamente tendrá reactancia de tipo inductiva, en el siguiente esquema se muestran los parámetros a) y el diagrama fasorial b), donde aparecen las relaciones entre voltajes y corrientes.

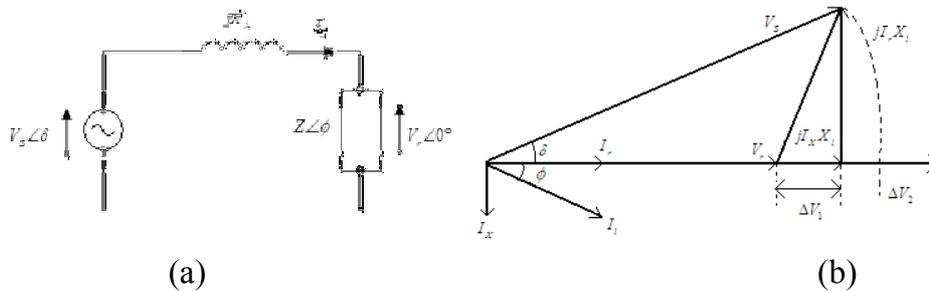


Figura 1.4 a) Línea de transmisión corta y b) Diagrama fasorial.

Del análisis del diagrama fasorial es claro que se presentan pérdidas entre el voltaje enviado desde la fuente V_s y el voltaje recibido en V_r , ó también se puede considerar como una variación de magnitud donde se crea una diferencia de fase. La parte más significativa de la caída de voltaje en la línea, está determinada por la componente reactiva I_x ($\Delta V_1 = j I_x \bar{X}_l$).

Para mantener el voltaje en cualquier punto en la red a un valor cercano al de la fuente se pueden realizar las siguientes dos acciones:

a) Compensación de Carga.

Es posible compensar la componente reactiva de la corriente agregando una carga capacitiva de tal modo que $I_c = -I_x$, esto hace que el factor de potencia se vuelva unitario y de este modo se elimina la caída de voltaje ya que se presenta la ausencia

de la componente reactiva I_x . Así el valor en magnitud de V_r es más cercano al de V_s . Hay que aclarar que la utilización de la compensación de carga no elimina totalmente la caída de voltaje, solo la reduce.

b) Compensación de Sistema.

Para regular el valor de voltaje que se recibe al final de la línea, con el voltaje nominal de la misma es muy útil la instalación de algún tipo de compensador de potencia reactiva y/o activa, tal como se muestra en la Figura 1.5a). Este compensador proporciona formas de onda de potencia reactiva para vencer ambas componentes de caída de voltaje ΔV_1 y ΔV_2 como consecuencia de la corriente de carga I_l por la reactancia de la línea X_l , para compensar ΔV_2 , se suministra una corriente capacitiva ΔI_c con un valor más alto que I_c para compensar I_x . Cuando $\Delta \bar{I}_c X_l = \Delta V_2$, el voltaje que se recibe al final de la línea, es decir V_r , es igual al voltaje al principio de la línea V_s , tal como lo muestra el diagrama fasorial, de la Figura 1.5b).

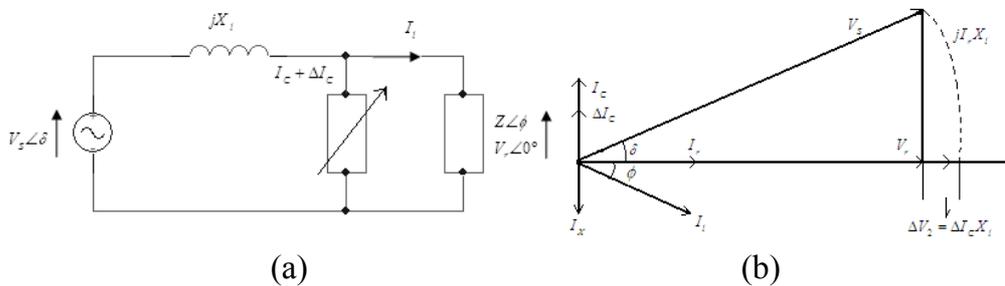


Figura 1.5 a) Compensación de sistema b) Diagrama fasorial del sistema compensado.

Si se considera que la compensación se realiza en el punto medio del sistema, entonces ante cargas bajas la línea de transmisión es sobre compensada. El incremento de voltaje a lo largo de la reactancia serie es mayor que la caída de voltaje debida a la corriente de carga; como resultado, el voltaje de línea se incrementa alcanzando su máximo en el punto medio. Este exceso de corriente de carga también fluye a través de los extremos emisor y receptor forzándolos a absorber la correspondiente potencia reactiva (capacitiva).

Ante cargas mayores que la impedancia la línea está sub-compensada, esto es, que el incremento del voltaje resultante de la capacitancia en derivación es insuficiente para cancelar la caída de voltaje a lo largo de la reactancia serie de la línea debida a la corriente de carga. Por lo tanto el voltaje a lo largo de la línea disminuye, alcanzando su mínimo en el punto medio, en este caso la demanda de potencia reactiva de la red (inductiva) debe ser suministrada por los sistemas en los extremos emisor y receptor.

Los compensadores son utilizados e instalados por las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica para asegurar la calidad de suministro para sus clientes [8]. Los dispositivos convencionales más empleados para cumplir dicho objetivo son los bancos de capacitores y reactores conmutados mecánicamente.

1.3 Objetivos.

- El objetivo fundamental de este trabajo de tesis es realizar un estudio comparativo técnico-económico de dos tipos de compensadores en paralelo, pertenecientes a la familia de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna. Además se busca establecer los posibles beneficios que brindan como una de las alternativas a compensadores convencionales, para mejorar la transmisión de potencia en un sistema eléctrico.
- Presentar el modelo matemático en estado estable y a frecuencia fundamental de ambos controladores FACTS (SVC y STATCOM), contemplando específicamente las ventajas y desventajas tanto técnicas como económicas con ejemplos puntuales. De este modo se han elegido niveles representativos de modelación, lo que entrega una visión bastante equilibrada de la dificultad del tema.
- Estudio y análisis de los modelos y el comportamiento de ambos controladores mediante el software NEPLAN[®].
- Elaborar un análisis económico desglosado para cada uno de estos compensadores, considerando los aspectos más determinantes en la implementación de un proyecto.

1.4 Justificación.

Se realizó un estudio para dos equipos que pertenecen a la conocida familia de controladores FACTS. Los equipos que serán estudiados y analizados son los compensadores en conexión paralelo: Compensador Estático Síncrono (STATCOM) y el Compensador Estático de VAR's (SVC), destacando que las razones para su elección fueron las siguientes:

- El compensador estático de VAR's (SVC) representa el principio del desarrollo de la tecnología FACTS, siendo un equipo bastante sencillo para modelar y el único dispositivo de esta tecnología instalado en la red eléctrica mexicana.
- Por otro lado el STATCOM representa una significativa evolución desde el punto de vista técnico-funcional.
- Del mismo modo consideraremos de una forma breve y concisa el que quizá sea el factor más importante en la toma de una decisión, el aspecto económico.
- Desde el punto de vista del análisis estacionario, ambos equipos permiten reflejar todas las posibilidades que ofrecen en el control de tensión y en el control de flujos, siendo bastante representativos para tales efectos.
- Por último, existe experiencia internacional con respecto a la utilización de estos dos equipos, por lo que este estudio adquiere, además de una connotación académica, otra también práctica y con una visión a futuro dentro del ámbito de factibilidad para la introducción de estos equipos en el sistema eléctrico nacional.

1.5 Logros.

En el presente trabajo de tesis se ha logrado cumplir con los objetivos antes mencionados, los cuales en pocas palabras son mostrar las características, funcionamiento y beneficios que aportan los controladores estudiados dentro de un sistema eléctrico de potencia, incidiendo de manera puntual en las ventajas y desventajas de los equipos SVC y STATCOM, con ayuda del software NEPLAN[®]

se logró simular una red de cinco nodos la cual sirvió como red de prueba y donde se han analizado y se han comparado las respuestas de cada uno de los controladores frente a fenómenos tanto en estado estable, (en donde se hizo uso del concepto de flujos de potencia), como es estado transitorio para una serie de perturbaciones.

De manera simple se ha podido comprobar que la incorporación adecuada de los equipos FACTS a una red de transmisión de energía eléctrica y bajo el concepto de flujos de potencia, el STATCOM en particular ofrece un comportamiento superior respecto a un determinado caso base optimizando el sistema. Por otro lado, en estado transitorio se confirma que cuando ocurre una falla o que cuando se presentan distintas perturbaciones en el sistema el STATCOM tiene una respuesta mucho mejor a lo que se obtiene con el SVC.

De igual manera, con un propósito comparativo se añaden tablas que muestran un breve resumen detallado de costos estimados, mostrando todas y cada una de las especificaciones para la implementación de cada compensador.

Pero sin duda, el logro primordial que se ha obtenido es evidenciar la eficacia que tienen los compensadores FACTS, en particular los dispositivos aquí estudiados, demuestran que son una alternativa a métodos convencionales de compensación para el mejoramiento de los sistemas eléctricos y permitir que estos puedan ser explotados al máximo reforzando la construcción de líneas de transmisión y/o plantas de generación. Por otro lado también incrementa de manera indirecta la fiabilidad de los sistemas de transmisión.

Como otro logro a mencionar es la elaboración y presentación de documentos técnicos en congresos o revistas, que se espera emane de los resultados obtenidos del presente trabajo de investigación destacando,

- “*Estudio Comparativo Técnico-Económico de Controladores FACTS en Conexión Paralelo*”. A ser enviado a la revista *Ingeniería Investigación y Tecnología*. Publicada por la Facultad de Ingeniería de la UNAM

1.6 Descripción del Contenido.

El presente trabajo de tesis se encuentra distribuido en 6 Capítulos que comprenden la descripción, modelado y análisis de todas y cada una de las funciones de dichos controladores, las simulaciones y los resultados obtenidos.

El Capítulo I introduce el tema y describe objetivos, metodología y logros del proyecto de tesis.

El Capítulo II, da una descripción general de los controladores FACTS, como son sus principios básicos de operación y sus características técnicas, así como todas las consideraciones que se tienen que hacer para su implementación en un sistema eléctrico de potencia.

En el Capítulo III, muestra a detalle el principio básico de operación del controlador SVC, los elementos que lo conforman y sus curvas características de operación.

El Capítulo IV presenta el principio básico y curvas características de operación así como los elementos que conforman al controlador STATCOM.

En el Capítulo V se realiza un análisis puntual y comparativo sobre las cualidades técnicas y económicas de los controladores en estudio.

El Capítulo VI incluye las conclusiones y un panorama con visión a trabajo futuro.

CAPÍTULO II

INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE FACTS.

2.1 Introducción.

Debido a que en la actualidad no todos los sistemas de potencia son controlados de manera automática se puede decir que la capacidad de respuesta de dichos sistemas es lenta y genera altos costos de mantenimiento, por lo tanto son inflexibles y poco controlables. A pesar de estas limitantes, los ingenieros, operadores y proyectistas trabajan en conjunto empleando una variada gama de ingeniosas técnicas para hacer que los sistemas trabajen eficientemente, pero a un precio que implica una mayor inversión en infraestructura y más gastos de operación.

En años recientes la demanda de transmisión de energía continua aumentando, por lo cual se ha presentado la necesidad de buscar nuevas formas de optimizar la capacidad de los sistemas de transmisión existentes, manteniendo los niveles de seguridad y estabilidad dentro de los márgenes preestablecidos. Una de las posibilidades que se tienen para lograr lo anterior son los controladores basados en electrónica de potencia, los cuales han demostrado ser sustitutos potenciales de las soluciones convencionales basadas en elementos electromecánicos. A pesar de que los primeros son más costosos, ofrecen un gran número de funciones de control que no pueden ser logrados con equipos tradicionales.

Las definiciones precisas dadas por el Capítulo de Potencia del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE-PES, USA), [3], para esta tecnología es:

- Flexibilidad de Transmisión de la Potencia Eléctrica :

Es la habilidad de acomodar y reajustar los cambios en el sistema de transmisión eléctrico o en las condiciones operativas, mientras se mantiene suficiente margen de estabilidad transitoria y de régimen permanente.

- Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS) :

Son sistemas de transmisión de corriente alterna basados en dispositivos de electrónica de potencia cuyas técnicas de control aumentan la controlabilidad e

incrementan la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas eléctricos de potencia. A estos dispositivos se les denomina Controladores FACTS y son representados tal y como se muestra en la Figura 2.1

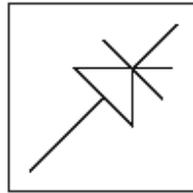


Figura 2.1 Símbolo general para un controlador FACTS.

Como se mencionó, la tecnología FACTS hace uso de los últimos avances de la electrónica de potencia en alto-voltaje y alta-corriente para lograr un control efectivo de los parámetros de un sistema eléctrico (ej. potencia y voltaje). Estos dispositivos permiten resolver algunas de las dificultades más comunes en un SEP, permitiendo a las empresas optimizar el uso de los recursos de transmisión y reforzar la confiabilidad de la red.

Lo que resulta interesante es que los dispositivos basados en este concepto abren una nueva oportunidad para controlar la potencia transmitida, haciendo que una línea pueda incrementar su capacidad de conducción aproximándose a su límite térmico y de esta manera aumentar las capacidades de transmisión tanto en condiciones de operación normales como de contingencias. Estas oportunidades aumentan cuando se tiene la habilidad para controlar los parámetros que rigen la operación de los sistemas de transmisión, los cuales serán tratados posteriormente.

FACTS son una más de las herramientas usadas en el diseño y operación de un SEP y representan una tecnología alternativa y no substituye uno a uno los actuales conmutadores mecánicos o la construcción de nuevas líneas y plantas de generación.

2.2 Principio de Operación.

Los equipos FACTS se desarrollan a partir de una combinación de equipos convencionales, es decir; transformadores, capacitores, reactores, elementos semiconductores de alta potencia, microelectrónica y equipos de telecomunicaciones, lo que posibilita una operación coordinada y de mayor flexibilidad en los distintos dispositivos presentes en el sistema.

Capítulo II Introducción al concepto de FACTS

La motivación para la creación de nuevos equipos FACTS es la de tener sistemas capaces de transportar mayor potencia y así dar un uso más eficiente a la energía proporcionada por las plantas generadoras. Un factor determinante en la aparición y evolución de los controladores fue el desarrollo de la electrónica de potencia; en especial la de los tiristores, algunos de los cuales poseen una habilidad de bloqueo de más de 10 kV y una capacidad de conducción por sobre los 5kA. Los llamados GTO (Gate Turn-off Thyristor) e IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) son un ejemplo de estos semiconductores, los cuales ofrecen ventajas adicionales, como el control de encendido y apagado.

La combinación con los métodos de control y los recursos computacionales ha facilitado el perfeccionamiento de los compensadores, lo que permite controlar de forma dinámica el parámetro a ser compensado en la red [4]. Esto se logra con el óptimo control de los ángulos de encendido alfa (α), el ángulo de apagado beta (β) y el ángulo de conducción gama (γ) propios de los tiristores, los cuales deben ser considerados en el diseño de los controladores, el cual dependerá definitivamente de parámetros de la red donde se pretende instalar.

Otra posibilidad que poseen estos equipos es la utilización de fuentes de almacenamiento de energía no convencionales, como medio para interactuar activamente inyectando potencia activa como se ilustra en la Figura 2.2.

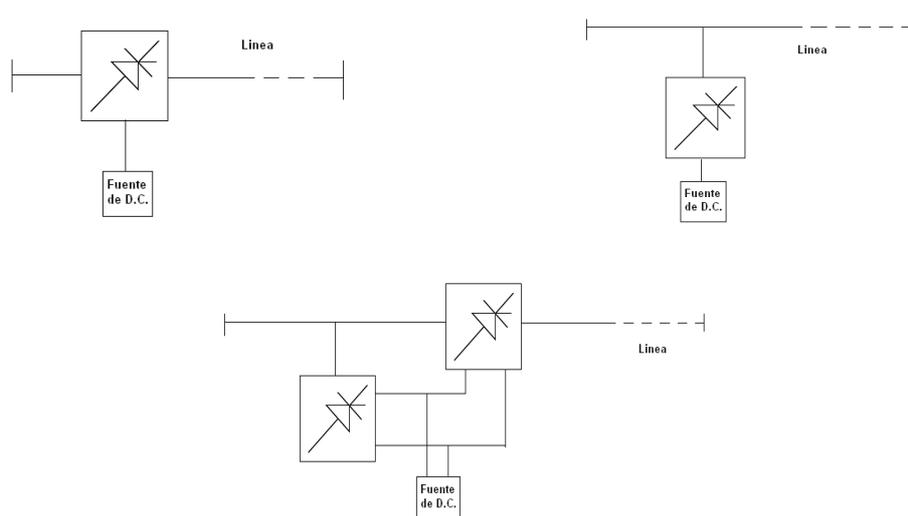


Figura 2.2 Controladores con equipo no convencional de almacenamiento.

En la actualidad podemos encontrar un ejemplo de ésta tecnología en el denominado: STATCOM/BESS. [5]

Los beneficios de añadir generación de potencia activa al controlador son muy significativos. Un controlador de este tipo es mucho más efectivo para el control del sistema dinámico en comparación con los controladores sin respaldo de energía.

2.3 Tipos de Compensación, Controladores y Parámetros.

Los controladores FACTS proporcionan un control directo y un manejo de los parámetros que se encuentran directamente interrelacionados dentro de las líneas de transmisión tales como: la impedancia en serie, la impedancia en derivación, la corriente, el voltaje, el ángulo de fase y el amortiguamiento de las oscilaciones a frecuencias distintas de la frecuencia nominal.

La base tecnológica de estos dispositivos no es un simple interruptor de alta potencia que conecta o desconecta un determinado elemento activo, sino un conjunto de controladores, los cuales pueden ser activados individualmente o en coordinación con otros para controlar uno o más de los parámetros del sistema.

Una buena elección del controlador FACTS se deriva primordialmente de las limitaciones, características y parámetros específicos de una línea de transmisión, puesto que todos los controladores FACTS están basados en una tecnología similar, de este modo la adecuada implementación del compensador depende propiamente del sistema en el cual ha de ser instalado.

En general, la compensación de los controladores FACTS puede ser dividida en cuatro categorías [4], considerando el tipo de conexión y los parámetros sobre los cuales se tiene control, como se aprecia en la Figura 2.3, donde de manera esquemática se observa una interconexión entre dos sistemas y la potencia activa transmitida entre ellos es definida por la ecuación:

$$P = \frac{V_s V_r}{X} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.1)$$

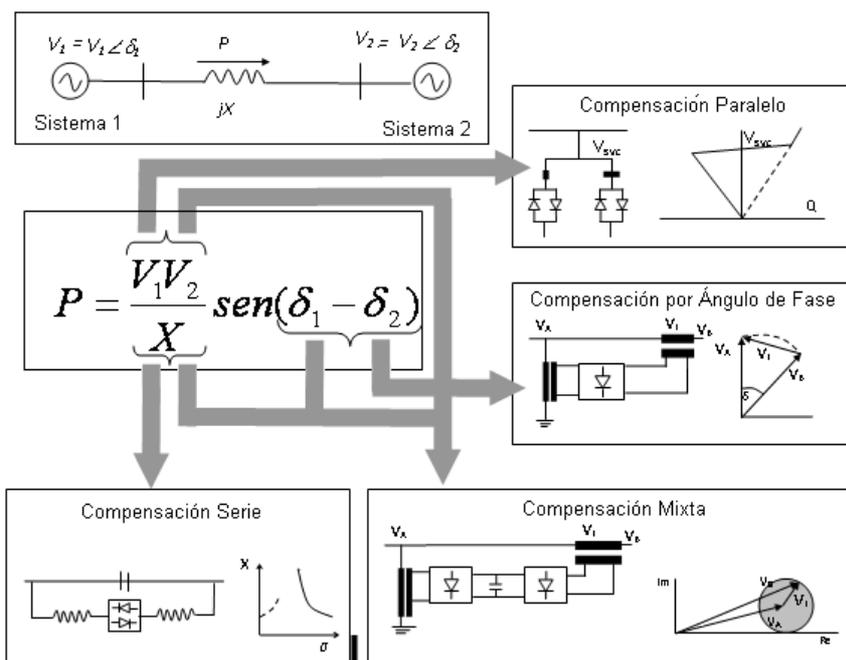


Figura 2.3 Tipos de compensación empleando tecnología FACTS.

a) Compensación en Paralelo:

En este tipo de compensación se conecta un compensador en paralelo con la línea, Figura 2.4, cuya función es manipular la magnitud de los voltajes en los extremos emisor y/o receptor. Esto se logra inyectando una corriente al sistema en el punto de conexión, se puede implementar variando una impedancia, una fuente de voltaje o una fuente de corriente, todos conectados en paralelo. Siempre que la corriente inyectada esté en cuadratura con el voltaje de línea, el compensador en derivación, o también conocido como compensador “shunt”, sólo suministrará o consumirá potencia reactiva.

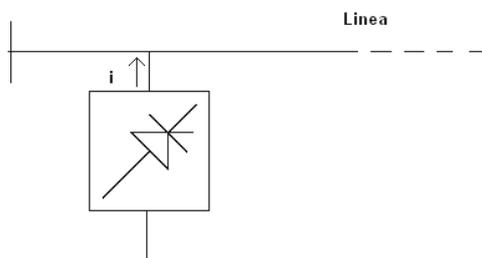


Figura 2.4 Símbolo de un controlador paralelo.

Los controladores usados para la compensación en paralelo son los siguientes:

- Reactor Controlado por Tiristor (TCR, Thyristor Controlled Reactor).
- Reactor Conmutado por Tiristor (TSR, Thyristor Switched Reactor).
- Reactor Controlado por Tiristores con Capacitor Fijo (TCR-FC Thyristor Reactor Controlled with Fixed Capacitor)
- Capacitor Conmutado por Tiristor (TSC, Thyristor Switched Capacitor).
- Compensador Estático de VAR (SVC, Static VAR Compensator),
- Compensador Estático (STATCOM, Static Compensator).
- Limitador de Voltaje Controlado por Tiristor.

b) Compensación Serie.

En principio, un compensador conectado en serie con la línea, tal como se muestra en la Figura 2.5, inyecta un voltaje en cuadratura respecto a la corriente. De igual forma la impedancia variable multiplicada por su flujo de corriente representa un voltaje aplicado en serie en la línea. Siempre que el voltaje sea perpendicular con la corriente de línea, el compensador serie suministra o consume sólo potencia reactiva. En consecuencia, el compensador serie podría ser una impedancia variable, (ej. un capacitor o un reactor), o una fuente de voltaje.

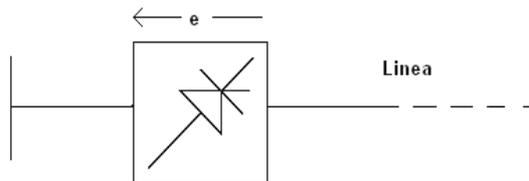


Figura 2.5 Símbolo de un controlador serie.

Algunos compensadores que realizan este tipo de compensación son los siguientes:

- Capacitor Serie Conmutado por Tiristor (TSSC, Thyristor Switched Series Capacitor).
- Capacitor Serie Controlado por Tiristor (TCSC, de Thyristor Controlled Series Capacitor).
- Compensador Estático de VAR en Serie (SSVC, Series Static VAR Compensator).

- Compensador Estático Síncrono en Serie (SSSC, Static Synchronous Series Compensator).
- Regulador de Voltaje Controlado por Tiristor con cambio de TAP.

c) Compensación de Ángulo de Fase.

La compensación de ángulo de fase es un caso especial del compensador serie. El flujo de potencia se controla mediante la manipulación de un ángulo de fase. El compensador de fase se inserta entre el generador en el extremo de transmisión, y la línea de transmisión. Este compensador es una fuente de voltaje de AC con amplitud y ángulo de fase controlables. Es capaz de manipular la diferencia de fases entre dos sistemas, y con ello puede controlar la potencia tanto activa como reactiva intercambiada entre los dos sistemas. El diagrama general es mostrado en la Figura 2.6. Este tipo de compensación es llevada a cabo por equipos tales como:

- Reguladores de Fase (PAR, Phase Angle Shifter)
- Transformadores de Cambio de Fase Controlados por Tiristores (TCPST, Thyristor Controller Phase Shift Transformer).

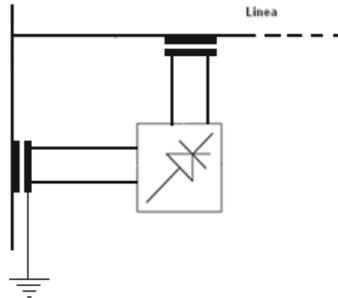


Figura 2.6 Compensador de ángulo de fase.

d) Compensación Mixta.

Para este tipo de compensación se parte de dos posibles combinaciones entre los anteriores tipos de compensación, es decir serie y paralelo:

- **Controladores Combinados Serie-Serie.**

Se implementan compensadores serie en líneas diferentes, los cuales son controlados mediante un sistema de transmisión multilínea, tal como lo muestra la Figura 2.7. Los controladores permiten un control de reactivos en la línea, y además transfieren potencia real entre las líneas mediante un enlace de CD. Esta capacidad de transferencia de potencia permite balancear tanto el flujo de potencia activa como reactiva, logrando maximizar la utilización de los sistemas de transmisión. Son conocidos como Interline Power Flow Controller.

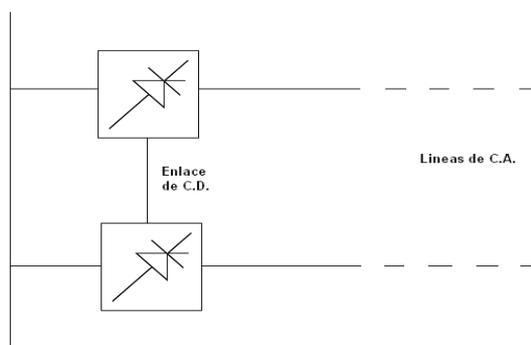


Figura 2.7 Símbolo de un controlador combinado serie-serie, (IPFC).

- **Controladores Combinados Serie-Paralelo:**

Se trata de una combinación entre un controlador serie y otro en paralelo, controlados en forma coordinada. Este dispositivo suministra corriente a la línea por el controlador paralelo y tensión por el controlador serie. Sin embargo, debido a un enlace de CD que existe entre ambos controladores, se presenta un intercambio de potencia activa entre ellos, pudiendo controlarse tanto la potencia activa como la reactiva. Ver Figura 2.8. Son conocidos como UPFC los cuales pueden controlar de manera individual o conjunta voltaje, ángulo y potencia.

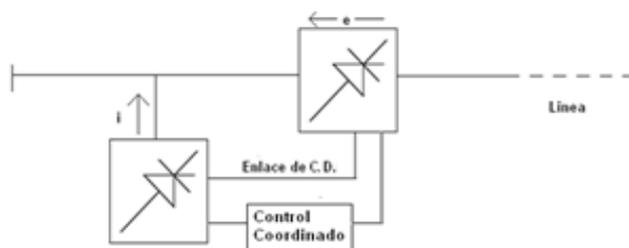


Figura 2.8 Controlador unificado serie-paralelo (UPFC).

La Figura 2.9 muestra las curvas características potencia-ángulo, para los diferentes tipos de compensación en un SEP.

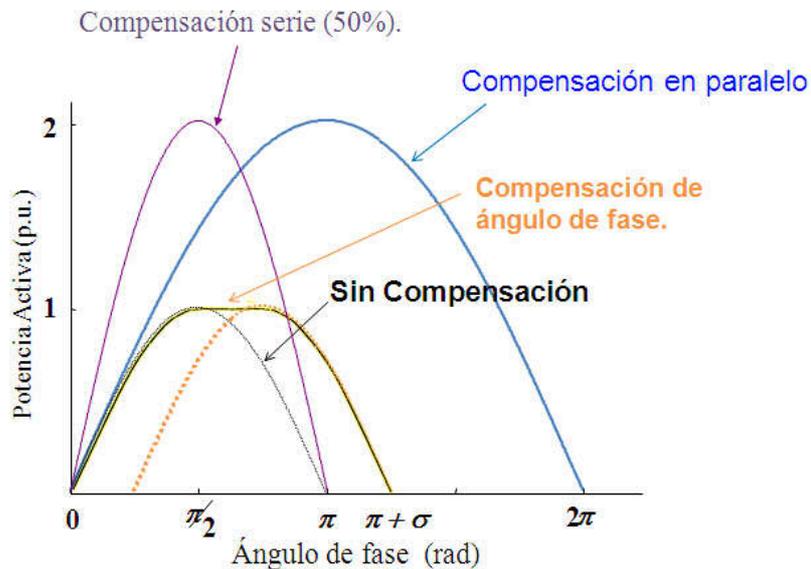


Figura 2.9 Curvas características para los diferentes tipos de compensación.

En resumen:

- Si las magnitudes de voltaje son compensadas se denomina compensación paralelo o shunt.
- Si la impedancia de línea es compensada se denomina compensación serie.
- Si dos o más parámetros son compensados estaremos hablando de compensación mixta.
- Si se alteran los ángulos se tratará de compensación de ángulo de fase.

2.4 Importancia de los Diferentes Tipos de Controladores.

Es importante apreciar que el controlador en serie impacta en el voltaje transmitido y por consiguiente directamente en la corriente y el flujo de potencia. Por lo tanto, si el propósito de la aplicación es el control de la corriente-flujo de potencia y estabilidad de oscilaciones, el controlador serie para una magnitud de MVA's dada es varias veces más potente que el controlador en paralelo.

El controlador en paralelo es como una fuente de corriente la cual inyecta corriente dentro de la línea. El controlador en paralelo es por lo tanto una buena manera de

controlar el voltaje alrededor de un punto de conexión a través de inyección de corriente reactiva (en atraso y adelante), o una combinación de corriente reactiva o corriente real para un voltaje más efectivo y estabilidad de oscilaciones de voltaje. Esto no quiere decir que el controlador en serie no puede ser usado para mantener el voltaje de la línea dentro del rango especificado. Después de todo, las fluctuaciones de corriente son una consecuencia de la caída de voltaje en impedancias serie de las líneas, transformadores y generadores.

Adicionando o sustrayendo el voltaje del controlador FACTS en serie a través de la manipulación de los siguientes parámetros: frecuencia, voltaje subsíncrono o armónico y la combinación de estos mismos puede ser la forma más costosa aunque más efectiva de mejorar el perfil de voltaje. Sin embargo, un controlador en paralelo es mucho más efectivo para mantener el voltaje requerido en el bus de una subestación a un menor costo.

Una ventaja importante del controlador en paralelo es que sirve al nodo de bus, independientemente de la línea individual conectada al bus.

Los argumentos anteriores sugieren que una combinación de controladores serie y paralelo pueden brindar una mejor efectividad en el flujo de potencia y corriente en la línea así como mejorar el control del voltaje. Para una combinación de los controladores en serie y en paralelo, el controlador shunt puede ser una sola unidad que funciona en coordinación con los controladores de línea individual. Este arreglo puede proporcionar beneficios adicionales (control de flujo de potencia reactiva) y puede realizarse mediante el uso del UPFC, [4].

2.5 Beneficios del empleo de Dispositivos FACTS.

Los dispositivos FACTS pueden ser usados para resolver los más comunes problemas que resultan de las limitaciones de transmisión en una red. El “*Electric Power Research Institute*” (EPRI), lanzó en 1986 un programa de investigación para reconocer y examinar los beneficios de los controladores con alta capacidad de respuesta en conjunto con avanzados sistemas de protecciones digitales, controles, comunicaciones integrales y avanzados centros de control con los siguientes objetivos:

- Obtener un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.
- El cargar de manera segura una línea a su máxima capacidad térmica.
- El mejoramiento de la estabilidad del sistema.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva rodante puede reducirse considerablemente.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

Así mismo, los beneficios en usar controladores electrónicos de alta velocidad son definidos por EPRI como: [10, 21, 29].

- 1.- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- 2.- Control de potencia en las rutas de flujos pre-establecidas.
- 3.- Cargar con seguridad las líneas de transmisión a niveles cercanos a sus límites térmicos.
- 4.- Mayor capacidad de transferencia de potencia de las líneas existentes que a su vez resulta en un ahorro de costos de construcción de nuevas líneas de transmisión.
- 5.- Reducción en el costo de operación por prescindir de re-despachar la generación.
- 6.- Incrementar la seguridad de los sistemas de potencia y los niveles de confiabilidad.
- 7.- Ahorros por la reducción de los márgenes de reserva de generación.
- 8.- Amortiguamiento de oscilaciones de sistemas de potencia que podrían dañar el equipo y /o los límites de uso de la capacidad de transmisión.

2.6 Estudios para la Implementación de los Controladores FACTS.

La implementación de estos dispositivos requiere una serie de estudios y de una cuidadosa planeación y coordinación, no solo deben resolver problemas técnicos, también deben considerar el punto que tal vez sea el más relevante en el diseño, la cuestión económica, y políticas entre proyectistas y cuerpos regulatorios. Como un prerrequisito, es esencial haber preparado un plan apropiado en el cual se indique el propósito, objetivo, metodología y criterio para los estudios. Los resultados son típicamente interrelacionados y requieren un proceso de análisis que determinará la factibilidad de la implementación del controlador.

Para los estudios de aplicación los modelos más representativos para el sistema de transmisión, (ej. líneas de transmisión, transformadores, generadores, etc.), los controladores FACTS necesitan estar previamente establecidos, revisados y verificados.

El estudio de aplicación para los controladores FACTS lo podemos dividir dentro de las siguientes etapas: [9]

- a) Estudios de Planeación.
- b) Análisis de los Estudios.
- c) Estudios de Diseño.
- d) Estudios de Operación.
- e) Fases de la Implementación.

a) Estudios de Planeación.

Los estudios de planeación se llevan a cabo con el fin de evaluar los beneficios técnicos y económicos dentro de un amplio rango de soluciones alternativas, las cuales conducen a metas primarias y secundarias de un proyecto.

Durante el estudio de planeación inicial, los modelos simplificados del sistema de transmisión y la selección de los controladores FACTS son empleados para evaluar un sistema que permita su instalación en una cantidad razonable de tiempo y costo.

El objetivo primordial de los estudios de planeación, es determinar cuál es la solución más apropiada para la implementación del controlador contemplando los riesgos y consideraciones asociadas con las distintas alternativas propuestas.

Los estudios evalúan varias opciones con las cuales muestran la variación de nivel o grado del mérito técnico y económico. Es esencial que los resultados de estos estudios lleven las opciones más viables y disponibles que cumplan con las características primordiales del criterio básico para establecer un plan de acción a futuro. Un resumen del resultado del estudio de planeación debe cumplir y contener los siguientes puntos básicos:

- Una comparación de los beneficios técnicos y económicos de las alternativas propuestas.
- Identificar los puntos de interconexión en el sistema de transmisión y el arreglo para su conexión y desconexión.
- Identificar las contingencias críticas del sistema para condiciones de operación de emergencia normal y anormal.
- Establecer la capacidad de transferencia del sistema de transmisión.
- Asegurar que la representación del sistema y el criterio de fiabilidad pueda ser conocido.
- Identificar los costos del equipo principal y las pérdidas eléctricas.
- Establecer los límites térmicos aceptables y el perfil del voltaje para el sistema de transmisión.
- Identificar las características dinámicas y los límites en estado-estable del controlador FACTS para lograr las metas de estudio.
- Especificar las variables de control en estado-estable y dinámico e identificar su sensibilidad para determinar las metas del proyecto.
- Establecer estrategias para el restablecimiento de fallas en un controlador FACTS
- Proporcionar condiciones iniciales de la red para estudios adicionales.

b) Análisis de los Estudios.

Normalmente comienzan después de que el controlador ha sido seleccionado. Estos estudios brindan más información y confirman la etapa de “Planeación de Estudio” incorporando detalles dentro de modelos para el sistema de transmisión y el controlador que será instalado. La realización de estudios establece la necesidad funcional de diseño de parámetros para los FACTS y forma las bases de especificaciones de requerimientos en el cual se incluye lo siguiente:

- Análisis de estado estable.
- El análisis dinámico.
- Análisis transitorio
- Análisis de armónicos

c) Estudios de Diseño.

Los estudios de diseño requieren coordinación y cooperación cercana entre el operador y el proveedor durante la fase de diseño detallada de un proyecto. Estos estudios usan modelos expandidos del sistema de potencia y del compensador para verificar la función esperada del FACTS para varias condiciones de contingencia en el sistema.

El operador debe verificar sobre la marcha de estos estudios todo lo relacionado con el diseño, incluyendo lo siguiente:

- Flujo de carga.
- Niveles de falla.
- Coordinación de aislamiento.
- Control, relevadores y cuestiones de instrumentación para interfaz.
- Criterios para la operación del diseño.
- Operaciones de arranque.
- Criterios de operación.

Los estudios realizados por el proveedor durante la fase de diseño incluirían lo siguiente:

- Armónicos- Rangos de operación del equipo.
- Comportamiento en estado-estable, dinámico y transitorio del controlador.
- Cuestiones de interfaz.
- Arranque.
- Clasificación de equipo y requerimientos.
- Sobre-tensiones: estado-estable, dinámico y transitorio.
- Fiabilidad
- Disponibilidad.
- Pérdidas.
- Operación en servicio.

d) Estudios de Operación.

Los estudios de operación establecen una pauta para determinar la óptima operación del controlador seleccionado bajo varias consideraciones de la red y son

desarrollados para asistir la operación cuando se presentan cambios en la red a la cual el controlador FACTS está conectado o desconectado.

Típicamente, los modelos simplificados de un controlador son desarrollados para reflejar su operación para estudios de flujo de potencia. Modelos más detallados son desarrollados para evaluar cambios dinámicos en el sistema sobre el transcurso del proyecto, los cuales incluyen:

- Adiciones al sistema.
- Operación en contingencia.
- Cambios en el restablecimiento de fallas.
- Análisis de las condiciones de flujo de potencia del sistema.
- Transferencia de potencia detallada y estrategias de restablecimiento del sistema en caso de disturbios.
- Identificación de los contrastes de operación.
- Acciones de recuperación.
- Pruebas de operación.
- Clasificación de pruebas de fallas.
- Monitoreo y pruebas periódicas.
- Restauración del sistema e implicaciones de fallas del controlador

Los estudios resumidos en las secciones anteriores proporcionan las bases para seleccionar un controlador FACTS específico, los cuales son similares a cualquier estudio de transmisión.

e) Fases de la Implementación.

Después de que la decisión ha sido tomada para instalar un controlador FACTS, la fase de implementación típicamente incluirá:

- Organización del proyecto.
- Programa del proyecto.
- Pre-especificación y factibilidad.
- Especificación técnica definitiva
- Análisis de ofertas.
- Contrato.
- Construcción del proyecto y pruebas operativas.

- Entrega del proyecto.
- Experiencia y retroalimentación de operación.

2.7 Conclusiones.

Este capítulo introduce la tecnología de Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna y los muestra como una de las múltiples alternativas que se tienen, para controlar los parámetros de un SEP con la finalidad de lograr su adecuada y óptima operación y aprovechamiento. Se presentó una descripción general de estos controladores, su clasificación, constitución y comparación con los dispositivos mecánicos convencionales con los que se cuenta para lograr los mismos cometidos. Se puede determinar que técnicamente hablando y totalmente fuera del contexto económico, los controladores basados en electrónica de potencia son una alternativa muy superior en todos los aspectos, (control, velocidad de respuesta, etc.), la cual se encuentran muy por encima de los dispositivos electromecánicos.

También se analizó como los distintos tipos de compensación son capaces de controlar simultánea o individualmente todos los parámetros que afectan el flujo de potencia en un sistema transmisión (voltaje, impedancia y ángulo de fase), logrando de esta manera el máximo aprovechamiento de una línea de transmisión, es importante la habilidad que poseen los controladores para mantener los márgenes de operación transitorios y de estado estable en dichos sistemas.

Cabe mencionar, que el uso de esta tecnología también presenta algunas desventajas, como la inminente generación de armónicos en todos sus modos de operación sobre la red. Por ello es imprescindible la realización de los estudios de implementación considerando a detalle cada una de sus etapas, para la toma de una adecuada decisión y de las consideraciones pertinentes para lograr obtener los resultados deseados.

CAPÍTULO III

EL COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR's.

3.1 Introducción.

Los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva en paralelo mejor conocidos por el acrónimo SVC por sus siglas en inglés (Static VAR Compensator) se utilizan desde hace algunos años en las redes eléctricas de transmisión para mejorar las condiciones de potencia reactiva en un sistema, en concreto, son empleados para mantener la tensión de la red dentro de los límites exigidos para una operación confiable. Antes de la llegada de los compensadores estáticos de VAR's, en los años sesenta, la función de compensación se realizaba con generadores síncronos funcionando sin inyección de potencia activa los cuales operaban como compensadores síncronos capaces de generar o absorber únicamente potencia reactiva o bien con bancos de capacitores conmutados mecánicamente.[13]

3.2 Antecedentes.

La Figura 3.1 muestra algunas configuraciones de las alternativas mecánicas de conexión y desconexión, a) para los reactores en paralelo (MSR) y b) para capacitores (MSC), las cuales no eran lo suficientemente veloces para influenciar en condiciones transitorias, aunque pueden manejar cualquier sobre voltaje o caídas de tensión en los puntos de conexión.

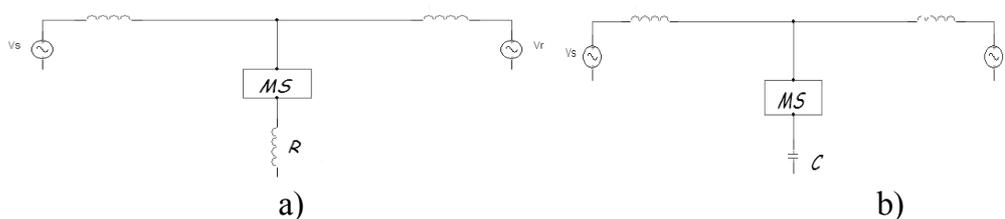


Figura 3.1 a) Reactor con interruptor mecánico y b) Capacitor con interruptor mecánico.

El uso de un capacitor o un reactor en paralelo que se conecta y desconecta mecánicamente del sistema puede requerir o no un filtro de armónicos, dicha

conexión permite cubrir una operación completa tanto capacitiva como inductiva del sistema de compensación.

Los compensadores que son conmutados por un interruptor mecánico se convierten en un controlador FACTS al sustituir el interruptor mecánico por otro electrónico, constituido por una válvula de tiristores bidireccionales TS, (*Thyristor Switched*), o bien TC, (*Thyristor Controlled*), además de un conjunto de elementos computacionales que permiten su control. Estos acrónimos suelen venir acompañados de una C o una R para indicar si conmuta y/o controla un capacitor (C) o un reactor (R) [11], como se muestra en la Figura 3.2, tomando en cuenta sus debidas consideraciones, las cuales se explicarán más adelante.

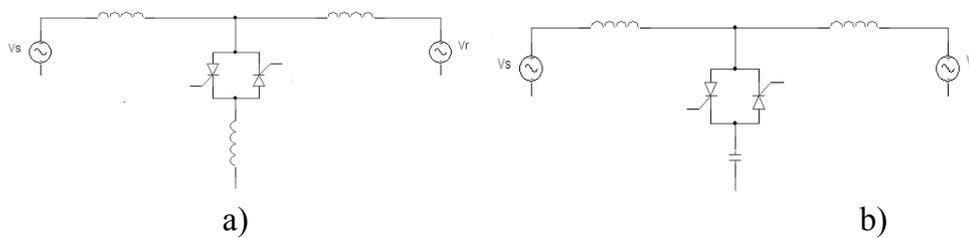


Figura 3.2 a) Reactor conmutado por una válvula de tiristores (TCR), b) Capacitor conmutado por tiristores (TSC).

Una de las principales ventajas del esquema mecánico de conexión y desconexión se basa en la disminución del costo por VAR instalado, producto de la eliminación de los interruptores electrónicos además de la importante reducción de pérdidas eléctricas, lo que influye directamente en los costos operativos. [7]

Una importante desventaja de la configuración mecánica, es la relativa lentitud de respuesta en comparación a la de los interruptores de tiristores puesto que estos últimos actúan en un intervalo entre medio ciclo y un ciclo de la onda fundamental (8.33 ms – 16.66 ms), mientras que los interruptores mecánicos demoran del orden de dos ciclos (33.32 ms) en el cierre y ocho ciclos (133.33 ms) para la apertura.

Otro conflicto presente en esta configuración lo constituye la necesidad de descargar la energía almacenada en los bancos de capacitores después de su utilización; para tales fines, cada unidad posee resistores de descarga, que permiten la disipación total de energía en pocos minutos; cabe aclarar que las unidades mecánicas pueden ser accionadas solamente una vez que los capacitores están totalmente descargados.

Por último, se debe mencionar que los interruptores mecánicos poseen una vida útil de 2000 a 5000 operaciones, mientras que los tiristores pueden ser accionados en teoría un número infinito de veces. [12]

3.3 Elementos y Principio de Funcionamiento de un SVC.

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas controladas por tiristores (TCR). En la Figura 3.3 se muestra un diagrama de las conexiones para cada elemento de un SVC. Otro elemento característico son los filtros, en la mayoría de los casos para la 5ª y 7ª armónica.

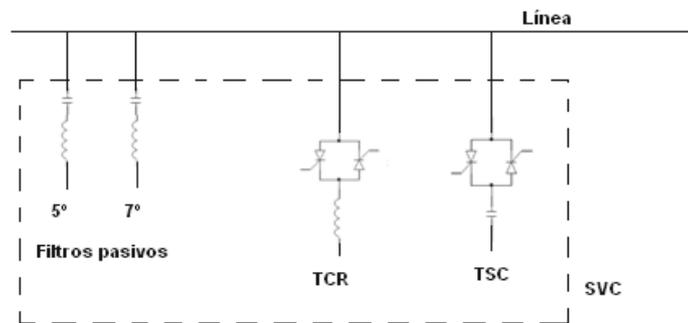


Figura 3.3 Diagrama de conexiones de un SVC.

Mediante la conmutación por medio de los tiristores se pueden obtener los siguientes tipos de compensación [11]:

- **Compensación Discreta o por Paquetes.**

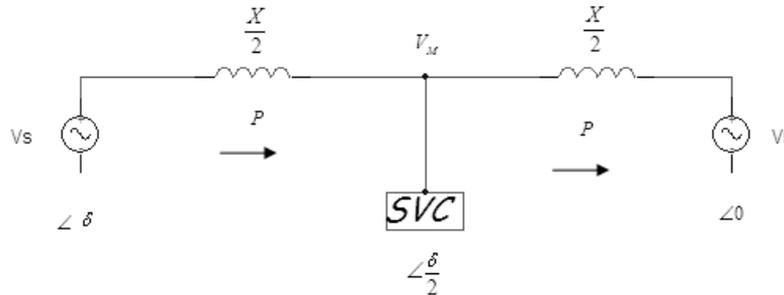
Está basada en un interruptor electrónico que abre o cierra el circuito un número entero de semiciclos.

- **Compensación Continua.**

Es casi idéntica a la anterior, diferenciándose en que para este caso, los tiristores se utilizan como controladores, es decir, el interruptor abre o cierra el circuito en un instante cualquiera.

La constitución y principio de funcionamiento del SVC es muy simple, el compensador conectado en paralelo inyecta potencia reactiva en el punto de conexión. Para ilustrar su operación se muestra el circuito de la Figura 3.4, donde el

SVC es insertado en el punto medio de una línea de transmisión de alto voltaje de CA.



$$P_M = \frac{V_s V_M}{\left(\frac{X}{2}\right)} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = \frac{V_M V_R}{\left(\frac{X}{2}\right)} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (3.1)$$

Figura 3.4 Principio de la compensación en paralelo de potencia reactiva.

El equipo es diseñado para operar de tal forma que el voltaje medio, V_M sea controlado y la línea es dividida a la mitad (impedancia reactiva $X/2$), la potencia que fluye en cada una de éstas secciones es determinada por la ecuación 3.1. La Figura 3.5 muestra la comparación entre las curvas de potencia-ángulo cuando se utiliza o no el compensador.

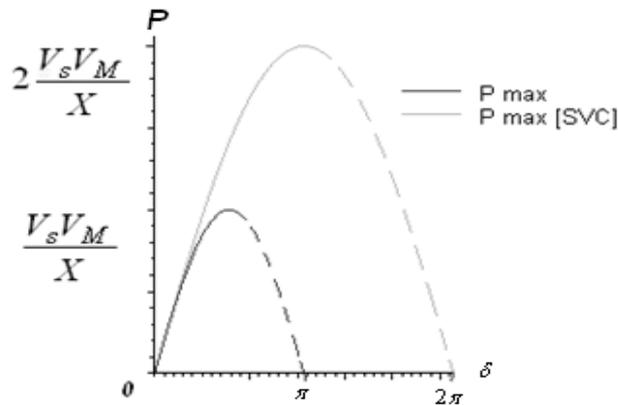


Figura 3.5 Efecto de la compensación en paralelo.

Las curvas de potencia-ángulo muestran que teóricamente el límite máximo de potencia ($P_{m\acute{a}x}$) es duplicado con el SVC instalado, por consiguiente el límite de estabilidad de voltaje también es mejorado. [13]

El rango de la potencia reactiva que puede inyectar el SVC no es, en la práctica infinito y la magnitud de compensación dependerá del costo del equipo y de los requerimientos necesarios para incrementar la capacidad de transferencia de potencia en estado estable.

Cabe mencionar que dentro de la operación de un compensador de potencia reactiva se presentan distorsiones de las ondas de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, materiales ferromagnéticos y al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal.

La aparición de corrientes y/o tensiones armónicas en el sistema eléctrico crea problemas tales como, el aumento de pérdidas de potencia activa, sobretensiones en los condensadores, errores de medición, mal funcionamiento de protecciones, daño en los aislamientos, deterioro de dieléctricos, disminución de la vida útil de los equipos, entre otros.

Las soluciones a dicho problema se realizan en forma jerarquizada; primero en forma particular, resolviendo el problema de inyección de armónicos por parte del usuario al sistema (diseñando y ubicando filtros en el lado de baja tensión, usando el transformador como barrera); y segundo, resolviendo el problema en forma global, buscando reducir las pérdidas y mantener los niveles armónicos por debajo de los límites permitidos, en este caso, se trata de un problema de optimización donde se determina la ubicación de los compensadores (condensadores, filtros pasivos, filtros activos).

Estos equipos son diseñados y dimensionados para las condiciones de la red en donde operan en el momento de su instalación. Posteriormente, las condiciones iniciales pueden cambiar al agregarse o retirarse elementos, tales como transformadores, motores o equipos de electrónica de potencia.

En general para los controladores FACTS, los equipos no están exentos de la producción de armónicos, debido a la conmutación de los interruptores de estado sólido o a fenómenos de resonancia con otros elementos de la red. Es por ello que en su diseño es natural encontrar filtros conectados en las mismas barras de conexión de los equipos FACTS. En particular, en un SVC, se producen armónicos ya sea por

la conmutación de los tiristores de los TCR, como también por las resonancias entre bancos de condensadores y los TCR.

Una configuración típica de filtro, corresponde a una resistencia, un inductor y un condensador, conectados en serie, como se muestra en la Figura 3.6a).

Otra configuración, corresponde a una resistencia en paralelo con una inductancia, ambos en serie con un capacitor, como se ilustra en la Figura 3.6b). [7]

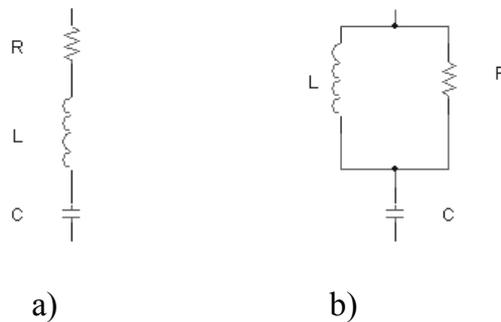


Figura 3.6 Filtros armónicos.

3.4 Clasificación del SVC.

De manera breve podemos decir que un SVC consta básicamente de un arreglo de reactores y condensadores conectados en paralelo, que actúan inyectando o absorbiendo potencia reactiva inductiva o capacitiva con el objetivo de mantener la tensión del sistema en un nivel determinado.

La forma en que son dispuestos estos arreglos de elementos de compensación define los principales tipos de SVC, los cuales serán detallados a continuación:

De manera general, en la sección anterior se hizo referencia al comportamiento para un sistema SVC. En la práctica y según su constitución específica se pueden encontrar las siguientes configuraciones [12]:

- **Reactor Controlado por Tiristores (TCR).**

Un elemento básico en los compensadores, es el reactor controlado por tiristores o “*Thyristor Controlled Reactor*” (TCR). La principal función de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida, utilizando una bobina. Existen configuraciones tanto monofásica como trifásica (delta, estrella).

El esquema simple de un TCR consta de un reactor fijo con inductancia L y un par de tiristores conectados en anti-paralelo, el cual se muestra en la Figura 3.2a).

Los tiristores actúan como un interruptor bidireccional, conduciendo en los medios ciclos positivos y negativos de la señal de voltaje aplicada. La variación de corriente se obtiene por el control del ángulo de disparo en los tiristores, (α), el cual es medido desde el cruce por cero del voltaje en operación y comprende desde los 90° a los 180° . Si el ángulo es menor a 90° se introduce corriente directa generando un disturbio en la operación simétrica de los tiristores. [13]

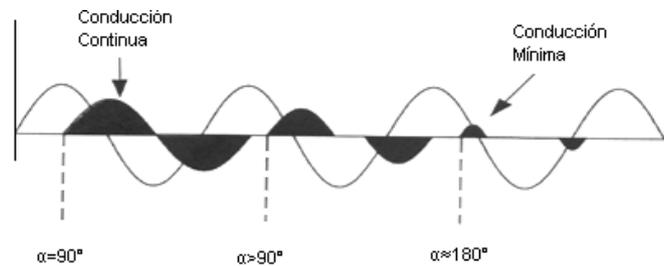


Figura 3.7 Formas de onda ilustrando el efecto del control del ángulo de disparo del TCR.

En la práctica, el TCR es usado en configuración trifásica en conexión delta con la finalidad de obtener alta eficiencia, buena operación dinámica, y un costo competitivo en los sistemas de transmisión. Tal configuración es también conocida como “configuración de seis-pulsos” (Figura 3.8).

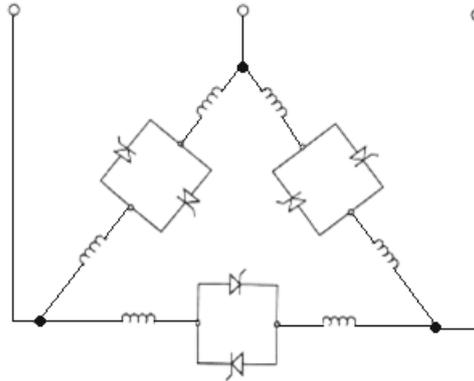


Figura 3.8 Configuración de seis-pulsos de un TCR.

Sin embargo tal configuración produce una significativa corriente de la 5ª y 7ª armónica y es por ello que el TCR frecuentemente se usa en conjunto con un capacitor fijo o bien se diseña un filtro para evitar dichas perturbaciones y minimizar la distorsión en la transmisión de potencia. [13]

- **Reactor Controlado por Tiristores con un Capacitor Fijo (TCR-FC).**

Está formado por un banco de capacitores de valor fijo, en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de interruptor, tal como indica la Figura 3.9. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo.

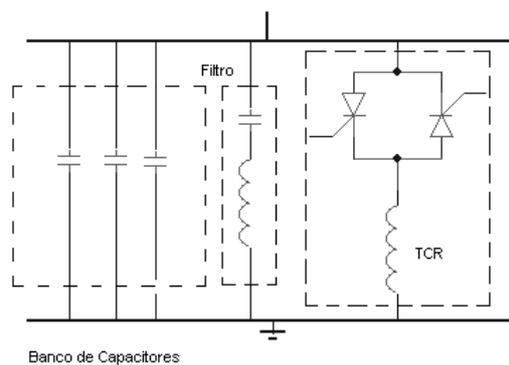


Figura 3.9 Reactor controlado por tiristores con un capacitor fijo.

En la utilización de este tipo de SVC se presenta una desventaja, dado que circulan enormes corrientes dentro del circuito TCR-FC necesarias para la cancelación de los

MVAR's capacitivos, lo que produce pérdidas significativas aún en estado estacionario y sin inyección de reactivos al sistema por parte del SVC. [7]

- **Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC).**

Un TSC, como se muestra en la Figura 3.10, consta básicamente de un interruptor bidireccional formado por un par de tiristores conectados en paralelo pero con polaridad opuesta, en serie con un capacitor y un pequeño reactor el cual tiene la finalidad de superar las complicaciones de los transitorios.

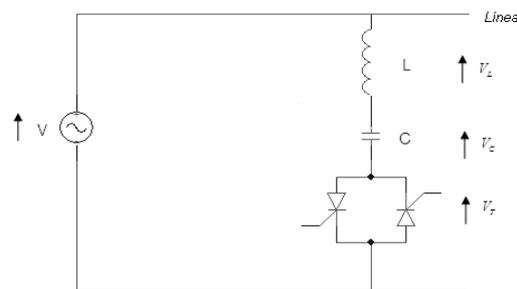


Figura 3.10 Capacitor conmutado por tiristores.

Cada uno los dos tiristores permite el control de la corriente en cada medio ciclo respectivamente. El capacitor no puede ser controlado en fase tal y como se hace con el TCR.

La válvula de tiristores es encendida cuando se detecta el voltaje mínimo a través del interruptor con el fin de minimizar los transitorios ocasionados por el encendido. Una vez superadas las oscilaciones iniciales, la corriente del TSC es senosoidal y se encuentra libre de armónicos.

El pequeño reactor que se coloca es para limitar los transitorios de la corriente durante las condiciones de sobre-voltaje también es empleado durante las acciones de conexión y desconexión de TSC. El valor del inductor es seleccionado para dar una frecuencia natural de resonancia de cuatro o cinco veces la frecuencia nominal del sistema, de este modo se garantiza que el inductor nunca creará un circuito armónico resonante, ni complicará el sistema de control del TSC. Otra función del inductor en serie, es actuar en conjunto con el capacitor como un filtro para las armónicas asociadas al TCR.

Un TSC conectado de forma trifásica se compone de tres TSC's monofásicos que pueden estar conectados en configuración delta o bien en configuración estrella, Figura 3.11.

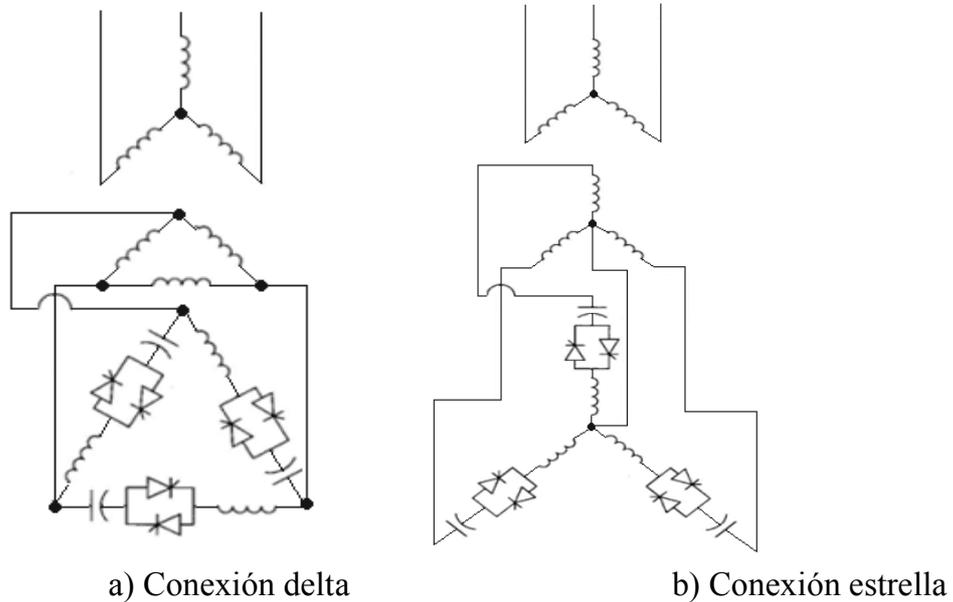


Figura 3.11 Configuraciones trifásicas del TSC.

Un TSC practico consta de "n" bancos trifásicos de TSC's de igual valor conectados en paralelo. De este modo la susceptancia del TSC estará dada en un determinado instante por la suma de la conductancia del TSC.

Al igual que el TCR, el TSC otorga una rápida respuesta, generalmente opera en un lapso de 1/2 ciclo (8.33 ms) a un ciclo (16.66 ms), sin embargo este tiempo de respuesta puede incrementarse debido a retardos en los sistemas de control y equipo de medición.

La forma de la característica de operación del TSC es una función del número de TSC's conectados, de los valores individuales y de un voltaje de histéresis ΔV , el cual aparece de una manera indeseable por la constante conexión y desconexión de los capacitores. [4,7]

- **Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores (TCR-TSC)**

El uso de TCR o de TSC permitiría sólo una compensación capacitiva o inductiva. Un TCR-FC se comporta como un circuito LC paralelo que tiende a entrar en resonancia con la impedancia del sistema ante la presencia de grandes perturbaciones. Ante esta situación, un TCR-TSC puede operar rápidamente desconectando los capacitores (lo que no es posible en el TCR-FC), evitando la posibilidad de la resonancia.

Por lo que podemos decir que un compensador estático de VAR (SVC) consiste en TCR en paralelo con uno o más TSC, con la finalidad de: variar de manera continua la potencia reactiva, reducir a cero las pérdidas de régimen permanente y proporcionar incrementos en la flexibilidad de operación. Como se muestra en la Figura 3.12. Dado que la capacidad del TCR es pequeña, la generación armónica se reduce de manera considerable; aun así, se incluye un filtro para compensar en caso de que todas las ramas TSC no sean ocupadas y sólo actúe el TCR. [7]

De manera práctica la configuración de un TCR-TSC puede ser considerada como el arreglo de un TCR-FC, donde el capacitor puede tomar diferentes valores, por lo tanto se debe entender que las ramas correspondientes al TSC tendrán el mismo valor. [7]

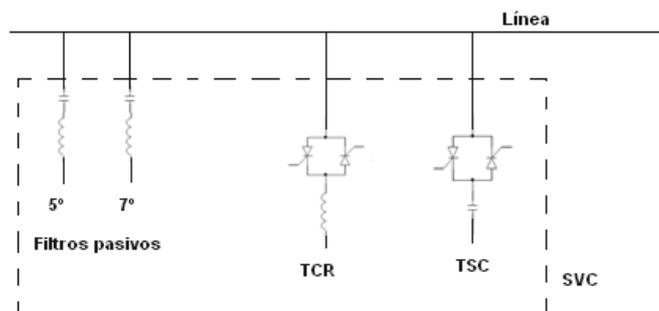


Figura 3.12 Configuración general de un SVC tipo TSC-TCR.

3.5 Curvas de Operación de un SVC.

En la Figura 3.13 se puede observar la característica de impedancia de un sistema SVC, compuesto de un reactor variable en paralelo y de un capacitor fijo. [14]

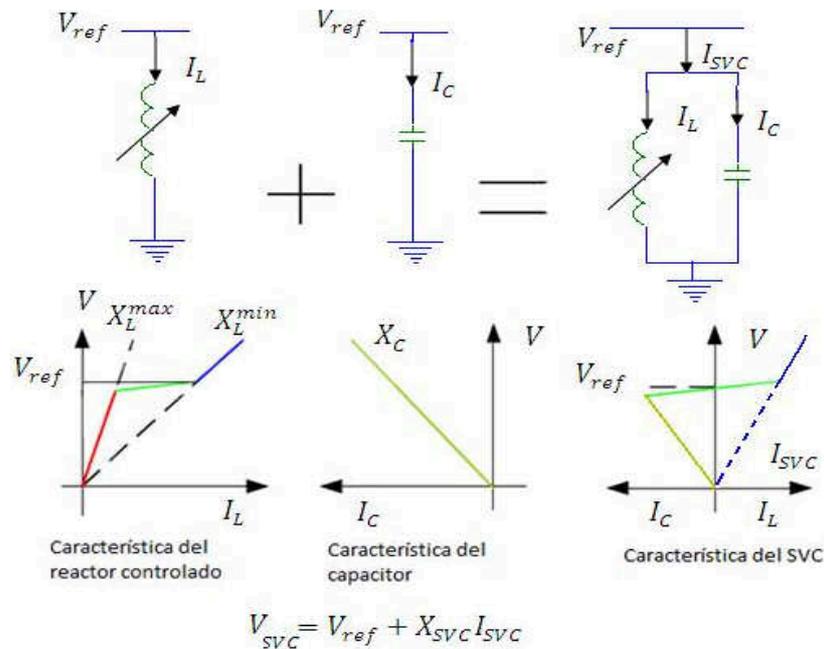


Figura 3.13 Característica de la compensación estática.

Como se puede observar en el gráfico, la impedancia que ofrece el reactor es alta cuando el voltaje es menor al voltaje de referencia, V_{ref} , si el voltaje aumenta y sobrepasa a V_{ref} entonces el mecanismo del SVC cortocircuita los reactores para disminuir la impedancia de la rama inductiva. La impedancia de la rama capacitiva varía linealmente con el voltaje aplicado y de acuerdo a la admitancia propia del capacitor [4]. Si se suman las características de la rama inductiva y capacitiva se tiene la característica del SVC que indica que sobre un valor de voltaje determinado V_{ref} el SVC se comporta como un elemento netamente inductivo (absorbiendo reactivos) y para cualquier valor de voltaje menor al V_{ref} el SVC se comporta como un elemento netamente capacitivo (aportando reactivos a la red).

El comportamiento del dispositivo SVC cuando está conectado en la red se puede explicar con el siguiente circuito equivalente en el que se muestra el voltaje de las barras ante diferentes tipos y magnitudes de carga.

La Figura 3.14 muestra que si la carga es puramente inductiva el voltaje de la barra V_r será menor que el voltaje de la barra V_s , la característica del sistema está dada por la magnitud de X_{eq} . Cuando el sistema está sin carga $V_s = V_r$.

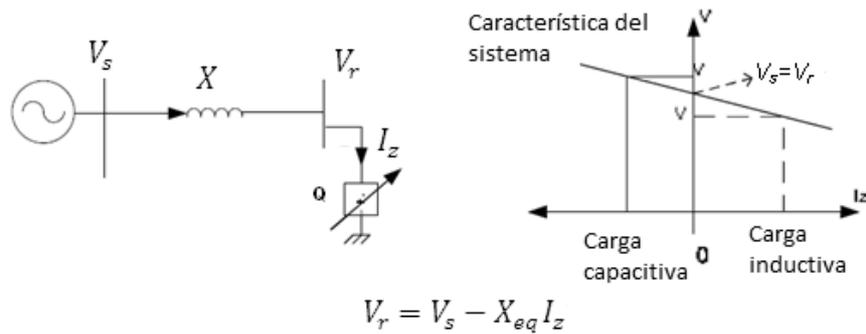


Figura 3.14 Comportamiento del SVC en una red.

La Figura 3.15 muestra como el dispositivo SVC permite mantener el voltaje en un valor de referencia, V_{ref} , incluso cuando el sistema se encuentra sin carga, el voltaje se encuentra en la intersección del eje V y la intersección de la característica del SVC.

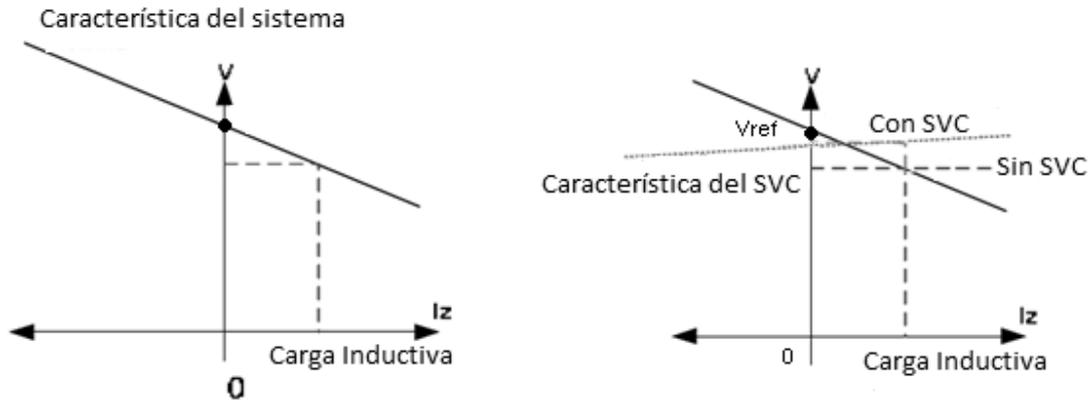


Figura 3.15 Actuación del SVC.

La Figura 3.16 permite observar el comportamiento del SVC cuando la reactancia del sistema ha cambiado debido a la salida de un circuito.

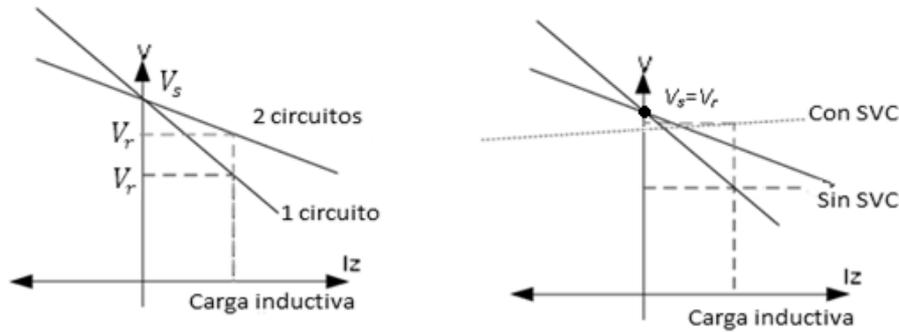


Figura 3.16 Comportamiento del SVC ante la salida de un circuito de transmisión.

Un SVC se conecta al sistema por medio de una conexión directa o por medio de un transformador de bajada. La utilización de este último tiene dos objetivos principales; poder conectar el SVC a barras de alta tensión, respondiendo a un criterio económico, y filtrar la corriente de la 3ª armónica que se produce por efecto del ángulo de disparo de los tiristores y por la presencia de resonancias en los bancos de condensadores del equipo. En la Figura 3.17 se observan ambas configuraciones.

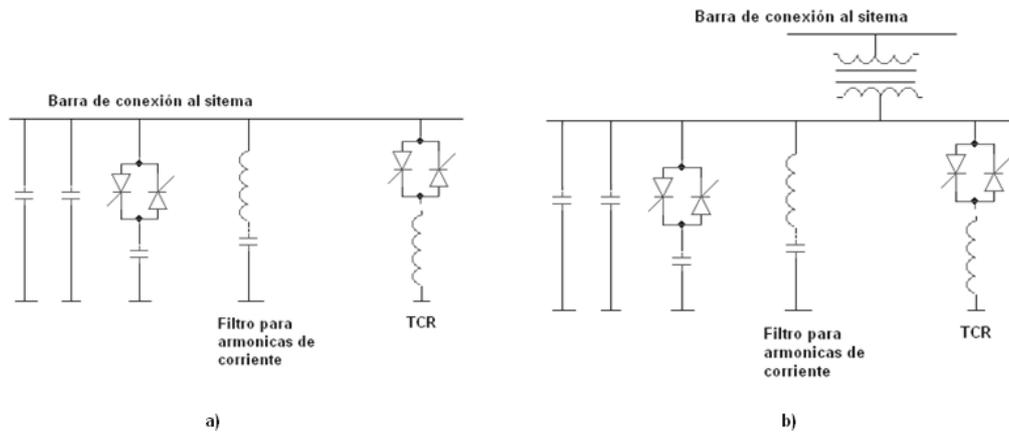


Figura 3.17 Esquemas de conexión del SVC. a) Configuración sin transformador de bajada, b) Configuración con transformador de bajada.

- **Configuración sin Transformador de Bajada.**

Para la configuración sin transformador de bajada, la expresión que representa la corriente por el SVC, en función de la tensión (V) del sistema y la susceptancia (B) del SVC B_{SVC} , es: [7]

$$\bar{I}_{SVC} = jB_{SVC}\bar{V} \quad (3.2)$$

Y la potencia reactiva, Q_{SVC} , inyectada por el SVC estará definida por:

$$— \quad - \quad (3.3)$$

Según el número de bancos de condensadores conectados y ángulo de disparo de los TCR, se tiene:

$$B_{SVC} = B_{C1} + B_{C2} + B_{C3} + \dots + B_{Cn} + B_{TCR} \quad (3.4)$$

$$\text{Donde: } B_{C_n} = \omega C_n = 2\pi f C_n \quad (3.5)$$

En la Figura 3.18 (b) y (c) se muestra la operación característica, susceptancia, zonas de regulación y pendientes límites ideales del SVC para éste tipo de configuración TCR, en la cual se presentan los límites posibles tanto de inyección y absorción de reactivos.

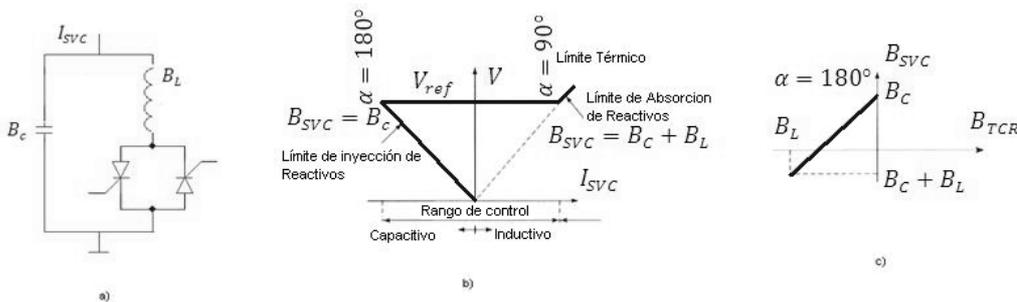


Figura 3.18 a) Esquema convencional del SVC sin transformador de bajada; b) Operación característica y c) Comportamiento de la susceptancia total.

Cuando la operación en sobretensión alcanza valores muy altos en el límite de absorción de reactivos, el control del SVC reacciona disminuyendo la circulación de corriente por los módulos TCR para no dañar las válvulas.

Donde B_{TCR} toma valor de cero para el ángulo de disparo $\alpha=180^\circ$ y toma el valor de B_L para ángulo $\alpha=90^\circ$. Con B_L se representa la susceptancia del reactor y B_C la susceptancia del banco de condensadores.

Las expresiones para la susceptancia del compensador para ésta configuración quedan expresadas como:

$$B_{SVC} = B_C \text{ para } \alpha=180^\circ \text{ y}$$

$$B_{SVC} = (B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{Cn}) + B_L \text{ para } \alpha=90^\circ$$

- **Configuración con Transformador de Bajada.**

Para la configuración con transformador de bajada, la susceptancia queda determinada por:

$$B_{SVC} = \frac{B\sigma(B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN} + B_{TCR})}{B\sigma + B_C + B_{TCR}} = \frac{1}{1 + \frac{B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN} + B_{TCR}}{B\sigma}} (B_C + B_{TCR}) \quad (3.6)$$

Donde B_σ corresponde a la susceptancia del transformador y B_{TCR} varía desde 0 hasta B_L y con los ángulos de disparo de 180° a 90° . De la ecuación se desprenden las siguientes expresiones para la susceptancia máxima y mínima, respectivamente:

- Para la susceptancia del compensador el límite de suministro de VAR's (capacitivo), con $B_{TCR} = 0$ y un ángulo de 180° es;

$$B_{SVC_max} = \frac{B\sigma(B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN})}{B\sigma + (B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN})} \quad (3.7)$$

- El límite de absorción de VAR's (inductiva) con $B_{TCR} = 0$ y un ángulo de 90° es;

$$B_{SVC_min} = \frac{B\sigma([B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN}] + B_L)}{B\sigma + (B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN}) + B_L} \quad (3.8)$$

Los límites de potencia reactiva que se pueden suministrar al sistema quedan definidos por las ecuaciones:

$$Q_{max} = -V_{max}^2 B_{min} \quad (3.9)$$

$$Q_{min} = -V_{min}^2 B_{max} \quad (3.10)$$

La curva de operación que se obtiene para el voltaje en el lado de baja tensión, para un valor fijo controlado, V_{ref} en la barra de alta tensión, se observa en la Figura 3.19.

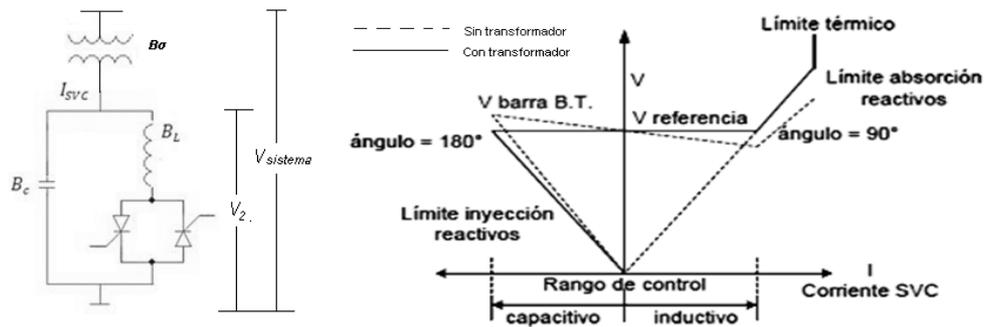


Figura 3.19 Curva de operación del SVC con transformador de bajada.

Se observa como el voltaje en el lado de baja tensión del transformador del SVC cae en el rango de operación de regulación a medida que la impedancia equivalente del SVC pasa de capacitiva a inductiva. Este comportamiento se debe a la presencia del transformador de bajada; en efecto, la pendiente toma el valor de la impedancia de éste. [7,13]

3.6 Propiedades generales de un SVC.

Como se indicó en el Capítulo 2, el SVC pertenece a la familia de los compensadores en derivación. Sus cualidades son las siguientes:

1. No requiere mayor mantenimiento, ya que no posee partes rotatorias asociadas.
2. Posee tiempos de respuesta rápidos, del orden de 2 ciclos de onda (33.33 ms).
3. El control de tensión puede ser independiente por fase.
4. Mínimas pérdidas asociadas a su operación.
5. Alta rentabilidad en comparación a la instalación de nuevas líneas de transmisión.
6. Capacidad de contribuir con reactivos durante fallas.

Sin embargo el SVC también presenta algunas desventajas.

1. Inherente generación de armónicos.
2. Fuera de los rangos de operación, el manejo de reactivos pasa a depender de las condiciones de tensión en el punto de conexión.

La contribución de reactivos durante una falla puede ser considerada una ventaja o una desventaja. Por un lado, puede mantener niveles de tensión aceptables durante

un cortocircuito. Sin embargo, aumenta los niveles de cortocircuito, en los puntos cercanos a la falla, requiriéndose protecciones adecuadas a estos requerimientos. [4, 7,13]

3.7 Aplicaciones del SVC.

Los compensadores se instalan para cumplir principalmente los siguientes requerimientos:

- Estabilizar la tensión dinámica
- Aumento de la capacidad de transferencia de energía
- Reducción de la variación de tensión
- Mejora de la estabilidad sincrónica
- Aumento de la estabilidad en régimen transitorio
- Equilibrio dinámico de la carga
- Soporte de la tensión en régimen permanente

Los SVC son diseñados de modo que se pueda variar la tensión del sistema en un rango de $\pm 5\%$ como mínimo. Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción. [15].

La razón habitual para instalar un compensador en centros de carga es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión.

Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un sistema mallado. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centrales eléctricas.

Un ejemplo de instalación en una red mallada es el SVC situado en la localidad noruega de Sylling, próxima a Oslo. Esta central tiene una potencia nominal de ± 160 MVAR y está conectada a un sistema de 420 kV en una subestación situada al sudoeste de la ciudad. Ver Figura 3.20. [16].

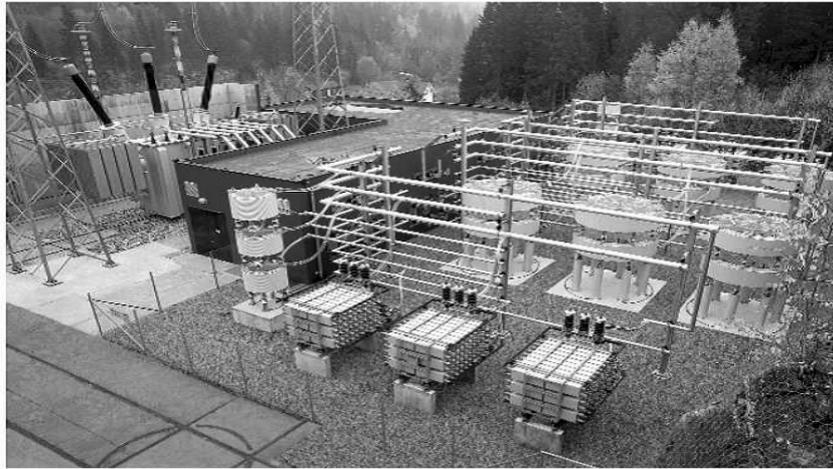


Figura 3.20 SVC de 420 kV en Sylling, Noruega.

Otro ejemplo de esta tecnología instalada son los SVC's que fueron colocados dentro de la red troncal de 765 kV en Venezuela dentro de la subestaciones la Horqueta, Figura 3.21, y San Gerónimo, las cuales cuentan con un compensador idéntico, respectivamente, con una capacidad inductiva máxima de 300 MVAR's y una capacidad máxima capacitiva de 280 MVAR's a una tensión de operación de 20 kV. [17].



Figura 3.21 Banco de capacitores del SVC dentro de la subestación la Horqueta, Venezuela.

3.8 Conclusiones.

Después del estudio y análisis del SVC, son evidentes los beneficios que se obtienen dentro de un sistema de transmisión con la implementación de un compensador de este tipo, la adecuada elección del tipo de SVC dependerá de los requerimientos del sistema y de los recursos con que se dispone. De una forma muy clara se pudo observar que el funcionamiento de los interruptores de estado sólido se encuentra por encima de los conmutadores mecánicos, pero no por ello suelen ser la mejor opción puesto que se deben hacer los cálculos y consideraciones pertinentes para la adecuada operación del sistema debido a la aparición de distorsiones en las señales de corriente y/o voltaje producidas por dichos interruptores electrónicos y otras posibles causas.

De una manera general es claro que, dentro de los distintos tipos de compensadores SVC, el TCR-TSC resulta ser la opción más viable, capaz de afrontar los distintos cambios dentro del sistema. La habilidad de conexión y desconexión de los capacitores facilita el ampliar el rango de potencia reactiva que puede ser inyectada al sistema de potencia.

CAPÍTULO IV

EL COMPENSADOR ESTÁTICO (STATCOM)

4.1 Introducción.

Debido al complejo crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo y a la gran necesidad de suministrar una energía segura, estable, controlada, económica y de alta calidad se considera que los controladores FACTS tomarán un papel muy relevante en la evolución y desarrollo de los sistemas de potencia en un futuro no muy lejano.

En capítulos anteriores se ha hecho referencia a la tecnología de los compensadores de potencia y se ha estudiado al Compensador Estático de VAR's (SVC), como una de las distintas alternativas con las que se cuenta para dar solución a los problemas relacionados con la compensación de potencia reactiva dentro de un SEP. En la actualidad, se cuenta con herramientas más poderosas que han surgido a raíz de los constantes avances técnicos y tecnológicos.

Pertenecientes a la familia de los controladores FACTS encontramos nuevas alternativas capaces de cubrir las necesidades del sistema tal como son los compensadores que basan su construcción y funcionamiento en fuentes conmutada de voltaje (VSC), entre estos podemos encontrar:

- El Compensador Estático Síncrono (STATCOM).
- El Compensador Estático Síncrono Serie (SSSC).
- El Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC).
- La Transmisión de Alto voltaje en Corriente Directa (HVDC)

En este capítulo se presenta la descripción y el principio de operación del Compensador Estático Síncrono.

4.2 FACTS Basados en Dispositivos Semiconductores Controlables.

Los circuitos electrónicos de potencia conformados por tiristores convencionales se han utilizado ampliamente en aplicaciones de transmisión de potencia desde los años

setenta [4]. Las primeras aplicaciones fueron empleadas en el área de transmisión HVDC, pero la compensación rápida de potencia reactiva en derivación, usando inductores y condensadores controlables, pronto ganó una gran aceptación [18].

Actualmente, se ha aprovechado la velocidad de respuesta de los compensadores que emplean tiristores, para variar la longitud de líneas de transmisión eléctrica, logrando una compensación casi sin retardo, en lugar del clásico capacitor en serie el cual es controlado mecánicamente. En las aplicaciones dentro de una red de distribución, la transferencia de potencia empleando elementos de estado sólido es utilizada para mejorar la fiabilidad del suministro a cargas críticas [19].

Los sistemas modernos de controladores de potencia están basados en convertidores de CA/CD y/o convertidores de CD/CA y/o en interruptores de alta corriente, y demás dispositivos auxiliares. En conjunto, estos elementos son capaces de generar potencia reactiva y/o potencia activa, sin la necesidad de implementar grandes bancos para el almacenamiento de energía, como en el caso de los sistemas SVC. [4]

Los transformadores, interruptores y demás dispositivos son conectan en serie o paralelo para obtener el controlador deseado. Los dispositivos semiconductores empleados en esta nueva generación de convertidores electrónicos de potencia tienen un control total, puesto que basan su construcción en dispositivos controlables tales como el Transistor Bipolar con Compuerta Aislada, (IGBT, Insulated Gate Bipolar Transistor), y el Tiristor con Compuerta de Apagado, (GTO, Gate Turn-off). La capacidad nominal de los controladores de electrónica de potencia se encuentra dentro del rango de 8 kV a 10kV para el tiristor, 5 kV a 8kV para el GTO y de 3 kV a 5 kV para los IGBT's. En la Figura 4.1a) y 4.1b) se muestra el símbolo para el GTO e IGBT respectivamente.

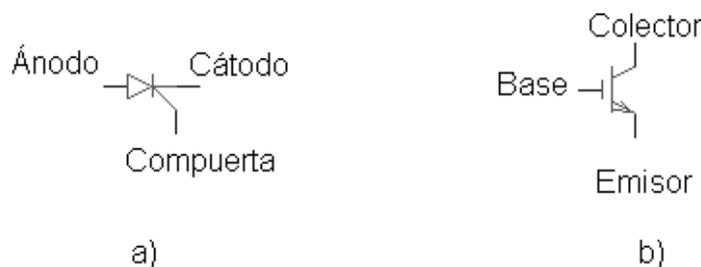


Figura 4.1 Símbolo general de: a) GTO e b) IGBT.

El GTO es una versión más avanzada del tiristor convencional, ya que ofrece la ventaja de que puede ser encendido por un solo pulso positivo en la compuerta (gate), y apagarse por un pulso negativo en la misma terminal. En la actualidad, la máxima frecuencia de conmutación de un GTO es posible en el orden de 1kHz. [20]

En cambio, el IGBT es uno de los elementos más desarrollados dentro de la familia de los transistores que son empleados para la transmisión de energía. Es el dispositivo más popular y utilizado en el ámbito de CA. Los convertidores destinados a aplicaciones dentro de sistemas de potencia han comenzado a utilizar IGBT's, debido a la velocidad de transición del estado de conducción al estado de bloqueo. En la Tabla 4.1 se muestran las principales características de ambos dispositivos.

Característica	GTO	IGBT
Voltaje pico de bloqueo kV	6.0	3.3
Corriente controlable/ kA	6.0	1.2
Pérdidas de voltaje V	4.0	4.4~4.8
Tiempo de encendido μ s	6.0	3.0
Tiempo de apagado μ s	30.0	2.5
Diámetro in	6	

Tabla 4.1 Características principales de funcionamiento de los GTO e IGBT convencionales.

En base a su principio de funcionamiento, el cual detallaremos más adelante, los convertidores pueden ser agrupados como una fuente de voltaje (normalmente un capacitor) o una fuente de corriente (normalmente una fuente de tensión en serie con un inductor), debido a que su entrada es una señal de CD. Por razones económicas y por su rendimiento, la mayoría de los controladores de potencia reactiva basan su operación en la “Fuente Conmutada de Voltaje” (VSC, Voltage Source Converter).

4.3 Fuente Conmutada de Voltaje, (VSC).

En la actualidad se utilizan diferentes VSC para la operación de los sistemas de transmisión como: el convertidor de una fase de dos niveles, el convertidor trifásico de dos niveles y el convertidor trifásico de tres niveles. Otros tipos de VSC se basan en combinaciones de la topología de punto natural anclado y en sistemas basados en anclaje multinivel [6,30]. El principio de operación de los convertidores es el de reducir al mínimo la frecuencia de operación de los semiconductores dentro del VSC para producir una forma de onda de tensión senoidal de alta calidad con los

mínimas o nulos requerimientos de filtrado. A modo de ejemplo, de un VSC trifásico de tres niveles con conmutadores IGBT se ilustra en la Figura 4.2 [20, 22].

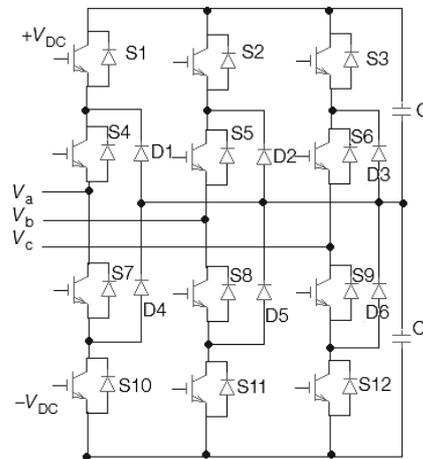


Figura 4.2 VSC trifásico de tres niveles con conmutadores IGBT.

Esta configuración consiste en doce conmutadores (S1-S12) de semiconductores de tipo auto conmutable, cada uno de los cuales es puesto en derivación por un diodo conectado en paralelo, y seis diodos (D1-D6) conectados en derivación entre el punto medio del capacitor y el punto medio de cada par de conmutadores. Conectando la fuente de DC secuencialmente a las terminales de salida, el convertidor puede producir un conjunto de tres formas de tensión cuasicuadradas de una frecuencia determinada.

La frecuencia, amplitud y fase de la tensión de AC puede ser variada mediante un control adecuado de los conmutadores. Por consiguiente, la fuente conmutada de tensión puede ser considerada como una fuente de tensión controlable.

Las válvulas de un convertidor de tensión actúan como conmutadores. Los voltajes de fase con respecto al punto medio del condensador pueden tener tres valores distintos:

1. $V = +V_{DC}$
2. $V = 0$
3. $V = -V_{DC}$

Debe tenerse en cuenta que, por cada una de las fases, sólo uno de los dos conmutadores puede estar activado en un momento dado, ya que de lo contrario el enlace de DC sufriría un cortocircuito. [22].

Las estrategias actuales de conmutación de la VSC pueden ser clasificadas en dos principales categorías: [23]

- Frecuencia de conmutación fundamental: La conmutación de cada dispositivo semiconductor se limita a un encendido y un apagado por ciclo. Con éste método de conmutación se produce una onda cuasicuadrada la cual tiene un alto contenido armónico inaceptable, por lo que es habitual utilizar varias fuentes conmutadas de voltaje de seis pulsos (Figura 4.3), dispuestas a formar una estructura multi-pulsos y con ello lograr mejor calidad en la forma de onda, como las que se muestran en la Figura 4.4.

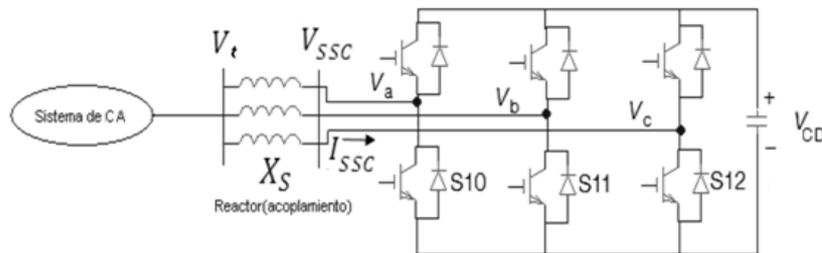


Figura 4.3 VSC de seis pulsos.

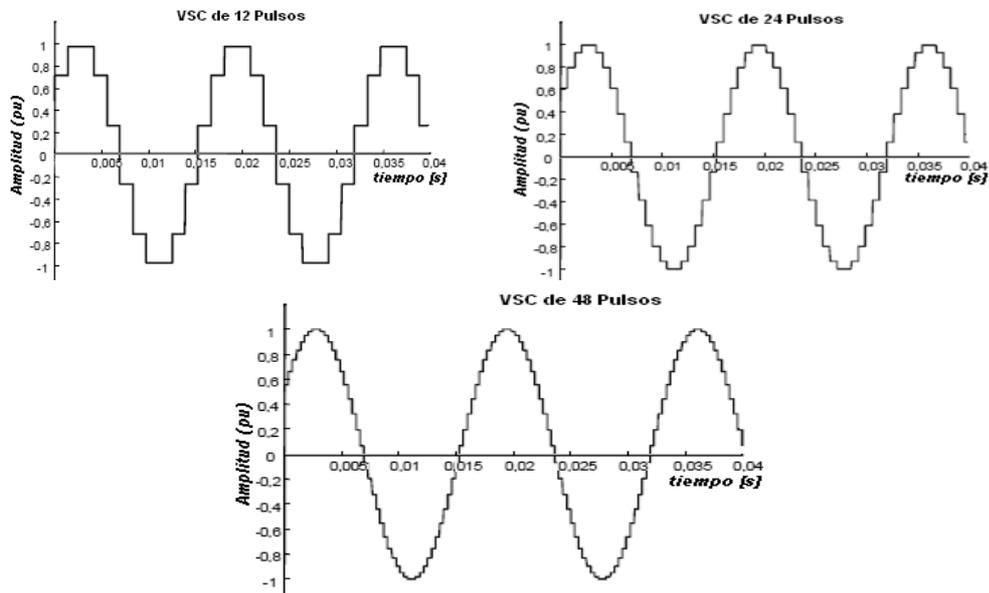


Figura 4.4 Formas de onda para distintas configuraciones de VSC.

Además de conseguir una mejor señal, cabe mencionar que entre mayor sea el número de pulsos de la fuente conmutada, se reducirá de una manera muy significativa el contenido de armónicos de bajo orden, reduciendo así el factor de

distorsión armónica (TDH), esto impactará directamente en el aspecto económico del equipo. [4, 7, 26].

La conmutación, debido a la frecuencia fundamental, requiere de complejos arreglos de transformadores para conseguir un nivel de distorsión aceptable en la forma de onda. Esta desventaja es compensada por la velocidad de conmutación de los semiconductores y por las bajas pérdidas de energía que se presentan.

- Modulación por ancho de pulso: También conocida como PWM (Pulse Width Modulation), permite controlar la conmutación en el encendido y el apagado de los semiconductores. Señales senoidales son usadas como referencia para construir la señal de potencia y la diente de sierra para establecer en qué instantes se deben encender y apagar los dispositivos, ver Figura 4.5. Como resultado de la modulación, los armónicos indeseables en la onda se desplazan a frecuencias más altas y los requisitos de filtrado son mucho más reducidos. Por su simplicidad y eficacia, la técnica de control PWM ha sido la más empleada para las VSC. [20].

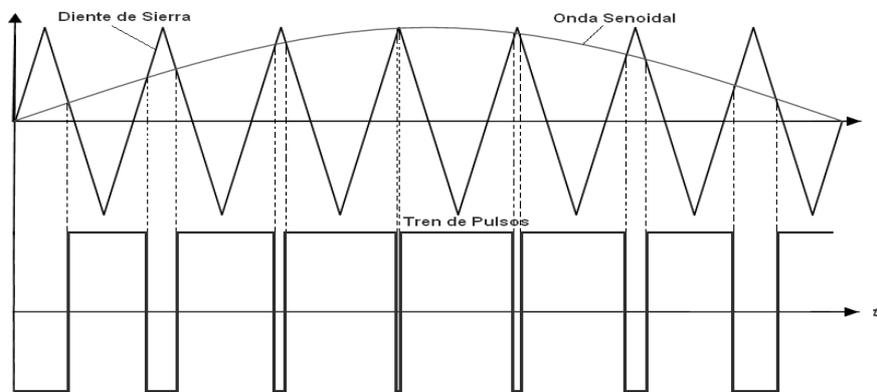


Figura 4.5 Modulación por ancho de pulso.

4.4 El Compensador Estático (STATCOM).

Dado el breve preámbulo de dispositivos semiconductores y lo que podemos llegar obtener con las VSC podemos entrar en materia de la tecnología denominada STATCOM citando primeramente su definición de acuerdo al IEEE:

Se define al STATCOM como: Un generador estático síncrono operado como un compensador estático de VAR's, en conexión paralelo en el cual la corriente de

salida, ya sea capacitiva o inductiva, puede ser controlada de forma independiente del voltaje del sistema. [7,13]. Dentro del texto también se identificará al STATCOM por las siglas SSC (*Static Synchronous Compensator*).

4.5 Elementos y Principio de Operación del STATCOM.

De manera general, podemos considerar al STATCOM como un dispositivo conformado por un transformador asociado a una VSC, cuya entrada es una señal de voltaje de CD y a la salida tenemos una señal trifásica de voltaje, cada señal está en fase y acoplada a la correspondiente señal de CA del sistema y donde cada una de estas presenta un valor relativamente pequeño de reactancia debida a los reactores y al acoplamiento magnético. Ésta señal de salida puede ser variada para controlar parámetros específicos de un SEP. El voltaje de CD necesario para la operación del SSC será suministrado por un capacitor capaz de almacenar la energía necesaria. [7] La Figura 4.6 presenta el diagrama unifilar del STATCOM.

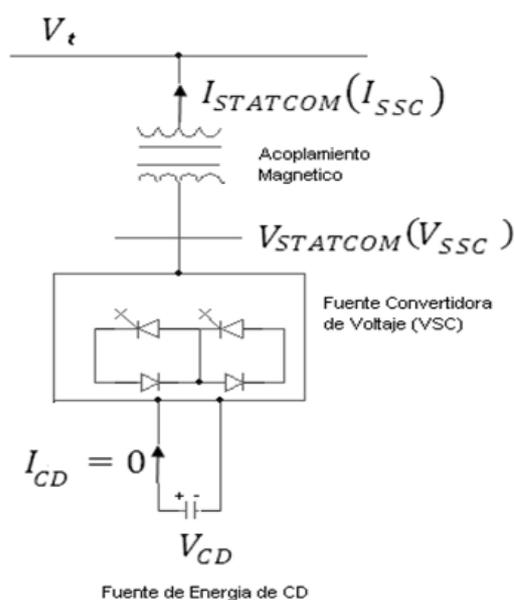


Figura 4.6 Diagrama unifilar del STATCOM.

Es por ello que el STATCOM o SCC es análogo a una máquina rotatoria síncrona ideal, debido a que genera tres señales de voltaje, cada una a la frecuencia fundamental de la red, donde se puede variar la magnitud de la onda y el ángulo de fase de la señal generada. Debido a que el compensador estático está compuesto por elementos de estado sólido, no tiene inercia, lo cual representa una de las ventajas más significativas, ya que hace que tenga una respuesta prácticamente inmediata.

La Figura 4.7 considera el circuito equivalente para el diagrama unifilar del STATCOM, el compensador estático es representado por una fuente de voltaje variable conectada en serie con una reactancia. El SSC cuenta con un diseño compacto a comparación del SVC al no necesitar de bancos de capacitores o reactores conectados en derivación, también presenta un bajo ruido e impacto magnético.



Figura 4.7 Circuito equivalente del STATCOM.

El intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y el sistema de CA, puede ser controlado variando la amplitud de la salida trifásica de voltaje, (V_{SSC}), del convertidor tal y como se ilustra en la Figura 4.8.

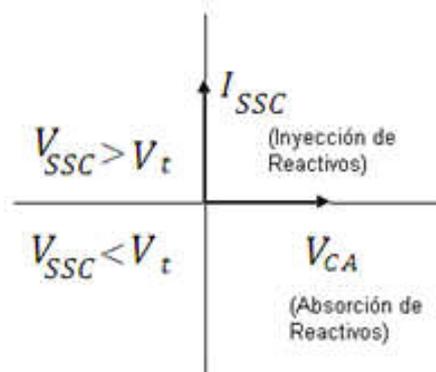


Figura 4.8 Intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y el sistema de CA.

De la Figura 4.8 se puede observar que si la amplitud en la salida de voltaje (V_{SSC}), es incrementada por encima del valor del voltaje de la barra (V_t), entonces se presentara un flujo de corriente por la reactancia del convertidor hacia el sistema es decir, el convertidor genera potencia reactiva capacitiva para entregarla al sistema.

Por otro lado, si la amplitud de la salida de voltaje (V_{SSC}), se encuentra por debajo del valor del voltaje de la barra (V_t), entonces se presenta un flujo de corriente del sistema hacia el convertidor, el cual absorberá la potencia reactiva inductiva del sistema.

Considerando que para condiciones ideales de factor de potencia igual a 1 y que tanto V_t como V_{SSC} estén en fase, dicho análisis para la expresión de la inyección de potencia reactiva del STATCOM sólo depende de su voltaje de salida es el siguiente:

$$Q_{SSC} = \frac{V_t * V_{SSC}}{X_S} \cos\delta - \frac{V_{SSC}^2}{X_S} \quad (4.1)$$

Siendo el desfase $\delta = 0$ entre V_{SSC} y V_t se tiene;

$$Q_{STATCOM} = \frac{V_{SSC} - V_t}{X_S} V_{SSC} \quad (4.2)$$

En resumen, cuando $Q_{STATCOM}$ es positiva significa que el STATCOM inyecta potencia reactiva, por otro lado, si es negativa quiere decir que la absorbe. [24]

La fórmula para la magnitud de la corriente del compensador síncrono queda definida como:

$$|I_{SSC}| = \frac{|V_{SSC} - V_t|}{X_S} \quad (4.3)$$

Si consideramos que la salida de voltaje tiene el mismo valor que el voltaje del sistema el intercambio de potencia reactiva será nulo, en este caso se dice que el STATCOM se encuentra en estado flotante.

Cabe mencionar que si se ajusta el ángulo (desfasamiento), entre la salida de voltaje del convertidor y el voltaje del sistema también se puede controlar el intercambio o flujo de potencia activa entre el convertidor y el sistema. Es decir, se suministra potencia activa al sistema cuando la salida de voltaje del convertidor se adelanta a la salida del sistema, por el contrario cuando la salida del convertidor se logra atrasar, estaremos hablando de una absorción de potencia activa. [7]. La expresión para el intercambio de potencia activa es:

$$P_{SSC} = \frac{V_{SSC} * V_t}{X_S} \sin\delta \quad (4.4)$$

4.6 Curvas Características de Operación $V-I$ y $V-Q$ del STATCOM.

La Figura 4.9 muestra la curva característica $V-I$ de operación del SSC. En ella se observa como el STATCOM puede suministrar una compensación de tipo capacitivo e inductiva, el compensador puede controlar independientemente las salidas de corriente, también se puede observar que el STATCOM puede ser operado por encima del rango de corriente de salida tanto en la región de operación inductiva como capacitiva, aún en sistemas de niveles de voltaje muy bajos.

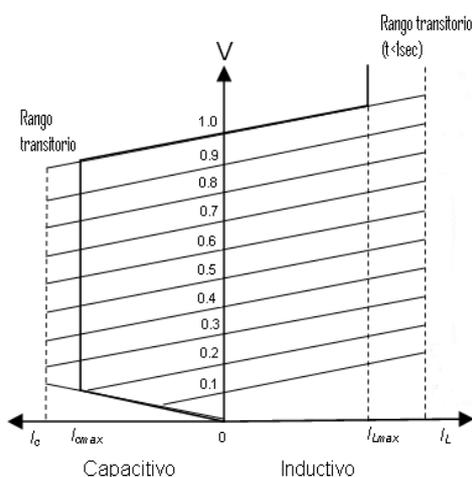


Figura 4.9 Curva característica $V-I$ del STATCOM.

La máxima sobre-corriente transitoria alcanzable por el compensador en la región capacitiva está determinada por la capacidad de corriente máxima de apagado de los semiconductores de potencia, en cambio, en la región de operación inductiva el rango de valores de corriente transitoria del STATCOM está teóricamente limitado solamente por las temperaturas de juntura de los semiconductores.

La curva característica $V-I$ del SSC permite observar otra ventaja de esta tecnología, ya que el compensador es capaz de entregar una salida completa de generación capacitiva casi independientemente del voltaje del sistema, es decir el STATCOM produce una salida de corriente capacitiva alta y constante aun cuando se tenga un voltaje bajo del sistema. Esta capacidad es muy útil en situaciones en donde el STATCOM es empleado para soportar el voltaje del sistema durante y después de una falla. Una ventaja adicional del compensador es que el intercambio de potencia tanto activa como reactiva entre el SSC y el sistema de CA puede ser controlado independientemente uno de otro. [4, 7, 13].

En la Figura 4.10 se muestra la característica de operación $V-Q$ del STATCOM, en la cual se puede distinguir como es que también se presentan rangos de operación para transitorios, además de contar con una respuesta casi inmediata.

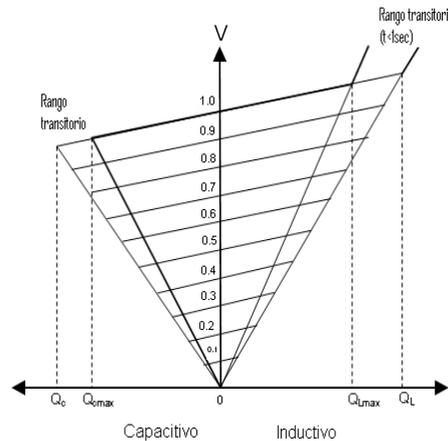


Figura 4.10 Característica voltaje-potencia reactiva del STATCOM.

El compensador estático es capaz de proporcionar una salida reactiva linealmente decreciente con la tensión del sistema. [25]

4.7 Aplicaciones.

Cuando el SSC es instalado dentro de un sistema de potencia, puede mejorar el funcionamiento del mismo en las siguientes áreas:

- El control de voltaje dinámico en sistemas de distribución y transmisión;
- El amortiguamiento de las oscilaciones en los sistemas de transmisión;
- La estabilidad transitoria;
- Contener el “*flicker*” de voltaje;
- El control de pequeñas caídas de voltaje;
- El control, no solo de potencia reactiva, si es necesario también podrá inyectar potencia activa en la línea donde se encuentra conectado.

Además el STATCOM:

- Físicamente ocupa un menor espacio, puesto que sustituye los elementos pasivos del circuito por convertidores electrónicos mas compactos;

- Utiliza compactos módulos electrónicos encapsulados, minimizando el impacto ambiental.

Un ejemplo real de aplicación de la tecnología del compensador estático la podemos encontrar dentro de la subestación Teine, perteneciente la compañía eléctrica Hokkaido en Japón, el cual fue instalado en el año de 1993 para mitigar los efectos del ‘flicker’ en el voltaje, ocasionador por la operación de los hornos de arco eléctrico de una compañía metalúrgica. Figura 4.11.

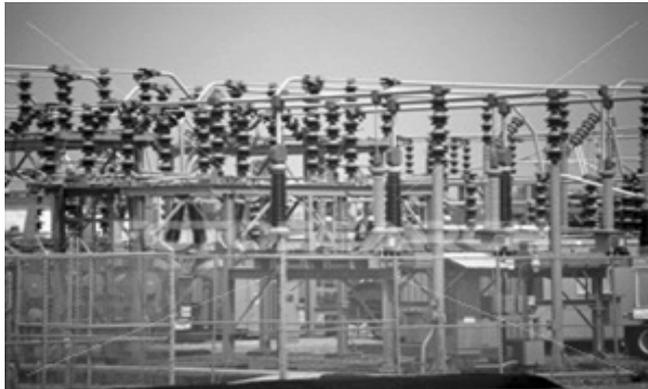


Figura 4.11 Subestación Teine, Japón.

El compensador está dividido en dos grupos de VSC de 4 x 2.5 MVA. Los semiconductores empleados fueron GTO's con una capacidad de 4.5 kV y 3 A, la frecuencia de conmutación del equipo es de 500 Hz. Cada uno de los convertidores fue conectado a una barra de 66 kV por medio de un acoplamiento magnético delta-delta. Los dos grupos de VSC son operados por un controlador en común.

Otro ejemplo del compensador estático es el mostrado en la Figura 4.12 el cual fue instalado dentro de la subestación Sullivan cerca de la ciudad de Johnson en Tennessee, Estados Unidos. El proyecto estuvo a cargo de la corporación Westinghouse, la instalación de este dispositivo represento un gran avance para la tecnología FACTS puesto que demostró la viabilidad de este tipo de equipos dentro de largos sistemas de transmisión, y sirvió para aclarar muchas de las dudas que se tenían respecto a esta tecnología.



Figura 4.12 Subestación Sullivan, Tennessee, USA.

El compensador está formado por 8 fuentes conmutadas de 12.5 MVA conectadas a un bus de 161 kV por medio de un transformador. El SSC instalado reemplazó a un MSC con una capacidad MVA. A parte de mantener el voltaje dentro de un rango el STATCOM fue diseñado para prevenir el colapso del voltaje bajo condiciones de contingencia del sistema.

4.8 Conclusiones.

Con éste capítulo pudimos observar que la nueva generación de controladores FACTS que basa su operación en esquemas del tipo VSC presenta características operativas que la hacen sumamente atractivos, dada su rapidez de respuesta y la posibilidad de aportar su capacidad nominal ante condiciones severas de funcionamiento. Esto hace que la tecnología de FACTS sea cada vez más aceptada en la industria eléctrica, visualizándose un futuro promisorio para tal tecnología.

En éste caso, estudiamos al STATCOM, cuyo principio de funcionamiento obedece a dos métodos de operación, en donde observamos que el más usual es en el que se aplica la técnica PWM debido su gran eficacia reduciendo en gran parte la generación de armónicos a lo obtenible por el método de frecuencia conmutada.

Las curvas características de operación tanto $V-I$ como $V-Q$ que se obtiene, hacen ver que el STATCOM tiene una capacidad transitoria tanto capacitiva como inductiva adicional lo cual nos representa en términos prácticos que a pesar de que el compensador ha violado sus límites de operación, la magnitud de voltaje es incrementada del STATCOM hacia el sistema de potencia. Por otro lado el suministro de potencia reactiva por parte del STATCOM no se ve influenciado por la presencia de bajos voltajes en el sistema.

Capítulo IV El Compensador Estático Síncrono STATCOM

Finalmente se expusieron dos ejemplos de aplicación, en donde además de mencionar todas sus cualidades técnicas, este dispositivo es muy fácil y sencillo de instalar, ya que ocupa menor espacio y utiliza dispositivos electrónicos encapsulados haciéndolo una vez más una opción más viable a considerar en los proyectos de sistemas eléctricos de potencia de futuros en nuestro país.

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE STATCOM Y SVC.

5.1 Introducción.

En los capítulos 3 y 4 donde se analizaron las características de los dispositivos SVC y STATCOM respectivamente, se especificaron sus principios de operación, su influencia dentro de los SEP's y se mostraron algunos ejemplos de aplicación utilizados en algunos sistemas de potencia a nivel mundial.

Primeramente, éste capítulo entra en materia de comparación técnica, resumiendo las características operacionales y de desempeño, así como los correspondientes beneficios de su aplicación. Posteriormente con la ayuda del software comercial NEPLAN[®], se realizarán simulaciones de un sistema con condiciones iguales para cada compensador con el objetivo de contraponerlos y explicar su comportamiento ante un disturbio emergente del sistema (falla, sobre-voltaje, etc.).

Finalmente se presenta un breve análisis económico contemplando no solo el costo neto del equipo sino que, en general, también todos los requerimientos que hay que tomar en cuenta para su instalación; cabe mencionar que el análisis propuesto es presentado con un propósito meramente comparativo.

El rango de operación lineal de la característica $V-I$ y de la capacidad de compensación funcional del STATCOM y del SVC son similares. Los principios de operación básicos del STATCOM, el cual puede ser visto como un generador de VAR's a base de un convertidor, funciona como una fuente de voltaje sincrónica conectada en paralelo, lo cual difiere con los fundamentos del SVC, que con reactores y capacitores conmutados por tiristores, funcionan como una admitancia conectada en paralelo y proporciona control reactivo al bus donde se conecta. Las diferencias básicas de control reactivo ya sea con una admitancia reactiva y una fuente de voltaje son analizadas en las siguientes secciones.

5.2. Comparación de las Curvas Características $V-I$ y $V-Q$.

El STATCOM es esencialmente una fuente de voltaje detrás de una reactancia acoplada que suministra voltaje a la red donde se conecta para suministrar la

potencia reactiva que el sistema requiera siempre y cuando se encuentre dentro de los límites del compensador, tal y como lo muestran las curvas $V-I$ y $V-Q$ en las Figuras 5.1 (a) y 5.2 (a) respectivamente. En el STATCOM, la corriente transitoria máxima de salida, dentro del rango capacitivo, está determinada por la capacidad de apagado de corriente máxima de los semiconductores de potencia, en cambio, en la región de operación inductiva, el comportamiento es naturalmente conmutado a la frecuencia fundamental. Lo que significa que el rango de valores de corriente transitoria del STATCOM está, teóricamente, limitado solamente por las temperaturas de juntura de los semiconductores. Cualquiera que fuese el caso, esto quiere decir que, dicha corriente máxima, puede ser mantenida independientemente del voltaje del sistema de AC, y la generación de VAR máxima o absorción cambia linealmente con el voltaje de sistema AC.[4]

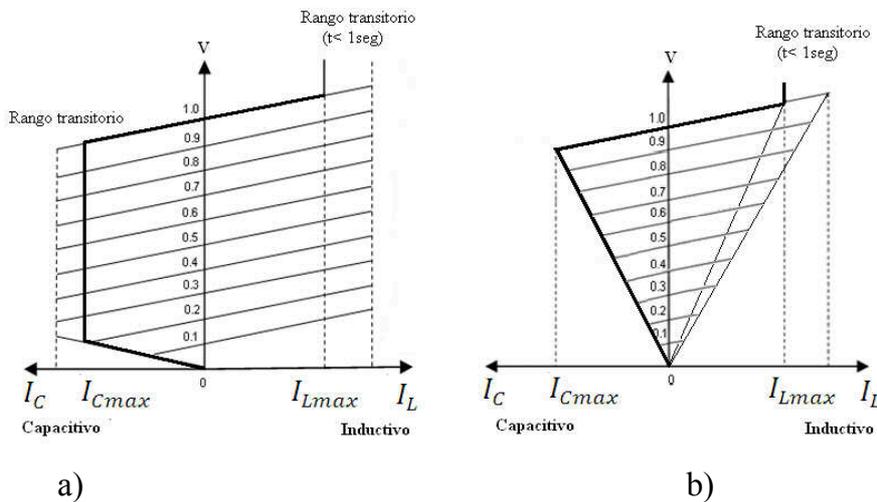


Figura 5.1 Curvas características $V-I$ del a) STATCOM y b) SVC.

En contraste, la compensación de corriente máxima que alcanza el SVC decrece linealmente con el voltaje del sistema AC, y la máxima salida de potencia reactiva disminuye con el cuadrado de este voltaje, tal como se muestra en las Figuras 5.1 b) y 5.2b) respectivamente.

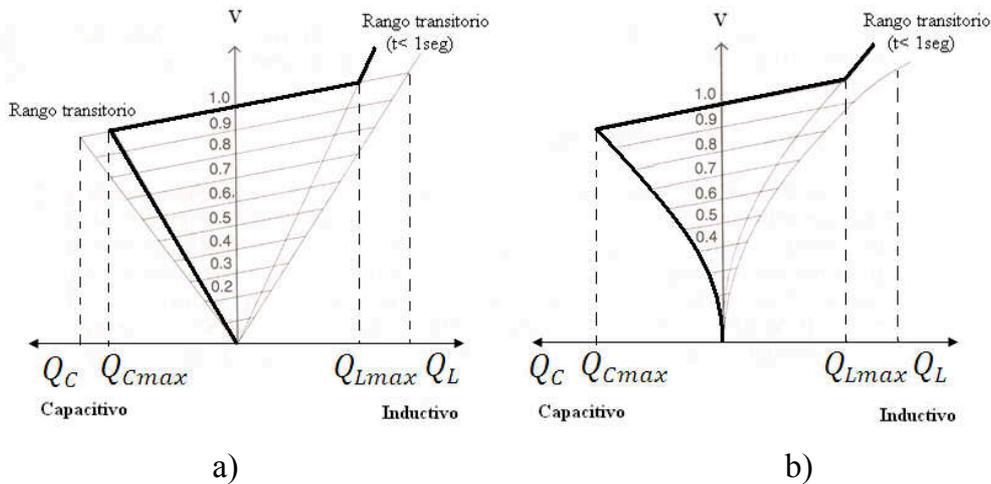


Figura 5.2 Curvas características $V-Q$ del a) STATCOM y b) SVC.

5.3 Análisis en Estado Estable.

Siguiendo la discusión de las características de operación del STATCOM en el capítulo 4, es razonable esperar que para el propósito de estudios de estado estable (flujos de potencia) el STATCOM sea representado por una fuente de voltaje síncrono con límites máximo y mínimo para la magnitud del voltaje. El voltaje síncrono de la fuente representa la frecuencia fundamental de la forma de onda en las terminales del STATCOM. [4, 13, 27]

El bus al que se conecta el STATCOM es representado como un nodo de voltaje controlado (PV), el cual puede cambiar a un nodo de carga (PQ), si los límites son rebasados. A diferencia del SVC, el STATCOM es representado como una fuente de voltaje para todo su rango de operación, lo que permite un mecanismo de soporte de voltaje más robusto. El circuito equivalente del STATCOM mostrado en la Figura 5.3 es usado para obtener el modelo matemático del compensador para estudios de estado estable.

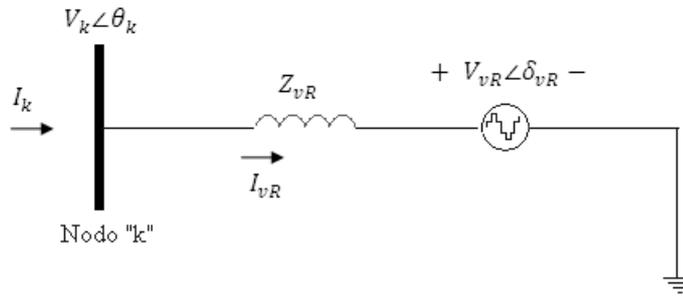


Figura 5.3 Circuito equivalente del STATCOM.

Las ecuaciones de flujos de potencia del STATCOM se derivan de los principios básicos y asumiendo la siguiente representación de la fuente de voltaje.

Basado en la conexión “shunt” mostrada en la Figura 5.3, la siguiente ecuación puede ser escrita como:

Después de realizar algunas operaciones, la siguiente ecuación de potencia reactiva es obtenida para el convertidor y el nodo K respectivamente.

Por otro lado el SVC que es visto como una reactancia ajustable cuyo circuito equivalente es mostrado en la Figura 5.4;

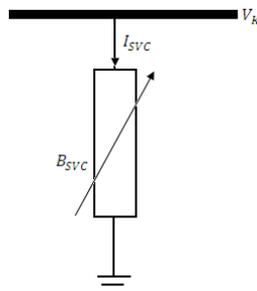


Figura 5.4 SVC visto como una reactancia variable en paralelo.

de donde se obtiene la ecuación de corriente del SVC y la ecuación de potencia reactiva para el compensador y para el nodo 'k' aplicando de igual forma los criterios anteriores.

$$I_{SVC} = jB_{SVC}V_k \quad (5.5)$$

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (5.6)$$

Como se puede observar en la Figura 5.5, el STATCOM, ofrece una ventaja con respecto al SVC por su capacidad de proporcionar una compensación de corriente y potencia máxima a voltajes del sistema reducidos. Por otro lado, el SVC no tiene manera de incrementar transitoriamente la generación de VAR's dado que la corriente capacitiva máxima que consume está estrictamente determinada por el tamaño del banco de capacitores y la magnitud de voltaje del sistema.

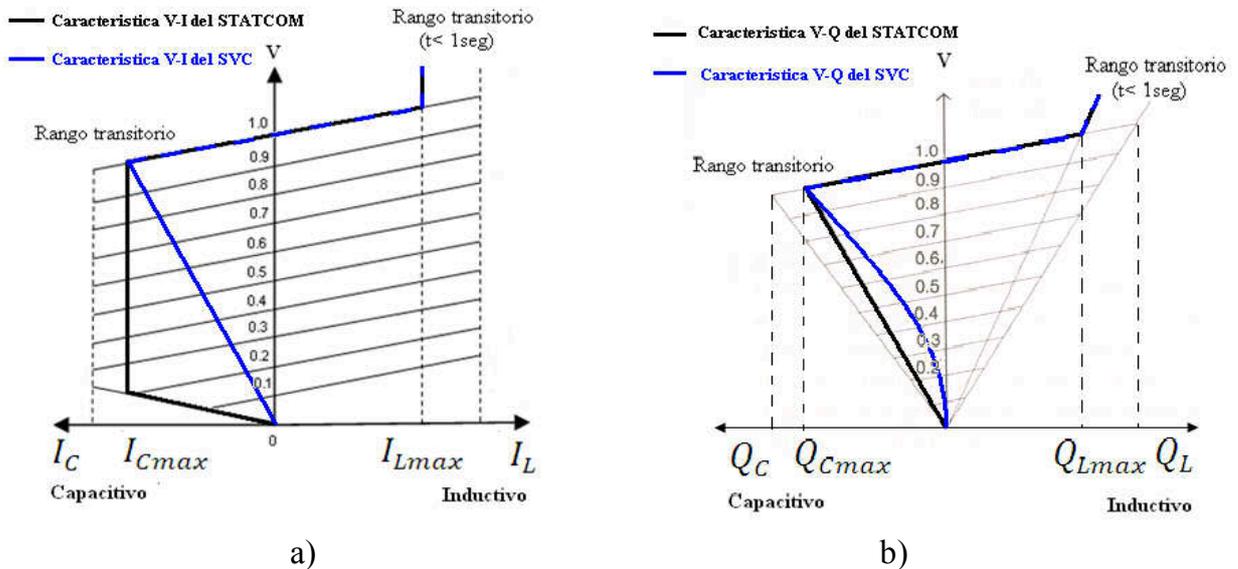


Figura 5.5 Comparación de la curva característica a) $V-I$ y b) $V-Q$ entre el SVC y STATCOM.

5.4 Estabilidad Transitoria.

La habilidad del STATCOM para mantener una corriente de salida capacitiva total ante la presencia de bajos voltajes lo hace más efectivo que el SVC durante fenómenos de estabilidad transitoria. La efectividad del STATCOM en incrementar la potencia a transmitir se ilustra en la Figura 5.6a), donde la potencia P transmitida se muestra contra el ángulo de transmisión δ para el modelo usual de dos máquinas en varios rangos de valores capacitivos definidos por la corriente de salida

capacitiva máxima I_{Cmax} . Para comparar el comportamiento, un equivalente de la relación P contra δ se muestra para un SVC en la figura 5.6b).

Se puede observar que el STATCOM, tal como el SVC, se comporta como un compensador en paralelo en un punto medio ideal como una relación P contra δ como lo define: $P = \frac{2V^2}{X} \text{sen}(\delta/2)$ hasta que se alcanza la corriente de salida máxima capacitiva I_{Cmax} . Desde este punto, el STATCOM continúa inyectando esta corriente de salida máxima capacitiva independientemente de los consecuentes incrementos del ángulo δ y la consecuente variación del voltaje en el punto medio; a diferencia del SVC, el cual presentaría una admitancia capacitiva fija. Como resultado, se evita la intensa disminución de la potencia P transmitida en la región $\pi/2 < \delta < \pi$ que caracteriza la transmisión de potencia del sistema de soporte SVC y se incrementa significativamente el área obtenible $\int P d\delta$ que representa una mejoría en el margen de estabilidad.

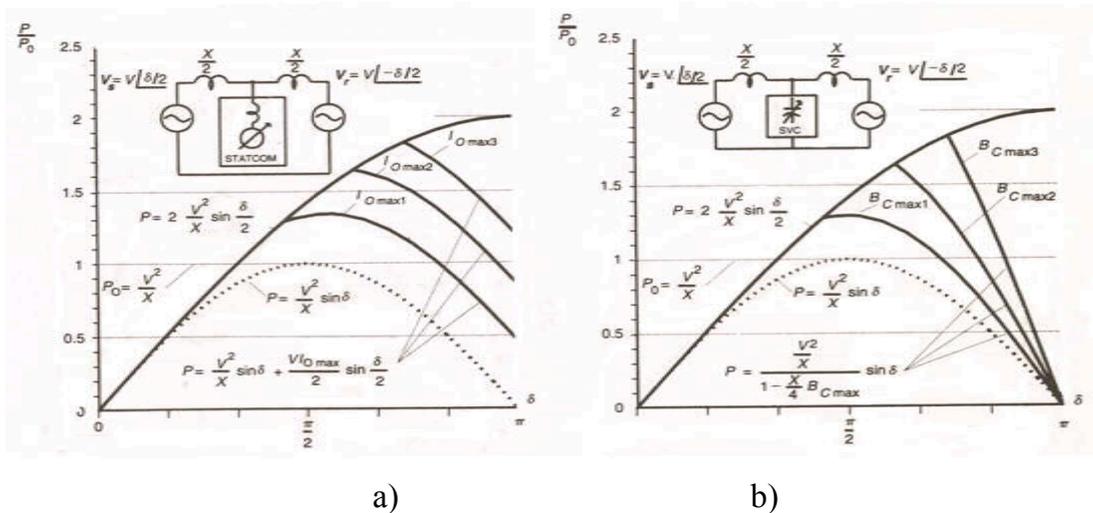


Figura 5.6 Potencia transmitida contra el ángulo de transmisión de un sistema de dos máquinas con: a) un STATCOM en un punto medio y con b) un SVC en un punto medio, para diferentes capacidades de VAR's.

El incremento en el margen de estabilidad que se obtiene con el STATCOM sobre un SVC convencional controlado por tiristores, lo explicaremos con la ayuda del criterio de áreas iguales mediante un sistema simple de dos máquinas compensado en el punto medio por el STATCOM y el SVC del mismo valor de VAR's mostrado en las Figuras 5.7a) y 5.7b) respectivamente.

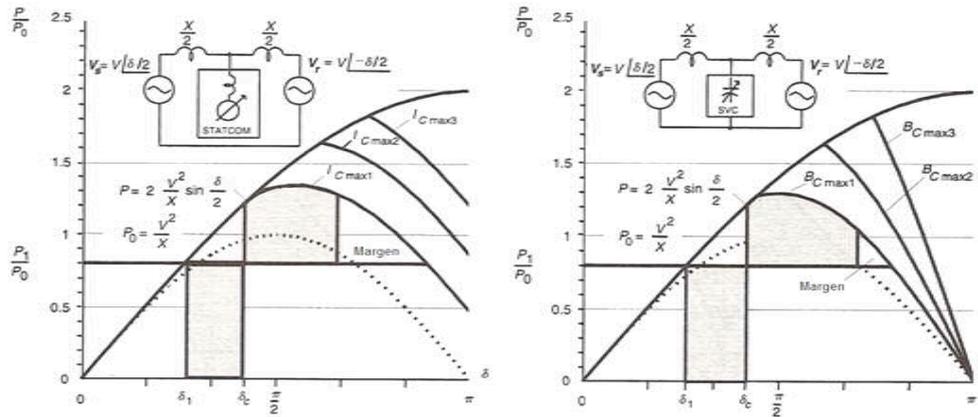


Figura 5.7 Mejoramiento de estabilidad transitoria logrado con un STATCOM en punto medio a), y SVC en punto medio b) de un valor de VAR's dado.

Sólo para términos de claridad, se supone que el sistema que trasmite potencia eléctrica en estado estable P_1 , con un ángulo δ y está sujeto a una falla por un periodo de tiempo durante el cual P_1 se vuelve cero.

Durante la falla, la máquina del extremo final acelera (debido a la constante entrada de potencia mecánica), absorbiendo la energía cinética representada por el área sombreada debajo de la línea constante P_1 , e incrementando δ_1 a δ_c ($\delta_c > \delta_1$). Por tanto, cuando el sistema original es restaurado después de que se quita la falla, la potencia transmitida se vuelve mucho mayor que P_1 debido a que hay un mayor ángulo de transmisión δ_c . Como resultado, la máquina del extremo de envío comienza a desacelerar, pero δ se incrementa aún más hasta que la máquina pierde toda la energía cinética que ganó durante la falla. La energía cinética recuperada está representada por el área sombreada entre la curva P contra δ y la línea de potencia constante P_1 .

El área restante sin sombrear debajo de la curva P contra δ y por arriba de la línea de potencia constante P_1 indica el margen de estabilidad transitoria. Como puede observarse, el margen de estabilidad transitoria obtenido con el STATCOM, debido a un mejor soporte de voltaje del punto medio, es significativamente mayor que el alcanzable con el SVC de idéntica capacidad de VAR. Esto por supuesto significa que la potencia a transmitir puede ser incrementada si la compensación en paralelo es realizada por el STATCOM en vez de por el SVC o, por el mismo margen de estabilidad, la capacidad del STATCOM puede disminuir por debajo del SVC.

5.5 Tiempo de Respuesta.

El tiempo de respuesta alcanzable y la regulación de voltaje del STATCOM son también significativamente mejores que aquellos del SVC.

Considerando que la rápida variación del ángulo contra la característica de frecuencia, para el STATCOM el orden de magnitud es menor que para el SVC, esto es, para el STATCOM es típicamente desde menos de 200 μ s a 350 μ s y entre 2.5 y 5 ms para el SVC., haciéndolo proporcionar una operación estable con una respuesta más rápida por sobre de una gran variación de la impedancia de transmisión de la red en comparación con un SVC.

5.6 Capacidad de Intercambio de Potencia Activa.

Para aplicaciones que requieren una mayor compensación de potencia activa, está claro que el STATCOM, en contraste al SVC, puede hacer una interfase con el almacenamiento de energía apropiado para poder intercambiar potencia activa con el sistema CA. Esto es, el STATCOM es capaz de inyectar potencia activa controlada desde una fuente de energía (un capacitor grande, baterías, celda de combustible, almacenamiento magnético superconductor, etc.) a su terminal CD y llevarla como potencia CA al sistema. También puede controlar la absorción de energía desde el sistema CD para mantener el aparato de almacenamiento cargado. Esta capacidad proporciona una nueva herramienta para aumentar la compensación dinámica, mejorar la eficiencia del sistema de potencia y, potencialmente, prevenir apagones de energía eléctrica.

El intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM y el sistema CA puede ser controlado independientemente y se puede alcanzar cualquier combinación de generación y absorción de potencia activa con generación y absorción de potencia reactiva. Por tanto, al equipar el STATCOM con un aparato de almacenamiento de energía de capacidad apropiada, se puede ejecutar una estrategia de control extremadamente efectiva para la modulación de la salida de potencia activa y reactiva para el mejoramiento de la estabilidad transitoria y el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Debe notarse que para perturbaciones dinámicas de corto plazo, un aparato que consume energía (p.e. un resistor con conmutación) puede ser usado eficazmente en lugar de un almacenamiento de energía más caro para absorber potencia del sistema CA vía

STATCOM. Con este esquema simple, el STATCOM transferiría energía desde el sistema CA a las terminales CD donde se disiparía por un aparato consumidor de energía que se encendería cada vez que se detectara un incremento de energía en las terminales de voltaje de CD.

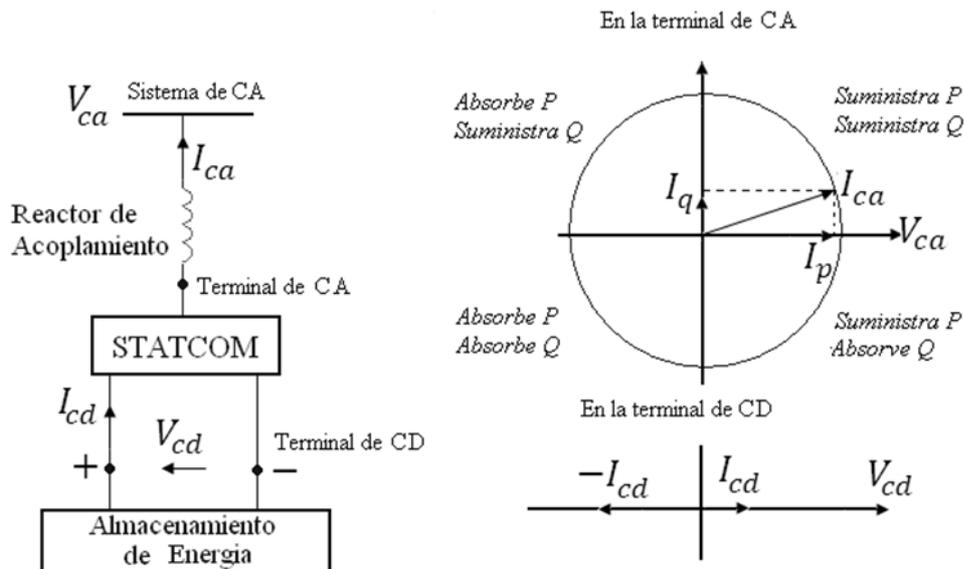


Figura 5.8 Intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM con fuente de Almacenamiento de Energía y el Sistema de CA.

5.7 Tamaño Físico e Instalación.

Desde el punto de vista de instalación física, dado de que el STATCOM no solamente controla sino que también genera internamente potencia de salida reactiva (capacitiva e inductiva), no se necesitan ni el banco de capacitores grande ni el banco reactor con su maquinaria asociada de conmutación y protección, que se usan en SVC's convencionales, controlados por tiristor. Esto resulta el tener una reducción significativa del tamaño global (de 30 a 40%), así como en instalación y costos. El tamaño físicamente pequeño del STATCOM lo hace eminentemente apropiado para instalaciones en áreas donde el costo del suelo es mayoritario, y para aplicaciones donde cambios del sistema anticipados pueden requerir la relocalización de la instalación.

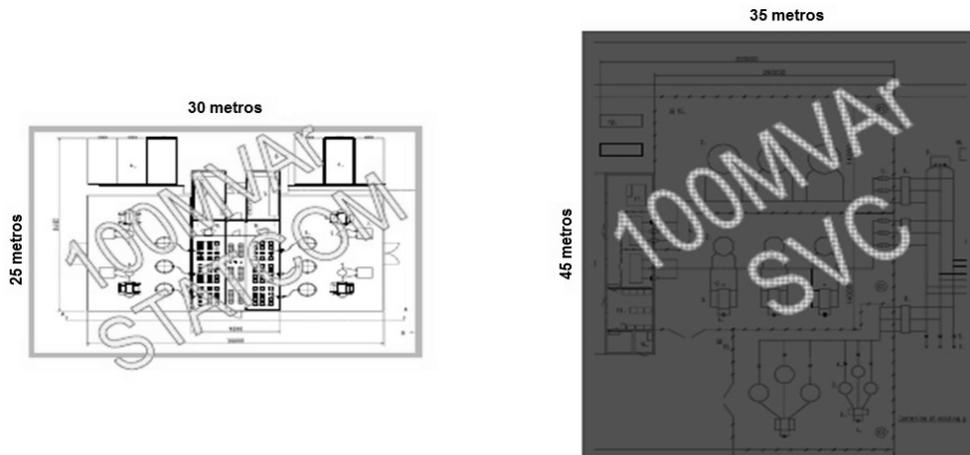


Figura 5.9 Comparación de instalación física para a) SVC y b) STATCOM.

5.8 Simulaciones.

En el siguiente apartado se presentan un conjunto de simulaciones con la finalidad de analizar y comparar el comportamiento y operación en estado estable y transitorio del SVC y del STATCOM para dos casos en particular: de contingencias y perturbaciones, destacando las ventajas y beneficios que brindan cada uno de estos compensadores dentro de un sistema eléctrico de potencia.

Para llevar a cabo dichas simulaciones se ha utilizado el programa de cómputo NEPLAN[®], el cual es un software de planeamiento e información para redes, desarrollado por “Busarello + Cott + Partner Inc.” de Suiza en colaboración con el *Swiss Federal Institute of Technology* y *Asea Brown Boveri CalorEmag Schaltanlagen AG*.

NEPLAN[®] es una herramienta que permite realizar el análisis de sistemas eléctricos de potencia, redes de gas y agua facilitándonos una completa documentación gráfica de la red, independiente de su tamaño. Los módulos de cálculo permiten analizar y planear grandes redes en cualquier nivel de tensión y/o cualquier otra variable.

Empleando el software antes descrito, se analizó el comportamiento de una pequeña red de prueba tomada del libro “FACTS, *Modelling and Simulation in Power Networks*”, pp. 118 [27], la cual consta de cinco nodos interconectados por medio de siete líneas de transmisión, dos generadores y cuatro cargas conectadas en cuatro de

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

los nodos tal y como se muestra en la Figura 5.10. La red opera a una frecuencia de 60 ciclos por segundo.

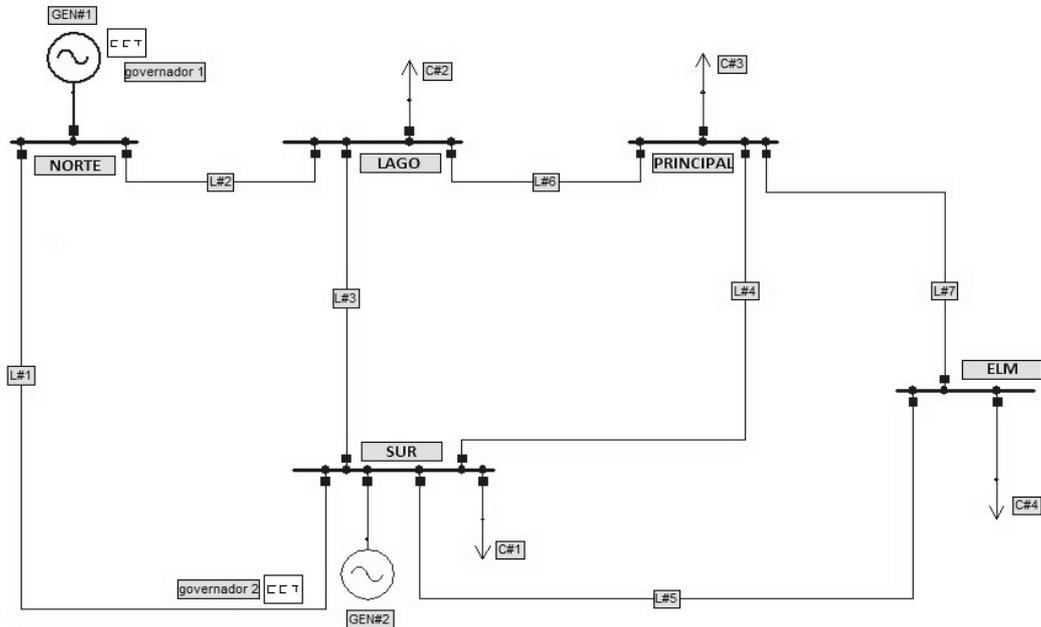


Figura 5.10 Red principal de cinco nodos.

Los parámetros principales de los elementos que conforman la red se muestran en la Tabla 5.1, Tabla 5.2, Tabla 5.3 y Tabla 5.4, cabe señalar que se ha tomado un valor de voltaje de 400kV y un valor de potencia de 100MVA como bases del sistema para realizar los cálculos necesarios:

Tabla 5.1 Características principales de los generadores.

Generador	Conectado a bus	Potencia activa programada MW	Potencia reactiva programada MVAR	Límite máximo de potencia reactiva MVAR	Límite mínimo de potencia reactiva MVAR	Voltaje Operacional %
GEN#1	Norte	0	0	500	-500	106
GEN#2	Sur	40	0	300	-300	104.75

Tabla 5.2 Características principales de los nodos.

Nodo	Tipo	Voltaje kV	Operación pu
NORTE	Slack	400	1.06
SUR	PV	400	1.0475
LAGO	PQ	400	*
PRINCIPAL	PQ	400	*
ELM	PQ	400	*

Tabla 5.3 Características principales de las líneas.

Línea	Interconexión	Resistencia Ω	Reactancia Ω
L#1	NORTE-SUR	32	96
L#2	NORTE-LAGO	128	384
L#3	SUR-LAGO	96	288
L#4	SUR-PRINCIPAL	96	288
L#5	SUR-ELM	64	192
L#6	LAGO-PRINCIPAL	16	48
L#7	PRINCIPAL-ELM	128	384

Tabla 5.4 Características principales de las cargas.

Carga	Conexión en nodo:	Potencia activa MW	Potencia reactiva MVAR
C#1	SUR	20	10
C#2	LAGO	45	15
C#3	PRINCIPAL	40	5
C#4	ELM	60	10

- **Flujos de Potencia, Análisis de Estado Estable.**

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un SEP bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y la configuración de la red, más concretamente, dados los consumos en cada nodo, y la potencia entregada por los generadores, se trata de encontrar los voltajes en los nodos y los flujos de potencia a través de las líneas. [28]. Por medio de NEPLAN[®] y con los valores descritos anteriormente se realizó la simulación para observar el comportamiento de la red bajo el concepto de flujos de potencia de modo que se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la Figura 5.11.

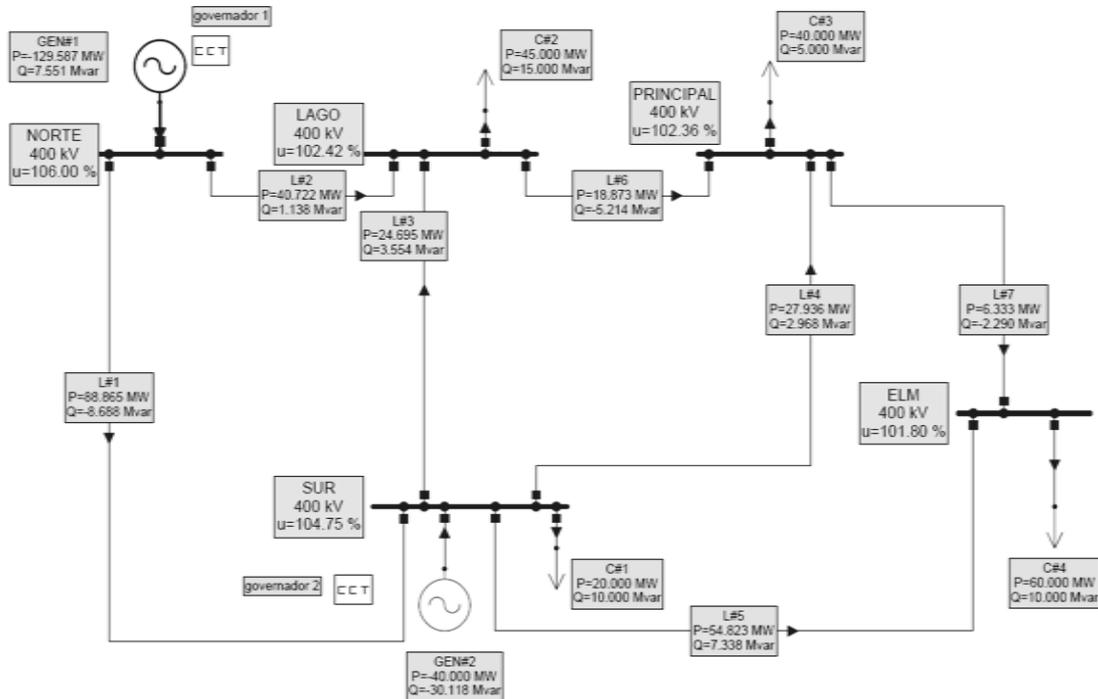


Figura 5.11 Flujos de potencia, red simple.

A continuación, se presenta el resultado para el cálculo de flujos de potencia considerando la red de la Figura 5.11 con la única diferencia de que en este caso ha sido conectado en el nodo LAGO un compensador de potencia reactiva. Se han realizado las simulaciones correspondientes para dos casos distintos, un SVC y un STATCOM, con una capacidad de 200 MVAR's respectivamente.

En primer lugar el SVC es colocado en el nodo LAGO tal como se observa en la Figura 5.12, obteniendo los resultados ahí mostrados para flujos de potencia.

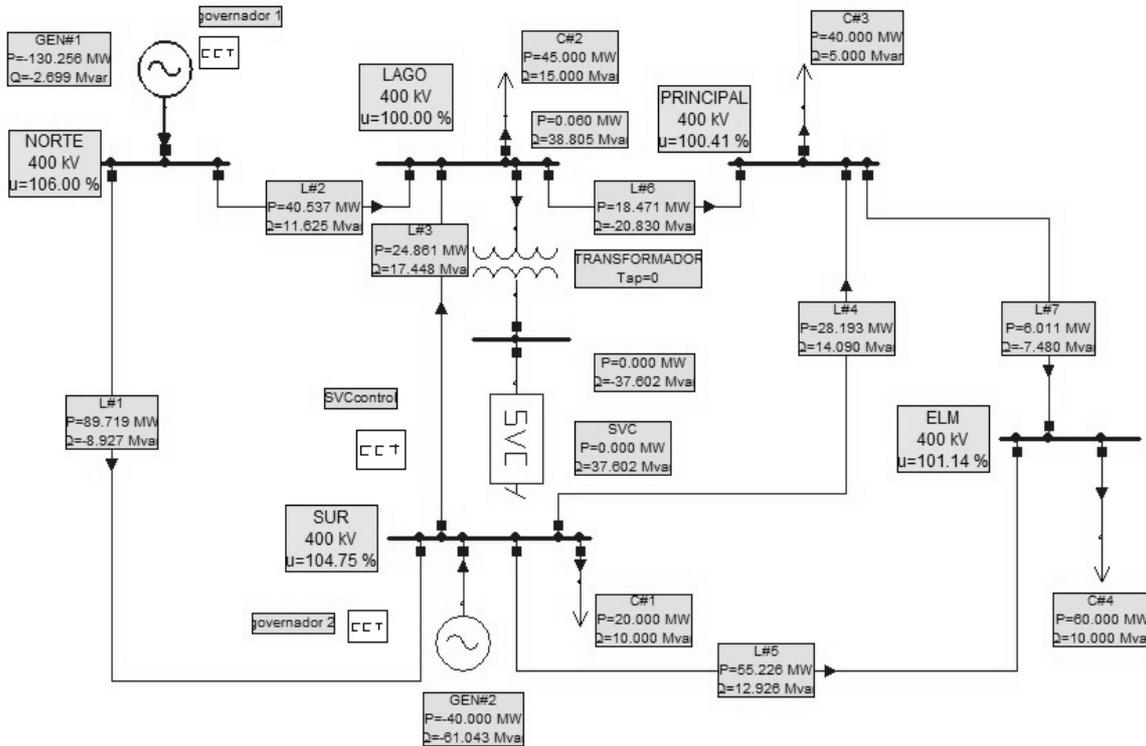


Figura 5.12 Flujos de potencia instalando un compensador SVC en la red.

Como puede notarse, el SVC inyecta 38.805MVAR's en el nodo LAGO manteniendo la magnitud de voltaje en 400 kV, es decir en 1 pu. EL SVC genera potencia reactiva para cubrir la demanda a fin de mantener el voltaje nodal deseado. En comparación con la red sin compensación se tiene un incremento del flujo de potencia reactiva de casi cuatro veces hacia el nodo PRINCIPAL vía L#6. También se puede observar que se presenta un incremento en el flujo de potencia reactiva entre LAGO y el nodo SUR a través de L#3, la gran cantidad de potencia reactiva disponible en el bus es absorbida por el generador síncrono GEN#2, teniendo un valor de 61.043MVAR's con el SVC instalado y de 30.118MVAR's para el caso de la red simple.

En segundo lugar se ha colocado un STATCOM en el nodo LAGO tal como se ilustra en la Figura 5.13 obteniendo los resultados para flujos de potencia que ahí se muestran.

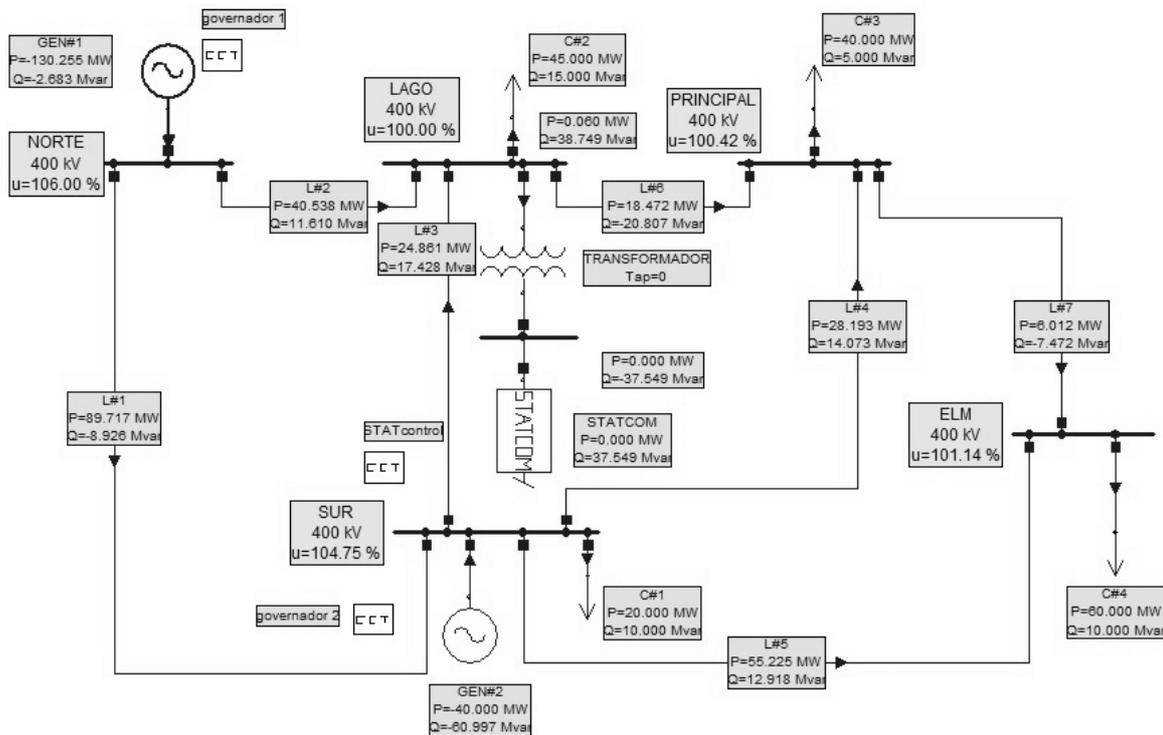


Figura 5.13 Flujos de potencia instalando un compensador STATCOM en la red.

En éste segundo caso, de igual forma se implementa el controlador con la finalidad de mantener la magnitud de voltaje en el nodo en un valor de 1 pu. De los valores entregados por el software NEPLAN[®] se puede apreciar que el STATCOM inyecta 38.749 MVAR's un valor muy similar al suministrado en el caso del SVC.

La presencia del compensador estático y del SVC mejoran el perfil de voltaje en la mayoría de los nodos en comparación con la red simple de la Figura 5.11, excepto en el nodo ELM, el cual se encuentra muy alejado del compensador para ser beneficiado por el FACTS.

En esencia, en estado estable, ambos compensadores presentan mejoras similares. Se puede observar que una fuente de potencia reactiva permite que los generadores la dejen de generar y las líneas la tengan que transportar a donde se requiere. En este caso GEN#1 reduce de manera significativa la generación de potencia reactiva ya que pasa a un valor de 2.683 MVAR's comparado con los 7.551MVAR's del caso base, por otro lado el flujo de potencia reactiva entre el nodo NORTE y LAGO presenta un incremento de aproximadamente de 10 MVAR's en la línea L#2(con respecto al caso sin compensación), el cual, también es absorbido por la máquina GEN#2.

- **Análisis en Estado Transitorio.**

Conocer el comportamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia que es sometido a una o distintas contingencias y/o alteraciones es de vital importancia en la planeación y operación del mismo. En la vida real las redes son sometidas a un sin fin de alteraciones no deseadas provocadas por distintos factores, es por ello que la realización de los estudios de estado transitorio pueden prever el comportamiento del sistema bajo distintas situaciones. Con ayuda del software NEPLAN[®] y utilizando la red precisamente descrita y mostrada en la Figura 5.10 se presenta una serie de casos de estudio. Primeramente se simulará una falla trifásica en el nodo SUR como lo muestra la Figura 5.14.

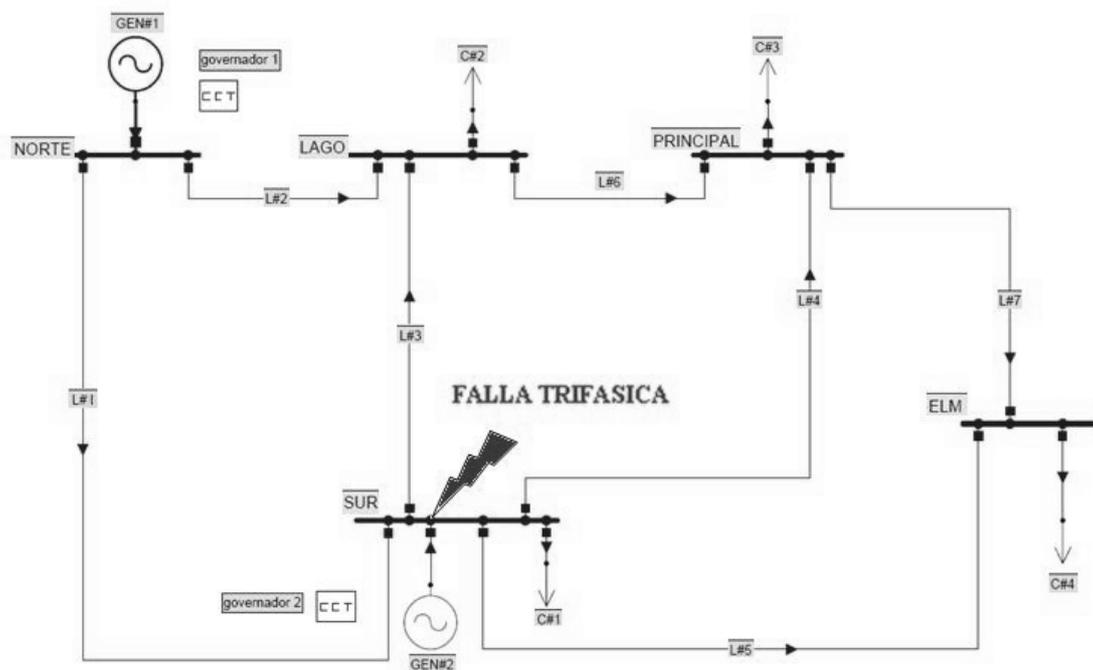


Figura 5.14 Falla trifásica en el nodo SUR.

Obteniendo de forma gráfica el comportamiento del sistema bajo régimen transitorio en tres situaciones distintas:

- a) La red sin compensación durante la falla.
- b) La red compensada con un SVC instalado en el nodo LAGO durante la falla.
- c) La red compensada con un STATCOM instalado en el nodo LAGO durante la falla.

En los tres casos se asume que la falla acontece en el segundo 1.1 con una duración de 0.2 segundos, el tiempo de simulación es de 15 segundos.

- a) En esta primera parte se simula la falla dentro de la red sin compensación en el nodo SUR y se muestra el comportamiento del sistema.

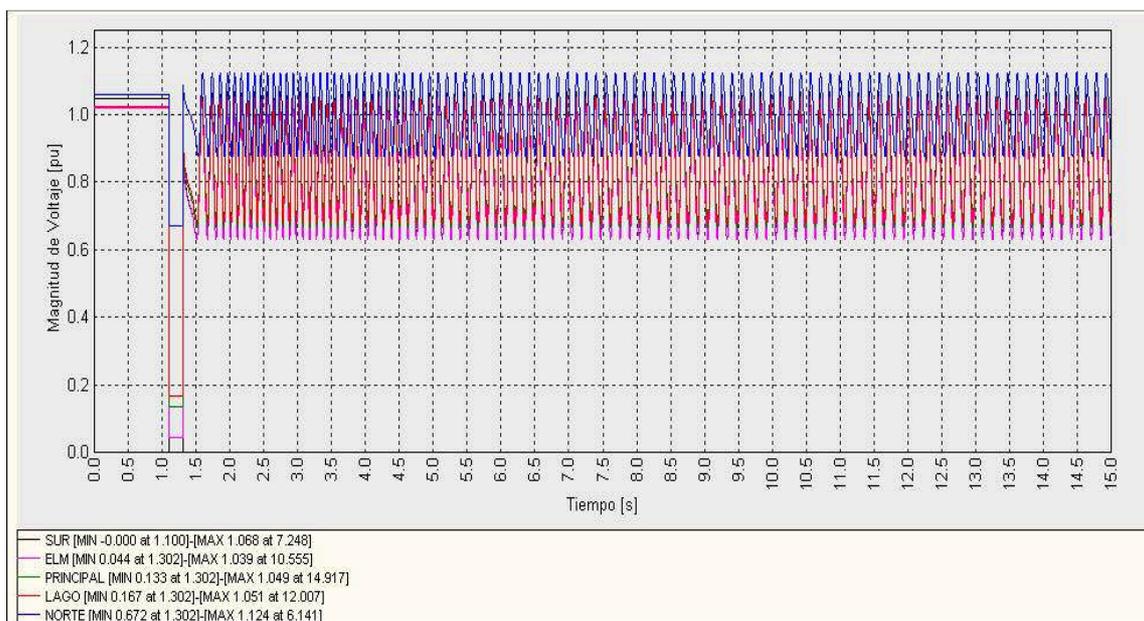


Figura 5.15 Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica.

En la gráfica de la Figura 5.15 se observa que la magnitud de voltaje en los nodos dentro de la red permanece constante hasta el valor de 1.1 segundos que es justo el instante cuando se presenta la falla trifásica.

La presencia de un corto circuito implica una caída de voltaje en el nodo fallado, la cual tiende a cero y un incremento drástico en el valor de la corriente que circula en la red, es por ello que la magnitud de los voltajes cae drásticamente en el intervalo de 1.1 a 1.3 segundos, que es el lapso de tiempo que dura la contingencia. Como podemos observar en la Figura 5.15 el único bus que alcanza el valor de cero, es el nodo SUR, que es donde la falla tiene mayor efecto, el efecto de la falla también se ve reflejado en los demás buses con las caídas de voltaje. Una vez que la falla es liberada, el sistema intenta restablecer sus condiciones iniciales, pero en este caso la falla fue tan considerable que el sistema queda perturbado, presentando oscilaciones y alteraciones que no permiten su restablecimiento, tal como lo muestra la Figura 5.15.

Hay que aclarar que los resultados arrojados por NEPLAN[®] son meramente demostrativos puesto, que para el comportamiento real de la red durante y/o después

de la contingencia un adecuado sistema de protecciones eléctricas debe operar para evitar daños en los equipos.

A consecuencia de la falla trifásica en la red, las máquinas conectadas en los nodos NORTE y SUR también se ven afectadas en su desempeño y comportamiento tal y como se aprecia en la Figura 5.16 la cual muestra la velocidad del rotor de ambos generadores. Por un lado podemos ver que el GEN#2, conectado en SUR, a diferencia del GEN#1 presenta un incremento brusco en su velocidad debido a que en dicho bus es donde se presenta la falla, en cambio el GEN#1 se frena bajando su velocidad. Después de la contingencia es evidente que las máquinas no regresan a su operación normal, el rotor de la máquina conectada en el nodo NORTE mantendrá una velocidad baja, mientras que el GEN#2 continuara con una velocidad oscilatoria elevada.

La gráfica de la Figura 5.17 nos permite observar como el ángulo del rotor de carga de ambas máquinas también sufre alteraciones importantes al instante de la falla.

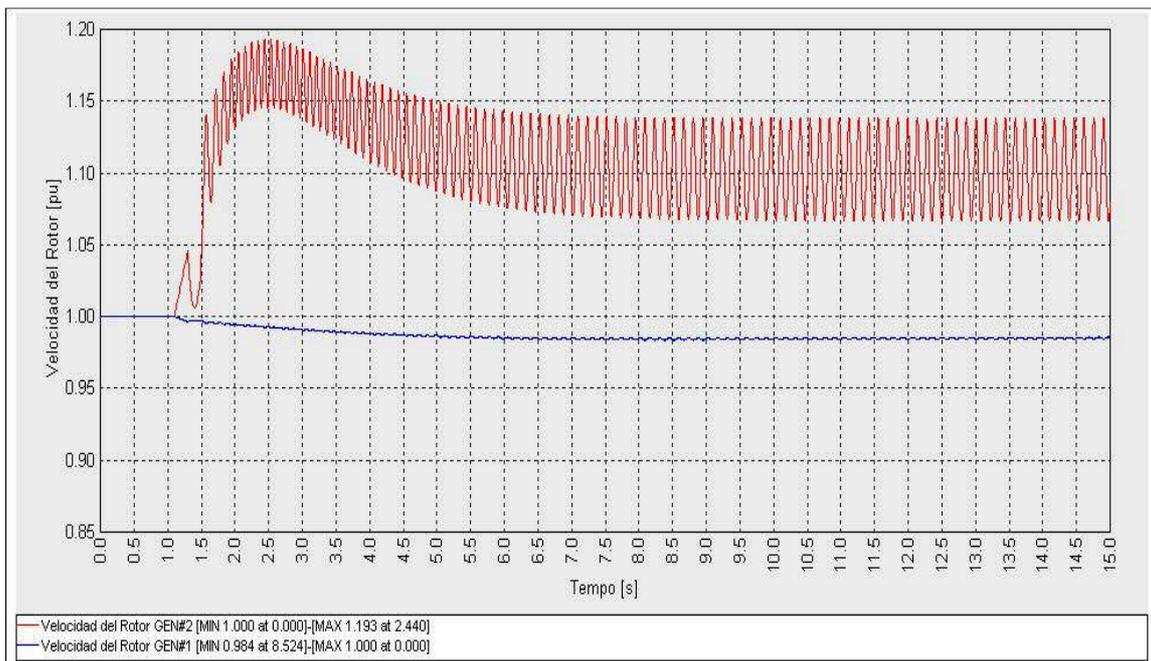


Figura 5.16 Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica.

De esta figura es evidente el desplazamiento angular que sufre el voltaje de la máquina GEN#2, lo que corrobora la inestabilidad del sistema para este disturbio.

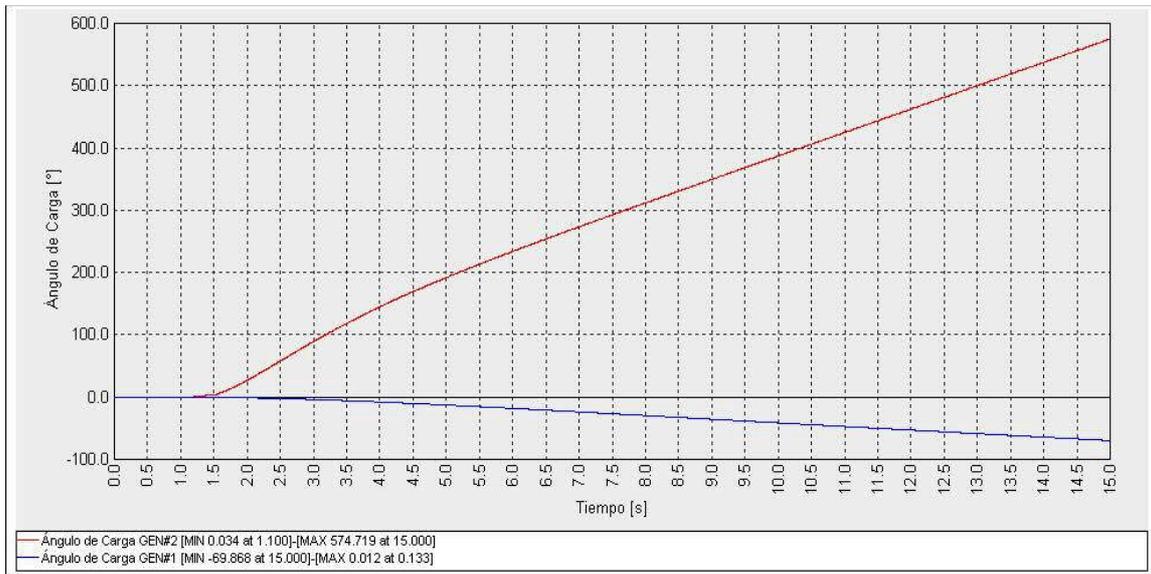


Figura 5.17 Ángulo de carga de las máquinas para la falla trifásica.

- b) Como segundo caso se presenta la misma falla en el nodo SUR pero ahora ha de ser considerada la instalación de un compensador estático de VAR's en el nodo LAGO, con la finalidad de analizar el comportamiento de la red, las ventajas y mejoras que el SVC es capaz de aportar al sistema.

La Figura 5.18 corresponde a la grafica de magnitud de voltaje en cada una de las barras de la red, de igual forma se observa que una vez que se presenta la falla en el instante 1.1 segundos, la magnitud de voltaje cae repentinamente en todos los nodos.

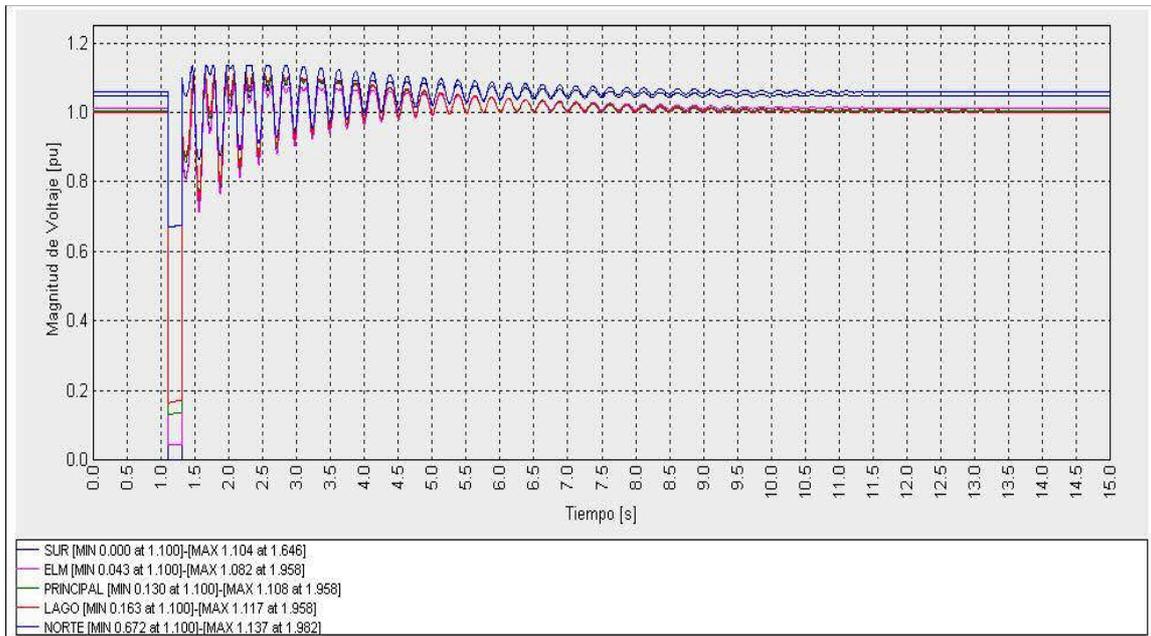


Figura 5.18 Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica con SVC instalado.

Durante los 0.2 segundos que dura la falla, se puede observar que la caída de voltaje en el nodo SUR permanece constante, es decir cae hasta un valor de cero debido a lo mencionado anteriormente, la falla ocurre en dicho bus, a pesar de la presencia del compensador no se observa ningún cambio y/o mejoría en la magnitud de voltaje para el nodo SUR; en cambio en las barras NORTE, LAGO y PRINCIPAL se puede apreciar claramente el efecto del SVC instalado, en el intervalo de tiempo en que se mantiene la falla el compensador inyecta potencia reactiva a la red e intenta levantar la magnitud de voltaje en dichos nodos, en comparación con la Figura 5.15, en la Figura 5.18 se puede apreciar una pendiente positiva en la magnitud de voltaje de las barras, excepto en el bus ELM, el cual se encuentra muy alejado del compensador para ser beneficiado por la operación del SVC.

Las máquinas síncronas GEN#1 y GEN#2 también son beneficiadas por el efecto del controlador FACTS, mientras que con las Figuras 5.16 y 5.17 se muestra la alteración para la velocidad y el ángulo de carga respectivamente para la red sin compensador, en las Figuras 5.19 y 5.20 se aprecian las mismas curvas cuando el SVC está instalado.

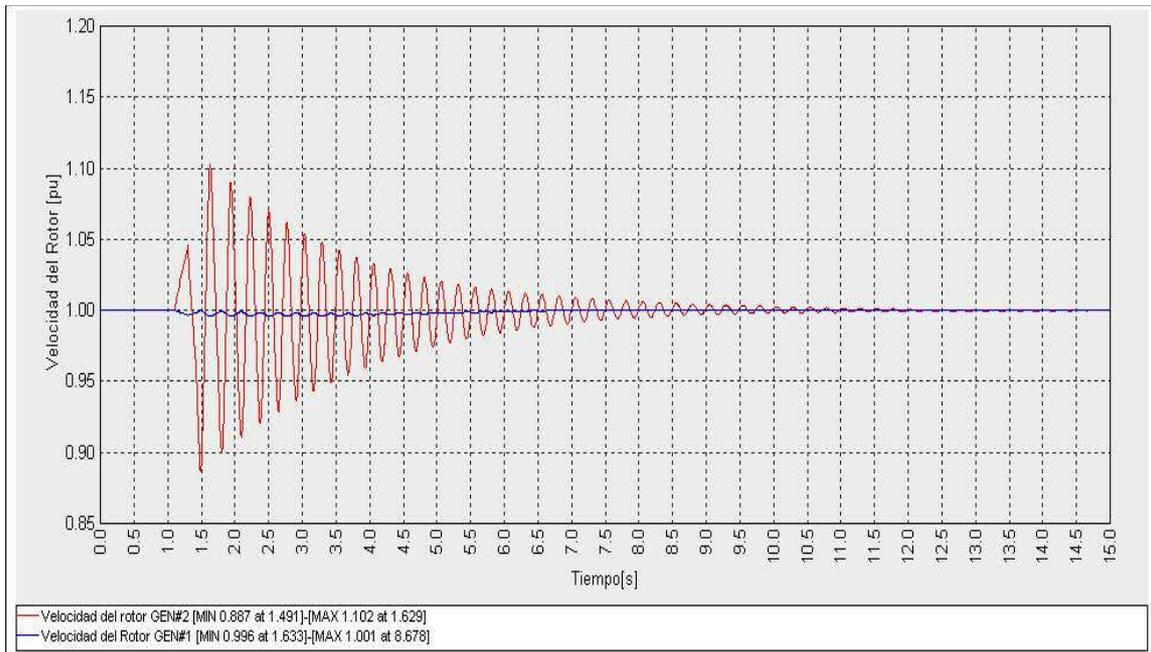


Figura 5.19 Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica con SVC instalado

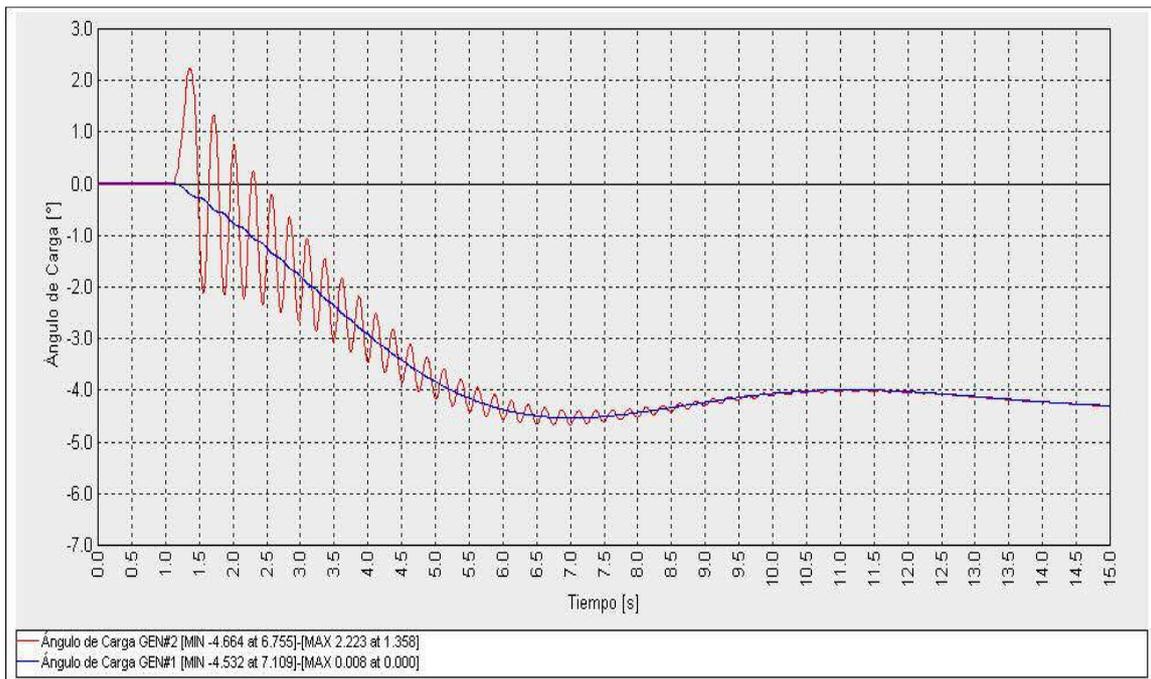


Figura 5.20 Ángulo de carga de las máquinas para la falla trifásica con SVC.

El generador conectado a SUR es el que ve más alterado su comportamiento, una vez ocurrida la contingencia su velocidad incrementa considerablemente y a diferencia de lo que ocurrió en el primer caso, es decir sin el compensador, ver

Figura 5.16, el rotor de la máquina es capaz de estabilizar su velocidad y regresar a una operación estable.

El comportamiento del compensador estático de VAR's se encuentra plasmado en la Figura 5.21, antes de la falla el SVC entrega 37.602MVAR's a la red y en el momento en que ocurre la perturbación el SVC casi de manera inmediata para de suministrar potencia reactiva y cambia a un estado en donde absorbe una considerable cantidad de MVAR's (77.5MVAR's aproximadamente), mientras las máquinas recuperan su estabilidad, el compensador continua absorbiendo reactivos aproximadamente por cuatro segundos y después comienza a inyectar una vez más potencia reactiva hasta alcanzar su valor inicial, permitiendo que el voltaje en los nodos y los generadores regresen a una operación estable.

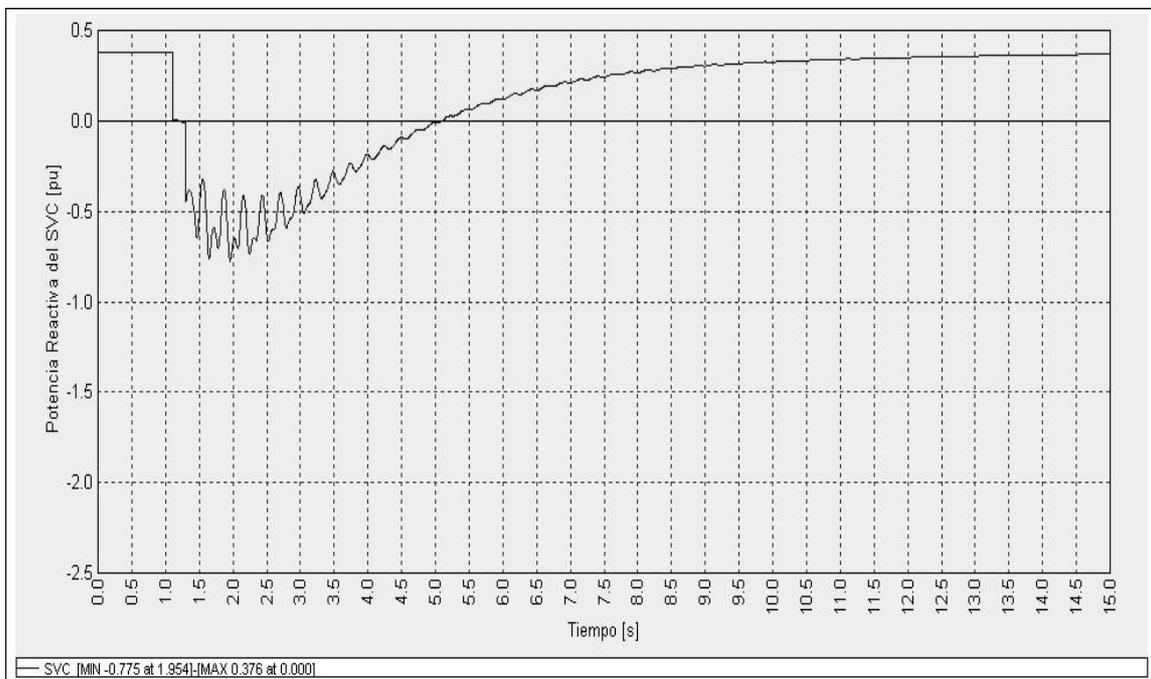


Figura 5.21 Operación de SVC durante la falla trifásica.

Como se puede apreciar de las graficas, el compensador tiene un efecto muy significativo, como se puede observar una vez que la falla ha sido liberada el sistema es capaz de recobrar su estabilidad pasado un determinado tiempo. Lo anterior debido a la acción del SVC durante y después de la contingencia de aportar potencia reactiva al sistema.

- c) Por último se presenta la misma falla en el nodo SUR pero en este caso se considera la instalación de un compensador estático síncrono de igual forma en

el nodo LAGO, con la finalidad de analizar el comportamiento de la red, las ventajas y mejoras que el STATCOM es capaz de aportar al sistema y analizar las diferencias respecto al SVC.

En la Figura 5.22 se muestran las gráficas de magnitud de voltaje en cada una de los nodos de la red, como en el caso del SVC, también se observa que una vez que se presenta la contingencia la magnitud de voltaje cae repentinamente en todos los buses.

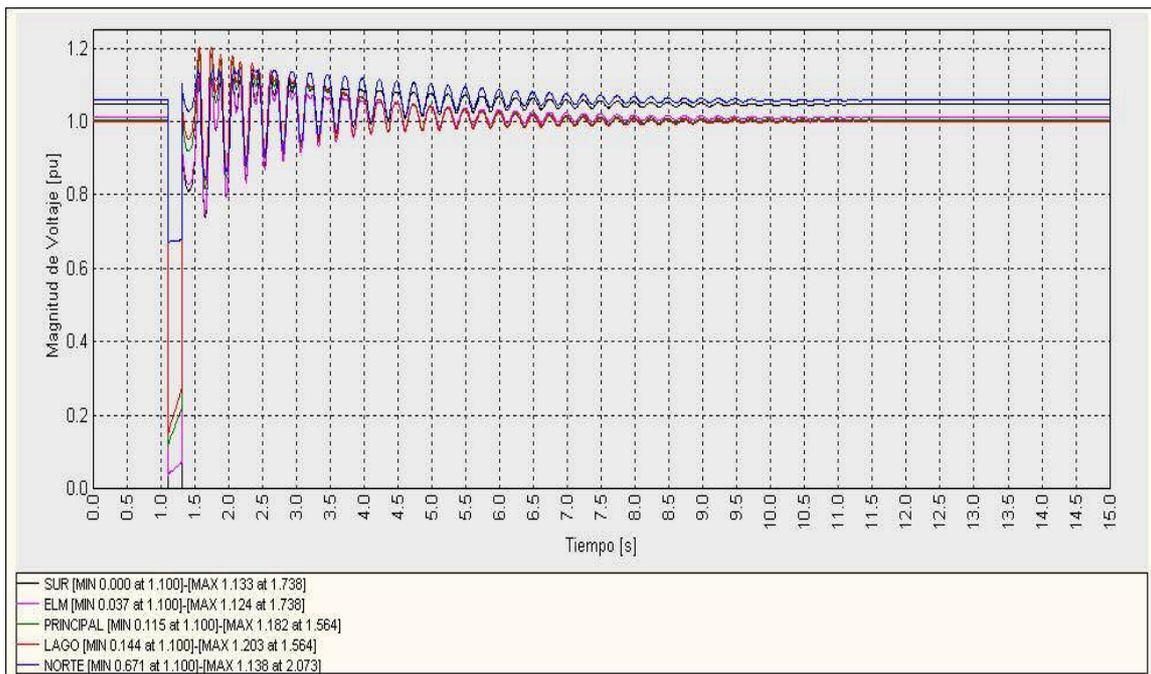


Figura 5.22 Magnitud de voltaje en los nodos para la falla trifásica con STATCOM instalado.

Durante la falla se observa de igual forma que en el caso del SVC, que la caída de voltaje en el nodo SUR desciende hasta un valor de cero debido a que en dicho bus ocurre la falla. En el caso del STATCOM las barras NORTE, LAGO, PRINCIPAL y SUR son beneficiadas por el efecto del compensador estático síncrono instalado, cuando ocurre la falla el compensador inyecta y absorbe potencia reactiva en la red con la finalidad levantar la magnitud de voltaje en dichos nodos, a diferencia de la Figura 5.18, en la Figura 5.22 se pueden apreciar pendientes con una mayor inclinación durante el transcurso de la perturbación en la magnitud de voltaje de las barras, es decir, el STATCOM tiene una mayor capacidad de respuesta ya que consigue elevar la magnitud de voltaje a un nivel superior que el SVC en el mismo tiempo de operación, inclusive el bus ELM, el cual se encuentra muy alejado del

compensador, ahora es beneficiado por la operación del STATCOM lo cual no ocurre en el caso del SVC.

Los generadores también son afectados de manera positiva por el efecto del compensador estático síncrono, las Figuras 5.23 y 5.24 muestran el comportamiento de la velocidad y el ángulo de carga respectivamente para el caso del STATCOM, en las cuales se aprecian las características muy similares a las del SVC.

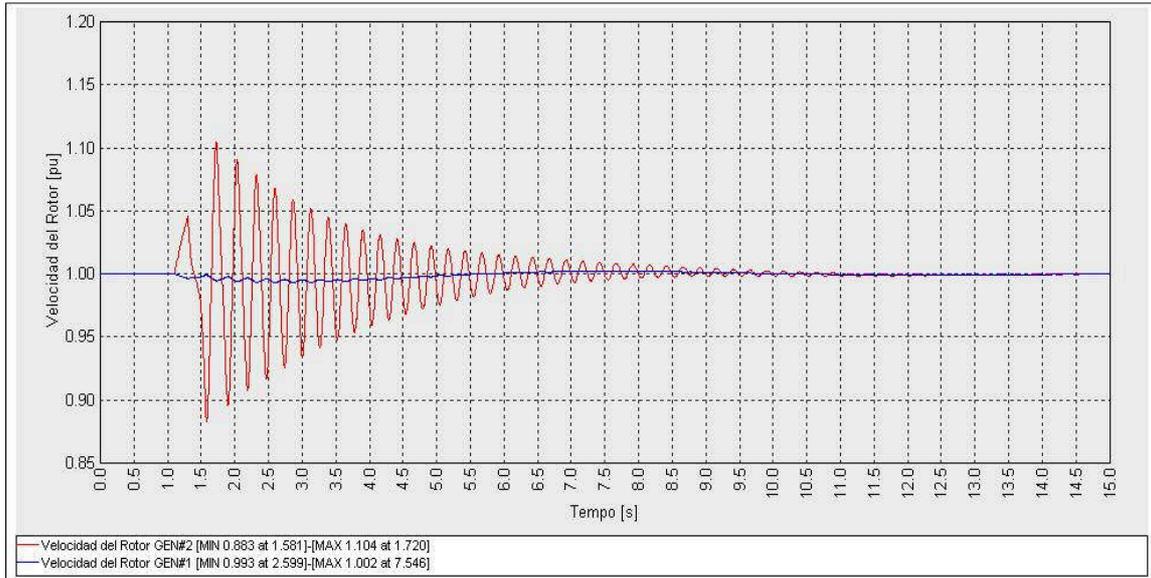


Figura 5.23 Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica con STATCOM instalado.

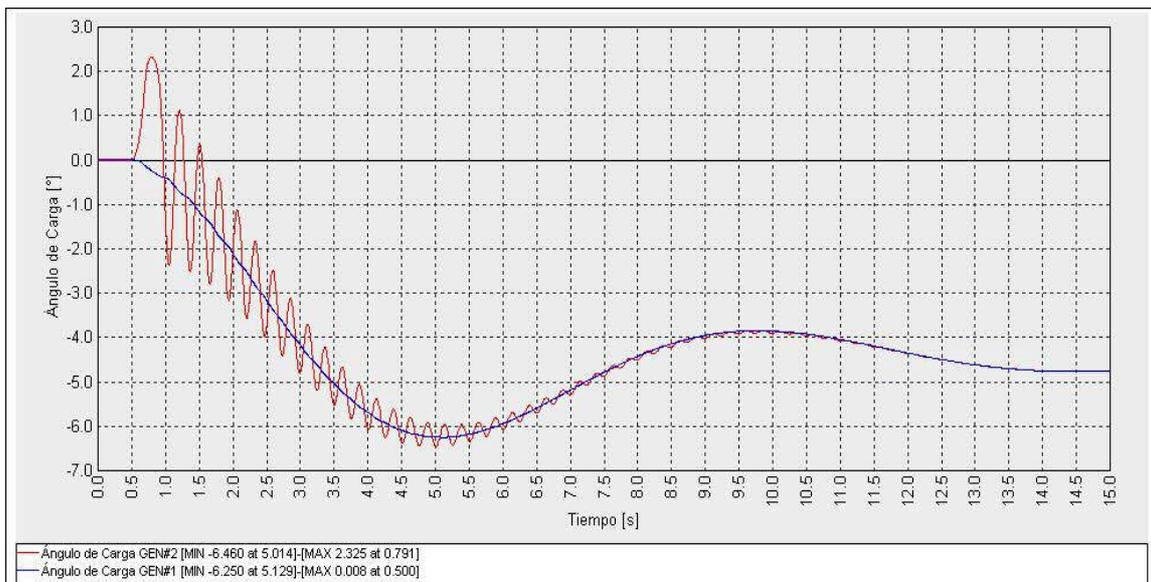


Figura 5.24 Ángulo de carga de las máquinas para la falla trifásica con STATCOM instalado.

Semejante al caso del SVC la máquina colocada en el nodo SUR es la que presenta mayores alteraciones en su comportamiento, una vez ocurrida la falla, la velocidad incrementa considerablemente y gracias al efecto del STATCOM el rotor de la máquina es capaz de estabilizar su velocidad y regresar a una operación normal en un menor tiempo con respecto al caso del SVC, en la Figura.5.23 se aprecia que el rotor alcanza su estabilidad aproximadamente en 10.5 segundos mientras que en el caso del SVC se observa que transcurridos 12.5 segundos los rotores de las máquinas se han estabilizado, razón por la cual el STATCOM resulta ser más efectivo ya que tiene una mayor velocidad de respuesta y es capaz de normalizar el sistema en un lapso de tiempo menor.

Al igual que con el compensador estático de VAR's, la presencia del STATCOM permite, como se puede apreciar, una vez que la falla ha sido liberada, que el sistema sea capaz de recobrar su estabilidad, pasado un determinado tiempo, debido a la acción del compensador durante y después de la contingencia.

El comportamiento del STATCOM es mostrado en la Figura 5.25, previo a la falla el compensador entrega 37.549MVAR's al sistema y en el momento en que ocurre la perturbación el compensador casi de manera inmediata detiene la inyección de potencia reactiva y cambia a un estado en donde absorbe MVAR's al igual que en el caso del SVC, mientras las máquinas recuperan su estabilidad, el compensador absorbe reactivos aproximadamente por tres segundos y después comienza a inyectar una vez más potencia reactiva hasta recuperar su valor inicial, permitiendo que el voltaje en los nodos y los generadores regresen a una operación normal, cabe señalar que el STATCOM recupera su operación normal en un lapso de tiempo mucho menor al del SVC, tal y como lo muestra la gráfica de la Figura 5.25 en comparación con la Figura 5.21 correspondiente al compensador estático de VAR's.

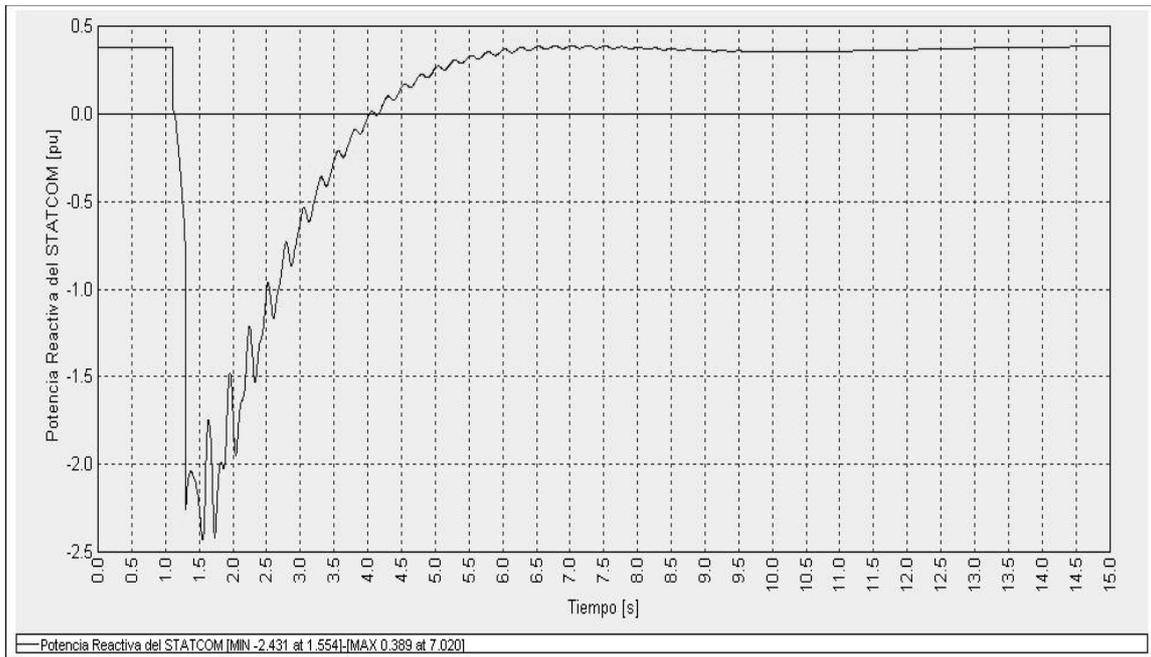


Figura 5.25 Operación del STATCOM durante la falla trifásica.

- **Perturbaciones Dentro de una Red.**

El siguiente caso de estudio utiliza la misma red de prueba mostrada en la Figura 5.10 con la diferencia de que se han considerado como bases del sistema los siguientes valores; un voltaje de 250kV, un valor de potencia de 80MVA y una frecuencia de 50 Hz. Las características principales de cada uno de los elementos que conforman dicha red se muestran en las Tablas 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8.

Tabla 5.5 Características principales de los generadores.

Generador	Límite máximo de potencia reactiva MVAR	Límite mínimo de potencia reactiva MVAR	Voltaje Operacional %
GEN#1	500	-500	106
GEN#2	300	-300	104.75

Tabla 5.6 Características principales de los nodos.

Nodo	Tipo	Voltaje kV	Operación pu
NORTE	Slack	250	1.06
SUR	PV	250	1.0475
LAGO	PQ	250	*
PRINCIPAL	PQ	250	*
ELM	PQ	250	*

Tabla 5.7 Características principales de las líneas.

Línea	Interconexión	Resistencia Ω	Reactancia Ω
L#1	NORTE-SUR	12.5	37.5
L#2	NORTE-LAGO	50	150
L#3	SUR-LAGO	37.5	112.5
L#4	SUR-PRINCIPAL	37.5	112.5
L#5	SUR-ELM	25	75
L#6	LAGO-PRINCIPAL	6.25	18.75
L#7	PRINCIPAL-ELM	50	150

Tabla 5.8 Características principales de las cargas.

Carga	Conexión en nodo:	Potencia activa MW	Potencia reactiva MVAR
C#1	SUR	20	10
C#2	LAGO	45	15
C#3	PRINCIPAL	40	5
C#4	ELM	60	10

En este caso, la red será sometida a una serie de diferentes perturbaciones. La Tabla 5.9 describe la serie de eventos a la que la red es sometida y a continuación de manera gráfica se verán reflejados todos los efectos causados por los eventos que se describen en la tabla antes mencionada. Considerando un tiempo máximo de simulación de 18 segundos.

Tabla 5.9 Perturbaciones a la red.

EVENTO No.	PERTURBACIÓN	TIEMPO s
1	Sale línea L#4	0.5
2	Sale línea L#5	1
3	Sale carga C#4	2.2
4	Sale carga C#3	3
5	Regresa línea L#4	4.5
6	Regresa línea L#5	6

Tres casos de estudio son realizados usando la red y la siguiente secuencia de eventos:

- La red sin compensación durante las perturbaciones.
- La red compensada con un SVC instalado en el nodo LAGO durante las perturbaciones.
- La red compensada con un STATCOM instalado en el nodo LAGO durante las perturbaciones.

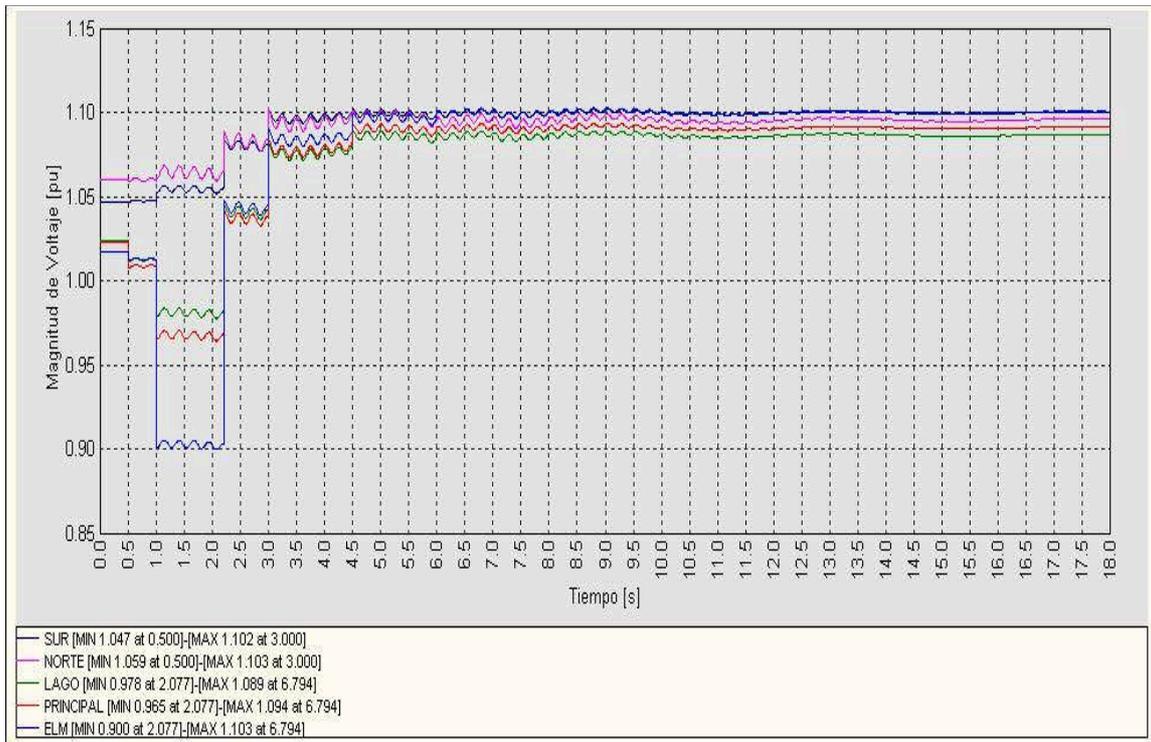


Figura 5.26 Voltajes de los nodos durante las perturbaciones.

a) Red sin compensación.

Como se puede apreciar en la grafica de la Figura 5.26, el efecto de las perturbaciones es instantáneo en la magnitud de voltaje de los cinco nodos, todos por igual se desestabilizan pero sin lugar a dudas el nodo con mayor caída de voltaje es ELM debido a que la línea L#5 es la línea principal que suministra a dicho nodo es desconectada (evento 2) y reconectada (evento 6). Si además el nodo ELM es el más alejado electrónicamente de las maquinas síncronas, razón por la cual su magnitud de voltaje refleja una caída más significativa.

En el instante en que las cargas C#3 y C#4 salen de la red, se aprecia en la Figura 5.26 como la magnitud de voltaje en todos los nodos incrementa considerablemente (debido al efecto capacitivo de las líneas) y una vez que son reconectadas L#4 y L#5 se puede apreciar una mejora en el perfil de voltaje pero la magnitud de voltaje en los cinco no es capaz de alcanzar un estado estable.

En la Figura 5.27 se muestra la diferencia angular de los voltajes nodales, que se presenta durante las perturbaciones, el nodo NORTE es tomado como referencia, frente a los demás nodos, debido a que es considerado un nodo tipo “slack”.

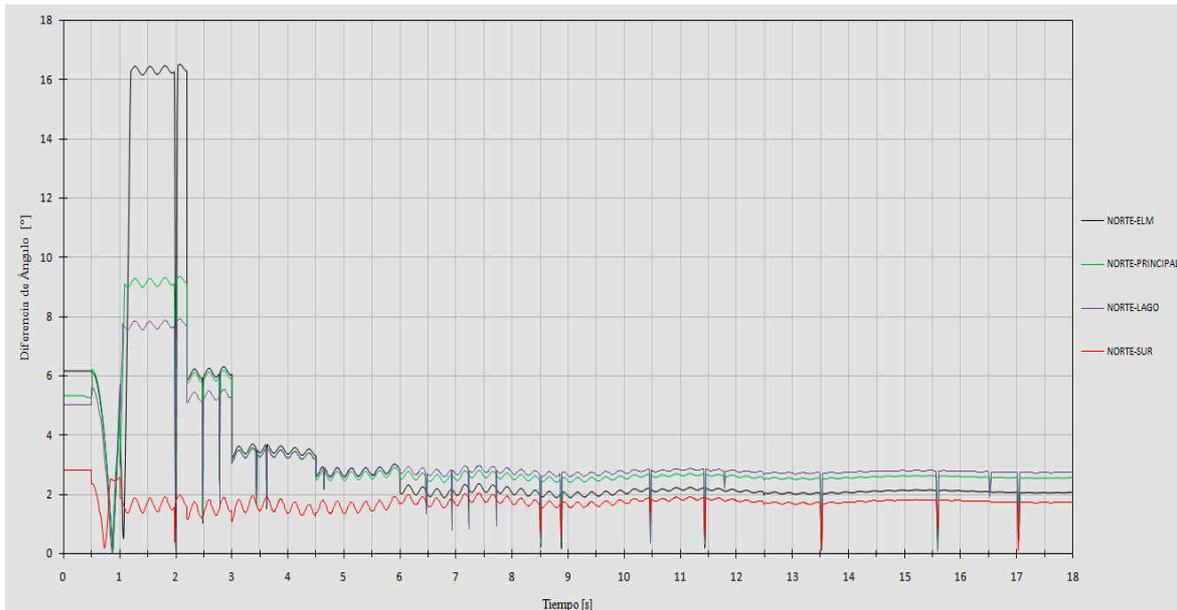


Figura 5.27 Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones.

Se puede observar que las mayores alteraciones se presentan durante los primeros segundos cuando las perturbaciones más significativas, que son la salida de las líneas, se hacen presentes y ambas transportan 81.193 MW aproximadamente. La diferencia de ángulos nodales más grande está presente entre NORTE y ELM, debido a que este último es el nodo más alejado electrónicamente de los generadores. Por otro lado se observa una diferencia menor de los demás ángulos durante el resto de las perturbaciones, pues involucran menores potencias en juego.

Una vez que las líneas regresan, aunque aun las cargas permanecen desconectadas de la red, el sistema intenta recobrar una estabilidad, lo cual se puede apreciar a partir del valor de 6 segundos. Sin embargo continua la presencia de una mínima diferencia entre los ángulos nodales.

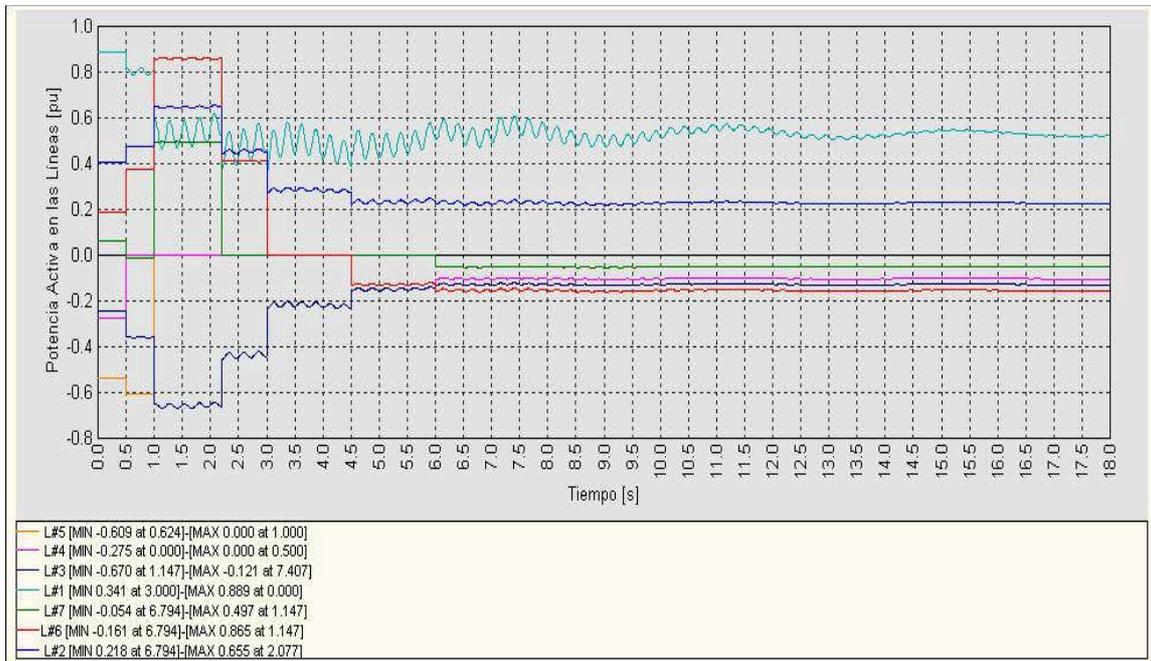


Figura 5.28 Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas.

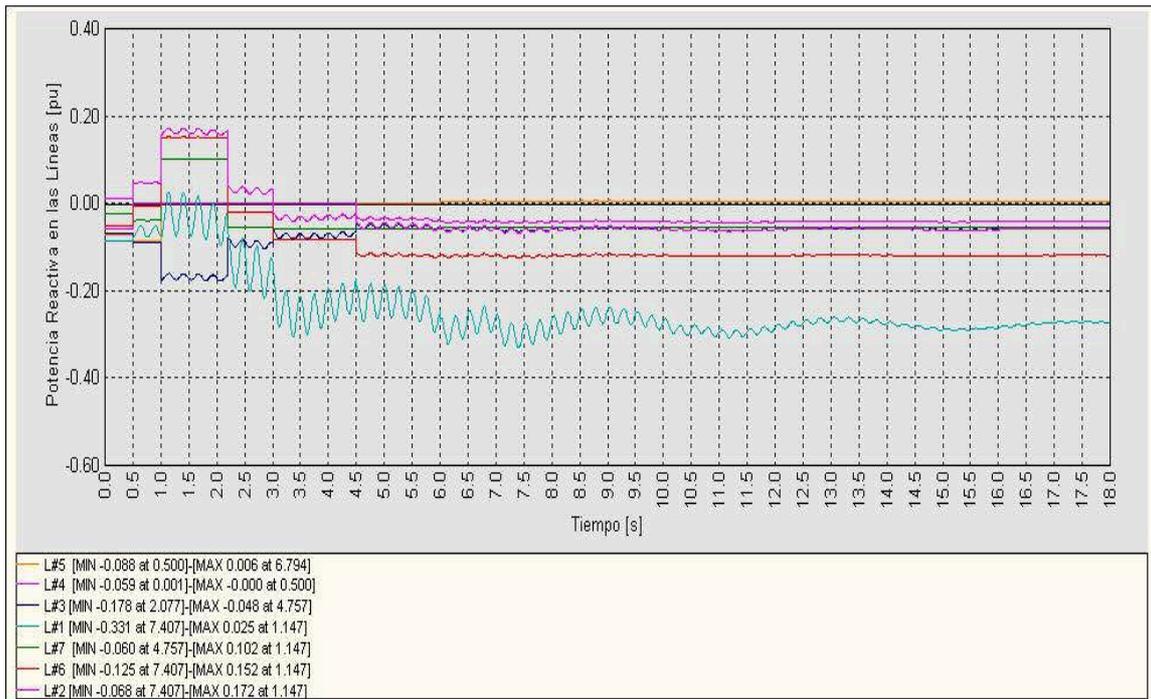


Figura 5.29 Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas.

Como se puede observar en las figuras previas, es evidente que bajo la influencia de varias perturbaciones en el sistema, el flujo de potencia sufre alteraciones al igual

que los voltajes de generación, magnitudes y ángulos de voltaje de los nodos. En el caso particular de las Figura 5.28 y 5.29 respectivamente, se puede apreciar que las siete líneas permanecen con un valor de potencia constante hasta los 0.5 segundos, tiempo en el cual inician los eventos descritos en la Tabla 5.9. Como se puede observar el flujo de potencia sobre las líneas línea L#2 y sobre todo la línea L#6 se incrementa debido a que son el único respaldo hacia la salida de las líneas L#4 y L#5 y de las cargas C#3 y C#4. Posteriormente se puede ver que a partir de los 6 segundos el flujo de potencia intenta tomar un valor estable sin lograrlo ya que el valor del flujo de potencia presenta mínimas oscilaciones.

Como siguiente paso, se implementarán los compensadores en estudio a dicha red de cinco nodos para ver el efecto que tienen sobre el sistema llevadas a cabo las perturbaciones de la Tabla 5.9.

b) Red compensada con un SVC instalado en el nodo LAGO.

En primer lugar se presentarán los resultados obtenidos cuando se conecta el SVC al nodo LAGO.

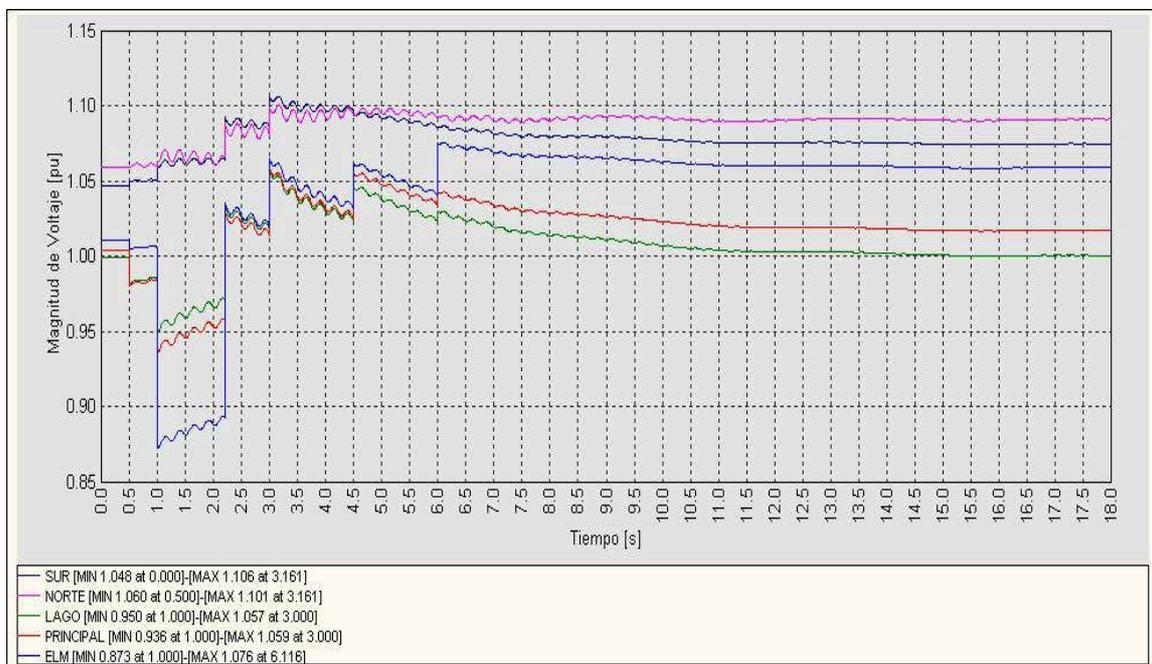


Figura 5.30 Magnitud de voltajes de los nodos durante las perturbaciones conectando el SVC.

En general, si comparamos los resultados obtenidos de la Figura 5.30 con la Figura 5.26 se observa claramente como la magnitud de voltaje en todos los nodos intenta recuperarse durante las perturbaciones para mantenerse después de un determinado tiempo estable. Solo por describir en breve algunos de esos comportamientos bajo la acción del SVC, se aprecia que de 1 a 2.2 segundos los nodos LAGO, PRINCIPAL y ELM aumentan su valor debido al suministro de MVAR's del SVC, hasta que se presenta la salida de C#4 y así sucesivamente conforme lo indicado en la Tabla 5.9, a diferencia del caso sin compensador, que se aprecia que la magnitud de voltaje en los nodos es capaz de recobrar un valor estable debido a la acción del compensador, el cual busca llevar el voltaje controlado (en el nodo LAGO) a su valor establecido, 1 pu.

En la Figura 5.31 se puede observar el beneficio de la implementación del compensador estático de VAR's, se aprecia claramente que durante las perturbaciones, la alteración del valor de las diferencias de ángulos nodales se mantienen presentes, pero en contraste al caso sin compensador de la Figura 5.27, se puede observar que la diferencia de dicho valor alcanza una estabilidad una vez terminadas las perturbaciones pues a partir aproximadamente de los 10 segundos, la diferencia de ángulos nodales se mantiene constante.

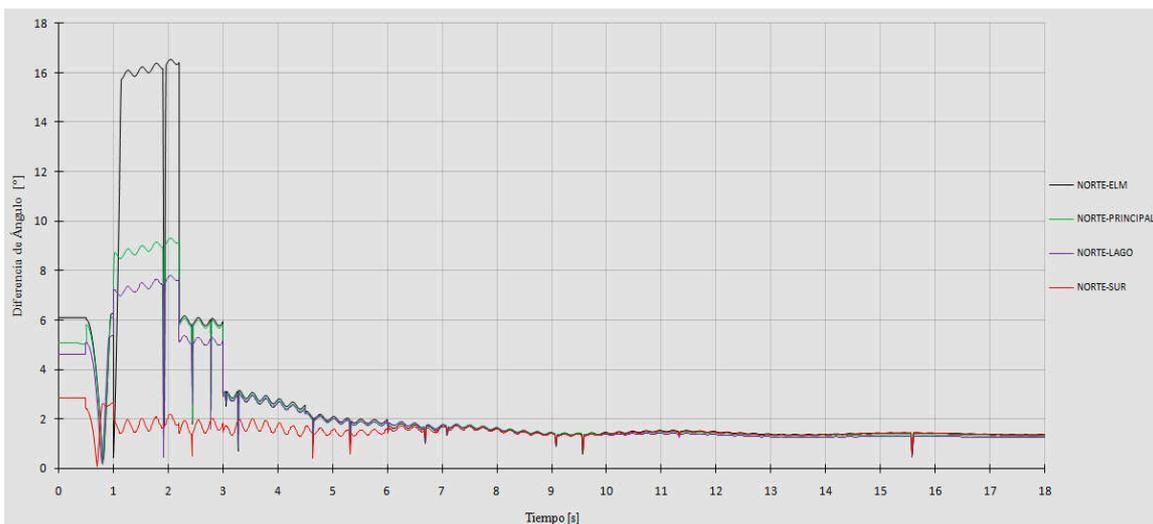


Figura 5.31 Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones conectando el SVC.

En comparación con la Figuras 5.28, se observa que el flujo de potencia activa en la Figura 5.32, correspondiente al sistema compensado es muy similar, con la única

diferencia de que una vez terminadas las alteraciones, todos los valores tienden a alcanzar un valor constante y no permanecen con oscilaciones, y las oscilaciones presentes en la línea L#1 son atenuadas ante la presencia del SVC.

Por otro lado la potencia reactiva en las líneas de transmisión presenta diferencias ante la presencia de una fuente variable de potencia reactiva variable, la red compensada (Figura 5.33) se amortigua más rápido que aquella sin compensación (Figura 5.29).

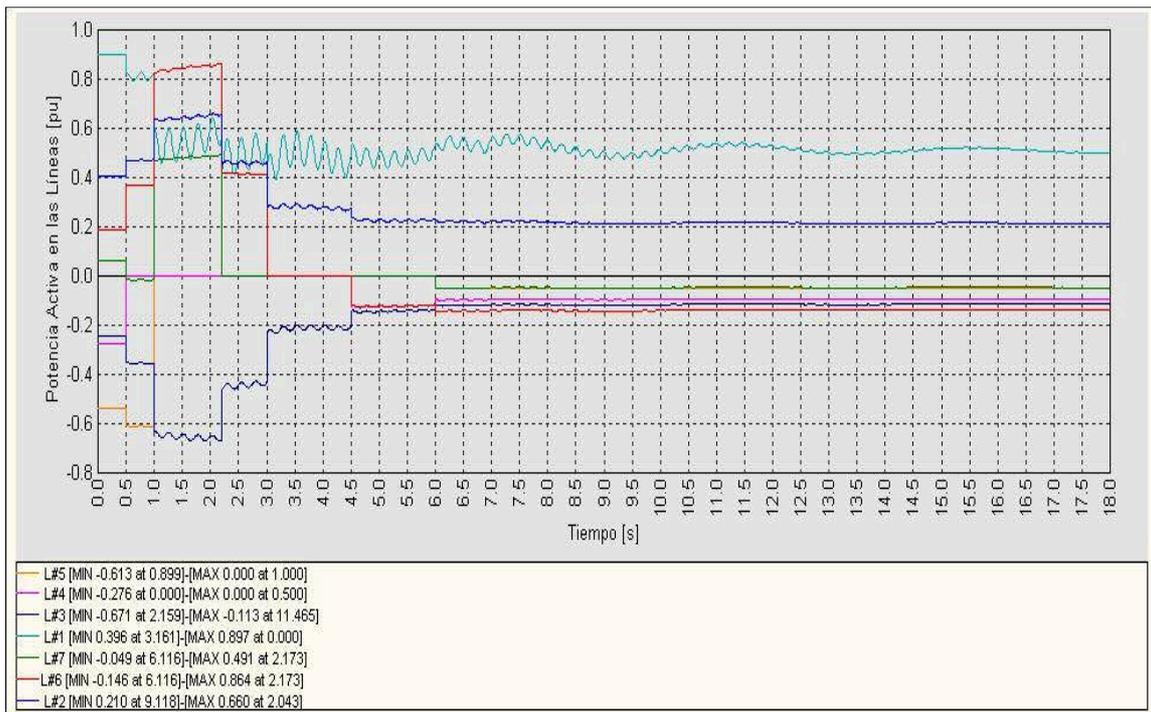


Figura 5.32 Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del SVC.

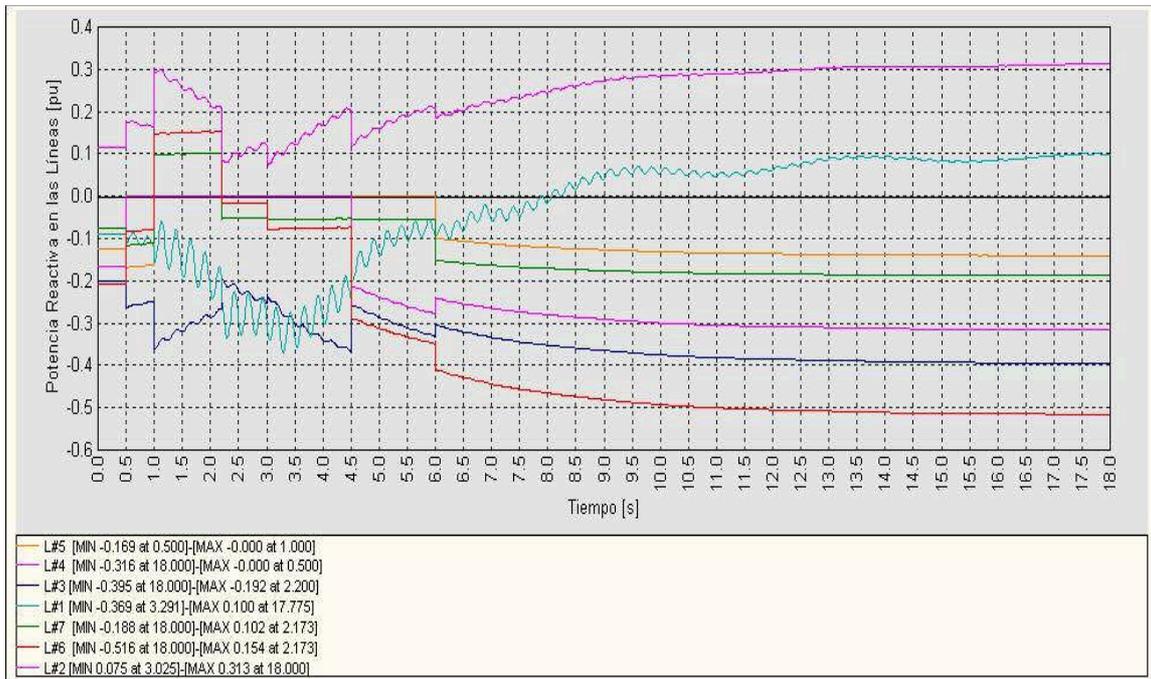


Figura 5.33 Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del SVC.

El comportamiento del SVC es analizado a continuación

La Figura 5.34 representa la magnitud de voltaje en el SVC, se puede observar que antes de que ocurra la primera perturbación, el SVC mantiene un valor constante de aproximadamente 0.97 pu. Cuando la línea L#4 y L#5 son desconectadas de la red, la magnitud de voltaje en el SVC cae repentinamente, hecho ante el cual el compensador responde absorbiendo reactivos para intentar mantener la magnitud de voltaje, esto se puede apreciar en la gráfica entre los intervalos de 0.5 a 1 segundos y en el intervalo de 1 a 2.2 segundos.

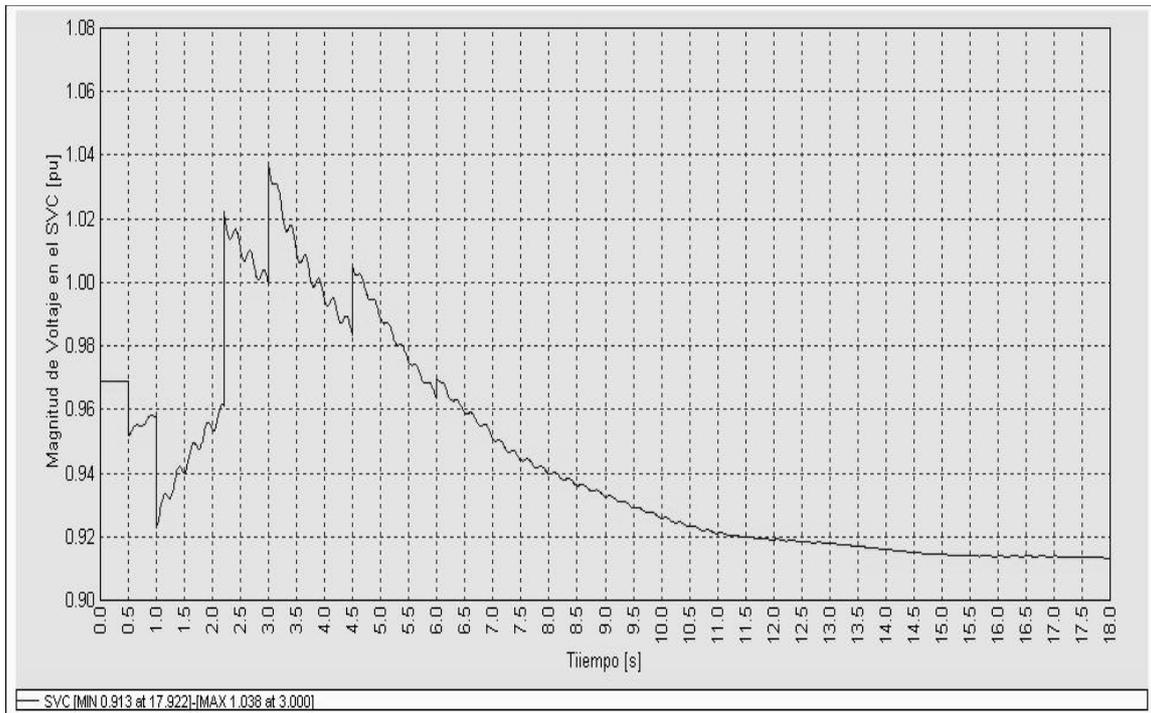


Figura 5.34 Magnitud de voltaje en el nodo SVC.

En la Figura 5.35 se observa que la respuesta que tiene el SVC en el sistema en cuanto a aportación o absorción de potencia reactiva se refiere, desciende a un mínimo de 0.128 pu en un tiempo de 2.2 segundos y a partir de ese momento el dispositivo comienza poco a poco a suministrar reactivos logrando llegar a 1 pu a los 18 segundos.

La absorción de potencia reactiva por medio del SVC finaliza una vez que las cargas han sido desconectadas del sistema. El compensador en este momento comienza a inyectar VAR's, logrando estabilizarse en un valor cercano a 0.91 pu después de algunos segundos. Se puede notar que al final se presenta una caída en la magnitud de voltaje respecto al valor inicial, lo cual se debe a que después de la salida de ambas cargas el sistema presenta una menor demanda de potencia reactiva

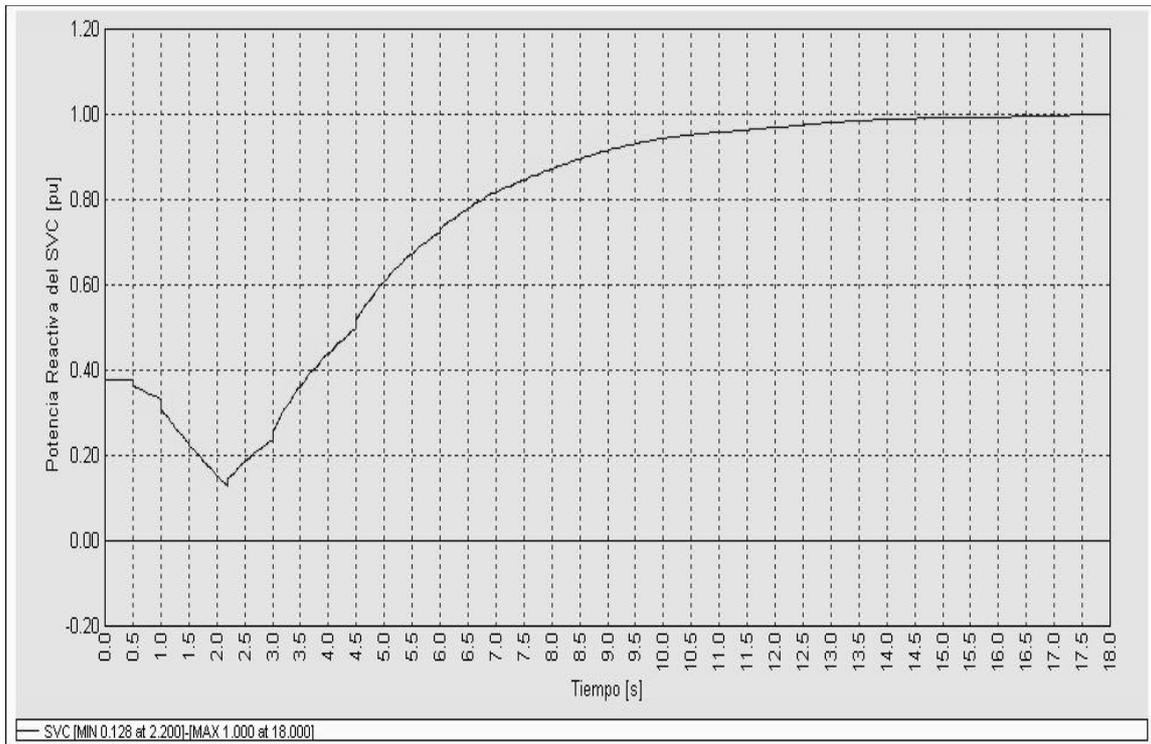


Figura 5.35 Potencia reactiva suministrada por el SVC.

c) Red compensada con un STATCOM instalado en el nodo LAGO.

A continuación, se presentarán los resultados obtenidos instalando el STATCOM a la red de 250 kV con las perturbaciones ya descritas de igual manera en la Tabla 5.9 y en conjunto se describirán las comparaciones pertinentes con el SVC.

La Figura 5.36 muestra el efecto que tiene el STATCOM sobre la magnitud de voltaje en los nodos y que comparándolos con la Figura 5.30, se observa en primer lugar que con el STATCOM el voltaje cae muy ligeramente respecto al SVC, pero por otro lado se obtiene una mejor respuesta en cada uno de los nodos, solo por mencionar alguno de ellos, el nodo NORTE alcanza una magnitud de 1.101pu con el SVC mientras que con el STATCOM se llega a 1.103pu.

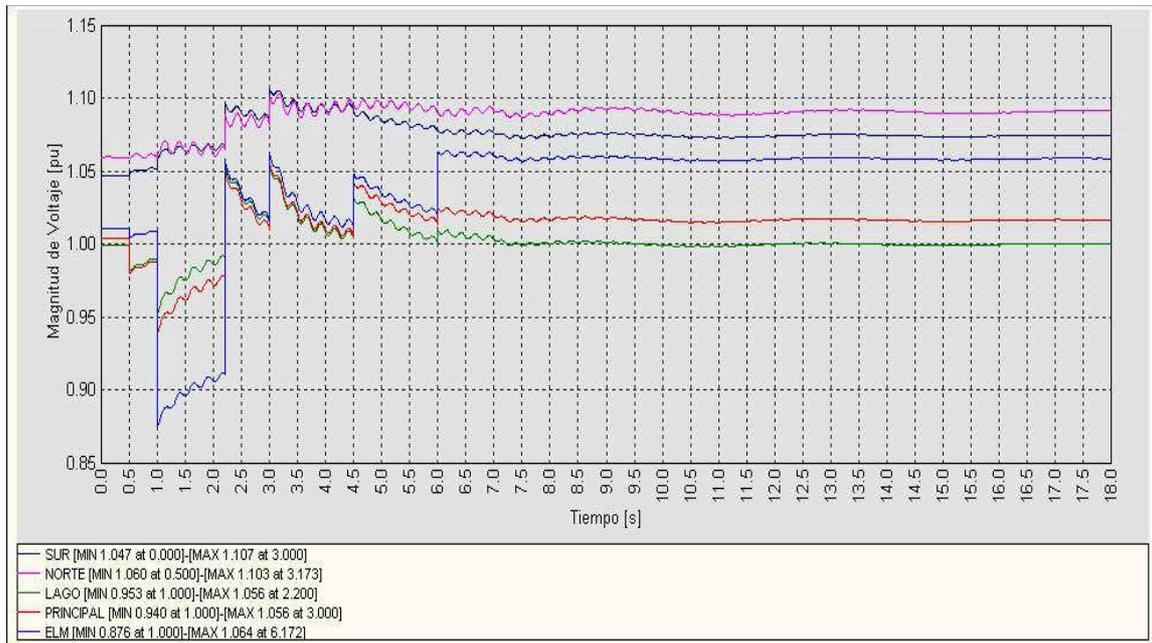


Figura 5.36 Magnitud de voltajes de los nodos durante las perturbaciones conectando el STATCOM.

Con la Figura 5.37, como era de esperarse, se observa que los datos obtenidos muestran un comportamiento muy similar, al del SVC, con la única diferencia que el STATCOM logra minimizar la diferencia de los ángulos nodales en un menor tiempo.

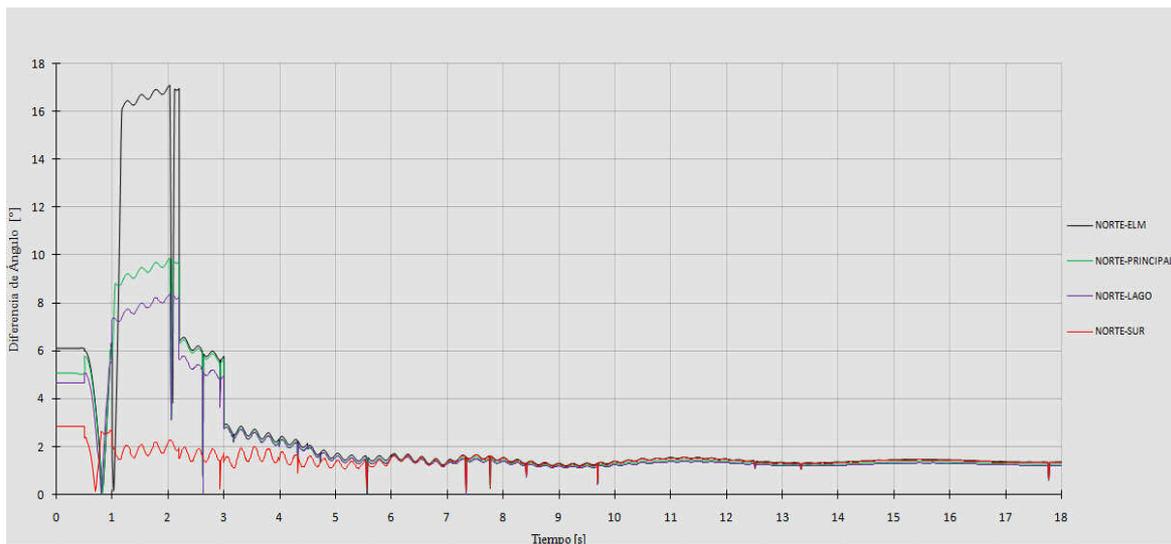


Figura 5.37 Diferencia de ángulos nodales durante las perturbaciones conectando el STATCOM.

En la Figura 5.38 se destaca el comportamiento de potencia activa de las siguientes líneas respecto al SVC; la línea L#3 presenta una magnitud de potencia activa mínima menor con el SVC de -0.671pu mientras que con el STATCOM es de -0.700pu , por otro lado, la diferencia más notable en este caso es que con el STATCOM se obtiene una magnitud de potencia activa máxima de -0.108pu con un tiempo considerablemente menor de 7.518segundos frente a lo mostrado por el SVC que presenta una magnitud máxima de -0.113 pu en un tiempo de 11.465segundos .

La línea L#1 presenta una magnitud de potencia activa mínima menor para el caso del STATCOM cuyo valor es de 0.338 pu comparado con lo mostrado por el SVC que es de 0.396 pu .

Para la línea L#7 la magnitud de potencia activa máxima que se alcanza con el STATCOM es de 0.511 pu mientras que con el SVC se llega a 0.491 pu haciendo notar que ambos valores son registrados en el mismo tiempo el cual es de 2.173 segundos .

Mismo comportamiento ocurre en el siguiente caso, para un mismo valor de tiempo de 2.173 segundos , con el STATCOM la línea L#6 alcanza una magnitud máxima de 0.900pu mientras que con el SVC se obtiene 0.864 pu .

Finalmente, para la línea L#2 se tiene un valor mínimo de potencia activa de 0.205 pu y un valor máximo de 0.683 pu para el STATCOM, que comparado con el SVC es ligeramente superior habiendo tenido un valor magnitud mínima y máxima de 0.210 pu y 0.660 pu respectivamente.

En resumen, ante una respuesta más rápida del STATCOM por mantener el voltaje deseado, los flujos de potencia en ambos dispositivos son diferentes aún y cuando no exista potencia activa adicional en juego.

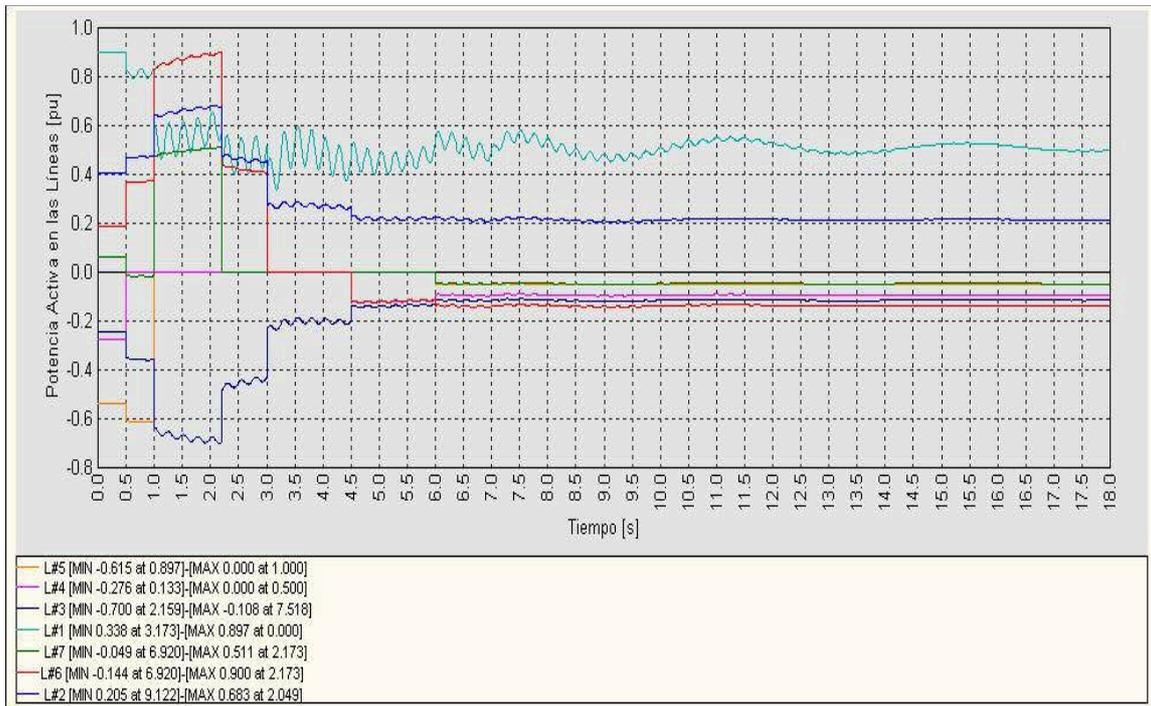


Figura 5.38 Potencia activa durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del STATCOM.

Para comparar el comportamiento de la potencia reactiva en las líneas en los casos con STATCOM y con el SVC se describe en particular el caso siguiente; la Figura 5.39 muestra que en las líneas L#1 y L#2 la potencia reactiva tiene un valor mínimo de -0.390 pu y -0.016 respectivamente, mientras que con el SVC para la línea L#1 se obtiene un valor de -0.369pu y para la línea L#2 0.075 pu.

Pero lo más importante a destacar para los comportamientos citados es que la respuesta de potencia reactiva máxima con el STATCOM en L#1 es de 0.138 pu en 9.122 segundos y para L#2 se llega a 0.324 pu en 9.373 segundos y comparándolo con el SVC los valores son superiores ya que para L#1 se tiene 0.100 pu hasta los 17.775 segundos y para L#2 se alcanza 0.313pu a los 18 segundos.

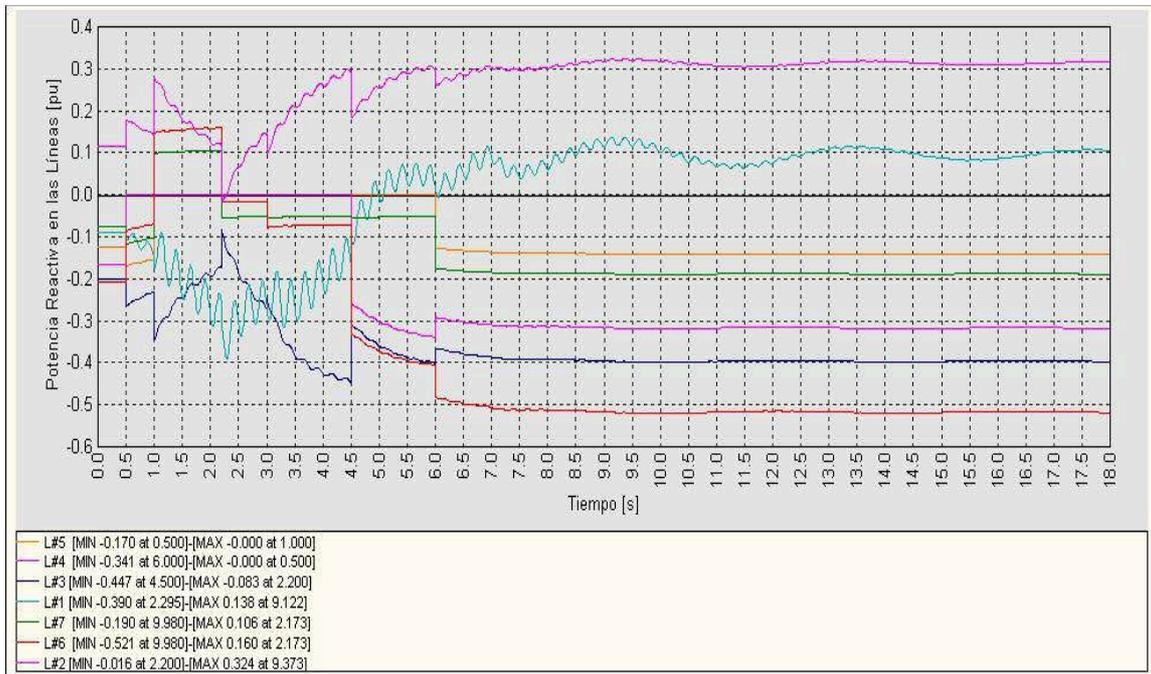


Figura 5.39 Potencia reactiva durante las perturbaciones en las siete líneas con la presencia del STATCOM.

Finalmente se presenta el comportamiento de la potencia reactiva que tiene el STATCOM, puede apreciarse que durante las perturbaciones la inyección de reactivos comienza a descender hasta el punto en el que cruza el cero lo cual significa que el compensador pasa de un estado de inyección de reactivos a una absorción de VAR's, y posteriormente comenzar a aportar reactivos al sistema llegando a 1pu aproximadamente a los 8.5 segundos. Comparando este comportamiento con la Figura 5.35 se puede observar la superioridad de respuesta del STATCOM sobre el SVC ya que con este último se llega al mismo valor de potencia reactiva de 1pu hasta aproximadamente los 18 segundos mientras que con el STATCOM se cumple el mismo cometido en menos de la mitad de tiempo.

El STATCOM permite mantener una inyección de potencia reactiva aún con la presencia de variaciones del voltaje nodal, es decir, genera su propia potencia reactiva.

Como se observan en la Figura 5.40, el STATCOM reacciona después de 0.5 segundos al igual que el SVC, con la diferencia de que logra una magnitud máxima de aproximadamente 1.062 pu en un tiempo menor de 2.2 segundos que es cuando C#4 sale del sistema y posteriormente comienza a estabilizarse.

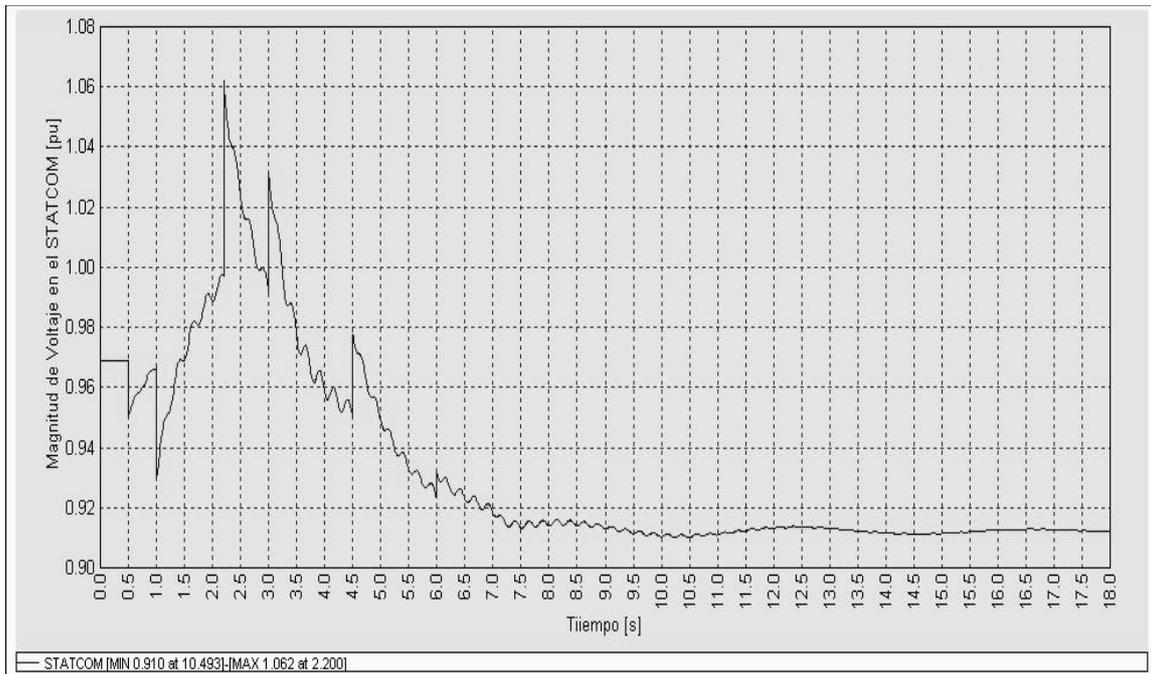


Figura 5.40 Magnitud de voltaje en el nodo STATCOM.

Finalmente, con la Figura 5.41, se muestra como el STATCOM inyecta y/o absorbe potencia reactiva de manera más rápida y alcanza valores más altos que el SVC. En este caso el STATCOM alcanza una zona de absorción en la serie de eventos. Oestudiados.

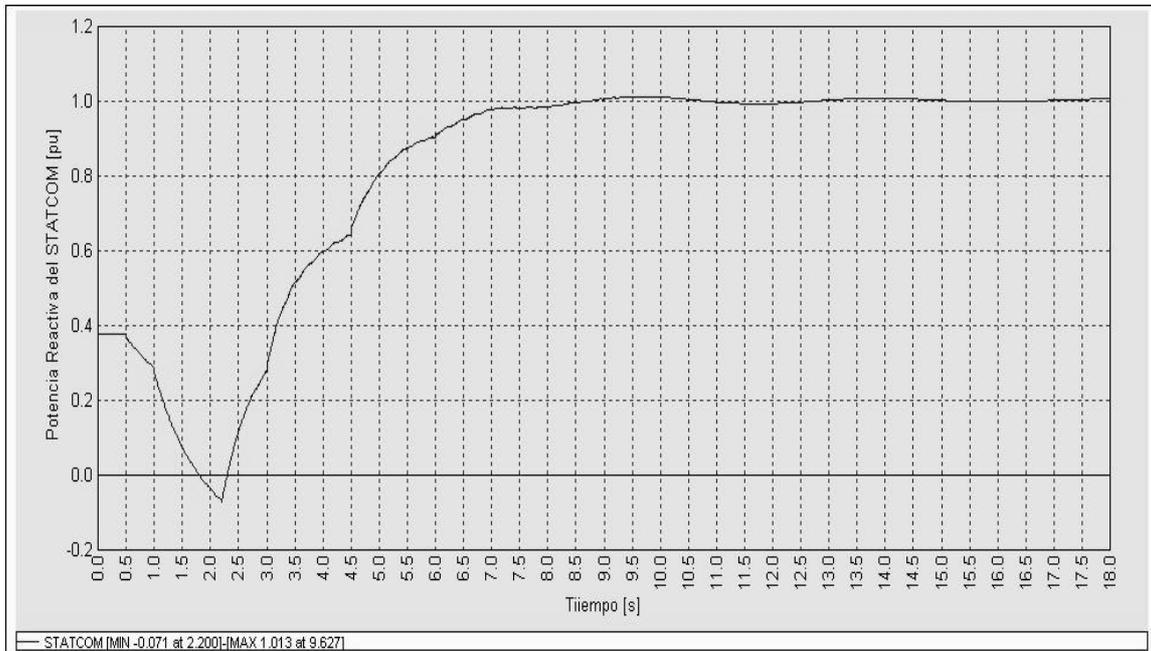


Figura 5.41 Potencia reactiva suministrada por el STATCOM.

5.9.- Análisis Económico

Todo proyecto de transmisión debe ser analizado y evaluado desde el punto de vista técnico y económico para determinar su factibilidad, valor agregado y recuperación de la inversión.

Una vez realizado lo anterior, se define el presupuesto y se compara contra otros proyectos de controladores FACTS o soluciones convencionales, analizando estándares técnicos/económicos. Así mismo, el costo instalado del nuevo equipo más el costo relacionado con alteraciones futuras de la red y de mantenimiento del sistema, forman parte del “ciclo de vida” del costo del estudio del proyecto.

En general, los costos de capital pueden variar significativamente dependiendo del tipo de equipo, requerimientos de reproducción, clasificación, voltajes del sistema de transmisión, requerimientos de tierra y costo, tiempo de construcción, método financiero y una gran variedad de otros factores específicos en sitio. Los costos de capital directo e indirecto pueden incluir: [9]

- Costos del estado real de la obra, trabajadores y de derecho de paso.
- Costos de equipo de otra subestación.
- Manejo en la facilidad de construcción e inspección.
- Acceso, carreteras y servicio.
- Modificaciones en la línea de transmisión.
- Permisos y licencias.
- Costos de planeación y desarrollo.
- Financiamiento.
- Costos de operación y mantenimiento (O&M).
- Partes de repuesto.

Para el STATCOM, los costos totales están principalmente determinados por:

- Los principales componentes convencionales empleados, tal como son el transformador y el capacitor de DC.
- El número de válvulas de tiristores en serio y/o en paralelo que son combinadas con el convertidor.

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

A diferencia del SVC, el costo del STATCOM no es influenciado por el costo de los elementos pasivos tal como son los inductores y capacitores que son empleados dentro de los TCR y TSC si no que la compensación de potencia reactiva que es llevada a cabo por la conmutación de los equipos de electrónica de potencia define el costo en base a la capacidad de corriente de los elementos semiconductores, también se han de considerar los circuitos de control para los disparos de los tiristores, la red “snubber” que protege los elementos semiconductores lo cual incrementa el costo efectivo del convertidor.

En la actualidad al considerar las válvulas de tiristores tipo GTO comercialmente disponibles, se puede destacar que el costo del STATCOM está en un nivel competitivo con el del SVC, esta diferencia puede ser justificada por lo siguiente:

- Aplicaciones potenciales más robustas del STATCOM.
- Amplias aplicaciones de las fuentes conmutadas de voltaje dentro del sistema.
- El STATCOM aumenta la confianza en el rendimiento y fiabilidad de las aplicaciones en el sistema.

A continuación, con un propósito meramente comparativo y con el fin de ver todos los requerimientos para la instalación, así como la diferencia económica que existe entre ambos compensadores, se presentan dos tablas que toman como base la misma capacidad de potencia reactiva, tanto para un SVC como para un STATCOM del orden de $\pm 300\text{MVAR}$'s para una línea de transmisión de 400kV y su correlación de costos para cada uno de ellos.

La Tabla 5.9.1 presenta cada concepto necesario y el precio de venta para la instalación de un SVC y la Tabla 5.9.2 hace lo propio para un STATCOM. Cabe señalar que los precios indicados han sido consultados en el mercado y son precios de referencia y el precio total aquí mostrado es precio de venta contemplando los costos directos, indirectos, gastos de administración y ventas, gastos financieros y utilidad.

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

Tabla 5.9.1 Desglose de precios de un SVC en 400 kV de ± 300 MVAR's.

CÁLCULO DE UN SVC EN 400 kV DE ± 300 MVAR's	UNIDADES	TOTAL	PRECIO	PRECIO	PRECIO
			NACIONAL	EXTRANJERO	TOTAL USD
DESCRIPCIÓN					
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA					
DIAGRAMA UNIFILAR DE PCYM	LOTE	1	1,617.06	150,000.00	151,617.06
ARREGLO GENERAL	LOTE	1	3,773.15	120,000.00	123,773.15
DISPOSICIÓN DE EQUIPO	LOTE	1	3,773.15	50,000.00	53,773.15
FLECHAS Y TENSIONES	LOTE	1	5,390.21	20,000.00	25,390.21
ISOMÉTRICO CON CARGAS	LOTE	1	3,773.15	20,000.00	23,773.15
TRAYECTORIA DE TRINCHERAS Y DUCTOS	LOTE	1	3,234.13	22,000.00	25,234.13
RED DE TIERRAS	LOTE	1	4,312.17	20,000.00	24,312.17
ALUMBRADO EXTERIOR	LOTE	1	1,078.04	7,636.62	8,714.66
COND, AISL, HERR Y CONECTORES	LOTE	1	5,390.21	15,000.00	20,390.21
ARREGLO GENERAL CASETA DEL SVC	LOTE	1		10,000.00	10,000.00
SERVICIOS PROPIOS DE CA Y CD	LOTE	1	8,085.32	15,000.00	23,085.32
LISTA DE CABLES DE PCYM Y FZA	LOTE	1		12,000.00	12,000.00
PROYECTO DE PCYM Y FZA	LOTE	1	2,695.11	12,000.00	14,695.11
LISTA DE CABLES DE CONT SUP	LOTE	1		12,000.00	12,000.00
PROYECTO DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	2,695.11	40,000.00	42,695.11
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	1,078.04	11,000.00	12,078.04
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	1,078.04	3,718.86	4,796.90
MEMORIAS DE CÁLCULO	LOTE	1	5,929.23	15,000.00	20,929.23
ESTUDIO DE ARMONICAS	LOTE	1	31,988.24	250,000.00	281,988.24
INGENIERÍA CIVIL					
PISOS TERMINADOS	LOTE	1	18,574.60		18,574.60
CAMINOS INTERIORES	LOTE	1	5,463.12		5,463.12
CIMENTACIONES MAYORES	LOTE	1	16,389.35		16,389.35
CIMENTACIONES MENORES	LOTE	1	13,111.48		13,111.48
ESTRUCTURAS MAYORES	LOTE	1	10,926.23		10,926.23
ESTRUCTURAS MENORES	LOTE	1	8,740.99		8,740.99
DRENAJES	LOTE	1	5,463.12		5,463.12
TRINCHERAS Y DUCTOS	LOTE	1	5,463.12		5,463.12

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

CASETA DE SVC	LOTE	1	10,926.23		10,926.23
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	3,277.87		3,277.87
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	3,277.87		3,277.87
INSTALACIONES HIDROSANITARIAS	LOTE	1	2,185.25		2,185.25
MEMORIAS DE CÁLCULO	LOTE	1	5,463.12		5,463.12
CAPACITACIÓN					
CAPACITACIÓN: DE EQUIPOS DEL SVC	LOTE	1		105,805.11	105,805.11
OBRA CIVIL					
CAMINOS INTERIORES	LOTE	1	205,519.90		205,519.90
PISOS TERMINADOS	LOTE	1	456,710.89		456,710.89
CIMENTACIONES MAYORES	LOTE	1	411,039.80		411,039.80
CIMENTACIONES MENORES	LOTE	1	411,039.80		411,039.80
CASETA DEL SVC	LOTE	1	319,697.63		319,697.63
TRINCHERAS Y DUCTOS PARA CABLES	LOTE	1	182,684.36		182,684.36
SISTEMA DE DRENAJE	LOTE	1	148,431.04		148,431.04
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	45,671.09		45,671.09
SISTEMA DE SEGURIDAD FISICA	LOTE	1	68,506.63		68,506.63
INSTALACIONES HIDROSANITARIAS	LOTE	1	22,835.54		22,835.54
ANUNCIOS ESPECTACULARES	LOTE	1	11,417.77		11,417.77
OBRA ELECTROMECÁNICA					
MONTAJE DE ESTRUCTURAS MAYORES Y MENORES	LOTE	1	74,954.78		74,954.78
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO EXTERIOR	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
MONTAJE, TENDIDO Y CONECTADO DE CONDUCTORES, AISLADORES HERRAJES Y CONECTORES	LOTE	1	59,963.82		59,963.82
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	UNIDADES	4	74,954.78		74,954.78
MONTAJE DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 400 kV	PIEZAS	11	7,495.48		7,495.48

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

MONTAJE DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS (DALCCPT + DALSCPT)	PIEZAS	25	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	PIEZAS	54	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUCTIVOS	PIEZAS	9	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVOS	PIEZAS	12	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE APARTARRAYOS 400 kV	PIEZAS	23	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE AISLADORES SOPORTE	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
COLOCACIÓN DE SISTEMA DE TIERRAS	LOTE	1	37,477.39		37,477.39
MONTAJE DE CHAROLAS	LOTE	1	22,486.43		22,486.43
MONTAJE DE EQUIPO DE SERVICIOS PROPIOS	LOTE	1	37,477.39		37,477.39
MONTAJE DE TABLEROS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN	LOTE	1	29,981.91		29,981.91
MONTAJE DE EQUIPO DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	22,486.43		22,486.43
MONTAJE DE EQUIPOS DE AIRE ACONDICIONADO	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO INTERIOR	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
TENDIDO Y CONECTADO DE CABLES DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y FUERZA	LOTE	1	74,954.78		74,954.78
TENDIDO Y CONECTADO DE CABLES DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	14,990.96		14,990.96
MONTAJE DE SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	7,495.48		7,495.48
MONTAJE DE EQUIPOS Y COMPONENTES DEL SVC	LOTE	1	209,873.39		209,873.39
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					
PRUEBAS PREOPERATIVAS DE LOS ALIMENTADORES EN 400 KV Y LOS BANCOS DE REACTORES.	LOTE	1	60,434.18		60,434.18
PRUEBAS EN FABRICA Y DE CAMPO DEL SVC	LOTE	1	241,736.71		241,736.71
PUESTA EN SERVICIO DEL SVC EN 400 kV.	LOTE	1	302,170.88		302,170.88

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

SUMINISTRO DE EQUIPO PRINCIPAL					
TF, 1F, 400 kV, 2 DEVANADOS	UNIDADES	4	6,941,000.00		6,941,000.00
REACTORES DE POTENCIA CON NUCLEO DE AIRE	GRUPOS	2		1,951,000.00	1,951,000.00
VALVULA DE TIRISTORES (TCR)	JUEGOS	2		677,000.00	677,000.00
BANCO DE CAPACITORES	BANCOS	2		1,250,000.00	1,250,000.00
VALVULA DE TIRISTORES (TSC)	JUEGOS	3		1,200,000.00	1,200,000.00
REACTORES DE AMORTIGUAMIENTO	GRUPOS	2		350,000.00	350,000.00
FILTRO PARA 5ª. Y 7ª ARMÓNICA	SISTEMA	1		365,000.00	365,000.00
TABLEROS DE PCM Y MANDOS	LOTE	1		247,000.00	247,000.00
EQUIPO DE ENFRIAMIENTO	LOTE	1		850,000.00	850,000.00
AIRE ACONDICIONADO	LOTE	1	115,667.68		115,667.68
TABLEROS DE DIST DE CA Y CD	LOTE	1	57,367.70		57,367.70
BANCOS DE BATERIAS Y CARGADORES	LOTE	1	82,381.16		82,381.16
REFACCIONES DE CFE	LOTE	1		1,499,679.81	1,499,679.81
EQUIPOS Y MAT PROPUESTOS	LOTE	1		1,124,765.11	1,124,765.11
INT, SF6, 3F, 420kV, 2000A, 1425BIL	PIEZAS	2		443,900.52	443,900.52
DES, DAL, MH, 420kV, 2000A, S/CPT, M1P	PIEZAS	21	238,221.68		238,221.68
TC, 420 kV, 1000-2000/5-5-5- 5	PIEZAS	54		482,387.31	482,387.31
TP, 420 kV, 2100-3500/1	PIEZAS	9	128,951.35		128,951.35
APART, S400 kV, D360 kV	PIEZAS	23		50,598.62	50,598.62
TF DIST, 3F, XXX kVA, 34.5/22 kV	UNIDADES	1	30,058.59		30,058.59
CORTA CIRC FUS, 34.5 kV, 100 A	JUEGOS TRIPOLARES	1	13,747.38		13,747.38
APART, S 34.5 kV, D 30 kV	PIEZAS	3		3,094.27	3,094.27
TF DIST, 3F, XXX kVA, 13.8/22 kV	UNIDADES	1	26,374.94		26,374.94
CORTA CIRC FUS, 15.5 kV, 200 A	JUEGOS TRIPOLARES	1	10,049.00		10,049.00
APART, S 13.2 kV, D 12 kV	PIEZAS	3		2,210.19	2,210.19
ALUMBRADO EXT E INT	LOTE	1	75,709.75		75,709.75
SISTEMA DE TIERRAS	LOTE	1	92,313.76	141,346.59	233,660.35
ESTRUCTURAS MAYORES Y MENORES	LOTE	1	45,575.60	503,826.02	549,401.62

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

CONDUCTORES	LOTE	1	22,076.85	225,762.16	247,839.02
AISLADORES	LOTE	1		298,194.87	298,194.87
HERRAJES Y CONECTORES	LOTE	1	61,478.65	187,494.00	248,972.65
CABLE DE CONTROL Y FUERZA	LOTE	1	525,000.00		525,000.00
CHAROLAS	LOTE	1	19,162.30		19,162.30
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	60,982.52		60,982.52
TABLEROS PCyM y CONTROL					
ESTACIÓN DE OPERACIÓN No. 1 DEL SVC	PIEZAS	1		391,129.14	391,129.14
EQUIPO DE PRUEBA (SIMULADOR)	PIEZAS	1		86,917.59	86,917.59
ESTACIÓN DE OPERACIÓN No. 2 DEL SVC	PIEZAS	1	7,186.07	391,129.14	398,315.20
			12,385,901.73	13,633,595.93	26,019,497.65

Tabla 5.9.2 Desglose de precios de un STATCOM en 400 kV de ± 300 MVAR's.

CALCULO DE UN STATCOM EN 400 kV DE ± 300 MVAR's	UNIDADES	TOTAL	PRECIO	PRECIO	PRECIO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO	USD
DESCRIPCIÓN					
INGENIERÍA ELECTROMECHANICA					
DIAGRAMA UNIFILAR DE PCYM	LOTE	1	2183.035951	202500	204683.036
ARREGLO GENERAL	LOTE	1	5093.750553	162000	167093.7506
DISPOSICIÓN DE EQUIPO	LOTE	1	5093.750553	67500	72593.75055
FLECHAS Y TENSIONES	LOTE	1	7276.786505	27000	34276.7865
ISOMÉTRICO CON CARGAS	LOTE	1	5093.750553	27000	32093.75055
TRAYECTORIA DE TRINCHERAS Y DUCTOS	LOTE	1	4366.071903	29700	34066.0719
RED DE TIERRAS	LOTE	1	5821.429204	27000	32821.4292
ALUMBRADO EXTERIOR	LOTE	1	1455.357301	10309.44001	11764.79731
COND, AISL, HERR Y CONECTORES	LOTE	1	7276.786505	20250	27526.7865
ARREGLO GENERAL CASETA DEL STATCOM	LOTE	1	0	13500	13500
SERVICIOS PROPIOS DE CA Y CD	LOTE	1	10915.17976	20250	31165.17976
LISTA DE CABLES DE PCYM Y FZA	LOTE	1	0	16200	16200
PROYECTO DE PCYM Y FZA	LOTE	1	3638.393252	16200	19838.39325
LISTA DE CABLES DE CONT SUP	LOTE	1	0	16200	16200
PROYECTO DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	3638.393252	54000	57638.39325

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	1455.357301	14850	16305.3573
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	1455.357301	5020.461189	6475.81849
MEMORIAS DE CÁLCULO	LOTE	1	8004.465155	20250	28254.46515
ESTUDIO DE ARMONICAS	LOTE	1	43184.11731	337500	380684.1173
INGENIERÍA CIVIL					
PISOS TERMINADOS	LOTE	1	25,075.71		25,075.71
CAMINOS INTERIORES	LOTE	1	7,375.21		7,375.21
CIMENTACIONES MAYORES	LOTE	1	22,125.62		22,125.62
CIMENTACIONES MENORES	LOTE	1	17,700.50		17,700.50
ESTRUCTURAS MAYORES	LOTE	1	14,750.42		14,750.42
ESTRUCTURAS MENORES	LOTE	1	11,800.33		11,800.33
DRENAJES	LOTE	1	7,375.21		7,375.21
TRINCHERAS Y DUCTOS	LOTE	1	7,375.21		7,375.21
CASETA DE STATCOM	LOTE	1	14,750.42		14,750.42
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	4,425.12		4,425.12
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	4,425.12		4,425.12
INSTALACIONES HIDROSANITARIAS	LOTE	1	2,950.08		2,950.08
MEMORIAS DE CÁLCULO	LOTE	1	7,375.21		7,375.21
CAPACITACIÓN					
CAPACITACIÓN: DE EQUIPOS DEL STATCOM	LOTE	1		142836.8978	142836.8978
OBRA CIVIL					
CAMINOS INTERIORES	LOTE	1	164,415.92		164415.9216
PISOS TERMINADOS	LOTE	1	365,368.71		365368.7147
CIMENTACIONES MAYORES	LOTE	1	328,831.84		328831.8432
CIMENTACIONES MENORES	LOTE	1	328,831.84		328831.8432
CASETA DEL STATCOM	LOTE	1	255,758.10		255758.1003
TRINCHERAS Y DUCTOS PARA CABLES	LOTE	1	146,147.49		146147.4859
SISTEMA DE DRENAJE	LOTE	1	118,744.83		118744.8323
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	36,536.87		36536.87147
SISTEMA DE SEGURIDAD FÍSICA	LOTE	1	54,805.31		54805.3072
INSTALACIONES HIDROSANITARIAS	LOTE	1	18,268.44		18268.43573
ANUNCIOS ESPECTACULARES	LOTE	1	9,134.22		9134.217866
OBRA ELECTROMECÁNICA					
MONTAJE DE ESTRUCTURAS MAYORES Y MENORES	LOTE	1	59,963.82		59963.82498
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO EXTERIOR	LOTE	1	5,996.38		5996.382498

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

MONTAJE, TENDIDO Y CONECTADO DE CONDUCTORES, AISLADORES HERRAJES Y CONECTORES	LOTE	1	47,971.06		47971.05999
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	UNIDADES	4	59,963.82		59963.82498
MONTAJE DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 400 KV	PIEZAS	11	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS (DALCCPT + DALSCPT)	PIEZAS	25	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	PIEZAS	54	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUCTIVOS	PIEZAS	9	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVOS	PIEZAS	12	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE APARTARRAYOS 400 kV	PIEZAS	23	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE AISLADORES SOPORTE	LOTE	1	5,996.38		5996.382498
COLOCACIÓN DE SISTEMA DE TIERRAS	LOTE	1	29,981.91		29981.91249
MONTAJE DE CHAROLAS	LOTE	1	17,989.15		17989.1475
MONTAJE DE EQUIPO DE SERVICIOS PROPIOS	LOTE	1	29,981.91		29981.91249
MONTAJE DE TABLEROS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN	LOTE	1	23,985.53		23985.52999
MONTAJE DE EQUIPO DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	17,989.15		17989.1475
MONTAJE DE EQUIPOS DE AIRE ACONDICIONADO	LOTE	1	5,996.38		5996.382498
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO INTERIOR	LOTE	1	5,996.38		5996.382498
TENDIDO Y CONECTADO DE CABLES DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y FUERZA	LOTE	1	59,963.82		59963.82498
TENDIDO Y CONECTADO DE CABLES DE CONTROL SUPERVISORIO	LOTE	1	11,992.76		11992.765
MONTAJE DE SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	5,996.38		5996.382498
SISTEMA DE SEGURIDAD FISICA	LOTE	1	5,996.38		5996.382498
MONTAJE DE EQUIPOS Y COMPONENTES DEL STATCOM	LOTE	1	167,898.71		167898.71

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					
PRUEBAS PREOPERATIVAS DE LOS ALIMENTADORES EN 400 kV Y LOS BANCOS DE REACTORES.	LOTE	1	81,586.14		81586.13886
PRUEBAS EN FABRICA Y DE CAMPO DEL STATCOM	LOTE	1	326,344.56		326344.555
PUESTA EN SERVICIO DEL STATCOM EN 400 kV.	LOTE	1	407,930.69		407930.6943
SUMINISTRO DE EQUIPO PRINCIPAL					
TF, 1F, 400 kV, 2 DEVANADOS	UNIDADES	4	6,941,000.00		6,941,000.00
CONVERTIDOR DE \pm 300 MVAR's	GRUPOS	1		8,500,000.00	8,500,000.00
CAPACITOR DC	JUEGOS	1		4,500,000.00	4,500,000.00
TABLEROS DE PCM Y MANDOS	LOTE	1		247,000.00	247,000.00
EQUIPO DE ENFRIAMIENTO	LOTE	1		850,000.00	850,000.00
AIRE ACONDICIONADO	LOTE	1	115,667.68		115,667.68
TABLEROS DE DIST DE CA Y CD	LOTE	1	57,367.70		57,367.70
BANCOS DE BATERIAS Y CARGADORES	LOTE	1	82,381.16		82,381.16
REFACCIONES DE CFE	LOTE	1		1,949,583.76	1,949,583.76
EQUIPOS Y MAT PROPUESTOS	LOTE	1		1,124,765.11	1,124,765.11
INT, SF6, 3F, 420kV, 2000A, 1425BIL	PIEZAS	2		443,900.52	443,900.52
DES, DAL, MH, 420kV, 2000A, S/CPT, MIP	PIEZAS	21	238,221.68		238,221.68
TC, 420 KV, 1000-2000/5-5-5-5	PIEZAS	54		482,387.31	482,387.31
TP, 420 KV, 2100-3500/1	PIEZAS	9	128,951.35		128,951.35
APART, S400 kV, D360 kV	PIEZAS	23		50,598.62	50,598.62
TF DIST, 3F, XXX kVA, 34.5/.22 KV	UNIDADES	1	30,058.59		30,058.59
CORTA CIRC FUS, 34.5 kV, 100 A	JUEGOS TRIPOLARES	1	13,747.38		13,747.38
APART, S 34.5 kV, D 30 kV	PIEZAS	3		3,094.27	3,094.27
TF DIST, 3F, XXX kVA, 13.8/.22 kV	UNIDADES	1	26,374.94		26,374.94
CORTA CIRC FUS, 15.5 kV, 200 A	JUEGOS TRIPOLARES	1	10,049.00		10,049.00
APART, S 13.2 kV, D 12 KV	PIEZAS	3		2,210.19	2,210.19
ALUMBRADO EXT E INT	LOTE	1	75,709.75		75,709.75
SISTEMA DE TIERRAS	LOTE	1	92,313.76	141,346.59	233,660.35
ESTRUCTURAS MAYORES Y MENORES	LOTE	1	45,575.60	503,826.02	549,401.62
CONDUCTORES	LOTE	1	22,076.85	225,762.16	247,839.02
AISLADORES	LOTE	1		298,194.87	298,194.87
HERRAJES Y CONECTORES	LOTE	1	61,478.65	187,494.00	248,972.65
CABLE DE CONTROL Y FUERZA	LOTE	1	525,000.00		525,000.00

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

CHAROLAS	LOTE	1	19,162.30		19,162.30
SISTEMA CONTRA INCENDIO	LOTE	1	60,982.52		60,982.52
TABLEROS PCyM y CONTROL					
ESTACIÓN DE OPERACIÓN NO. 1 DEL STATCOM	PIEZAS	1		528,024.33	528,024.33
EQUIPO DE PRUEBA (SIMULADOR)	PIEZAS	1		117,338.74	117,338.74
ESTACIÓN DE OPERACIÓN NO. 2 DEL STATCOM	PIEZAS	1	9,701.19	528,024.33	537,725.52
			12,061,619.46	21,913,617.62	33,975,237.09

De una manera más breve y sencilla, a continuación se presentan las siguientes dos tablas que muestran el resumen de precios para los controladores antes mencionados con el fin de observar y comparar claramente el costo total de cada dispositivo, la Tabla 5.9.3 corresponde al SVC y la tabla 5.9.4 corresponde al STATCOM.

Tabla 5.9.3 Resumen de precios para un SVC EN 400 kV DE \pm 300 MVAR's.

RESUMEN DE PRECIOS	PRECIO	PRECIO	PRECIO TOTAL
	NACIONAL	EXTRANJERO	USD
Ingeniería Electromecánica	85,890.36	805,355.48	891,245.84
Ingeniería Civil	109,262.34	0.00	109,262.34
Obra Civil a Precio Alzado	2,283,554.47	0.00	2,283,554.47
Obra Electromecánica a Precio Alzado	749,547.81	0.00	749,547.81
Puesta En Servicio	604,341.77	0.00	604,341.77
Equipo Principal Nacional	8,546,118.92	1,356,623.64	9,902,742.56
Equipo Principal Extranjero	0.00	10,496,635.84	10,496,635.84
Tableros PCyM y Control	7,186.07	869,175.86	876,361.92
Capacitación		105,805.11	105,805.11
GRAN TOTAL	12,385,901.73	13,633,595.93	26,019,497.65

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

Tabla 5.9.4 Resumen de precios para un STATCOM EN 400 kV DE ± 300 MVAR's.

RESUMEN DE PRECIOS	PRECIO	PRECIO	PRECIO TOTAL
	NACIONAL	EXTRANJERO	USD
Ingeniería Electromecánica	115,951.98	1,087,229.90	1,203,181.88
Ingeniería Civil	147,504.16	0.00	147,504.16
Obra Civil a Precio Alzado	1,826,843.57	0.00	1,826,843.57
Obra Electromecánica a Precio Alzado	599,638.25	0.00	599,638.25
Puesta En Servicio	815,861.39	0.00	815,861.39
Equipo Principal Nacional	8,546,118.92		8,546,118.92
Equipo Principal Extranjero		19,510,163.42	19,510,163.42
Tableros PCyM y Control	9,701.19	1,173,387.40	1,183,088.59
Capacitación		142836.8978	142836.8978
GRAN TOTAL	12,061,619.46	21,913,617.62	33,975,237.09

Como puede observarse, es notable que existe aproximadamente un 30% de diferencia entre ambos controladores aún siendo de la misma capacidad y encomendados para la misma función, siendo el STATCOM el de mayor costo. Pero sin lugar a dudas por lo mostrado en la sección 5.8 de simulaciones, la capacidad de respuesta para el STATCOM frente a una perturbación es muy superior que lo que puede alcanzar el SVC justificando con ello claramente mayor costo.

5.10 Conclusiones.

Las diferencias básicas de operación ya sea basadas con una fuente de voltaje o con una admitancia reactiva explican la superioridad de las características funcionales del STATCOM, así como el mejor desempeño y la mayor flexibilidad de aplicación que lo que se alcanza con el SVC. [4] Asimismo las simulaciones dinámicas bajo el contexto transitorio dan un panorama más amplio para justificar la premisa anterior tanto para una falla con duración de 0.2 segundos como para una determinada serie de eventos.

Por otro lado, se observa que el costo en sí del STATCOM como el de su instalación es también más elevado al del SVC debido a lo práctico que puede llegar a ser su incorporación a un SEP pero que los beneficios de inversión a futuro se sustentan en base a todas las características de operación y respuesta aquí mencionadas así como su versatilidad que significa su tamaño.

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

Estas diferencias básicas de operación ya sea con una fuente de voltaje o con una admitancia reactiva explican la superioridad de las características funcionales del STATCOM, así como el mejor desempeño y la mayor flexibilidad de aplicación que lo que se alcanza con el SVC. [4]

Tabla 5.10 Resumen técnico-comparativo entre SVC y STATCOM, CIGRE.

CARACTERISTICA	SVC	STATCOM
Principio básico de operación	Impedancia en paralelo controlada o conmutada.	Fuente controlada de voltaje o corriente con acoplamiento magnético.
Comportamiento en alto o bajo voltaje.	Impedancia o Suceptancia se mantienen constantes. Voltaje mínimo para el encendido o apagado de los tiristores.	Corriente constante.
Regulación de potencia reactiva.	Dentro del rango de control.	Dentro del rango de control.
Requerimientos de espacio.	Ocupa una gran área debido a los bancos de reactores y capacitores.	Más pequeño que el SVC.
Pérdidas.	1.0% – 1.5 %	1.0% – 1.5 %
Variación de la frecuencia del sistema.	Se comporta como una constante C o L	Se comporta como una fuente de corriente constante.
Contribución al nivel de falla.	Ninguno.	Máxima corriente permitida.
Control de voltaje y respuesta.	La respuesta depende de la capacidad del sistema y puede requerir el control de una variable de ganancia.	La respuesta depende de la capacidad del sistema, pero es más rápida y más robusta que en el SVC.
Transferencia de potencia, estabilidad, amortiguamiento de las oscilaciones.	Depende del lugar donde sea colocado.	Depende del lugar donde sea colocado pero significativamente mejor que en el SVC.
Energización inicial.	Directamente de un sistema de alto voltaje (HV).	Energización rápida desde un almacenamiento de energía para su operación.
Capacidad de respuesta ante contingencias.	Pequeño retraso en la recuperación de los tiristores a menos que estos se mantengan encendidos.	Sin retraso en los tiristores, manteniendo fijo el voltaje de CD del capacitor.
Comportamiento bajo o después de condiciones de corto circuito, caídas de voltaje e interrupciones de corto tiempo.	Comportamiento pasivo dependiendo del control. No posee capacidad adicional de corto periodo.	Como fuente de corriente hasta que se descarga la fuente de almacenamiento. Capacidad de corto periodo la cual depende de las condiciones térmicas del tiristor.
Suministro instantáneo de potencia real.	No.	Depende de la fuente de almacenamiento empleada.
Balance de carga o fase.	Si.	Si.
Compensación del flicker (parpadeo).	Si.	Mejor que el SVC.
Generación de armónicos	El TCR actúa como una fuente de armónicos de corriente de bajo orden.	Es una fuente generadora de armónicos de voltaje de bajo orden debido a la conmutación.
Sistema y resonancia	Si existen efectos de la resonancia	Los efectos no son significativos.

Capítulo V Comparación técnico-económica entre STATCOM y SVC

armónica.	armónica.	
Filtros de armónicos.	Usualmente requiere un filtro pasivo.	Usualmente no requiere el filtro para equipo de pulsos de mayor orden, pero si es necesario para equipo de bajo orden de pulsos.
Capacidad de mejora el voltaje o la potencia.	Algunas limitaciones de respuesta.	Significativamente mejor que el SVC.
Características de operación en estado estable	Ver Figura 5.12	Ver Figura 5.13

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES FINALES Y TRABAJO FUTURO.

6.1 Conclusiones Finales.

En primer lugar este trabajo de tesis presenta una breve descripción de la transmisión de potencia mostrando los problemas que surgen en el estudio y análisis entre los sistemas eléctricos para posteriormente introducirnos al concepto de FACTS, el cual se muestra como una tecnología alternativa que se tiene para controlar de manera simultánea o individual todos los parámetros que afectan el flujo de potencia en un sistema transmisión tales como el voltaje, impedancia y ángulo de fase mediante los distintos tipos de compensación (serie, paralelo, mixta).

Se han estudiado los modelos más representativos en cuanto a la compensación en paralelo se refiere; el compensador estático de VAR's (SVC) por un lado representa el principio del desarrollo de la tecnología FACTS, siendo un equipo bastante sencillo para modelar y por otro lado el STATCOM, el cual representa una evolución desde el punto de vista técnico-funcional de este tipo de compensación, que ha de ser considerado en proyectos futuros relacionados en forma directa o indirecta bajo la temática del suministro de una energía eficiente de calidad.

Con ayuda del simulador NEPLAN[®] se realizaron dos tipos de pruebas; desde el punto de vista estacionario, ambos equipos permiten reflejar todas las ventajas que ofrecen en el control de tensión y en el mejoramiento de flujos de potencia, en cambio, analizando la estabilidad transitoria durante una serie de perturbaciones y contingencias, desde el un punto de vista técnico se hace notar que el STATCOM respalda la teoría, en cuanto a ser la herramienta más viable para corregir los distintos conflictos presentes en un sistema eléctrico.

Adicionalmente, y con un enfoque meramente comparativo se presentan diversos aspectos económicos para ambos dispositivos. El análisis detallado profundo de los requerimientos y necesidades para hacer frente a un problema relacionado con la compensación de potencia será fundamental para tomar la adecuada decisión sobre la solución que ha de ser elegida; puesto que no siempre la solución que implica una mayor inversión resulta ser la más efectiva para cubrir las necesidades del usuario.

6.2 Trabajo a Futuro.

En este trabajo de tesis se han presentado, a pequeña escala, las ventajas y desventajas entre el SVC y el STATCOM, con la intención de evidenciar las mejoras que pueden aportar dentro de un sistema de energía eléctrica. Con lo antes señalado se busca lograr de la mejor manera posible la planeación de proyectos futuros, para beneficiar y mejorar la calidad de transmisión de energía eléctrica, es decir, obtener el máximo beneficio con una mínima inversión.

Se sugiere como posibles trabajos a futuro el adecuado diseño e implementación de un sistema de control más eficiente tanto para los gobernadores de las máquinas como para el control propio de los controladores SVC y STATCOM para mejorar su respuesta frente a contingencias de mayor magnitud.

Uno más de estos aspectos que podrían llevarse a cabo es la realización de estudios y pruebas en un sistema real para lograr una mejora en la calidad y suministro de la energía con la implementación de estos dispositivos en nuestro país ya que los resultados arrojados de este trabajo proyectan al STATCOM como la mejor opción para resolver los problemas de un sistema. Sin embargo en la red eléctrica nacional, no se cuenta con un compensador de esta clase. De esta forma se busca impulsar dichos estudios para lograr tal cometido.

En el ámbito académico, se propone la implementación de un modelo físico de cualquiera de estos dos dispositivos dentro del laboratorio para comprender de una manera didáctica su operación, es decir, un modelo real y a escala.

Bibliografía

- 1.- Pacheco, Hernán F., “Análisis Sobre el Mercado Energético Mundial”, reporte de la consultora EnerDossier, del 27 de Febrero al 6 de Marzo 2009, eco@enerdoser.com.
- 2.- Villagómez, Eric B., “EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL, Taller de Transformadores TC14”, Comité Electrotécnico Internacional, CFE.
- 3.- IEEE Transmission and Distribution Comitte, 2000, "FACTS Applications", IEEE FACTS Working Group.
- 4.- Hingorani, N.G. Gyugyi, L., “Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”, IEEE Press, ISBN 0780334558, 1999.
- 5.- Muyeen, S.M. Takahashi, Rion. Murata, Toshiaki. Tamura, Junji and Hasan Ali, Mohd., “Application of STATCOM/BESS for wind power smoothening and hydrogen generation”, Revista: Electric Power System Research, ISBN 0378-7796, Elsevier, Amsterdam, PAYS-BAS, 1977.
- 6.- Angeles Camacho, C. : “Steady State Modelling of the unified power flow controller for three phase power flow analysis of electric systems” , M. Sc. Thesis (in Spanish), Department of Electrical and Electronic Engineering, Instituto Tecnológico de Morelia, México. Agosto 2000.
- 7.- Mathur M., Varma R., “Thyristor-based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems”, IEEE Press, ISBN 0-471-20643-1, 2002.
- 8.- Gyugyi, L. “Fundamentals of Thyristor -Controlled Static Var Compensators in Electric Power System Applications”, IEEE Special Publication 87TH0187-5-PWR, Application of Static Var Systems for System Dynamic Performance, 1987.
- 9.- Report Prepared by the FACTS Application Task Force of the FACTS Working Group 15.05.15 of the DC and FACTS Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee, “FACTS Applications”.
- 10.- Angeles Camacho, C., “Steady State Modeling of the unified power flow controller for three phase power flow analysis of electric systems” , M. Sc. Thesis (in Spanish), Department of Electrical and Electronic Engineering, Instituto Tecnológico de Morelia, México. Agosto 2000.

- 11.- De la Bodega, F., Gutiérrez, M. D., Aginako, Z. y Sagastabeitia, K. "FACTS Formas de usar más eficientemente las líneas eléctricas existentes", Departamento de Ingeniería Eléctrica, E.U.I.T.I. de Bilbao, Publicación de la 11ª. Conferencia Hispano-Lusa de Ingeniería Eléctrica (11CHLIE), Zaragoza, España, 1-4 de Julio, 2009.
- 12.- Kowalski J., Vancers I., Reynolds M., Tyll H., "Application of Static VAR Compensation on the Southern California Edison System to Improve Transmission System Capacity and Address Voltage Stability Issues – Part 1. Planning, Design and Performance Criteria Considerations", IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta. Estados Unidos. Octubre-noviembre de 2006.
- 13.- Song, Y.H. Johns, A.T. "Flexible ac transmission systems (FACTS)", IEE Power and Energy Series 30, ISBN 0-85296-771-3, 1999.
- 14.- Aguirre, Cárdenas, C.W., "Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software power factory 13.1 de DIGSILENT", Tesis de Licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, Quito Ecuador, Junio 2008.
- 15.- Grünbaum, R., Petersson, Å., Thorvaldsson, B., ABB Utilities AB Power Systems SE-721 64 Västerås Suecia. Revista ABB 3/2002.
- 16.- López, H., Manolo, L., "Estudio de Sistemas Flexibles para la Transmisión de Corriente Alterna (FACTS)", Universidad de San Carlos de Guatemala. Guatemala, Octubre 2005.
- 17.- Gonzales-Longatt, Francisco M., "Sistemas de Transmisión AC Flexibles-Entrenamiento Básico". IEEE Maracay, Venezuela 2004.
- 18.- Miller, T.J.E.: "Reactive Power Control in Electric Systems", John Wiley Interscience, 1982. INSB 0471869333.
- 19.- Anaya Lara, O. and Acha, E. "Modelling and Analysis Custom Power Systems by PSCAD/EMTDC", IEEE Trans. Power Del. Vol. 7, No. 7, Jan.2002.
- 20.- Mohan, N., Undeland, T.M and Rubbin, W.P. "Power electronics: converter applications and design", John Wiley & Sons, 3rd Edition, 2003. INSB 0471429082

- 21.- J. Douglas, F., Young, R., Inverson, “The Future of Transmission Switching to Silicon”, EPRI Journal, June 1989.
- 22.- Grünbaum, R., Petersson, Å., Thorvaldsson, B., ABB Utilities AB Power Systems SE-721 64 Västerås Suecia. Revista ABB 5/1999.
- 23.- Rajo, N.R., Vonkata, S.S. and Sastry, V.V. “The use of decoupled converters to optimize the power electronics of shunt an series AC systems controllers”, IEEE Trans. Power Del. Vol. 12, April 1997, pp. 895-900.
- 24.- Huweg, A.F. Bashi, S.M. and Mariun, N. “A STATCOM Simulation Model to Improve Voltage Sag Due to Starting of High Power Induction Motor”. National Power & Energy Conference (PEcon) proceedings, Kuala Lumpur, Malaysia, 2004.
- 25.- Cigre, Working Group 14.19., “STATIC SYNCHRONOUS COMPESATOR (STATCOM)”. Editedby: I.A. ERINMEZ& A.M. FOSS, Agosto, 1999.
- 26.- Carreiro Cavaliere, Carlos André. “análise de STATCOM Operando em Sistemas Desbalanceados”. Tese Para Obtenção Do Grau de MestremCiênciasemEngenharia Eléctrica – Universidad Federal de Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro Brazil, 2001.
- 27.- Acha, E., Fuerte-Esquivel, C., Ambriz-Pérez, H., Ángeles-Camacho, C., “FACTS, Modelling and Simulation in Power Networks”, John Wiley & Sons, LTD, England, INSB 0-470-85271-2, 2004.
- 28.- Gómez, A., “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”, Tesis Lic., Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Ecuador. 2009.
- 29.- Nilsson, A., Lim, E., “Power Flow Control”, 1994 IEEE Winter Power Meeting Panel Session FACTS Change Power Systems Control, 1994.
- 30.- Ángeles-Camacho, C., “Phase Domain Modelling and simulation of Large-Scale Power Systems with VSC-Based FACTS Equipment”, Ph. Thesis, Department of Electrical and Electronic Engineering, Instituto Tecnológico de Morelia, México. Agosto 2005.

