

ESTADO DEL ARTE DE CONTROLADORES FACTS

**MONICA OSORIO BETANCURT
FABIO GONZALEZ SALAS**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
MINOR EN SISTEMAS DE POTENCIA
CARTAGENA DE INDIAS
DICIEMBRE DE 2011**

ESTADO DEL ARTE DE CONTROLADORES FACTS

**MONICA OSORIO BETANCURT
FABIO GONZALEZ SALAS**

**Monografía presentada como requisito para optar
al título de Ingeniero Electricista**

**DIRECTOR
ING. SALOMON ZARUR**

**UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
MINOR EN SISTEMAS DE POTENCIA
CARTAGENA DE INDIAS
DICIEMBRE DE 2011**

Le doy gracias a Dios por apoyarme siempre en el logro de mis metas y hoy convertirme en una profesional. Gracias Dios por permitirme escalar un peldaño más en mi proyecto de vida, ayer era solo un sueño, hoy es una realidad.

Agradezco a mis padres todos sus sacrificios, su apoyo incondicional, su entrega total y su formación en valores. A ellos les debo quien realmente soy.

Monica Osorio Betancurt

“A mi Madre María Salas Tapia, quien gracias a sus esfuerzos y su gran apoyo me ha facilitado la oportunidad de llegar hasta aquí..

A mi Padre Fabio González Mejía, quien siempre ha mostrado pasión por lo que hace, lo cual me motiva a ser como él y además a hacer las cosas bien.

A mi hermanas Paula Andrés y María Mónica, quienes me han brindado palabras esperanzadoras que me han servido de aliento

A Anamaría Caro, quien día a día, me recordaba el camino que debía seguir y el esfuerzo que debía realizar para alcanzar esta meta

A la Universidad Tecnológica de Bolívar, y en especial a mis docentes, por formarme como un ciudadano íntegro y darme la formación profesional con la cual hoy en día cuento.

Fabio Andrés González Salas

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos sinceramente al Ingeniero Salomón Zarur, nuestro director de monografía por apoyarnos en el transcurso de este trabajo y facilitarnos las herramientas necesarias para desarrollarlo.

Agradecemos también al Ingeniero Enrique Vanegas por guiarnos en este proceso y ofrecernos las directrices necesarias.

A la Universidad Tecnológica de Bolívar y al Programa de Ingeniería Eléctrica, por habernos brindado la posibilidad de una formación con conocimientos sólidos y un sin número de experiencias basadas en la integridad, los valores, la ética profesional, el liderazgo y emprendimiento.

Muchas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION.....	11
2. OBJETIVOS	14
2.1. OBJETIVO GENERAL	14
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
3. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISION EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)	15
3.1. SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISION EN CORRIENTE ALTERNA FACTS	15
3.2. OPORTUNIDADES DE LOS FACTS	17
3.3. FLUJO DE POTENCIA EN UN SISTEMA AC	19
3.3.1. Flujo de potencia en rutas paralelas	20
3.3.2. Flujo de potencia en sistema mallado.....	22
3.4. CLASIFICACIÓN DE CONTROLADORES FACTS	26
3.4.1. SEGÚN LA CONEXIÓN	26
3.4.1.1. Controladores en serie	27
3.4.1.2. Controlador en derivación (shunt).....	27
3.4.1.3. Controlador serie-serie	28
3.4.1.4. Controlador serie-derivación.....	29
3.4.2. SEGÚN LA GENERACIÓN	30
3.5. BREVE DESCRIPCION DE LOS CONTROLADORES FACTS.....	31
3.5.1. Controladores en derivación.....	31
3.5.2. Controladores serie	37
3.5.3. Controladores combinados serie-derivación	40
3.5.4. Controladores serie - serie	41
• Controlador de potencia interface (IPC).....	41
3.6. Conclusiones	42
4. DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES DE ALTA POTENCIA	44
4.1. Generalidades de los dispositivos de potencia.....	44
4.1.1. Diodo de potencia.....	48

4.1.2.	Transistores.....	49
4.1.2.1.	MOSFET (Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistor)	50
4.1.2.2.	IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)	51
4.1.2.3.	Tiristores	53
4.2.	Tipos de tiristores de alta potencia.....	54
4.2.1.	GTO (“Gate Turn-Off Thyristor”)	55
4.2.2.	MTO (MOS Turn-Off Thyristor)	58
4.2.3.	ETO (Emitter Turn-Off Thyristor)	60
4.2.4.	Integrated Gate-Commutated Thyristor (GCT e IGCT)	61
4.2.5.	MCT (MOS-Controlled Thyristor)	62
4.3.	Principales características y requerimientos de los dispositivos de alta potencia ..	63
4.3.1.	Magnitud de Tensión y Corriente.....	63
4.3.2.	Pérdidas en conducción y de conmutación.....	64
4.3.3.	Parámetros de compensación para los dispositivos de potencia	67
4.4.	Conclusiones	69
5.	PROYECTOS Y TRABAJOS DESARROLLADOS EN CONTROLADORES FACTS	70
5.1.	Capacitor Controlado por Transistores Serie (TCSC) y Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC)	71
5.1.1.	Descripción básica	71
5.1.1.1.	Capacitor serie controlado por Transistores (TCSC)	71
5.1.1.2.	Compensador estático sincrónico conectado en serie (SSSC)	72
5.1.2.	Revisión bibliográfica de proyectos desarrollados para TCSC y SSSC	73
5.1.2.1.	TCSC: Diseño e implementación en laboratorio de un dispositivo TCSC	73
5.1.2.2.	SSSC: EFECTOS DE UN COMPENSADOR SERIE SINCRONO ESTÁTICO (SSSC) EN UN SISTEMA DE POTENCIA.....	84
5.2.	Compensador Estático de Reactivos (SVC) y Compensador Estático síncrono (STATCOM).....	88
5.2.1.	Descripción básica	89
5.2.1.1.	Static Var Compensator (SVC)	89
5.2.1.2.	Compensador Estático Sincrónico (STATCOM)	91

5.2.2.	Revisión bibliográfica de proyectos y trabajos desarrollados para SVC y STATCOM.....	93
5.2.2.1.	Beneficios de los compensadores SVC y STATCOM para utilidad de aplicación eléctrica.....	93
5.2.2.2.	Implementación de un SVC como un reemplazo rentable de la generación local con importación de energía	95
5.2.2.3.	SVC para control dinámico de tensión y prevención de colapso de tensión en un sistema de transmisión de potencia de 115 kV	99
5.2.2.4.	SVC: Compensación estática de reactivos: Subestación Chinú 500 kV 103	
5.2.2.5.	Aplicación de un STATCOM en la subestación Velco – Essex	110
5.2.2.6.	Implementación de un STATCOM para reemplazar un crítico sistema de generación urbana para el control y la estabilidad de la tensión.....	111
5.3.	Conclusiones	116
6.	COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS FACTS POR TIPO DE CONEXIÓN Y POR GENERACIÓN	118
6.1.	Comparación de tecnologías FACTS por el tipo de conexión.....	118
6.1.1.	Comparación entre proyectos de TCSC y SSSC (conexión serie).....	118
6.1.2.	Controladores FACTS en derivación	119
6.2.	Conclusiones	122
7.	CONCLUSIONES.....	123
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1 Flujo de Potencia en rutas paralelas	21
Figura 3-2 Control de flujo de potencia con impedancia variable	21
Figura 3-3. Control de flujo de potencia con ángulo de fase variable	22
Figura 3-4. Esquema de flujo de potencia en sistema mallado	23
Figura 3-5. Esquema de flujo de potencia con capacitor en serie con la línea AC controlado por tiristores.	23
Figura 3-6. Esquema de flujo de potencia con reactor en serie con la línea BC controlado por tiristores.	25
Figura 3-7. Esquema de flujo de potencia con regulador de ángulo de fase en serie con la línea AC controlado por tiristores.	25
Figura 3-8. Tipos de clasificación de controladores FACTS	26
Figura 3-9. Controlador en conexión serie	27
Figura 3-10. Controlador en conexión shunt.	28
Figura 3-11. Controlador en conexión serie-serie	28
Figura 3-12. Controlador coordinado serie-derivación	29
Figura 3-13. Controlador unificado serie-derivación	29
Figura 3-14. Esquemático del STATCOM basado en convertidores de voltaje y corriente.	32
Figura 3-15. Esquema del BESS, SSG y SMES.	33
Figura 3-16. Esquema de controlador SVC	35
Figura 3-17. Esquema de controladores TSC, TCR y TSR	35
Figura 3-18. Esquema de controlador TCBR	37
Figura 3-19. (a)Esquema de controladores SSC, TCSC y TSSC.	38
Figura 3-20. Esquema de controladores TCSR y TSSR	39
Figura 3-21. Esquema de controladores UPFC y TCPST.	41
Figura 4-1 Dispositivos semiconductores de potencia:	47
Figura 4-2. Estructura interna de un diodo de potencia [2]	49
Figura 4-3. Símbolos de los transistores MOSFET de canal n y canal p	51
Figura 4-4. Estructura básica del transistor IGBT [2]	52
Figura 4-5. Símbolo y estructura interna de un GTO [2]	56
Figura 4-6. Proceso de conmutación (apertura y cierre) del GTO	57
Figura 4-7. Estructura del MOS Turn-Off Thyristor (MTO): (a) Diseño Monolítico, y (b) Diseño híbrido. Fuente: Power Systems World '97, Baltimore Convention Center, Baltimore, Maryland, September 6-12, 1997. Capítulo 3.4 [4]	59
Figura 4-8. Tiristor Emitter Turn-Off (ETO): (a) Símbolo del tiristor ETO y (b) Circuito equivalente del Tiristor ETO [1]	61
Figura 4-9. Estructura de un IGCT con un tiristor GCT y diodo inverso [1]	62
Figura 4-10. MOS Controlled Thyristor (MCT): (a) Símbolo del MCT, (b) circuito equivalente del MCT, y (c) estructura de un MCT [1]	63
Figura 5-1. Controladores FACTS a desarrollar	70

Figura 5-2. Esquema de controlador TCSC; a) Circuito equivalente, b) Módulos	72
Figura 5-3. Diagrama esquemático de TCSC utilizado en la simulación	74
Figura 5-4. Impedancia equivalente con diferentes valores de R_t	74
Figura 5-5. Corriente de línea con ángulo de 58° ; a) Con $R_t = 0 \Omega$, b) Con $R_t = 0.05 \Omega$, c) Con $R_t = 0.1 \Omega$	75
Figura 5-6. Diagrama esquemático con red snubber.	76
Figura 5-7. Conmutación de V_t (ángulo de disparo de 56°)	76
Figura 5-8. Reactancia equivalente de un sistema multimódulos.	77
Figura 5-9. Circuito de prueba del reactor	77
Figura 5-10. Impedancia del reactor medida y calculada contra la frecuencia	78
Figura 5-11. Circuito de prueba del capacitor	78
Figura 5-12. Impedancia del capacitor medida y calculada contra la frecuencia	79
Figura 5-13. Diagrama esquemático del circuito de disparo.	80
Figura 5-14. Diagrama esquemático del TCSC en laboratorio utilizado en simulación	80
Figura 5-15. Impedancia equivalente a frecuencia fundamental del circuito de prueba.	81
Figura 5-16. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 31°	82
Figura 5-17. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 24°	82
Figura 5-18. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 16°	83
Figura 5-19. Voltaje en los tiristores al momento de la conmutación	83
Figura 5-20. Máquina síncrona en un sistema de potencia de barraje infinito con un SSSC	84
Figura 5-21. Modelo lineal de Heffron-Phillips para un sistema con SSSC	85
Figura 5-22. Respuesta de la tensión ante variación en la referencia con y sin SSSC, modelo lineal	86
Figura 5-23. Respuesta de la tensión ante variación en la referencia con y sin controlador SSSC, modelo no lineal.	87
Figura 5-24. Respuesta ante una falla (perturbación fuerte) de la potencia activa con y sin controlador SSSC, modelo no lineal.	88
Figura 5-25 Diagrama esquemático de un SVC	90
Figura 5-26 Diagrama esquemático de un STATCOM básico	91
Figura 5-27. Localización geográfica de las subestaciones de Naama y Bechar en Algeria. [5]	96
Figura 5-28. Diagrama unifilar de los SVCs implementados en las subestaciones de Naama y Bechar [5]	97
Figura 5-29. Esquemático del sistema de control de los SVCs	98
Figura 5-30. Diagrama unifilar del SVC implementado para NSTAR por ABB	101
Figura 5-31. Diagrama unifilar SVC subestación Chinú 500 kV	105
Figura 5-32. Diagrama unifilar, STATCOM y MSC	113
Figura 5-33. Fotografía de las válvulas de IGBT. Fuente: "STATCOM replaces critical urban generation for voltage control and stability", ABB AB FACTS. June 2010.	115

1. INTRODUCCION

Los sistemas de potencia convencionales, especialmente las líneas de transmisión, se dice que son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia como consecuencia de que los parámetros y la configuración de la red son fijos. Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias, lo cual dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad están primordialmente controlados por elementos mecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido al desgaste.

Los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado un período de cambio, debido principalmente a la creciente demanda de energía eléctrica, la apertura de los mercados, así como el desarrollo en la electrónica de potencia, microprocesadores y comunicaciones en general.

Tradicionalmente las principales acciones de control en un sistema de potencia, tales como el cambio de taps de los transformadores, o la conmutación de la corriente, se han llevado a cabo a través de dispositivos mecánicos. En la actualidad, hay una gran utilización de dispositivos microelectrónicos, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para el control y protección de los sistemas de transmisión; sin embargo, cuando las señales de operación se envían a los circuitos de potencia, y se toma la acción de control final, los dispositivos de conmutación mecánicos presentan una respuesta lenta. Otro problema con los dispositivos mecánicos es que el control puede fallar, ya que estos tienden a desgastarse con rapidez respecto a los dispositivos estáticos. De tal forma que la falta de controles rápidos y confiables puede resultar en:

- Problemas de estabilidad
- Flujo de potencia por líneas no deseadas
- Flujo indeseable de reactivos
- Salidas en cascada como consecuencia de los grandes tiempos de restauración
- Mal aprovechamiento de la capacidad de transmisión.

Así, desde un punto de vista de operación dinámica y de estado estacionario, el sistema puede tornarse incontrolable.

La tecnología de FACTS abre nuevas oportunidades en el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, ya que la posibilidad de controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable, permite incrementar la capacidad de las líneas existentes. Esto se puede lograr debido a que estos dispositivos tienen la capacidad de manejar parámetros que actualmente restringen a los sistemas eléctricos de potencia (impedancia serie y shunt, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencia subsíncronas), permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

Asimismo, el desarrollo de estos dispositivos también ha tenido repercusiones importantes en el aspecto económico de las compañías suministradoras, debido al ambiente competitivo actual. El potencial de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes que no estén adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de comerciar energía entre agentes distantes lo que antes era muy difícil.

El presente trabajo introduce a las generalidades de los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna FACTS, y los principales dispositivos semiconductores de potencia utilizados para aplicaciones de alta potencia. De manera general se

describe la clasificación de las tecnologías FACTS según sus dos posibilidades: por tipo de conexión de sus dispositivos, y tipo de elementos de potencia de los cuales se compone. Para finalmente, concluir con la comparación de los diferentes proyectos abordados, principalmente desde un entorno internacional y evidenciando lo que se ha desarrollado en Colombia.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estado del arte a partir de varios tipos de controladores FACTS mediante la investigación de recursos bibliográficos para determinar sus características principales y tecnologías existentes.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica y recopilar información primaria de tipo investigativo que permita evidenciar el desarrollo y la evolución de los Sistemas de Transmisión Flexibles en CA.
- Seleccionar los tipos de controladores FACTS más utilizados y analizar cada uno de ellos según sus características principales o topologías de conexión.
- Identificar y describir las diferentes estrategias utilizadas para la optimización de los sistemas de transmisión de potencia a través de la descripción de proyectos implementados en FACTS.
- Constituir el presente trabajo de grado como una herramienta para el desarrollo de futuros proyectos investigativos en el área de los FACTS considerando las grandes oportunidades que representaría el estudio y la implementación de nuevos sistemas en nuestra región y en el país.

3. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISION EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

3.1. SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISION EN CORRIENTE ALTERNA FACTS

Anteriormente los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y autónomos. En la actualidad, los sistemas de potencia están conformados por muchas interconexiones entre compañías prestadoras de servicio eléctrico a nivel nacional y entre sistemas de diferentes países. Además de esto, la industria eléctrica está experimentando cambios acelerados, uno de ellos es la reforma estructural del mercado eléctrico internacional. Las nuevas estructuras exigen que el transporte de la potencia eléctrica sea a través de líneas de transmisión bien definidas, sin embargo, las redes convencionales de los sistemas de potencia no pueden ofrecer flexibilidad en el control de la potencia. En los últimos años la demanda en los sistemas de potencia ha incrementado y seguirá haciéndolo, lo cual ha conllevado a ocasionar varios problemas que afectan los sistemas de potencia como sobrecargas y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia. El costo de líneas de transmisión, las dificultades para su construcción, su localización, derecho de vía, etc., frecuentemente limitan la capacidad de transmisión.

Debido a la inflexibilidad que presentan los sistemas de potencia, específicamente las líneas de transmisión con relación al flujo de potencia, hay poco control sobre el mismo, ya que los parámetros y la configuración de la red son fijos. Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias, esto dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad. Esto resulta como consecuencia de los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad, debido a

que estos, están controlados por elementos mecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a que sufren desgaste.

A finales de la década de los ochenta, surgió la posibilidad de obtener el control esperado sobre el flujo de potencia y los demás inconvenientes presentados en las líneas de transmisión en los aspectos anteriormente mencionados, mediante dispositivos controladores basados en la electrónica de potencia para la compensación de reactivos. A partir de la necesidad de brindar soluciones a estas dificultades, nace el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten mitigar estos problemas por medio de los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna FACTS (de sus siglas en inglés "*Flexible AC Transmission Systems*"). El EPRI, Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica (De sus siglas en inglés "*Electric Power Research Institute*") fue quien inició el estudio de estos controladores para los sistemas de potencia con operación en tiempo real, sin embargo, El EPRI ya venía utilizando desde los años setenta compensadores estáticos de VAR's, los cuales, se incluyen en la tecnología FACTS.

La IEEE define estos dispositivos de la siguiente forma:

"Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos basados en electrónica de potencia para mejorar el nivel de control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia."

La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, consiste en utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para poder controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión y resolver el problema de la inflexibilidad en la misma. Permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas. Los tiristores poseen ventajas sobre los elementos mecánicos de control, debido a que conmutan mucho más rápido, y además, estos controladores tiene la capacidad de redireccionar la potencia eléctrica en tan sólo una fracción de ciclo, lo cual, permite

tratar con facilidad las oscilaciones de potencia a diferencia de los elementos mecánicos. Además, los dispositivos de conmutación mecánicos tienden a desgastarse, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse. Debido a la rapidez en su operación, estos dispositivos también pueden ser utilizados para impactar positivamente en los problemas dinámicos del sistema.

3.2. OPORTUNIDADES DE LOS FACTS

En la actualidad, gran parte de los sistemas eléctricos de potencia en el mundo se encuentran interconectados tanto a nivel nacional como también, a nivel internacional. Esto se debe a beneficios económicos, para reducir el costo de la electricidad y garantizar confiabilidad y seguridad en el sistema [1].

Estas interconexiones, tienen el propósito de compartir centrales eléctricas, así como centros de carga, con el fin de minimizar costos en la generación de energía total y el costo del combustible. Las interconexiones de transmisión permiten aprovechar la diversidad de cargas, la disponibilidad de fuentes y precios de los combustibles con el fin de abastecer de electricidad a las cargas a un costo mínimo.

El costo de las líneas de transmisión y las pérdidas, así como las dificultades encontradas en la construcción de las mismas, a menudo limitan la capacidad de transmisión disponible. A medida que un sistema de potencia crece en términos de transferencia de energía y extensión territorial se hace más complejo y difícil de controlar. Esto puede traer como consecuencia grandes flujos de potencia en líneas sin un control adecuado, así como oscilaciones dinámicas en el sistema, evitando la utilización plena del potencial de transmisión.

Los sistemas eléctricos de potencia de hoy en día, por lo general, son mecánicamente controlados. Hay un uso generalizado de la electrónica, sistemas de cómputo y comunicaciones de alta velocidad para el control y protección de los sistemas de transmisión en la actualidad. Sin embargo, cuando las señales de operación se envían a los circuitos de potencia y se toma la acción de control, los dispositivos de conmutación son mecánicos y responden a bajas velocidades. Además, estos dispositivos tienden a desgastarse muy rápidamente en comparación con los dispositivos estáticos. En efecto, desde el punto de vista de funcionamiento dinámico y de estado estacionario, los dispositivos mecánicos representan un problema en relación al control del sistema. Este tipo de limitaciones se han venido solucionando de tal manera que el sistema de potencia opere de manera efectiva y segura, con la ventaja, por ejemplo, de tener mejores márgenes de operación.

Los dispositivos FACTS son una tecnología basada en elementos de electrónica de potencia de alta velocidad, y pueden solucionar problemas que se presentan en los sistemas de potencia, como obtener el mayor provecho de los sistemas de transmisión y ayudar a la estabilidad del sistema. Los FACTS son un conjunto de controladores que pueden ser utilizados de manera individual o coordinada, para el control de uno o varios de los parámetros en la transmisión de energía. Un dispositivo FACTS bien seleccionado y bien ubicado puede disminuir las limitaciones específicas de una línea.

La tecnología FACTS abre nuevas oportunidades para el control de la energía y mejora de la capacidad utilizable de las líneas. La posibilidad de que la corriente a través de una línea se puede controlar a un costo razonable, permite aumentar la capacidad de las existentes con conductores más grandes, y el uso de los controladores FACTS para permitir que la potencia correspondiente fluya en condiciones normales y contingencias. Estas oportunidades surgen a través de la capacidad de los controladores de FACTS para controlar los parámetros

interrelacionados que rigen el funcionamiento de los sistemas de transmisión, incluidos la impedancia en serie, la impedancia de cortocircuito, corriente, voltaje, ángulo de fase, y la amortiguación de las oscilaciones a diferentes frecuencias por debajo de la frecuencia nominal.

3.3. FLUJO DE POTENCIA EN UN SISTEMA AC

La tecnología FACTS surge a partir de dos necesidades principales en relación con los sistemas de potencia:

- Aumentar capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.
- Controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes que no estén adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de comerciar energía entre agentes distantes.

En los sistemas eléctricos de potencia, la energía eléctrica generada debe ser igual a la energía demandada, debido a la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica. Si este balance de energía no es permanente y estable, se pueden presentar grandes conflictos. Si la generación es menor que la carga, el voltaje y la frecuencia disminuyen, y por consiguiente, la carga será igual a la generación menos las pérdidas de transmisión. Si la tensión se mantiene con la potencia reactiva, entonces la carga se incrementará, y en consecuencia, la frecuencia disminuirá hasta provocar que el sistema colapse. Si hay falta de energía reactiva, el sistema puede tener un colapso en relación al voltaje. En cambio, si se tiene un balance entre la generación y la carga, la potencia real fluye

de las áreas de generación a las áreas de carga a través de todas las rutas disponibles¹.

El flujo de potencia en una línea de transmisión, depende de los parámetros físicos de la red que según lo anterior, se resumen en: tensión en los extremos de la línea, impedancia de la línea, y la diferencia angular entre los voltajes. A partir de las necesidades en los sistemas de potencia, los controladores FACTS ofrecen como solución modificar parámetros del sistema, lo cual, permite controlar el flujo de potencia:

- Controlando la impedancia de la línea para el control de la corriente y de la potencia activa.
- El control del ángulo, permite controlar el flujo de corriente.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y ortogonal a la corriente, puede aumentar o disminuir la magnitud de la corriente.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase, puede controlar la magnitud y la fase de la corriente de línea y por lo tanto, se puede controlar la potencia real y reactiva de forma más precisa.
- La combinación del control de la impedancia de línea con un controlador serie, y la regulación de voltaje con un controlador shunt puede ser una medida efectiva de controlar el flujo de potencia real y reactiva entre dos sistemas.

3.3.1. Flujo de potencia en rutas paralelas

Consideremos un caso muy simple de flujo de potencia a través de dos rutas paralelas como lo muestra la figura 3.1, de un área de generación G1,

¹Narain G. Hingorani and Laszlo Gyugyi. "Understanding FACTS. Concepts and of Flexible AC Transmission Systems". IEEE Press, 1999

representada como un generador equivalente a la izquierda, a un área de generación G2 con déficit representado a la derecha. Sin ningún tipo de control, el flujo de potencia es inversamente proporcional a las impedancias de las líneas de transmisión que intervienen. Es probable que la línea de baja impedancia se sobrecargue, y por lo tanto, se limite la carga en ambas vías, aunque la ruta de mayor impedancia no está totalmente cargada.

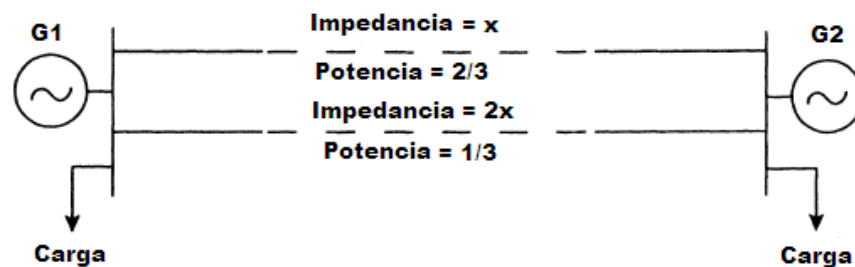


Figura 3-1 Flujo de Potencia en rutas paralelas

Los controladores FACTS ofrecen alternativas a este inconveniente. Las figuras 3.2 y 3.3 muestran una de las líneas de transmisión con diferentes tipos de controladores FACTS en serie con la misma. Por medio del control de la impedancia, del control del ángulo de fase, o una inyección de tensión adecuada (no mostrado) de un controlador de FACTS, se puede controlar el flujo de potencia cuando sea necesario. De esta forma, el flujo de potencia máximo estará limitado a su límite nominal en condiciones de contingencia, es decir, que puede alcanzar hasta el límite térmico característico de la línea.

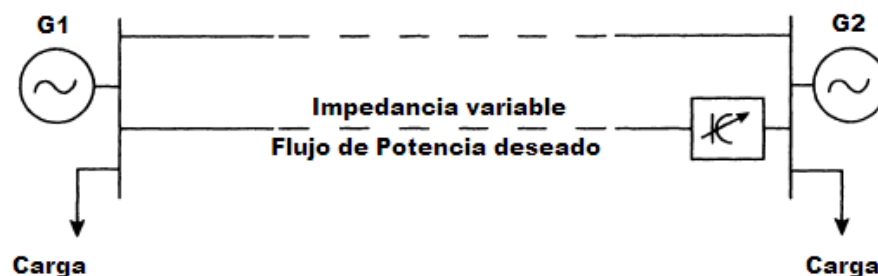


Figura 3-2 Control de flujo de potencia con impedancia variable

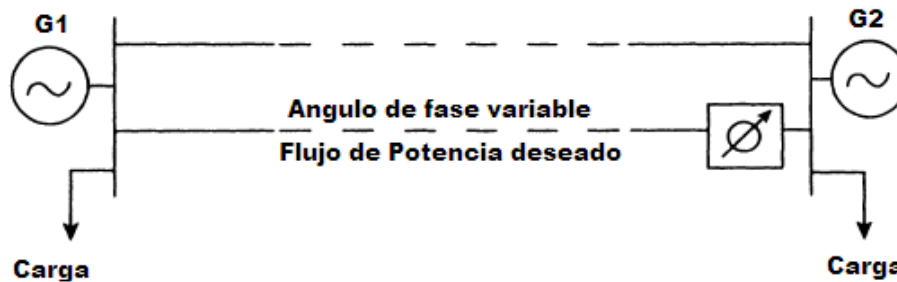


Figura 3-3. Control de flujo de potencia con ángulo de fase variable

3.3.2. Flujo de potencia en sistema mallado

Para entender el flujo de potencia en un sistema mallado, consideremos dos generadores ubicados en zonas diferentes, los cuales envían potencia a un centro de carga a través de una red compuesta de tres líneas en una conexión mallada como se muestra en la Figura 3.4. Suponga que tiene las líneas AB, BC y AC, con un límite continuo de carga de 1000, 1250 y 2000 MW, respectivamente, con límites de emergencia del doble para cada una de las líneas y soportables por un período de tiempo suficiente que permita redistribuir la potencia en caso que ocurra la pérdida de una de las líneas. Sabemos que la transferencia de potencia se rige de acuerdo a la impedancia serie de la línea que es altamente inductiva y es independiente de límites térmicos, pérdidas en la línea o contratos de suministro. Si el generador A genera 2000 MW y el generador B de 1000 MW, se entregará una carga de 3000 MW. Las impedancias para cada línea se muestran en la Figura 3.4, las tres líneas transportarán 600, 1600 y 1400 MW. Estos niveles de transferencia de potencia sobrecargan la línea BC. Para corregir este problema se podría disminuir la generación en B y aumentar en A, y de esta manera alimentar la carga sin sobrecargar la línea BC².

² Análisis y Simulación de un Compensador Serie para regulación de voltaje basado en Inversor Multinivel de Diodo Anclado

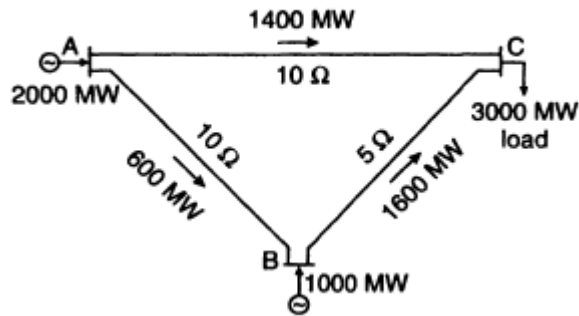


Figura 3-4. Esquema de flujo de potencia en sistema mallaado

Si se inserta un capacitor con una reactancia a frecuencia fundamental de -5Ω , como se muestra en la Figura 3.5, la impedancia total de la línea se reduce de 10Ω a 5Ω , de esta manera el flujo de potencia a través de las líneas AB, BC y AC será de 250, 1250 y 1750 MW respectivamente. Es claro que si el capacitor serie es ajustable se podrán alcanzar otros niveles de transferencia de potencia dependiendo de las necesidades del sistema. Si el capacitor es de conmutación mecánica, se verá limitado en términos de velocidad de operación ya que los componentes mecánicos tienden a desgastarse; de esta manera el dispositivo no podrá cubrir los requerimientos de carga en las líneas ya que estos cambian de manera continua con las condiciones operativas, pronósticos de generación y salida de líneas.

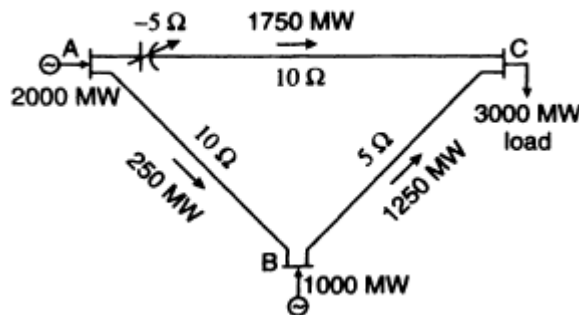


Figura 3-5. Esquema de flujo de potencia con capacitor en serie con la línea AC controlado por tiristores.

Otra complicación que aparece es que el capacitor serie está mecánicamente controlado. Un capacitor serie en una línea puede provocar resonancia eléctrica con valores por debajo de la frecuencia de sincronismo, esta resonancia subsíncrona presenta valores típicos de 10 a 50 Hz para un sistema de 60 Hz. Esta resonancia se presenta cuando una de las frecuencias de resonancia mecánica de la flecha de un generador multi-turbina coincide con la frecuencia síncrona de 60 Hz, menos la frecuencia de resonancia eléctrica del capacitor y la impedancia inductiva de la línea. La resonancia subsíncrona puede llegar a dañar la flecha de la turbina si no se corrige a tiempo. Flujos de potencia a bajas frecuencias (entre 0.3 y 3 Hz), pueden hacer causar la pérdida del sincronismo del generador, ocasionando un colapso en el sistema.

Esta complicación se soluciona, si el capacitor es controlado parcial o totalmente por tiristores puede operarse tan velozmente como se desee, puede modularse para amortiguar cualquier condición de resonancia subsíncrona; esta característica permite al sistema pasar de una condición de operación en estado estacionario a otra sin el riesgo de daño a la flecha del generador. De esta manera un capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) puede mejorar significativamente la estabilidad de la red, así como controlar de manera rápida la potencia activa a través de una línea de transmisión.

Se obtienen resultados similares al incrementar la impedancia de una de las líneas en el mismo sistema mallado al insertar un reactor (inductor) de 7Ω en serie con la línea AB, como lo muestra la figura 3.6. Esto permite obtener la misma distribución de flujos de potencia que utilizando el capacitor serie. El reactor serie también puede ser controlado por tiristores, de esta manera se consigue ajustar el flujo de potencia así como el amortiguamiento de oscilaciones.

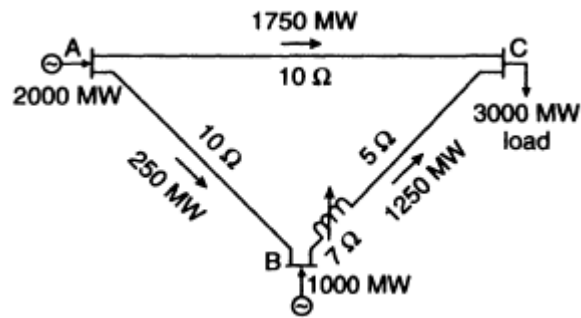


Figura 3-6. Esquema de flujo de potencia con reactor en serie con la línea BC controlado por tiristores.

Otra de las soluciones consiste en instalar un regulador de ángulo de fase controlado por tiristores en cualquiera de las tres líneas, en lugar de un capacitor o un reactor serie, debido a que cumple la misma función. En la Figura 3.7, el regulador se instala en la línea AC para reducir la diferencia de ángulo de fase entre ambas barras, disminuyendo de 8.5° a 4.26°, además, la introducción de este dispositivo minimizaría los costos.

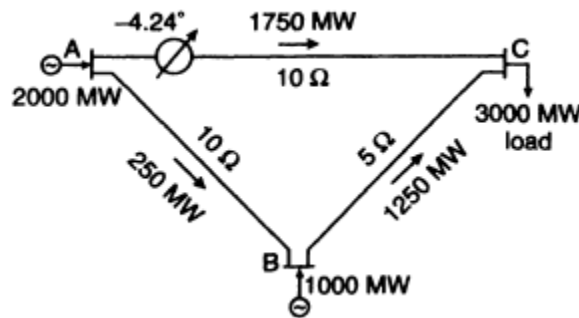


Figura 3-7. Esquema de flujo de potencia con regulador de ángulo de fase en serie con la línea AC controlado por tiristores.

Usando sólo un controlador FACTS se obtiene el resultado deseado, además se pueden emplear diferentes dispositivos en diferentes líneas. El tipo de controlador y el lugar de instalación, se escoge tomando en cuenta aspectos económicos, operativos, etc.

3.4. CLASIFICACIÓN DE CONTROLADORES FACTS

Los dispositivos FACTS pueden maximizar las capacidades del sistema controlando una o múltiples variables del sistema como pueden ser tensiones y flujos de potencia activa y reactiva.

Existen dos clasificaciones para los controladores FACTS como se muestra:

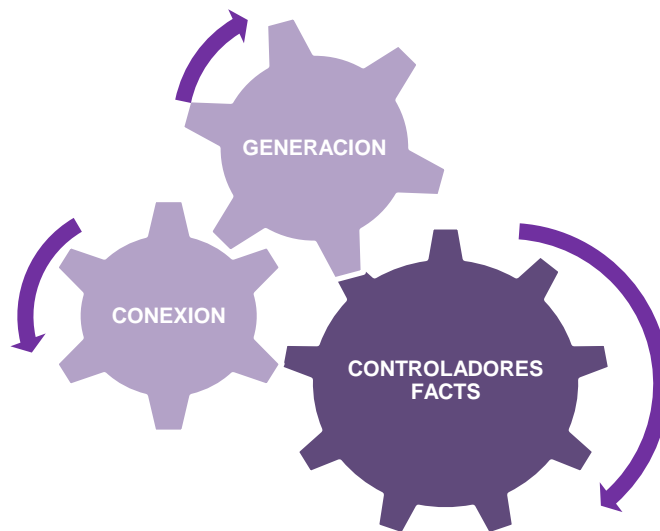


Figura 3-8. Tipos de clasificación de controladores FACTS

3.4.1. SEGÚN LA CONEXIÓN

Los controladores FACTS se clasifican en cuatro categorías según su tipo de conexión:

- Controladores serie.
- Controladores en derivación.
- Controladores serie-serie.
- Controladores serie-derivación.

3.4.1.1. Controladores en serie

El objetivo principal de un dispositivo serie es el de inyectar a tensión en serie con la línea, el cual puede provenir de una fuente variable basada en electrónica de potencia o de una impedancia variable que puede ser un capacitor, reactor, etc. Una impedancia variable multiplicada por la corriente que fluye a través de ella, representa un voltaje en serie inyectado a la línea; cuando el voltaje está en cuadratura con la corriente de línea, el controlador serie sólo suministra o consume potencia reactiva. Cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa³. El esquema de conexión del dispositivo se puede ver en la figura 3.9.

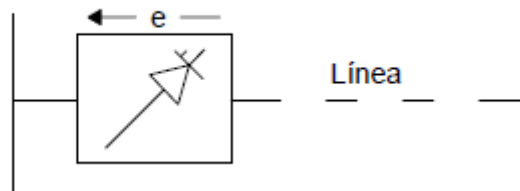


Figura 3-9. Controlador en conexión serie

3.4.1.2. Controlador en derivación (shunt)

El objetivo principal de un dispositivo en derivación es el de inyectar una corriente a la red en el punto de conexión (ver figura 3.10). Al igual que los dispositivos serie, los controladores en derivación también pueden ser una impedancia variable, una fuente variable o una combinación de ambas. De aquí que una impedancia variable, conectada en derivación a una línea, hace que fluya una corriente hacia ella; cuando ésta corriente está en cuadratura con el voltaje de línea, el controlador shunt, sólo podrá suministrar o consumir potencia reactiva. Cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa.

³ Efectos de un compensador serie síncrono estático (SSSC) en un sistema de potencia. Scientia et Technica Año XIII, No 37, Diciembre de 2007. Universidad Tecnológica de Pereira

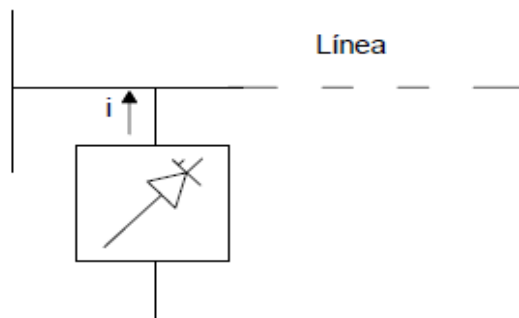


Figura 3-10. Controlador en conexión shunt.

3.4.1.3. Controlador serie-serie

En este tipo de dispositivos pueden presentarse dos diferentes configuraciones. En la primera se tienen dispositivos serie separados en un sistema de transmisión multilínea que se controlan de manera coordinada; en la segunda, puede ser un dispositivo unificado en el que existe intercambio de potencia activa y reactiva entre líneas. Este último dispositivo se conoce como Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC). La Figura 3.11, muestra la representación de este dispositivo. En este caso el término “unificado” significa que las terminales de CD de los convertidores de todos los controladores se conectan para lograr una transferencia de potencia activa entre sí.

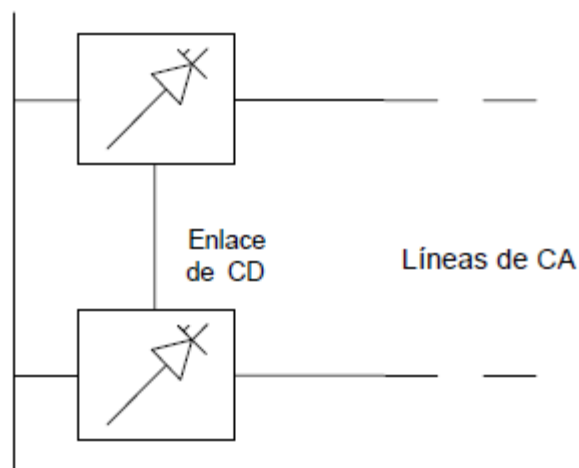


Figura 3-11. Controlador en conexión serie-serie

3.4.1.4. Controlador serie-derivación

Este dispositivo puede ser una combinación de dispositivos en derivación y serie controlados de manera coordinada, o un controlador de flujo de potencia unificado con elementos serie y derivación. El principio de operación de los controladores serie-derivación es inyectar corriente al sistema con la parte en derivación del controlador, y voltaje en serie con la línea utilizando la parte serie. Cuando los controladores serie y derivación son unificados puede haber un intercambio de potencia activa entre ellos a través del enlace de potencia, como en el caso del Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC), lo anterior se puede apreciar en las figuras 3.12, y 3.13.

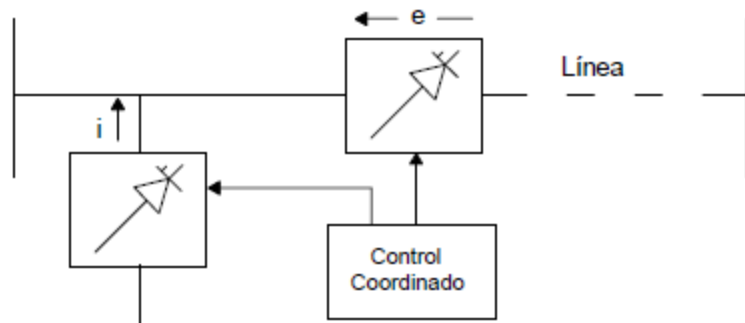


Figura 3-12. Controlador coordinado serie-derivación

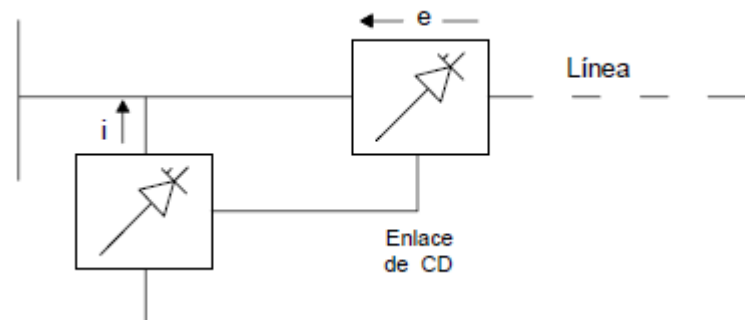


Figura 3-13. Controlador unificado serie-derivación

3.4.2. SEGÚN LA GENERACIÓN

Los controladores FACTS, también pueden clasificarse en dos grupos, en función de sus principales elementos:

- Primera generación
- Segunda generación

La primera generación utiliza tiristores con encendido controlado por compuerta (SCRs) y la segunda generación semiconductores con encendido y apagado controlado por compuerta (GTOs, MCTs, IGBTs, IGCTs, etc.).

Los dispositivos FACTS de primera generación se comportan como elementos pasivos (bobinas, reactancia o transformadores) controlados. Los dispositivos FACTS de segunda generación se comportan como fuentes de tensión controlables en módulo y ángulo y sin inercia.

Simplificando, la principal diferencia entre estas generaciones de dispositivos FACTS es la flexibilidad y la respuesta dinámica: la segunda generación de dispositivos FACTS se adapta mejor a cambios en la topología o en el punto de trabajo de la red y su respuesta dinámica es más rápida. No obstante, los dispositivos de esta segunda generación de FACTS son más complejos y caros.

Dentro de los controladores más destacados, en la primera generación se encuentran:

- SVC Compensador estático de VAR's
- TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores
- TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
- TCSC Capacitor serie controlado por tiristores

En la segunda generación se destacan:

- STATCOM Compensador estático síncrono
- SSSC Compensador serie estático síncrono

En relación a la potencia, difieren en la capacidad para generar potencia reactiva e intercambiar potencia activa. De tal forma que en el primer grupo, estas habilidades son excluyentes, ya que el SVC y el TCSC, son compensadores de reactivos pero no son capaces de intercambiar potencia activa con el sistema, o en el caso del TCVR y TCPAR, los cuales pueden intercambiar potencia activa o reactiva, pero no son capaces de generar potencia reactiva. El segundo grupo tiene la capacidad inherente, como una máquina síncrona, para intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema, además de generar o absorber de forma automática la potencia reactiva intercambiada, teniendo como consecuencia compensación reactiva sin capacitores o reactores de C.A.; sin embargo, la potencia activa intercambiada se debe suministrar o absorber a través del sistema de C.A.

3.5. BREVE DESCRIPCION DE LOS CONTROLADORES FACTS

Para describir de manera general los tipos de controladores FACTS existentes, se utilizaran las definiciones de la IEEE.

3.5.1. Controladores en derivación

- **Compensador estático síncrono (STATCOM).**

Compensador estático síncrono operado como compensador estático de reactivos en derivación, en el que es posible controlar la corriente de salida capacitiva o inductiva de manera independiente del voltaje de CA del sistema.

El STATCOM es uno de los controladores FACTS más importantes. Puede estar basado en convertidores de corriente o de voltaje. La Figura 3.14 muestra un diagrama simple de una línea con un STATCOM basado en un convertidor de voltaje y en un convertidor de corriente.

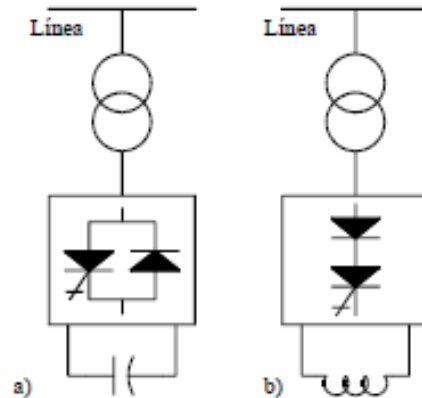


Figura 3-14. Esquemático del STATCOM basado en convertidores de voltaje y corriente.

- **Generador estático síncrono (SSG).**

Convertidor estático de potencia autoconmutado alimentado de una fuente de energía eléctrica apropiada y operado para producir un conjunto de voltajes de salida multifase ajustables, que puede ser acoplado a un sistema de potencia de CA con el propósito de intercambiar independientemente y de manera controlada potencia activa y reactiva.

Claramente el SSG es una combinación de STATCOM y cualquier fuente de energía para absorber o suministrar potencia. El término SSG, generaliza la conexión de cualquier fuente de energía incluyendo una batería, imán superconductor, capacitor de CD de gran almacenamiento, otro rectificador/inversor, etc., su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.15.

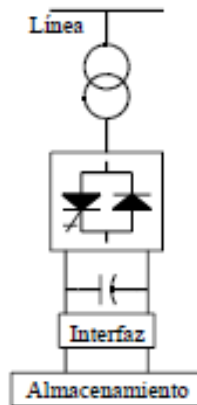


Figura 3-15. Esquema del BESS, SSG y SMES.

Dentro de la definición de SSG está también el sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS), definido por IEEE como:

- **Sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS).**

Sistema de almacenamiento de energía basado en química que usa conexión paralela de convertidores de voltaje capaces de ajustar rápidamente la cantidad de energía que es entregada o absorbida del sistema de potencia.

La Figura 3.15 muestra un diagrama simple de una línea en donde el medio de almacenamiento está conectado a un STATCOM. Para aplicaciones de transmisión, el tamaño de la unidad BESS de almacenamiento tiende a ser pequeña, aproximadamente de unas cuantas decenas de MVAs.

Otro subconjunto del SSG, adecuado para aplicaciones de transmisión, es el imán superconductor de almacenamiento de energía (SMES).

- **Imán superconductor de almacenamiento de energía (SMES)**

Dispositivo electromagnético superconductor de almacenamiento de energía que contiene convertidores electrónicos que rápidamente inyectan y/o absorben

potencia activa y/o reactiva o controlan en forma dinámica el flujo de potencia en un sistema de CA.

Ya que la corriente de CD en el imán no puede cambiar rápidamente, la entrada o salida de potencia en el imán se ajusta controlando el voltaje a través de él utilizando una interfaz electrónica apropiada para la conexión con un STATCOM, en la Figura 3.15 se muestra su diagrama esquemático.

- **Compensador estático de reactivos (SVC).**

Este dispositivo genera o absorbe potencia reactiva, la salida se ajusta para intercambiar corriente capacitiva o inductiva y así mantener o controlar parámetros específicos (típicamente el voltaje en una barra) del sistema eléctrico de potencia.

Este es un término general para un reactor controlado o conmutado por tiristores, y/o un capacitor conmutado por tiristores, o una combinación de ambos. El SVC se basa en tiristores convencionales, es decir, dispositivos sin capacidad de apagado. La diferencia que existe entre éste dispositivo y un STATCOM estriba en el principio básico de operación. En el STATCOM la compensación se hace mediante un generador de reactivos en base a convertidores, los cuales funcionan como una fuente de voltaje síncrono conectada en derivación; por otro lado el SVC opera a base de TCRs y TSCs que hacen la función de una admitancia reactiva controlada conectada en derivación, su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.16.

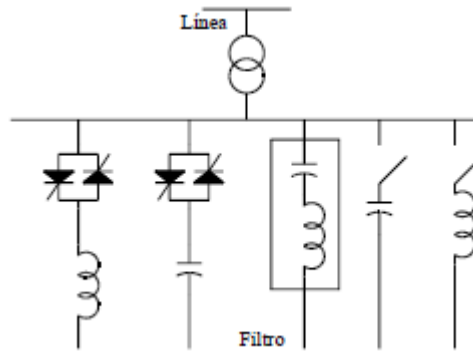


Figura 3-16. Esquema de controlador SVC

- **Reactor controlado por tiristores (TCR).**

Reactor controlado por tiristores que varía su reactancia efectiva de manera continua mediante control parcial de conducción de los tiristores.

El TCR es un subconjunto del SVC en el que el tiempo de conducción, y por lo tanto la corriente en el reactor en derivación está controlada por un conmutador de tiristores con control de ángulo de disparo, en la Figura 3.17 se muestra su diagrama esquemático.

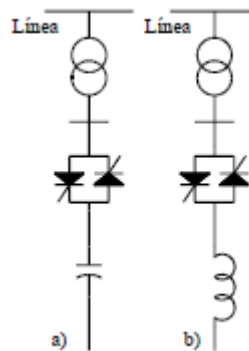


Figura 3-17. Esquema de controladores TSC, TCR y TSR

- **Reactor conmutado por tiristores (TSR).**

Reactor conmutado por tiristores cuya reactancia efectiva varía mediante la operación de conducción total o nula de los tiristores.

El TSR es también un subconjunto del SVC. El TSR se compone de varios reactores conectados en derivación que son operados entre encendido y apagado por conmutadores en base a tiristores sin ningún control de ángulo de disparo, para así lograr los cambios requeridos en la potencia reactiva consumida por el sistema. El uso de conmutadores en base a tiristores sin control de ángulo de disparo resulta en costos y pérdidas menores, pero con el inconveniente de que no se tiene control continuo, su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.17 (b).

- **Capacitor conmutado por tiristores (TSC).**

Capacitor en derivación conmutado por tiristores cuya reactancia efectiva varía de acuerdo a la operación de los tiristores de conducción total o nula.

El TSC es también un subconjunto del SVC en el que los conmutadores de CA basados en tiristores se utilizan para conectar o desconectar unidades de capacitores en serie, para así alcanzar la potencia reactiva requerida por el sistema. A diferencia de los reactores en derivación, los capacitores en derivación no pueden conmutarse continuamente con un control de ángulo de disparo, en la Figura 3.17 (a) se muestra su diagrama esquemático.

- **Resistencia de frenado controlada por tiristores (TCBR) (Figura 3.18).**

Una resistencia en derivación operada en base a tiristores, controlada para dar estabilidad al sistema de potencia o para minimizar la aceleración de potencia de una unidad generadora durante un disturbio.

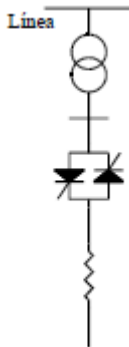


Figura 3-18. Esquema de controlador TCBR

3.5.2. Controladores serie

- **Compensador serie estático síncrono (SSSC)**

Generador estático síncrono operado sin una fuente de poder externa al igual que un compensador serie, cuya salida de voltaje está en cuadratura y controlada independientemente de la corriente de línea con el propósito de incrementar o disminuir la caída de voltaje reactivo a través de la línea y así controlar la potencia eléctrica transmitida. El SSSC puede incluir dispositivos de almacenamiento de energía para transitorios o dispositivos de absorción de energía para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia a través de compensación temporal adicional de potencia activa, para incrementar o disminuir momentáneamente la caída resistiva de voltaje a través de la línea.

El SSSC es uno de los controladores FACTS más importantes. Es parecido a un STATCOM excepto porque el voltaje de CA de salida está en serie con la línea. Puede construirse en base a convertidores de voltaje o de corriente, su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.19 (a).

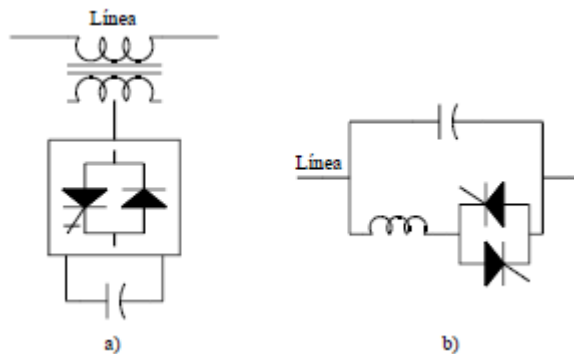


Figura 3-19. (a) Esquema de controladores SSC, TCSC y TSSC.

- **Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC)**

Compensador de reactancia capacitiva que consiste de un banco de capacitores en serie, en paralelo con un reactor controlado por tiristores a fin de proveer una reactancia capacitiva serie variable.

El TCSC está basado en tiristores sin capacidad de apagado. Este dispositivo es una alternativa para el SSSC, y es un dispositivo FACTS muy importante. Un reactor variable como un TCR se conecta en paralelo con un capacitor serie; cuando el ángulo de disparo del TCR es de 180° , no existe conducción a través del reactor y el capacitor serie tiene su impedancia normal; mientras el ángulo de disparo decrece desde 180° , la impedancia capacitiva aumenta; cuando el ángulo de disparo es de 90° , existe conducción total a través del reactor y la impedancia total se vuelve inductiva, ya que la impedancia del reactor se diseña para ser mucho más baja que la del capacitor serie. Con un ángulo de disparo de 90° el TCSC ayuda a limitar la corriente de falla. Este dispositivo puede consistir de uno o de varios módulos a fin de lograr un mejor desempeño, en la Figura 3.19 (b), se muestra su diagrama esquemático.

- **Capacitor serie conmutado por tiristores (TSSC)**

Compensador de reactancia capacitiva que consiste de un banco de capacitores serie en paralelo con un reactor conmutado por tiristores para proveer control de reactancia capacitiva.

Este dispositivo al no tener control de ángulo de disparo solo puede operar en dos condiciones distintas, ángulo de disparo de 90° o 180° , esta característica puede reducir el costo y las pérdidas del controlador, su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.19 (b).

- **Reactor serie controlado por tiristores (TCSR).**

Compensador de reactancia inductiva que consiste de un reactor serie en paralelo con un TCR a fin de proveer una reactancia inductiva variable.

Cuando el ángulo de disparo del TCR es 180° deja de conducir, y el reactor sin control actúa como un limitador de corriente de falla. A medida que el ángulo decrece desde 180° , la inductancia neta decrece hasta que el ángulo de disparo es de 90° , en este punto la inductancia neta es el paralelo de los dos reactores. Este dispositivo al igual que el TCSC puede consistir de una o de varias unidades pequeñas en serie, en la Figura 3.20, se muestra su diagrama esquemático.

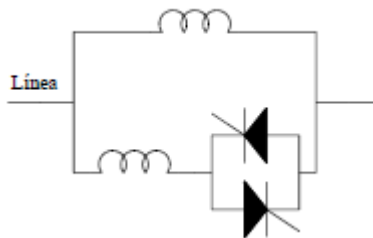


Figura 3-20. Esquema de controladores TCSR y TSSR

- **Reactor serie conmutado por tiristores (TSSR).**

Compensador de reactancia inductiva que consiste de un reactor serie en paralelo con un reactor conmutado por tiristores, a fin de proveer control de reactancia inductiva serie.

Este dispositivo es un complemento del TCSR, con la diferencia de que en el TSSR los tiristores no tienen control de ángulo de disparo, su diagrama esquemático se muestra en la Figura 3.20.

3.5.3. Controladores combinados serie-derivación

- Controlador de flujos de potencia unificado (UPFC).

Es una combinación del compensador estático síncrono (STATCOM) y el compensador serie estático síncrono (SSSC), acoplados a través de un enlace de CD, para permitir el flujo bidireccional de potencia activa entre las terminales serie de salida del SSSC y las terminales en derivación de salida del STATCOM, controlados para proveer compensación activa y reactiva serie sin una fuente de energía eléctrica externa. El UPFC a través de la inyección de voltaje en serie, es capaz de controlar el voltaje de línea, impedancia, y ángulo, o alternativamente el flujo de potencia activa y reactiva de la línea. El UPFC puede también proporcionar compensación reactiva en derivación con control independiente.

El UPFC es un dispositivo capaz de controlar potencia activa y reactiva a través de la línea, así como voltaje de línea. Esto es debido a que éste dispositivo tiene la capacidad de afectar los parámetros que determinan la transferencia de potencia, como son, magnitudes de voltaje, impedancia de línea y ángulos de fase. El diagrama esquemático del UPFC se muestra en la Figura 3.21 (a).

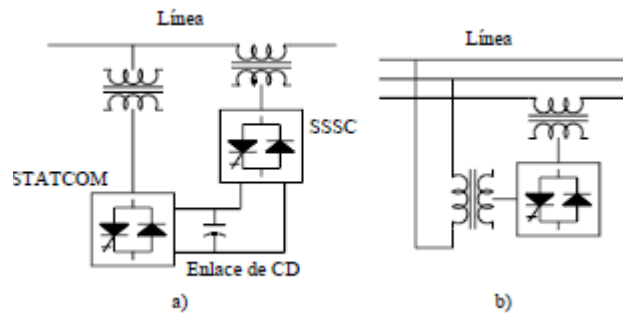


Figura 3-21. Esquema de controladores UPFC y TCPST.

- **Transformador cambiador de fase controlado por tiristores (TCPST).**

Transformador cambiador de fase ajustado por tiristores para proporcionar un ángulo de fase que varía rápidamente.

Generalmente el cambio de fase se obtiene sumando un voltaje en cuadratura en serie con una de las fases de la línea. Este vector se obtiene de las otras dos fases a través de transformadores conectados en derivación. Para hacer variar éste voltaje se utilizan diferentes configuraciones de dispositivos de electrónica de potencia. Una configuración capaz de invertir la polaridad del voltaje permite el cambio de fase en cualquier dirección. A este controlador se le conoce también como regulador de ángulo de fase controlado por tiristores, en la Figura 3.21 (b) se muestra su diagrama esquemático.

3.5.4. Controladores serie - serie

- **Controlador de potencia interface (IPC)**

Controlador serie de potencia activa y reactiva que consiste, en cada fase, de ramas capacitivas e inductivas sujetas por separado a voltajes con cambio de fase. La potencia activa y reactiva puede ajustarse independientemente a través de los cambiadores de fase y/o las impedancias de rama, utilizando conmutadores

mecánicos o electrónicos. En el caso particular de que la impedancia capacitiva e inductiva formen un par conjugado, cada terminal del IPC es una fuente de corriente pasiva dependiente del voltaje en la otra terminal.

El IPC utiliza un grupo trifásico de reactores y capacitores instalados en serie entre dos sistemas o subsistemas de potencia. Éste dispositivo asegura una operación predecible y segura bajo condiciones normales así como de contingencia, de ésta manera el IPC es capaz de proporcionar soporte de potencia reactiva para ajuste de voltajes en una condición de contingencia.

3.6. Conclusiones

Los FACTS, se constituyen por dispositivos que abarcan un conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna.

El propósito de los FACTS consiste en dar flexibilidad a la transmisión de la energía sobre la base de dos objetivos principales: Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión, y, mantener el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.

Los FACTS desempeñan un papel muy importante para mitigar los inconvenientes de la transmisión de potencia y los desequilibrios causados por la variación en las cargas que generan los compensadores pasivos (reactores y condensadores) al emplearse, puesto que los FACTS se basan en una compensación controlada y se moldea a las condiciones de cargabilidad del sistema, permitiendo que la compensación sea dinámica y flexible.

La compensación serie se emplea para disminuir la reactancia de transferencia de una línea eléctrica a la frecuencia de la red. Dentro de los elementos en éste grupo se encuentran: Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC), Capacitor Controlado por Transistores Serie (TCSC), Capacitor Encendido por Transistores Serie (TSSC), Reactor

Controlado por Transistores Serie (TCSR), Reactor Encendido por Transistores Serie (TSSR).

Así como los controladores serie, en los controladores en derivación, los elementos que se pueden conectar son los mismos, y la diferencia es que inyectan señales de corriente al sistema en el punto de conexión. El manejo de potencia activa mediante estos elementos está condicionado por los ángulos de desfase, del mismo modo que los controladores serie. En éste grupo se encuentran: Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM), Generador Estático Síncrono (SSG), Sistema de Almacenaje de Energía en Baterías (BESS), Compensador Estático de Reactivos (SVC), Reactor Controlado por Tiristores (TCR), Reactor Conmutado por Tiristores (TSR), Capacitor Encendido por Tiristores (TSC)

En los controladores combinados serie – serie y serie – paralelo se pueden encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar el control se hace por separado pero de modo coordinado en un sistema multilíneas. O, el centro de control es unificado y permite entregar la compensación reactiva serie requerida por cada línea, pero también permite el flujo de potencia activa entre las líneas involucradas. Esta capacidad de controlar el tránsito de potencia activa se conoce como Controlador de Flujo de Potencia Interlíneas; hace posible balancear el flujo de las potencias reactivas y activas en las líneas de transmisión y mediante esto, maximizar la utilización y capacidad de transporte de las mismas.

4. DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES DE ALTA POTENCIA

En este capítulo se tratará el tema de los dispositivos de potencia utilizados en controladores FACTS. Teniendo en cuenta que generalmente las aplicaciones FACTS representan potencias trifásicas a partir de decenas o cientos de megavatios. Básicamente, los controladores se fundamentan en un convertidor AC/DC, inversores DC/AC, y/o interruptores de alta corriente alterna.

4.1. Generalidades de los dispositivos de potencia

Un convertidor es un conjunto de equipos, y cada equipo a su vez es un conjunto de dispositivos de potencia asociado con los circuitos Snubber (circuitos de amortiguación), según sea necesario, y circuitos controladores de apagado y encendido de compuerta. Del mismo modo, cada interruptor de corriente alterna es un conjunto de retroalimentación de los dispositivos conectados a la energía junto con sus circuitos de amortiguador y los circuitos de encendido y control de compuerta. El rango de corriente nominal de los dispositivos de gran potencia está en entre 5.1 kA y 50 a 10 kV por dispositivo, y su capacidad nominal del circuito utilizable sólo puede ser de 25 a 50% de su valor nominal. Esto conlleva que los interruptores y transformadores de corriente alterna requieran de un montaje con un gran número de dispositivos de potencia.

Las características de los dispositivos, y su utilización tienen una influencia significativa en la rentabilidad, el rendimiento, tamaño, peso, y las pérdidas en los controladores FACTS. La influencia incluye el costo de todo lo que rodea a los dispositivos, incluyendo los circuitos de amortiguamiento, circuitos de control de puerta, transformadores y equipos magnéticos, filtros, equipos de refrigeración, las

pérdidas, el rendimiento operativo y los requisitos de mantenimiento. Por ejemplo, una mayor capacidad de conmutación lleva a los componentes del amortiguador a menores pérdidas, y en efecto produciendo menos armónicos y una respuesta más rápida del controlador FACTS. También son importantes para la implementación exitosa de los conceptos particulares de los controladores FACTS, tales como filtros activos.

Hay muchos conceptos de circuitos avanzados que se utilizan en aplicaciones de baja potencia industrial, impulsada principalmente por el costo inicial: la aplicación económica. Estos conceptos incluyen la modulación por ancho de pulso (PWM), conmutación suave, convertidores resonantes, y otros. Por lo tanto el diseño del equipo controlador de los FACTS generalmente se basa en los dispositivos con las mejores características disponibles, incluso a precios más altos. Aunque el costo de los dispositivos es un factor, sería correcto decir que la disponibilidad de los dispositivos con mejores características ofrece un impulso importante para las opciones de los controladores FACTS y una ventaja competitiva para un proveedor de la tecnología de los controladores, y así cumplir con una actuación que se precisa en un costo más bajo. Así, el precio, el rendimiento y éxito en el mercado de los controladores FACTS está muy ligado a los avances en los dispositivos semiconductores de potencia. De hecho, el diseñador del controlador FACTS tiene mucho que ganar de la negociación en las características del dispositivo, el ensamble, y subconjuntos de dispositivos que se requiera implementar; considerando que el proveedor del dispositivo no asume las características indicadas del equipos como base para el diseño del controlador. Por eso es importante para un usuario de tecnologías FACTS, tener una idea general de las opciones de semiconductores de potencia, el estado de la tecnología de los dispositivos y las tendencias a futuro, así como los conceptos de circuitos utilizados en aplicaciones industriales y de servicios.

En términos generales, los dispositivos electrónicos de alta potencia son de conmutación rápida, diseñados para una variedad de características de conmutación. En la medida en que realizan una conducción dependiendo de la polaridad, los dispositivos pueden tener el control para activar y desactivar el flujo de corriente cuando se les ordena hacerlo por medio del control de la compuerta. Algunos dispositivos de potencia están diseñados sin la capacidad de bloqueo en sentido inverso, en cuyo caso se les proporciona otro dispositivo (diodo) en serie que realice la función de bloqueo, o que se omiten en el sentido inverso de otro dispositivo en paralelo (diodo). Básicamente, los dispositivos semiconductores de potencia se constituyen por una variedad de diodos, transistores y tiristores. A continuación serán descritas las características principales de los dispositivos de potencia más importantes.

Diodos: Los diodos son una familia de dispositivos de dos capas que ejercen una conducción unidireccional. Un diodo conduce en una sola dirección: del ánodo al cátodo, cuando su ánodo es positivo respecto al cátodo. No tiene una puerta para controlar la conducción en su dirección de avance. Los diodos conducen en sentido inverso cuando el cátodo se hace positivo con respecto a su ánodo. El diodo es un componente clave para varios de los controladores FACTS utilizados.

Transistores: Los transistores son una familia de dispositivos de tres capas. Un transistor conduce en polarización directa cuando uno de sus electrodos, llamado colector, es positivo respecto a su otro electrodo, llamado emisor. La señal de tensión o corriente se aplica al tercer electrodo, llamado base. Cuando la tensión o la corriente de base son menores de lo que se necesita para la plena conducción, se llevará a cabo al tiempo que mantiene la tensión del ánodo al cátodo parcial. Los transistores son ampliamente utilizados en aplicaciones de baja y media potencia. Un tipo de transistor conocido como el transistor Bipolar de Puerta Aislada (IGBT) ha progresado hasta convertirse en una elección de una amplia gama de aplicaciones de potencia baja y media, siendo capaz de subir a varios

megavatios y hasta unas pocas decenas de megavatios. Así el IGBT presenta cierta importancia para los controladores de FACTS. El transistor MOS de efecto de campo (MOSFET), es otro tipo de transistor, que sólo es adecuado para baja tensión, pero con muy rápido encendido y apagado; capacidad que se utiliza a menudo como un dispositivo de puerta piloto en tiristores. La figura 4.1 muestra la simbología empleada para los diferentes tipos de controladores FACTS.

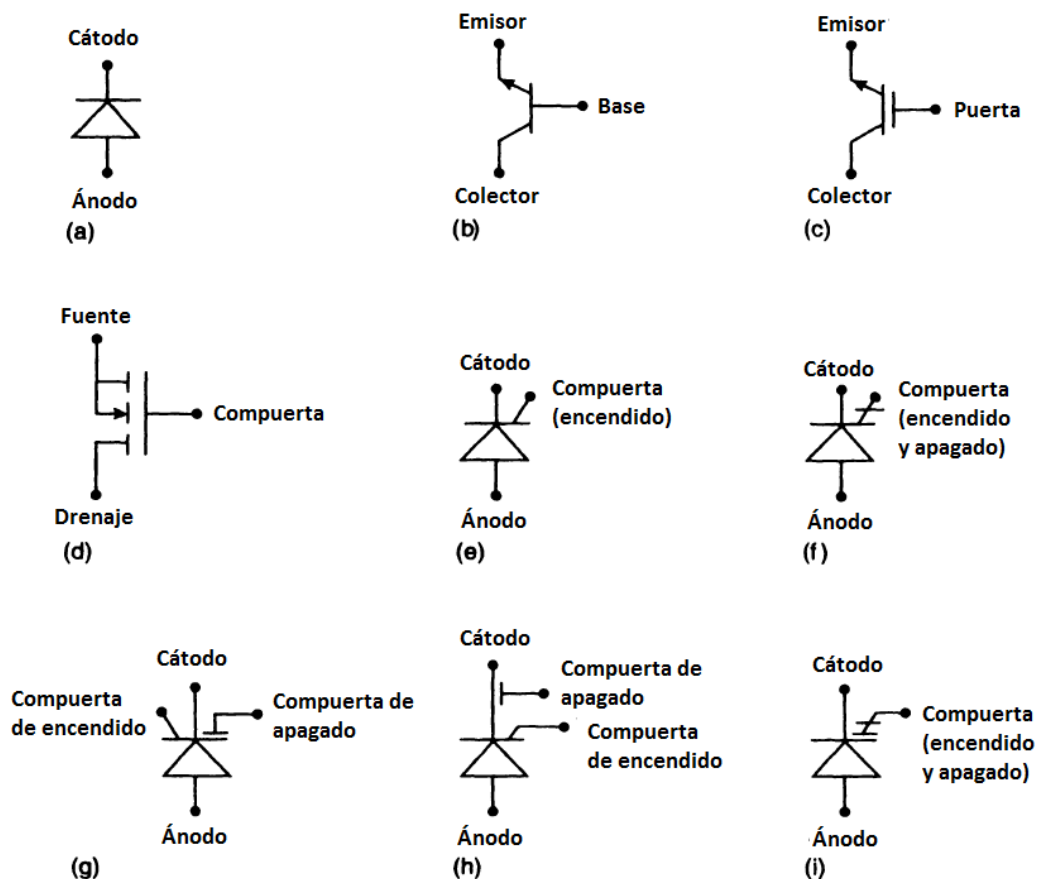


Figura 4-1 Dispositivos semiconductores de potencia:

(a) Diodo, (b) Transistor, (c) IGBT – Integrated Gate Bipolar Transistor, (d) MOSFET - MOS Field Effect Transistor, (e) Tiristor (f) GTO – Gate Turn-Off Thyristor, y GCT – Gate Controlled Thyristor, (g) MTO – MOS Turn-Off Thyristor, (h) ETO - Emitter Turn-Off, e (i) MCT – MOS Controlled Thyristor.

Adaptación de la fuente: Understanding FACTS: concepts & technology of flexible AC transmission systems [1]; HINGORANI Narain G., GYUGYI Laszlo. Capítulo 2, Sección 2.1.

Tiristores: Los tiristores son una familia de dispositivos de cuatro capas. Un tiristor “engancha” en la conducción de polarización directa cuando uno de sus electrodos (ánodo) es positivo respecto a su otro electrodo (cátodo) y un encendido de la señal de tensión o intensidad (pulso) se aplica a su tercer electrodo (compuerta). La conducción de enganchado es un elemento clave para mitigar las pérdidas de conducción. Algunos tiristores se han diseñado sin puertas con control de apagado, en cuyo caso el tiristor se recupera de su estado enganchado a la realización de un estado no conductor cuando la corriente es llevada a cero por otros medios. Otros tiristores están diseñados para tener dos puertas controladas por el encendido y apagado de capacidad. El tiristor puede ser diseñado para bloquear tanto en la dirección directa como inversa (conocido como un dispositivo simétrico), sin embargo puede ser diseñado para bloquear sólo en la polarización directa (se refiere como un dispositivo asimétrico). Los tiristores son los más importantes dispositivos controladores FACTS.

En comparación con los tiristores, los transistores suelen tener un rendimiento superior de conmutación, en términos de cambio más rápido, y así reducir las pérdidas de conmutación. Por otro lado, los tiristores tienen menores pérdidas en estado de conducción y una mayor capacidad de manejo de potencia que los transistores. Los avances en investigación, continuamente se hacen para lograr dispositivos con lo mejor de ambos, es decir, de baja presión en el estado y las pérdidas de conmutación, al tiempo que aumenta su capacidad de manejo de potencia.

4.1.1. Diodo de potencia

Un diodo semiconductor es una estructura P-N que, dentro de sus límites de tensión y corriente, permite la circulación de corriente en un único sentido. Detalles de funcionamiento, generalmente despreciados para los diodos de señal, pueden

ser significativos para componentes de mayor potencia, caracterizados por un área mayor (para permitir mayores corrientes) y mayor longitud (para soportar tensiones inversas más elevadas). [2] La figura 4.2 muestra la estructura interna de un diodo de potencia.

Un diodo de potencia puede soportar tensiones inversas elevadas. Si se supera el valor de tensión de ruptura especificado por el fabricante, el diodo puede llegar a destruirse por excesiva circulación de corriente inversa y en definitiva, por excesiva disipación de potencia. Los diodos de potencia pueden llegar a soportar tensiones de ruptura de kiloVolts (kV), y pueden conducir corrientes de kiloAmperes (kA). Evidentemente, el tamaño del diodo condiciona sus características eléctricas, llegándose a tener diodos con tamaños del orden de varios cm^2 [2].

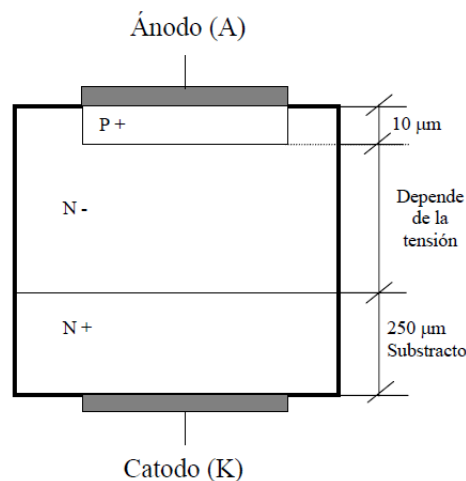


Figura 4-2. Estructura interna de un diodo de potencia [2]

4.1.2. Transistores

En electrónica de Potencia, los transistores generalmente son utilizados como interruptores. Los circuitos de excitación (disparo) de los transistores se diseñan para que éstos trabajen en la zona de saturación (conducción) o en la zona de

corte (bloqueo). Esto difiere de lo que ocurre con otras aplicaciones de los transistores, como por ejemplo, un circuito amplificador, en el que el transistor trabaja en la zona activa o lineal [2].

Los transistores tienen la ventaja de ser totalmente controlados, mientras que, por ejemplo, el SCR o el TRIAC sólo disponen del control de la puesta en conducción. Los tipos de transistores utilizados en los circuitos electrónicos de potencia incluyen los transistores BJT, los MOSFET y dispositivos híbridos, como por ejemplo, los transistores de unión bipolar de puerta aislada (IGBT) [2]. A continuación, será detallado el principio de funcionamiento del IGBT, como dispositivo de relevancia para los controladores FACTS y el MOSFET, por ser un dispositivo de gran importancia para proyectos industriales de media y baja potencia.

4.1.2.1. MOSFET (Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistor)

Así como el transistor bipolar se controla por corriente, los MOSFET son transistores controlados por tensión. Ello se debe al aislamiento (óxido de Silicio) de la puerta respecto al resto del dispositivo. Existen dos tipos básicos de MOSFET, los de canal n y los de canal p , si bien en Electrónica de Potencia los más comunes son los primeros, por presentar menores pérdidas y mayor velocidad de conmutación, debido a la mayor movilidad de los electrones con relación a los agujeros. La figura 4.3 muestra los símbolos utilizados para estos dispositivos.

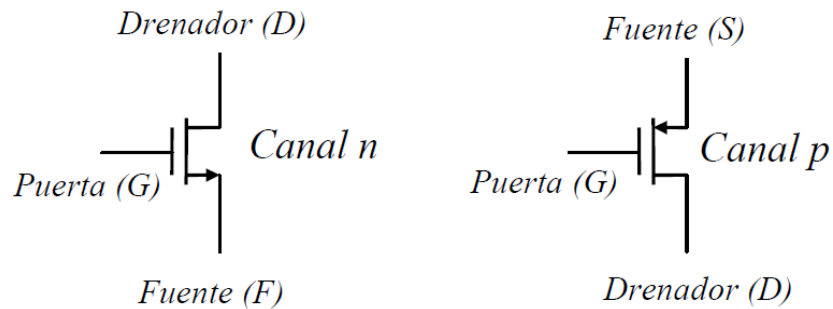


Figura 4-3. Símbolos de los transistores MOSFET de canal **n** y canal **p**

Uno de los inconvenientes de los transistores MOSFET es que la potencia que pueden manejar es bastante reducida. Para grandes potencias es inviable el uso de estos dispositivos, en general, por la limitación de tensión. Sin embargo, son los transistores más rápidos que existen, con lo cual se utilizan en aplicaciones donde es necesario altas velocidades de conmutación (se pueden llegar a tener aplicaciones que trabajan a 1MHz, algo impensable para los bipolares).

Otro de los inconvenientes de este tipo de transistores es que la resistencia en conducción R_{ON} varía en gran medida con la temperatura y con la corriente circulante, con lo que no se tiene un comportamiento de interruptor casi ideal como en el caso de los bipolares. Sin embargo, su ventaja más relevante es la facilidad de control gracias al aislamiento de la puerta [2]. El consumo de corriente de puerta es pequeño y se simplifica el diseño del circuito de disparo (driver) y control correspondiente.

Para evitar los inconvenientes del MOSFET y del transistor bipolar, y a su vez aprovechar las ventajas de ambos, los fabricantes han introducido un dispositivo denominado IGBT que se describe a continuación.

4.1.2.2. IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)

El transistor IGBT, de las siglas en inglés “Isolated Gate Bipolar Transistor”, es un dispositivo híbrido, que reúne la facilidad de disparo de los MOSFET (las cuales

serán descritas a continuación) con las pequeñas pérdidas en conducción de los BJT de potencia. La puerta está aislada del dispositivo, con lo que se tiene un control por tensión relativamente sencillo. Entre el colector y el emisor se tiene un comportamiento tipo bipolar, con lo que el interruptor es muy cercano a lo ideal.

Su velocidad de conmutación, en principio, similar a la de los transistores bipolares, ha crecido en los últimos años, permitiendo que funcione a centenas de *kHz*. El principio de funcionamiento será descrito a seguir.

La estructura del IGBT es similar a la del MOSFET, pero con la inclusión de una capa *P +* que forma el colector del IGBT, como se puede apreciar en la figura 4.4.

En términos simplificados se puede analizar el IGBT como un MOSFET en el cual la región *N-* tiene su conductividad modulada por la inyección de portadores minoritarios (agujeros), a partir de la región *P+*, una vez que *J1* está directamente polarizada. Esta mayor conductividad produce una menor caída de tensión en comparación a un MOSFET similar. [2]

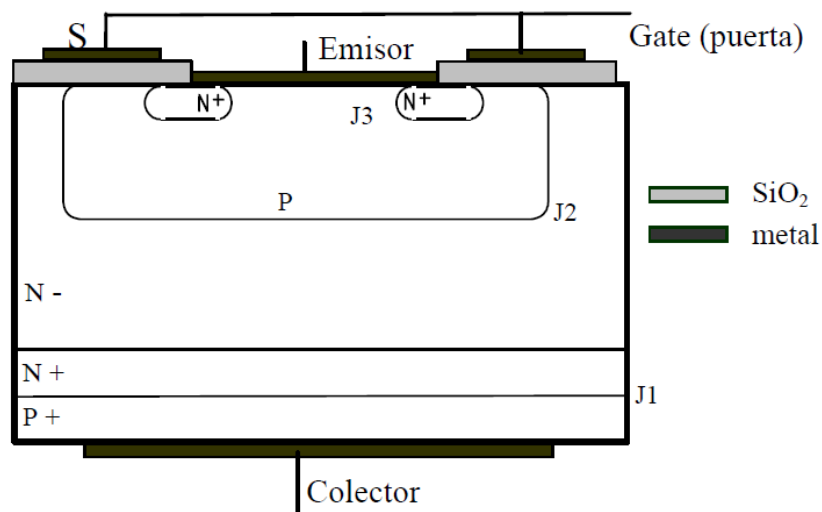


Figura 4-4. Estructura básica del transistor IGBT [2]

El control del componente es análogo al del MOSFET, es decir, por la aplicación de una polarización entre puerta y emisor. También para el IGBT el accionamiento o disparo se realiza mediante tensión.

El IGBT tiene una alta impedancia de entrada como el MOSFET, y bajas pérdidas de conducción en estado activo como el Bipolar, pero no presenta ningún problema de ruptura secundaria como los BJT.

El IGBT es inherentemente más rápido que el BJT. Sin embargo, la velocidad de conmutación del IGBT es inferior a la de los MOSFETs.

4.1.2.3. Tiristores

El nombre de Tiristor proviene de la palabra griega “ $\eta\theta\nu\rho\alpha$ ”, que significa “una puerta”. El tiristor engloba una familia de dispositivos semiconductores que trabajan en conmutación, teniendo en común una estructura de cuatro capas semiconductoras en una secuencia $P - N - P - N$, la cual presenta un funcionamiento biestable (dos estados estables).

La conmutación desde el estado de bloqueo (“OFF”) al estado de conducción (“ON”) se realiza normalmente por una señal de control externa. La conmutación desde el estado “ON” al estado “OFF” se produce cuando la corriente por el tiristor es más pequeña que un determinado valor, denominada corriente de mantenimiento, (“holding current”), específica para cada tiristor.

De acuerdo a su importancia para aplicación en controladores FACTS, el interés en esta sección es describir brevemente: transistor, MOSFET, tiristores, GTO, MTO, ETO, IGCT, IGBT, y el MCT

En la siguiente sección se describirán los tipos de tiristores utilizados como dispositivos semiconductores de alta potencia, más específicamente los que están

relaciones con aplicaciones de HVDC y en algunos proyectos de controladores FACTS.

4.2. Tipos de tiristores de alta potencia

Técnicamente, los términos "tiristor" y "rectificador controlado de silicio" se aplica a una familia de dispositivos semiconductores controlados de cuatro capas, en los que a su vez el encendido y apagado de la compuerta depende de la realimentación PNP. El nombre de Rectificador controlado de silicio (SCR) fue dado por los inventores y pioneros en su comercialización "G.E.⁴". En el contexto de un dispositivo que presenta capacidad de encendido, pero no de apagado, el término SCR fue cambiado más adelante por "tiristor. Con la aparición de un dispositivo con la capacidad de encendido y apagado, llamado "Gate Turn-Off Thyristor", conocido como GTO, luego, el dispositivo con capacidad de encendido comenzó a ser conocido como "tiristor convencional" o simplemente "tiristor".

El tiristor comienza la conducción en polarización directa cuando un pulso de disparo pasa de la puerta al cátodo, y rápidamente se realiza el enganche. La conducción total se ejerce con una caída de tensión baja (de 1,5 a 3 V, dependiendo del tipo de tiristor y la corriente). Como se mencionó, el tiristor convencional no puede direccionar la corriente de vuelta a cero. Cuando la corriente del circuito llega a cero, el tiristor vuelve a su estado estable en unas pocas decenas de microsegundos de la tensión de bloqueo inverso, tras lo cual puede bloquear la tensión hacia adelante hasta que el próximo pulso encendido se aplica.

⁴ General Electric (NYSE: GE), con sede central en Fairfield, Estados Unidos, es una empresa multinacional de infraestructuras, servicios financieros y medios de comunicación altamente diversificada.

Debido a su bajo costo, alta eficiencia, robustez y altas capacidades de tensión y corriente, los tiristores convencionales se utilizan ampliamente en la configuración de circuitos y aplicaciones rentables que no requieran capacidad de apagado de compuerta. A menudo, la capacidad de apagado no ofrece suficientes beneficios que justifiquen un costo mayor y las pérdidas de potencia en los dispositivos. El tiristor convencional ha sido la herramienta ideal para casi todos los proyectos HVDC, algunos controladores FACTS, y un gran porcentaje de las aplicaciones industriales.

Hay varios tipos de tiristores con capacidad de apagado; los más importantes, y que están relacionados con las tecnologías empleadas en controladores FACTS se describirán en los apartados a continuación.

4.2.1. GTO (“Gate Turn-Off Thyristor”)

Tiristor de apagado por compuerta, actualmente conocido como tiristor GTO o simplemente GTO. Al igual que un tiristor convencional, realiza la conducción en un modo de enganche, cuando una corriente pulso de disparo se aplica a la compuerta con respecto a su cátodo y con una baja caída de tensión directa. Al igual que un tiristor convencional, el GTO se apaga cuando la corriente natural llega a cero, pero el GTO también tiene la capacidad de apagado cuando un pulso de disparo (apagado) se aplica a la compuerta en dirección inversa. Con un adecuado desvío de disparo, el GTO se apaga rápidamente y se estabiliza para soportar la tensión de polarización directa y conmutar en el próximo disparo [2]. El GTO es un dispositivo utilizado para controladores FACTS, sin embargo, debido a su gran volumen, apagado lento y costoso amortiguamiento (Snubber), es probable que sea reemplazado en los próximos años por tiristores o GTO más avanzados.

El GTO es un tiristor con capacidad externa de bloqueo. La puerta permite controlar las dos transiciones: paso de bloqueo a conducción y viceversa. El símbolo utilizado para el GTO se muestra en la siguiente figura (Fig. 4.5), así como su estructura interna en dos dimensiones.

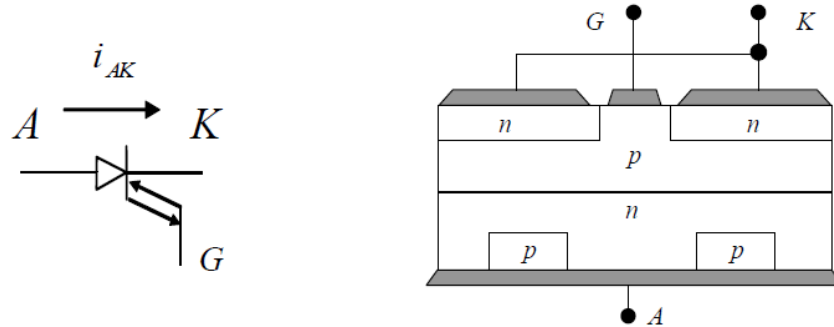


Figura 4-5. Símbolo y estructura interna de un GTO [2]

Principio de funcionamiento: Como ya se ha mencionado, el GTO tiene una estructura de cuatro capas, típica de los componentes de la familia de los tiristores. Su característica principal es la capacidad de entrar en conducción y bloquearse a través de señales adecuadas en el terminal de puerta G .

El mecanismo de disparo, suponiendo que está directamente polarizado, cuando se le inyecta corriente a la puerta permite la circulación de corriente entre puerta y cátodo. Como la capa de la puerta es suficientemente fina, gran parte de los portadores se mueven hasta la capa N adyacente, atravesando la barrera de potencial y siendo atraídos por el potencial del ánodo, dando inicio a la corriente anódica. Si ésta corriente se mantiene por encima de la corriente de mantenimiento, el dispositivo no necesita de la señal de puerta para mantenerse en conducción. La figura 4.6 muestra una representación simplificada de los procesos de entrada y salida de conducción del GTO.

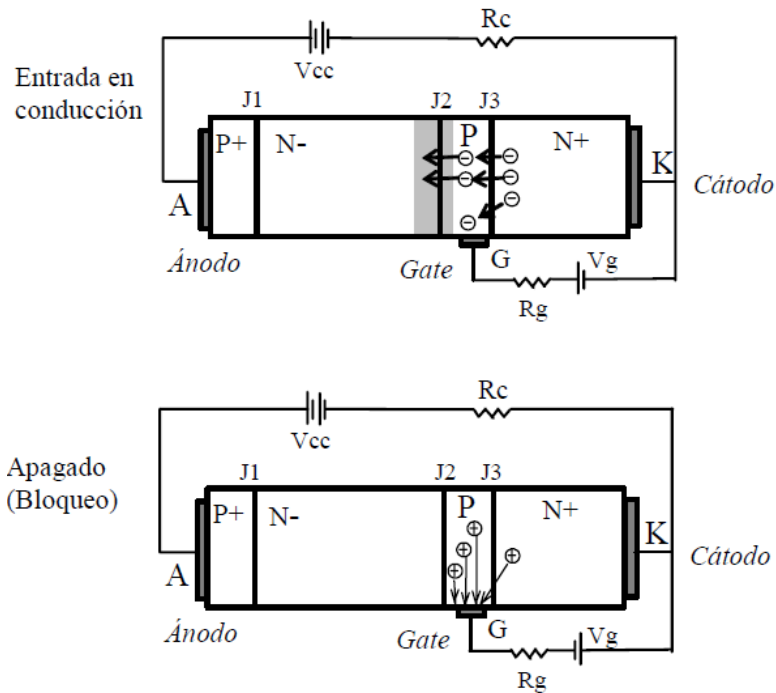


Figura 4-6. Proceso de conmutación (apertura y cierre) del GTO

La aplicación de una polarización inversa en la unión puerta-cátodo puede llevar a la apertura o bloqueo del GTO. Portadores libres (agujeros) presentes en las capas centrales del dispositivo son atraídos por la puerta, haciendo que sea posible el restablecimiento de la barrera de potencial en la unión J2. [2]

Aparentemente tal comportamiento también sería posible en el SCR. Pero, en realidad, las diferencias están en el nivel de construcción del componente. El funcionamiento como GTO depende, por ejemplo, de factores como:

- Facilidad de extracción de portadores por el terminal de puerta negativo esto es posible debido al uso de impurezas con alta movilidad.
- Rápida desaparición de portadores en las capas centrales negativas y uso de impurezas con bajo tiempo de recombinación. Esto indica que un GTO tiene una mayor caída de tensión en conducción, comparado a un SCR de dimensiones iguales.

- Soportar tensión inversa en la unión puerta-cátodo, sin entrar en avalancha – menor dopado en la región del cátodo.
- Absorción de portadores de toda la superficie conductora – región de puerta-cátodo con gran área de contacto.

4.2.2. MTO (MOS Turn-Off Thyristor)

Inventado por Silicon Power Corporation (SPCO) por Harshad Mehta, utiliza transistores para ayudar en el apagado y logra una activación rápida de la capacidad con baja participación de las pérdidas de conmutación. Este dispositivo ha sido comercialmente introducido, y tiene un buen potencial para su uso en el medio de alta potencia industrial y controladores FACTS.

El MTO™ es un híbrido entre MOSFET-GTO para la conversión de energía en el rango de 1 a 20 MVA. El tiristor MTO es significativamente más eficiente que el GTO, al exigir un control de puerta drásticamente menor al tiempo que reduce el tiempo de almacenamiento, proporcionando así un mejor rendimiento y reducción de los costos del sistema. Se considera otra fuente de energía de dispositivos bipolares MOS, que tiene un tope de bloqueo de alrededor de 3 kV, pero las reglas de diseño para la tensión de bloqueo aplicable al tiristor MTO son similares a los utilizados para otros tiristores que en la actualidad alcanzan los 9kV [4].

Descripción del tiristor MTO: Dos versiones funcionalmente similares del tiristor MTO elaborado por SPCO: la versión monolítica (Figura 4.7.a) y la versión híbrida (figura 4.7.b). El símbolo del circuito utilizado para el tiristor MTO está representado en la figura 4.1 (sección anterior). En la actualidad, sólo la versión híbrida ha sido desarrollada y está en producción en pequeña escala.

El tiristor MTO consiste de cuatro capas estructura de enganche y presenta un comportamiento de interruptor biestable casi ideal, con baja disipación de

potencia, tanto en su estado "ON" y "OFF". En este dispositivo el encendido se realiza mediante la inyección de un pulso de corriente en la puerta de encendido, G1, de la misma manera que en un tiristor convencional, GTO. Este pulso proporciona corriente de base para la parte superior del transistor NPN, cuyo colector de corriente a su vez proporciona corriente de base para el transistor PNP inferior y conduce a la acción regenerativa. En relación con el encendido del tiristor MCT, este mecanismo tiene la ventaja de no requerir la parte superior P-base para ser segmentados, con terminaciones planas difusa. En cambio, la parte superior P-base del tiristor MTO se extiende por toda la juntura de silicio a través de un borde biselado. Por lo tanto la unión de bloqueo directo del tiristor MTO puede alcanzar el 100% de la tensión de ruptura ideal en el plano paralelo de la juntura, mientras que los dispositivos con terminaciones planas están limitadas a sólo una fracción de esta tensión Turn-off se logra mediante la aplicación de un pulso de tensión a la puerta de desvío, G2, de la misma manera como en un MCT. Este pulso de tensión conmuta de una estructura FET a su estado "ON", cortocircuitando el emisor y la base de la del transistor NPN superior y haciendo operar en acción regenerativa [4].

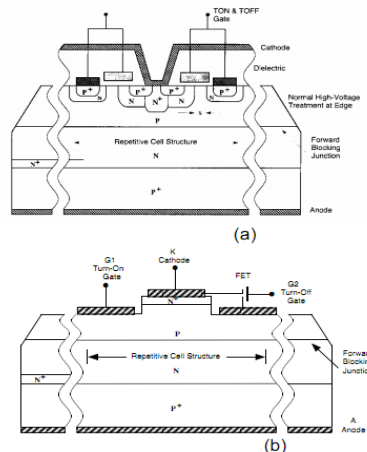


Figura 4-7. Estructura del MOS Turn-Off Thyristor (MTO): **(a)** Diseño Monolítico, y **(b)** Diseño híbrido.

Fuente: Power Systems World '97, Baltimore Convention Center, Baltimore, Maryland, September 6-12, 1997. Capítulo 3.4 [4]

4.2.3. ETO (Emitter Turn-Off Thyristor)

Desarrollado en la Universidad Virginia Power Electronics Center, en colaboración con SPCO, es otra variación en el GTO, e incorpora transistores de baja tensión en serie con una alta tensión para el GTO y así lograr una activación rápida y mantenimiento mínimo apagado las pérdidas por conmutación.

Así como el MTO, el ETO es otra variación de la explotación de las virtudes del tiristor y el transistor, es decir, GTO y MOSFET. El símbolo de ETO y su circuito equivalente se muestra en la Figura 4.8. Como se puede apreciar, un MOSFET T1 está conectado en serie con el GTO y un segundo MOSFET T2 se conecta a través de esta serie de MOSFET y la puerta GTO. En realidad T1 se compone de varios MOSFET tipo N, y T2 de varios MOSFET tipo P. encapsulados en todo el GTO con el fin de minimizar la inductancia entre los MOSFET y el cátodo de la puerta del GTO. Los MOSFET tipo N y P y los GTO son dispositivos disponibles en el mercado en grandes cantidades [1].

La ventaja de los MOSFET conectados en serie, es que la transferencia de la corriente del cátodo es completa y rápida, dando una uniforme desconexión simultánea de todos los cátodos individuales. La desventaja de los MOSFET conectados en serie es que se han de llevar la corriente principal del GTO, aumentando así la caída de tensión total y las pérdidas correspondientes. Sin embargo, debido a que estos MOSFETs son dispositivos de baja tensión, la caída de tensión es baja (aproximadamente 0,3 - 0,5 V), aunque no insignificante [1].

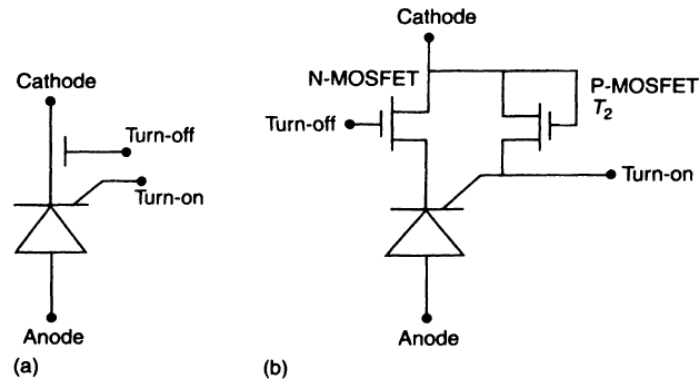


Figura 4-8. Tiristor Emitter Turn-Off (ETO): (a) Símbolo del tiristor ETO y (b) Circuito equivalente del Tiristor ETO [1]

4.2.4. Integrated Gate-Commutated Thyristor (GCT e IGCT)

Desarrollado por Mitsubishi y ABB, es básicamente un GTO con apagado pronunciado, Estos dispositivos también se han introducido en el mercado y tienen un buen potencial para su aplicación en los controladores industriales y FACTS [1].

El tiristor conmutado de compuerta (CTG) es un tiristor GTO de conmutación pronunciada que involucra un rápido y muy grande impulso de corriente, tan grande como la corriente nominal máxima, que atrae toda la corriente del cátodo en la puerta a razón de $1 \mu\text{s}$ para asegurar un rápido apagado ("OFF"). Su estructura y su circuito equivalente es la misma que la de un GTO, tal como se muestra en la Figura 4.9. Por su parte, el IGCT es un dispositivo con un valor añadido al GTC, incluyendo un controlador de compuerta con circuitos impresos multicapa embebido al dispositivo principal, adicionalmente también puede incluir un diodo inverso, como se muestra en diagrama estructural en la figura 4.9.

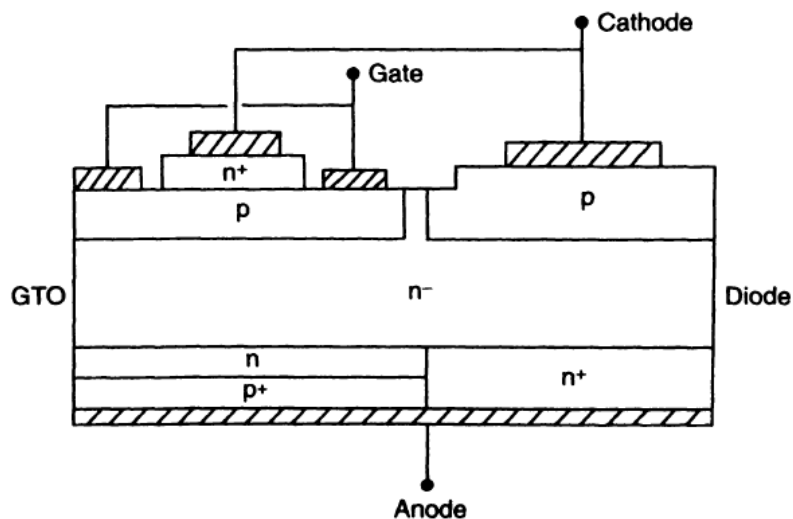


Figura 4-9. Estructura de un IGCT con un tiristor GCT y diodo inverso [1]

4.2.5. MCT (MOS-Controlled Thyristor)

Inventado por Victor Temple para GE, incluye funciones integradas de la estructura MOS tanto para el encendido como para el apagado de la compuerta a través de una conmutación rápida. De esta forma, presenta pérdidas muy bajas de conmutación así como bajas pérdidas de conducción. Estos dispositivos se han introducido comercialmente para aplicaciones de baja potencia y poseen un buen potencial para su uso en los controladores FACTS [1].

Un Tiristor Controlado MOS (MCT) incorpora una estructura similar a la de un MOSFET, tanto para el encendido como para el apagado.

La figura 4.10 muestra un tiristor MCT tipo N. El Circuito equivalente para el MCT tipo N muestra que el encendido y apagado dependen de MOSFETs de tipo-N (que se muestra como n-FET) conectados a través del cátodo del transistor NPN, al igual que para un IGBT. Otro MOSFET de tipo P (que aparece como p-FET) se

conecta a través del cátodo de compuerta en el lado del transistor NPN para controlar el apagado, así como sucede para un MTO.

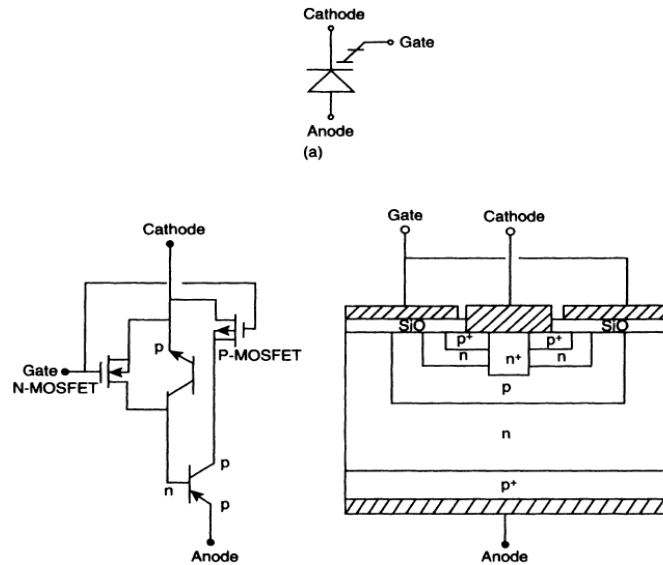


Figura 4-10. MOS Controlled Thyristor (MCT): (a) Símbolo del MCT, (b) circuito equivalente del MCT, y (c) estructura de un MCT [1]

4.3. Principales características y requerimientos de los dispositivos de alta potencia

4.3.1. Magnitud de Tensión y Corriente

Cuando se tienen dispositivos de alta potencia que manejan magnitudes altas de tensión, el número total de dispositivos, así como el costo de todos los componentes que rodean el sistema, disminuyen. La mayor capacidad de bloqueo, junto con otras características deseables, están en el rango de 8 - 10 kV para tiristores, 5 - 8 kV para los GTO, y 3 - 5 kV para los IGBT. En un circuito, después de realizar diversos análisis para calcular las sobretensiones y sobrecargas, la tensión del dispositivo utilizable será de aproximadamente la mitad de la capacidad de bloqueo de tensión. Más de las veces, será necesario conectar dispositivos en serie para las válvulas de alta tensión. Asegurar la distribución

equitativa de la tensión durante el encendido, apagado, y los cambios dinámicos de tensión se convierte en un gran ejercicio para un diseñador de la válvula en consideración de los diversos medios para hacerlo y decidir sobre la mejor combinación para el sistema. Uno de estos medios es la adecuación de los dispositivos, sobre todo las características del dispositivo de conmutación.

Los dispositivos de gran potencia pueden ser diseñados para manejar miles de amperios de corriente de carga, por lo cual ya no es necesario conectar dispositivos en paralelo. Sin embargo, a menudo es la corriente de corto circuito quien determina la capacidad de corriente requerida por el sistema, en cuyo caso la conexión de dos dispositivos conectados en paralelo directamente en el mismo disipador de calor es una buena solución. Dispositivos suelen ser necesarios para viajar a través de un estado de bloqueo después de un ciclo de falta de compensación de corriente en el circuito de aplicación. Si bien es una práctica común el uso de fusibles en la electrónica de potencia industrial, el uso de fusibles no es deseable en aplicaciones de alta tensión, como los controladores FACTS. Por lo tanto, la selección de dispositivos debe tener en cuenta todos los escenarios posibles de fallos y también la protección sobre los márgenes de tensión y corriente. La familia de los dispositivos tiristores puede llevar a una sobrecarga de corriente grande por períodos cortos de tiempo, y una muy grande de sólo un ciclo de la corriente de falla. Por su parte, la familia de dispositivos de tiristores y de diodos no actúa en un corto circuito de baja caída de tensión, por lo que el circuito puede seguir funcionando si los demás dispositivos en el circuito pueden realizar la función deseada.

4.3.2. Pérdidas en conducción y de conmutación

Una problemática de los semiconductores de potencia está relacionada con sus pérdidas y con la máxima disipación de potencia que pueden alcanzar. Si se

supera la temperatura máxima de la unión (uniones entre distintos tipos de semiconductores) en el interior de un dispositivo, éste se destruye rápidamente. Para ello es necesario evacuar la potencia que se disipa mediante radiadores, que en algunos casos pueden ser de gran tamaño [2].

La disipación de potencia no es otra cosa que las pérdidas que tiene el dispositivo semiconductor. Existen dos mecanismos que provocan las pérdidas. Lo que se denominan pérdidas en conducción, es decir, cuando el interruptor está cerrado y por tanto hay circulación de corriente. Por ejemplo, un MOSFET cuando está cerrado se comporta como una resistencia de valor R_{ON} , de manera que disipa una potencia que vale aproximadamente $R_{ON} \cdot I^2$. Además existen unas pérdidas adicionales, denominadas pérdidas en conmutación, que se producen cuando un semiconductor pasa del estado de bloqueo a conducción y viceversa. Las transiciones de corriente y tensión en el semiconductor no son instantáneas ni perfectas, con lo que en cada conmutación se producen unas determinadas pérdidas. Esto quiere decir que las pérdidas en conmutación dependen de la frecuencia de conmutación, es decir, cuantas más veces por segundo abra y cierre un transistor, más potencia estará disipando el semiconductor. De esta forma, las pérdidas en conmutación dependen directamente de la frecuencia de trabajo del dispositivo. De ahí que se debe limitar la frecuencia de conmutación de cualquier dispositivo en electrónica de potencia para evitar su destrucción [2].

En general, aparte de las fluctuaciones de tensión y la capacidad de corriente, hay muchas características que son importantes para controlar los factores de pérdidas en los dispositivos de alta potencia. Las más importantes de estas son:

- La caída de tensión en polarización directa y las pérdidas consiguientes en pleno estado de conducción. Se debe especificar la manera de disipar las pérdidas rápidamente del dispositivo. Finalmente, especificar el medio de refrigeración y la disipación de calor.

- Velocidad de conmutación. La transición de un estado de conducción total a un estado de no conducción (apagado) con un correspondiente valor de dv/dt "alto" justo después del apagado, y a su vez de un estado totalmente no conductor a un estado de plena conducción (encendido) con una alta razón di/dt durante el apagado, son parámetros muy importantes. Éstos determinan el tamaño, costo, y las pérdidas por los circuitos de amortiguamiento.
- Las pérdidas por conmutación. Durante el apagado, la corriente de polarización directa aumenta antes de que se ejerza una caída de tensión (en polarización directa) y durante el apagado de los dispositivos, luego el voltaje de polarización directa se incrementa antes de las caídas de corriente. La existencia simultánea de altos voltajes y corrientes en el dispositivo representa pérdidas de energía. Al ser repetitivos, representan una parte significativa de las pérdidas, y muchas veces superiores a las pérdidas de en estado de conducción. Cuando se diseñan semiconductores de potencia, existe una compensación entre las pérdidas de conmutación y la caída de tensión en polarización directa (pérdidas en conducción), lo que significa que la optimización del diseño del dispositivo es una función de la topología del circuito de aplicación. A pesar de que la frecuencia normal del sistema eléctrico es de 50 o 60 Hz, un tipo de convertidores llamados "moduladores por ancho de pulso (PWM)" trabajan alta frecuencia interna de cientos de Hz, incluso a unos pocos kilo-Hz para aplicaciones de alta potencia. Muchas veces, cuando se tienen más eventos de conmutación, las pérdidas de "switching" pueden llegar a ser una parte dominante de las pérdidas totales en convertidores PWM.
- La potencia que maneja el controlador de compuerta y los requerimientos de energía son una parte muy importante de las pérdidas y el costo total del equipo. Cuando se requiere de largos y prolongados pulsos de control para

el encendido y apagado, no sólo éstas pérdidas pueden ser de importancia en relación a las pérdidas totales, pues el costo del circuito de control y fuente de alimentación puede ser mayor que el propio dispositivo. El tamaño de todos los componentes que acompañan a un dispositivo de alimentación aumenta la inductancia parásita y capacitancia, que a su vez afecta en el desgaste de los dispositivos, el tiempo de conmutación y las pérdidas en el circuito de amortiguamiento. Dada la gran importancia de la coordinación del dispositivo y el diseño del controlador de compuerta, la tendencia futura es la de comprar el dispositivo y su controlador en un solo encapsulado fabricado por el proveedor del dispositivo.

4.3.3. Parámetros de compensación para los dispositivos de potencia

El costo de los dispositivos también está relacionado con el rendimiento en la producción de dispositivos de potencia. Para esto, se garantiza el buen control de calidad en todo el proceso, desde la materia prima hasta el producto terminado, e incluyendo la calidad del suministro de energía eléctrica en la planta de producción. Todos los dispositivos de potencia para los controladores de alta potencia son probados individualmente, como es la práctica con convertidores de HVDC, y su registro etiquetado para el servicio de sustitución en el futuro.

Aparte de las compensaciones entre la capacidad de tensión y corriente, otros parámetros de compensación incluyen:

- Requerimientos de potencia para la compuerta
- Capacidad di/dt
- Capacidad dv/dt
- Tiempo para el encendido y apagado
- Capacidad para el encendido y el apagado (también llamado Área de Operación Segura [SOA, por sus siglas en inglés])

Métodos avanzados de diseño y producción de los dispositivos de potencia se han desarrollado y siguen haciéndolo hoy día. Dado el gran número de variables, un fabricante de dispositivos divide el mercado en la fabricación de varios tipos de dispositivos de acuerdo con el tamaño de la aplicación y clientes. También es común que los fabricantes de dispositivos de potencia fabriquen dispositivos individuales para grandes clientes según sean sus requerimientos, e incluso para distintos dispositivos bajo pedidos para la implementación de grandes proyectos, tales como HVDC y proyectos FACTS.

La velocidad y las pérdidas de conmutación, el tamaño y costo de los circuitos amortiguadores (snubber) y todas las pérdidas relacionadas, suele atribuirse a los dispositivos semiconductores de potencia, en gran parte como resultado del hecho que los dispositivos se vendan por separado de los circuitos de control de puerta y de los circuitos de amortiguación. El rendimiento del dispositivo se entrelaza con el controlador de la puerta, circuito amortiguador, y el diseño de los buses de comunicación que conectan los módulos del dispositivo en un convertidor, en ese orden de prioridad. Importantes mejoras se pueden hacer en el costo de aplicación si el dispositivo, el controlador de la puerta y el circuito amortiguador se ensamblaran y fuesen vendidos por el proveedor como una sola unidad. De hecho, la integración eléctrica-mecánica de la lámina semiconductor del dispositivo y su circuito controlador de compuerta proporciona mayores beneficios aguas abajo hasta llegar a la aplicación. Esta práctica se ha producido cada vez más en aplicaciones industriales de baja y media potencia, donde se fabrican y comercializan conjuntos de varios dispositivos en un molde o un paquete, que representa un circuito o una parte de un circuito.

4.4. Conclusiones

Los dispositivos de alta potencia pueden clasificarse en: No controlables, el diodo es un ejemplo de estos dispositivos, el estado de conducción es restringido por las condiciones del voltaje de la red. De encendido controlable, la conducción es iniciada por un pulso entre las terminales GATE y CATODO. De encendido y apagado controlables, tanto el encendido como el apagado se controlan del terminal GATE.

La selección de un dispositivo electrónico de potencia para una determinada aplicación no sólo depende de los niveles de corriente y tensión requeridos sino también de sus características de conmutación.

Las características de operación del SCR y el GTO, y las condiciones para el encendido y apagado de los mismos, a través de la comprensión de sus ventajas y desventajas. Dentro de marco teórico del trabajo puede deducirse el porqué son dos de los dispositivos de electrónica de potencia más utilizados en la tecnología FACTS.

5. PROYECTOS Y TRABAJOS DESARROLLADOS EN CONTROLADORES FACTS

Como hemos visto en capítulos anteriores, existen varias clasificaciones para los dispositivos FACTS. Teniendo en cuenta los aspectos tecnológicos, los dispositivos FACTS se pueden dividir en dos generaciones: la primera generación utiliza tiristores con encendido controlado por compuerta y la segunda generación semiconductores con encendido y apagado controlado por compuerta.

A continuación se analizarán los efectos de cuatro controladores FACTS en las líneas de transmisión, dos controladores representativos de cada generación (ver figura 5.1), mediante artículos científicos y proyectos relacionados con los mismos, referentes a la investigación y a la implementación de dichos controladores en distintos países tales como: México, Argelia, Estados Unidos y Colombia.



Figura 5-1. Controladores FACTS a desarrollar

5.1. Capacitor Controlado por Transistores Serie (TCSC) y Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC)

El controlador serie debiera ser una impedancia variable, tal como un capacitor, reactor, etc., o una fuente variable basada en electrónica de potencia de frecuencia nominal, subsincrónica y frecuencias armónicas (o una combinación) para satisfacer los requerimientos originados durante la operación del sistema.

5.1.1. Descripción básica

En principio, todos los controladores serie inyectan tensión en serie con la línea. De esta manera, una impedancia variable multiplicada por el flujo de corriente a través de ella, representa una tensión en serie inyectada en la línea. En la medida en que la tensión se encuentre en cuadratura de fase con la corriente de línea, el controlador serie actuará suministrando o consumiendo solamente potencia reactiva variable. Si la cuadratura de fase no se verifica, el controlador incluirá en su actuación a la potencia activa.

5.1.1.1. Capacitor serie controlado por Transistores (TCSC)

Como se mencionó en capítulos anteriores, este dispositivo, permite controlar la transferencia de potencia a través de una línea de transmisión, además de ayudar en el amortiguamiento de oscilaciones y la estabilidad transitoria, entre otros problemas.

El diagrama esquemático del TCSC se muestra en la Figura 5.2, éste consta de un capacitor conectado en paralelo con un TCR que está compuesto por un reactor en serie con un arreglo de dos SCRs conectados en antiparalelo. Los SCR son elementos semiconductores que conducen cuando la corriente de ánodo es positiva y se les aplica una señal de disparo.

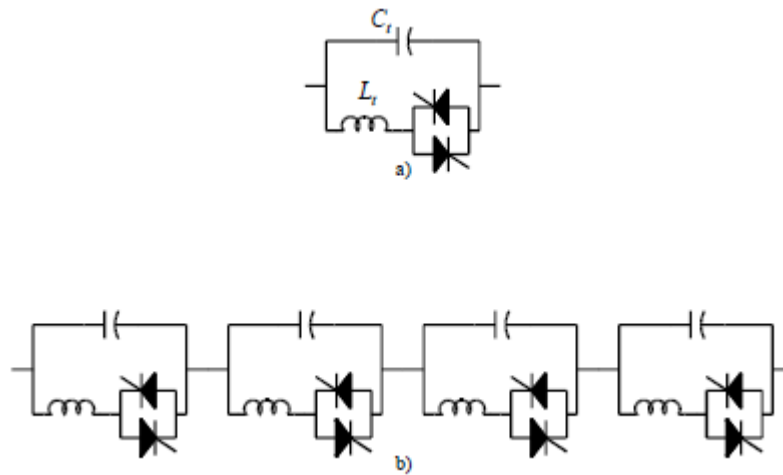


Figura 5-2. Esquema de controlador TCSC; a) Circuito equivalente, b) Módulos

En la actualidad existen dispositivos TCSC operando en sistemas de potencia, estos dispositivos generalmente constan de varios módulos conectados como se muestra en la Figura 5.2 (b), donde se considera un dispositivo subdividido en cuatro módulos separados. En lo subsecuente se utilizará el módulo equivalente para el análisis y posteriormente se explicará la operación con varios módulos.

5.1.1.2. Compensador estático sincrónico conectado en serie (SSSC)

El SSSC es un controlador conformado por un inversor de estado sólido, que inyecta un voltaje controlable en cuadratura con la corriente de la línea, emulando un efecto de reactancia inductiva o capacitiva con el fin de poder controlar el flujo de potencia de la línea de transmisión, permitiendo de esta manera ampliar los límites de estabilidad del sistema, y a la vez mejorar los parámetros de operación.

5.1.2. Revisión bibliográfica de proyectos desarrollados para TCSC y SSSC

5.1.2.1. TCSC: Diseño e implementación en laboratorio de un dispositivo TCSC

El proyecto “Diseño e implementación en Laboratorio de un Dispositivo TCSC”, realizada por Pavel Zuñiga Haro perteneciente al Centro de Investigación y Estudios avanzados del IPN Unidad Guadalajara, México, presenta un análisis de uno de los controladores FACTS que más impacto ha tenido desde su introducción, el TCSC, presentando los beneficios que se obtienen a partir de la implementación del mismo.

Este proyecto tal como su nombre lo indica, consiste en el diseño, simulación e implementación del controlador TCSC en el laboratorio y posteriormente, analiza los resultados obtenidos, en relación a los parámetros a tener en cuenta en las líneas de transmisión.

Aspectos fundamentales de operación: simulación

El dispositivo TCSC consta de tres elementos esenciales: un capacitor, un reactor y un conmutador bidireccional que está compuesto por un par de SCRs conectados en antiparalelo. Si se consideran componentes ideales, la respuesta del sistema también será ideal. Puesto que un dispositivo real tiene elementos adicionales, la respuesta del sistema real y el ideal no será la misma. En este punto, el autor estudia los efectos que trae como consecuencia la inclusión de la resistencia asociada al reactor del dispositivo, y la inclusión de la red snubber, necesaria para el control eficaz del sistema, así como las diferencias existentes al utilizar un dispositivo separado en módulos, mediante simulaciones de los circuitos equivalentes respectivos El diagrama esquemático utilizado en la simulación es el siguiente (figura 5.3):

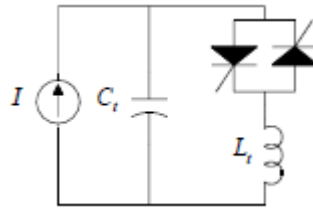


Figura 5-3. Diagrama esquemático de TCSC utilizado en la simulación

Al incluir la resistencia del reactor se observa que existe un amortiguamiento adicional al presentado originalmente por el sistema. Esto se entiende cuando se observa el cambio que tiene la impedancia a frecuencia fundamental incluyendo la resistencia, para esto, se llevan a cabo simulaciones con $R_t = 0.05\Omega$ y $R_t = 0.1\Omega$, obteniendo los resultados ilustrados a continuación (figura 5.4):

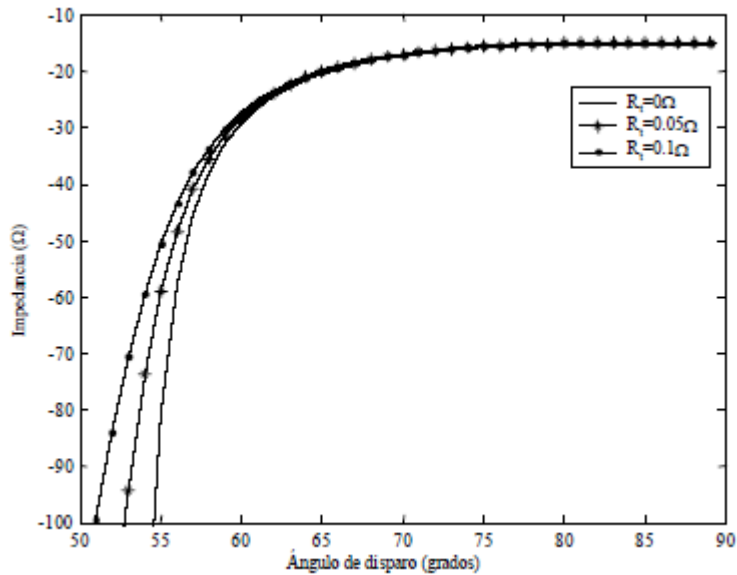


Figura 5-4. Impedancia equivalente con diferentes valores de R_t

Este amortiguamiento puede observarse también al analizar la Figuras 5.5.

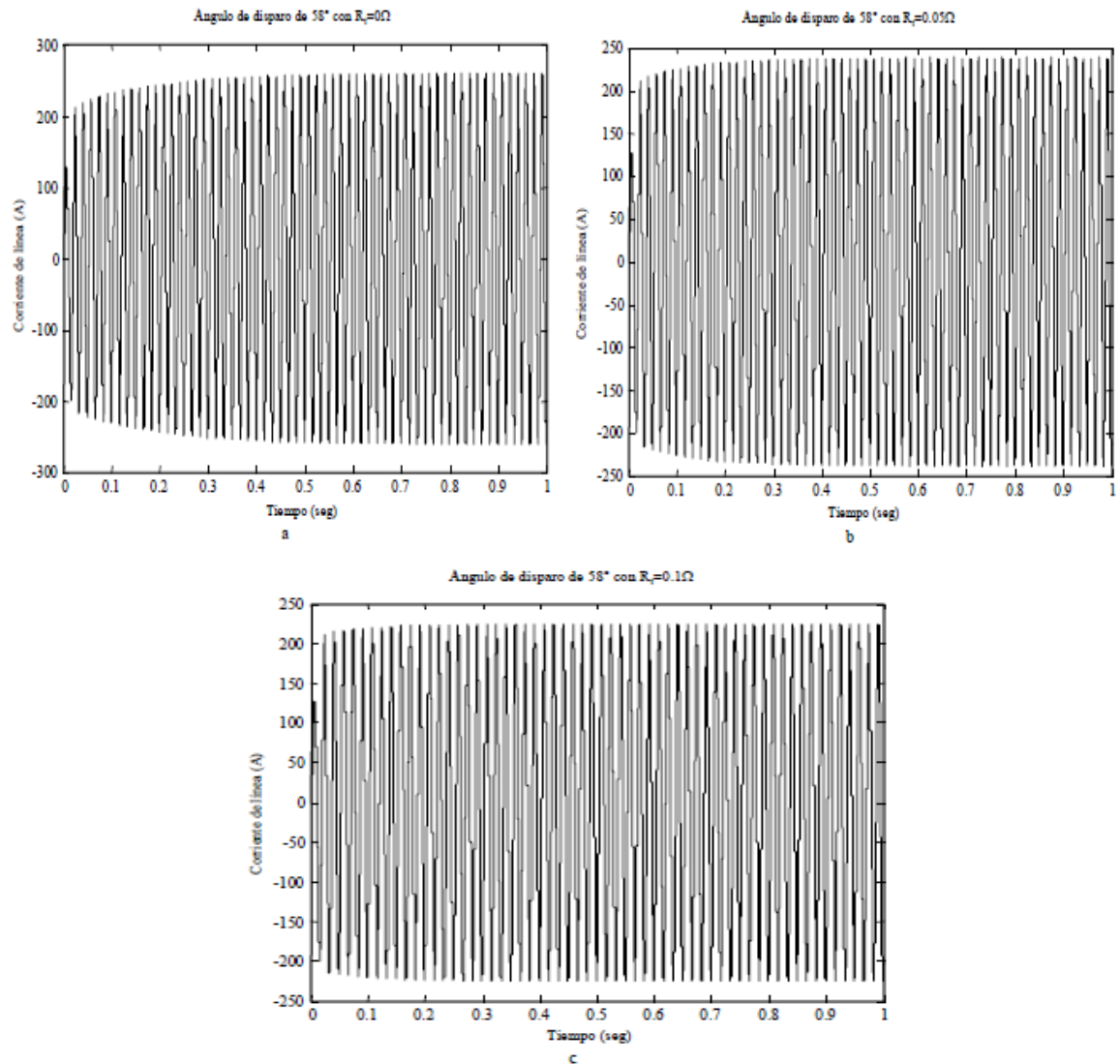


Figura 5-5. Corriente de línea con ángulo de 58°; a) Con $R_t = 0 \Omega$, b) Con $R_t = 0.05 \Omega$, c) Con $R_t = 0.1 \Omega$

La inclusión de la red snubber (Figura 5.6) tiene como resultado cambios en las señales del sistema, se observa una disminución de la pendiente del voltaje en las terminales de los tiristores al momento del apagado. Esto es importante puesto que debido a ello se puede evitar el falso disparo de los tiristores y así mantener el control del sistema. Otra de las consecuencias es la modificación de la fase, teniendo como consecuencia un cambio en el tiempo de disparo de los tiristores, como se muestra en la Figura 5.7, ya que el disparo está sincronizado con IL

Asimismo cambia la amplitud de las señales del sistema debido a que la red snubber produce pérdidas eléctricas.

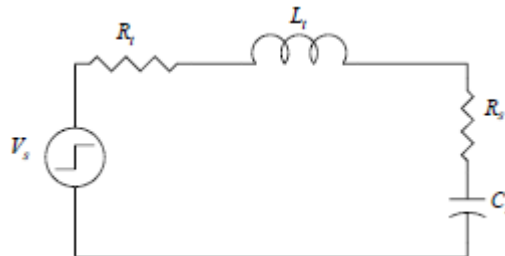


Figura 5-6. Diagrama esquemático con red snubber.

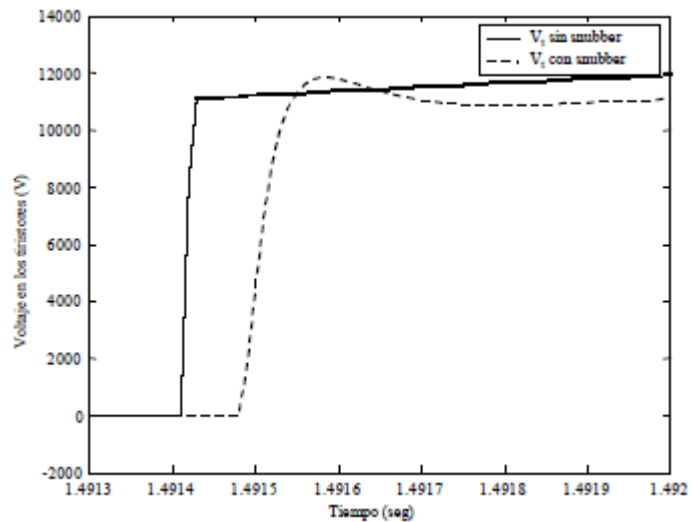


Figura 5-7. Conmutación de V_t (ángulo de disparo de 56°)

Cuando se analiza el TCSC dividido en módulos, se observa que se puede tener un control más fino de la reactancia a frecuencia fundamental del dispositivo, esto es importante en determinadas situaciones, por ejemplo, cuando se necesita regular con precisión el flujo de potencia a través de una ruta predeterminada. A medida que se aumenta el número de módulos el cambio de la reactancia a frecuencia fundamental puede hacerse cada vez más preciso (ver figura 5.8).

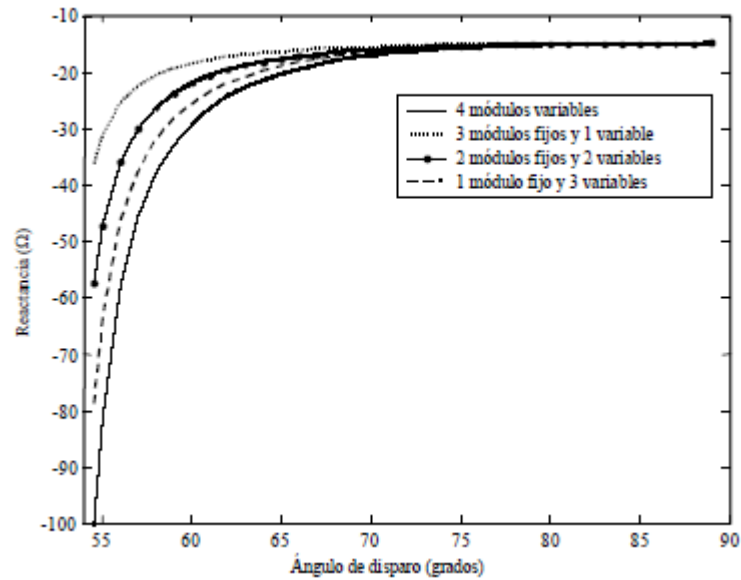


Figura 5-8. Reactancia equivalente de un sistema multimódulos.

Implementación del controlador

El autor utiliza la prueba de respuesta a la frecuencia para estimar los valores de los elementos puesto que es una prueba sencilla y no requiere de instrumentación especializada, además el buen ajuste que se obtiene entre las curvas medida y calculada para ambos elementos indica una solución satisfactoria, como se aprecia en la figura 5.9. Las mediciones reales del dispositivo, son en relación a la frecuencia, la tensión y la corriente se pueden detallar en las figuras 5.10, 5.11 y 5.12.

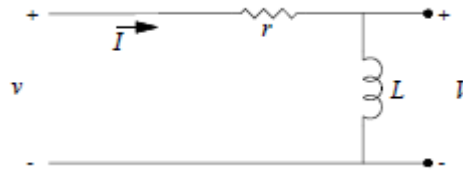


Figura 5-9. Circuito de prueba del reactor

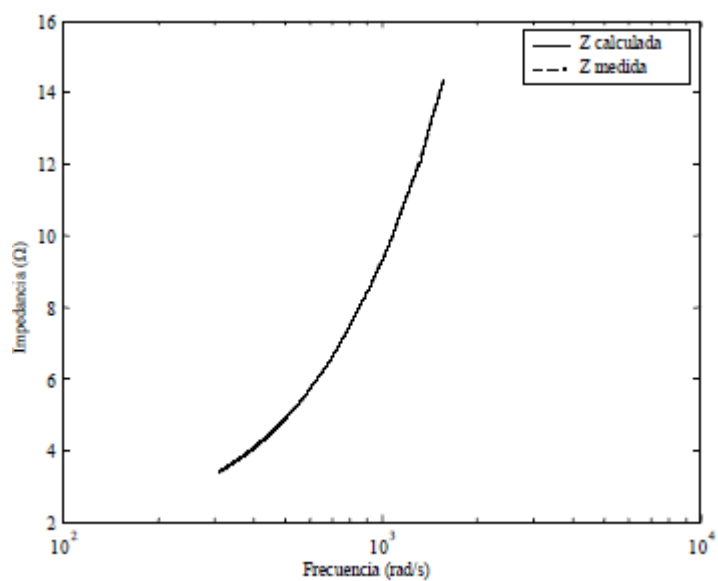


Figura 5-10. Impedancia del reactor medida y calculada contra la frecuencia

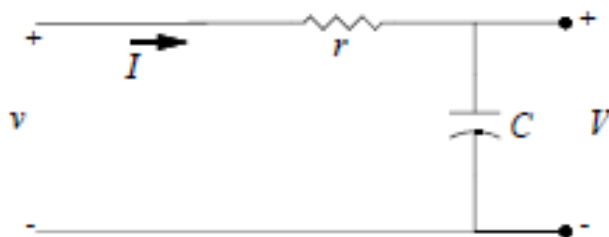


Figura 5-11. Circuito de prueba del capacitor

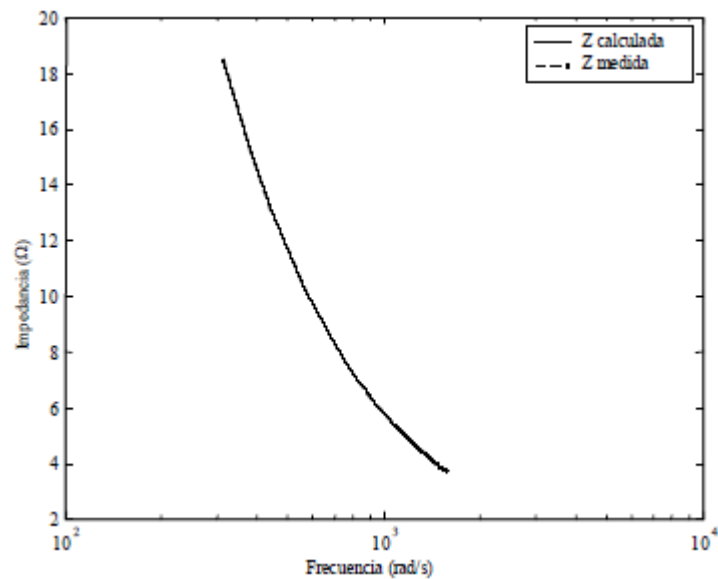


Figura 5-12. Impedancia del capacitor medida y calculada contra la frecuencia

Para el circuito de disparo se utiliza un microcontrolador ya que se desea tener un control preciso del ángulo de disparo, además la programación es sencilla comparada con otros dispositivos, y puesto que no es necesario realizar cálculos durante la ejecución del programa, puede evitarse el uso de microprocesadores o procesadores digitales de señales. Otra de las ventajas que presenta el microcontrolador es tener periféricos integrados como el comparador analógico.

Al utilizar en la etapa de acondicionamiento de señal un sensor que aísla eléctricamente la señal de potencia con la señal medida se evitan posibles daños a los componentes electrónicos del circuito de disparo si se presenta una falla en la etapa de potencia; lo mismo sucede en la etapa del actuador, en la que se utiliza un circuito optoacoplador con el mismo propósito.

Se utiliza una tarjeta de adquisición de datos ya que se desea tener disponible la información de las señales medidas (figura 5.13), esto con el propósito de poder realizar análisis de Fourier para determinar el contenido armónico de éstas. Al

usar el lenguaje de programación Matlab, y la caja de herramientas de adquisición de datos, el análisis de las señales se torna amigable.

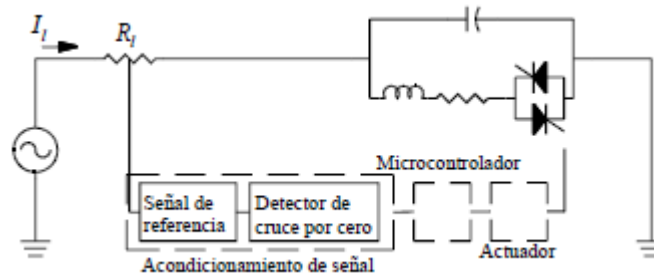


Figura 5-13. Diagrama esquemático del circuito de disparo.

En el circuito de prueba el hecho de que el reactor construido tenga una componente resistiva de valor alto, trae consigo efectos en la característica de impedancia a frecuencia fundamental, aumentando la región capacitiva del dispositivo, esto podría interpretarse como una ventaja, pero debe tomarse en consideración que la inclusión de la resistencia aumenta las pérdidas eléctricas, ver figura 5.14, y 5.15.

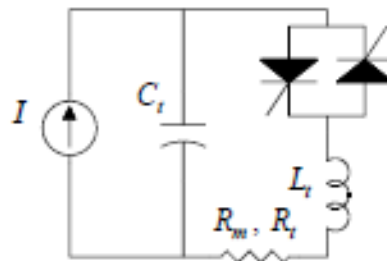


Figura 5-14. Diagrama esquemático del TCSC en laboratorio utilizado en simulación

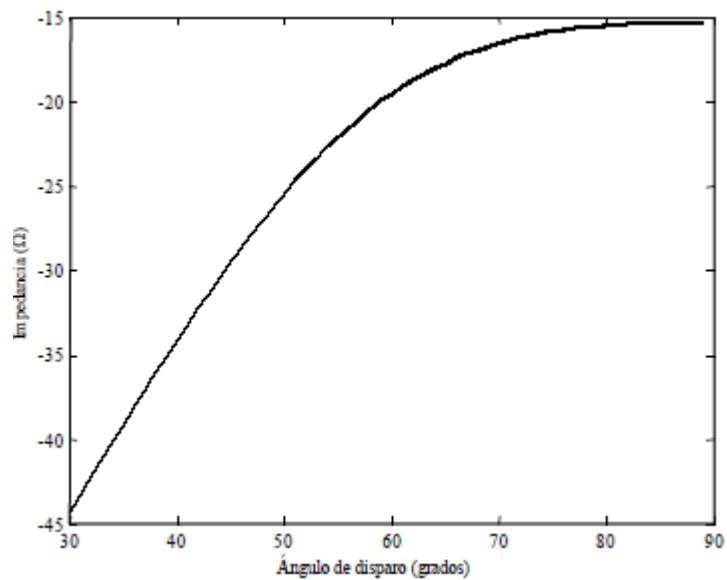


Figura 5-15. Impedancia equivalente a frecuencia fundamental del circuito de prueba.

Análisis de señales obtenidas

Al analizar los efectos que trae consigo la inclusión de la resistencia asociada al reactor del dispositivo de $R_m = 0.1\Omega$, se producen deformaciones en las señales del TCSC, esto se hace más notorio en las señales de corriente de línea y voltaje en el capacitor. Puede notarse también, que a medida que el ángulo de disparo disminuye, la deformación de las señales es cada vez mayor, esto deriva en un aumento en el contenido armónico del sistema, a diferencia de cuando no se incluye la resistencia (figuras 5.16, 5.17 y 5.18).

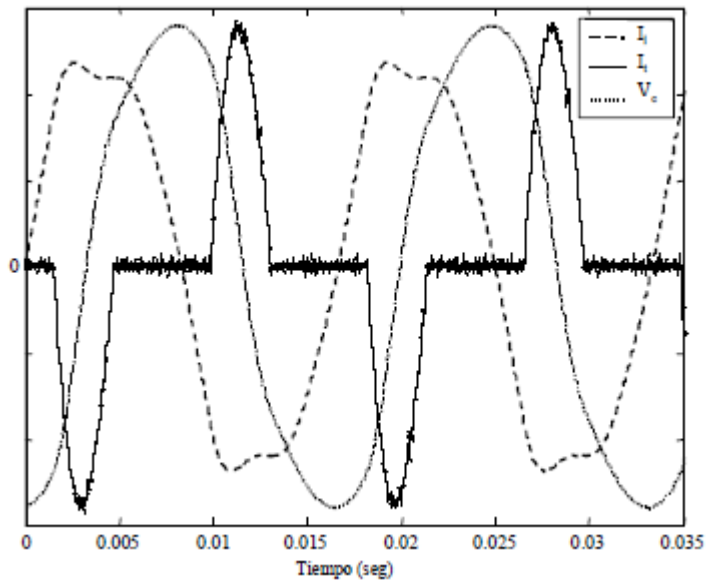


Figura 5-16. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 31°

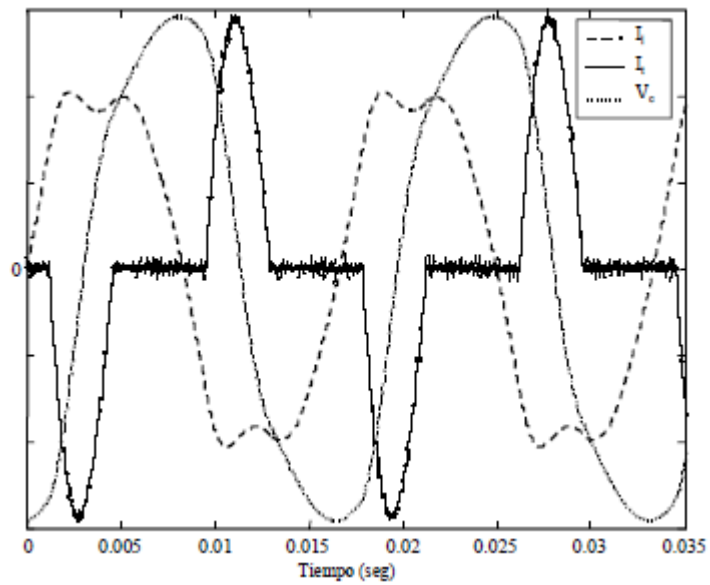


Figura 5-17. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 24°

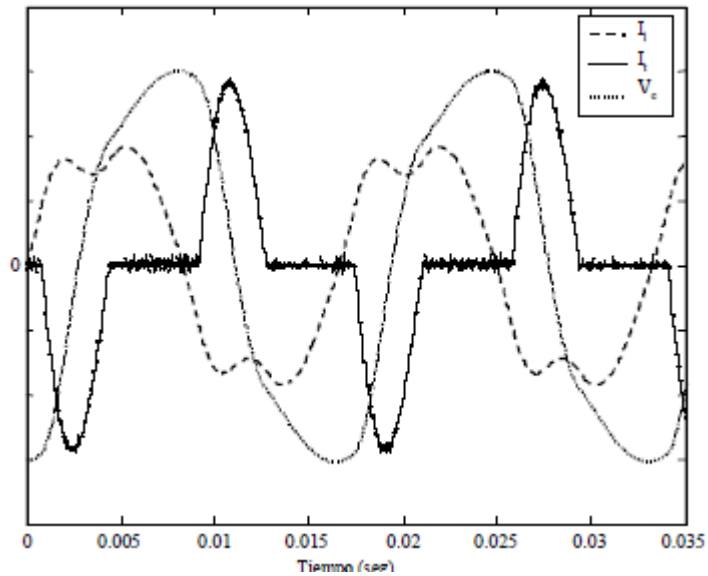


Figura 5-18. Señales de TCSC con ángulo de disparo de 16°

Cuando se analizan las señales del TCSC al incluir la red snubber se observa una disminución en el tiempo de crecimiento del voltaje en los tiristores, esto es necesario para mantener el control del circuito (figura 5.19). Se presenta un comportamiento similar que el de la simulación.

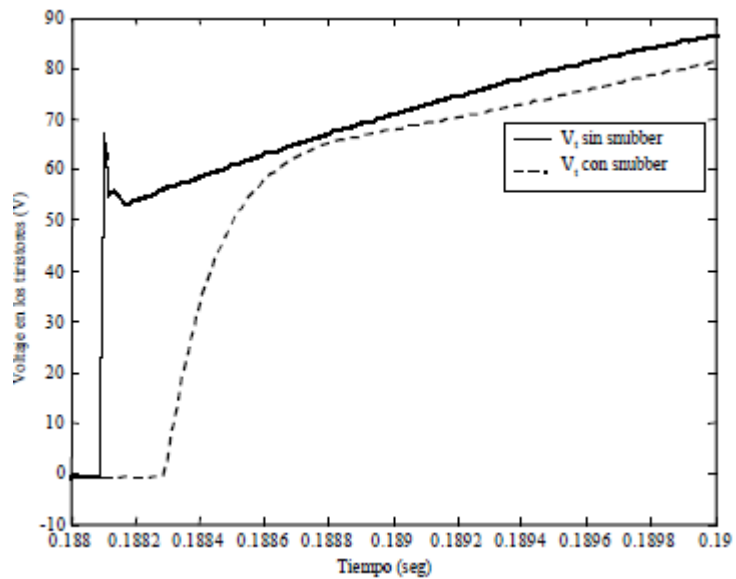


Figura 5-19. Voltaje en los tiristores al momento de la conmutación

5.1.2.2. SSSC: EFECTOS DE UN COMPENSADOR SERIE SINCRONO ESTÁTICO (SSSC) EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Este artículo científico, de la autoría de Alfonso Alzate, Carlos Andres Torres y Andres Escobar, pertenecientes al Grupo de Investigación de Electrónica de Potencia de la Universidad de Pereira, muestra los efectos de compensación de un SSSC instalado en un sistema de potencia para el estudio de estabilidad de la misma. El sistema es modelado y validado incluyendo el efecto del compensador serie, como también el de una máquina síncrona conectada a un barraje infinito, a través de una línea de transmisión.

Este artículo presenta el modelo utilizado para la simulación de un controlador SSSC, haciendo la comparación de los efectos en las líneas de transmisión con el controlador y sin el controlador.

Modelo con controlador sssc

Para obtener el modelo a simular de la línea con el controlador SSSC, los autores se basan en las consideraciones de un modelo no lineal y de otro obteniendo lo que se muestra en la figura 5.20 y 5.21:

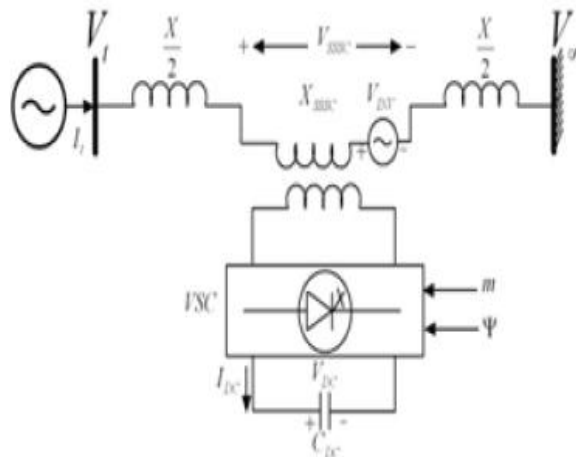


Figura 5-20. Máquina síncrona en un sistema de potencia de barraje infinito con un SSSC

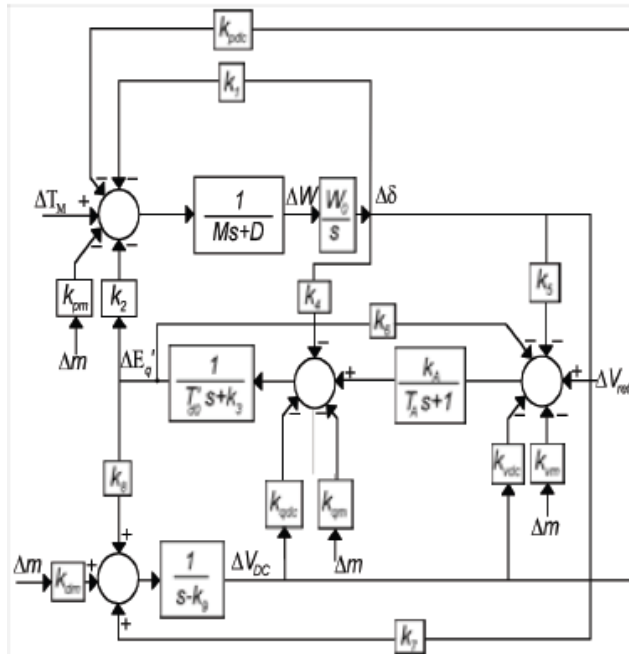


Figura 5-21. Modelo lineal de Heffron-Phillips para un sistema con SSSC

Simulación y análisis del sistema

Para la simulación del sistema se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Punto de Operación

$$P+jQ=0.6+j0.2 \quad V_t = 1 \angle 15^\circ$$

- Máquina Síncrona

$$R_s = 0 \quad X_d = 2.5 \quad X_q = 2.1 \quad X'_d = 0.39$$

$$T'_{d0} = 9.6 \quad H = 3.2 \quad D = 1 \quad W_0 = 377$$

- AVR

$$K_A = 400 \quad T_A = 0.2$$

- Línea de transmisión

$$R = 0 \quad X = 0.5$$

- SSSC

$$m = 0.00789 \quad k = \frac{2\sqrt{6}}{\pi} \quad X_{SSSC} = 1 \quad V_{DC0} = 1$$

$$C_{DC0} = 1$$

Inicialmente se tiene que a los 30 segundos se aplica una perturbación en la referencia de tensión al incrementarla de 1 a 1.05, tal y como se observa en la siguiente figura (figura 5.22):

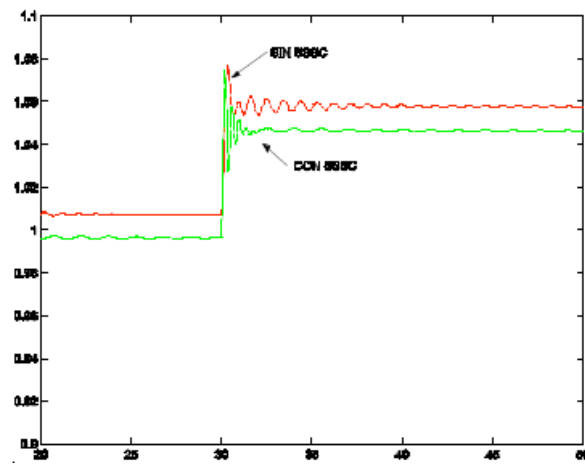


Figura 5-22. Respuesta de la tensión ante variación en la referencia con y sin SSSC, modelo lineal. Para el mismo caso, los autores realizan la simulación con el modelo no lineal, debido a que este muestra de manera más aproximada el comportamiento del sistema con y sin el controlador SSSC, como lo muestra la figura 5.23.

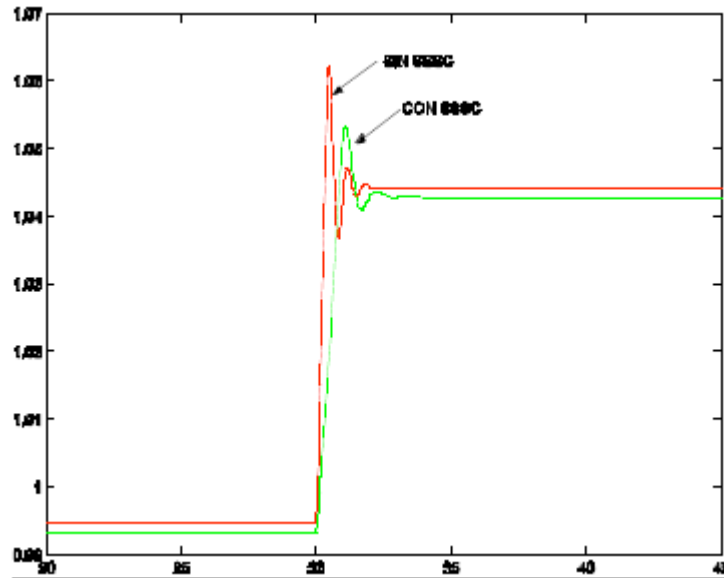


Figura 5-23. Respuesta de la tensión ante variación en la referencia con y sin controlador SSSC, modelo no lineal.

Posteriormente se introduce un fallo a los 30 segundos y de 1 segundo de duración, el cual se presenta como una variación del 200% en el comportamiento de la carga (figura 5.24). En esta situación se puede observar el efecto que tiene sobre la potencia activa el controlador SSSC. Solo se presenta el modelo no lineal debido a que este refleja de una mejor forma el efecto de las perturbaciones.

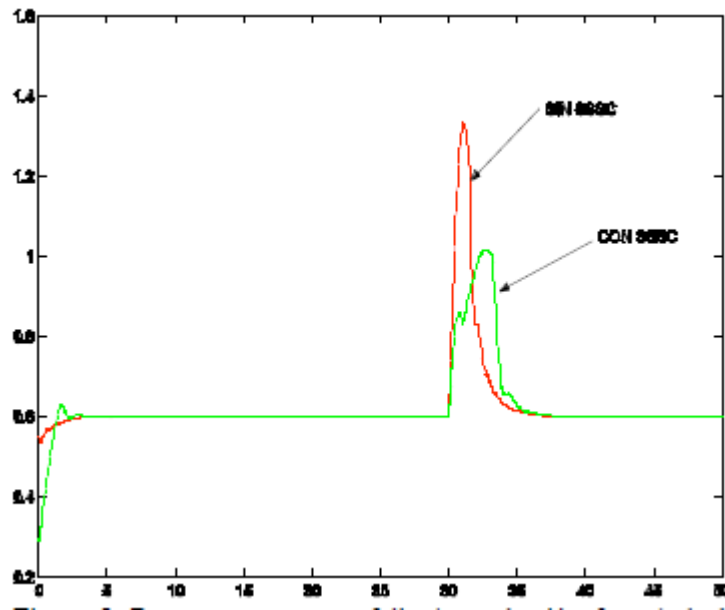


Figura 5-24. Respuesta ante una falla (perturbación fuerte) de la potencia activa con y sin controlador SSSC, modelo no lineal.

A partir de la figura anterior, se puede resaltar que el objetivo del compensador es ampliar los límites de estabilidad, ya que se afectan los valores del régimen permanente del sistema. En cada uno de los casos se puede observar que con el controlador SSSC los efectos producidos por las perturbaciones, son menores.

5.2. Compesador Estático de Reactivos (SVC) y Compensador Estático síncrono (STATCOM)

Los compensador estático de reactivos conectados en derivación (SVCs) son usados extensivamente para el control de la tensión AC en las redes de transmisión. Los equipos electrónicos de potencia, como es el reactor controlado por tiristor (TCR), y el capacitor conmutado por tiristor (TSC), han ganado un mercado significativo. Principalmente se debe a su bien comprobada robustez

para suministrar energía reactiva dinámica, con un tiempo de respuesta rápido y su bajo nivel de mantenimiento [1].

Con las tecnologías desarrolladas en los tiristores de apagado por compuerta de alta potencia, y el desarrollo de nuevas tecnologías de transistores (GTO, IGBT, entre otros). La segunda generación de equipos de electrónica de potencia, como es el caso del STATCOM, han mostrado una gran acogida para aplicaciones en sistemas de transmisión de potencia.

5.2.1. Descripción básica

Esta sección explicará brevemente la configuración básica de los compensadores SVCs y STATCOMs.

5.2.1.1. Static Var Compensator (SVC)

Los compensadores estáticos de reactivos controlados mediante tiristores son los pioneros de los actuales controladores FACTS. Desarrollados a principios de la década de los setenta para compensación de hornos de arco industriales fueron adaptados después para aplicaciones de transmisión. Un compensador estático de reactivos conectado en derivación está compuesto de bancos de capacitores y de reactores conmutados mediante tiristores como se muestra en la Figura 5.25. Con una apropiada coordinación de la conmutación de los capacitores y el control de los reactores, la salida en VAR puede ser variada continuamente entre los rangos capacitivo e inductivo del equipo. [2]

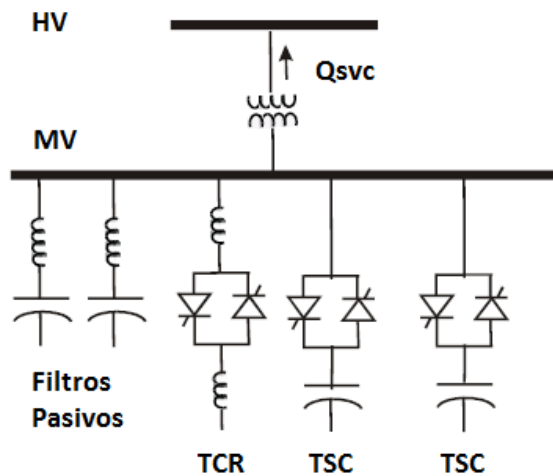


Figura 5-25 Diagrama esquemático de un SVC

El compensador estático de reactivos SVC normalmente incluye un Reactor Controlado por Tiristor (TCR), banco de Capacitores Conmutados por Tiristores (TSCs) y filtros pasivos para los armónicos. También puede incluir capacitores en derivación conmutados mecánicamente (MSCs), y de esta forma, para el sistema descrito, se puede emplear el término “sistema estático de reactivos”.

Para compensar los armónicos producidos por los TCR, los filtros de armónicos deben ser de tipo capacitivo a la frecuencia fundamental. El TCR es normalmente más grande que los bloques de TSC para que el control continuo se lleve a cabo. Otras posibilidades constitucionales del sistema, se basan en instalar capacitores fijos (FCs), y reactores conmutados por tiristores (TSRs).

Usualmente se utilizan transformadores, con el equipo compensador conectado a media tensión. El transformador tiene la misión de adaptar niveles de tensión, y gracias a su impedancia interna, separar eléctricamente el controlador de la red. El lado de tensión de transmisión (lado de alta del transformador) está conectado a la etapa de control, por lo tanto la magnitud de MVA_r son referidos al lado de transmisión.

El SVC puede ser optimizado para satisfacer la demanda requerida. Es decir, el SVC se comporta como una reactancia variable que se puede ajustar para inyectar cualquier valor de potencia reactiva; la cual puede ser simétrica o asimétrica con respecto a la potencia reactiva capacitiva e inductiva.

5.2.1.2. Compensador Estático Sincrónico (STATCOM)

El Convertidor Fuente de Tensión (VSC) es el elemento electrónico básico de un STATCOM, el cual convierte la tensión DC en una salida de tensión trifásica con amplitud, frecuencia y fase deseada. [1]. La figura 5.26 muestra el esquema de implementación más simple de un STATCOM

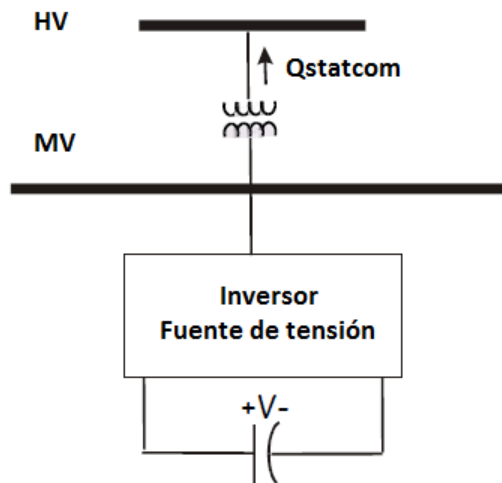


Figura 5-26 Diagrama esquemático de un STATCOM básico

Existen diferentes métodos para realizar un convertidor fuente de tensión para ser utilizados en aplicaciones de alta potencia. Los más utilizados, se basan en consideraciones de armónicos y pérdidas por conducción y conmutación, modulador por ancho de pulso (PWM) ó convertidores múltiples.

Al igual que en el SVC, el transformador tienen la misión de adaptar niveles de tensión y, gracias a su impedancia interna, de separar eléctricamente la tensión

del inversor de la de la red. El objetivo del STATCOM es suministrar o absorber potencia reactiva (Q) del sistema: el sistema de control del STATCOM ajusta en cada momento la tensión del inversor para que la corriente que se inyecta en la red esté en cuadratura respecto a la tensión de red, en estas condiciones $P = 0$ y $Q \neq 0$. Es importante resaltar que el STATCOM no dispone de elementos almacenadores de energía, por lo que aunque puede intercambiar Q con la red en régimen permanente, si se desprecian las pérdidas, el intercambio neto de energía tiene que ser cero ($P = 0$) [3].

El STATCOM puede suministrar compensación capacitiva e inductiva y es capaz de controlar su salida de corriente sobre un máximo rango (capacitivo o inductivo) independientemente del voltaje del sistema AC. Por el contrario el SVC al estar compuesto de capacitores y reactores, puede únicamente suministrar una corriente que disminuye paralelamente con el decrecimiento del voltaje del sistema que es determinado por la máxima admitancia capacitiva equivalente. El SVC no tiene forma de incrementar transitoriamente la generación de potencia reactiva (VARS) ya que la corriente capacitiva máxima que él puede absorber esta estrictamente determinada por el tamaño del capacitor y la magnitud del voltaje del sistema [2]. La capacidad transitoria disponible en el STATCOM depende en las características de los semiconductores de potencia usados y en la temperatura de juntura a la cual los dispositivos son operados, el potencial del STATCOM para producir una salida de corriente capacitiva alta con una tensión del sistema baja lo hace muy efectivo en el mejoramiento de la estabilidad transitoria [2].

5.2.2. Revisión bibliográfica de proyectos y trabajos desarrollados para SVC y STATCOM

Se han relacionado el SVC y el STATCOM por su similar utilidad para inyectar o absorber potencia reactiva de la red, y además por ser controladores de tipo de conexión en derivación.

Cabe mencionar que el principio de operación de todos los controladores en derivación es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión. Una impedancia variable conectada al voltaje de línea causa un flujo de corriente variable y de esta manera representa una inyección de corriente a la línea. Mientras que la corriente inyectada esté en cuadratura con el voltaje de línea, el controlador en derivación sólo aporta o consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa [4].

A continuación se presentará la recopilación bibliográfica relacionada con proyectos de SVC y STATCOM. Donde se describirá cada una de las referencias relacionadas, los alcances principales de cada trabajo, así como la tecnología y datos técnicos más relevantes.

5.2.2.1. Beneficios de los compensadores SVC y STATCOM para utilidad de aplicación eléctrica

Para hacer referencia a proyectos relacionados con SVC y STATCOM, se puede mencionar en primera instancia el artículo científico “*Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application*” publicado para la IEEE [1].

En éste documento se presenta y analiza el comportamiento de los SVCs y STATCOMs en un sistema eléctrico de potencia. El artículo está basado en el análisis de los resultados analíticos y de simulación. Los autores concluyen un instructivo que puede ser utilizado en la industria eléctrica de alta potencia.

Los autores, básicamente, presentan su trabajo en las siguientes secciones:

- Modelamiento: Donde se describen los modelos apropiados de estudio dinámico para los casos SVC y STATCOM
- Regulación de tensión: Se describe para la regulación de tensión para el caso de tensión inferior del valor nominal, para sobretensiones en el caso del SVC y del STATCOM
- Estabilidad de tensión en transitorios: Los autores analizan un sistema de potencia típico y examinan los transitorios de tensión para el caso del SVC y el STATCOM.
- Armónicos: Se analizan los armónicos generados para los casos de estudios presentados.
- Ciclo de vida y costos evaluados: Para esta sección se analizan diferentes casos en los que se justifica implementar sistemas SVC y STATCOM para aplicaciones eléctricas de alta potencia. Considerando, entre otras cosas, las pérdidas generadas.

Los autores, dentro de su conclusión principal, mencionan que al examinar los resultados de los sistemas eléctricos de potencia diseñados para los casos SVC y STATCOMs. Con base en los estudios de análisis y simulación que se presentan en su informe, se evidencia el impacto de los SVC y STATCOMs en los sistemas de potencia estudiados. Demostrando que ambos dispositivos mejoran notablemente el comportamiento transitorio de tensión en los sistemas de potencia.

Adicionalmente, se evidencia que a pesar de que el SVC y STATCOM operan en principios diferentes, su impacto en el aumento de la capacidad de transmisión de energía del sistema puede ser comparable. En concreto, respecto a la recuperación de la tensión se describen como "mejoradores", mostrando que el SVC, en desempeño, se comporta de manera similar relacionado con el

STATCOM. Otras cuestiones tales como las pérdidas, los armónicos, etc, deben ser examinados para cada escenario (donde se desee implementar un controlador FACTS), evaluando la inversión económica óptima que permita discriminar cuál de los dos sistemas se debe implementar.

5.2.2.2. Implementación de un SVC como un reemplazo rentable de la generación local con importación de energía

En 2002, ABB instaló un total de tres compensadores estáticos de reactivos (SVC) en la red eléctrica de transmisión nacional de Sonelgaz en Argelia, uno en la subestación Naama y dos en la subestación Bechar. Todos los tres compensadores constaban de las mismas características, $-10 / +40 \text{ MVar}$ a 220 kV .

En la red, hay 500 km , a 220 kV de una línea de transmisión aérea para la alimentación de una carga distante en las partes occidentales del país. Sustituyendo así las plantas locales de generación a diesel y de turbinas de gas que servía de alimentación para las cargas en Bechar desde el principio de los noventa hasta que fueron cerradas en el año 2002. Dos subestaciones de $220/60 \text{ kV}$, una a la mitad del recorrido de la línea (Naama) y la otra en la final (Bechar) fueron equipadas con compensadores SVC para llevar a cabo los siguientes fines:

- Entregar al sistema de transmisión de energía eléctrica la potencia reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión estable durante la operación normal diaria.
- Controlar la tensión dinámica durante la energización de la línea de 220 kV , así como mantener un voltaje estable en el sistema bajo diferentes condiciones de operación. En particular, para evitar el colapso de la tensión y la inestabilidad del sistema en condiciones de tensión transitoria y en

rápidos cambios operativos en el sistema. Las cargas instaladas en el sistema de 220 kV son del orden de 12 MVA en Naama y 35 MVA en Bechar.

En la subestación Naama, se instaló un SVC. En Bechar, fueron instalados dos idénticos SVCs conectados al mismo barraje de 220 kV. Ambos pueden operar con un controlador común, y también hacerlo de forma individual. En la figura 5.27 se puede apreciar la localización geográfica de las subestaciones instaladas.

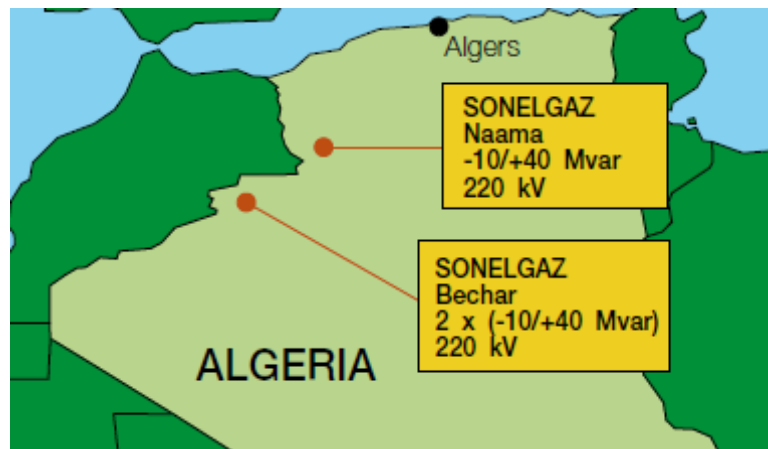


Figura 5-27. Localización geográfica de las subestaciones de Naama y Bechar en Algeria. [5]

Diseño del circuito principal

El diseño del circuito principal para los tres SVCs es idéntico, con un rango dinámico de 10 MVAR (inductivo) hasta 40 MVAR (capacitivo) a 220 kV. Este rango dinámico se logra por medio de un reactor controlado por tiristores (TCR) de magnitud en 25 MVAR, un condensador conmutado por tiristor (TSC) también de 25 MVAR, y un filtro de 5^o armónico de 15 MVAR. A través del control del ángulo de fase del TCR y la conmutación del TSC. De esta forma, los SVCs pueden ser controlados continuamente sobre su rango completo de potencia reactiva. La figura 5.28 representa el diagrama unifilar del dispositivo mencionado.

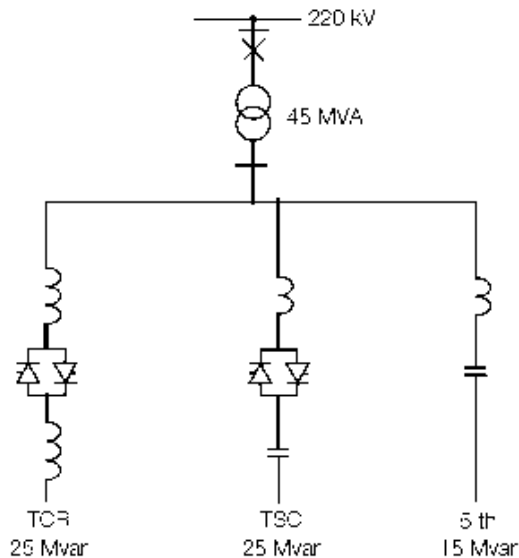


Figura 5-28. Diagrama unifilar de los SVCs implementados en las subestaciones de Naama y Bechar [5]

Sistema de control

El sistema de control del SVC se construye mediante la función computadora basada en microprocesadores que monitorea constantemente el estado de la salida de reactivos de SVC y el estado de los dispositivos de conmutación. En operación normal, el SVC es controlado por tensión. Para ello, el operador establece un nivel de tensión 220 kV en el barraje y el SVC genera suficiente potencia reactiva para mantener la tensión deseada. En Bechar, los dos SVC normalmente operan conjuntamente con un solo sistema de control. En este modo de funcionamiento, la configuración de la tensión de referencia de ambos SVC es la misma. Cada SVC puede funcionar de forma individual, así, como se ha indicado anteriormente. El sistema de control puede apreciarse en la figura 5.29.

Estrategias de sobre y baja tensión

En sobretensiones y baja tensión del sistema, el SVC opera de diferentes acciones:

Estrategia para controlar caídas de tensión

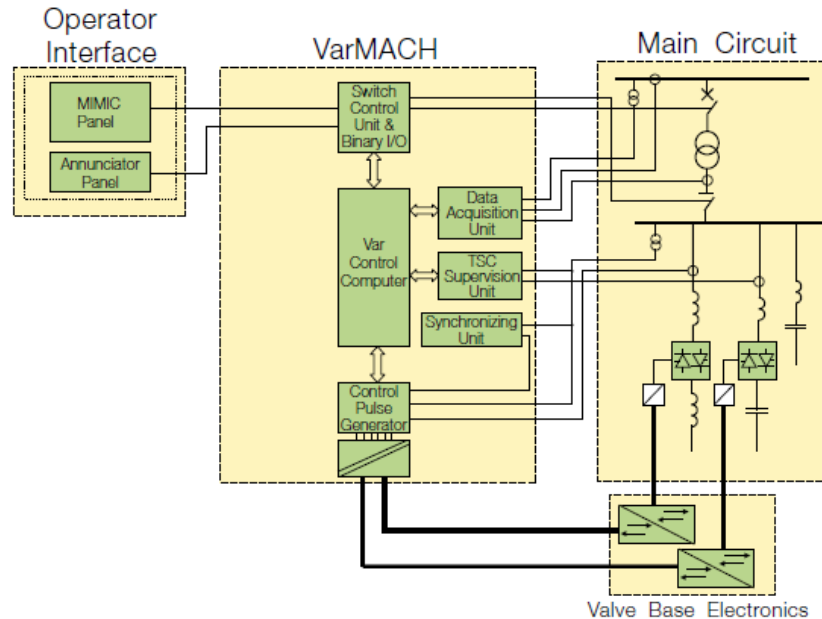


Figura 5-29. Esquemático del sistema de control de los SVCs

Si la tensión en el primario, debido a alguna falla en la línea de 220 kV, cae a un bajo valor, el control normal de tensión controlará el SVC a la capacidad máxima de salida para que se pueda soportar la tensión del sistema. Por su parte, cuando se trata de caídas de tensión relativamente altas, se aplica una estrategia especial de control de baja tensión: si la tensión del sistema cae por debajo del nivel ajustable 0,6 pu, el TSC es desconectado por el tiristor y el TCR es controlado para operar a conducción total.

Estrategia para controlar Sobretensiones

Las válvulas de TCR son diseñadas para controlar tensiones superiores a 1.3 pu de la tensión referida al primario (del transformador). Si la tensión excede éste valor, la válvula de TCR se controla para operar a plena conducción, y el TSC se

desconecta automáticamente. Si la tensión del primario está por debajo de 1.2 pu por más de un segundo, se inicia un disparo del SVC.

5.2.2.3. SVC para control dinámico de tensión y prevención de colapso de tensión en un sistema de transmisión de potencia de 115 kV

Desde 2009, NSTAR Electric & Gas Corporation ha estado operando un compensador estático de reactivo (SVC) en su sistema de transmisión de 115 kV en el bajo sur este de Massachusetts, alimentando el área de Cape Cod. El SVC con valores nominales de 115 kV, 0-225 MVar capacitivos durante 2 segundos y 0-112.5 MVar capacitivos para suplir tiempos largos, está ubicada en la subestación Hyannis, Massachusetts. Su propósito es suministrar tensión de acción rápida que soporte el sistema de transmisión de Cape Cod en caso de que las dos fuentes mayoritarias queden fuera de servicio por un evento inesperado. Si éste evento ocurre sin otra fuente de generación disponible, un colapso de tensión puede ocurrir, afectando el área de Cape Cod y posiblemente otros tramos del sistema de transmisión.

El SVC sensa degradaciones en la tensión y rápidamente inyecta 225 MVar de potencia reactiva por 2 segundos seguido de una fuente permanente de 112.5 MVar que logra estabilizar y controlar la tensión en el sistema de transmisión. El sistema está completamente automatizado para activar e inyectar potencia reactiva cuando la tensión del sistema de transmisión cae en un valor de configuración (set point) determinado, para mantener un rango de tensión especificado, y luego automáticamente regresar al modo de espera.

Requerimientos del sistema para el SVC

La contingencia crítica que el sistema de transmisión debe resistir es la pérdida de las dos líneas de servicio de 345 kV del área de Cape Cod. Una gran parte de la carga se debe a los motores de los aires acondicionados y otros equipos

accionados por motores. Como consecuencia de disponer carga de gran capacidad, hasta que sea remediada una falla, la tensión no podrá regresar a su valor nominal. La meta principal del SVC es ayudar a re-acelerar la carga de los motores después de una falla en la red. Como consecuencia de la contingencia, la tensión de los 115 kV debe recuperar el 90 % de su valor nominal en menos de 1 segundo después de despejada la falla, y el 95 % de su valor nominal en 3 segundos. Entonces, el sistema SVC fue diseñado para cumplir con estos requerimientos.

El SVC operará en muchas condiciones anormales del sistema, no necesariamente para proveer tensión de soporte. Su sistema de control está configurado de manera que su capacidad total esté disponible para suministrar tensión durante muchas contingencias del sistema. En consecuencia, el sistema de control del SVC está configurado para operar el SVC de su modo de espera cuando la tensión del barraje de sistema de transmisión de 115 kV está por debajo del nivel pre configurado entre 0.88 y 0.98 p.u., el cual es definido por el operador.

Diseño principal del SVC

El SVC se constituye de un reactor controlado por tiristor (TCR) con capacidad de 112.5 MVar, y dos capacitores conmutados por tiristor (TSCs), cada uno con capacidad de 112.5 MVar. El SVC normalmente sólo se ejecuta en modo capacitivo. No obstante, el diseño también permite por un corto tiempo inyectar carga inductiva de 112.5 MVar, típicamente por 3 segundos, para así mitigar condiciones de posible sobretensión en la red. El diagrama unifilar del sistema SVC puede apreciarse en la imagen a continuación (Figura 5.30).

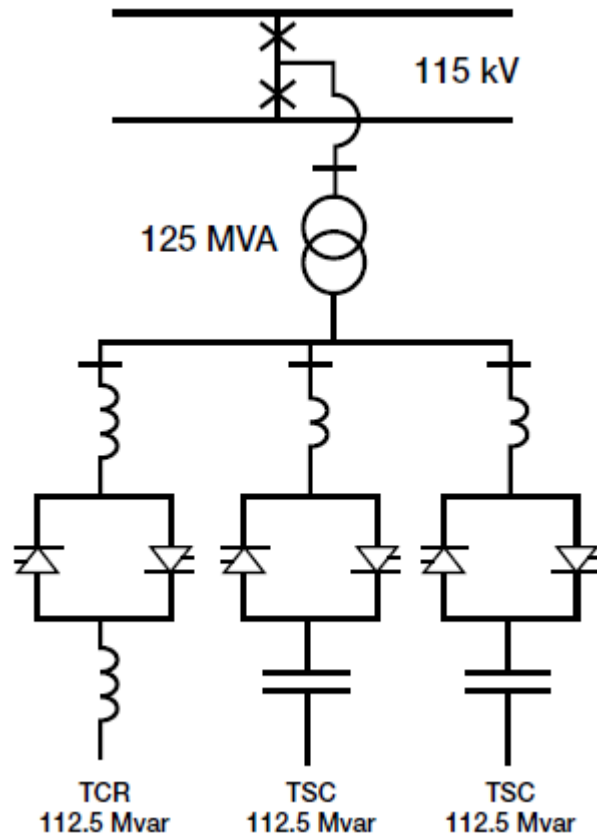


Figura 5-30. Diagrama unifilar del SVC implementado para NSTAR por ABB

El diseño no consta de filtros. Esto se debe a que ninguno de los ramales está en operación cuando está el SVC en modo de espera (la salida es 0 MVar), la cual es la condición en que permanece el SVC la mayoría del tiempo. Gracias a ello, las pérdidas totales del sistema son bajas.

En condición de operación 0 MVar, el SVC no genera armónicos, debido a que el TCR y los TSCs se encuentran bloqueados. En el momento en que se activa la operación de SVC, los TCR generan armónicos y los ramales TSCs operan como filtros para los armónicos.

Válvulas de tiristores

Cada válvula de tiristor trifásico está constituida de tres unidades monofásicas con PCTs (Tiristores de control de fase) de 4" agrupados verticalmente en una conexión antiparalelo por fase.

Los tiristores son de refrigeración líquida, utilizan una mezcla de glicol y agua di-ionizada como refrigerante que tiene baja conductividad. Además, disipadores de calor de aleación de Aluminio, Niquel-Plata. Lo cual garantiza una refrigeración bilateral de los tiristores. Por su parte, son instalados disipadores de calor tipo turbina los cuales accionan automáticamente cuando el nivel de temperatura excede el nivel establecido.

Sistema de control

El SVC es controlado por microprocesadores, basado en el concepto ABB MACH 2, construido alrededor de una PC industrial con circuitos embebidos y racks de entrada y salida conectados vía buses de campo estándar. La tensión dedicada, y los transformadores de corriente suministran el sistema de control con la información de los parámetros de la red, empleado en el control del SVC.

El sistema de control ofrece las facilidades para el control de SVC ya sea desde la estación de trabajo del operador (OWS), en la sala de control SVC, o de forma remota desde un centro de expedición a través de una Unidad Terminal Remota (RTU) / SCADA.

El modo normal de operación es de control automático de tensión. El sistema de control de tensión es simétrico trifásico, con un lazo cerrado de control para la tensión de fase en secuencia positiva en el barraje de 115 kV.

Estrategia para controlar caídas de tensión

Cuando la tensión del sistema cae por debajo de un rango ajustable entre 0.3 p.u y 0.7 p.u. (nivel pre establecido por el operador), el SVC se regula a una salida de

0 MVAR bloqueando el TCR y las válvulas TSCs. Esta estrategia garantiza que el SVC permanece en línea y puede soportar la tensión hasta que la falla en la red sea despejada.

Estrategia para el control de sobretensión

La válvula de TCR es completamente controlable para tensiones en el primario superior a 1.3 p.u. Para tensiones en el primario debajo de 1.3 p.u., se ejecuta un disparo de protección en la válvula. Si la tensión en el primario permanece por encima de 1.3 p.u. por más de 1.0 segundo, el SVC se dispara. Para tensiones en el primario entre 1.15 y 1.3 p.u., el TCR conduce plenamente durante 3 segundos.

Modo de auto prueba del SVC

Para valores normales de tensión del sistema, el SVC se encuentra en modo de espera, con las válvulas de TCR y TSC bloqueados. Permaneciendo en modo de espera, el modo de auto prueba del SVC se ejecuta para asegurar que el SVC esté listo para operar cuando sea necesario. El modo de auto prueba se activa una vez por semana y se inicia siguiendo la secuencia automática de operación:

- Operación del SVC a 0 MVAR con el TCR y un TSC activos por un minuto.
- Se conmuta el otro TCS y es opera durante otro minuto.

5.2.2.4. SVC: Compensación estática de reactivos: Subestación Chinú 500 kV

El proyecto “Compensación estática de reactivos” realizado por Luis Alfonso Giraldo Velasquez para Ingeniería Especializada S.A en Medellín, Colombia, comprende el estudio de la compensación estática de reactivos por medio de un SVC, sus elementos constitutivos y características de operación en la Subestación Chinú a 500 kV en Colombia.

La implementación de un controlador SVC en Colombia, nace de la necesidad de reforzar la transmisión de energía hacia la Costa Atlántica con el fin de incrementar la capacidad de transporte de potencia en los circuitos de 500 kV, proveer un soporte de tensión ante contingencias y poder manejar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia por las líneas que interconectan el centro del país con la Costa Atlántica.

A partir de los estudios realizados sobre la compensación estática, ISA instaló en la subestación Chinú el proyecto denominado “Proyecto Compensación estática Chinú 00 kV + 250, - 150 MVAR” el cual comenzó a funcionar a finales de 1999.

Descripción básica

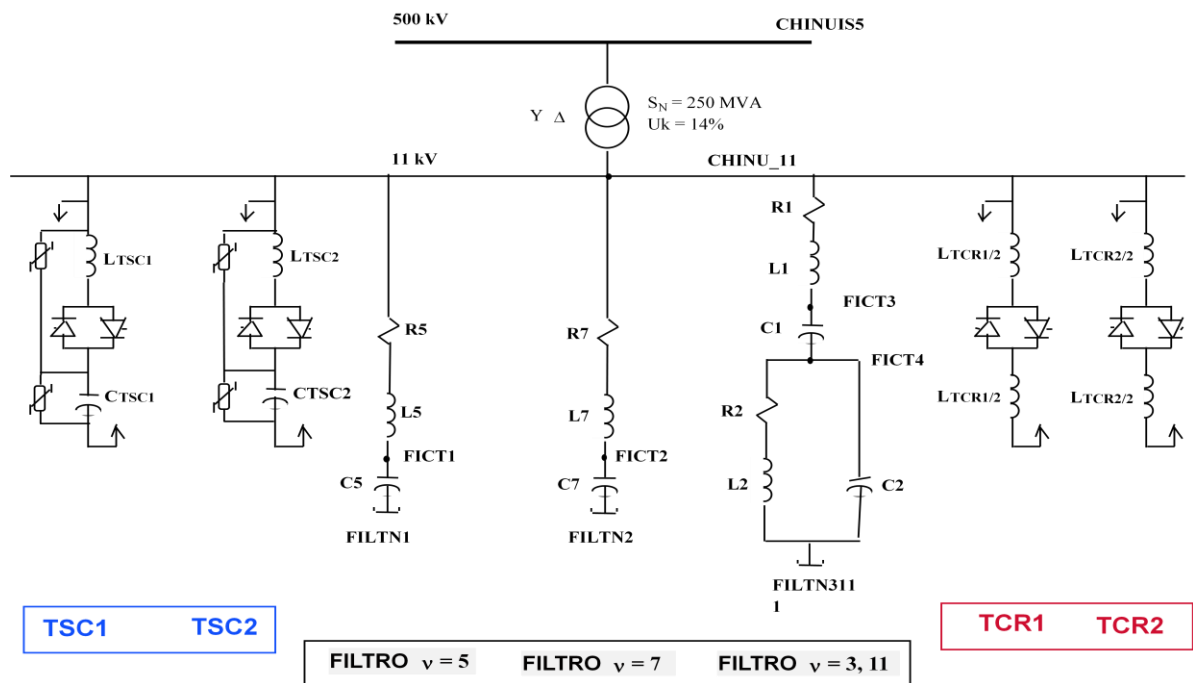
El SVC consta de dos bancos de condensadores conmutados por tiristores (TSCs), dos bancos de reactores controlados por tiristores (TCRs). Los bancos de condensadores conmutados por tiristores proveen el soporte de tensión después de grandes perturbaciones, amortiguan las oscilaciones de potencia, controlan la tensión y balancean la carga. Los bancos de reactores controlados por tiristores esbilizan la tensión y reducen las sobretensiones temporales, mejoran la estabilidad en el sistema, amortiguan las oscilaciones de potencia y balancean la carga. Además, consta de tres bancos de filtros sintonizados al 5^o, 7^o y uno con doble sintonía 3^o y 11^o armónico, que están conectados a un barraje de media tensión 11 kV, el cual está enlazado al sistema de 500 kV mediante un banco de transformadores de acople⁵.

Diagrama unifilar

La siguiente figura (figura 5.31), representa el diagrama unifilar del SVC aplicado a la Subestación Chinú de 500 kV. En este diagrama, se observan los dos bancos

⁵ Agudelo, L., Ochoa L. Identificación de las ventajas, las desventajas y las características de los sistemas de transmisión flexible (facts).

de condensadores conmutados por tiristores a la izquierda (TSC1 y TSC2) y los dos bancos de reactores conmutados por tiristores a la derecha (TCR1 y TCR2). También se observan los tres bancos de filtros en el centro.



5-31. Diagrama unifilar SVC subestación Chinú 500 kV

En el diagrama unifilar, se pueden observar todos los elementos de potencia necesarios para la implementación del SVC.

- Transformador inductivo de potencial en 500 kV
- Transformador de potencia
 - Conexión, Saturación y Reactancia
- Elementos a 11 kV
 - Condensador de choque
 - Pararrayos
 - TCR: Conexión, Reactores, Tiristores, protecciones

- TSC: Conexión, Reactores, condensadores, divisor resistivo, pararrayos, Tiristores, protecciones
- Filtros: 5 - 7 - 3 & 11

Ajustes del SVC

Los parámetros de ajuste para la operación del SVC en esta aplicación, se establecieron de la siguiente manera:

- Ajuste de Susceptancia fija.
 - Operación manual del SVC.
 - Pasos de 5 MVAR, entre Qmin y Qmax.
 - Valor inicial 0 MVAR
- Ajuste de Voltaje.
 - Pasos 1 kV, entre 0.95 pu (475 kV) y 1.05 pu (525 kV).
- Ajuste de Pendiente.
 - Característica ajustable entre 0% y 10%.
 - Ajuste básico 2%.
- Ajuste de Potencia reactiva
 - Ajuste básico ± 30 MVAR.

Modos de control

El SVC puede controlar los parámetros en modo manual o automático.

- **Modo de Susceptancia fija**
 - FSM, operación en manual

- **Modo de Control Automático**
 - Control de Voltaje (VCM)
 - Control Q (QCM)
 - Control límite de Salida (OLC)
 - Control de Estabilidad y ganancia (SGC)

Modo FSM

- Es independiente de la tensión o potencia reactiva del Sistema.
- Posee un control limitador de tensión lento el cual condiciona la salida de potencia reactiva para cuando la tensión está por fuera del rango 0.95 pu - 1.05 pu.
- El control actualiza automáticamente los límites cuando se tiene modo degradado del SVC.
- Este modo es usado para propósitos de prueba, mantenimiento y comisionamiento.

Modo VCM

- Regula Tensión en forma rápida y precisa.
- Regulador PI, La componente proporcional (P) facilita una respuesta rápida, y la componente Integral (I), garantiza una respuesta estable y precisa.
- La ganancia es ajustable con tiempos de respuesta <30 ms dentro de un rango de niveles de corto circuito del Sistema.
- La ganancia es calculada automáticamente por los controles de estabilidad y ganancia.
- Los cambios de manual a automático y viceversa son con transición suave.

Modo QCM

- Banda preestablecida de ± 30 MVar.
- Maximización de reserva de potencia reactiva para margen de regulación dinámica.
- El Q control puede ser activado modo local o remoto y sólo cuando está en modo VCM.

Modo OLC

- Evita en condición estacionaria la operación del SVC en el límite capacitivo.
- La función de control puede activarse en modo local o remoto y puede ser inhibida en modo manual de operación.

Modo SGC

- Estabilidad:
 - Oscilaciones electromecánicas entre 0.1 Hz y 2 Hz.
 - Ganancia ajustable hasta que se alcance una condición estacionaria
- Ganancia:
 - Cálculo del $\Delta V_{act} / \Delta Q_{svc}$, nivel de cortocircuito. Valores pequeños, indica alto nivel de corto circuito, alta ganancia y viceversa.
 - Calcula cada 10 min, después de un cambio en ganancia, conmutación o energización.

Características de operación

Se entiende que el compensador estático debe mantener la tensión constante en el punto de conexión al sistema de acuerdo con la característica propuesta, siempre y cuando la tensión equivalente del sistema no varíe más de:

$$V_C < V_S < V_L$$

Es decir,

$$(V - \Delta V_C) < V_S < (V + \Delta V_L)$$

Para el caso de demanda media del año 1998, se tiene que la reactancia del sistema es:

$$X_S = 72,41 \Omega = 0,02896 \text{ p.u. } (Z_{\text{BASE}} = 2500\Omega)$$

El compensador será capaz de mantener la tensión nominal si la tensión del sistema se mantiene en el siguiente rango:

$$266672 < V_{S,\phi} < 300970 \text{ V} \quad \text{ó} \quad 461890 < V_{S-LL} < 521297 \text{ V}$$

La tensión del sistema puede decrecer un 7,62% o aumentar un 4,26% para que el compensador mantenga la tensión V_S en el punto de conexión⁶.

Con el fin de describir completamente el comportamiento del compensador se hallan las capacidades en los distintos puntos de trabajo, teniendo en cuenta que el compensador tiene control sobre un rango operativo continuo, limitado por:

$$Q_{\text{CMIN}} < Q < Q_{\text{LMAX}}$$

$$Q_{C_{\text{min}}} = +277 \text{ Mvar}$$

$$Q_{L_{\text{max}}} = -158,95 \text{ Mvar}$$

⁶ Giraldo L., Compensación estática de reactivos. Ingeniería especializada, Medellín - Colombia

5.2.2.5. Aplicación de un STATCOM en la subestación Velco – Essex

El 1 de mayo de 2001, la Compañía de Energía Eléctrica de Vermont, Inc., (Velco™) colocó en línea un sistema STATCOM de 133 / 41 MVA, a 115 kV en la subestación de Essex, la cual se encuentra cerca de Burlington, Vermont. El STATCOM, fue instalado para proporcionar apoyo dinámico del voltaje y la compensación reactiva en el sistema de transmisión de Velco™. La instalación fue parte de uno de los proyectos de red de transporte de energía más importante, en la que participan también la reconfiguración de la Subestación de 115 kV Essex. En el artículo desarrollado por Mitsubishi Electric Power Products Inc.[1] Se presenta una visión general del proyecto “Sistema STATCOM” de la subestación Velco™ Essex, y adicionalmente se trata la discusión sobre las necesidades de energía del sistema asociado con la aplicación, así como una descripción del diseño del sistema STATCOM.

El principal dispositivo semiconductor de potencia incorporado en el diseño del convertidor es un tiristor de apagado por compuerta (GTO) de 6 pulgadas, con operación de 6 kV y 6 kA. Estos dispositivos están dispuestos en cada módulo, formando un circuito inversor de 3 niveles, lo que reduce la corriente armónica en comparación con un diseño de 2 niveles. El control del inversor se consigue con un PWM de 5 pulsos (Pulse Width Modulation), que disminuye aún más los armónicos en comparación con el de 3 pulsos o un pulso de control PWM. Debido a estas dos características antes mencionadas, sólo se requiere un pequeño filtro de pasa alto de armónicos en el lado de CA (5 a 3,2 kV MVar para cada uno de los grupos de STATCOM). Una característica clave del inversor es que la energía del circuito amortiguador (snubber) se regenera para los condensadores de CC en el circuito inversor, siendo una operación de menor pérdida de energía.

Los condensadores de derivación de 24 MVar se conectan directamente en el nivel de 115 kV. Cada grupo STATCOM basado en GTOs y cada banco de

condensadores en derivación se suministran a un barraje de 115 kV a través de interruptores de circuito de gas a 115 kV SF-6 (GCB's). Un interruptor de desconexión principal está previsto para conectar el sistema todo el STATCOM al barraje de 115 kV de la subestación tipo anillo.

5.2.2.6. Implementación de un STATCOM para reemplazar un crítico sistema de generación urbana para el control y la estabilidad de la tensión

Desde 2005, Energía de Austin™, la empresa de servicio público de Austin, Texas y sus áreas metropolitanas, han estado operando un STATCOM en su sistema de potencia de 138 kV. La capacidad del STATCOM es de 80 MVar inductivos hasta 110 MVar capacitivos, reemplazando la planta de generación de potencia a gas ubicada cerca del centro de Austin, la cual fue construida en la década de 1960. Debido al tiempo de la planta y uso reducido, la disponibilidad de sistemas de generación más rentables, y preocupados por los constantes comentarios de los residentes circundantes respecto al ruido, así como otros factores ambientales, Austin decidió clausurar la planta.

El retiro de la planta de energía sin contar con una fuente fiable de potencia reactiva dinámica sería perjudicial para la estabilidad de la tensión del sistema de transmisión. Debido a la abundancia de cargas sensibles y de alta tecnología en toda la región, una respuesta rápida para ayudar a recuperar los huecos (sags) de tensión se convirtió en una necesidad para Austin Energy. La implementación de tecnología de un sistema flexible de transmisión en corriente alterna (FACTS) fue considerada como una posible solución. Para proveer la estabilidad de tensión y potencia reactiva que serían pérdidas por la clausura de la planta de generación, Austin Power inició un estudio para determinar el tamaño, el tipo, la ubicación y la conexión de tensión de la solución FACTS. El espacio disponible era escaso y el ambiente ruidoso era una preocupación mayor. Además, algunas de las preocupaciones existentes estaban relacionadas con los campos magnéticos que inducen en las barras de refuerzo y en un tanque de aceite debajo del sitio. Por estas razones, la posibilidad de implementar un SVC fue descartada y al instante se recomendó la instalación de un STATCOM en el barraje de 138 kV, junto con tres bancos de capacitores conmutados mecánicamente (MSCs) de 31 MVar controlados por el STATCOM. Austin seleccionó entonces un STATCOM de

ABB™ conocido como SVC Light®, el cual utiliza como semiconductor de potencia el transistor bipolar de compuerta aislada (IGBT).

Para ahorrar espacio y para abordar los problemas de ruido ambiental, el sistema STATCOM por completo, a excepción de los transformadores reductores, se encuentra en un edificio de dos pisos. Además, debido a los requisitos de evaluación de ruido acústico, los reactores de fase y filtros de armónicos están encerrados en un compartimiento y los transformadores reductores se encuentran equipados con ligeras paredes de aislamiento acústico.

Un simplificado esquema unifilar de STATCOM incluyendo los transformadores reductores y los tres MSC de 138 kV se muestra en la figura 5.32. El STATCOM se basa de un convertidor de fuente de tensión (VSC), que intrínsecamente opera de forma simétrica. La capacidad estimada es +/- 95 MVar, y tiene 15 MVar para filtro de armónicos. En total, el sistema tiene un rango de operación de 80 MVar de potencia reactiva inductiva hasta 110 MVar potencia reactiva capacitiva. Un par de reactores (por fase) que conectan el STATCOM a los transformadores también hacen parte del esquema ilustrado. Además, los tres MSCs de 138 kV, cada uno con capacidad de 31,2 MVar, están disponibles para proporcionar el equilibrio de potencia reactiva cuando la red lo requiera. Esto resulta en un rango de potencia reactiva total para el sistema STATCOM de 80 MVar inductivo hasta 200 MVar capacitivo. La capacidad dinámica es el doble de la capacidad del VSC de 95 MVA, es decir 190 MVar.

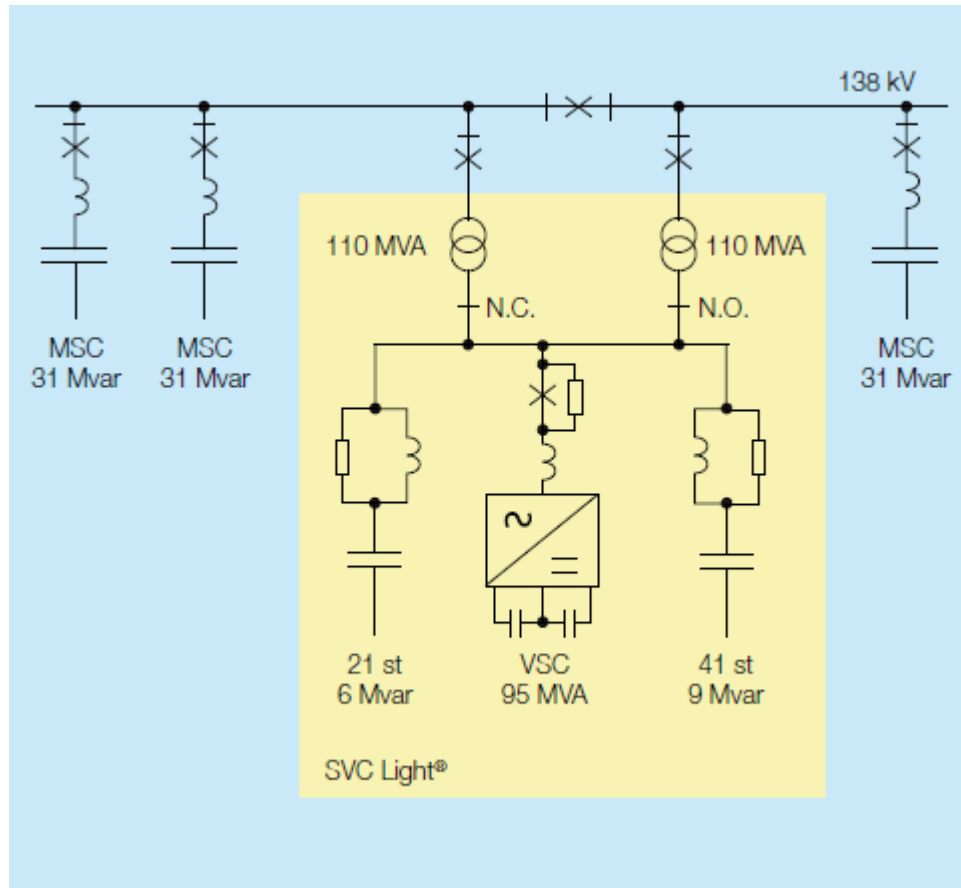


Figura 5-32. Diagrama unifilar, STATCOM y MSC

Como se indicó anteriormente, el VSC es intrínsecamente simétrico en su rango de operación de corriente. Esto es particularmente beneficioso en un sistema de este tipo, ya que permite que el sistema sea optimizado para una rápida respuesta tanto en los modos de inductiva (es decir, la supresión de sobretensión) y la capacitiva (es decir, bajo voltaje de apoyo) minimizando las pérdidas. Los filtros pasivos proporcionan filtrado de armónicos de las frecuencias más altas de armónicas generada por el convertidor, y ligeramente compensar el STATCOM en el rango capacitivo. Además, el control de dispositivos externos tales como los bancos de condensadores conmutados mecánicamente y los cambiadores de tap, se pueden incorporar en el sistema de control. Específicamente para el STATCOM, el control consta de un cambiador de taps en línea (OLTC), tres MSC de 138 kV y 31,2 MVAR y un ya existente MSC de 69 kV, 31,2 MVAR que han sido incorporados en el sistema de control. Si es necesario en proyectos futuros, los

controladores serán capaces de controlar más OLTCs y bancos de condensadores en derivación que los que actualmente son controlados por el STATCOM.

Un aspecto interesante de este sistema es que todo el circuito tensión del secundario (de 32 kV) se coloca en el interior. Los convertidores IGBT siempre están en el interior, con un equipo de aislamiento de aire, pero en esta instalación de los reactores de fase y los filtros pasivos de armónicos también están encerrados (ver figura 5.33). La principal razón para encerrar estos elementos consiste en proporcionar pruebas de detección electromagnética y acústica. Por otra parte, el recinto también fue construido para cumplir con estrictos requisitos a prueba de plagas.

Estrategia de operación

El STATCOM utiliza el sistema de control MACH 2, una plataforma de control común utilizada para todos los controladores FACTS y proyectos HVDC de ABB. La plataforma del MACH 2 se ha optimizado en su robustez bajo las condiciones de perturbación en la red, y está diseñado para ser fácil de usar y fácil para facilitar el control coordinado de muchos elementos.

Para la aplicación en estudio, el controlador MACH 2 está configurado para cambiar automáticamente los tres MSC de 138 kV, según sea necesario. Esta estrategia de operación obliga a los bancos de capacitores fijos ser el mayor productor de soporte de potencia reactiva en condiciones que varían lentamente en el sistema. Esto deja el STATCOM dispuestos a responder rápidamente a las perturbaciones del sistema de potencia mediante el soporte dinámico de potencia reactiva. Esto se aplica tanto a la supresión de sobretensiones y compensación de baja tensión.

El controlador MACH 2 también conmuta un banco fijo de capacitores de 69 kV, y la posición del cambiador de taps del autotransformador de 138/69 kV. Estos mecanismos de control de tensión son más lentos que los controles de conmutación de los bancos de capacitores de 138 kV y están diseñadas tanto para mejorar el perfil de lento de tensión para el sistema de 69 kV y así minimizar el flujo de potencia reactiva a través de la auto-transformador.



Figura 5-33. Fotografía de las válvulas de IGBT. Fuente: “STATCOM replaces critical urban generation for voltage control and stability”, ABB AB FACTS. June 2010.

El STATCOM es capaz de operar de forma continua cuando existe una caída de tensión en el sistema, sin embargo la capacidad de potencia reactiva decrece linealmente con la tensión. En condiciones de caída de tensión, el STATCOM suministrará corriente constante. En caída tensión extrema de “hasta 0,4 p.u.” la operación se puede mantener siempre y cuando el suministro de la estación de energía auxiliar se mantenga en la tensión nominal. Por cerca de las fallas del sistema de potencia (con tensión de barra de 138 kV cayendo gravemente) con

una duración de hasta 100 milisegundos, y la subsiguiente post-falla de tensión de secuencia de recuperación, el STATCOM puede operar sin restricción.

Para sobretensiones sistema de transmisión, el STATCOM proporcionará energía reactiva inductiva. Para sobretensiones dinámicas hasta 1,3 p.u., el STATCOM es capaz de operar temporalmente en su límite inductivo.

5.3. Conclusiones

En los TCSC cuando se incluye la resistencia asociada al reactor del dispositivo, aumenta el amortiguamiento del sistema, debido a que recorre el valor en el que se presenta el ángulo de resonancia, aumentando así la región capacitiva del dispositivo,

En los TCSC, al insertar una red snubber que tiene como resultado cambios en las señales del sistema, se presenta una disminución de la pendiente del voltaje en los tiristores al momento del apagado. Esto evita el falso disparo de los elementos semiconductores de potencia y así se mantiene el control del sistema.

Al analizar el TCSC dividido en módulos, se obtiene un control más fino de la reactancia a frecuencia fundamental del dispositivo, esto es relevante en situaciones en las que necesita regularse con precisión el flujo de potencia a través de una línea de transmisión.

En los SSSC al mejorar la capacidad de transmisión, se mejoran los márgenes de estabilidad.

Debido al efecto amortiguador en los SSSC sobre los valores de tensión y potencia en un sistema eléctrico, se mejora la respuesta ante variaciones en los parámetros de referencia

El SSSC ante pequeñas perturbaciones reduce oscilaciones en el sistema y ante grandes oscilaciones, el efecto de este controlador resulta ventajoso debido a que reduce los efectos de falla haciéndolos menos severos en el sistema.

El sistema de Compensación Estática (SVC) reacciona rápidamente, proporcionando la energía reactiva requerida para controlar las variaciones dinámicas de tensión, en diferentes condiciones del sistema y así, mejorando el rendimiento del sistema eléctrico de generación y transporte.

La instalación de equipos SVC en uno o más puntos seleccionados de la red, puede aumentar la capacidad de transporte y reducir las pérdidas, a la vez que mantiene unos niveles estables de tensión en las distintas situaciones de la red.

Adicionalmente, el SVC puede reducir las oscilaciones de potencia activa por medio de la modulación de la amplitud de la tensión

El STATCOM (STATic COMpensator) tiene una característica similar al condensador síncrono, pero al ser un equipo electrónico no tiene inercia y supera al condensador síncrono en varios aspectos, tales como mejor comportamiento dinámico y menores costos de inversión, operativos y de mantenimiento. El STATCOM está indicado cuando lo requiere el rendimiento técnico de una aplicación determinada. Sin embargo, la utilización de tiristores con posibilidad de apagado (GTO o IGCT), que es frecuente en la industria, no permite obtener todo el potencial del concepto STATCOM.

Dentro del entorno Colombiano, se manifiestan los requisitos de expansión de la red interconectada con el fin de respaldar los crecimientos de la demanda, mantener la estabilidad de tensión, aumentar la estabilidad transitoria y por otro lado, las restricciones para la construcción de nuevas líneas de transmisión y centros de generación, llevaran a las empresas de energía Colombianas a la aplicación de compensadores controlables de VARs.

6. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS FACTS POR TIPO DE CONEXIÓN Y POR GENERACIÓN

6.1. Comparación de tecnologías FACTS por el tipo de conexión

En el capítulo anterior se describieron proyectos relacionados con la clasificación de los controladores FACTS por tipo de conexión. Donde se analizaron, en su orden, TCSC y SSSC como controladores de conexión serie. Para definir los controladores en conexión por derivación, se presentaron proyectos relacionados con SVC y STATCOM.

En las secciones siguientes se describirán, de manera general las comparaciones principales para cada controlador por su tipo de conexión.

6.1.1. Comparación entre proyectos de TCSC y SSSC (conexión serie)

TCSC y SSSC son de generación diferente, es decir, su elemento electrónico principal difiere, sin embargo, poseen el mismo tipo de conexión, conexión serie.

Los TCSC está basado en tiristores sin capacidad de apagado y las SSSC operan como un generador estático síncrono. Los TCSC son compensadores de reactivos pero no son capaces de intercambiar potencia activa con el sistema. En cambio, los SSSC al funcionar como una máquina síncrona, tienen la capacidad para intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema, además de generar o absorber de forma automática la potencia reactiva intercambiada, teniendo como consecuencia compensación reactiva sin capacitores o reactores de C.A. Sin embargo, la potencia activa intercambiada se debe suministrar o absorber a través del sistema de C.A.

Podemos deducir del proyecto “Diseño e implementación en laboratorio de un dispositivo TCSC”, que el efecto que tiene el reactor en el sistema de transmisión es que aumenta el amortiguamiento del sistema, aumentando así la región capacitiva del dispositivo, lo que resulta ventajoso pero también de mucho cuidado, en relación a las pérdidas eléctricas. Del proyecto “Efectos de un compensador serie síncrono estático (SSSC) en un sistema de potencia” también se presenta un efecto amortiguador sobre las oscilaciones de tensión y potencia presentes en un sistema eléctrico.

El SSSC mejora la capacidad de transmisión en un sistema de potencia, y de esta forma mejora también los márgenes de estabilidad en el sistema. EL TCSC con red snubber, se evidencia una disminución de la razón de cambio del voltaje en los tiristores con respecto al tiempo, así pueden evitarse falsos disparos y conservar el control del circuito.

Aun cuando se presenten grandes perturbaciones en el sistema, el efecto del SSSC es benéfico, ya que los efectos de falla son menos severo que con otro tipo de controladores como en el caso de los TCSC, esto garantiza estabilidad en el sistema.

6.1.2. Controladores FACTS en derivación

Al igual que como sucede con el controlador serie, el controlador en derivación puede consistir de una impedancia variable, fuente variable o una combinación de ambas. Como se mencionó en el capítulo anterior, el principio de operación de todos los controladores en derivación es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión [1].

Una impedancia variable conectada al voltaje de línea causa un flujo de corriente variable y de esta manera representa una inyección de corriente a la línea.

Mientras que la corriente inyectada esté en cuadratura con el voltaje de línea, el controlador en derivación sólo aporta o consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa [1].

En el capítulo anterior, se presentaron proyectos relacionados con SVC y STATCOM. Por lo cual, el alcance de esta sección es poder establecer una comparación principalmente de las características operacionales de los controladores FACTS clasificados por su tipo de conexión en derivación.

En régimen permanente, la utilidad que presentan el SVC y el STATCOM es de características similares. Ambos sistemas fundamentan su operación en la medida de la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva de la red [2]. Sin embargo, se pueden resaltar las diferencias principales entre ambos dispositivos así:

- El SVC se comporta como un conjunto de elementos pasivos regulables (condensadores y bobinas) conectados a la red y, por lo tanto, pueden interactuar con otras impedancias del sistema provocando resonancias serie o paralelo no deseadas [2].
- El STATCOM se comporta como una fuente de corriente controlable y, como consecuencia, desaparece el peligro de las resonancias [2].
- En el SVC el intercambio de potencia reactiva depende de la tensión de red, por ejemplo, si la tensión de red disminuye, la capacidad de intercambio de reactiva también lo hace (disminuye) [2].
- En el STATCOM las variaciones de la tensión de red se pueden compensar mediante el ajuste de la tensión del inversor [2].
- La diferencia fundamental entre el SVC y el STATCOM es que la respuesta dinámica del último es más rápida, como consecuencia de que el tiempo necesario para ajustar la tensión del inversor del STATCOM es mucho menor que el necesario para ajustar la impedancia efectiva del SVC [2].

La tabla a continuación muestra el resumen de la comparación entre el SVC y el STATCOM

SVC (Tipo TSC – TCR)	STATCOM
Controlado por impedancias	Controlado por VSC
La compensación máxima de corriente es proporcional a la tensión del sistema	La compensación máxima de corriente es independiente de la tensión del sistema
Bajas pérdidas a salida 0 MVAR	Bajas pérdidas a salida 0 MVAR
Las pérdidas se incrementan de manera escalonada cuando se tiene salida capacitiva, y suavemente con salida inductiva	Las pérdidas se incrementan suavemente para ambos casos: Capacitivo e Inductivo
El retraso máximo es de 1 segundo	El retraso máximo es despreciable
Se requiere filtro de armónicos	No se requiere de un filtro de armónicos

Tabla 6-1. Comparación entre el SVC y el STATCOM

De acuerdo a las referencias consultadas se ha llegado a la conclusión de que el costo de inversión de los SVC es hoy mucho menor comparado con los STATCOMs. Como STATCOMs proporciona un rendimiento mejorado, será la elección en los casos en que se pueda justificar, como la compensación de Fricker en grandes hornos de arco eléctrico o en combinación con la transferencia de potencia activa. Los dos conceptos diferentes no pueden ser comparados en una base del subsistema, pero está claro que el costo de los dispositivos semiconductores de apagado utilizados en sistemas de VSC debe bajar significativamente el costo total a favor del STATCOM. En otros sectores, y las unidades utilizando semiconductores de alta potencia, como la tracción eléctrica, la transición a la tecnología convencional VSC está desde hace mucho tiempo completo y que es razonable creer que las aplicaciones de transmisión, beneficiándose de la evolución de la tracción y la unidad, seguirá. Aunque los volúmenes de semiconductores en estos campos son relativamente pequeños, hay potencial para que el costo del STATCOMs tienda a bajar.

Además de las pérdidas, el costo del ciclo de vida del STATCOM y SVC será impulsado por los esfuerzos requeridos para la operación y mantenimiento. Los mantenimientos son principalmente necesarios para los sistemas auxiliares, tales como el enfriamiento del convertidor y el sistema de construcción. En total, la diferencia en el costo de estos esfuerzos, al comparar STATCOM y SVC, será insignificante.

6.2. Conclusiones

Los efectos de grandes perturbaciones producidas por determinadas fallas en el sistema de potencia, son menos severos cuando se tiene un controlador SSSC que un controlador TCSC, lo cual, resulta ventajoso debido a que se obtiene una mayor estabilidad en el sistema.

Tanto el controlador SSSC como el TCSC presentan un efecto amortiguador que influye favorablemente en las oscilaciones de tensión y potencia en el sistema de potencia.

El SVC, como el STATCOM presentan una muy fuerte influencia en aplicaciones en cuanto a control de tensión se refiere. Sus principales atributos de control se relacionan con la amortiguación de oscilaciones y la estabilidad transitoria y dinámica. Atributos que sin duda los convierten en las aplicaciones de FACTS más implementadas a nivel mundial.

7. CONCLUSIONES

Los controladores FACTS satisfacen las necesidades de aumentar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión y controlar la ruta del flujo de potencia en todos los casos, modificando los parámetros propios del sistema.

Los controladores FACTS de segunda generación como los STATCOM y los SSSC, los compensadores estáticos, difieren de los de primera generación como los TCSC y los SVC, en la flexibilidad y su rapidez en su respuesta dinámica. Sin embargo los de segunda generación son más complejos y más costosos.

Los dispositivos analizados en el presente trabajo, pertenecientes a conexión serie, tales como el SSSC y el TCSC, presentan ventajas en el amortiguamiento de oscilaciones de tensión y potencia en el sistema. Sin embargo, el controlador SSSC resulta más ventajoso que el TCSC operativamente, debido a que este controlador permite el intercambio de potencia activa con el sistema y además, presenta una mejor estabilidad ante perturbaciones severas.

Los resultados que se han evidenciado dentro del presente trabajo, para el caso de los dispositivos de conexión en derivación como lo son el SVC y STATCOM en los diferentes sistemas de potencia eléctrica, demuestran que ambos dispositivos mejoran notablemente el comportamiento transitorio de tensión en los sistemas de potencia. A pesar de que SVC y el STATCOM trabajan bajo principios diferentes, su impacto en el aumento de la capacidad de transmisión de energía en los sistemas a los cuales ejercen puede ser comparable.

La tecnología más empleada para el control de los dispositivos FACTS se basa en técnicas de modulación de ancho de pulso. En los proyectos descritos, fueron tratados en todos los casos donde se incorporan elementos de electrónica de potencia, tales como fuentes convertidores de tensión y corriente, como es el caso del STATCOM.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Narain G. Hingorani and Laszlo Gyugyi. "Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems". IEEE Press, 1999.
- [2] Rodríguez J., "Electrónica industrial"., Capítulo 2: Dispositivos Semiconductores de Potencia,. Universidad Técnica Federico Santa María - Departamento de Electrónica Valparaíso - Chile; Julio 2000.
- [3] D. W. Hart "Electrónica de Potencia", Valparaíso University, Valparaíso Indiana. Prentice Hall.
- [4] Rodriguez, R., Dante Piccone, Alex Huanga , and Rik De Doncker, "Silicon Power Corporation (SPCO)", Power Systems World '97, Baltimore Convention Center, Baltimore, Maryland, September 6-12, 1997
- [5] M. Noroozian, SM IEEE; and Åke, N Petersson, B. Thorvaldson, Bo A. Nilsson ABB Utilities, FACTS Division, S-721 64 Västerås, Swede; C.W. Taylor, Fellow IEEE, , "Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application", Carson Taylor Seminars Portland, Oregon US.
- [6] Piedrahita A., Salgado P., "Sistemas de Transmisión AC Flexible (FACTS)", Boletín Técnico No 46 de 2006, GAMMA - Aisladores CORONA, Colombia, 2006.
- [7] García G. P., García C. A., "Transporte flexible de la energía eléctrica en corriente alterna", Anales de mecánica y electricidad, Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Diciembre 2004.
- [8] Coronado I., Zúñiga P., y Ramírez J., "FACTS: Soluciones modernas para la industria eléctrica", Avance y Perspectiva Vol. 20. Agosto de 2001.
- [9] "SVC for cost-effective replacing of local generation with remote power import", ABB AB FACTS. April 2011.
- [10] "SVC for Dynamic Voltage Control and Prevention of Voltage Collapse on a 115 kV Power Transmission System" ABB AB FACTS. August 2010.
- [11] "STATCOM Application at VELCO Essex Substation" Mitsubishi Electric Corporation & Vermont Electric Power Co., Inc. IEEE. 2001.
- [12] "STATCOM replaces critical urban generation for voltage control and stability", ABB AB FACTS. June 2010.

- [13] Zúñiga P., "Diseño e implementación en laboratorio de un dispositivo TCSC", CINVESTAN, Guadalajara, Noviembre de 2001.
- [14] Alzate A., Torres C., Escobar A., "Efectos de un compensador serie sincrónico estático (SSSC) en un sistema de potencia" Universidad Tecnológica de Pereira, Diciembre de 2007.
- [15] F. D. Galiana, K. Almeida, M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic, B. T. Ooi, D. T. McGillis, "Assessment and control of the impact of FACTS devices on power system performance", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 4, pp. 1931-1936, Noviembre 1996.
- [16] B. Avramovic, L. H. Fink, "Energy management systems and control of FACTS", Electrical Power and Energy Systems, vol. 17, no. 3, pp. 195-198, 1995.
- [17] A. Edris, "FACTS technology development: An update", IEEE Power Engineering Review, pp. 4-9, Marzo 2000.
- [18] S. L. Nilsson, "Security aspects of flexible AC transmission system controller applications", Electrical Power & Energy Systems, vol. 17, no. 3, pp. 173-179, 1995.
- [19] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi, Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, primera edición, IEEE Press, 1999.
- [20] Yong Hua Song, Allan T. Johns, Flexible ac transmission systems (FACTS), primera edición, IEE Power and energy series, 1999.
- [21] M. Noroozian, L. Ångquist, M. Ghandhari, G. Andersson, "Improving power system dynamics by series connected FACTS devices", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 4, pp. 1635-1641, Octubre 1997.
- [22] R. Adapa, M. H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugui, J. Lemay, A. S. Mehraban, A. K. Myers, J. Reeve, F. Sener, D.R. Torgerson and R. R. Wood, "Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS)", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 4, pp. 1848-1853, Octubre 1997.
- [23] A. Edris, A. S. Mehraban, M. Rahman, L. Gyugyi, S. Arabi, T. Reitman, "Controlling the flow of real and reactive power", IEEE Computer Applications in Power, pp. 20-25, Enero 1998.
- [24] Jacques Brochu, Pierre Pelletier, Francois Beauregard, Gaston Morin, "The interphase power controller a new concept for managing power flow within AC networks", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, no. 2, pp. 833-841, Abril 1994.
- [25] Gómez Jair, Zarur Juan; Consecuencias de la implementación de un SVC en el sistema interconectado de la costa atlántica; Universidad del Norte; Barranquilla; 2007.

- [26] Zeno Faur; Effects of FACTS devices on Static Voltage Collapse Phenomena; University of Waterloo; Waterloo – Canadá; 1996.
- [27] Arcila José; Control digital de un reactor maniobrado por tiristores; Universidad Nacional de Colombia; Medellín; 1996.
- [28] Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Compendio, Tesis y otros trabajos de grado. Bogotá D.C. ICONTEC, 2002. NTC1486.
- [29] M. Noroozian, SM IEEE; and Åke, N Petersson, B. Thorvaldson, Bo A. Nilsson ABB Utilities, FACTS Division, S-721 64 Västerås, Swede; C.W. Taylor, Fellow IEEE, , “Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application”, Carson Taylor Seminars Portland, Oregon US.
- [30] Piedrahita A., Salgado P., “Sistemas de Transmisión AC Flexible (FACTS)”, Boletín Técnico No 46 de 2006, GAMMA - Aisladores CORONA, Colombia, 2006.
- [31] García G. P., García C. A., “Transporte flexible de la energía eléctrica en corriente alterna”, Anales de mecánica y electricidad, Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Diciembre 2004.
- [32] Coronado I., Zúñiga P., y Ramírez J., “FACTS: Soluciones modernas para la industria eléctrica”, Avance y Perspectiva Vol. 20. Agosto de 2001.
- [33] “SVC for cost-effective replacing of local generation with remote power import”, ABB AB FACTS. April 2011.
- [34] “SVC for Dynamic Voltage Control and Prevention of Voltage Collapse on a 115 kV Power Transmission System” ABB AB FACTS. August 2010.
- [35] “STATCOM Application at VELCO Essex Substation” Mitsubishi Electric Corporation & Vermont Electric Power Co., Inc. IEEE. 2001.
- [36] Luis A. Giraldo, Compensación estática de reactivos; Ingeniería especializada S.A. Medellín, Colombia. SVC Chinú.
- [37] “STATCOM replaces critical urban generation for voltage control and stability”, ABB AB FACTS. June 2010.