



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Análisis de estabilidad dinámica en tiempo real para
compensadores estáticos para la red eléctrica ecuatoriana en
500kV”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO ELECTRICO ESPECIALIZADO EN
POTENCIA**

NOMBRES COMPLETOS

Diego Javier Bravo Cedeño

Oscar Daniel Lliguicota Rivera

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos para la ESPOL y los maestros que me formaron profesionalmente, al PhD. Sífifo Falcones, al MSc. Ángel Recalde y al MSc. Iván Endara por compartir sus conocimientos en la realización de este trabajo, a mis padres por su apoyo constante, a mis amigos y compañeros universitarios en estos largos años de estudio.

Diego Javier Bravo Cedeño

Quiero dar gracias a Dios, por estar en cada paso que he dado en este largo camino, por fortalecer mi corazón y mi conocimiento y por haber puesto en este camino a aquellas personas que han sido el soporte y han brindado su compañía durante todo el periodo de estudio.

A mi familia, porque me han dado toda su confianza y me brindaron ese ejemplo de superación y entrega. Gracias a ellos, hoy puedo ver alcanzada una meta más, ya que siempre han estado apoyándome en los momentos más difíciles de mi carrera. Gracias por haberme inculcado el espíritu de humildad y superación y el anhelo de triunfo en la vida.

A la Universidad ESPOL, al tutor Msc. Ángel Andrés Recalde Lino y profesor de Integradora MSc. Iván David Endara Vélez por su predisposición permanente e incondicional y por sus profundos conocimientos brindados durante todo el periodo de nuestro proyecto.

Oscar Daniel Lliguicota Rivera

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a Dios por sus grandes bendiciones en mi vida, se lo dedico a mis padres Javier Bravo y Doris Cedeño que con su lucha constante han podido ayudarme a cumplir una meta más en mi vida, a mis hermanos por su apoyo diario.

Diego Javier Bravo Cedeño

Dedico este presente trabajo de tesis a todas aquellas personas que de una u otra forma han contribuido en mi formación durante los cinco años de estudio profesional. Así también a mis padres Segundo Lliguicota y Doris Rivera quienes me enseñaron el valor de la educación con valiosos ejemplos y me apoyaron para no desfallecer durante el largo camino de la vida profesional brindándome siempre su amor incondicional, sus sabios consejos que me dieron la fuerza necesaria para trazarme la meta que hoy estoy por cumplir.

Oscar Daniel Lliguicota Rivera

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

Ing. Iván Endara Vélez

PROFESOR EVALUADOR

Ing. Ángel Recalde Lino

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
Diego Javier Bravo Cedeño

.....
Oscar Daniel Lliguicota Rivera

RESUMEN

El trabajo de tesis que se presentará desglosado en tres capítulos contiene el análisis de estabilidad dinámica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador proyectado al año 2022 con la incorporación de un equipo compensador denominado SVC en la zona más vulnerable a bajas tensiones y en donde se encuentra el mayor problema para la transferencia de la energía.

Se utiliza los programas de computadora PSAT y SIMULINK. En PSAT se forma el SNI en un sistema que contiene 402 barras entre 500, 230, 138 kV y puntos de entrega en 69 kV, en este programa se analiza el sistema para encontrar el punto de ubicación y la dimensión del SVC. En SIMULINK se realizan dos sistemas; el primero es un sistema de control y fuerza del SVC y el segundo es un sistema equivalente del SNI reducido en tan solo 9 barras entre 500 y 230 kV. El sistema de control es un modelo que presenta el Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental WECC (por sus siglas en inglés, Western Electricity Coordinating Council).

Se muestran los perfiles de voltajes con y sin SVC y las respuestas del equipo estabilizador ante fallas trifásicas críticas, así también se analiza apertura y reconexión de líneas de 230 kV y 500 kV por donde circulan los flujos más elevados en condiciones de carga máxima.

El análisis de la estabilidad del SNI se realiza en demanda máxima, con un elevado nivel hidroeléctrico en los ríos que alimentan a las grandes, medianas y pequeñas centrales hidroeléctricas y con las centrales térmicas fuera de servicio.

Los datos de cargas y despacho de las diferentes centrales hidroeléctricas, en su mayoría, y de las centrales térmicas de la zona Pascuales son tomados del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (CONELEC).

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	v
DECLARACIÓN EXPRESA.....	vi
RESUMEN.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	3
INDICE DE TABLAS.....	5
CAPÍTULO #1.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Alcance.....	7
1.2. Justificación.....	8
1.3. Objetivo General.....	8
1.4. Objetivos Específicos.....	8
1.5. Marco Teórico.....	9
CAPÍTULO #2.....	13
2. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SVC.....	13
2.1 Análisis del Sistema Nacional Interconectado.....	13
2.1.1 Flujo de Potencia.....	13
2.1.2 Análisis dinámico.....	18
2.1.3 Análisis de cortocircuito.....	20
2.2 Dimensionamiento del SVC.....	20
2.2.1 Descripción de los bloques del controlador.....	21
2.2.2 Controlador implementado en Simulink/SimPowerSystems.....	23
2.3 Implementación del Sistema Equivalente en SimPowerSystems.....	28
CAPÍTULO #3.....	35
3. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	35
3.1. Procedimiento propuesto.....	35

3.2. Análisis de Resultados	36
3.3. Conclusiones	63
3.4. Recomendaciones.....	64
4. BIBLIOGRAFÍA	65
5. ANEXOS	66

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Estructura básica del SVC.....	11
Figura 1.2: Diagrama Unifilar del Proyecto MAED	12
Figura 1.3: Resultados del Caso de Estudio	12
Figura 2.1: Perfil de magnitud de voltaje	16
Figura 2.2: Perfil de ángulos del voltaje en barras	17
Figura 2.3: Gráfica de polos y ceros del sistema	17
Figura 2.4: Diagrama de bloques del Turbine Governor tipo 1	18
Figura 2.5: Diagrama de bloques del AVR	19
Figura 2.6: Diagrama de bloques del AVR	20
Figura 2.7: Diagrama de bloques del modelo general del controlador	21
Figura 2.8: Diagrama de bloques simplificado	23
Figura 2.9: Bloque de medición.....	24
Figura 2.10: Diagrama de bloques detallado del bloque de medición	24
Figura 2.11: Bloque del controlador	25
Figura 2.12: Diagrama de bloques detallado del controlador.....	25
Figura 2.13: Bloque del PLL	26
Figura 2.14: Diagrama detallado del bloque del PLL.....	27
Figura 2.15: Zona Nor-Oriental del sistema equivalente	31
Figura 2.16: Zona de Pasaje a 500 kV	32
Figura 2.17: Sistema de 230 kV del sistema equivalente	33
Figura 2.18: Transformadores de potencia 500 kV/230 kV.....	33
Figura 2.19: Conexión de la parte de fuerza del SVC al S.N.I.	34
Figura 3.1: Gráficas de (a) potencia reactiva, (b) susceptancia y (c) voltaje en barra del SVC	39
Figura 3.2 (a) Voltaje del SVC (b) Corriente del SVC (c) Voltaje de barra	40
Figura 3.3: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra	41
Figura 3.4 (a): Voltaje en el punto de falla	42
Figura 3.5: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra	44
Figura 3.6: Voltaje y Corriente del SVC en falla trifásica	45
Figura 3.7: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra	46
Figura 3.8: Voltajes y Corrientes del SVC en falla monofásica	46
Figura 3.9 (a) Voltaje en el punto de falla	47
Figura 3.10: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para los 26 segundos de fallas	48

Figura 3.11: (a) Corriente de falla Tisaleo (b) Corriente de falla Pasaje (c) Corriente de falla Chorrillos.....	49
Figura 3.12: Voltajes en las barras de Tisaleo, Chorrillos y Pasaje	50
Figura 3.13: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla trifásica en la mitad de la L/T	51
Figura 3.14: (a) Corriente de falla Tisaleo (b) Corriente de falla Pasaje (c) Corriente de falla Chorrillos.....	52
Figura 3.15: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla monofásica en la mitad de la L/T	53
Figura 3.16: Voltaje y Corriente del SVC	54
Figura 3.17 (b). Sin SVC.....	55
Figura 3.18: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla trifásica en Chorrillos	56
Figura 3.19: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para mínima carga	57
Figura 3.20 (b). Sin SVC.....	58
Figura 3.21: Perfil de Voltaje con SVC	59
Figura 3.22: Potencia reactiva barra Chorrillos 13.8 kV	60
Figura 3.23: Voltaje de la barra Chorrillos 13.8 kV.....	60
Figura 3.24: Voltaje de barra Chorrillos 230 kV con y sin SVC.....	61
Figura 3.25: Voltaje de barra Chorrillos 500 kV con y sin SVC.....	61
Figura 3.26: Potencia reactiva del SVC.....	62
Figura 3.27: Voltaje en la barra de 230 kV con y sin SVC.....	62
Figura 3.28: Voltaje en la barra de 500 kV con y sin SVC.....	62
Figura 5.1: Modelo del regulador del SVC.....	68

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características Generales de las Subestaciones	14
Tabla 2: Características Generales de las L/T añadidas al SNI	15
Tabla 3: Características Generales de las Centrales Hidroeléctricas	16
Tabla 4: Sistemas equivalentes en 500 kV y 230 kV.....	30
Tabla 5: Resultado de transferencias de potencia reactiva desde una barra i hacia una barra j para una falla trifásica	36
Tabla 6: Resultado de transferencias de potencia reactiva desde una barra i hacia una barra j para una falla trifásica	37
Tabla 7: Parámetros del Controlador	38
Tabla 8: Parámetros del Gobernador	66
Tabla 9: Parámetros del AVR	66
Tabla 10: Parámetros del AVR	67
Tabla 11: Parámetros del AVR	68
Tabla 12: Características de los transformadores.....	69
Tabla 13: Parámetros de los modelos de generadores.....	70
Tabla 14: Parámetros de los modelos de generadores.....	70
Tabla 15: Parámetros de los dos transformadores de tres devanados	71
Tabla 16: Parámetros de las Líneas de Transmisión	71
Tabla 17: Parámetros de las Líneas de Transmisión	71
Tabla 18: Parámetros de la Carga	71

CAPÍTULO #1

1. INTRODUCCIÓN

Ecuador está en proceso de un cambio de la matriz energética. La inclusión de nuevas unidades de generación en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) requiere la construcción de líneas de transmisión muy largas a un nivel de voltaje de 500 kV. Estas distancias producen problemas de estabilidad en el sistema de potencia, los cuales deben ser corregidos con la implementación de equipos estabilizadores, compensadores y dispositivos con tecnología FACTS.

El incremento de las fuentes de generación en el sistema y el aumento del voltaje de transmisión permiten reducir los inconvenientes de estabilidad debido a la restricción actual del sistema de transmisión, el cual es que el voltaje de 230 kV no permite evacuar toda la potencia que generarán estas centrales de una manera eficiente y estable. Sin embargo, estas nuevas centrales pueden producir oscilaciones de potencia, conocidas como: oscilaciones locales, oscilaciones interárea y oscilaciones entre centrales.

Por lo antes mencionado es necesario realizar un análisis de estabilidad que evalúe el impacto de los cambios en la red de transmisión comparando las condiciones actuales con las futuras condiciones al año 2022.

El análisis de estabilidad identifica problemas debido a la modificación a la carga, fallas en el sistema de potencia y el ingreso de unidades de generación. Identificará los requerimientos de potencia reactiva para la estabilidad del voltaje, el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para la estabilidad del ángulo del rotor y la necesidad de implementar dispositivos estabilizadores en el S.N.I. en puntos estratégicos.

El objetivo de los estudios de estabilidad es el identificar a las unidades de generación en el sistema de potencia que ante una contingencia entreguen el aporte necesario de amortiguamiento a través de los equipos de control requeridos en el sistema.

El principal problema que se desea atacar es el poco conocimiento sobre los estudios de estabilidad para identificar los puntos en los cuales se podrían colocar los mejores elementos estabilizadores dentro del sistema de potencia.

El SVC que se colocará en el sistema de potencia será dimensionado y colocado en un punto estratégico de acuerdo a los resultados que se obtengan de las diferentes simulaciones que se realicen al S.N.I. incluyendo la red de 500 kV y el plan de expansión de la generación.

1.1. Alcance

El alcance de este trabajo empieza con el levantamiento de la red del S.N.I. incluyendo la red completa de 500 kV y las nuevas unidades generadoras. Con esto se podrá realizar la implementación del S.N.I. con todos sus datos y parámetros en la herramienta Power System Analysis Toolbox (PSAT) de Matlab.

Posteriormente a esto, se realizarán los estudios eléctricos correspondientes tales como: flujo de carga y fallas, cada uno con su respectivo análisis de los resultados y de los distintos escenarios para conocer los puntos más vulnerables del S.N.I. Luego de haber realizado este análisis, se procederá a evaluar en la red cuáles son los requerimientos de potencia reactiva para el diseño del equipo estabilizador que en este caso será un Static Var Compensator (SVC).

Paralelamente a la identificación de los puntos vulnerables, se empieza a diseñar el sistema de control del SVC en la herramienta Simulink/SimPowerSystems de Matlab, con los requerimientos previamente obtenidos, el controlador provendrá de un modelo de la WECC (Western Electricity Coordinating Council) ya conocido.

Luego de esto, se implementará una red equivalente de 500 kV y 230 kV en SimPowerSystems, en conjunto con el controlador del SVC.

Aquí finaliza el alcance de este trabajo, se realizarán nuevamente los estudios de estabilidad ya con el SVC en la red con su controlador y se procederá a

provocar una falla trifásica para realizar un análisis de los resultados y la respuesta del sistema ante una perturbación.

1.2. Justificación

La transformación que está pasando el país en cuanto a su infraestructura eléctrica en todos los niveles desde generación hasta los puntos de entrega de la energía, los planes de expansión del sistema de generación y la expansión de la red de transmisión conjuntamente con las conexiones internacionales a un nivel de voltaje de 500 kV, ponen en manifiesto temas de mucho interés como los estudios eléctricos a mediano y largo plazo, donde se incluye el estudio de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado. Estos planes exigen una preparación orientada hacia la seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos debido a los cambios topológicos de la red antes mencionados. Es así que en este trabajo se propone realizar los estudios eléctricos pertinentes con un énfasis en el análisis de estabilidad del S.N.I. con la inclusión de equipos estabilizadores, en este caso SVC's, para estudiar las condiciones operativas actuales y a futuro del sistema en lo que a seguridad y estabilidad respecta.

1.3. Objetivo General

- Realizar el análisis del comportamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador ante la incorporación de una nueva red de 500 kV, y nuevas centrales hidroeléctricas; de esta manera determinar cuáles son los puntos más vulnerables del nuevo SNI ante fallas eléctricas y contingencias de líneas de la red de 230 y 500 kV. Se analizarán también salidas de las unidades de generación más importantes del sistema. Todo esto con el propósito de ubicar un SVC (Static Var Compensator) para mejorar la estabilidad y evitar pérdida de carga en el SNI.

1.4. Objetivos Específicos

- Realizar el modelo del control y el dimensionamiento de los componentes que formarán el SVC. El control será simulado de acuerdo a las especificaciones técnicas del Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental "WECC" por sus siglas en inglés "Western Electricity Coordinating Council".

- Obtener un mejor flujo de potencia en la red y robustecer el SNI mediante la incorporación de un SVC. El programa de simulación de secuencia positiva que se utilizará es PSAT.
- Realizar pruebas para estudiar el comportamiento del sistema ahora con el SVC conectado en la barra determinada. Se realizarán salidas de unidades generadoras y líneas de transmisión para observar que ha mejorado la estabilidad del SNI con la incorporación del dispositivo FACTS.

1.5. Marco Teórico

En el mundo actual, los sistemas de potencia son una red compleja debido a la integración de varios generadores, líneas de transmisión, variedad de cargas y transformadores.

La sobrecarga en las líneas de transmisión, el problema de la estabilidad transiente y los cambios abruptos de carga son grandes preocupaciones y un factor limitante en la transferencia de potencia en su máxima capacidad sobre las líneas de transmisión [1]. Con la introducción de los equipos con la tecnología de Sistemas de Transmisión Flexibles (FACTS, por sus siglas en inglés), dicha debilidad de la red puede ser mejorada de una forma más flexible y controlable.

Los FACTS pueden ser implementados para mejorar la estabilidad de voltaje, frecuencia, control del flujo de potencia, estabilidad transiente, y las oscilaciones de potencia usando otras técnicas de control inter-máquinas o inter-áreas [2]. Un amortiguamiento satisfactorio de las oscilaciones de potencia es un hecho importante cuando se trata de la estabilidad del ángulo del rotor de las unidades de generación de los sistemas de potencia.

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser definida como la propiedad que le permite a éste de mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio luego de ser expuesto a una perturbación. La estabilidad se encarga de mantener una operación sincronizada y su evaluación reside en analizar el comportamiento del sistema cuando éste es sujeto a una perturbación [4].

A continuación se definirán algunos términos importantes sobre estabilidad:

Evento de gran perturbación.- Estos son de naturaleza severa, tales como fallas en el sistema, cortocircuitos en las líneas de transmisión o pérdidas de unidades de generación [4].

Estabilidad de voltaje.- Identifica áreas del sistema eléctrico de potencia que son susceptibles a variaciones de voltaje que no pueden ser controladas desde los centros de despacho de carga [5].

Estabilidad transitoria.- Depende del estado de operación inicial del sistema, robustez de la red de transmisión luego de la falla y de la severidad de los eventos. Implica el análisis del comportamiento del sistema y la respuesta de su capacidad de soportar dicha falla y evolucionar al estado de equilibrio nuevamente [5].

Operación y Estructura del SVC

La industria de la ingeniería asocia el progreso en la operación de los sistemas eléctricos de potencia con la implementación de la tecnología FACTS, la cual asegura el uso más eficiente de potencia de las líneas de transmisión y de los equipos eléctricos. La mayor parte de esta tecnología va dedicada al uso de fuentes automáticas ajustables de potencia reactiva. Para este propósito, los Static Var Compensator (SVC) han sido desarrollados por muchos años.

Los SVC's son usados por las empresas eléctricas en aplicaciones de transmisión para varios propósitos. El mayor propósito es usualmente el control rápido de voltaje en puntos débiles en una red eléctrica [6].

Como se muestra en la Figura 1.1, el SVC está estructurado de un banco de capacitores en paralelo con un banco de reactores. La potencia reactiva puede ser controlada conmutando el banco de capacitores con la ayuda de tiristores (TSC, por sus siglas en inglés) y controlando el banco de reactores con la ayuda así mismo de tiristores (TCR).

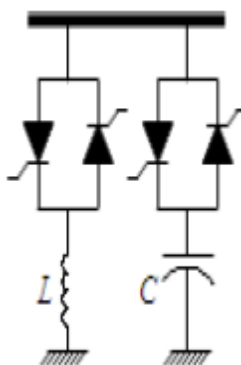


Figura 1.1: Estructura básica del SVC

La corriente reactiva inyectada al sistema proviene de los capacitores y está asociado a la susceptancia capacitiva, el controlador del SVC tiene que estar en la capacidad de conmutar los capacitores a través de los tiristores al tener la orden de inyectar reactivos a la red para regular voltaje según sea el caso. En el caso de que el equipo deba absorber reactivos de la red, el controlador del SVC debe realizar la conmutación de los tiristores que controlan a los reactores, por lo tanto el controlador debe manejar estos valores de susceptancia en función de los ángulos de disparo de los tiristores [7].

En los Estados Unidos existen proyectos de SVC's para mejorar el desempeño de una línea de transmisión que une Los Ángeles (MAP) con Phoenix (MPP). El proyecto MAP consiste de 202 millas de línea a 500 kV entre MarketPlace y Adelanto, transportando 1200 MW. El proyecto MPP consiste de 260 millas de línea a 500 kV entre SwitchYard y MarketPlace, transportando 1300 MW. Este proyecto incluye la construcción de una subestación de maniobra en MarketPlace, aquí se instalará un SVC de 388 Mvar y otro SVC se instalará en la subestación en Adelanto, Los Ángeles. A continuación, la Figura 1.2 muestra el diagrama unifilar del sistema y la Figura 1.3 los resultados ante una falla en la S/E MarketPlace. [8]

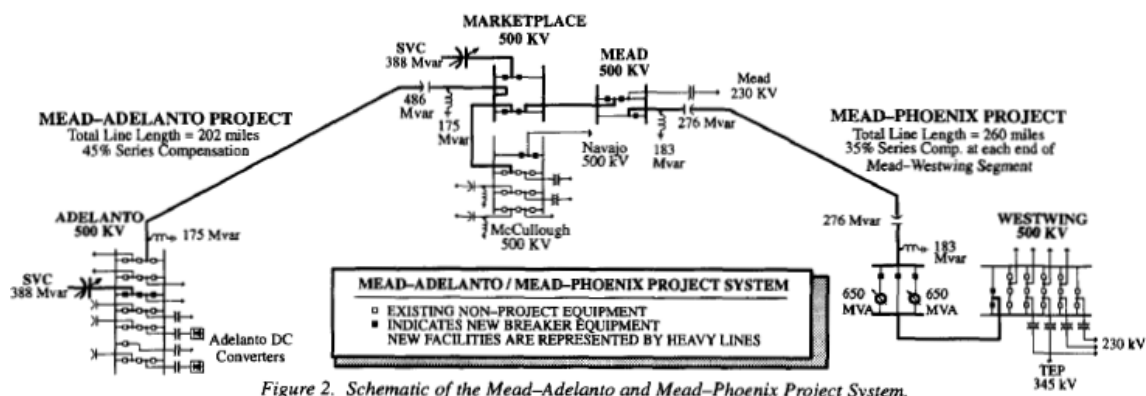


Figura 1.2: Diagrama Unifilar del Proyecto MAED

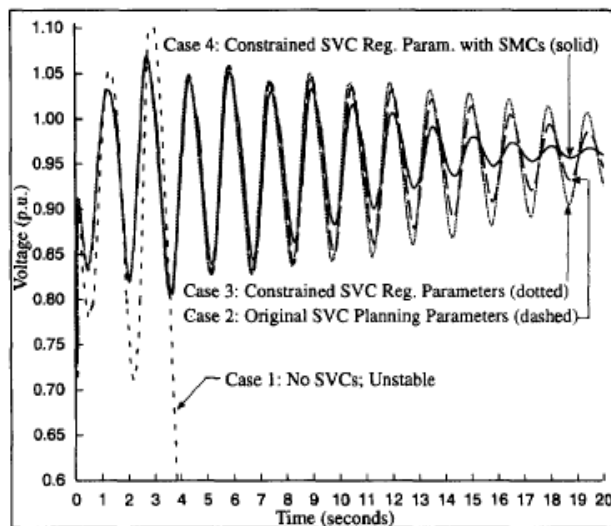


Figura 1.3: Resultados del Caso de Estudio

CAPÍTULO #2

2. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SVC

En este capítulo se realiza el diseño del SVC con su sistema de control de acuerdo a los requerimientos del sistema. Se realiza un análisis de flujo de potencia, de cortocircuito y estabilidad transiente para determinar dichos requerimientos. Estos análisis se los realiza en la herramienta PSAT del programa Matlab.

Como se ha mencionado antes, el sistema que se analiza es la estimación del año 2022, es decir con todas las líneas de 500 kV implementadas, todas las nuevas unidades de generación a una demanda máxima en periodo de no estiaje y con las interconexiones con Perú y Colombia.

2.1 Análisis del Sistema Nacional Interconectado

2.1.1 Flujo de Potencia

Con el propósito de analizar el comportamiento del SNI con todo lo planificado, se tuvo que añadir datos de L/T y transformadores que no se encontraron, por lo tanto se realizaron las siguientes asunciones:

- Para las subestaciones se toma como referencia la capacidad y se incorporó en PSAT modelos de transformadores que cumplan con la potencia nominal de la subestación.
- Para líneas de transmisión de 230 kV en las cuales no se encontraron parámetros de impedancia y susceptancia de secuencia positiva, se toma como referencia la potencia transferida por las L/T de un flujo de potencia realizado en DigSilent del Capítulo III del plan Maestro de Electrificación 2013-2022 y se usa la ecuación 2.1.

$$P_{1-2} = \frac{|V_1|*|V_2|}{X_L} * \sin(\sigma_1 - \sigma_2) \text{ [pu]} \quad (2.1)$$

A continuación se muestran las tablas con las características de los distintos elementos que fueron agregados al SNI para su análisis en PSAT. El sistema de potencia está dividido en zonas, por lo tanto la

capacidad de las líneas de transmisión fueron añadidas de tal forma que evacue toda la potencia que entregan los grandes centros de generación hacia los puntos de carga más lejanos que se encuentran en zonas adyacentes. Se presentan las siguientes tablas con las características de las centrales y subestaciones añadidas al SNI.

SUBESTACIÓN	NIVELES DE TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD [MVA]
JIVINO	230/69	167
SHUSHUFINDI	230/138	300
EL INGA	500/230	3*600
SAN RAFAEL	500/230	450
TISALEO	500/230	450
CHORRILLOS	500/230	2*450
PASAJE	500/230	600
LA TRONCAL	230/69	167
DURAN	230/69	225
SAN JUAN	230/69	225

Tabla 1: Características Generales de las Subestaciones

Nombre	No De Circuitos	Long. [Km]	Vnom [kV]
L/T San Rafael - Jivino	2	83	230
L/T Jivino - Shushufindi	2	28	230
L/T CCS - San Rafael - El Inga	1	126	500
L/T CCS - San Rafael - El Inga	1	126	500
L/T El Inga - Tisaleo	1	150	500
L/T Tisaleo - Chorrillos	1	200	500
L/T Chorrillos - Pasaje	1	188	500
L/T Pasaje - Perú	1	310	500

L/T Tisaleo - Totoras	2	13	230
L/T Quevedo - Chorrillos	2	148,25	230
L/T Chorrillos - Pascuales	2	3	230
L/T Chorrillos - Pascuales	2	3	230
L/T Chorrillos - Nueva Prosperina	2	13,5	230
L/T Chorrillos - Esclusas	2	31,28	230
L/T Sopladora - Today - Taura	2	153	230
L/T Milagro - San Idelfonso	2	135	230
L/T San Idelfonso - Machala	2	14	230
L/T San Idelfonso - Minas	2	60,25	230
L/T Toachi Pilaton - Santo Domingo	2	25	230
L/T Santa Rosa - Toachi Pilaton	2	78,3	230
L/T Toachi Pilaton - Sarapullo	1	11	230
L/T Esclusas - Duran	1	12,71	230
L/T Duran - Taday	1	149,32	230
L/T Milagro - Taday	1	44,92	230
L/T Esclusas - Milagro	1	54	230
L/T Sopladora - Taday	2	35	230
L/T Taday - Totoras	1	49,9	230
L/T Riobamba - Taday	1	7	230
L/T Taday - Molino	2	200	230
L/T Manduriacu - Santo Domingo	2	80	230
L/T San Gregorio - San Juan	2	35	230
L/T Trinitaria - Salitral	1	13,52	230

Tabla 2: Características Generales de las L/T añadidas al SNI

Nombre	Potencia Activa [MW]	Voltaje Nominal [kV]
CocaCodo Sinclair	8 X 187,5	13,8
Quijos	95	13,8
Manduriacu	60	13,8
Toahi Pilaton	3 x 68	13,8
Sarapullo	3 x 16	13,8
Sopladora	487	13,8
Hidro San Bartolo	48,07	13,8
Minas	375	13,8

Tabla 3: Características Generales de las Centrales Hidroeléctricas

Luego de realizar el flujo de potencia, se presentan los siguientes perfiles de voltaje en la Figura 2.1, obtenidos del programa PSAT.

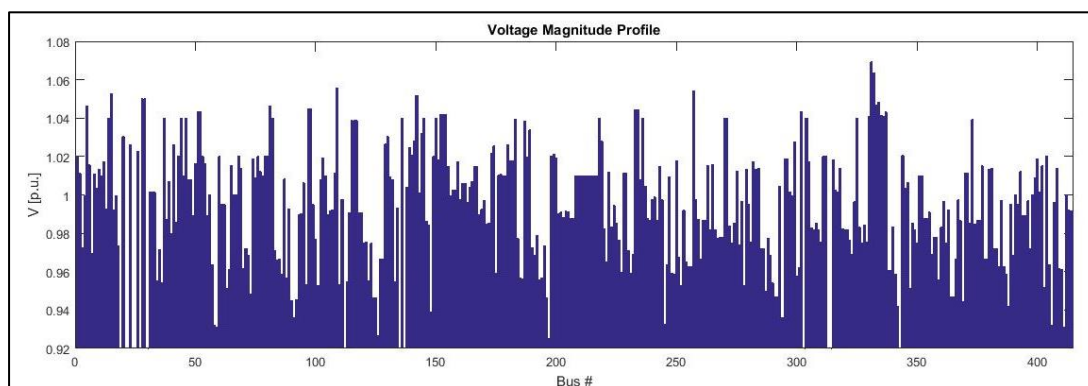


Figura 2.1: Perfil de magnitud de voltaje

Aquí se puede observar una correcta operación del sistema de potencia, los niveles de voltaje en cada una de las barras del sistema se encuentran dentro de un $\pm 10\%$ del voltaje nominal, dentro del rango de operación normal.

En la Figura 2.2 se presentan los perfiles de ángulos del voltaje en las barras del sistema de potencia, los cuales se encuentran dentro de un

rango operable ya que no se presentan problemas de estabilidad en lo que respecta al flujo de carga.

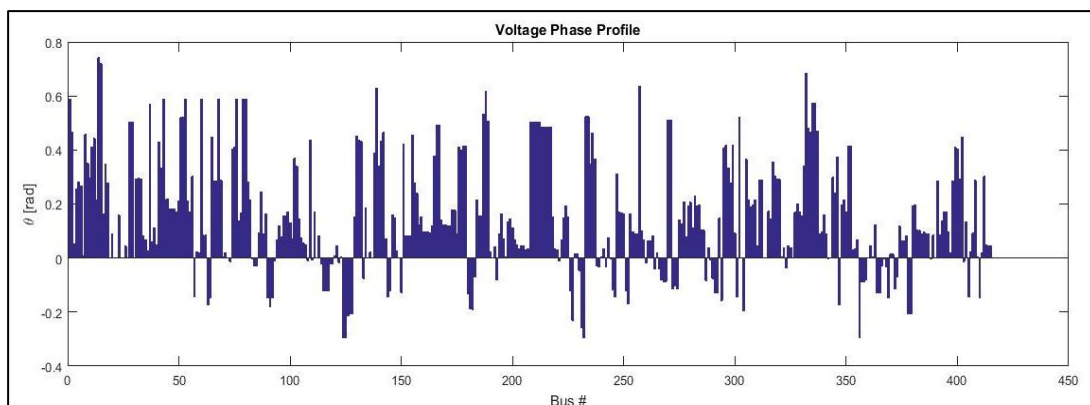


Figura 2.2: Perfil de ángulos del voltaje en barras

Para verificar que el sistema de potencia se encuentra operando correctamente, PSAT permite graficar los polos y ceros en el dominio de la frecuencia S de todo el sistema simulado como se puede ver en la Figura 2.3.

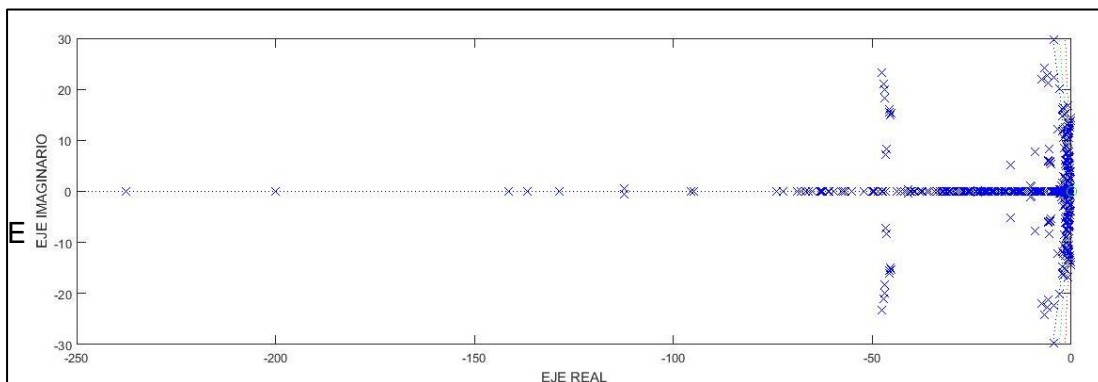


Figura 2.3: Gráfica de polos y ceros del sistema

Los polos y ceros del sistema de potencia se encuentran únicamente en el semiplano izquierdo del plano complejo S , lo cual significa que el sistema es completamente estable.

2.1.2 Análisis dinámico

Con el propósito de analizar el comportamiento dinámico del sistema ante disturbios en secuencia positiva, se tuvo que añadir estabilizadores en ciertas zonas del SNI. Estos son: Turbine Governor (TG), Automatic Voltage Regulator (AVR) y el Power System Stabilizer (PSS).

Turbine Governor (TG) [1]

Los gobernadores de turbinas definen la regulación primaria de frecuencia de máquinas síncronas, es decir, permite mantener constante la velocidad de la máquina. El gobernador recibe como entrada la velocidad de la máquina y la compara con la velocidad de referencia, si estas son iguales la señal de error será cero y en el caso de que no sean iguales se genera una señal de error la misma que es captada por el regulador que ejercerá un control de velocidad.

A continuación en la Figura 2.4 se muestran el diagrama de bloques del modelo tipo 1 de PSAT. En los Anexos se muestran los parámetros del modelo.

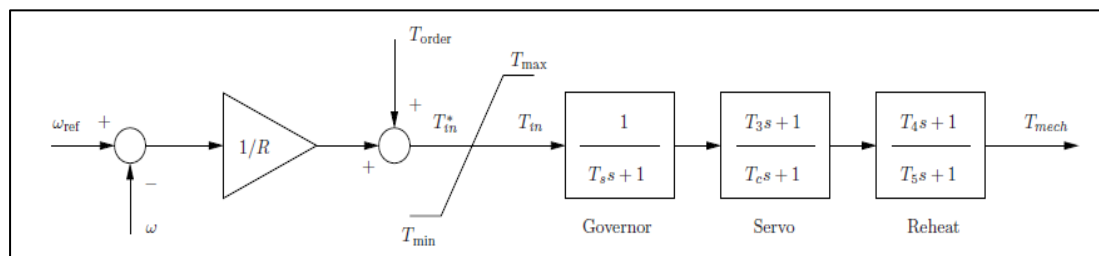


Figura 2.4: Diagrama de bloques del Turbine Governor tipo 1

Automatic Voltage Regulator (AVR) [1]

Los reguladores automáticos de voltaje (AVR) definen la regulación de voltaje primario de las máquinas síncronas. Recibe como variables de entrada la tensión en los terminales del generador y la compara con una señal de referencia y como resultado provee corriente al devanado de campo del generador. La acción de control se ejecuta cuando la señal

referencia y la tensión en los terminales son diferentes de cero. En la Figura 2.5 se muestra el diagrama de bloques del modelo de PSAT. En los Anexos se muestran los parámetros del modelo.

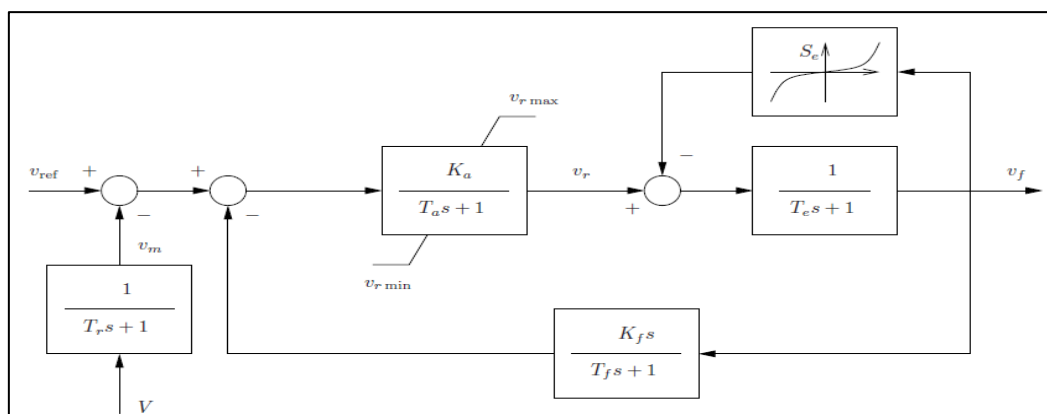


Figura 2.5: Diagrama de bloques del AVR

Power System Stabilizer (PSS) [1]

Los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) se usan típicamente para amortiguar oscilaciones del sistema de potencia y se han propuesto muchos modelos diferentes en la bibliografía de PSAT. Todos los modelos aceptan como señales de entrada la velocidad del rotor ω , la potencia activa P_g y la magnitud de tensión del bus V_g del generador a la cual el PSS está conectado a través del AVR.

La señal adicional va en el modelo tipo 4 de PSAT está generalmente deshabilitada, siendo el interruptor $S1$ normalmente abierto. $S1$ se cierra si la tensión de campo de la máquina es inferior a un valor umbral $vf < ethr$ y permanece cerrada incluso después de $vf \geq ethr$. $S1$ se abre si la velocidad del rotor es inferior a un valor umbral $\omega < \omega thr$. Es posible activar la acción de un segundo conmutador $S2$ después del bloque de retardo de la señal adicional Va . Cuando $S2$ se activa, este permanecerá abierto. $S2$ se cierra cuando la desviación de la velocidad del rotor $\omega < 0$ y permanece cerrada incluso después de $\omega \geq 0$. En la

Figura 2.6 se muestra el diagrama de bloques del modelo tipo 4 de PSAT. En los Anexos se muestran los parámetros del modelo.

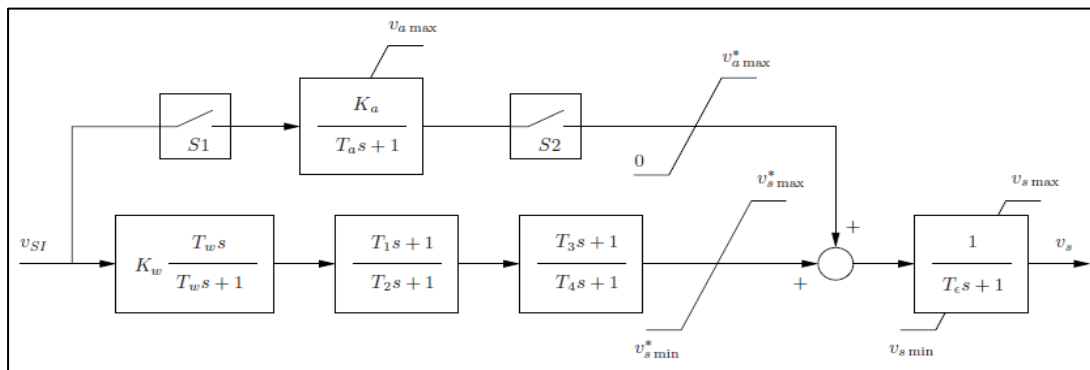


Figura 2.6: Diagrama de bloques del AVR

2.1.3 Análisis de cortocircuito

Esta parte del análisis del SNI se lo realiza con el objetivo de determinar los requerimientos de potencia reactiva y así conocer si existe la necesidad de ubicar un SVC, ya sea en la zona norte o en la zona sur del sistema de potencia, las cuales son zonas donde se encuentra mayor concentración de generación y carga respectivamente. Además el análisis de cortocircuito nos determinará la ubicación y el rango de potencia del SVC. En el capítulo 3 se muestran las tablas con los resultados de los flujos de potencia reactiva cuando se genera una falla en una barra determinada.

2.2 Dimensionamiento del SVC

Para dimensionar el SVC se utilizó el criterio de la WECC (Western Electricity Coordinating Council) el cual consiste en realizar una falla crítica en el sistema de 500 kV; para lo que se utilizó el análisis dinámico en PSAT. El procedimiento consiste en observar la respuesta del sistema ante las fallas, por lo que se comenzó realizando fallas durante 2 ciclos, luego de esto se aumentaba la duración de las fallas a 4 ciclos, 6 ciclos y así sucesivamente hasta que el sistema llegaba a la inestabilidad.

Esto se observó en la gráfica de polos y ceros que genera PSAT para verificar la inestabilidad del sistema. Por lo tanto, luego de llegar al punto crítico de

estabilidad se verifica las potencias reactivas que se transferían desde las distintas zonas hacia los puntos de falla y se determinaba la zona con mayor requerimiento de compensación de reactivos.

Luego de esto se usó un modelo de SVC existente en PSAT con una potencia reactiva inicial igual al requerimiento reactivo dado por la falla crítica en la zona crítica, y se realizaron pruebas para ver la respuesta del sistema. Con el propósito de evitar un sobredimensionamiento del SVC, se fue disminuyendo esa potencia reactiva inicial progresivamente, se realizaba la misma falla y se analizaba la respuesta del sistema.

Con este análisis se logra disminuir considerablemente la potencia reactiva seleccionada respecto del valor inicial, evitando un sobredimensionamiento del SVC.

2.2.1 Descripción de los bloques del controlador

La Figura 2.7 muestra el diagrama de bloques del controlador de un SVC. Este modelo es propuesto por la WECC. El modelo no necesita que se usen todos los bloques, por lo tanto se realizó un análisis para definir los bloques que se usarán.

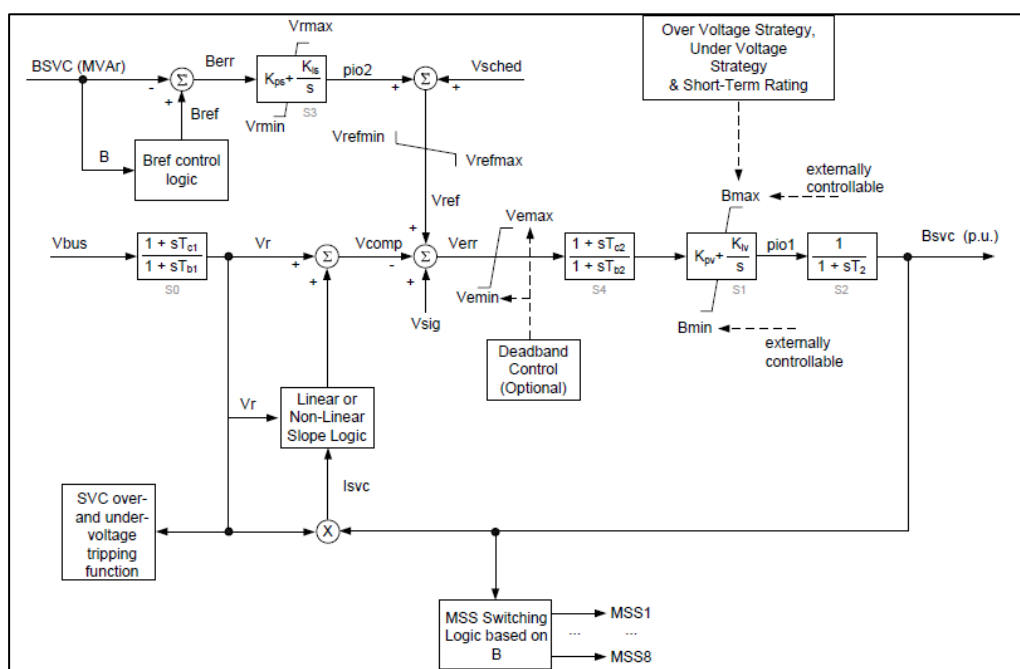


Figura 2.7: Diagrama de bloques del modelo general del controlador

El Control de Banda Muerta (Deadband Control), la Lógica de la Característica Voltaje vs Corriente (Linear or Non-linear Slope Logic) y la Lógica de Control de Bref (Bref Control Logic) cumplen la misma función, la cual es no permitir que la susceptancia crezca muy rápido y no dejar que esta se salga de los límites de su capacidad máxima y mínima, además, los tres bloques antes mencionados no pueden trabajar al mismo tiempo. El bloque que se eligió para trabajar es el Bref Control Logic.

A continuación se muestra la operación del bloque:

La lógica del control para Bref es la siguiente:

Si $(B < B_{sis})$ entonces $B_{ref} = B_{sis} + \epsilon$; donde B_{sis} es el umbral mínimo en el lado inductivo

Si $(B > B_{scs})$ entonces $B_{ref} = B_{scs} - \epsilon$; donde B_{scs} es el umbral máximo en el lado capacitivo

Caso contrario $B_{ref} = B$

Donde ϵ es un delta pequeño.

Las funciones de transferencia que van a ser modelados son los siguientes:

1) El regulador de Voltaje.

2) El regulador de susceptancia lenta

- Lazo de Regulación de Voltaje Primario: Este controlador es del tipo Proporcional-Integral (PI), las constantes de la función de transferencia son K_{pv} y K_{iv} . En este modelo se asume que la ganancia integral es siempre diferente de cero.

- Regulador de susceptancia lenta: Es un controlador PI con constantes K_{ps} y K_{is} , proporcional e integral respectivamente. Este regulador sesga lentamente el voltaje de referencia del SVC entre los valores de V_{refmax} y V_{refmin} .

El SVC se modelará como una fuente de corriente controlada que inyecta reactivos a la red. El bloque de switcheo de los tiristores no será usado (MSS Switching Logic) por el hecho de que no se modelará el SVC con los tiristores, inductores y capacitores. Esto es debido a que no se puede correr una simulación de un sistema de potencia en simultáneo con un sistema de disparo de tiristores.

En la Figura 2.8 se muestra el diagrama de bloques del controlador simplificado y de esta manera se lo va a realizar.

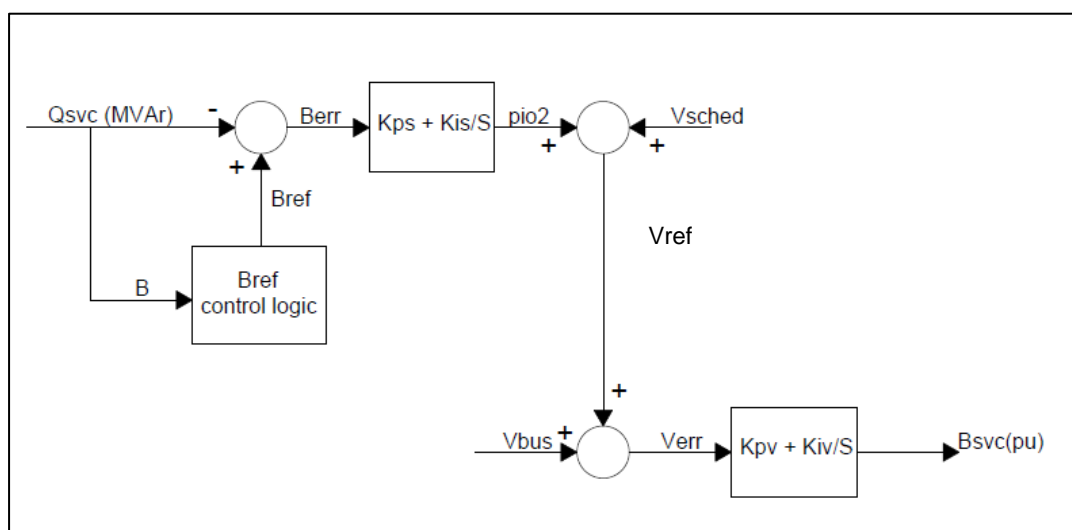


Figura 2.8: Diagrama de bloques simplificado

2.2.2 Controlador implementado en Simulink/SimPowerSystems

A continuación se presenta el controlador del SVC montado en la herramienta Simulink/SimPowerSystems. El controlador consta de tres partes: el bloque de medición, el bloque del controlador con las funciones de transferencia y el bloque de lazo de enganche de fase, PLL, por sus siglas en inglés. El bloque de fuentes de corriente controladas pertenece a la parte de fuerza del SVC.

Como se lo explico anteriormente, el SVC se lo modela como una fuente de corriente controlada donde inyectará reactivos a la red o los

absorberá dependiendo del signo de la susceptancia que entregue el controlador, si es positivo es porque está entregando reactivos, es decir como un capacitor, y si es negativo es porque está consumiendo reactivos como si fuera un inductor. Todo esto se lo realiza con la ayuda del bloque de lazo de enganche de fase, PLL, el cual se lo explica posteriormente en detalle y como operará en nuestro controlador.

- **Bloque de medición**

Este bloque recibe las señales de voltaje y corriente de la barra donde esté conectado el SVC como se observa en la Figura 2.9, estas señales provienen de los transformadores de medición. A partir de esto se obtiene a través del bloque de medición la entrada Bsvc que se observa en la Figura 2.7, el cual en realidad se trata de la potencia reactiva (MVAR) que recibe el SVC como entrada, esto se observa en la Figura 2.8. Además a partir de aquí se obtiene la entrada Vbus del modelo del controlador, esto es el voltaje de la barra donde se encuentra conectado el SVC.

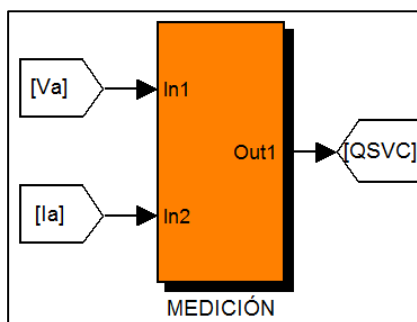


Figura 2.9: Bloque de medición

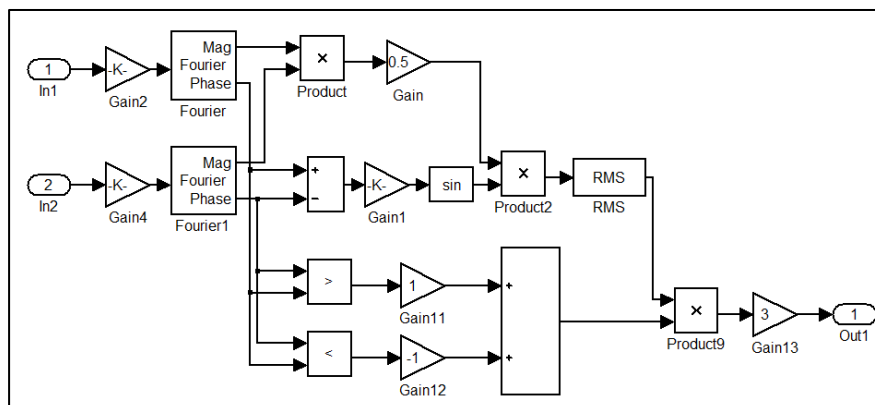


Figura 2.10: Diagrama de bloques detallado del bloque de medición

- **Bloque del controlador**

Se observa en la Figura 2.12 que este bloque recibe las dos variables a controlar, que son el voltaje de la barra y la potencia reactiva de la barra; y devuelve una susceptancia que va a ingresar al bloque de lazo de enganche de fase. Esta potencia reactiva en forma de susceptancia entra al bloque de Bref Control Logic y realiza la lógica que se mencionó en el subcapítulo 2.2.1.

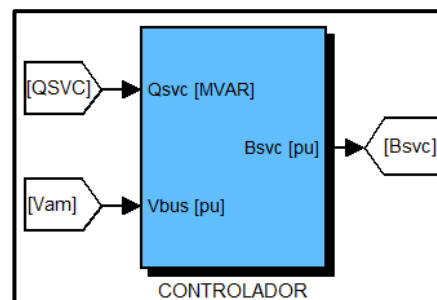


Figura 2.11: Bloque del controlador

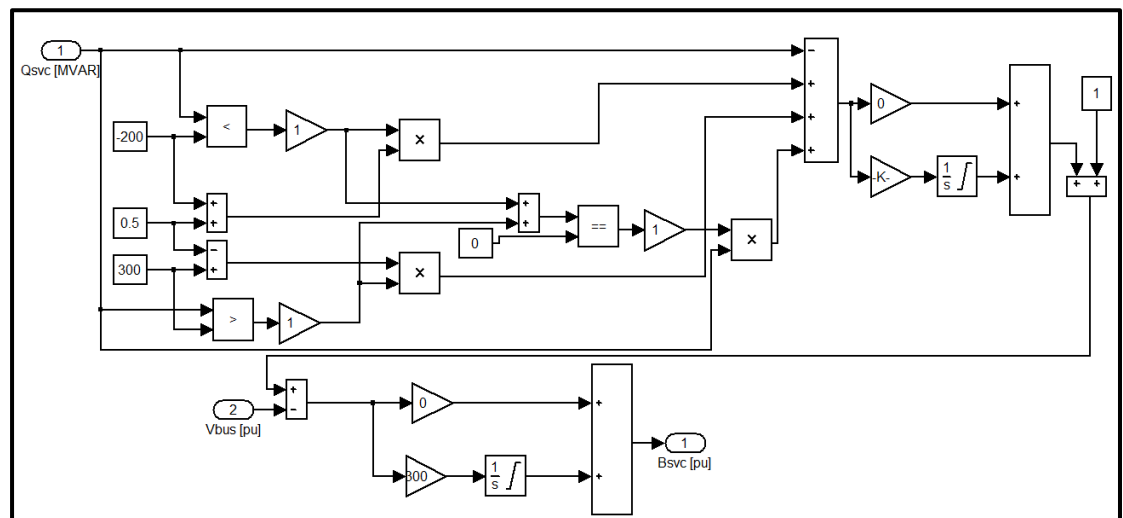


Figura 2.12: Diagrama de bloques detallado del controlador

La funcionalidad de este bloque es limitar la susceptancia del controlador para trabajar sin excederse de sus valores máximos y mínimos. La salida del bloque Bref Control Logic entra a un sumador para obtener el Berr, que de no existir un exceso en sus valores

límites, siempre será igual a cero. Esta susceptancia de error pasa por el bloque del regulador de susceptancia lenta y sale como un voltaje de error. Al ser esta salida normalmente cero, el voltaje programado va a ser igual al voltaje de referencia, V_{ref} , como se observa en el sumador de la Figura 2.9.

El voltaje de referencia entra a un sumador con el voltaje de barra, V_{bus} , y devuelve un voltaje de error, V_{err} . Este error pasa por el bloque de regulador de voltaje y devuelve una susceptancia en por unidad con su respectivo signo para reconocer si es una susceptancia capacitiva o inductiva.

Esta susceptancia entra al bloque de enganche de fase, PLL, el cual se explica a continuación.

- **Bloque del lazo de enganche de fase**

Este bloque denominado Bloque de Lazo de Enganche de Fase (Phase Locked Loop, PLL) en esencia lo que realiza es recibir una onda de voltaje o de corriente y enganchar su fase.

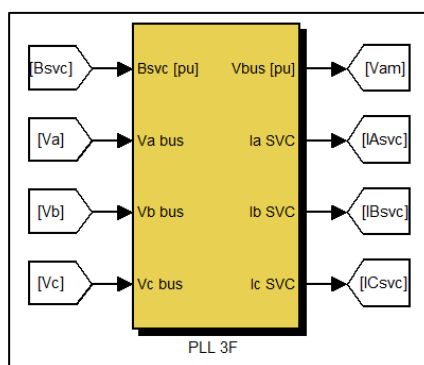


Figura 2.13: Bloque del PLL

Como se observa en la Figura 2.13 este bloque recibe las señales de voltaje provenientes del bloque de medición y la susceptancia que sale del controlador, devuelve una corriente que será entregada a la fuente de corriente controlada, la cual se encargará de inyectar esa corriente con reactivos a la barra, o en su defecto, “consumir” dichos

reactivos dependiendo del signo de la susceptancia que entre al bloque del PLL.

Cabe recalcar que esa salida V_{bus} sirve para el ingreso del bloque del controlador directamente en por unidad y no usar otro bloque de conversión a por unidad, que sería el caso si se lo toma del bloque de medición de voltaje.

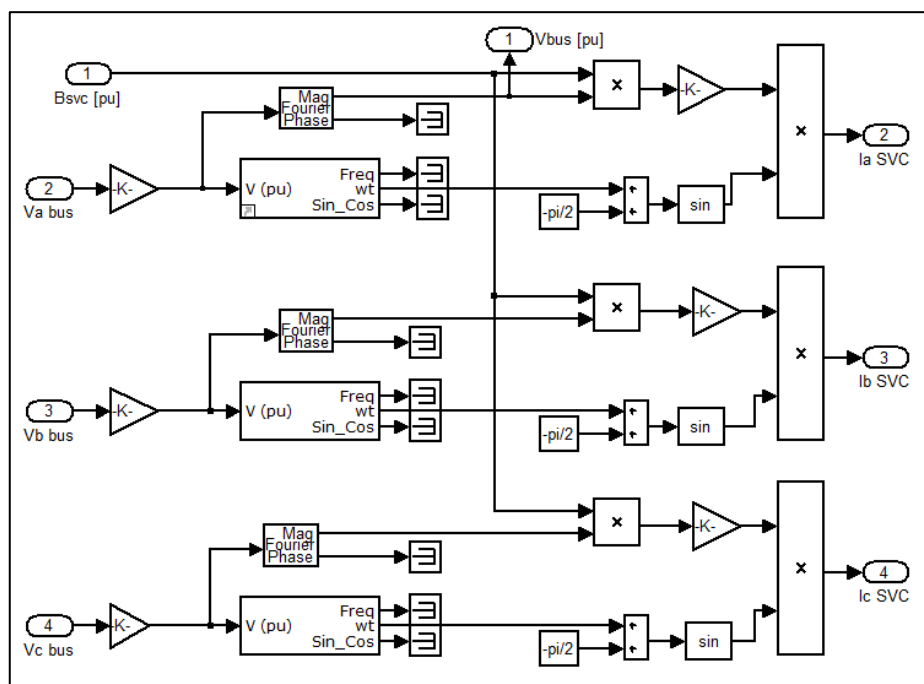


Figura 2.14: Diagrama detallado del bloque del PLL

El criterio que se usó para definir el uso del PLL y armar los bloques de la Figura 2.14 fue el siguiente:

Se recibe la señal de voltaje RMS, misma que se multiplica por la susceptancia de salida del controlador del SVC. Al multiplicar un voltaje RMS por una susceptancia se obtiene una corriente RMS.

Entonces esa corriente RMS que se tiene en magnitud se la convierte en una corriente pico, y esa magnitud de corriente pico se multiplica por la onda de salida del PLL, que es donde se produce el desfase de 90 grados con respecto a la onda de voltaje. Cabe recalcar que el

signo de la susceptancia de salida del controlador es el encargado del desfase de 90 grados en adelante o atraso.

Posteriormente esa corriente que ingresa a la fuente de corriente controlada para determinar si inyecta o no reactivos a la barra donde está conectado el SVC. Con lo antes descrito, se puede observar que en el diagrama de bloques del lazo de enganche de fase, de la Figura 2.14, se reciben señales de voltaje y susceptancia. Las señales de voltaje se transforman a señal en por unidad por requerimiento propio del PLL en su entrada de voltaje.

El PLL realiza la función de enganchar la fase de la onda de voltaje y entrega el valor de ángulo en su salida. A esta salida se le añade un valor constante de -90 grados. El signo de dicho valor se lo toma negativo para hacer cumplir el criterio de que la corriente cuando esté adelantada sea puramente capacitiva o cuando esté atrasada sea puramente inductiva, y la magnitud de dicho valor para que la onda resultante de corriente esté desfasada 90 grados como se lo explicó anteriormente. Por último esa corriente se la convierte a sinusoidal con el respectivo desfase de 90 grados. El valor resultante será ingresado a la fuente de corriente controlada para realizar la compensación de reactivos y mantener la estabilidad del voltaje. La parte de fuerza del SVC será descrita posteriormente en conjunto con la descripción del sistema equivalente que se implementó en SimPowerSystems.

2.3 Implementación del Sistema Equivalente en SimPowerSystems

Se realizó un sistema equivalente de las distintas zonas del Sistema Nacional Interconectado respecto a la subestación de Chorrillos a nivel de 500 kV y a nivel de 230 kV debido a la complejidad de implementar un sistema de potencia grande e interconectado en la herramienta Simulink/SimPowerSystems.

Las subestaciones que se mantienen en el sistema equivalente son: El Inga, Tisaleo y Pasaje en 500 kV. Pascuales, Esclusas, Nueva Prosperina y Quevedo en 230 kV. El procedimiento para obtener el sistema equivalente es el siguiente:

Se realiza un flujo de potencia para obtener los voltajes de pre-falla en PSAT. Luego de esto se realiza un cortocircuito trifásico en la barra donde se realiza el sistema equivalente y se obtiene la aportación de las corrientes de falla de todas las zonas que se quieren simplificar. Cabe recalcar que la corriente de falla que se obtiene de PSAT es una corriente pico de primer ciclo, por lo tanto se obtuvo un factor de asimetría de 2.7 con una relación $X/R = 17$ según la norma IEEE Std. C37.010-1999 para obtener la corriente de falla simétrica.

Posterior a esto, se calculan los MVA de cortocircuito y luego se calculan las impedancias de los sistemas equivalentes. Para la potencia nominal de los generadores de las zonas equivalentes se corrió un flujo de potencia en PSAT.

Por ejemplo para la subestación El Inga a 500 kV se realizó lo siguiente:

$$I_{falla - pico} = 8.78 [kA]$$

$$F_{asim - pico} = 2.7 \text{ con } X/R = 17$$

$$I_{falla - simétrica} = \frac{8.78}{2.7} = 3.25 [kA]$$

$$MVAcc = \sqrt{3} * kV * kA$$

$$MVAcc = \sqrt{3} * 500 * 3.25 = 2815.80 MVA$$

Se asume un sistema mayoritariamente inductivo con una relación $X/R = 17$

Por lo tanto:

$$X_{eq} = \frac{kV^2}{MVAcc}$$

$$X_{eq} = \frac{500^2}{2815.80} = 88.7847 \text{ ohm.}$$

$$X_{base} = \frac{kV^2}{MVAbase}$$

$$X_{base} = \frac{500^2}{600} = 416.667 \text{ ohm}$$

$$X_{pu} = \frac{X_{eq}}{X_{base}} = 0.2131 \text{ pu}$$

A continuación en la Tabla 4 se presenta el resumen de los sistemas equivalentes para su implementación.

	INGA 500	TISALEO 500	PASAJE 500	PASCUALES 230	ESCLUSAS 230	NUEVA PROSPERINA 230	QUEVEDO 230
Ipico [kA]	8,78	2,75	1,9	10,81	10,49	5,57	10,78
X/R	17	17	17	17	17	17	17
Fasim_pico	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
I"AC_sim [kA]	3,25	1,02	0,71	4	3,89	2,06	3,99
Vn [kV]	500	500	500	230	230	230	230
MVAcc	2815	882,57	610,73	1594,6	1548,3	821,5	1590,4
Xeq [ohm]	88,78	283,263	409,346	33,1745	34,166	64,3944	33,2621
Xbase [ohm]	416,66	1219,512	1385,04	207,1261	414,252	414,2522	207,1261
Xeq [pu]	0,2131	0,2323	0,2955	0,1602	0,0825	0,1554	0,1606
Req [pu]	0,0125	0,0137	0,0174	0,0094	0,0049	0,0091	0,0094

Tabla 4: Sistemas equivalentes en 500 kV y 230 kV

A continuación, se muestra la implementación del sistema equivalente 500 kV y 230 kV, con el objetivo de analizar el comportamiento del controlador del SVC ya en un sistema.

Utilizando el simulador SimPowerSystems de Matlab se formó la red, la cual consta de modelos de líneas de transmisión (Modelo π), dos transformadores de potencia de tres devanados con una potencia nominal de 600 [MVA], cargas PQ cuyas magnitudes de potencia activa y reactiva son en base al flujo de potencia realizado en PSAT, y un generador sincrónico en cada una de las zonas donde se realizó el equivalente para representar la parte dinámica y el amortiguamiento cuando se realice un disturbio en la red.

Se utilizó un generador sincrónico ya que al usarse el modelo de sistema equivalente de SimPowerSystems y realizar una falla el sistema se estabilizaba por sí solo, no se veía ningún efecto con el SVC conectado. Caso contrario, con el modelo del generador sincrónico del programa sí se pudo observar esa respuesta transitoria de estabilización que genera el SVC y además se pudo observar el comportamiento dinámico de la máquina.

El flujo de potencia en cada uno de los generadores fue realizado de tal forma que por las líneas de transmisión de la red circule la misma magnitud de potencia activa y reactiva que en el flujo de potencia en demanda máxima

corrido en el programa PSAT. Para esto se tuvo que ajustar los valores de potencia mecánica (P_m) y tensión de campo (V_f) de forma independiente en cada uno de los generadores de acuerdo a los parámetros nominales incorporados en cada modelo.

El generador que representa el equivalente desde la subestación El Inga despacha la potencia que hace falta para cubrir la carga total conectada, es decir el generador funciona como slack. En cuanto a la potencia reactiva el ajuste de la excitación del generador Slack es de tal modo que las magnitudes de los voltajes en las barras se encuentren lo más cercanas a 1 por unidad (límites $\pm 5\%$).

Para la simulación se conectó una carga resistiva de 1 kW en los terminales de cada uno de los generadores sincrónicos debido a que el bloque del generador del programa no permite conectarse en serie con un elemento inductivo (impedancia equivalente) necesitando así una resistencia de alto valor en paralelo. En la Figura 2.15 se muestra la zona de mayor generación del SNI, esto es la zona Norte-Oriental y la zona Molinos. Las líneas de transmisión que se mantuvieron a nivel de 500 Kv son las que unen la subestación Chorrillos 500 con la subestación Tisaleo 500 y la línea de transmisión que une las dos zonas con las subestaciones Inga 500 y Tisaleo 500.

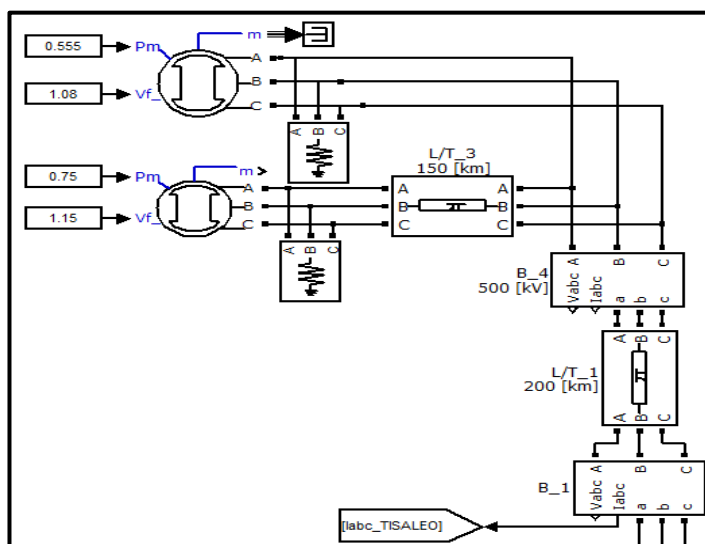


Figura 2.15: Zona Nor-Oriental del sistema equivalente

La zona donde se encuentra la subestación Pasaje 500 y centrales hidroeléctricas cercanas se representa con un solo generador conectado a la red de 500 kV, tal como se muestra en la Figura 2.16, de esta forma se modela la parte dinámica frente a las variaciones de carga y disturbios en la red.

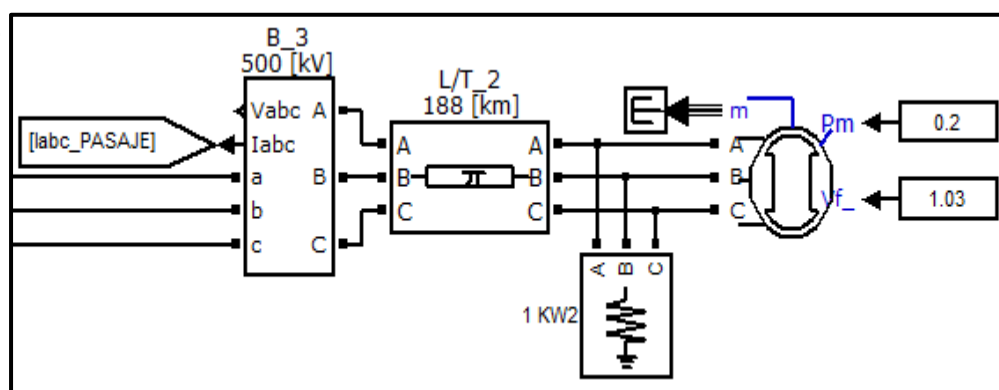


Figura 2.16: Zona de Pasaje a 500 kV

La línea de transmisión que une las subestaciones Chorrillos 500 (donde se encuentra conectado el SVC) y la subestación Pasaje 500 se mantuvo con los mismos parámetros que en sistema formado en PSAT y su respectivo modelo π . Debido a que el SVC se conectó en la barra de 230 kV de la subestación Chorrillos, fue necesario incorporar al sistema implementado en SimPowerSystems todas las ramificaciones de las líneas que salen de esta barra, como se puede observar en la Figura 2.17. Estas ramificaciones salen de Chorrillos 230 y mediante líneas de transmisión equivalentes se une a las barras de Pascuales 230, Esclusas 230, Nueva Prosperina 230. Quevedo 230 comprende el equivalente de la parte Nor-Occidental del SNI.

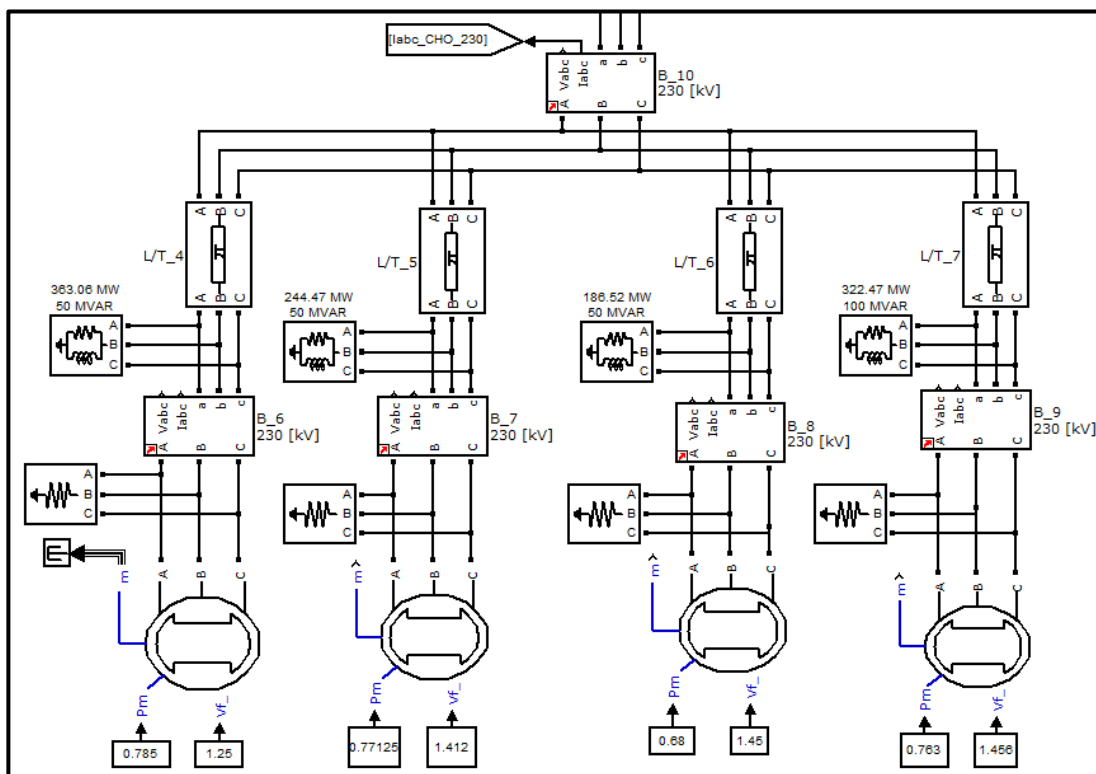


Figura 2.17: Sistema de 230 kV del sistema equivalente

Los transformadores de potencia que se observan en la Figura 2.18 realizan el acoplamiento de las redes de 500 kV con la red de 230 kV tienen una capacidad de 600 MVA, los devanados de Alta, Media y Baja Tensión se encuentran conectados en Y_g , Y_g y Δ respectivamente.

Los parámetros insertados en el modelo de SimPowerSystems fueron los mismos que en el modelo de PSAT pero referidos a cada una de los devanados.

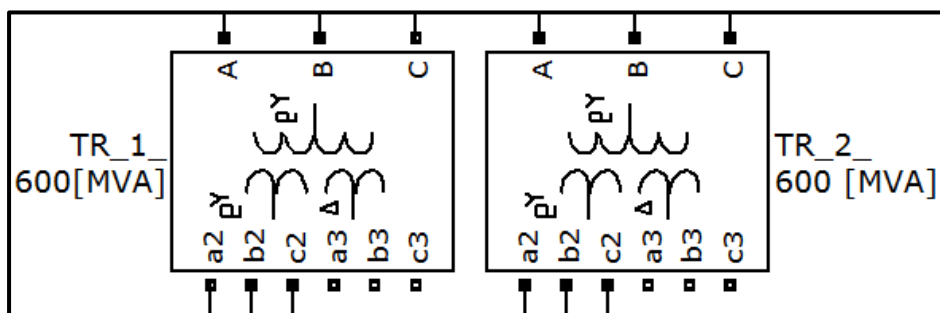


Figura 2.18: Transformadores de potencia 500 kV/230 kV

En la Figura 2.19 se muestra la parte de fuerza del SVC formado por las 3 fuentes de corriente controladas conectadas en estrella y los sensores de voltaje de las tres fases y de corriente que vienen a ser como los transformadores de potencial (PT's) y transformadores de corriente (TC's). Las señales de corriente que ingresan a las 3 fuentes controladas provienen del bloque del PLL ya desfasadas en 90 grados con el respectivo voltaje de fase, atrasado o adelantado. En esta parte también se debió conectar una carga de elevada resistencia para el arranque de la simulación, la magnitud de esta carga es de 1kW.

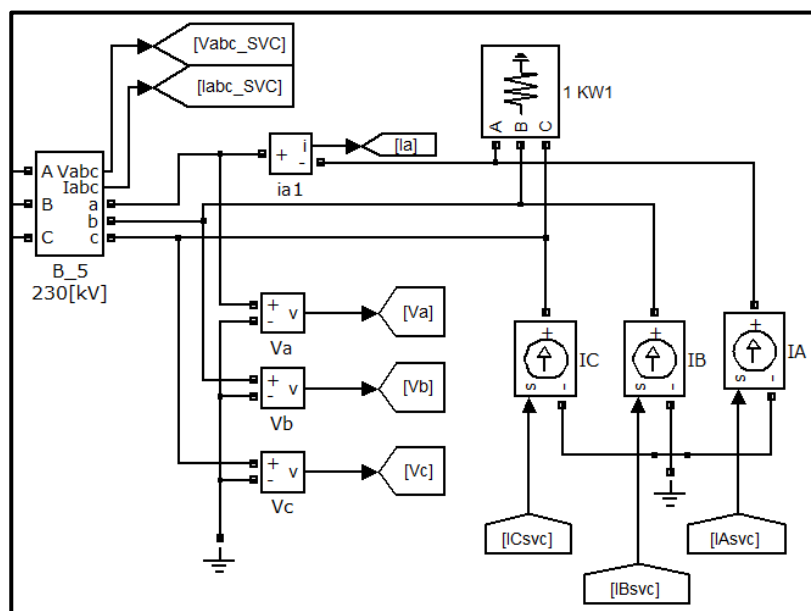


Figura 2.19: Conexión de la parte de fuerza del SVC al S.N.I.

Se tiene el diseño del controlador, la parte de fuerza del SVC y el sistema equivalente justificado con los cálculos y asunciones antes mencionadas.

Ahora ya se tiene todos los elementos necesarios para poner a correr el programa y verificar el funcionamiento del SVC realizando fallas controladas en distintos puntos de la red.

En el siguiente capítulo se analizan los resultados de dichos eventos funcionando el SVC y sin estar funcionando el SVC.

CAPÍTULO #3

3. RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo se define una propuesta de solución, se la lleva a cabo esta solución y se presentan los resultados y las gráficas de las ondas de voltaje y corriente que sean necesarios de analizar. Luego de esto, se realiza el análisis de los resultados y se verifica que el sistema esté respondiendo correctamente según lo esperado, realizando disturbios controlados en el sistema. Posteriormente, del análisis de los resultados se procede a realizar las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

3.1. Procedimiento propuesto

El procedimiento que se lleva a cabo para la propuesta de solución de este proyecto es:

Una vez ya implementado y probado el sistema de potencia con el SVC y su controlador, se generan fallas trifásicas y fallas de una fase a tierra en las barras de la subestación Chorrillos tanto en 500 kV y 230 kV y además en una línea lejana a la subestación Chorrillos, de esta manera se tienen distintas fallas y en distintas zonas.

Se realiza un análisis comparativo con SVC y sin SVC para observar de manera gráfica el efecto de colocación de un SVC, esto se lo hará en al menos una o dos de las fallas que se realicen.

Una vez que se observe la diferencia entre una condición de operación y otra, se realizan el resto de fallas con el SVC conectado a la barra y se analiza la respuesta transitoria del sistema.

Por lo tanto, con estos escenarios en el sistema de potencia, se presentan las gráficas de voltaje, de corriente, de susceptancia, y demás gráficas que sean necesarias para poder observar, analizar y concluir sobre el efecto de la colocación de un SVC en el Sistema Nacional Interconectado.

3.2. Análisis de Resultados

A continuación se presentan los resultados de las transferencias de potencia reactiva para fallas trifásicas que se generaron para el análisis de cortocircuito del subcapítulo 2.1.3. en las Tablas 5 y 6.

		Q ij [pu]	Q ij [pu]	Q ij [pu]	Q ij [pu]
PASCUALES_230	MILAGRO_230	-0,438	-0,4482	-0,6367	-0,943
DOS CERRITOS_230	PASCUALES_230	0,479	0,4894	0,68	0,9959
SANTO DOMINGO_230	TOACHI PILATON_230	2,3988	2,4305	2,9682	1,5609
MILAGRO_230	ESCLUSAS_230	0,4412	0,4469	0,5506	0,7469
PASCUALES_230	MOLINO_230	-0,358	-0,3716	-0,61	-1,0015
COLOMBIA_230	POMASQUI_230	1,092	1,0994	1,164	0,867
RIOBAMBA_230	MOLINO_230	-0,7885	-0,7384	-0,907	-1,0301
TISALEO_500	CHORRILLOS_500	-4,8675	-4,88	-4,735	-1,2678
TISALEO_500	INGA_500	7,326	7,3615	7,3815	-1,1026
CHORRILLOS_230	QUEVEDO_230	-0,609	-0,611	-0,6395	-1,6775
PERÚ_500	PASAJE_500	-0,9977	-0,9894	-0,8334	-0,5065
TADAY_230	MOLINO_230	-0,64	-0,6685	-1,1202	-1,6632
TADAY_230	MILAGRO_230	0,79	0,8	0,9394	1,403
CHORRILLOS_500	PASAJE_500	-2,25	-2,25	-2,32	-2,2595
	FALLA (Bus)	CCS_500	S_RAFAEL_500	INGA_500	TISALEO_500
	t (Inicio de Falla) [s]	50	50	50	50
	t (Despeje de Falla) [s]	50,07135	50,0705	50,06	50,088
	Ciclos	4,281	4,23	3,6	5,28

Tabla 5: Resultado de transferencias de potencia reactiva desde una barra i hacia una barra j para una falla trifásica

		Q ij [pu]	Q ij [pu]	Q ij [pu]	Q ij [pu]
PASCUALES_230	MILAGRO_230	-1,32	-0,6172	-0,5444	-0,9569
DOS CERRITOS_230	PASCUALES_230	1,466	0,6489	0,579	1,0005
SANTO DOMINGO_230	TOACHI PILATON_230	-0,7364	-0,681	4,2269	-5,663
MILAGRO_230	ESCLUSAS_230	1,2928	0,434	0,4911	0,8201
PASCUALES_230	MOLINO_230	-1,6065	-1,3163	-0,5338	-1,0341
COLOMBIA_230	POMASQUI_230	-1,7649	-1,8328	-1,7202	-1,7676
RIOBAMBA_230	MOLINO_230	-0,3365	-0,1692	-0,9693	-0,2406
TISALEO_500	CHORRILLOS_500	9,979	6,2386	-4,1477	1,444
TISALEO_500	INGA_500	-6,2191	-4,1328	3,5646	-0,824
CHORRILLOS_230	QUEVEDO_230	-2,2345	-2,1893	0,8008	8,8618
PERÚ_500	PASAJE_500	-0,0622	0	-0,9971	-1,0821
TADAY_230	MOLINO_230	-0,9322	1,6372	-1,0794	0,1589
TADAY_230	MILAGRO_230	3,7506	2,9291	0,6557	1,6271
CHORRILLOS_500	PASAJE_500	-0,2191	11,3637	-2,3117	-2,1691
	FALLA (Bus)	CHORRILLOS_500	PASAJE_500	STA_ROSA_230	QUEVEDO_230
	t (Inicio de Falla) [s]	50	50	50	50
	t (Despeje de Falla) [s]	50,12425	50,24976	50,05818	50,218125
	Ciclos	7,455	14,9856	3,4908	13,0875

Tabla 6: Resultado de transferencias de potencia reactiva desde una barra i hacia una barra j para una falla trifásica

Los resultados muestran que al realizar una falla en la barra de Chorrillos, las transferencias de potencia reactiva hacia la falla son altas y son las de más grande valor en por unidad en todo el sistema. Incluso realizando fallas en las demás barras se puede observar que el aporte de potencia reactiva a la falla por parte de Chorrillos es considerable. Por lo tanto, esto quiere decir que la ubicación idónea de un SVC en el sistema de potencia es en la subestación de Chorrillos.

En cuanto a los parámetros del controlador, la Tabla 7 muestra el rango de valores de los parámetros del controlador. El modelo está en sistema por unidad, en una base de 100 MVA. Los valores de las ganancias de ambos controladores PI, al momento de hacer las pruebas fueron variando según mejoraba la respuesta transitoria del sistema. Los umbrales tanto capacitivo como inductivo representan la capacidad del SVC, lo cual fue explicado anteriormente en el dimensionamiento del SVC, con lo cual se tienen los valores de 300 MVAR y 200 MVAR. Estos valores también se los tiene en por unidad para la susceptancia máxima y mínima que salen del controlador PI del regulador de voltaje y representan la capacidad continua ya sea capacitiva o inductiva. Los voltajes máximos de referencia del se hallaron mediante un flujo de potencia en PSAT, garantizando una correcta operación.

Parámetros	Descripción	Rango de Valores
Vref_max	Máximo voltaje de referencia permitido del AVR	1.04 a 1.06 [pu]
Vref_min	Mínimo voltaje de referencia permitido del AVR	0.95 a 0.99 [pu]
Kpv	Ganancia proporcional del regulador de voltaje	0 [pu/pu/s]
Kiv	Ganancia integral del regulador de voltaje	50 a 500 [pu/pu]
Kps	Ganancia proporcional del regulador de susceptancia lenta	0 [pu/pu]
Kis	Ganancia integral del regulador de susceptancia lenta	0.0005 a 0.001 [pu/pu/s]
Vrmax	Máxima salida permitida del regulador de susceptancia lenta	0.05 [pu]
Vrmin	Mínima salida permitida del regulador de susceptancia lenta	(-0.05) [pu]
Bscs	Umbral máximo en el lado capacitivo	300 [MVAR]
Bsis	Umbral mínimo en el lado inductivo	200 [MVAR]
Bmax	Máxima capacidad continua capacitiva del SVC	(+3) [pu]
Bmin	Mínima capacidad continua inductiva del SVC	(-2) [pu]

Tabla 7: Parámetros del Controlador

Los parámetros y los umbrales máximos que ingresan al controlador quedaron definidos. La potencia reactiva para el banco de capacitores queda definido en 300 MVAR y la potencia reactiva para el banco de inductores en 200 MVAR.

Con el objetivo de analizar la respuesta del controlador del SVC el cual es compensar el voltaje en la barra dentro del rango $\pm 5\%$, se fue cambiando los valores de V_{sched} desde 0.95 pu hasta 1.05 pu en pasos de 0.01 pu.

La respuesta del SVC dependerá del voltaje en la barra mientras la potencia reactiva que sale del SVC es cero, es decir, del voltaje que se fija en la barra cuando se realiza el flujo de carga. En la Figura 3.1 se muestra la respuesta del SVC ante uno de los distintos casos en los cuales puede operar.

Para el primer valor fijado en la variable V_{sched} , esto es 0.95, se tiene al SVC operando en su límite inductivo $B_{\text{min_svc}}$, sin embargo, se puede observar que el valor del voltaje en la barra no es precisamente 0.95 pu, esto es debido a dos razones: la primera es porque el Regulador de Voltaje ya se encuentra en el límite inductivo y la segunda porque como se mencionaba anteriormente las respuestas dependerán de las condiciones iniciales del sistema cuando la potencia reactiva que sale del SVC es 0 MVAR.

Se observa también que para pasos de 0.01 pu del voltaje programado V_{sched} , en el controlador, se tiene pasos iguales de susceptancia y por ende de potencia reactiva, más adelante se mostrará la característica del SVC.

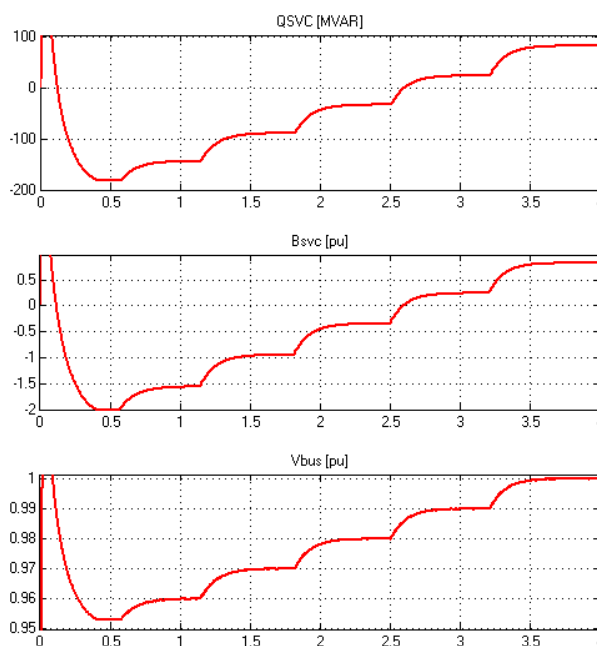


Figura 3.1: Gráficas de (a) potencia reactiva, (b) susceptancia y (c) voltaje en barra del SVC

Para fijar el valor de tensión en la barra de 230 kV en menos de 1 pu el comportamiento del equipo es como un reactor, absorbiendo corriente atrasada en 90 grados con respecto al voltaje de fase mientras que para fijar el voltaje por encima de 1 pu el comportamiento es como un capacitor absorbiendo corriente adelantada en 90 grados con respecto a la tensión de fase.

En la Figura 3.2 (a) y (b) se puede observar el desfase entre la tensión y la corriente cuando pasa a operar de reactor ($t < 0.845$ [s]) a un capacitor ($t > 0.845$ [s]), esto se consigue enganchando la fase de cada una de las tensiones de la barra de 230 kV mediante el bloque del PLL explicado en sección 2.2.2. El tiempo de respuesta que le toma al SVC trepar el valor de la tensión en la barra de 0.97 [pu] a 0.98 [pu] (Figura 3.2 (c)) es 0.4 [s] (24[ciclos]), esto lo hace sin ocasionar oscilaciones en el resto del sistema que puedan afectar en la estabilidad de las máquinas sincrónicas conectadas.

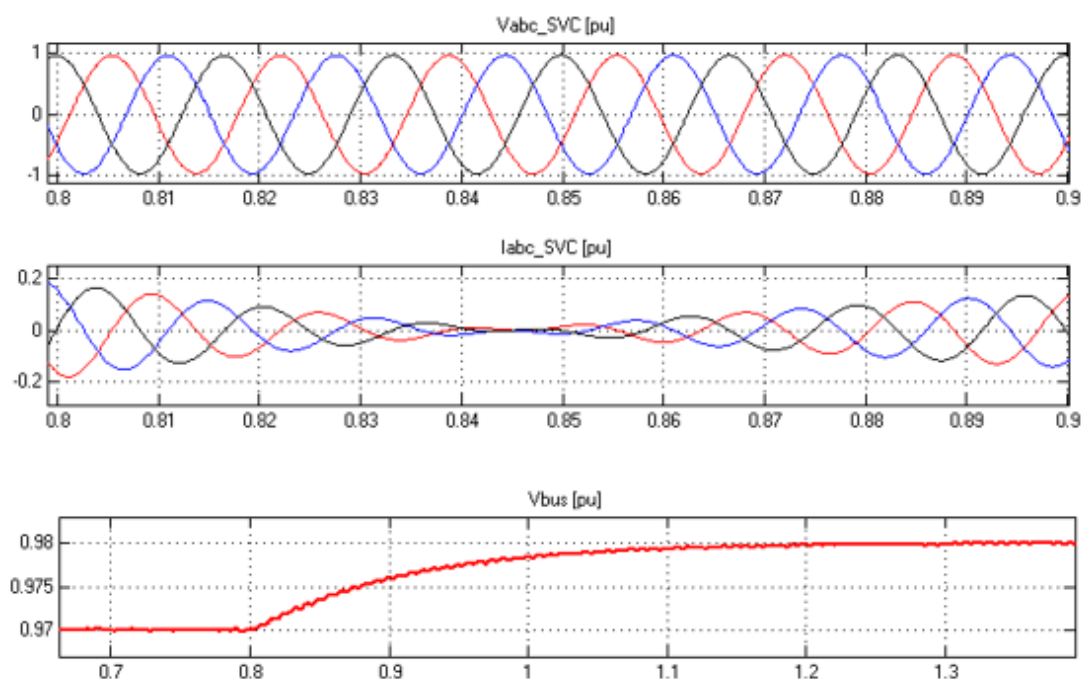


Figura 3.2 (a) Voltaje del SVC (b) Corriente del SVC (c) Voltaje de barra

En la Figura 3.3 se muestra el comportamiento capacitivo del SVC en donde ocurre algo similar cuando se explicó su operación como inductor. Para el valor $V_{\text{sched}}=1.03$ [pu] el valor de susceptancia se encuentra en su límite capacitivo $B_{\text{max_svc}}$ (3 [pu]), sin embargo, el valor de potencia reactiva máxima del SVC se encuentra por encima de 300 MVAR. Si se obtiene el valor de Q realizando el producto:

$$V_{\text{bus}}^2 * B_{\text{svc}} * MVA_{\text{base}} = 1.03^2 * 3 * 100 = 318.27[\text{MVAR}]$$

Se puede comprobar que el controlador entrega la potencia reactiva que le corresponde para un valor de susceptancia de 3 pu.

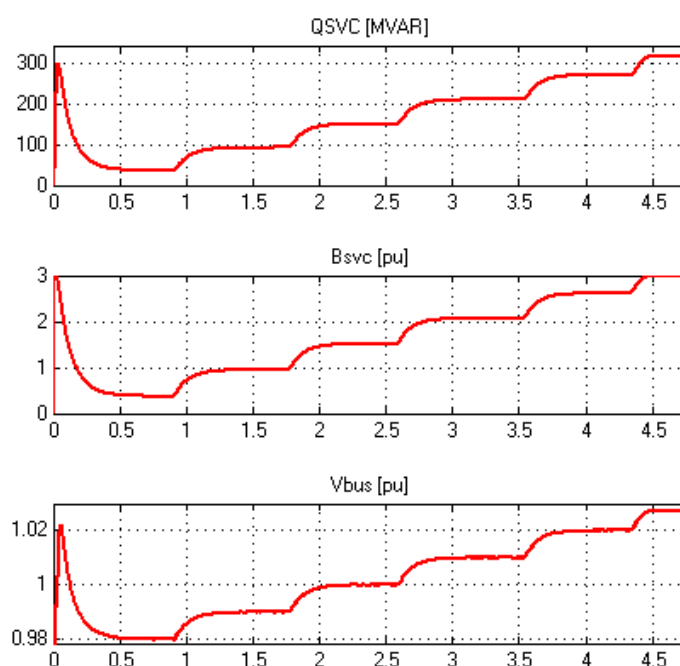


Figura 3.3: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra

Para esta parte del análisis se realiza una simulación durante 26 segundos, en los cuales se generaron los disturbios antes mencionados con el SVC conectado.

En las siguientes gráficas se muestran cada una de estas fallas individualmente que serán analizadas y al final se muestra la gráfica con los 26 segundos de simulación.

- **Falla trifásica en la barra Chorrillos 500 durante 0.0833 s (5 ciclos)**

Se realiza una falla trifásica en $t=1.5$ segundos hasta $t=1.5833$ segundos aproximadamente como se observa en la Figura 3.4, la falla ocurre cuando las tensiones instantáneas de las tres fases se encuentran por encima del cruce por cero (Figura 3.4 (a)), es por esta razón que los valores picos de corriente de falla en la Figura 3.4 (b) crecen bruscamente en el instante de la falla. Las corrientes de falla en la Figura 3.4 (b) son distorsionadas durante los 3.6 ciclos, que es el tiempo que normalmente dura la corriente subtransiente de falla, luego de este tiempo está la corriente transiente y de estado estable. El voltaje en el punto de falla oscila (Figura 3.4 (a)) y se estabiliza dentro de unos 7 ciclos aproximadamente a partir del despeje de la falla en $t=1.5833$ segundos.

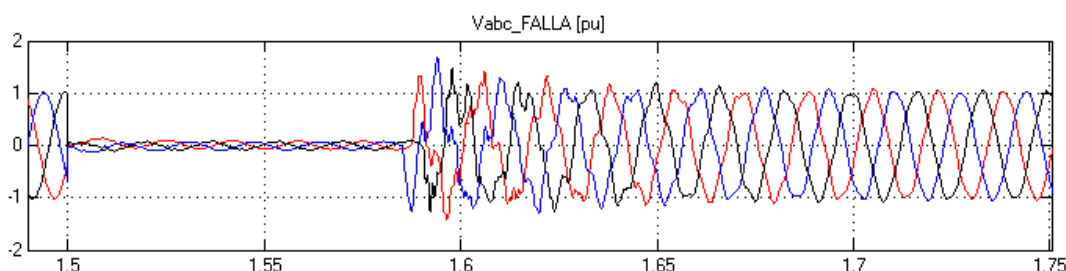


Figura 3.4 (a): Voltaje en el punto de falla

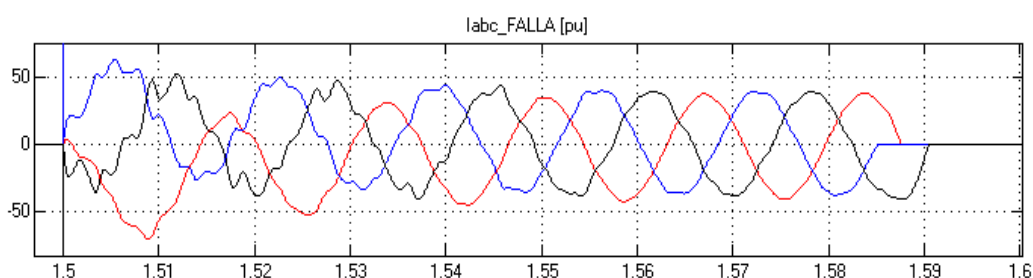


Figura 3.4 (b): Corriente de falla trifásica

En la Figura 3.5 se muestran las gráficas de la potencia reactiva del SVC Q_{svc} en MVAR, de la susceptancia B_{svc} en por unidad y el voltaje de barra V_{bus} en por unidad. Cuando ocurre la falla el voltaje de la barra V_{bus} cae en 0.96 ciclos por debajo de 0.6 pu (0.56 pu aproximadamente), por lo tanto, la susceptancia del SVC se trepa a su límite capacitivo en 1.08 ciclos, un poco mayor al valor de la constante de tiempo con la cual cae la tensión en la barra, y la potencia reactiva que se inyecta para tratar de compensar el voltaje será:

$$V_{bus}^2 * B_{svc} * MVA_{base} = 0.56^2 * 3 * 100 = 94.08[MVAR]$$

El valor de QSVC en la Figura 3.5 (a) se ubica en un instante por debajo de 94.08 [MVAR] esto es debido a los diferentes valores de constantes de tiempo con la cual cae V_{bus} y con la que se incrementa B_{svc} .

$$V_{bus}^2 * B_{svc} * MVA_{base} = 0.56^2 * 2 * 100 = 62.72[MVAR]$$

La falla se despeja en $t=1.5833$ [s] y el valor de V_{bus} en la Figura 3.5 (c) se incrementa con una constante de tiempo de 0.0275 [s], mientras que el valor de B_{svc} (Figura 30 (b)) empieza a variar cuando el valor de V_{bus} está por encima de 1 pu y por ello es que el valor de QSVC se incrementa y toma valores cercanos a 300 [MVAR]. Al SVC le toma 0.4 [s] (24 ciclos) aproximadamente en fijar el valor de V_{bus} al valor de V_{sched} programado en el controlador.

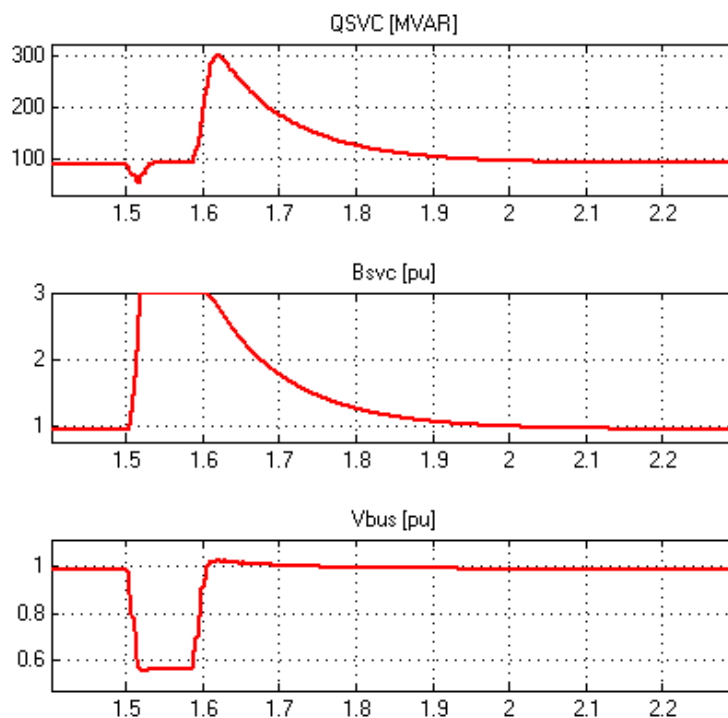


Figura 3.5: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra

En la Figura 3.6 se tienen el voltaje y la corriente trifásica en por unidad de la barra donde está el SVC. Antes de la falla el voltaje está adelantando a la corriente, por lo tanto, se encuentra en modo inductor. En el mismo $t=1.5$ segundos se realiza la falla y se observa como decae el voltaje del SVC y la corriente se vuelve capacitiva, es decir, se adelanta al voltaje para contrarrestar la falla. En el momento que se despeja la falla ($t=1.5833$ segundos) se recupera el voltaje y empieza una oscilación, así como se observó el mismo efecto en la Figura 3.5. En este caso la corriente sigue adelantada y oscila un instante para luego disminuir su aporte capacitivo hasta estabilizar el voltaje en 1 pu. Nuevamente se puede confirmar la correcta operación del controlador y el SVC en funcionamiento.

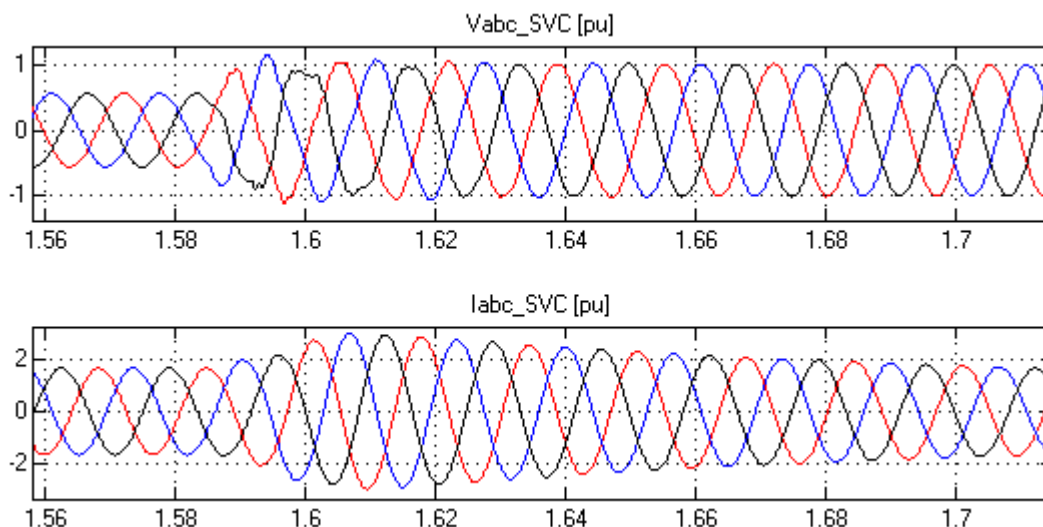


Figura 3.6: Voltaje y Corriente del SVC en falla trifásica

- **Falla monofásica en la barra Chorrillos 500 durante 5 ciclos**

Se realiza una falla de fase a tierra a través de una resistencia de falla de 5 ohm en $t=1.5$ segundos hasta $t=1.5833$ segundos aproximadamente. La tensión de barra V_{bus} que mide el SVC cae a 0.665 pu con una constante de tiempo de 1.02 ciclos mientras que la susceptancia se incrementa con 1.314 ciclos, estas constantes son mayores que la constantes de tiempo cuando se analizó la falla trifásica y el valor de V_{bus} también se mantiene por encima del valor V_{bus} para una falla trifásica sin embargo la respuesta del SVC es ubicar a B_{svc} en su valor máximo debido a que la capacidad de este equipo no es para elevar la tensión en la barra durante la falla sino de mantener la tensión dentro de los límites de operación una vez que el sistema haya despejado la falla ya sea por la operación de las protección y salida de uno de los componentes de sistema o por la fusión del objeto que produjo el disturbio.

La respuesta del equipo estabilizador a partir del despeje de la falla en $t=1.5833$ segundos es 5 ciclos menor que en la falla trifásica, esto dependerá del instante en el cual ocurra la falla, en este caso se observa en la figura 3.9 (a) que ocurre cuando el valor instantáneo de la fase A está cruzando por cero.

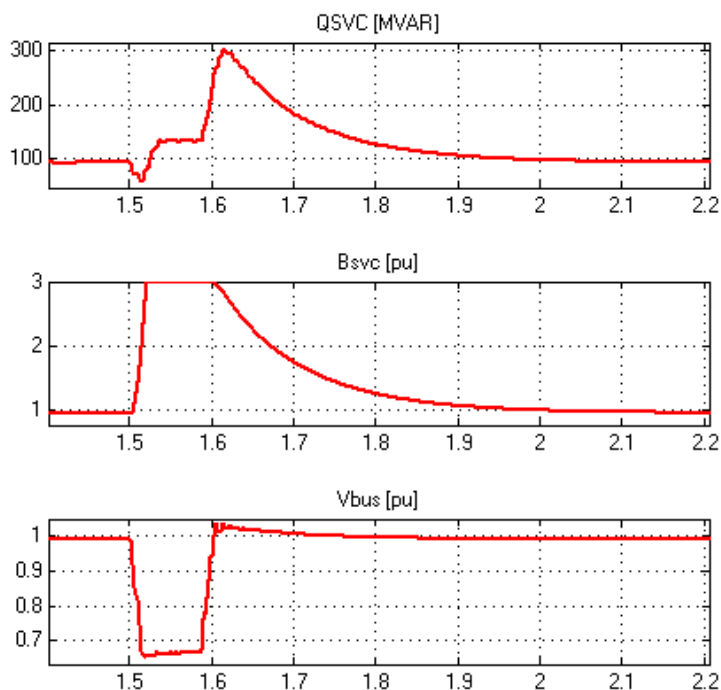


Figura 3.7: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra

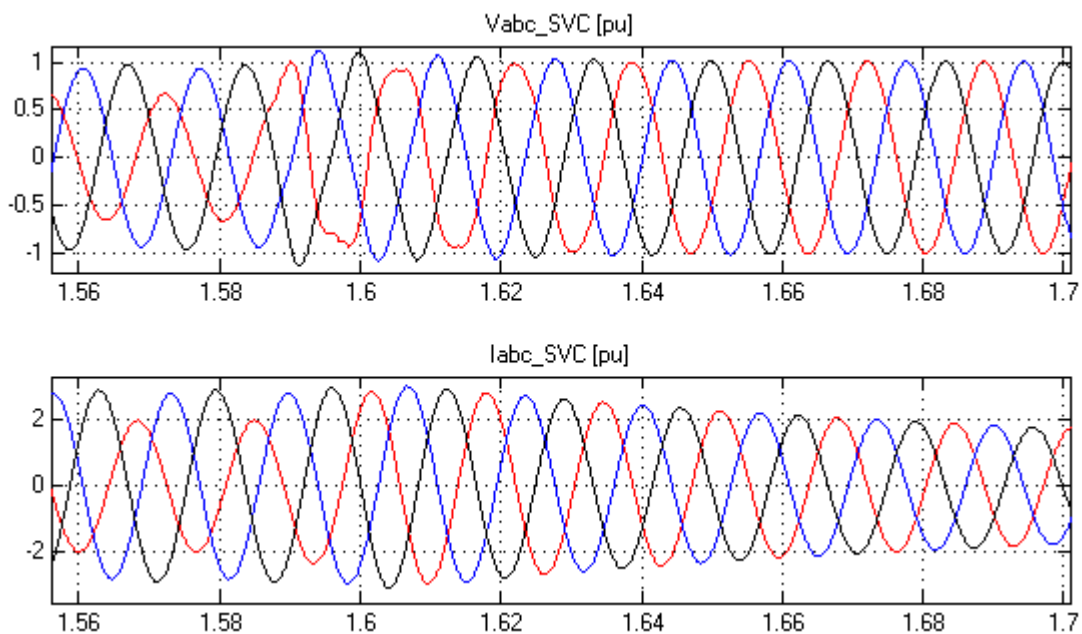


Figura 3.8: Voltajes y Corrientes del SVC en falla monofásica

En la Figura 3.8 se observa el momento en que una de las fases del voltaje disminuye debido a la falla, específicamente la fase A (roja) y luego de la falla intenta oscilar un poco conjuntamente con el resto de fases, pero se estabilizan rápidamente. Este es el efecto del SVC que se observa en la Figura 3.6.

La corriente del SVC en dos de las tres fases se eleva para tratar de estabilizar el voltaje, y cuando se despeja la falla disminuye su valor e inyecta menos reactivos para mantener la estabilización del voltaje.

En la Figura 3.9 se observan los voltajes y corrientes en el punto de falla. Las tensiones en la barra de 500 [kV] en el momento que desaparece la falla ($t=1.5833s$) se incrementan en especial las fases A y C mientras que la fase B es ligeramente inferior, sin embargo, es importante mencionar que la coordinación del aislamiento en los equipos conectados en la subestación debe ser ajustada tomando los valores de sobrevoltajes más críticos que se tendrán en la red por la respuesta inmediata del SVC ante cualquier disturbio que se genere.

Las tensiones en la barra Chorrillos 500 para esta falla les toma 3.402 ciclos en reponerse mientras que en la falla trifásica tomaba 7.002 ciclos en alcanzar las condiciones de estado permanente, lo que significa que una falla trifásica en esta barra puede ocasionar mayores problemas en el sistema que una falla monofásica.

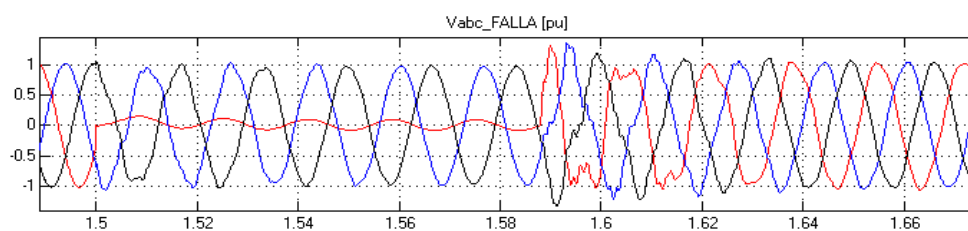


Figura 3.9 (a) Voltaje en el punto de falla

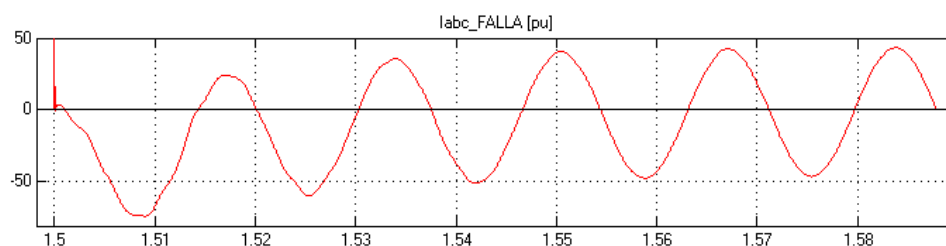


Figura 3.9: (b) Corriente de falla

- **Simulación de fallas durante 26 segundos**

En la Figura 3.10 se observan los 26 segundos de la simulación con las fallas que se realizaron, lo que se analizó es el efecto de un SVC cuando se conecta con un sistema de potencia complejo y además analizar el comportamiento del controlador.

Por lo tanto, en el resumen de las fallas que se generaron, se puede observar que para cada bajón de voltaje que sufría la barra o el sistema, la susceptancia del SVC siempre respondía elevando su susceptancia y llevando al límite capacitivo.

Sin embargo, al despejarse la falla el SVC disminuye su susceptancia a través del controlador, estabiliza el voltaje en la barra luego de 5 o 6 ciclos máximo. Con todo el análisis realizado anteriormente se puede observar que el controlador responde bien y el SVC inyecta los reactivos necesarios para siempre mantener estable el voltaje en el valor que se programe en el controlador.

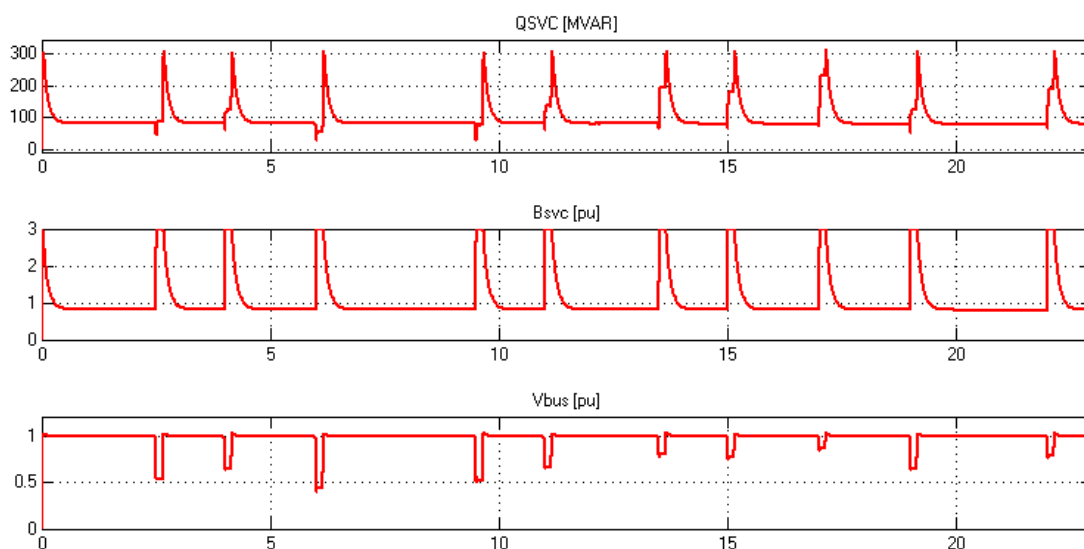


Figura 3.10: (a) Gráfica de potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para los 26 segundos de fallas

- **Falla trifásica en la mitad de la línea Tisaleo 500 – Inga 500**

Una falla trifásica en la mitad de la L/T, la cual une las subestaciones de Tisaleo y El Inga (150 km de longitud), ocurre durante 5 ciclos a través de una resistencia de 5 ohm. En la Figura 3.11 se muestran las corrientes trifásicas en pu de las tres fases que aportan a la falla desde la subestación de Chorrillos_500 tanto el sistema equivalente en Pasaje como la aportación de Chorrillos. Las corrientes $I_{abc_TISALEO}$ es el resultado de la suma de las aportaciones de I_{abc_PASAJE} e $I_{abc_CHORRILLOS}$. A pesar de ser una falla trifásica las tres corrientes de fase oscilan de diferente manera, al inicio de la falla la corriente de la fase A por ejemplo en la Figura 3.11 (a) cae del valor de pre-falla hasta 2 pu, en la Figura 3.11 (b) desciende ligeramente y luego se eleva mientras que la corriente de la fase A de $I_{abc_CHORRILLOS}$ (Figura 3.11 (c)) cae hasta 0 pu, esto se debe a que las corrientes tienen diferente desfase con respecto a las tensiones antes de la falla. Estas elevadas corrientes de falla que circulan por la red producen grandes pérdidas de potencia y elevadas caídas de tensión que pueden originar inestabilidad del sistema si la falla no es despejada lo más rápido posible.

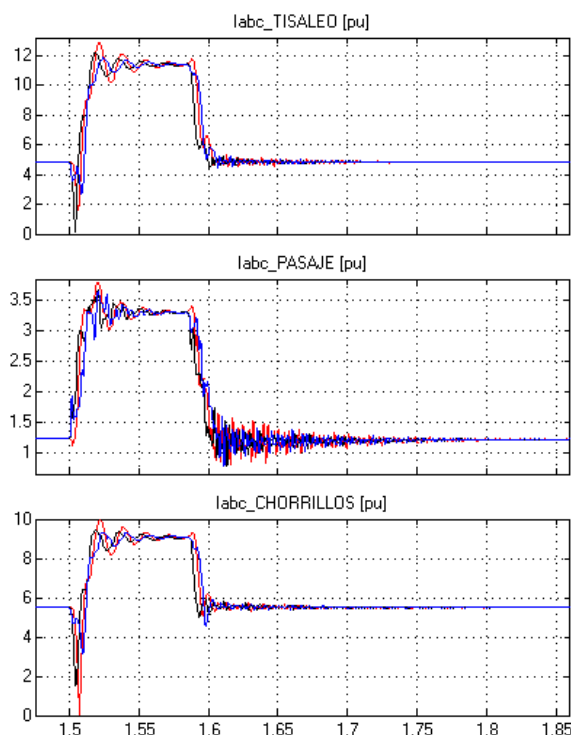


Figura 3.11: (a) Corriente de falla Tisaleo (b) Corriente de falla Pasaje (c) Corriente de falla Chorrillos

Las tensiones en las barras fijan la potencia máxima transferida por las líneas de transmisión de la red y por lo tanto la estabilidad del sistema se ve afectada también por las elevadas magnitudes de voltajes durante los periodos de carga ligera y por los bajos valores durante carga máxima. Los valores de voltajes de pre-falla se encuentran dentro del rango de 0.95 a 1.05 pu, esto significa elevados valores de potencia máxima transferida por las L/T's (entre 40 y 50 [pu]), mientras que durante la falla las tensiones en las barras más cercanas del punto de falla son de 0.222 pu, en El Inga y Tisaleo, en Chorrillos y Pasaje 0.529 pu y 0.584 pu respectivamente.

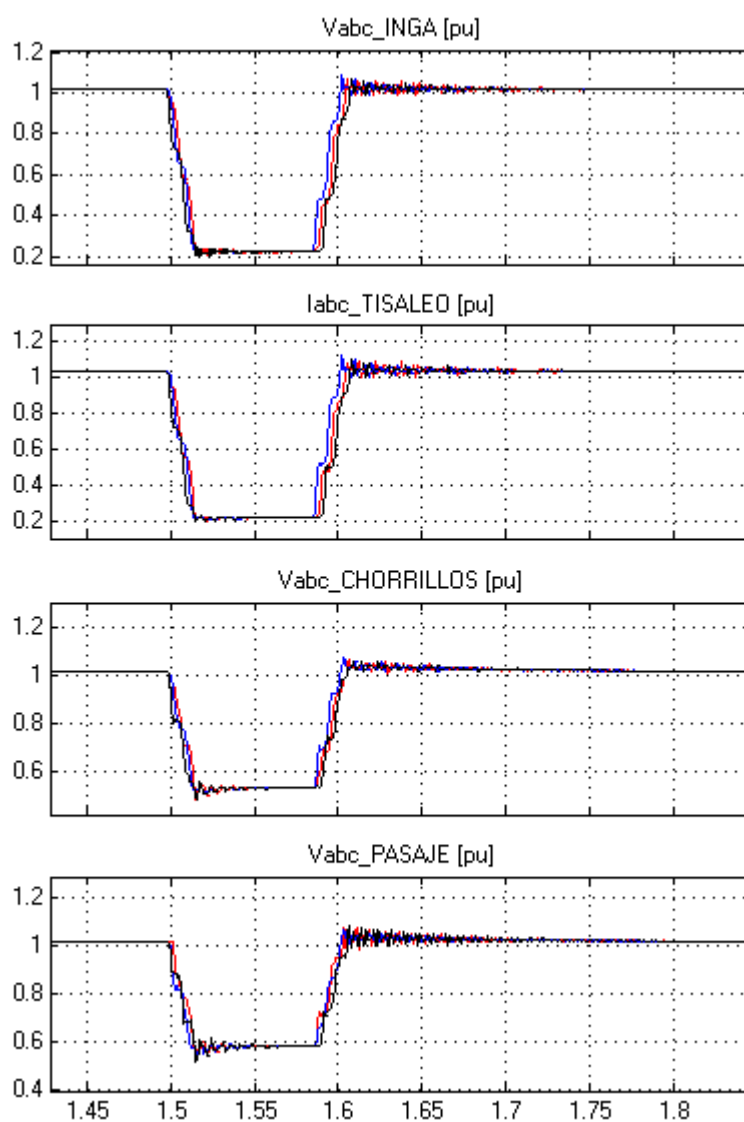


Figura 3.12: Voltajes en las barras de Tisaleo, Chorrillos y Pasaje

La potencia reactiva QSVC de la Figura 3.13 (a) toma tres valores diferentes de potencia reactiva durante la falla. El primer valor es inferior al valor QSVC antes del disturbio que es el valor de potencia reactiva que inyecta el SVC para mantener el voltaje en 0.99 pu, esto se debe a que el valor de la tensión en la barra de 230 kV cae mucho más rápido que la respuesta del controlador para fijar Bsvc al máximo valor (3pu). El segundo valor es aproximadamente 190 [MVAR] capacitivos, y es cuando el valor de la tensión se estabiliza durante la falla en 0.79pu y el valor de la susceptancia ha alcanzado ya Bsvc_max. El valor pico de QSVC es de 300[MVAR] y ocurre cuando el valor de Vbus se encuentra en 1.03 [pu], que es el valor máximo que toma luego que se despeja la falla, en cuanto Bsvc se encuentra disminuyendo (2.83 pu) para volver a fijar su valor que tenía antes de ocurrir la falla.

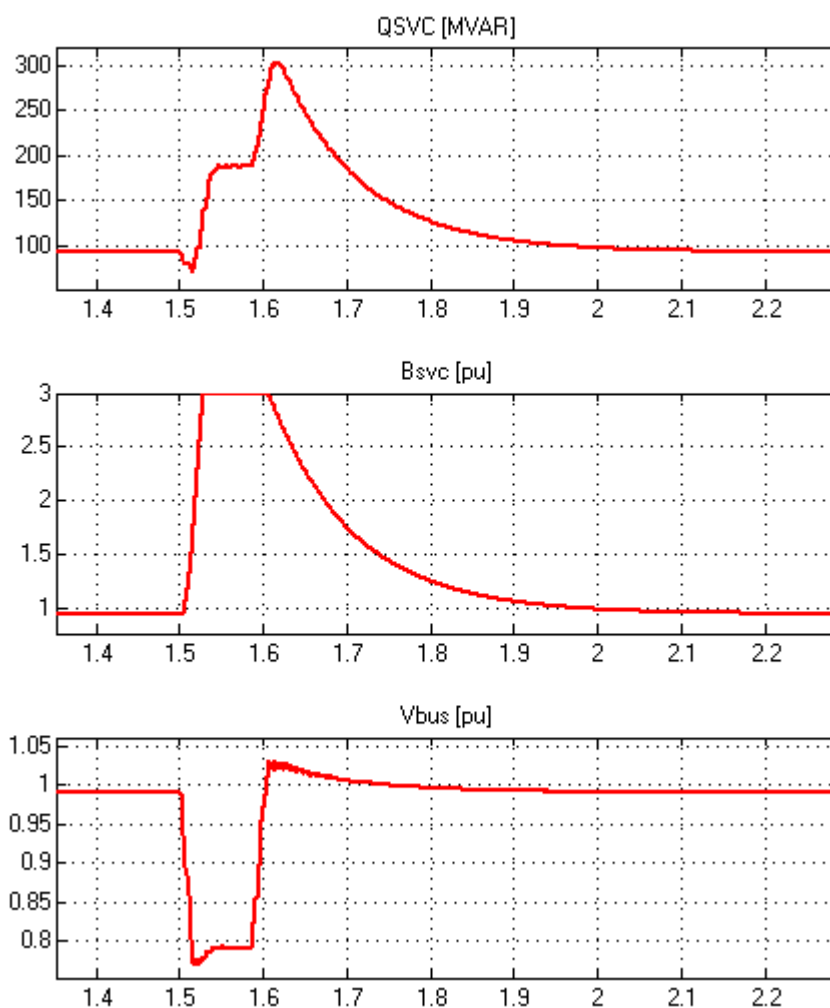


Figura 3.13: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla trifásica en la mitad de la L/T

- **Falla monofásica en la mitad de la línea Tisaleo 500 – Inga 500**

La falla monofásica realizada en la mitad de la línea produce el desbalance entre todas las fases siendo más sobrecargada la fase fallada. Las otras corrientes pueden llegar a incrementarse o disminuir ligeramente e inclusive oscilar en el mismo valor de corriente de pre-falla, estos tres casos se muestran en la Figura 3.14:

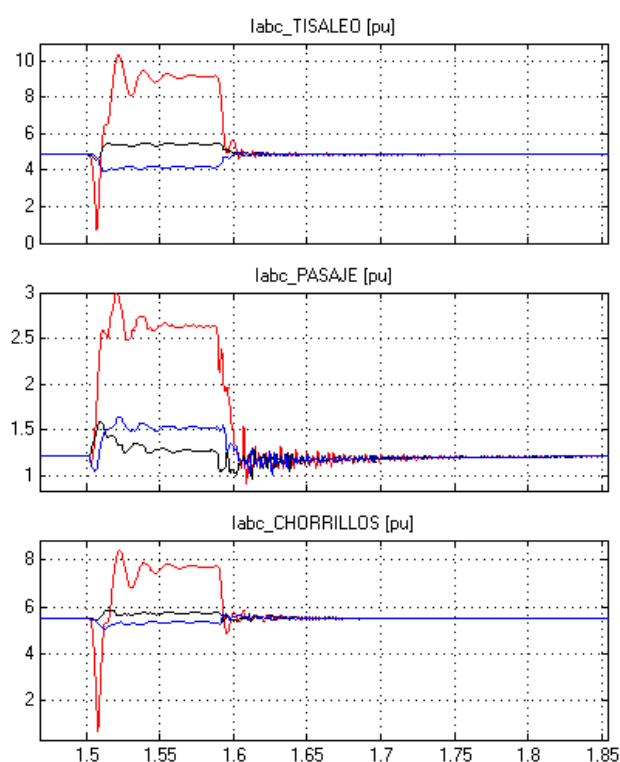


Figura 3.14: (a) Corriente de falla Tisaleo (b) Corriente de falla Pasaje (c) Corriente de falla Chorrillos

La respuesta del SVC es la misma para tres fases del sistema como se observa en la Figura 3.15. El valor de la potencia reactiva inyectada en cada fase dependerá únicamente de las magnitudes de cada una de las fases. El controlador recibe las tres señales de voltaje de barra para poder inyectar una corriente ya sea adelantada o atrasada, sin embargo, la señal V_{bus}

corresponde únicamente a una de las fases del sistema y por esto la respuesta de B_{svc} es la misma para las tres fases.

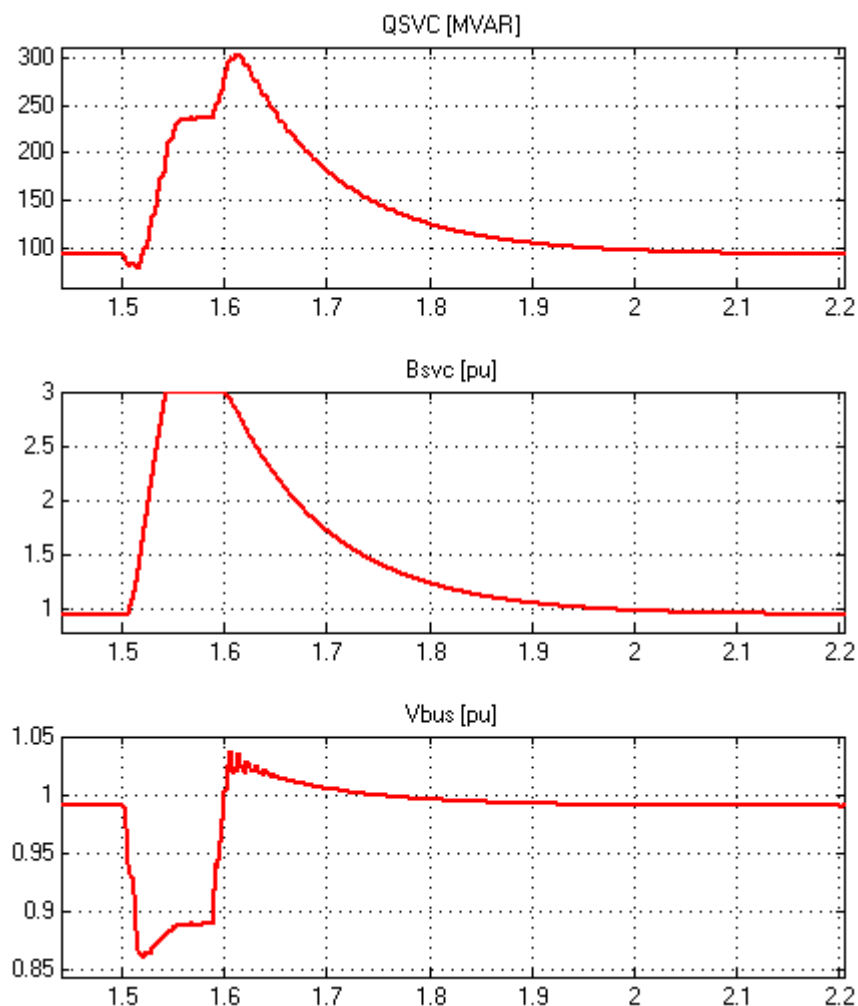


Figura 3.15: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla monofásica en la mitad de la L/T

En este tipo de fallas las tensiones de las fases B y C se encuentran entre 0.95 y 1.05 pu durante la falla a tierra de la fase A. La tensión de la fase fallada en la barra donde se conecta el SVC es mayor a las magnitudes que toman las tres fases cuando la falla era trifásica, esto se debe a que en una falla trifásica las impedancias de secuencia cero en líneas de transmisión son mayores que las impedancias de secuencia positiva. Las corrientes que salen de las fuentes

controladas dependen, como ya se mencionaba anteriormente, de los valores de las tensiones de las fases de la barra.

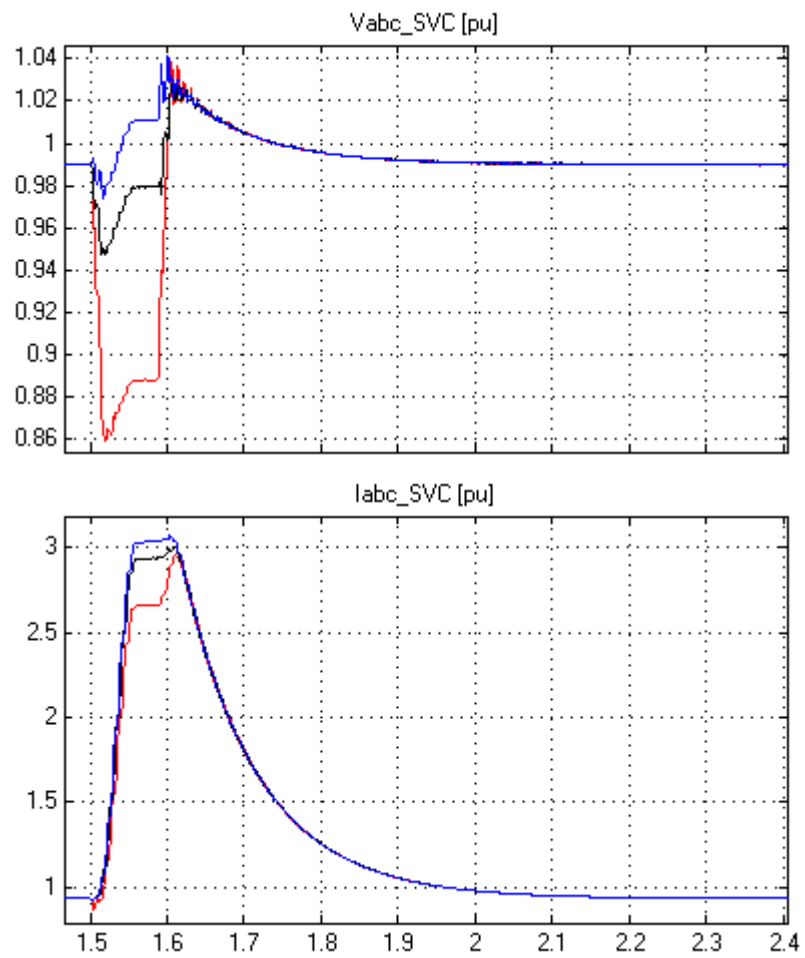


Figura 3.16: Voltaje y Corriente del SVC

Ahora se hará un análisis comparativo entre el sistema con SVC y sin SVC realizando fallas trifásicas.

- **Falla trifásica en la barra de 500 kV.**

Se realiza una falla trifásica durante 1 [s] en la barra de 500 kV. La respuesta de los sistemas equivalentes conectados a la red de 500 y 230 kV para reponer el sistema está en el orden de los milisegundos, es por ello que no se logra observar con claridad las oscilaciones de las ondas de tensión una vez despejada la falla. Las figuras siguientes son únicamente para demostrar como el SVC mantiene el nivel de tensión en la barra de 230 kV antes y después del despeje de la falla al nivel del voltaje programado en el controlador, esto es 1 por unidad. Se puede observar esto en las Figuras 3.17 (a) y 3.17 (b).

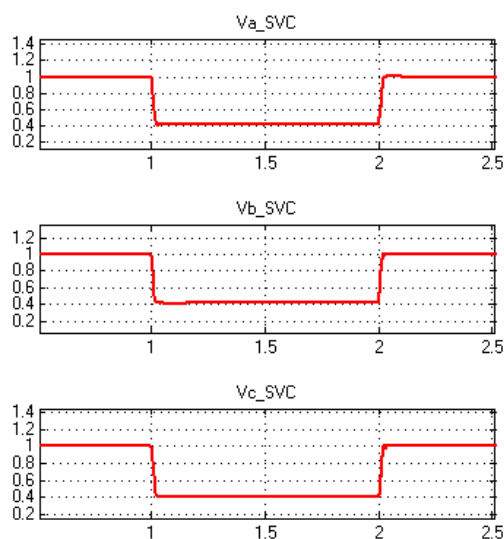


Figura 3.17 (a) Con SVC

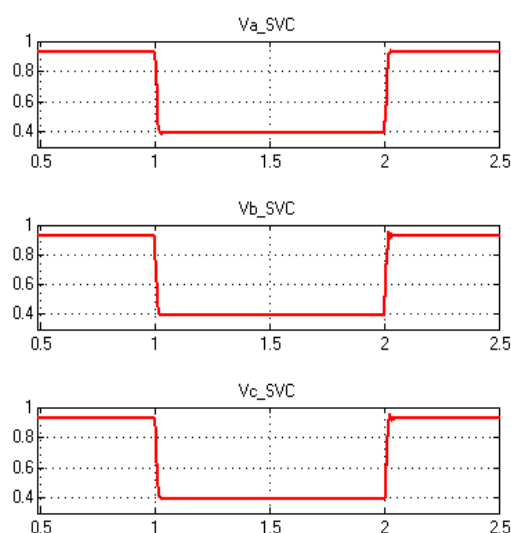


Figura 3.17 (b). Sin SVC

Durante el tiempo que la falla persiste, la tensión de barra cae hasta 0.415 pu y debido a este nivel de tensión tan bajo el controlador fijará el valor de susceptancia al máximo (3 pu).

La potencia reactiva que se inyecta al sistema dependerá justamente del valor de la tensión en la barra la cual se ajustará al valor programado en el controlador. Esta potencia reactiva evita que exista sobretensión y subtensión

durante la operación normal y luego de una falla en la red aumentando de esta forma la estabilidad del sistema.

En la Figura 3.18 se muestra la potencia reactiva inyectada en MVAR, la susceptancia en por unidad como salida del controlador y la tensión en la barra en pu. Antes y después del despeje de la falla el nivel de tensión de barra es 1 pu.

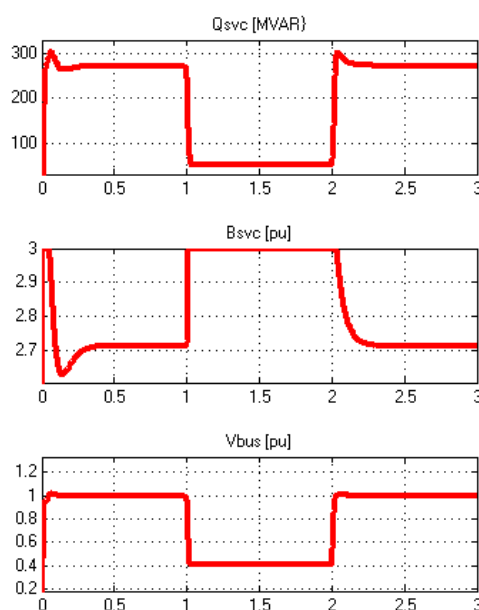


Figura 3.18: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para falla trifásica en Chorrillos

Para mantener la tensión en 1 por unidad, tres fuentes de corriente controladas y conectadas en estrella inyectan una corriente adelantada en 90 grados con respecto a la tensión de fase. La magnitud de esta corriente dependerá del valor Bsvc en por unidad.

- **Falla en la mitad de la línea entre Chorrillos y Tisaleo en Mínima Carga.**

Durante la operación en demanda mínima se conectan bancos de reactores en puntos específicos de la red con el propósito de absorber la potencia reactiva debido a la susceptancia paralela de las líneas de 138, 230 y ahora de la red de 500 kV incorporada al SNI. Otra opción para evitar la sobretensión en la red es

desconectar líneas de transmisión en las cuales el flujo de potencia durante este periodo es también mínimo, sin embargo, esto no es recomendable debido a que se reduce la potencia máxima transferida por la red y esto hace a que disminuya la estabilidad del sistema.

Se realiza ahora una falla trifásica con un valor de resistencia de falla de 25 ohm en la mitad de una línea de 500 kV de 200 km de longitud y cuando el sistema opera a demanda mínima, para esto se conectó una carga de 200 MW y 50 MVAR en la barra de 230 kV.

El SVC en este caso luego de la falla opera en su valor mínimo de susceptancia ($B_{svc_min} = -2$ pu) evitando la sobretensión. En la simulación en SimPowerSystems del sistema siempre las condiciones iniciales se las fija en cero, es por esta razón que aparece el transiente desde $t=0$ [s] hasta $t=0.1667$ [s]. En el ciclo 20 de haber iniciado la simulación (0.3333 [s]) aparece una falla durante 3 ciclos en los cuales el nivel de tensión cae y el controlador actúa elevando el valor de B_{svc} hasta su valor máximo como se observa en la Figura 3.19.

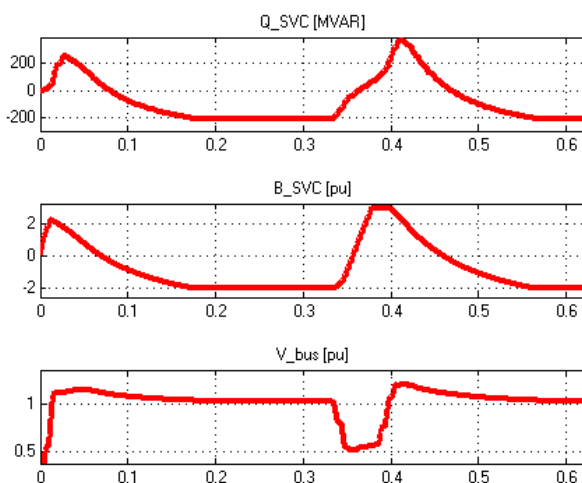


Figura 3.19: (a) Potencia reactiva del SVC, (b) susceptancia del SVC y (c) voltaje de barra para mínima carga

Cuando en un sistema de potencia ocurren fallas normalmente estas se despejan acompañadas con aperturas de líneas, transformadores, barras e inclusive unidades generadoras que empiezan a oscilar a causa de la falla, si el sistema es estable luego del despeje de falla las variables de estado del sistema

(voltajes y ángulo de fase en las barras) cambian debido a la salida de los elementos. En la Figura 3.20 (a) el SVC ubica la tensión dentro de los límites de operación, sucede lo contrario sin SVC en la Figura 3.20 (b).

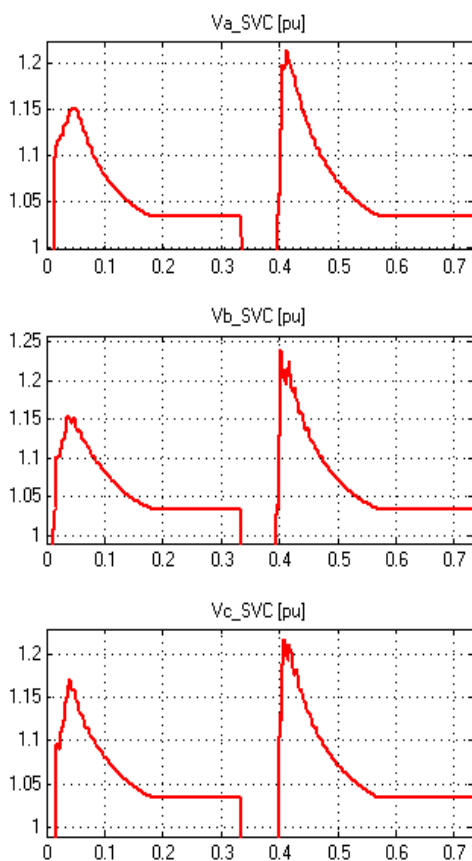


Figura 3.20 (a). Con SVC

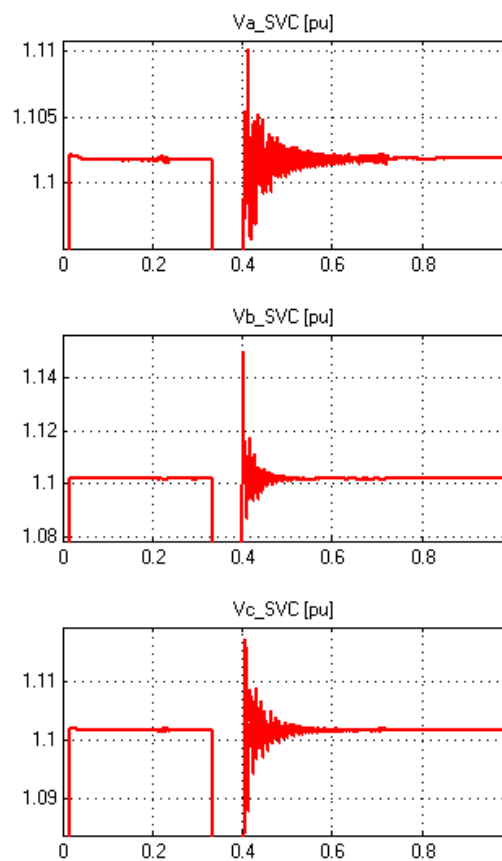


Figura 3.20 (b). Sin SVC

Con el propósito de simular salidas de L/T en la red de 500 y 230 kV se utiliza el sistema formado en PSAT con el modelo del regulador SVC mostrado en la sección de Anexos (Anexo #2), para analizar los niveles de voltajes en la zona Sur-Occidental los cuales se encuentran entre 0.92 y 0.94 pu sin el SVC conectado en subestación Chorrillos. Este regulador es diferente al mostrado en el Capítulo #3 y formado en Simulink.

Las tensiones en pu del SNI obtenidas con el modelo del SVC, escogido de la librería de PSAT, conectado en la subestación Chorrillos en la barra de 230 kV se presentan en el siguiente Perfil de Voltajes.

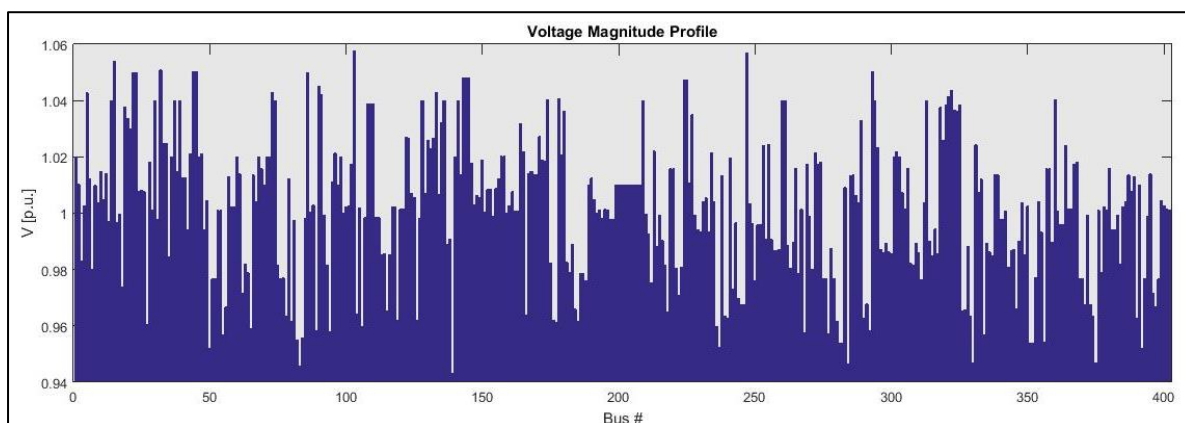


Figura 3.21: Perfil de Voltaje con SVC

Con respecto al perfil de voltaje de la Figura 3.21, las magnitudes de tensiones ahora se encuentran dentro del rango entre 0.94 y 1.06 pu. Los voltajes en la zona Sur-Occidental se mejoran considerablemente y se encuentran por encima de 0.94 pu aumentando las capacidades de transferencia de potencia entre las zonas del sistema de potencia.

- **Apertura y Reconexión de la L/T Tisaleo-Chorrillos de 500 [kV] utilizando PSAT**

La salida de la L/T Tisaleo-Chorrillos de 500 kV por donde circulan 748 MW de potencia es abierta durante 40 s y luego reconectada. La potencia reactiva QSVC en pu y las tensiones en las barras de la subestación Chorrillos (13.8,

230 y 500 kV) con y sin SVC son mostradas en las Figuras 3.22, 3.23, 3.24, 3.25 respectivamente.

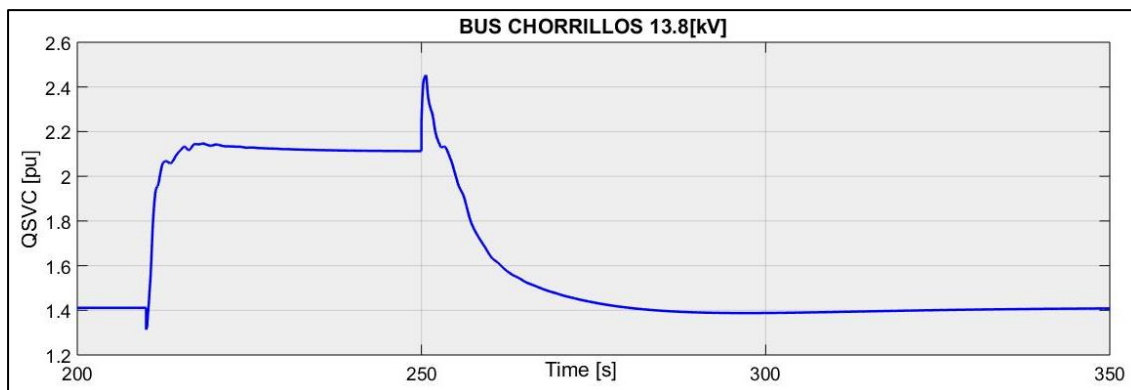


Figura 3.22: Potencia reactiva barra Chorrillos 13.8 kV

La apertura de esta L/T en un periodo de tiempo crítico de estabilidad hace operar al SVC en su máxima potencia reactiva capacitiva. Se observa en la Figura 3.23 que el voltaje de la barra de 13.8 kV, donde se encuentra conectado el SVC, se estabiliza en 1.03 pu mientras que en condiciones previas y después de la reconexión se encuentra en su valor programado en el controlador, esto es, 1.05 pu.

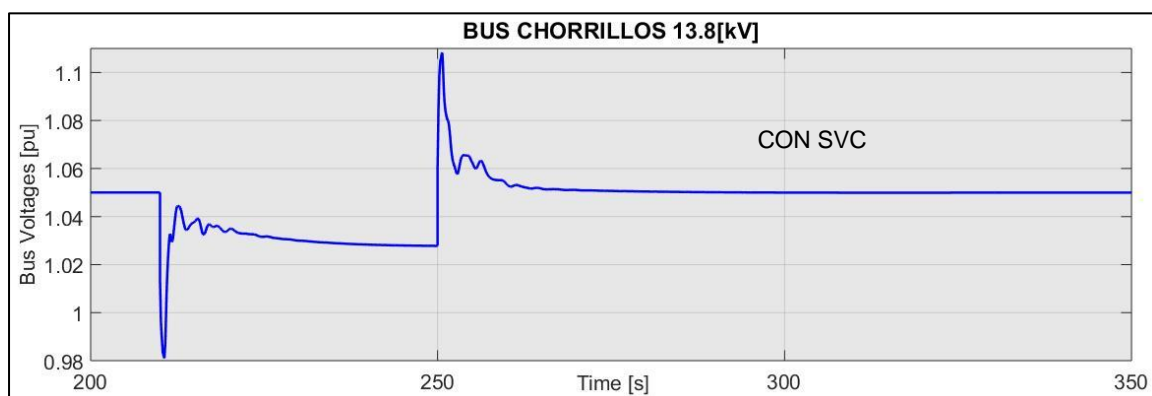


Figura 3.23: Voltaje de la barra Chorrillos 13.8 kV

Los voltajes en las barras de 230 y 500 kV sufren más las consecuencias por la salida de la L/T. Sus valores caen 0.04 pu con SVC y 0.06 pu sin SVC de sus valores previos a la falla en la barra de 230 kV, mientras que en la barra de 500

kV las magnitudes decaen en 0.06 pu con SVC y 0.08 pu sin SVC. Los niveles de voltajes durante la salida de la línea con el equipo compensador conectado y en operación mantiene los niveles de voltajes en la subestación por encima de -5% y con ello se impide que el sistema colapse.

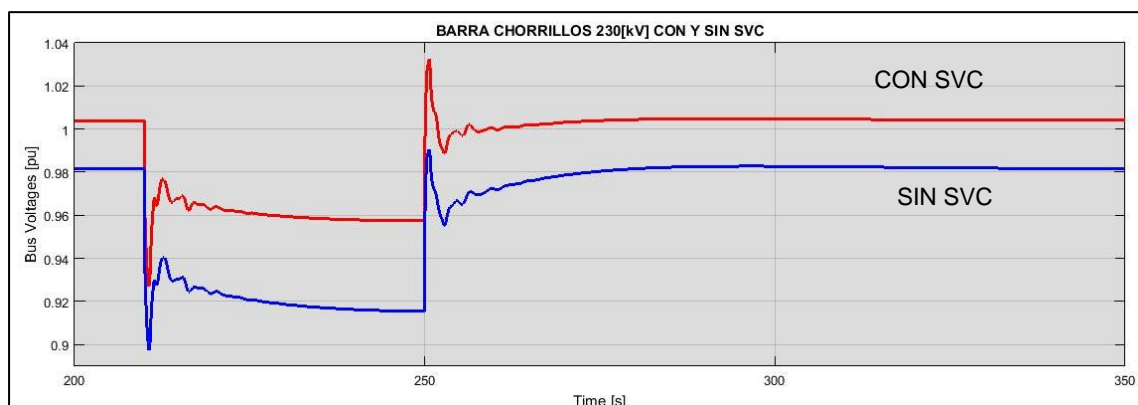


Figura 3.24: Voltaje de barra Chorrillos 230 kV con y sin SVC

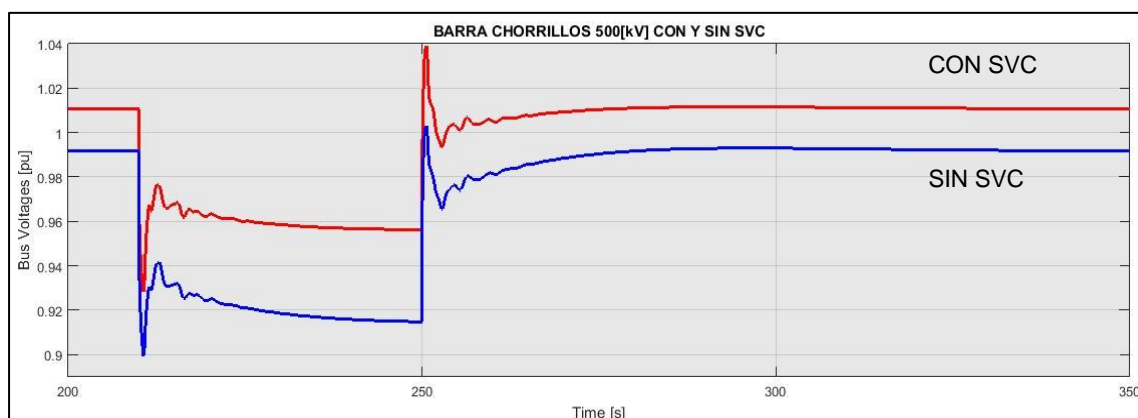


Figura 3.25: Voltaje de barra Chorrillos 500 kV con y sin SVC

- **Apertura y reconexión de tres L/T's utilizando PSAT**

Se simula también las salidas de tres L/T en el sistema. La primera en salir es la línea CC_Sinclair – San_Rafael de 500 kV en $t=80$ [s] que es reconectada en 70 [s], luego de 50 [s] se abre la L/T Quevedo-Chorrillos de 230 kV durante 50 [s] y se reconecta. Cuando se estabiliza el sistema en $t=300$ s la tercera línea en interrumpirse es la L/T Totoras-Santa_Rosa de 230 [kV], esta línea permanece 50 [s] fuera de servicio hasta que es reconectada en $t=300$ [s].

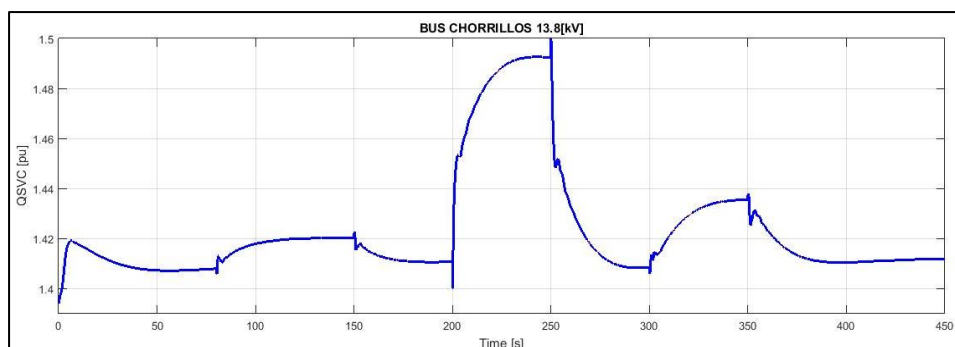


Figura 3.26: Potencia reactiva del SVC

La potencia reactiva Q_{SVC} en pu que el SVC inyecta al sistema para mantener el voltaje al valor de $V_{ref}=1.05$ pu se muestra en la Figura 3.26. Esta potencia oscila en 10 MVAR y la mayor variación se produce cuando sale la L/T Quevedo-Chorrillos la cual se encuentra en la zona donde está conectado el SVC, mientras que para interrupciones de las otras dos líneas que se encuentran lejanas a la subestación Chorrillos, la variación de la Q_{SVC} es de menos de 5 MVAR.

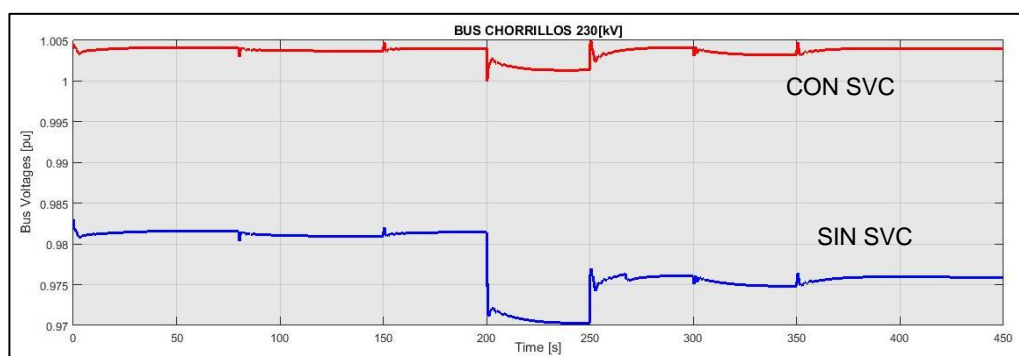


Figura 3.27: Voltaje en la barra de 230 kV con y sin SVC

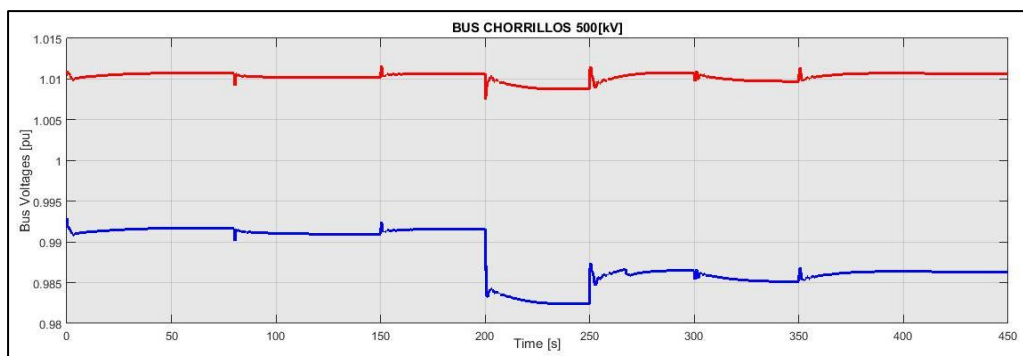


Figura 3.28: Voltaje en la barra de 500 kV con y sin SVC

3.3. Conclusiones

La operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en condiciones críticas de carga máxima, es decir, con las operaciones de las nuevas centrales hidroeléctricas de los proyectos emblemáticos en sus capacidades nominales, no produce mayores inconvenientes en la resolución de flujo de carga. Las variables de estado: voltajes de barra y ángulos de fase del sistema de potencia se encuentran dentro de los límites de operación, esto quiere decir que las capacidades máximas de transmisión en las líneas no producen problemas de estabilidad excepto en la zona Sur-Occidental donde existen problemas para mantener las tensiones dentro de los límites de operación permitidos y esto produce que las capacidades de transmisión en las líneas se vean reducidas.

Los equipos estabilizadores que se añadieron en las diferentes zonas del SNI (AVR, TG y PSS) colaboraron para el análisis dinámico del SIN en PSAT. El PSS (Power System Stabilizer), en especial, el cual evita la existencia de modos locales de oscilaciones cuando en el sistema se producen disturbios en los cuales se ven afectados principalmente las generaciones que cubren la mayor parte de la demanda como son las centrales Hidroeléctricas de Coca Codo Sinclair, Paute, Sopladora, Mina, etc.

El dimensionamiento y el punto de ubicación de SVC responden a contingencias de hasta N-1 por fallas, compensando el nivel de voltaje en la barra de 230 kV y disminuyendo las oscilaciones de las variables principales en un sistema de potencia como son los voltajes en las barras y corrientes en las líneas de transmisión. El punto de ubicación del SVC puede ser visto desde otra perspectiva, esto es: La mayor generación del SNI se encuentra en la parte Norte, Nor Oriental y en la zona Molinos-Milagro y es justamente donde se encuentran instalados los equipos estabilizadores que responderán ante oscilaciones que se producen en cualquier punto de todo sistema, mientras que en la parte Nor-Occidental y en la zona Pascuales el número de estabilizadores es muy poco y conectados en centrales térmicas las cuales dejaran de operar cuando las Hidroeléctricas de las zonas anteriores se encuentren en su máxima capacidad. Entonces, para disturbios o contingencias que ocurran en la zona

Sur-Occidental debe existir un equipo FACTS que continuamente se encuentre regulando el nivel de tensión de la zona y respondiendo ante las oscilaciones que producen las fallas.

La simulación en SimPowerSystems del SVC instalado en un sistema de potencia permitió ver con mayor precisión el efecto de este equipo ante fallas trifásicas y monofásicas en la red. El análisis para la capacidad del banco de capacitores y de reactores del SVC resultaron con respuestas positivas para los casos en los que se presente niveles de voltajes bajos cuando existe contingencia de hasta N-1 y del nivel de tensión más alto cuando el sistema opera en carga ligera respectivamente.

En cuanto al controlador del SVC podemos concluir que los tiempos de respuesta ante oscilaciones por disturbios en la red se encuentran dentro de los límites operativos, por lo tanto, el modelo general del SVC que se utilizó en esta tesis se puede aplicar para análisis de estabilidad de sistemas de potencias complejos y grandes.

3.4. Recomendaciones

Al implementar el controlador, se recomienda realizar bloque por bloque e ir probando sus señales de salida con una entrada tipo escalón. Las ganancias de los reguladores de voltaje y de susceptancia lenta, se recomienda empezar con valores bajos e ir viendo su respuesta según el sistema que se tenga.

Se recomienda aumentar el número de equipos FACTS en el SNI, especialmente en la zona de mayor concentración de carga y donde no hay mucha generación, de esta manera se tiene un mayor control de la estabilidad del sistema en esa zona.

Se recomienda proseguir con este trabajo de tesis implementando nuestro sistema de control y el sistema de fuerza en un simulador en tiempo real, para esto será necesario discretizar los bloques del sistema de control.

4. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Mihalic, P.Zunko, D.Pouh, "Improvement of Transient Stability Flow Controller, ". *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- [2] N.G. Hingorani, L. Gyugyi. "Understanding FACTS: Concepts and Technology of AC Transmission Systems," *IEEE ISBN, New York, 2000*.
- [3] P.Kundur, "Power System Stability and Control", *PP 1145-1150*
- [4] "Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica", Antonio Gómez Exposito.
- [5] IEEE-CIGRE "Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definitions and Classifications of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [6] A. Bryantsev, M. Bryantsev, B. Bazylev, S. Dyagileva, A. Negryshev, R. Karymov, E. Makletsova, S. Smolovik, "Power Compensators Based on Magnetically Controlled Shunt Reactors in Electric Networks with a Vltage between 110kV and 500kV," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 239-244, 2010.
- [7] Tarang Sharma, Anil Dahiya, "Transient Stability Improvement in Transmission Line using SVC with Fuzzy Logic based TID Controller"
- [8] R. L. Lee, M. J. Beshir, A.T. Finley, D. R. Hayes, J. C. Hsu, H. R. Petersen, DeShazo, Gerlach, "Application of SVC for the dynamic performance of the MEAD-ADELANTO and MEAD-PHOENIX Transmission Projects". *IEEE Transactions on Power Systems*
- [9] C. U. Shankar, R. Thottungal, M. Yuvaraj, "A Novel Methodology to Enhance Transient Stability Using SVC with Fuzzy Logic Control," *IET Chennai Fourth International Conference on Sustainable energy and Intelligent Systems*, pp. 15-19, 2013.
- [10] T. Sharma, A. Dahiya, "Tanient Stability Improvement in Transmission Line using SVC with Fuzzy Logic based TID Controlled," *IEEE, 2014*.

5. ANEXOS

ANEXO #1

Los parámetros de los modelos del Gobernador (TG), Regulador Automático de Voltage (AVR) y del Estabilizador de Sistema de Potencia (PSS) escogidos en PSAT para el análisis dinámico son los siguientes:

Parámetros del Gobernador (TG) tipo I		
Variable	Descripción	Valor / Unidad
1	Tipo de Gobernador	--
ω_{ref0}	Velocidad de Referencia	1 [pu]
R	Droop	0.02 [pu]
Tmax	Potencia máxima de la turbina	1.2 [pu]
Tmin	Potencia mínima de la turbina	0.3 [pu]
Ts	Constante de tiempo del gobernador	0.1 [s]
Tc	Constante de tiempo del Sevo motor	0.45 [s]
T3	Constante de tiempo de ganancia transitorio	0 [s]
T4	Constante de tiempo de fracción de potencia	12 [s]
T5	Constante de tiempo de recalentamiento	50 [s]

Tabla 8: Parámetros del Gobernador

Parámetros del AVR tipo II		
Variable	Descripción	Valor / Unidad
2	Tipo de AVR	--
Vrmax	Tensión máxima del regulador	7.32 [pu]
Vrmin	Tensión mínima del regulador	0 [pu]
Ka	Ganancia del amplificador	25 [pu/pu]
Ta	Constante de tiempo del amplificador	0.02 [s]
Kf	Ganancia del estabilizador	0.002 [pu/pu]
Tf	Constante de tiempo del estabilizador	1 [s]
Td	Constante de tiempo del circuito de campo	0.2 [s]
Tr	Constante de tiempo de medición	0.001 [s]

Tabla 9: Parámetros del AVR

Parámetros del PSS tipo II		
Variable	Descripción	Valor / Unidad
--	Señal de salida del PSS	ω
vsm _{max}	Valor máximo de salida del estabilizador	0.1 [pu]
vsm _{min}	Valor mínimo de salida del estabilizador	(-0.1) [pu]
K _w	Ganancia del estabilizador	5 [pu/pu]
T _w	Constante de tiempo Wash-out	10 [s]
T ₁	Primera constante de tiempo del estabilizador	0.38 [s]
T ₂	Segunda constante de tiempo del estabilizador	0.02 [s]
T ₃	Tercera constante de tiempo del estabilizador	0.38 [s]
T ₄	Cuarta constante de tiempo del estabilizador	0.02 [s]

Tabla 10: Parámetros del AVR

ANEXO #2

Modelo del regulador del SVC escogido en PSAT es:

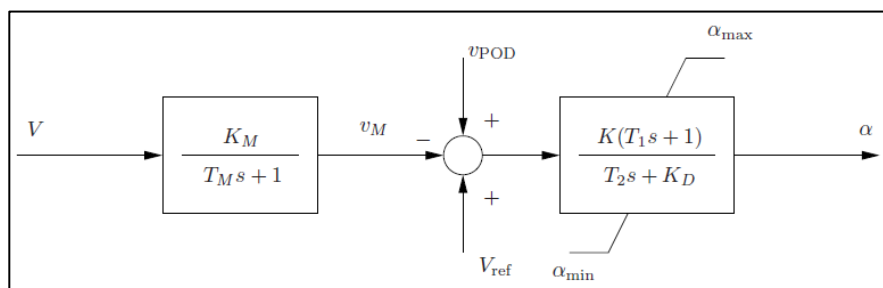


Figura 5.1: Modelo del regulador del SVC

La barra de 13.8 kV, en la que es conectado el SVC, es una barra PV con potencia activa cero inyectada al sistema. Los parámetros del regulador SVC son los siguientes:

Variable	Descripción	Valor	Unidades
Sn	Potencia base	100	MVA
Vn	Voltaje base	13.8	kV
Fn	Frecuencia base	60	Hz
T2	Constante de tiempo del Regulador	10	s
K	Ganancia del Regulador	50	p.u/p.u
Vref	Voltaje de referencia	1	p.u
af max	Ángulo máximo de disparo	3.1416	rad
af min	Ángulo mínimo de disparo	0	rad
Kd	Integral deviation	0.001	p.u
T1	Transient regulator time constant	0	s
Km	Measure gain	1	p.u/p.u
Tm	Measure time delay	0.01	s
xl	Reactancia inductiva	0.5	p.u
xc	Reactancia capacitiva	0.3333	p.u

Tabla 11: Parámetros del AVR

ANEXO #3

Se utilizaron dos transformadores de potencia en PSAT. Las características de cada uno son las siguientes:

Descripción	Valor / Unidad
Potencia nominal	156 [MVA]
Frecuencia de operación	60 [Hz]
Conexión del devanado primario	Delta
Conexión del devanado secundario	Estrella
Tensión nominal del primario	230 [kV]
Tensión nominal del secundario	13.8 [kV]
Resistencia	0.018589 [pu]
Reactancia	0.135632 [pu]

Tabla 12: Características de los transformadores

ANEXO #4

Los parámetros de los modelos de Generadores, Transformadores, Líneas de Transmisión y Cargas utilizados en Simulink se resumen en las siguientes tablas:

	Gen_1	Gen_2	Gen_3	Gen_4
Tipo	Swing	PQ	PQ	PQ
Pflow [MW] / Qfolw [MVAR]	...	116.77 / 0.05	35.92 / 0.05	200 / 1
Vf [pu]	1.15	1.08	1.03	1.25
Pm [pu]	0.750	0.555	0.200	0.785
Sn [MVA]	600.0	600.0	180.5	255.4
Vn [kV]	500	500	500	230
Fn [Hz]	60	60	60	60
Xd / Xd' / Xd'' [pu]	0.973/0.279/0.195	0.973/0.279/0.195	0.95/0.283/0.25	1.022/0.281/0.199
Xq / Xq'' [pu]	0.608 / 0.219	0.608 / 0.219	0.617 / 0.227	0.633 / 0.240
Xl [pu]	0.0225	0.0225	0.0225	0.1602
Td0' / Td0'' [s]	8.07 / 0.1731	8.07 / 0.1731	7.82 / 0.0810	6.95 / 0.0450
Tq0'' [s]	0.3026	0.3026	0.2020	0.1400
Rs [pu]	0.0030	0.0030	0.0030	0.0094
H [s] / F [pu] / #polos	3.972 / 0 / 20	3.972 / 0 / 20	4.140 / 0 / 20	3.133 / 0 / 20

Tabla 13: Parámetros de los modelos de generadores

	Gen_5	Gen_6	Gen_7
Tipo	PQ	PQ	PQ
Pflow[MW] / Q[MVAR]	100 / 20	90 / 30	200 / 50
Vf[pu]	1.41	1.45	1.46
Pm[pu]	0.771	0.680	0.763
Sn[MVA]	127.7	127.7	255.4
Vn[kV]	230	230	230
fn[Hz]	60	60	60
Xd / Xd' / Xd'' [pu]	1.023/0.281/0.199	1.023/0.281/0.199	1.023/0.281/0.199
Xq / Xq'' [pu]	0.633 / 0.240	0.633 / 0.240	0.633 / 0.240
Xl [pu]	0.0825	0.1554	0.1602
Td0' / Td0'' [s]	6.95 / 0.045	6.95 / 0.045	6.95 / 0.045
Tq0'' [s]	0.14	0.14	0.14
Rs [pu]	0.0049	0.0091	0.0094

Tabla 14: Parámetros de los modelos de generadores

Dos Transformadores de tres devanados			
	HV	MV	LV
Conexión HV	Yg	Yg	D11
Vn[kV]	500	230	34.5
Sn [MVA]	600	600	200
R [pu]	0.0017508	0.0019032	0.0005881
L [pu]	0.2394200	0.1090700	0.0100320

Tabla 15: Parámetros de los dos transformadores de tres devanados

	L/T_1	L/T_2	L/T_3	L/T_4
Longitud [km]	200	188	150	3
# De Ternas	1	1	1	4
r1 [ohm/km]	0.015407	0.015407	0.015407	0.059085
r0 [ohm/km]	0.210108	0.210108	0.210108	0.294791
L1 [mHr/km]	0.865999	0.865999	0.865999	1.253791
L0 [mHr/km]	2.437439	2.437439	2.437439	4.193812
C1 [nF/km]	13.393660	13.393660	13.393660	9.363270
C0 [nF/km]	7.832610	7.832610	7.832610	5.917800

Tabla 16: Parámetros de las Líneas de Transmisión

	L/T_5	L/T_6	L/T_7
Longitud [km]	31.28	13.5	148.25
# De Ternas	1	1	2
r1 [ohm/km]	0.059085	0.059085	0.059085
r0 [ohm/km]	0.294791	0.294791	0.294791
L1 [mHr/km]	1.253791	1.253791	1.253791
L0 [mHr/km]	4.193812	4.193812	4.193812
C1 [nF/km]	9.363270	9.363270	9.363270
C0 [nF/km]	5.917800	5.917800	5.917800

Tabla 17: Parámetros de las Líneas de Transmisión

	CARGA 1	CARGA 2	CARGA 3	CARGA 4
P [MW]	363.06	244.47	186.52	322.47
Q [MVAR]	50	50	50	100

Tabla 18: Parámetros de la Carga