



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA
EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL Y DSL PARA LA INTERCONEXIÓN
ECUADOR-PERÚ 500 kV.**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autores:

Guaman Apolo Diana Jennifer

Villacís Rodríguez Juan Esteban

Tutor académico:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

LATACUNGA-ECUADOR

AGOSTO-2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **GUAMAN APOLO DIANA JENNIFER** y **VILLACÍS RODRÍGUEZ JUAN ESTEBAN** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL Y DSL PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500 kV**”, siendo el Ing. **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO** el autor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Guaman Apolo Diana Jennifer

C.C. 2200315790

Villacís Rodríguez Juan Esteban

C.C. 1805216296



AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL Y DSL PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500 kV”, de **GUAMAN APOLO DIANA JENNIFER** y **VILLACÍS RODRÍGUEZ JUAN ESTEBAN**, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto 2022

El Tutor

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

C.C. 0603578956



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes **GUAMAN APOLO DIANA JENNIFER** y **VILLACÍS RODRÍGUEZ JUAN ESTEBAN** con el título de Proyecto de titulación “**MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL Y DSL PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500 kV**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto 2022

Para constancia firman:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván M.Sc.
Lector 1 (Presidente)
CC: 0503287864

Ing. Castillo Fiallos Jessica Nataly M.Sc.
Lector 2
CC: 0604590216

Ing. Corrales Bastidas Byron Paul M.Sc.
Lector 3
CC: 0502347768

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres y hermano por el cariño, apoyo moral y económico que me han brindado durante todos estos años. A los docentes por sus enseñanzas, comentarios e interés mostrado para el desarrollo de este trabajo y a todas las personas que de una u otra manera siempre me animaban a seguir con mi formación universitaria.

De igual forma, agradezco al Ing. Wilian Guamán tutor de tesis, que gracias a sus consejos, paciencia y correcciones hoy puedo culminar este trabajo.

Diana Guaman Apolo

AGRADECIMIENTO

A mis padres Edgar y Anita, que han sido el motor principal para poder cumplir cada uno de mis sueños y gracias a todo su ejemplo, amor y apoyo incondicional, he logrado llegar hasta aquí y ser la persona que hoy soy.

A mis hermanos Alex y Chris por ayudarme y estar conmigo en los mejores y peores momentos. A toda mi querida familia que siempre me brindó su amor y confianza. A todos mis amigos que formaron parte de este camino y a todos aquellos que ya no están, pero que siempre estarán presentes en mi memoria.

A mis docentes por haberme enseñado lo grandiosa que es esta profesión, y en especial a mi tutor de tesis, Ing. Wilian Guamán que, gracias a su dedicación, paciencia, y vocación me motivó a concluir este trabajo de investigación.

Juan Esteban Villacís Rodríguez

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mi padre, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años.

A mi Sassy, por alegrar cada día nuestras vidas.

Diana Guaman Apolo

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a mi padre Edgar Villacís, quien con sus sabios consejos me supo guiar de manera correcta en la vida, siempre será mi ejemplo a seguir.

Se lo dedico a mi madre Anita Rodríguez, que con su infinito amor y confianza siempre supo levantarme en cada caída que tuve en el camino.

A mi abuelita Rosa, que desde niño le prometí que me iba a ver graduar, ahora cumplo con mi promesa.

Juan Esteban Villacís Rodríguez

ÍNDICE GENERAL

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	INTRODUCCIÓN:.....	2
2.1.	EL PROBLEMA:.....	2
2.1.1.	Situación Problémica:.....	2
2.1.2.	Formulación del problema:.....	4
2.2.	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	4
2.2.1.	Objeto	4
2.2.2.	Campo de Acción	4
2.3.	BENEFICIARIOS	4
2.3.1.	Beneficiarios directos:	4
2.3.2.	Beneficiarios indirectos:.....	4
2.4.	JUSTIFICACIÓN	4
2.5.	HIPÓTESIS	5
2.6.	OBJETIVOS	5
2.6.1.	General:	5
2.6.2.	Específicos:.....	6
2.7.	SISTEMAS DE TAREAS	7
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
3.1.	ANTECEDENTES	8
3.2.	ESTUDIOS EN RÉGIMEN PERMANENTE.....	10
3.2.1.	Estudio de Flujos de Potencia.....	10
3.3.	CORTOCIRCUITO	12

3.4.	ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	14
3.4.1.	Estabilidad de voltaje.....	14
3.4.2.	Estabilidad de Frecuencia.....	18
3.5.	COMPENSACIÓN REACTIVA.....	22
3.5.1.	Capacitores shunt.....	23
3.5.2.	Reactores shunt.....	23
3.5.3.	Dispositivos FACTS.....	24
3.6.	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA	25
3.7.	TIPOS DE DISPOSITIVOS FACTS.....	26
3.7.1.	SVC (Compensador Estático de Var).....	26
3.7.2.	STATCOM (Compensador Estático de Var).....	36
3.7.3.	TCSC (Capacitor Serie Controlado por Tiristores).....	45
4.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	50
4.1.	GESTIÓN DE TAREAS	50
4.2.	DESARROLLO DEL EQUIVALENTE DE RED MEDIANTE DPL	51
4.3.	MODELACIÓN DE FACTS.....	54
4.3.1.	Modelado del SVC	54
4.3.2.	Modelado del STATCOM.....	56
4.3.3.	Modelado del TCSC	58
4.4.	INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ.....	59
4.5.	CASOS DE ESTUDIOS: IMPLEMENTACIÓN DE FACTS EN EL SISTEMA 500 kV	
	61	
4.5.1.	Aplicación del SVC al SNI de Ecuador 500 kV.....	61
4.5.2.	Aplicación del STATCOM a la Barra de Piura 500 kV	65

4.5.3.	Aplicación del TCSC en la línea Pasaje-Piura 500 kV	69
4.6.	CASOS DE ESTUDIO Y ESCENARIOS DE OPERACIÓN	73
4.7.	SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS	75
4.7.1.	Sintonización de la ganancia utilizando métodos heurísticos	75
4.7.2.	Sintonización de la ganancia por Ziegler Nichols	76
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	78
5.1.	PROGRAMACIÓN DPL PARA LA REDUCCIÓN DEL SISTEMA	78
5.2.	RESULTADOS CASO BASE.....	79
5.2.1.	Validación del modelo SVC.....	79
5.2.2.	Validación del modelo STATCOM.....	80
5.2.3.	Validación del modelo TCSC.....	82
5.3.	RESULTADO CASO 1: IMPLEMENTACIÓN DE FACTS EN REGIMEN PERMANENTE	85
5.3.1.	Barra de Piura 500 kV sin conexión de FACTS.....	85
5.3.2.	Implementación del STATCOM en la barra de Piura 500 kV	86
5.3.3.	Implementación del TCSC en la línea Chorrillos-Pasaje 500 kV	89
5.4.	RESULTADOS CASO 2: IMPLEMENTACIÓN DEL SVC Y CONTROL EN CHORRILLOS 230 kV	91
5.4.1.	Resultados de red sin la implementación del SVC.....	91
5.4.2.	Resultados de red con la implementación del SVC sin control.....	93
5.4.3.	Resultados de red con la implementación de control en SVC.....	95
5.4.4.	Análisis de curvas Q-V para demanda máxima y mínima en la barra de Chorrillos	97
5.5.	RESULTADOS CASO 3: IMPLEMENTACIÓN DEL SVC Y CONTROL EN PIURA 500 kV	98
5.5.1.	Resultados de red sin la implementación del SVC.....	98

5.5.2.	Resultados de red con la implementación del SVC.....	99
5.5.3.	Resultados de red con la implementación de control en el SVC.....	100
5.6.	RESULTADO CASO 4: IMPLEMENTACIÓN DE SVC EN CHORRILLOS Y SVC EN PIURA CON CONTROL.....	102
5.7.	EVALUACIÓN DE IMPACTOS.....	105
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
6.1.	CONCLUSIONES	107
6.2.	RECOMENDACIONES.....	108
7.	REFERENCIAS	109
8.	ANEXOS	114
8.1.	ANEXO A: REDUCCIÓN DE LA S/E SAN RAFAEL- COCA CODO SINCLAIR- EL INGA 114	
8.2.	ANEXO B: VALIDACIÓN DEL STATCOM Y TCSC	117
8.2.1.	STATCOM conectado al sistema de 9 barras	117
8.2.2.	TCSC conectado al sistema de 9 barras.....	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Especificación de parámetros para el control SVC.	63
Tabla 4.2 Definición de parámetros del SVC.	63
Tabla 4.3 Especificación de parámetros para el control STATCOM.	67
Tabla 4.4 Definición de los parámetros del modelo.	68
Tabla 5.1 Resultados Equivalente de red-Script.	78
Tabla 5.2 Validación del circuito equivalente realizado en DPL para la Sistema Tisaleo-Piura.	79
Tabla 5.3 Corrientes de fase y línea en relación con su distorsión armónica en el TCR.	79
Tabla 5.4 Eventos definidos para el dispositivo de control STATCOM.	80
Tabla 5.5 Eventos de carga para el dispositivo de control TCSC.	82
Tabla 5.6 Eventos de carga.	91
Tabla 5.7 Eventos de carga para SVC con control.	96
Tabla 5.8 Comparación de resultados SVC.	97
Tabla 5.9 Eventos a realizar en el Caso 4.	103
Tabla 5.10 Costo de los dispositivos FACTS.	105
Tabla 5.11 Comparación entre dispositivos de control en el SEP [9].	105
Tabla 5.12 Impacto de los dispositivos FACTS en el SEP [45].	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Clasificación de Estabilidad.....	14
Figura 3.2 Modelo real del sistema AVR [19].	15
Figura 3.3 Diagrama de bloques del compensador de voltaje [19].	16
Figura 3.4 Diagrama de bloques del amplificador [19].....	16
Figura 3.5 Diagrama de bloques del estabilizador [19].....	16
Figura 3.6 Diagrama de bloques de la excitatriz [19].	17
Figura 3.7 AVR Tipo DC1A [19].	17
Figura 3.8 Red equivalente para un sistema eléctrico de dos áreas [22].	19
Figura 3.9 Diagrama de la interconexión de dos áreas [23].	21
Figura 3.10 Reactor en derivación [18].	24
Figura 3.11 Clasificación de los dispositivos FACTS [17].	26
Figura 3.12 SVC con configuración TSC – TCR [29].	27
Figura 3.13 Modelo del SVC con susceptancia variable [30].	28
Figura 3.14 Características V-I de operación del SVC [17].	31
Figura 3.15 Características entre el SVC y el SEP [17].	33
Figura 3.16 Diagrama del SEP y sistema de control del SVC [17].	34
Figura 3.17 Punto de Operación del SVC [17].	35
Figura 3.18 Controlador SVC (Tipo TCR-TCS) [30].	36
Figura 3.19 Regulador de tensión en el dispositivo SVC [30].	36
Figura 3.20 Estructura de un STATCOM [28].	37
Figura 3.21 Modelo del STATCOM [30].	38
Figura 3.22 Curva de operación V-I del STATCOM [9].	39

Figura 3.23 Curva característica V-Q del STATCOM [29].	40
Figura 3.24 Esquema del STATCOM.	41
Figura 3.25 a) Sistema de red simple b) Equivalente del sistema [33].	43
Figura 3.26 Estructura de control básico del STATCOM [34].	43
Figura 3.27 Representación de potencia del STATCOM [34].	44
Figura 3.28 Diagrama de funcionamiento de bloque del STATCOM [34].	44
Figura 3.29 Estructura del TCSC [29].	45
Figura 3.30 Características V-I de operación del TCSC [9].	46
Figura 3.31 Reactancia vs Ángulo de disparo.	47
Figura 3.32 Modelo del TCSC.	48
Figura 4.1 External Objects Script Circuito Equivalente.	52
Figura 4.2 Programación DPL-Cortocircuito monofásico y trifásico para la obtención de parámetros.	53
Figura 4.3 Ingreso de parámetros External Grid.	53
Figura 4.4 Composite block para el control del SVC [6].	55
Figura 4.5 Common Model del controlador SVC.	56
Figura 4.6 Diagrama de bloques del STATCOM [10].	57
Figura 4.7 Diagrama de bloques POD.	57
Figura 4.8 Parametrización del Common model STATCOM [10].	58
Figura 4.9 Composite block para el control del TCSC [10].	58
Figura 4.10 Parametrización del Common model TCSC [10].	59
Figura 4.11 Sistema Nacional Interconectado.	60
Figura 4.12 Implementación del SVC a la Barra de Chorrillos 230 kV.	61
Figura 4.13 Composite Block del sistema de control SVC.	62

Figura 4.14 Panel de inicialización de variable en DSL.	62
Figura 4.15 Composite Frame para el SVC en DSL de PowerFactory.	63
Figura 4.16 Parámetros del Common Model del SVC.	64
Figura 4.17 Composite Model para el SVC.	65
Figura 4.18 Aplicación del STATCOM a la Barra de Piura 500 kV.	65
Figura 4.19 Block Diagram del Control POD en DSL.	66
Figura 4.20 Composite Block del sistema de control STATCOM.	66
Figura 4.21 Panel de inicialización de variable en DSL.	67
Figura 4.22 Composite Frame para el STATCOM en DSL de PowerFactory.	67
Figura 4.23 Parámetros del Common Model del STATCOM.	68
Figura 4.24 Composite Model para el STATCOM.	69
Figura 4.25 Aplicación del TCSC en la línea de Chorrillos-Pasaje 500 kV.	70
Figura 4.26 Block Diagram del Control TCSC en DSL.	71
Figura 4.27 Inicialización de variables del TCSC en DSL.	71
Figura 4.28 Composite Frame para el TCSC en DSL de PowerFactory.	72
Figura 4.29 Parámetros del Common Model del TCSC.	72
Figura 4.30 Composite Model para el TCSC.	73
Figura 4.31 Desarrollo de bloques de la planta.	75
Figura 6.1 Respuesta en el dominio del tiempo del STATCOM ante cortocircuito trifásico.	81
Figura 6.2 Respuesta en el dominio del tiempo con un incremento de carga al 3%.	81
Figura 6.3 Respuesta en el dominio del tiempo con salida y entrada de carga.	82
Figura 6.4 TCSC en el dominio del tiempo.	83
Figura 6.5 Respuesta en el dominio del tiempo.	84
Figura 6.6 Respuesta en el dominio del tiempo con un incremento de carga al 15%.	85

Figura 6.7 Evento de carga, red de Piura sin la implementación de un STATCOM.	86
Figura 6.8 Evento de conexión y desconexión de carga, en la red de Piura con la implementación de un STATCOM.	87
Figura 6.9 Curva Q-V demanda máxima en la barra de Piura.	88
Figura 6.10 Curva Q-V demanda mínima en la barra de Piura.....	88
Figura 6.11 TCSC en la línea Chorrillos-Piura salida de carga.	89
Figura 6.12 TCSC en la línea Chorrillos-Pasaje 500 kV.	90
Figura 6.13 Régimen permanente de la red de Chorrillos sin la implementación de un SVC.....	92
Figura 6.14 Salida de Load A en Chorrillos sin SVC.	92
Figura 6.15 Salida y Entrada de Load A en Chorrillos sin SVC.....	93
Figura 6.16 Resultados en régimen permanente en la red de Chorrillos con la implementación de un SVC sin control.	93
Figura 6.17 Salida de Load A con la implementación de un SVC sin control.....	94
Figura 6.18. Voltaje de barra y potencia reactiva entregada por el SVC sin control.	94
Figura 6.19. Voltaje Chorrillos 230 kV - Salida de Load A con la implementación de control en el SVC.	95
Figura 6.20. Potencia reactiva SVC - Salida de Load A con la implementación de control en el SVC.	95
Figura 6.21. Voltaje Chorrillos 230 kV -Potencia Reactiva SVC. Entrada y salida de carga SVC implementado	96
Figura 6.22 Curva Q-V demanda máxima en la barra de Chorrillos.....	97
Figura 6.23 Curva QV demanda mínima en la barra de Chorrillos.	98
Figura 6.24 Resultados en régimen permanente de en la barra de Piura sin la implementación de un SVC.	99
Figura 6.25 Salida y Entrada de carga en la barra de Piura 500 kV.....	99

Figura 6.26 Resultados en régimen permanente en la barra de Piura: a) a plena carga, b) salida de carga.....	100
Figura 6.27 Voltaje de barra en Piura 500 kV y potencia reactiva entregada por el SVC ante una salida y entrada de Load A.	100
Figura 6.28 Salida de Load B: Voltaje en la barra de Piura y Potencia reactiva.....	101
Figura 6.29 Salida y Entrada de Load B: Voltaje en la barra de Piura y Potencia reactiva.	101
Figura 6.30 Sistema Interconectado Ecuador-Perú, con los respectivos controles del SVC en las barras Chorrillos-Piura.	102
Figura 6.31 Voltaje y Potencia reactiva en Chorrillos 230kV evento 1.....	103
Figura 6.32 Voltaje y Potencia reactiva en Chorrillos 230kV evento 2.....	104
Figura 6.33 Voltajes en Chorrillos 230kV y Piura 500kV evento 3.	104
Figura A.1 Sistema Nacional Ecuatoriano Reducido [41].	114
Figura A.2 Diagrama de Flujo del Script.	115
Figura A.3 Sistema Tisaleo-Chorrillos con Equivalente de Red.....	116
Figura B.1. Conexión del dispositivo STATCOM.....	117
Figura B.2. Datos básicos del elemento STATCOM.	118
Figura B.3. Datos del flujo de carga del STATCOM.....	118
Figura B.4. Conexión del dispositivo TCSC.....	119
Figura B.5 Flujo de potencia ante una variación de carga del 3%.	120
Figura B.6. Datos básicos del capacitor en serie.	121
Figura B.7 Datos básicos del reactor serie.	121

RESUMEN

TÍTULO: “MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DSL Y DPL PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500 kV”

Autores:

Guaman Apolo Diana Jennifer

Villacís Rodríguez Juan Esteban

La interconexión de los sistemas eléctricos incrementa la robustez de la red, sin embargo, existe el riesgo de que, ante perturbaciones o contingencias de uno de los sistemas, se comprometa la estabilidad del voltaje en el otro. Una solución a este problema es introducir compensadores dinámicos conocidos como FACTS. En este trabajo se estudian tres modelos de compensadores: SVC, STATCOM y TCSC para regular el perfil de voltaje, y el efecto que tendrían en la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV al ser implementados. Para ello, se utiliza la herramienta DIgSILENT PowerFactory, que permite analizar el comportamiento de dichos dispositivos frente a escenarios de variaciones de carga y cortocircuito.

Para validar los modelos de FACTS, se tomaron como referencia trabajos previos desarrollados por otros autores, los cuales fueron replicados y se compararon los resultados obtenidos de voltaje y potencia. Posteriormente, se aplicaron los compensadores a la interconexión Ecuador-Perú, considerando el SVC existente de la Subestación Chorrillos. Mientras que, para la barra de Piura 500 kV se ubica un SVC que permite mantener la estabilidad de voltaje dentro de los límites de operación del ± 5 % propuesto por el ARCERNNR 002/20. Finalmente, se identificó que el rango de operación del compensador a instalarse en Piura 500 kV sería de aproximadamente entre 150 a 200 [MVar].

Palabras Clave: SVC, STATCOM, TCSC, Interconexión Ecuador-Perú 500 kV, PowerFactory.

ABSTRACT

TITLE: “MODELING OF AUTOMATIC REACTIVE POWER COMPENSATORS IN DSL AND DPL PROGRAMMING LANGUAGE FOR THE 500 kV ECUADOR-PERU INTERCONNECTION”

Authors:

Guaman Apolo Diana Jennifer

Villacís Rodríguez Juan Esteban

The interconnection of electrical systems increases the robustness of the network; however, there is a risk that, in the event of disturbances or contingencies in one of the systems, the voltage stability of the other system may be compromised. In this work, three models of compensators are studied: SVC, STATCOM, and TCSC, to regulate the voltage profile and the effect they would have on the Ecuador-Peru 500 kV Interconnection when implemented. For this purpose, the DIgSILENT PowerFactory tool is used, which allows analyzing the behavior of these devices under load variation and short-circuit scenarios.

Previous works were used as a reference to validate the FACTS models, which were replicated, and the voltage and power results obtained were compared. Subsequently, the compensators were applied to the Ecuador-Peru interconnection, considering the existing SVC of the Chorrillos substation. Meanwhile, for the Piura 500 kV busbar, an SVC is located that allows maintaining voltage stability within the operating limits of $\pm 5\%$ proposed by ARCERNNR 002/20. Finally, it was identified that the operating range of the compensator to be installed in Piura 500 kV would be approximately 150 to 200 [MVar].

Keywords: SVC, STATCOM, TCSC, Interconnection Ecuador-Perú 500 kV, PowerFactory.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del trabajo de titulación cuyo título versa: **“MODELADO DE COMPENSADORES AUTOMÁTICOS DE POTENCIA REACTIVA EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DSL Y DPL PARA LA INTERCÓNEXIÓN ECUADOR-PERÚ 500 kV.”** presentado por: Guaman Apolo Diana Jennifer y Villacís Rodríguez Juan Esteban, estudiantes de la Carrera de: Ingeniería Eléctrica, perteneciente a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas,, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, septiembre del 2022

Atentamente,



Mg. Marcó Beltrán



CENTRO
DE IDIOMAS

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0502666514

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Modelado de compensadores automáticos de potencia reactiva en lenguaje de programación DSL y DPL para la interconexión Ecuador-Perú 500 kV.

Tipo de Proyecto: Proyecto de Investigación

Fecha de inicio: abril 2022

Fecha de finalización: agosto 2022

Lugar de ejecución: No aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas “CIYA”

Carrera que auspicia: Ingeniería en Electricidad

Proyecto de investigación vinculado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de trabajo:

Grupo de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia

Tutor de Titulación: Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

Estudiantes: Guaman Apolo Diana Jennifer

Villacís Rodríguez Juan Esteban

Grupo de investigación: Sistema Eléctricos de Potencia.

Área de conocimiento: 07 Ingeniería, Industrial y Construcción/ 071 Ingeniería y Profesiones Afines/ 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación de la carrera:

Sublínea 1: Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Grupos Temáticos:

- Sistemas de Transmisión y Distribución de energía.

- Planificación y operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Modelación y Simulación de Sistemas de Potencia.

2. INTRODUCCIÓN:

Se plantea en la sección 2.1 el problema, donde se expresa la ausencia de estudios sobre dispositivos de compensación automática que se podría implementar en la interconexión Ecuador-Perú, en donde se exponen sus causas, características e indicadores del problema a estudiar, mientras que en la sección 2.2 se tiene el objeto y campo de acción, el cual ayuda a identificar a qué ciencia se refiere este trabajo. Posteriormente en la sección 2.3 los beneficiarios, en este trabajo se identificaron dos beneficiarios y se mostrará en la continuidad del trabajo. A continuación, en la sección 2.4 la justificación, se exponen los motivos académicos, personales y profesionales para la validación del trabajo de investigación a desarrollar. Inmediatamente en la sección 2.5 la hipótesis, se plantea una conjetura que se validará o negará posterior al trabajo planteado y, por último, para finalizar en la sección 2.6 sus objetivos, se presenta tanto su objetivo general como sus específicos, creando con ello el sistema de tareas.

2.1. EL PROBLEMA:

2.1.1. Situación Problémica:

El patrón de carga dinámica en los Sistema Eléctricos de Potencia (SEP) produce variaciones en los de voltaje que podrían estar fuera de los límites establecidos por la regulación, generalmente $\pm 5\%$. Por otra parte, las anomalías dentro del sistema generan alteraciones de parámetros adicionales, como la potencia, corriente o la frecuencia, provocando cambios en la magnitud o ángulo de fase del voltaje afectando directamente a la potencia reactiva, y a su vez, a la estabilidad del SEP [1] [2].

El proyecto de Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú de 500 kV, estima una fecha de ingreso para el año 2024, lo cual permitirá el intercambio de energía puntual y en situación de emergencia, atendiendo el suministro eléctrico de sistemas aislados cercanos a la interconexión. Estudios previos realizados en la “Actualización de los Estudios Eléctricos de la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV”, la cual fue desarrollada por COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Perú), CENACE (Operador Nacional de Electricidad, Ecuador) y CELEC

EP TRANSELECTRIC (Corporación Eléctrica del Ecuador Unidad de Negocio Transelectric, Ecuador), determinan los valores de transferencia de potencia (Ecuador-Perú) alrededor de los 400 MW, potencia que obliga hacer énfasis en las pérdidas producidas por distintos fenómenos que podrían existir, tales como inestabilidad de voltaje entre barras causada por una descompensación de la potencia reactiva [3].

Hoy en día, el uso de compensadores de potencia reactiva estáticos en aplicaciones donde se necesita un consumo o generación variable, están dando paso a nuevos y mejores elementos que introducen en su diseño la electrónica de potencia. No obstante, a nivel local aún se mantiene el uso de elementos estáticos como son los condensadores síncronos y los bancos de condensadores conmutados [2].

El uso de bancos de condensadores conmutados para la corrección de factor de potencia generalmente incluye la división de varios escalones de condensadores gobernados por elementos mecánicos como son los interruptores. La utilización de elementos mecánicos para la conexión de los bancos significa una limitación en cuanto a la velocidad de actuación y vida útil de los condensadores. Igualmente, otro inconveniente que presenta el uso de bancos de capacitores se debe a que la corriente de conexión de una batería de condensadores puede alcanzar valores elevados [4].

En definitiva, el uso de equipos basados en elementos electromecánicos en necesidades de un consumo o generación variable está quedando obsoleto. Esta situación cambia en el momento en el que se introduce la electrónica de potencia en el diseño de estos equipos, apareciendo así el concepto de *Static Var Compensator* (SVC), el cual se trata de una solución de Sistemas en Corriente Alterna de Transmisión (FACTS), estos equipos se benefician de los importantes avances de las últimas décadas [5].

El presente proyecto de investigación plantea un modelamiento de compensadores dinámicos de potencia reactiva aplicados a la interconexión de Ecuador-Perú 500 kV, mediante programación DSL y DPL en el programa DIgSILENT PowerFactory ya que el tipo de compensador a instalarse en la barra de Piura (Perú), aún no ha sido definido.

2.1.2. Formulación del problema:

Los estudios para la interconexión Ecuador-Perú 500 kV no han definido el tipo de compensación automática que permita obtener la estabilidad de voltaje en el sistema eléctrico ecuatoriano.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.2.1. Objeto

Interconexión Ecuador-Perú 500 kV

2.2.2. Campo de Acción

3300 Ciencias Tecnológicas/ 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas/ 3306.02 Aplicaciones Eléctricas.

3300 Ciencias Tecnológicas/ 3322 Tecnología Energética/ 3322.04 Transmisión de energía.

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos:

Estudiantes de la Carrera Ingeniería en Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

2.3.2. Beneficiarios indirectos:

Profesionales con carreras afines, CENACE, TRANSELECTRIC y consultores externos.

2.4. JUSTIFICACIÓN

Desde el punto de vista académico, disponer de modelados de compensadores automáticos de potencia reactiva permitirá comprender su funcionamiento dentro del SNI (Sistema Nacional Interconectado) de Ecuador, estudiando sus Flujos de potencia, Variaciones de Tensión, Estabilidad de SEP, Confiabilidad del SEP, entre otros.

Esta investigación forma parte del proyecto macro formativo titulado: “Desarrollo de sistema eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional” de la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en dicha investigación se menciona el estudio de SEP enfocándose en sistemas de abastecimiento. Además, da continuidad a los proyectos de investigación: “Desarrollo de casos de estudios en base al Sistema Nacional

Interconectado de Ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia” y “Análisis de sobretensiones transitorias en la línea de extra tensión 500 kV del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para evaluar escenarios de potencia” desarrollados por el grupo de investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia de la carrera de Electricidad.

Además, la Universidad Técnica de Cotopaxi cuenta con la licencia del Software PowerFactory, por lo que resulta importante la aplicación de esta potente herramienta aplicando Lenguaje de Simulación DSL, este lenguaje se utiliza para definir nuevos controladores dinámicos que reciben señales de entrada del sistema de potencia simulado y que reacciona cambiando algunas otras señales, cuenta con dos tipo de modelos dinámicos: Modelos Incorporada y Modelos DSL, para este proyecto se implementará el segundo modelo mencionado por lo que permite al usuario crear su propio lenguaje de simulación [6].

En el ámbito profesional, el ingeniero eléctrico debe adaptarse al ingreso continuo de nuevas tecnologías en los sistemas de potencia, puesto que, con el desarrollo de la industria electrónica los dispositivos FACTS se ha dirigido hacia un enfoque nuevo y más versátil para controlar los SEP's, permitiendo el flujo de energía en condiciones normales y de contingencia.

Con este proyecto se pretende desarrollar casos de estudio mediante el modelamiento adecuado del SNI con componentes dinámicos que permitan determinar escenarios de contingencias y el comportamiento frente a cada una de ellas. Lo cual, permitirá evaluar la integración de futuros componentes FACTS al SNI de Ecuador.

2.5. HIPÓTESIS

¿La implementación de compensadores de potencia reactiva en la línea de interconexión Ecuador-Perú 500kV garantizará la estabilidad de voltaje en el sistema eléctrico ecuatoriano?

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General:

Modelar sistemas de compensación reactiva utilizando programación DPL y DSL para la regulación del perfil de voltaje de la interconexión Ecuador-Perú.

2.6.2. Específicos:

- Estudiar los modelos de compensadores de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia mediante una revisión sistemática de la literatura.
- Simular el comportamiento de FACTS utilizando Lenguaje de Programación DSL en DIgSILENT PowerFactory tomando como referencia casos de estudio.
- Aplicar modelos de compensadores dinámicos de potencia reactiva a la interconexión 500 kV Ecuador-Perú para la regulación del perfil de voltaje.

2.7. SISTEMAS DE TAREAS

Objetivos	Actividades (Tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Estudiar los modelos de compensadores de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia mediante una revisión sistemática de la literatura.	<ul style="list-style-type: none"> - Investigación sobre los trabajos de modelamiento de compensadores reactivos. - Recopilación de operación del estado actual del SNI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Definición, unidades, cálculo y antecedentes referentes al trabajo de titulación. - Diagrama unifilar del SNI actualizado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuentes bibliográficas, libros, artículos, tesis relacionadas con modelación de componentes automáticos de potencia reactiva.
Simular el comportamiento de FACTS utilizando Lenguaje de Programación DSL en DIgSILENT PowerFactory tomando como referencia casos de estudio.	<ul style="list-style-type: none"> - Recopilación de información para el diseño del SNI Ecuador-Perú. - Modelación del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador en Software PowerFactory. - Validación de resultados de parámetros eléctricos de Líneas de Transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> - Archivo PFD del sistema de potencia modelado. - Archivos .dz de los modelos FACTS. - Gráficas del comportamiento de los componentes de compensación reactiva (SVC, STATCOM, TCSC) en el programa PowerFactory. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software DIgSILENT PowerFactory. - Microsoft Excel.
Aplicar modelos de compensadores dinámicos de potencia reactiva a la interconexión 500 kV Ecuador-Perú para la regulación del perfil de voltaje.	<ul style="list-style-type: none"> - Realización de casos de estudio detallando datos, desarrollo y resultados obtenidos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Archivo PFD de los casos de estudios desarrollados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software DIgSILENT PowerFactory. - Microsoft Excel.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

El capítulo 3 tiene como prioridad presentar el estado del arte de la regulación de voltaje en sistemas de potencia utilizando FACTS. En la Sección 3.1 se presentan los estudios realizados respecto al tema de compensadores dinámicos, además de estudios realizados dentro de un SEP, a continuación en la Sección 3.2 se presenta la utilidad del estudio de flujo en régimen permanente, seguidamente en la Sección 3.3 se presenta el tema de cortocircuito ya que se considera de utilidad en la realización de perturbaciones en la red, con respecto a la Sección 3.4 presenta la estabilidad del SEP donde se describe dos tipos de estabilidad que son trascendentales para el análisis del sistema ante perturbaciones, en la siguiente Sección 3.5 se describe la compensación reactiva ya que es importante dentro del estudio que se va a realizar en este trabajo, posteriormente la Sección 3.6 presenta una definición y las ventajas del sistema de transmisión flexible en corriente alterna, para finalizar la Sección 3.7 describe los tipos de dispositivos FACTS y sus modelos matemáticos, para este trabajo de titulación, se considera trabajar con los dispositivos SVC, STATCOM y TCSC en estado dinámico.

3.1. ANTECEDENTES

En los sistemas de suministro de energía eléctrica, el uso de tecnologías como los sistemas de generación distribuida y los Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna (FACTS) ha aumentado significativamente para equilibrar la impedancia de la potencia reactiva y mejorar así el rendimiento general del sistema de energía. El desarrollo de la electrónica de potencia ha llevado el progreso e implementación de dispositivos que realizan las mismas funciones que los dispositivos mecánicos, pero con mayores velocidades de operación y menos errores técnicos [1].

Los componentes VAR's estáticos han sido utilizados desde la década de los 70. Se utilizaron por primera vez en el control de un sistema de transmisión de corriente alterna en 1978 en el proyecto conjunto de EPRI y Minnesota Power and Light [7]. Esto dio origen a los FACTS desarrollados a finales de los 80s, lo cual tiene como objetivo el uso de dispositivos basados en tiristores para controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión, permitiendo utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos y forzar los flujos de potencia por rutas determinadas [8].

El concepto de FACTS se introdujo a la comunidad técnica en 1988 por Hingorani [9], en su libro "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems" un

enfoque práctico de los FACTS es que permitirá a la industria energética comprender los principios que subyacen a este avanzado sistema. Además, de las oportunidades que presentan los FACTS dentro de las interconexiones de transporte de energía.

En el año 2015, J. Perez y A. Huaccho [7] presentan un trabajo sobre la influencia de controladores FACTS en el área norte del Sistema Eléctrico Peruano, con el propósito de evaluar y mejorar el resultado de la expansión adecuada del sistema de transmisión de energía eléctrica, se plantea el uso de dispositivos FACTS donde se analice el uso de FSC (Compensadores Serie Fijos) y se estudie su efecto dependiendo de su ubicación. En este trabajo el autor realiza la simulación en el software DIgSILENT, en el escenario de máxima demanda con demandas proyectadas en los años 2013-2022 determinando la correcta ubicación de los dispositivos FACTS en el Sistema Interconectado Nacional, con dichos resultados obtenidos cumple la hipótesis propuesta determinando que los SVC son adecuados para ubicar en la S/E Trujillo Nueva 500 kV, dos compensadores serie en los tramos de Carabayllo-Chimbote y Chimbote-Trujillo; obteniendo como resultado final el incremento de flujo por las líneas de transmisión sin utilizar generación térmica.

JC. Cepeda, E. Agüero y D. Colomé [10], en el capítulo 17 del libro “PowerFactory Applications for Power Systems Analysis” explican la programación de modelos simplificados utilizando DSL (Lenguaje de Simulación DIgSILENT) para dispositivos FACTS, en dicho capítulo se describe como los TCSC, STATCOM, SSCS y UPFC pueden ser simulados en el software DIgSILENT permitiendo modelos simplificados que son útiles para estudios de estabilidad. Los resultados obtenidos por los autores confirman la correcta implementación de los modelos en el programa PowerFactory y muestra de qué manera los dispositivos FACTS contribuyen a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo cual proponen tener un adecuado control en los condensadores en serie *ElmScap* y reactancias *ElmSind*, como también en un generador estático *ElmGenstat*, los modelos comunes se representan gráficamente por un diagrama de bloques que incluye funciones de transferencia y ecuaciones del sistema de control que se deben implementar.

En el año 2017, B. Jadán [11] desarrolló el trabajo titulado “Compensador Estático de Potencia Reactiva (SVC) instalado en la Subestación Chorrillos 500/230 kV”, con el fin de cuantificar contenido armónico dentro del SNT (Sistema Nacional de Transmisión). En este trabajo se realizó la modelación e implementación del SVC mediante la herramienta de programación DSL propia del software DIgSILENT, en donde el usuario crea sus propios modelos dinámico para ejecutar

simulaciones en el dominio del tiempo (RMS y ETM), su funcionalidad incorpora modelos como son controladores automáticos de voltaje, gobernadores de velocidad, modelos de sistemas FACTS, aerogeneradores, entre otros. El sistema de control implementado en el trabajo del autor es un modelo SVC tomado de la librería de PowerFactory, el cual, emula la operación cercana a la realidad del equipo utilizado en la Subestación Chorrillos, por ello se realizaron algunos cambios que permitieron la adecuada operación del modelo. La utilización de *frames* fue ideal para crear el modelo del sistema de control del SVC. En este trabajo se muestran simulaciones de flujos de armónicos en diferentes escenarios de operación tanto como en alta o baja hidrología lo que permitió obtener al autor los niveles de distorsión armónica de voltaje y corriente sobre el SNT.

3.2. ESTUDIOS EN RÉGIMEN PERMANENTE

Un sistema se encuentra en estado estable o régimen permanente cuando las variaciones eléctricas del SEP permanecen dentro de un rango de operación constante o dentro de un rango de valores admisibles que no varían entre los límites técnicos y operativos de los equipos. Para dicho estudio es comúnmente usado métodos de cálculo de flujos de potencia como Newton-Raphson cuya exactitud depende de la cantidad de iteraciones con las que llegue a converger, así también, el método de flujos de carga DC resuelve de manera rápida flujos de potencia activa y los ángulos de voltaje sin requerir iteraciones. Estos métodos y otros más han sido incorporados por software de análisis de sistemas eléctricos de potencia como PowerFactory y su estudio es aplicable cuando se desea saber el comportamiento del sistema cuando no existen perturbaciones o transitorios eléctricos [12].

3.2.1. Estudio de Flujos de Potencia

Los estudios de flujo de potencia son importantes para la planificación y diseños futuros de la expansión del sistema eléctrico, para determinar las condiciones operativas óptimas para los sistemas existentes. Además, el estudio de flujo de potencia adquiere principalmente la magnitud y el ángulo de fase de cada tensión de barra, así como la potencia real y la potencia activa que fluye en cada una de las líneas del sistema [12].

Para la solución de flujos de potencia se consideran las resistencias, reactancias y susceptancia de los transformadores y líneas de transmisión, utilizando elementos que se sumen a toda la red [13].

Para cualquier tipo de barra, la ecuación de la corriente en términos de su admitancia se expresa como:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (3.1)$$

Donde:

I_i = Corriente en el bus i .

Y_{ij} = Admitancia entre los buses i y j .

V_j = voltaje en el bus j .

La admitancia entre los nodos i y j , si tiene más de dos barras, se representa mediante la matriz de admitancia de barra, Y_{BUS} , que se puede edificar desde los datos de entrada de los transformadores y de las líneas de transmisión. Los datos de entrada para cada línea de transmisión son la impedancia serie Z' que consta de la resistencia y la reactancia inductiva y la admitancia paralela Y' está formado por la conductancia y susceptancia capacitiva del circuito π equivalente en p.u. (por unidad). Asimismo, los datos de acceso para los transformadores son las impedancias de los devanados Z , y la admitancia de la rama de excitación en por unidad Y [13].

Si la potencia compleja en la i es:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_j \cdot I_i \quad (3.2)$$

Donde:

P_i = Potencia Activa en la barra i .

jQ_i = Potencia Reactiva en la barra i .

Sustituyendo I_i de (3.1) en la ecuación (3.2) separando la parte real e imaginaria, se obtiene lo siguiente:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.3)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.4)$$

Las ecuaciones (3.3) y (3.4) se constituyen como ecuaciones algebraicas no lineales que, para todos los casos, se encuentran en por unidad con ángulos dados en radianes. Estas ecuaciones, se utilizan para obtener el voltaje en módulo y ángulo, constituye el primer paso para la solución de flujos de carga. Para este caso, el método de solución de ecuaciones lineales no aplicaría, ya que las ecuaciones de flujo de potencia para potencia activa y reactiva depende de funciones no lineales, para así, obtener resultados de voltaje en las barras del sistema, también es posible calcular pérdidas, cargabilidad de los elementos del SEP, etc. [14].

3.3. CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito es una anomalía eléctrica que acontece cuando dos puntos entre los cuales coexiste una discrepancia de potencial se ponen en contacto entre sí, provocando elevadas intensidades circulantes hasta el punto de falla. Los cortocircuitos son poco comunes y, una vez que ocurren, solo duran unas décimas de segundo, sin embargo las secuelas son tan graves e impredecibles que se necesita investigar y mejorar una y otra vez los dispositivos de protección [15]. Los cortocircuitos pueden ser simétricos y asimétricos, el asimétrico más común está asociado a una falla de tipo fase-tierra, conocido también como cortocircuito monofásico, mientras que, el único tipo de cortocircuito simétrico es el trifásico que, además, es el más grave.

- **Corto circuito trifásico**

Las fallas trifásicas son simétricas, puesto que las tres fases están afectadas al mismo tiempo. El voltaje en el punto de la falla es cero si las fases se conectan con tierra y las corrientes presentan igual módulo, pero con ángulos desfasados 120°. Al ser un sistema simétrico, para su determinación sólo es necesario el voltaje de prefalla y la red de secuencia positiva [15].

Según [12] para un cortocircuito trifásico, su ecuación sería la siguiente:

$$I_{Falla} = \frac{V_F}{Z^1} \quad (3.5)$$

Donde:

V_F = Voltaje de Prefalla.

Z^1 = Impedancia de secuencia positiva.

- **Cortocircuito monofásico a tierra**

Es el cortocircuito que más tasa de falla presenta y afecta en el sistema de potencia. Su determinación es de suma importancia, puesto que produce corrientes superiores a la nominal y se conecta una fase con la referencia que es la tierra, lo que permite calcular el drenado de corrientes de cortocircuito a tierra, los voltajes de paso y toque, o valorar los efectos pueden provocar en los equipos de protección. Para su cálculo, al tratarse de un cortocircuito asimétrico, son necesarias las tres redes de secuencia homopolar, positiva y negativa mediante el teorema de Fortescue [15]. Según [12] para calcular el cortocircuito monofásico a tierra se emplea la ecuación (3.6).

$$I_{Falla} = 3 \cdot \frac{V_F}{Z^0 + Z^1 + Z^2} \quad (3.6)$$

Donde:

V_F = Voltaje de Prefalla.

Z^0 = Impedancia de secuencia cero.

Z^1 = Impedancia de secuencia positiva.

Z^2 = Impedancia de secuencia negativa.

3.4. ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad de volver a su estado operativo original y aceptable después de una perturbación ocurrida en la red eléctrica. Por lo cual, la estabilidad del sistema depende de la condición de operación inicial, así como la naturaleza de la perturbación, por ello es necesario los estudios de estabilidad de voltaje como estabilidad de frecuencia y estabilidad transitoria [16]. De acuerdo con la **Figura 3.1**, la estabilidad puede ser:

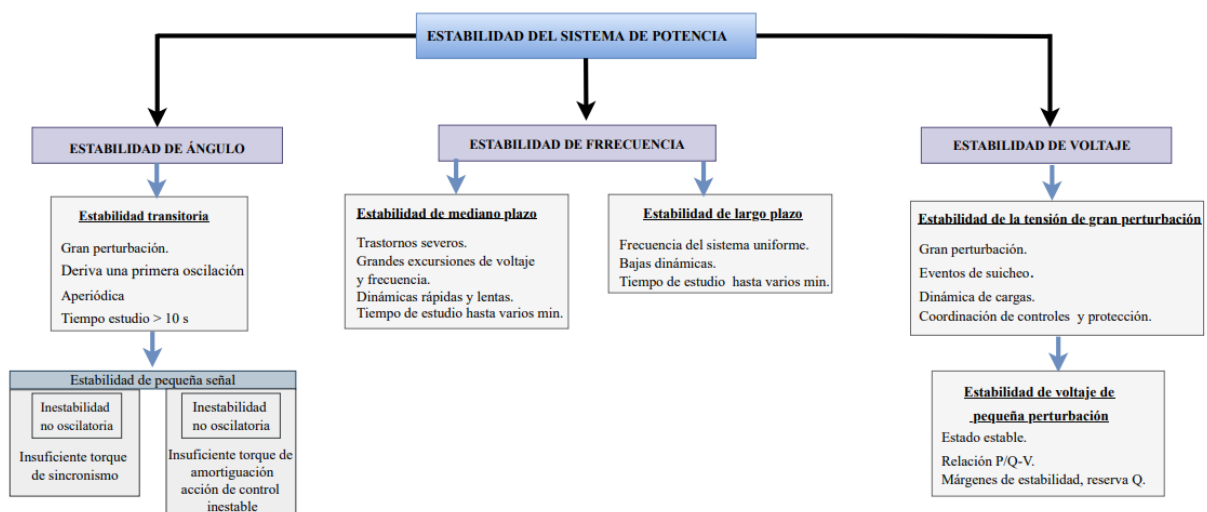


Figura 3.1 Clasificación de Estabilidad.

3.4.1. Estabilidad de voltaje

El estudio de estabilidad de voltaje determina la capacidad que tiene el SEP para mantener los voltajes dentro de un rango aceptable en todas las barras del sistema después de una perturbación dada en condición inicial de operación [17]. Al realizar análisis de estabilidad de voltaje se considera el comportamiento de los siguientes elementos:

- **Generadores:** este elemento tiene un papel importante ya que aporta potencia reactiva al sistema, por lo tanto, es responsable de mantener los valores de voltaje aceptable a lo largo de todo el SEP.
- **Carga:** las cargas en estado dinámico se vuelven un punto clave para la estabilidad de voltaje, ya que son encargados de dirigir la respuesta dinámica de los voltajes en las barras, provocando circunstancias de colapso.

- **Sistema de Transmisión:** el sistema de transmisión es una importante fuente de restricciones a lo que se refiere estabilidad de voltaje. La máxima carga que puede ser abastecida en los sistemas de potencia son limitadas en algunas ocasiones puesto que las líneas de transmisión tienen cierta capacidad de conducción.

Los sistemas de Regulación Automática de Voltaje o AVR del generador son el medio más importante de control de la tensión en un sistema eléctrico, el modelo de un AVR se ve reflejado en la **Figura 3.2**. En condiciones normales las tensiones terminales de los generadores se mantienen constantes. En cambio, en condiciones de baja tensión del sistema la demanda de potencia reactiva de los generadores puede superar sus límites de corriente de campo o de armadura [18].

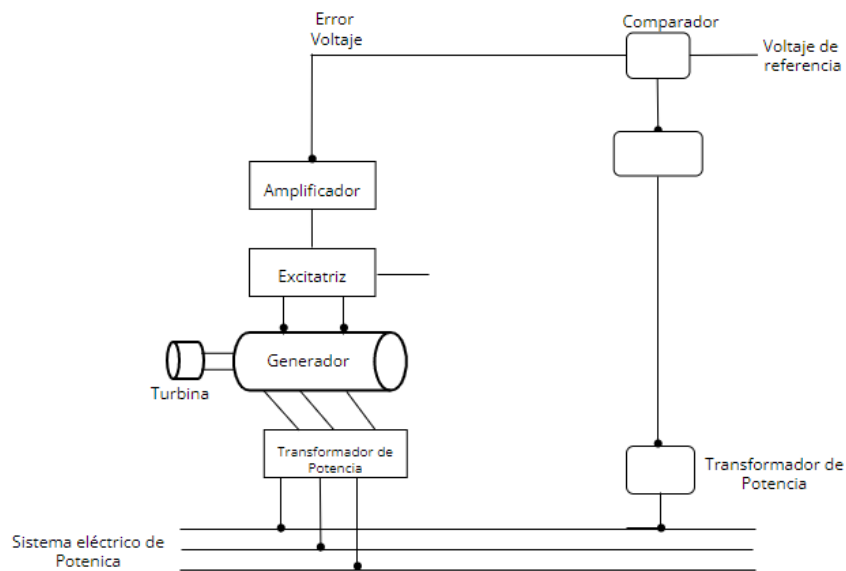


Figura 3.2 Modelo real del sistema AVR [19].

A continuación, se detalla la función de los bloques básicos del AVR:

- **Comparador:** también conocido como transductor, su función es compensar la caída de voltaje que se produce en la medición por la impedancia de los TC (Transformadores de Corriente) y TP (Transformadores de Potencia) [19]. Su función de transferencia representada en diagrama de bloques se muestra en la **Figura 3.3**.

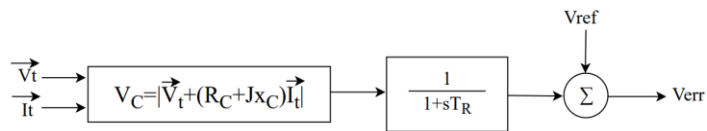


Figura 3.3 Diagrama de bloques del compensador de voltaje [19].

- **Amplificador:** incrementa la señal de entrada a un nivel adecuado, actúa como respaldo de la excitatriz, además incluye límites para el máximo y mínimo del voltaje de campo.

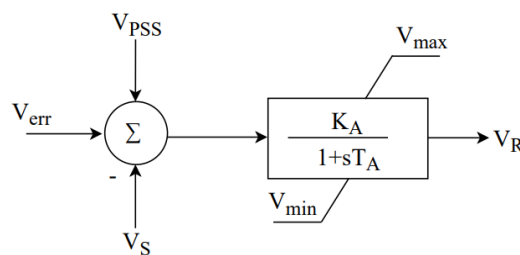


Figura 3.4 Diagrama de bloques del amplificador [19].

- **Estabilizador:** su objetivo es proveer del adelanto de fase necesario para lograr el correcto margen de ganancia y fase en la respuesta de frecuencia de lazo abierto de la excitatriz.

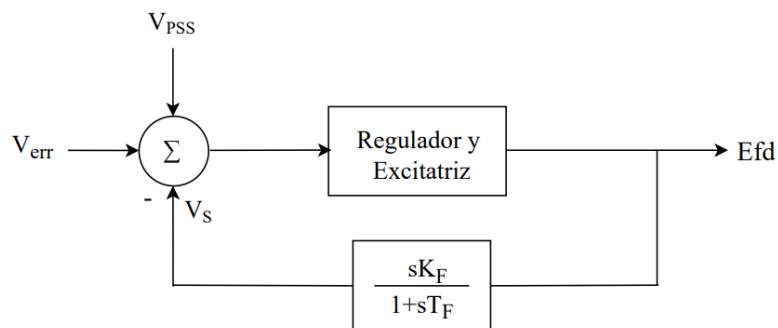


Figura 3.5 Diagrama de bloques del estabilizador [19].

Actúa de dos formas: una es habilitar una alta ganancia del regulador mediante la compensación de las grandes constantes de tiempo de la excitatriz, y la otra es contrarrestar el amortiguamiento negativo que se introduce por condición inicial del sistema de excitación.

- **Excitatriz:** es la fuente de poder del regulador ya que esta unidad proporciona la energía eléctrica que alimenta el campo rotatorio de la máquina síncrona.

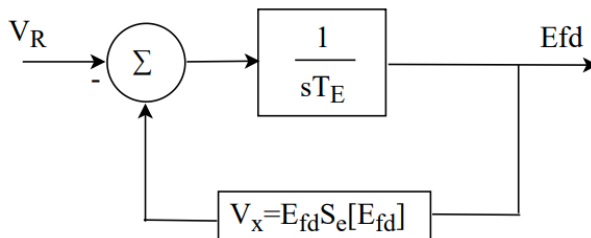


Figura 3.6 Diagrama de bloques de la excitatriz [19].

El voltaje de salida de la excitatriz es una función no lineal debido a las corrientes de campo y armadura. En la ecuación (3.7) se expresa la corriente de excitación en función del voltaje del devanado de armadura:

$$i_{fd} = \frac{V_x}{R_{ag}} + S_e v_x \tag{3.7}$$

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_{fd}} \frac{v_x}{R_{ag}} \tag{3.8}$$

Entonces combinando cada uno de los componentes y considerando que las mediciones de voltaje y corriente son ideales ($R_c = 0$, $X_c = 0$), se obtiene el siguiente diagrama propuesto por la norma IEEE-421.5.

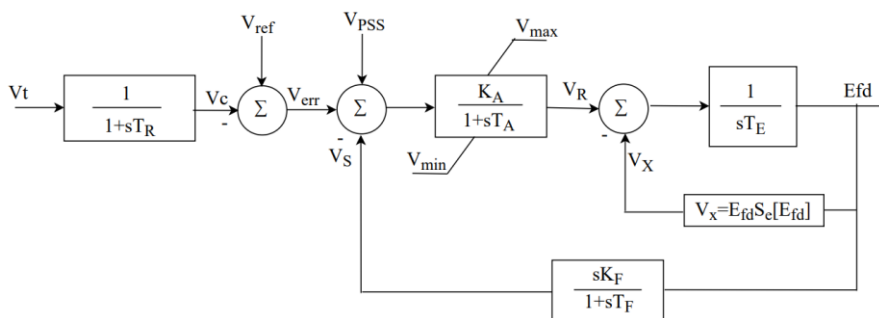


Figura 3.7 AVR Tipo DC1A [19].

3.4.2. Estabilidad de Frecuencia

La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad rotacional de los generadores del sistema. En cada instante, la frecuencia depende del balance entre las cargas y la capacidad disponible de generación, por lo que una pérdida significativa de carga o de capacidad de generación puede provocar cambios en la frecuencia y es allí donde entra el concepto de estabilidad, la cual tiene la habilidad de mantener la frecuencia estable luego de una perturbación [20].

En todo sistema los gobernadores de los generadores realizan un control primario utilizando como señal de referencia la variación de la frecuencia con respecto al valor nominal. Esta variación se convierte en una respuesta del gobernador con base a la regulación propia de cada generador [21].

El uso de los AGC (Control Automático de Generación) provee una operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debe permanecer casi constante. Por lo cual, se debe tener un buen control de frecuencia que garantice la constancia de velocidad de motores síncronos y de inducción. Como se expresó anteriormente, una caída considerable en la frecuencia puede resultar en altas corrientes magnetizantes en motores de inducción y transformadores. La frecuencia de un sistema depende del balance de la potencia activa. Además, la frecuencia es un factor común a través del sistema, un cambio en la potencia activa producido en un punto es reflejado a través del sistema mediante un cambio en la frecuencia [21].

3.4.2.1. El AGC en área de control múltiple

El AGC de un sistema multiárea puede realizarse estudiando primero el AGC de un sistema de dos áreas. Considerando dos áreas representadas por una unidad generadora equivalente interconectada por una línea de enlace sin pérdidas con reactancia. Cada área está representada por una fuente de tensión detrás de una reactancia equivalente, como se muestra en la **Figura 3.8** [22].

Durante el funcionamiento normal, la potencia real transferida a través de la línea de interconexión viene dada por:

$$P_{12} = \frac{|E_1||E_2|}{X_{12}} \sin \delta_{12} \quad (3.9)$$

Donde:

$$X_{12} = X_1 + X_{tie} + X_2$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$$

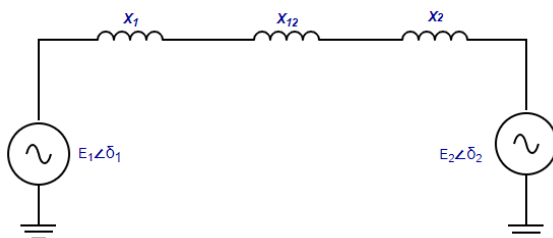


Figura 3.8 Red equivalente para un sistema eléctrico de dos áreas [22].

Para una pequeña desviación del flujo de la línea de interconexión ΔP_{12} con respecto al valor nominal:

$$\Delta P_{12} = \left. \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} \right|_{\delta_{12_0}} \Delta \delta_{12} = P_s \Delta \delta_{12} \quad (3.10)$$

Donde:

P_s = Pendiente de la curva del ángulo de potencia.

δ_{12_0} = Ángulo inicial de funcionamiento.

$$P_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} \right|_{\delta_{12_0}} \Delta \delta_{12} = \frac{|E_1| |E_2|}{X_{12}} \cos \Delta \delta_{12} \quad (3.11)$$

La desviación de la potencia de la línea de enlace adopta entonces la forma:

$$\Delta P_{12} = P_s (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (3.12)$$

Si se produce un incremento de carga en las áreas A Y B es decir ΔP_{LA} y ΔP_{LB} , la frecuencia se reduciría en un valor Δf debido a la RPF (Regulación Primaria de Frecuencia) [23], es decir:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_{eq}} + D_{eq}} \quad (3.13)$$

Donde:

$$\Delta P_L = \Delta P_{LA} + \Delta P_{LB}$$

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_A} + \frac{1}{R_B}$$

$$D_{eq} = D_A + D_B$$

Donde:

ΔP_L = Incremento de carga total del sistema.

R_{eq} = Estatismo equivalente de todo el sistema.

D_{eq} = Amortiguamiento equivalente de todo el sistema.

Es decir:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{LA} + \Delta P_{LB}}{\frac{1}{R_A} + \frac{1}{R_B} + D_A + D_B} \quad (3.14)$$

La carga que tomarán los generadores del área A es:

$$\Delta P_{GA} = -\frac{\Delta f}{R_A} = \frac{1}{R_A} \left[\frac{\Delta P_{LA} + \Delta P_{LB}}{\left(\frac{1}{R_A} + D_A\right) + \left(\frac{1}{R_B} + D_B\right)} \right] \quad (3.15)$$

La carga que tomarán los generadores del área B es:

$$\Delta P_{GB} = -\frac{\Delta f}{R_B} = \frac{1}{R_B} \left[\frac{\Delta P_{LA} + \Delta P_{LB}}{\left(\frac{1}{R_A} + D_A\right) + \left(\frac{1}{R_B} + D_B\right)} \right] \quad (3.16)$$

En el diagrama de bloques que representa la interconexión en dos áreas se muestra en la **Figura 3.9**.

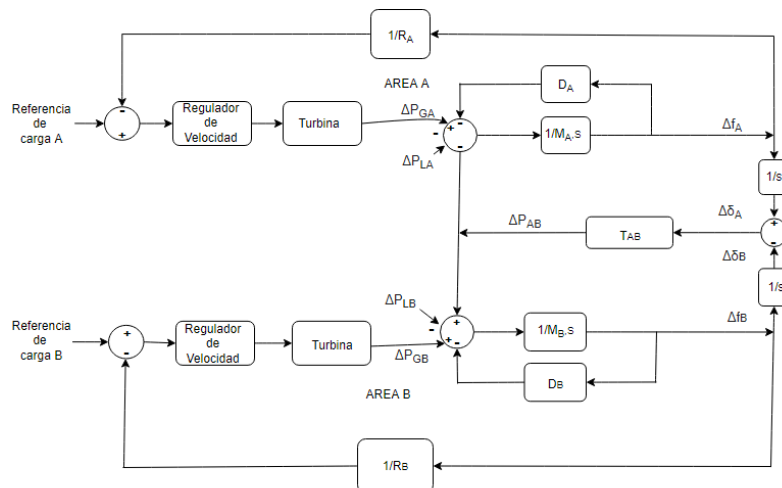


Figura 3.9 Diagrama de la interconexión de dos áreas [23].

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores el balance de generación-carga en estado estable es el siguientes:

Para el área A:

$$\Delta P_{GA} - D_A \Delta f = \Delta P_{LA} + \Delta P_{LB} \quad (3.17)$$

Para el área B:

$$(\Delta P_{GA} + \Delta P_{AB}) - D_B \Delta f = \Delta P_{LB} \quad (3.18)$$

De las ecuaciones (3.17) y (3.18) se deduce el valor de la variación de potencia a través de la interconexión como:

$$\Delta P_{AB} = \frac{\Delta P_{LB} \left(\frac{1}{R_A} + D_A \right) - \Delta P_{LA} \left(\frac{1}{R_B} + D_B \right)}{\left(\frac{1}{R_A} + D_A \right) + \left(\frac{1}{R_B} + D_B \right)} \quad (3.19)$$

En función de la respuesta característica de la frecuencia de cada área se tiene:

$$\beta_A = \frac{1}{R_A} + D_A \quad (3.20)$$

$$\beta_B = \frac{1}{R_B} + D_B \quad (3.21)$$

$$\Delta P_{AB} = \frac{\beta_A \cdot \Delta P_{LB} - \beta_B \cdot \Delta P_{LA}}{\beta_A + \beta_B} \quad (3.22)$$

Un valor negativo de ΔP_{AB} da entender que la dirección de flujo es del área B al área A. La variación del flujo de potencia de una línea de interconexión refleja la contribución de la respuesta característica de frecuencia β de un área a otra [23].

3.5. COMPENSACIÓN REACTIVA

El control de reactivos dentro del sistema de potencia debería conllevar a reemplazar la demanda de reactivos y tolerar la tensión tanto en operación permanente como en contingencias, dichos compensadores de potencia reactiva se delegan de guardar energía a modo de campo magnético, siendo dichos los que consumen potencia reactiva (inductores) y los almacenan a modo de campo eléctrico correspondientes a los elementos generadores de energía reactiva (capacitores) [24].

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control del voltaje y la potencia reactiva, los voltajes en los terminales de todos los equipos en el sistema están dentro de los límites admisibles, la estabilidad del sistema es elevada para maximizar la utilización del sistema de transmisión, y el flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las pérdidas (I^2R) y (XI^2) [18]. La compensación puede ser estática o dinámica, y a la vez, estas pueden ser serie o shunt, a continuación, se describen las principales tecnologías de compensación reactiva.

3.5.1. Capacitores shunt

Los condensadores de derivación se utilizan para compensar las pérdidas de (XI^2) en los sistemas de transmisión y para garantizar niveles de tensión satisfactorios durante las condiciones de carga pesada. Los bancos de condensadores shunt, por su capacidad de suministrar reactivos, son utilizados en los puntos en los cuales por medio de esta inyección se pretenda aumentar el nivel de tensión [18].

Hoy en día, estos capacitores son un medio muy económico de suplir la potencia reactiva, una de las principales ventajas es su bajo costo, flexibilidad de instalación y operación. La principal desventaja es que su valor de potencia es proporcional al cuadrado del voltaje.

La aplicación de este dispositivo es generalmente en redes de distribución para suministrar la potencia reactiva lo más cerca posible del punto donde se consume, es decir sus buses de carga. La salida $(I - V)$ es lineal, y se define por los valores nominales de tensión y corriente [25]:

$$\overline{V}_C = -jX_C(jI_C) = X_C I_C = V_C \quad (3.23)$$

Donde,

$$I_C = \frac{V_C}{X_C} = \omega C V_C \text{ and } Q_C = \omega C V_C^2 \quad (3.24)$$

Su ubicación en el campo se determina tras la realización de flujos de potencia detallados, análisis de contingencias y estudios de transitorios dinámicos. La conexión y desconexión de las baterías de condensadores es un medio convencional de controlar las tensiones del sistema para recuperar grandes desviaciones de tensión, normalmente debidas a la diferencia de carga [25].

3.5.2. Reactores shunt

Son conectados a un sistema eléctrico de potencia con el propósito de consumir potencia reactiva, generalmente se aplican en líneas largas de transmisión o cables ligeramente cargados y su efecto es reducir la tensión, se debe conectar permanentemente a la línea una reactancia de derivación de tamaño suficiente que pueda limitar las sobretensiones temporales de frecuencia a

aproximadamente 1,5 [p.u.] durante una duración inferior a 1 segundo. Los reactores shunt también sirven para limitar sobretensiones de energización (transitorios de conmutación) [18].

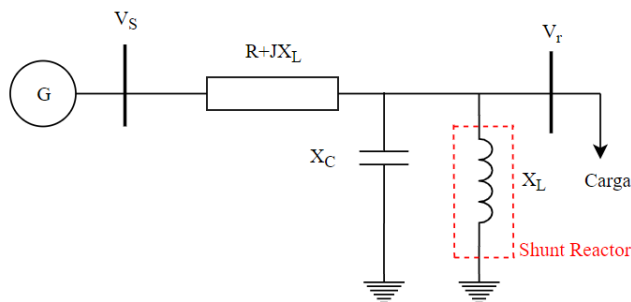


Figura 3.10 Reactor en derivación [18].

3.5.3. Dispositivos FACTS

En los sistemas de transmisión de corriente alterna, se puede caracterizar límites estáticos y dinámicos, estas limitaciones restringen la transmisión de energía, lo que conduce a la subutilización de los recursos de transmisión existentes. De manera convencional se utilizaron condensadores de derivación y serie conmutados mecánicamente, reactores y generadores síncronos para resolver gran parte de los problemas de composición. Sin embargo, estos métodos convencionales tienen limitaciones, principalmente: desgaste y características de respuesta lenta. Esta última limitación puso a los dispositivos de estado sólido en el centro de atención como una tecnología alternativa por su característica respuesta rápida. Esta alternativa, junto con la invención del interruptor tiristor, es la base de los dispositivos electrónicos en los sistemas de potencia, que se llaman Sistemas Flexibles de Transmisión de CA o por sus siglas en inglés FACTS. Las soluciones FACTS se justifican fácilmente en aplicaciones que requieren una respuesta dinámica rápida, capacidad para variaciones frecuentes en la salida [26].

Los dispositivos semiconductores más potentes para aplicaciones de potencia siguen siendo los tiristores, que poseen la función de manejar más de 10 kV y mover corrientes mejores a los 5 kA [9]. Ciertos dispositivos, como los GTO, ofrecen la probabilidad de usar convertidores de conmutación forzada, que es uno de los beneficios constructivos y propiedades avanzadas de los dispositivos FACTS. Los dispositivos IGBT se aplican en convertidores de baja potencia,

primordialmente pues se emplean en redes de media y baja tensión y son una gran parte de varios dispositivos usados para incrementar la calidad de energía [27].

3.6. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA

En [9] los FACTS son definidos como: “Sistemas de transmisión de corriente alterna que incorporan electrónica de potencia, basados en la utilización de controladores estáticos, asegurando el control e incrementando la capacidad de transferencia de potencia”.

Los dispositivos FACTS poseen la función de influenciar en uno o más límites dentro del sistema eléctrico y de esta modalidad influenciar el flujo de potencia. Por lo que, en general, dichos dispositivos tienen la posibilidad de crear los próximos impactos en sistema de potencia [28]:

- Dan un control rápido y constante del flujo de energía en los sistemas de transmisión controlando las tensiones en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de etapa de las líneas.
- Tienen la posibilidad de incrementar la transferencia de potencia por medio del sistema de transmisión que en la actualidad permanecen restringidos, optimizando la utilización de la infraestructura disponible y suministrando energía a bajo coste a un enorme conjunto de clientes.
- Tienen la posibilidad de ser aplicados para el funcionamiento de la congestión y aumento de la estabilidad.
- Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.

Se necesita percibir los resultados positivos de los sistemas de comunicación recientes en la redes de potencia y las altas velocidades de contestación de los dispositivos tiristores que componen la dinámica de los FACTS, ya que son fundamentales para que dichos dispositivos logren operar sobre los flujos de potencia una vez que se anhelan solucionar inconvenientes de inestabilidad en el SEP.

3.7. TIPOS DE DISPOSITIVOS FACTS

Para la primera generación de los dispositivos FACTS se visualizaron como novedosas tecnologías de la electrónica de potencia a los transformadores desfasadores y con cambio de derivación, los demás equipos FACTS que se consideraron en primera generación fueron los compensadores serie y paralelo controlados por tiristores para flujos de potencia estáticos [17].

Actualmente, la investigación ha trascendido creando la segunda generación de FACTS los cuales se fundamentan en Conversores de Fuentes de Voltaje (VSC), estos nuevos equipos permiten un control funcional y versátil en la interacción con el sistema. En la **Figura 3.11** se detalla los diferentes tipos de compensación por medio de la implementación de dispositivos FACTS, los cuales son:

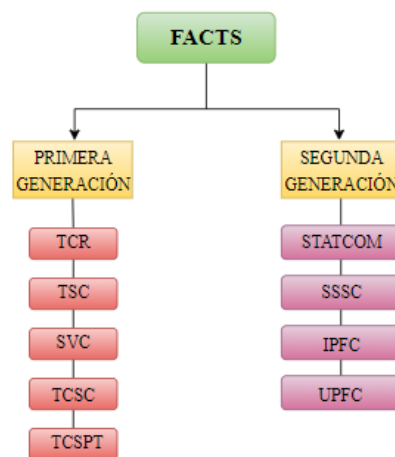


Figura 3.11 Clasificación de los dispositivos FACTS [17].

En el desarrollo de este trabajo se considera la utilización de los siguientes dispositivos FACTS: SVC, STATCOM y TCSC. Por lo cual, a continuación, se presentan sus respectivas definiciones y sus características:

3.7.1. SVC (Compensador Estático de Var)

En su forma sencilla, el SVC radica de un TCR en paralelo con el banco de capacitores. Puede contar, en vez de un TCR con un TSC de forma que posibilita realizar compensación capacitiva o inductiva. Según [29], el SVC es capaz de absorber o generar potencia reactiva para controlar la

magnitud de la tensión del sistema a un nivel preestablecido. La salida de potencia reactiva del SVC puede modificarse muy rápidamente y con mucha frecuencia (no es necesario recuperarse después de una excursión rápida). Esto puede ser muy ventajoso para el sistema de CA durante y después de los fallos en la red, ya que ayuda a disminuir cualquier sobretensión y a aumentar la tensión durante las condiciones de subtensión. Estas acciones ayudan a que otros equipos esenciales de la red permanezcan conectados durante los periodos transitorios y dinámicos que siguen a la recuperación de los fallos en la red.

Se debe tomar en cuenta que el rendimiento de los controladores en derivación depende en gran medida del lugar de instalación en el sistema eléctrico. La ubicación debe ser donde los flujos de potencia sean controlables además de que los estados del sistema de potencia sean observables. Existe muchas configuraciones diferentes del SVC, pero la configuración que destaca es la de reactores controlados por tiristores (TCR), condensadores conmutados por tiristores (TSC), filtros armónicos o condensadores conmutados por disyuntores o fijos como ramas básicas.

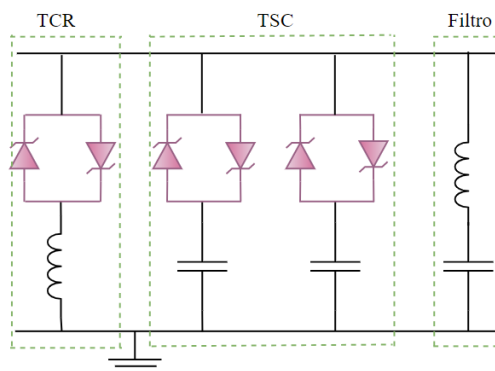


Figura 3.12 SVC con configuración TSC – TCR [29].

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores TSC y las bobinas conmutadas TSR o controladas TCR por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia en la **Figura 3.12**. se muestra la configuración de un TSC-TCR, la capacidad del TCR es igual a la capacidad de una de las ramas del TSC, la capacitancia de salida total se divide en n intervalos según el número de ramas del TSC que se encuentren conectada, de esta forma se tiene un rango de control discreto de TSC's pero al procedimiento del TCR es posible hacer que la variación sea continua en cada intervalo [17].

3.7.1.1 Modelo del SVC

El SVC puede verse en el sistema de potencia como una susceptancia variable conectada en la parte particular del sistema, y esta puede ser de carácter capacitivo o inductivo, dependiendo de la corriente. La **Figura 3.13** muestra el modelo del SVC con una susceptancia variable en el sistema.

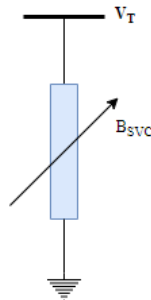


Figura 3.13 Modelo del SVC con susceptancia variable [30].

La susceptancia de un sistema de este tipo es el resultado de los elementos capacitivos e inductivos, así como de los filtros armónicos que componen al compensador (si es que son instalados).

$$B_C = \omega \cdot C \quad (3.25)$$

Donde:

ω = frecuencia angular.

El valor resultante de la susceptancia de los elementos capacitivos del TSC puede expresarse como:

$$B_{TSC} = \omega \cdot C_{\Sigma zal} \quad (3.26)$$

Donde:

$C_{\Sigma zal}$ = la capacitancia total de todas las secciones del TSC conmutadas a funcionamiento de operación.

Con el propósito de simplificar el modelo, los componentes con capacidad conmutada permanentemente pueden considerarse como uno de los elementos TSC con una capacidad

específica. Los TSR y TCR son elementos inductivos en el SVC, a pesar de que tienen la misma estructura su método de control es diferente [30]. Por ello la susceptancia de un TSR se expresa en forma de:

$$B_{TSR} = -\frac{1}{\omega} \cdot L_{zal} \quad (3.27)$$

Donde:

L_{zal} = la inductancia total de todas las secciones conmutadas de operación.

La susceptancia TCR, depende del ángulo de encendido de los interruptores tiristores y se expresa:

$$B_{TCR} = -\frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}{\pi\omega L_{TCR}} \quad (3.28)$$

Donde:

L_{TCR} = inductancia del TCR.

α = ángulo de encendido del tiristor.

La susceptancia de los dispositivos puede modelarse directamente como una variable que depende del ángulo de ajuste de los tiristores TCR y del número de secciones TSC conmutadas. La corriente consumida por el sistema se describe como:

$$I_{SVC} = V_T \cdot B_{SVC} \quad (3.29)$$

Donde:

V_T = tensión en el punto de conexión.

La potencia reactiva del dispositivo se expresa de la siguiente manera:

$$Q_{SVC} = V_T^2 \cdot B_{SVC} \quad (3.30)$$

La modificación de la susceptancia permite controlar tanto el valor de la tensión en el punto de conexión como el nivel de potencia reactiva.

La susceptancia del SVC es la resultante de todos los elementos de susceptancia que funcionan en paralelo. Para simplificar estas consideraciones se ha supuesto que el dispositivo compensador está formado por TSC y TCR. La descripción de la susceptancia de estos elementos se muestra en las ecuaciones (3.26) y (3.28). La susceptancia equivalente del SVC de tipo TCR-TSC puede expresarse como:

$$B_{SVC}(\alpha) = B_{TSC} + B_{TCR} = \omega \cdot C_{zal} - \frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}{\pi \cdot \omega \cdot L_{TCR}} \quad (3.31)$$

Los métodos de modelización permiten reflejar el sistema SVC, pero sin especificar el transformador en ese modelo. Por ello, el transformador en este modelo puede incluirse, con una cierta simplificación, como un ajuste del parámetro B_{SVC} . Esto se recomienda porque el transformador debe cumplir con ciertos parámetros como son la resistencia R_{Tr} y la reactancia X_{Tr} que deben ser introducidos en el modelo. La admitancia del sistema SVC con transformador Y_{Tr-SVC} se puede describir como lo siguiente:

$$Y_{Tr-SVC}(\alpha) = \frac{Y_{Tr} \cdot Y_{SVC}}{Y_{Tr} + Y_{SVC}} \quad (3.32)$$

$$G_{Tr-SVC} = \frac{R_{Tr}}{R_{Tr}^2 + X_{Tr-SVC}^2} \quad (3.33)$$

$$B_{Tr-SVC} = -\frac{X_{Tr-SVC}^2}{R_{Tr}^2 + X_{Tr-SVC}^2} \quad (3.34)$$

$$X_{Tr-SVC} = X_{SVC} + X_{Tr} \quad (3.35)$$

$$X_{SVC} = \frac{1}{B_{SVC}} \quad (3.36)$$

Donde:

Y_{Tr} = admitancia del transformador.

Y_{SVC} = resultado de la admitancia de elementos del compensador (sin transformador).

3.7.1.2 Curva de Operación del SVC

Para comprender de mejor manera la operación del SVC, se muestra en la **Figura 3.14** el estado estacionario como en régimen transitorio, por ello se recurre a la curva características ($V - I$). En donde, la inclinación añadida del SVC se denomina comúnmente pendiente o droop de corriente, y suele expresarse en porcentaje de la potencia nominal del SVC. El tiempo de respuesta del SVC depende de la potencia del sistema. En [29] definen que los tiempos de respuesta típicos para sistemas de 60 Hz durante una respuesta escalonada son:

- 33 ms para el tiempo de subida.
- 100 ms para el tiempo de estabilización.

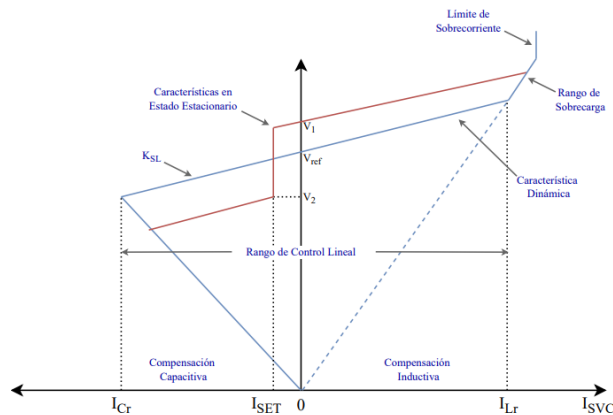


Figura 3.14 Características V-I de operación del SVC [17].

Se pueden definir los parámetros que conforman parte de su comportamiento:

- **Voltaje de Referencia (V_{ref}):** corresponde al voltaje de los terminales del SVC durante la condición flotante, es decir cuando el SVC no absorbe ni genera potencia reactiva alguna. Este voltaje de referencia puede ser variado entre un límite máximo ($V_{ref\ max}$) y un límite mínimo ($V_{ref\ min}$), cuyo valores típicos se encuentran entre un rango del 1,05 pu y 0,95 pu.

En la práctica este voltaje de referencia puede ser establecido dentro de un rango del $\pm 10\%$ del ($V_{ref\ max}$) [31].

- **Rango lineal de control:** este rango de control cae sobre el voltaje en la terminal del SVC variando linealmente con la (I_{SVC}) sobre su rango capacitivo – inductivo.
- **Pendiente (K_L):** es la relación del cambio en la magnitud de voltaje sobre el cambio en la magnitud de la corriente controlada por el SVC. También puede ser expresado como (X_{SL}) y se expresa como:

$$K_{SL} = \frac{\frac{\Delta V}{V_r}}{\frac{\Delta I}{I_r}} pu \quad (3.37)$$

Donde:

ΔV = es el cambio en la magnitud de voltaje.

ΔI = es el cambio en la magnitud de corriente.

V_r = es el voltaje del SVC para un estado definido.

I_r = es la corriente del SVC para un estado definido.

- **Rango de sobrecarga:** es cuando el SVC sobrepasa el rango lineal controlable del lado inductivo y se caracteriza porque el TCR se comporta como un inductor fijo.
- **Límite de sobrecorriente:** se define un límite para prevenir que los interruptores tiristores sean sometidos a esfuerzos térmicos excesivos, la corriente máxima inductiva en el rango de sobrecarga es forzada a un valor constante mediante la acción de un control adicional [31].

3.7.1.3 Comportamiento del SVC en el Sistema Eléctrico de Potencia

Para entender la interacción que existe entre el SVC y el SEP, se presenta las curvas de operación para los dos elementos en la **Figura 3.15**, en donde se tiene tres curvas de la carga del sistema las cuales se representan por la siguiente ecuación:

$$V = E_{th} - X_{th} I_s \quad (3.38)$$

Donde:

E_{th} = fuente de voltaje Thévenin equivalente del SEP.

X_{th} = reactancia equivalente Thévenin del SEP.

Como también se grafica la curva característica del SVC, derivada de la **Figura 3.14** para un control determinado y se expresa de la siguiente forma:

$$V = V_0 + X_{SL}I_S \quad (3.39)$$

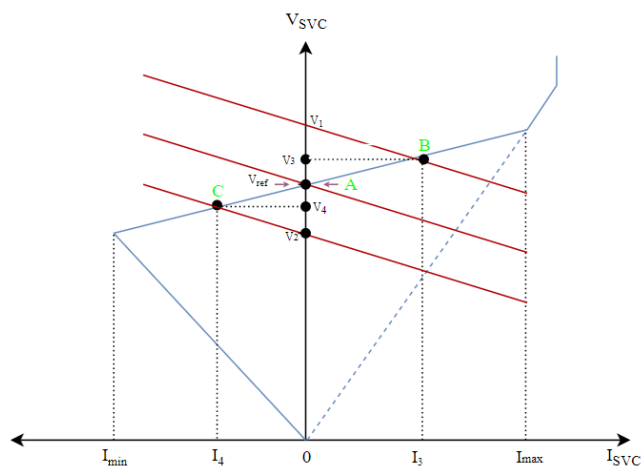


Figura 3.15 Características entre el SVC y el SEP [17].

En la **Figura 3.15** se presentan los puntos B y C señala el punto de operación del SVC. La característica media representa las condiciones nominales del sistema y es asumida en la intersección de las características en el punto A donde $V = V_{ref}$ y $I_S = 0$.

Si el voltaje del sistema se encuentra en situación de incremento en un ΔV ya sea por un decrecimiento en el nivel de carga u otra situación, el voltaje sin SVC aumentará a V_1 . Sin embargo, si se encuentra conectado un controlador con SVC el punto de operación se moverá al punto B, por la absorción de corriente inductiva I_3 , el SVC mantiene el voltaje en V_3 .

Si en el caso del voltaje de fuente decrece ya sea un aumento de carga el SVC mantiene el voltaje en el punto V_4 punto C. Se debe tener en cuenta que si la pendiente X_{SL} fuera cero, el voltaje se mantendría en V_{ref} para los dos casos considerados.

3.7.1.4 Control de Voltaje

La tensión ejercida por un SVC puede ser representada por la **Figura 3.16**, en donde el sistema de potencia es modelado como una fuente de voltaje V_S y una impedancia equivalente X_S visto desde los terminales del SVC.

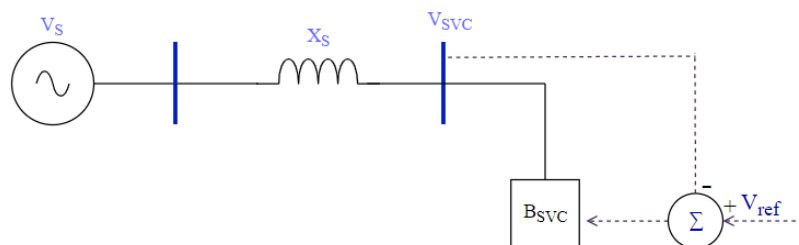


Figura 3.16 Diagrama del SEP y sistema de control del SVC [17].

La impedancia del sistema X_S en realidad corresponde a la potencia aparente (MVA) en un cortocircuito trifásico en la barra del SVC y es obtenida como:

$$X_S = \frac{V_b^2}{S_C} S_b \quad p. u. \quad (3.40)$$

Donde:

S_C = potencia de cortocircuito trifásico en la barra del SVC.

V_b = voltaje de base de línea a línea.

S_b = potencia base.

Si el SVC entrega una corriente reactiva I_{SVC} , entonces al tener una ausencia del controlador, el voltaje en la barra del SVC corresponde a la siguiente ecuación:

$$V_S = V_{SVC} + I_{SVC} \cdot X_S \quad (3.41)$$

La ecuación (3.41), representa la característica del SEP o la línea de carga del sistema. Esta corriente provoca un decremento de tensión de la $(I_{SVC} \cdot X_S)$ en fase con la tensión del sistema V_S . El voltaje en la barra del SVC decrece ante corrientes de tipo inductivo, con la diferencia de que

incrementa si se trata de corrientes capacitivas. Por ello el SVC resulta ser más efectivo controlando voltajes en sistemas débiles (impedancia alta) y menos eficaz en sistemas fuertes (impedancia baja).

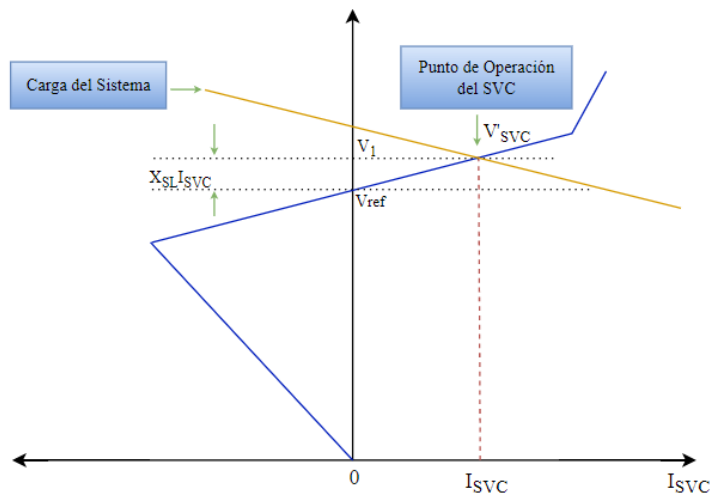


Figura 3.17 Punto de Operación del SVC [17].

La operación dinámica del SVC representado en la **Figura 3.17**, describe la compensación reactiva provista por el SVC en respuesta a la variación en el voltaje en sus terminales, la acción del control de tensión en un rango lineal se expresa de la siguiente forma:

$$V_{SVC} = V_{ref} + X_{SL} \cdot I_{SVC} \quad (3.42)$$

Donde:

I_{SVC} = es la corriente del SVC y es positiva si es inductiva o negativa si es capacitiva.

3.7.1.5 Modelo dinámico del SVC

Un modelo dinámico completo de SVC incluye en su estructura lo siguiente: Modelos de transformadores, barras en MT con módulos TSC, TSR, TCR y FC conectada. Algunos programas de simulación contienen modelos de transformadores ya incorporados que pueden ser utilizados para el modelo del SVC. Los semiconductores dinámicos disponibles en los programas de simulación suelen ser suficientes para la necesidad de modelar el SVC, por lo que no es necesario desarrollar modelos propios. El ángulo de encendido del tiristor debe ser controlado en el elemento

TCR (determinando el valor de susceptancia del TCR), mientras que las señales de encendido/apagado se envían en el caso de los elementos TSR y TSC. El SVC en sí se compone de elementos TCR y TSC, como se muestra en la **Figura 3.18** el cual es considerado un dispositivo estándar desde el punto de vista de la red de transporte [30].

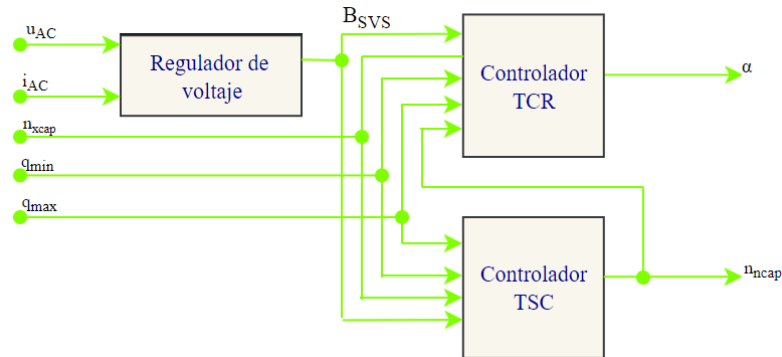


Figura 3.18 Controlador SVC (Tipo TCR-TCS) [30].

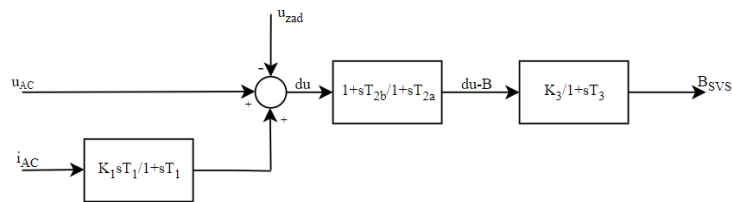


Figura 3.19 Regulador de tensión en el dispositivo SVC [30].

La **Figura 3.19** muestra el regulador del SVC que se distingue por: la unidad de control de tensión, unidad de control TCR y unidad de control TSC. La finalidad del regulador es controlar la tensión en el punto de conexión del compensador, el error de tensión se puede determinar comparando la tensión actual con la tensión de consigna, este valor es utilizado por el regulador para establecer el valor de susceptancia que debe ser aplicado al compensador para compensar el error.

3.7.2. STATCOM (Compensador Estático de Var)

Un compensador síncrono estático (STATCOM) es un dispositivo de regulación de la potencia reactiva basado en la tecnología de los convertidores de tensión (VSC), tal y como se muestra en la **Figura 3.20**. Puede utilizarse para mantener las tensiones de sistemas de CA y mejorar su

estabilidad, es decir, realiza básicamente las mismas funciones que un SVC. Debido al menor espacio que requieren los controladores STATCOM, estos controladores se han utilizado con frecuencia en aplicaciones que van desde la industria hasta los sistemas de energía eléctrica [29].

Prácticamente están diseñados por dispositivos GTO, IGCT o IGBT, conectado en paralelo a la línea de transmisión por medio de un transformador de acoplamiento. Puede decirse que representa el equivalente de una máquina síncrona, sin embargo, sin inercia mecánica, y por ende con respuestas dinámicas mucho más rápidas.

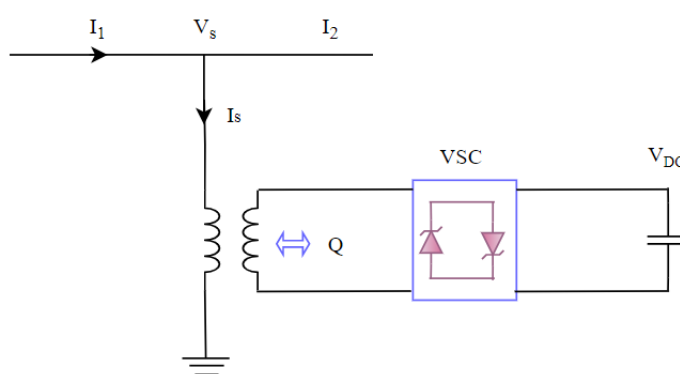


Figura 3.20 Estructura de un STATCOM [28].

El STATCOM puede modelarse como una fuente de corriente controlada que inyecta o consume potencia reactiva en la barra a la que está conectado. Cuando la tensión del bus está por debajo de la tensión de referencia, el STATCOM absorberá una corriente que adelanta 90° a la tensión. De este modo, el STATCOM inyecta potencia reactiva en la red para aumentar la tensión, presentando un comportamiento capacitivo. Por otro lado, cuando la tensión del bus está por encima de la tensión de referencia, el STATCOM debe absorber una corriente que retrasa 90° a la tensión. Así, el STATCOM consume potencia reactiva de la red para disminuir la tensión del bus [32].

3.7.2.1 Modelo del STATCOM

El STATCOM se percibe en el sistema como una fuente de tensión alterna con control continuo conectada al sistema de alimentación a través de un transformador de AT/MV. Esta percepción es posible gracias al uso de un inversor con tiristores de desconexión de puerta, que se carga con capacidad en el lado de la tensión continua. El modelo de pruebas del STATCOM puede reflejarse

en la **Figura 3.21**, se conforma de un circuito equivalente que consiste en una fuente de tensión alterna ideal conectada en serie con impedancia [30].

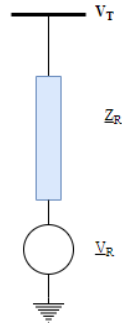


Figura 3.21 Modelo del STATCOM [30].

A continuación, se describe el voltaje \underline{V}_R :

$$\underline{V}_R = V_R \cdot (\cos \delta_R + j \sin \delta_R) \quad (3.43)$$

Donde:

δ_R = ángulo de fase del voltaje V_R .

La potencia aparente del sistema anterior se describe como:

$$\underline{S}_R = \underline{V}_R \cdot \underline{Y}_R^* \cdot (\underline{V}_R^* - \underline{V}_T^*) \quad (3.44)$$

Donde:

\underline{Y}_R^* = admitancia resultante de la impedancia Z_R .

El modelo anterior puede describirse mediante ecuaciones que reflejan el flujo de potencia, como se muestra en la ecuación (3.25). Este modelo permite especificar la potencia suministrada a las barras de conexión y la potencia del inversor.

$$P_T = V_T^2 \cdot G_R + V_T \cdot V_R [G_R \cos(\theta_T - \delta_R) + B_R \sin(\theta_T - \delta_R)] \quad (3.45)$$

$$Q_T = -V_T^2 \cdot B_R + V_T \cdot U_R [G_R \sin(\theta_T - \delta_R) - B_R \cos(\theta_T - \delta_R)] \quad (3.46)$$

$$P_R = V_R^2 \cdot G_R + V_R \cdot V_T [G_R \cos(\delta_R - \theta_T) + B_R \sin(\delta_R - \theta_T)] \quad (3.47)$$

$$Q_R = -V_R^2 \cdot B_R + V_R \cdot V_T [G_R \sin(\delta_R - \theta_T) - B_R \cos(\delta_R - \theta_T)] \quad (3.48)$$

Donde:

G_R = es la conductancia.

B_R = es la susceptancia resultante de admitancia Y_R .

3.7.2.2 Curva de operación del STATCOM

A continuación, en la **Figura 3.22**, se muestra la curva característica de operación del STATCOM ($V - I$). El cual como se puede observar tiene la habilidad de suministrar compensación reactiva o capacitiva, el compensador puede controlar independientemente las salidas de corriente, como también se puede ver que el STATCOM opera por encima del rango de corriente de salida tanto en región inductiva como capacitiva.

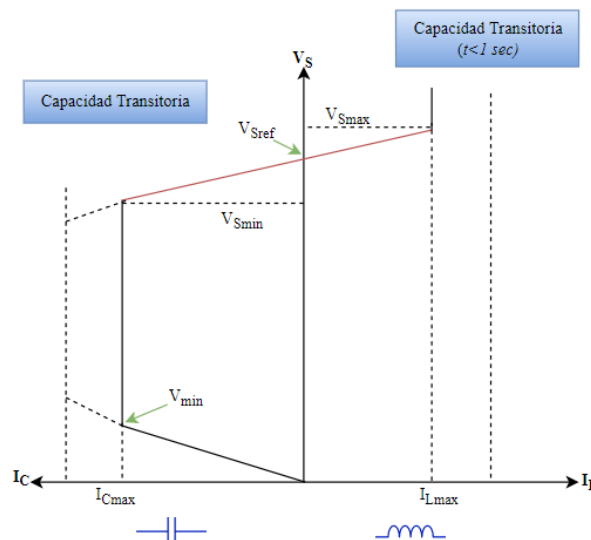


Figura 3.22 Curva de operación V-I del STATCOM [9].

El STATCOM es considerado como un dispositivo superior al SVC en condiciones de tensión ante perturbaciones grandes del sistema. La máxima sobrecorriente transitoria alcanzable del STATCOM en la región capacitiva viene determinada por la máxima capacidad de desconexión de corriente de los semiconductores de potencia. Esto significa que la capacidad de corriente transitoria del STATCOM en el rango inductivo está, teóricamente, limitada solo por la temperatura máxima admisible de la unión del GTO, lo que permite, la realización de una capacidad transitoria mayor en el rango inductivo que el rango capacitivo [9]. La **Figura 3.23**, muestra la característica de operación tensión- potencia reactiva del STATCOM, se aprecia que su capacidad de absorber o generar potencia reactiva tiene una relación lineal con la tensión.

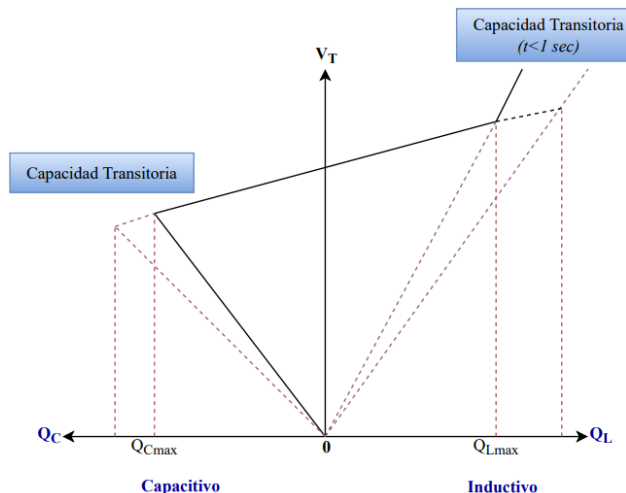


Figura 3.23 Curva característica V-Q del STATCOM [29].

3.7.2.3 Principio de funcionamiento del STATCOM

De acuerdo con la **Figura 3.21**, se puede obtener el circuito equivalente del STATCOM por lo tanto su corriente de absorción sería:

$$I = \frac{V_T - V_R}{Z_R} \quad (3.49)$$

La potencia aparente viene dada por $S = VI^*$ de donde podemos decir que la potencia activa, reactiva y el voltaje de salida son:

$$P = \frac{V_T V_R \sin \delta}{Z_R} \quad (3.50)$$

$$Q = \frac{V_T(V_T - V_R \cos \delta)}{Z_R} \quad (3.51)$$

$$V_T = \frac{\sqrt{3}}{2} \lambda V_{dc} \sin(\omega t + \delta) \quad (3.52)$$

En la fórmula anterior, V_R representa el voltaje de salida del lado de CA del STATCOM, mientras que V_T representa el voltaje de sistema; δ representa la diferencia de fase entre V_R y V_T ; λ representa el coeficiente de modulación PWM (*Pulse Width Modulation/Modulación por ancho de pulso*) o modulación de ancho de pulso, permitiendo el encendido y apagado de los semiconductores [33]. En la **Figura 3.24** se muestra la función que cumple el PWM dentro del modelo del STATCOM.

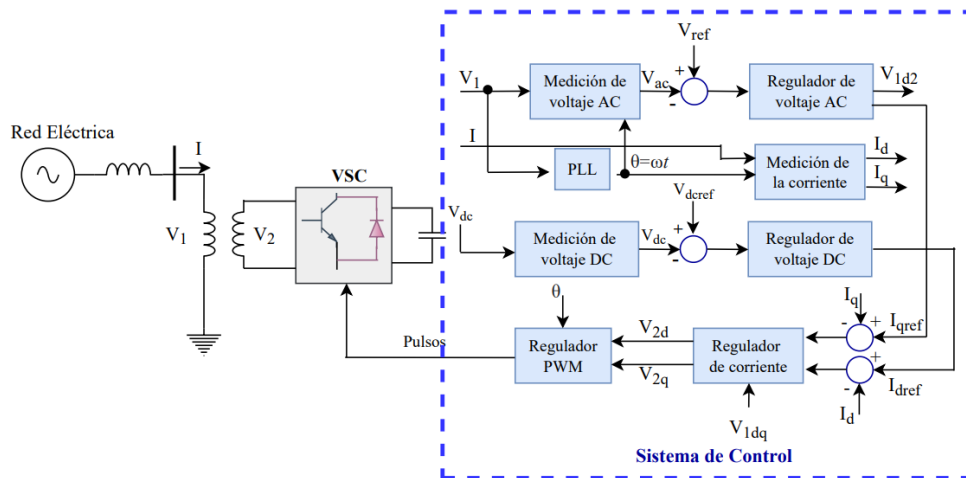


Figura 3.24 Esquema del STATCOM.

Según Los autores [33][10] en condiciones ideales de funcionamiento, el dispositivo no absorbe potencia activa lo que significa que el intercambio entre el convertidor y la energía del sistema es netamente reactivo. Cuando $V_R > V_T$, la corriente I adelanta al voltaje 90 grados, STATCOM emite

al sistema potencia reactiva inductiva. De la misma forma, el STATCOM es capacitivo cuando $V_R < V_T$, entonces la corriente I atrasa al voltaje en 90 grados, cuando esto ocurre el STATCOM emite al sistema potencia reactiva capacitiva, en este punto, inductancia equivalente depende del STATCOM.

A través de la tecnología PWM para controlar la inductancia del interruptor electrónico de potencia, V_R puede variar de positivo a negativo, regulando el sistema en una rápida sucesión absorbiendo la potencia reactiva Q . La potencia reactiva se realiza mediante la conexión entre el ajuste continuo inductivo a capacitivo [32]. En la operación real, teniendo en cuenta que el convertidor y la conexión del reactor en sí son las pérdidas de componentes de la red, se necesita que la red proporcione la potencia activa necesaria para complementar dicha pérdida, de lo contrario agota el suministro de energía de corriente continua en el condensador lo que hará que el voltaje en CC disminuya [33].

3.7.2.4 Funcionamiento estable de la relación voltaje y potencia reactiva

El siguiente es un sistema simple para ilustrar la relación del voltaje de funcionamiento y la potencia reactiva. Como se muestra en la parte a) de la **Figura 3.25**, es un sistema de red simple, en la parte b) se tiene el equivalente del sistema, X es la impedancia total de cada componente, E es el acrónimo de la fuerza electromotriz, $P + jQ$ es la potencia del usuario [33].

$$P = V \cdot I \cdot \cos\phi = \frac{E \cdot V}{X} \sin \delta \quad (3.53)$$

$$Q = V \cdot I \cdot \sin\phi = \frac{E \cdot V}{X} \cos \phi - \frac{V^2}{X} \quad (3.54)$$

$$Q = \sqrt{\left(\frac{E \cdot V}{X}\right)^2 - p^2} - \frac{V^2}{X} \quad (3.55)$$

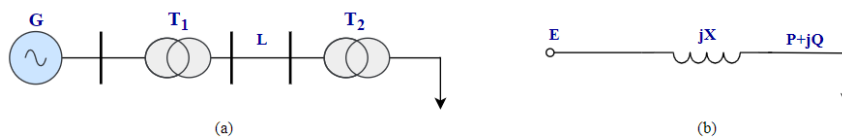


Figura 3.25 a) Sistema de red simple b) Equivalente del sistema [33].

3.7.2.5 Representación dinámica del STATCOM

Para hablar de una representación dinámica del STATCOM [34], podemos iniciar analizando la estructura base de control como se muestra en la **Figura 3.26**, se basa en una estrategia desacoplada, controlada por d-q y el convertidor de dos niveles, 24 pulsos. La pendiente de regulación se define como:

$$\frac{\Delta V_{C \max}}{I_{C \max}} = \frac{\Delta V_{L \max}}{I_{L \max}} \quad (3.56)$$

En donde $\Delta V_{C \max}$ es la caída máxima de tensión de la línea a plena carga capacitiva y $\Delta V_{L \max}$ es la sobretensión máxima de la línea en pleno funcionamiento inductivo del STATCOM. $I_{C \max}$ y también $I_{L \max}$ son las correspondientes clasificaciones actuales de STATCOM. El PLL (Phase-Locked Loop) o lazo de seguimiento de fase proporciona la señal de sincronización básica que es el ángulo de fase del voltaje de la línea. El voltaje de línea, V_t , se compara con el voltaje de referencia y un regulador de voltaje proporciona la corriente reactiva requerida del STATCOM considerando la pendiente de regulación. La corriente reactiva del STATCOM, I_q , se compara con $I_{q \text{ Ref}}$ y un controlador PI proporciona el desplazamiento de fase requerido θ [34].

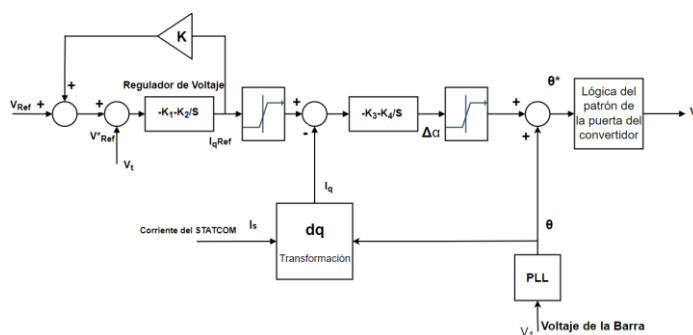


Figura 3.26 Estructura de control básico del STATCOM [34].

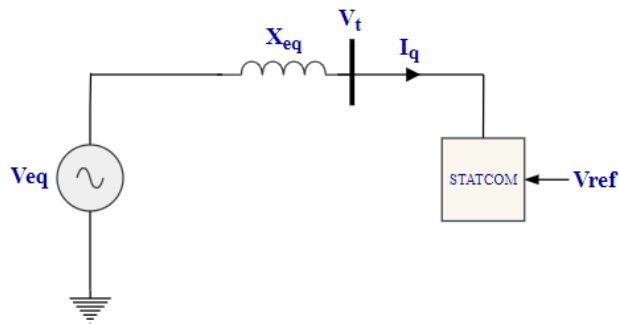


Figura 3.27 Representación de potencia del STATCOM [34].

La **Figura 3.27** exhibe una representación simple del sistema de potencia en por unidad como se ve en el STATCOM (incluido el transformador de acoplamiento) [34]. Las ecuaciones (3.57) y (3.58) se representan por las siguientes variables: X_{eq} es la reactancia Thévenin equivalente del sistema de potencia vista por el STATCOM, V_{eq} es el voltaje Thevenin equivalente y V_t es el voltaje del bus STATCOM. Para la operación capacitiva STATCOM tenemos:

$$V_{eq}[0] = V_t[0] + (jI_q)(jX_{eq}) \quad (3.57)$$

$$V_t = V_{eq} + (I_q)(X_{eq}) \quad (3.58)$$

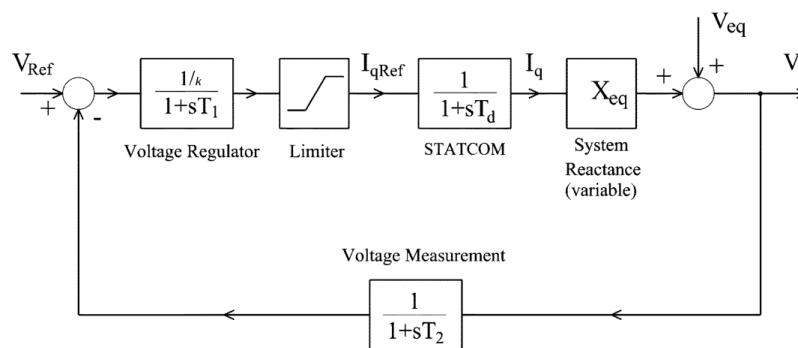


Figura 3.28 Diagrama de funcionamiento de bloque del STATCOM [34].

La **Figura 3.28** muestra la representación del diagrama de bloques funcionales del STATCOM cuando se opera en modo capacitivo. El STATCOM se puede modelar como una fuente de corriente

reactiva con retraso en el transporte T_d . El regulador de voltaje y la medición de voltaje de retroalimentación también se modelan con retrasos de transporte de T_1 y T_2 respectivamente [34].

3.7.3. TCSC (Capacitor Serie Controlado por Tiristores)

La **Figura 3.29** es similar a la estructura del SVC con una configuración FC-TCR, con la diferencia de que el TCSC está conectado en serie con la línea. El resultado es una disminución de la reactancia aparente de la línea de transmisión. Por lo cual es posible conseguir elevados flujos de potencia real de forma continua a través de la línea o controlando la reactancia en serie de la batería de condensadores de forma escalonada, elevados flujos de potencia durante un breve periodo de tiempo en condiciones de carga de emergencia [29]. El TCSC puede proporcionar los siguientes beneficios:

- Compensación de líneas de transmisión largas para aumentar los flujos de potencia.
- Control del flujo de potencia en las líneas, por ejemplo, para evitar los flujos de potencia real en el bucle o evitar la sobrecarga de otras líneas.
- Mejora de la estabilidad transitoria y de la estabilidad dinámica (amortiguación de las oscilaciones de potencia).

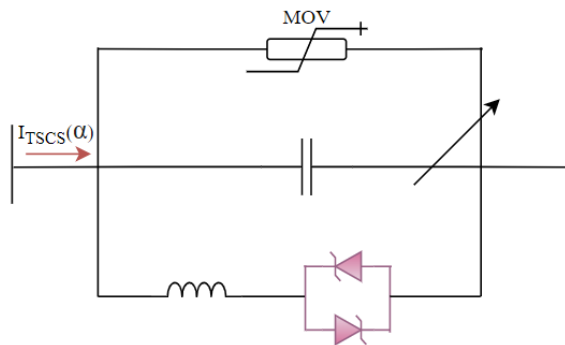


Figura 3.29 Estructura del TCSC [29].

El TCSC actúa sobre problemas dinámicos específicos en los sistemas de transmisión. En primer lugar, permite incrementar el amortiguamiento en la interconexión de grandes sistemas de potencia. Además, la gran velocidad de conmutación ofrece un mecanismo para controlar el flujo de potencia en las líneas de transmisión, lo cual permite incrementar la carga con el sistema de transmisión

existente, además brinda la posibilidad de un rápido reajuste del flujo de potencia en respuesta a diferentes contingencias [35].

3.7.3.1 Curva de operación del TCSC

La característica de tensión de compensación versus la corriente de línea ($V - I$) de un TCSC se muestra en la **Figura 3.30**, a partir de esta gráfica se puede observar que la Figura (a.1) indica la región capacitiva, el ángulo de retardo mínimo ($\alpha_{C\ lim}$) establece el límite de la tensión de compensación máxima hasta un valor de corriente de línea (I_{min}) en el que la tensión nominal máxima (V_{Cmax}), restringe el funcionamiento hasta que se alcanza la corriente nominal máxima (I_{max}). En la región inductiva, el ángulo de retardo máximo ($\alpha_{L\ lim}$), limita la tensión a bajas corrientes de línea y la corriente nominal máxima del tiristor a altas corrientes de línea.

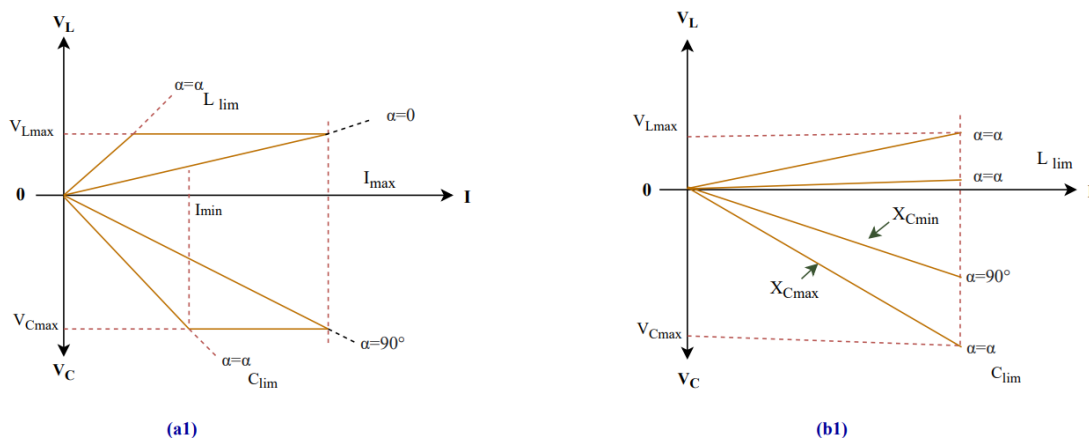


Figura 3.30 Características V-I de operación del TCSC [9].

En el modo de compensación de impedancia, el TCSC es aplicado para mantener la reactancia de compensación nominal máxima en cualquier corriente de línea hasta el máximo nominal. Para realizar el funcionamiento, el condensador del TCSC y la reactancia controlada por tiristores deben ser elegidas de forma que $\alpha_{C\ lim}$ la reactancia capacitiva máxima pueda mantenerse en y por debajo de la corriente de línea nominal máxima, como se muestra en la **Figura 3.30**. la impedancia mínima de compensación capacitiva que puede proporcionar el dispositivo TCSC es la impedancia del propio condensador, que se obtiene de $\alpha = 90^\circ$ (con válvula de tiristor no conductora).

3.7.3.2 Margen de protección ante resonancia

El problema de resonancia es más relevante en circuitos conectados en serie. El TCSC consta de un punto de resonancia en donde la impedancia total, se hace infinita. En la **Figura 3.31**, se observa una transición suave desde la zona capacitiva a la zona inductiva, y viceversa, no está permitida por la región de resonancia entre los dos modos [17].

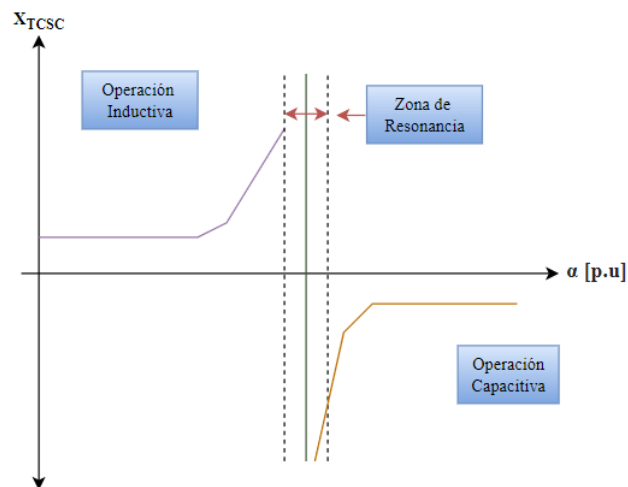


Figura 3.31 Reactancia vs Ángulo de disparo.

Es por ello que la curva característica del TCSC está limitada en regiones por lo que es necesario evitar zonas de resonancia, los márgenes de operación de este dispositivo son los siguientes:

- Región inductiva: $0^\circ < \alpha < \alpha_{L \text{ lim}}$
- Región de resonancia: $\alpha_{L \text{ lim}} < \alpha < \alpha_{C \text{ lim}}$
- Región capacitiva: $\alpha_{C \text{ lim}} < \alpha < 90^\circ$

3.7.3.3 Ecuaciones del modelo

El modelo se basa en la conexión de una susceptancia variable en serie. Y se considera la susceptancia dentro del análisis matemático para obtener una curva sin discontinuidades obteniendo como resultado un cambio suave entre la región inductiva y la región capacitiva [29].

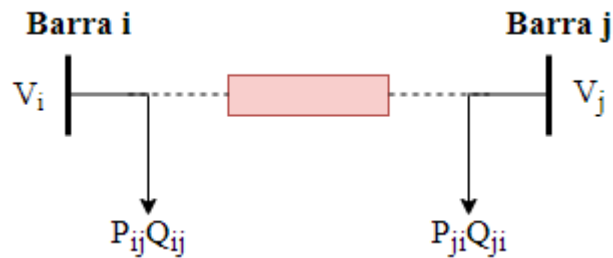


Figura 3.32 Modelo del TCSC.

La potencia activa entre la barra i y j se describe como:

$$P_{ij} = V_i V_j B_{ij} \sin \delta_{ij} \quad (3.59)$$

Para esto no se considera las pérdidas activas en el TCSC, por lo tanto, la magnitud de la potencia activa es la misma desde el otro nodo de la barra:

$$P_{ij} = P_{ji} \quad (3.60)$$

Las ecuaciones (3.61) y (3.62) representan el flujo de potencia reactiva desde la barra i y la barra j :

$$Q_{ij} = V_i^2 B_{ij} - V_i V_j B_{ij} \cos \delta_{ij} \quad (3.61)$$

$$Q_{ji} = V_j^2 B_{ij} - V_i V_j B_{ij} \cos \delta_{ji} \quad (3.62)$$

El modelo del TCSC se basa en la configuración FC-TCR. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva, al conectar el dispositivo en paralelo el banco de capacitores fijos es posible extender hasta el rango capacitivo. Con una capacitancia se tiene $B_C = X_C^{-1} = -\omega C$, y conectada en paralelo con el TCR, la susceptancia aparente de todo el circuito se presenta en la ecuación (3.65):

$$B = B_{TCR} + B_C \quad (3.63)$$

Considerando el ángulo de disparo del TCR se tiene la ecuación (3.64):

$$B(\alpha) = B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) + B_C \quad (3.64)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.61) y (3.62) en la ecuación (3.64), se obtiene las siguientes ecuaciones de potencia reactiva:

$$Q_{ij} = V_i \left[B_L \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right) + B_C \right] (V_i - V_j \cos \delta_{ij}) \quad (3.65)$$

$$Q_{ji} = V_j \left[B_L \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right) + B_C \right] (V_j - V_i \cos \delta_{ji}) \quad (3.66)$$

3.7.3.4 Modos de operación

El TCSC se compone de un capacitor de valor fijo en paralelo con un inductor controlado por tiristores (TCR), el cual posee tres modos operativos:

- a) Modo Vernier: se encarga de controlar el ángulo de disparo de carácter inductivo o capacitivo del TCR, a través del control de la corriente fundamental que fluye por los tiristores.
 - Inductivo: en el caso que la corriente del TCR es inductiva, esta permitirá que dicha corriente circule por la línea y reduzca la impedancia capacitiva total del TCSC.
 - Capacitivo: si la impedancia del TCR es capacitiva, permitirá una impedancia capacitiva total mayor en el TCSC, disminuyendo la impedancia de la línea.
- b) Bypass: consiste en la generación continua de pulsos hacia los tiristores, conduciendo permanentemente y produciendo que se mantenga la compensación inductiva del TCR sobre el capacitor fijo, teniendo una impedancia neta inductiva.
- c) Bloque: es el punto límite donde la impedancia es capacitiva pura (solo el condensador fijo).

4. MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se exponen las distintas fases metodológicas que se emplean para cumplir los objetivos establecidos en este trabajo, en la Sección 4.1 se realiza una breve descripción sobre la gestión de tareas a realizar durante este capítulo, además en la Sección 4.2 se detalla el proceso de reducción del sistema mediante la herramienta computacional DPL PowerFactory, asimismo en la Sección 4.3 se realiza la modelación de control de los dispositivos mencionados en el capítulo 3, los cuales serán utilizados dentro del Sistema Nacional Interconectado Ecuador-Perú para sus respectivos análisis de perturbaciones, del mismo modo en la Sección 4.4 se presenta la Interconexión Ecuador-Perú en el año 2022 en la que, después de un estudio en régimen permanente se implementará un control del SVC en la barra de Chorrillos y Piura, a continuación en la Sección 4.5 se presentan los casos de estudio en donde se ingresa el control al sistema Interconectado, para finalizar se presenta en la Sección 4.7 los métodos de sintonización que pueden ser aplicados a un control.

4.1. GESTIÓN DE TAREAS

Este trabajo de titulación consta de seis etapas que describen de manera resumida el procedimiento que se lleva a cabo para la implementación de los dispositivos FACTS en el sistema propuesto.

Etapas 1: Equivalentes de red mediante DPL

Consiste en reducir el Sistema Eléctrico Ecuatoriano a un equivalente de red en la barra de Tisaleo 500 kV basándose en el cálculo de cortocircuito de acuerdo con la IEC60909 y utilizando lenguaje de programación DPL.

Etapas 2: Modelado del SVC

Tomando como referencia el trabajo de [11], donde se implementó un modelo de SVC en la subestación Chorrillos 500 kV para evaluar la presencia de armónicos asociados al compensador y su efecto en el Sistema Nacional Interconectado.

Etapas 3: Modelado del STATCOM

Para la selección del modelo de control para el STATCOM, se utiliza como referencia el trabajo desarrollado por [10], en donde se presenta un control realizado y aplicado para el estudio de estabilidad en el sistema de 9 barras de la IEEE.

Etapa 4: Modelado del TCSC


La selección del control a aplicarse para la implementación del TCSC se encuentra en [10], en donde se presenta un control aplicado al sistema de 9 barras.

Etapa 5: Casos de estudio

Para finalizar, se realizan los casos de estudio, en donde se implementarán los dispositivos FACTS en el Sistema Nacional Interconectado con la finalidad de observar la forma de operación ante variaciones de carga y cortocircuitos.

4.2. DESARROLLO DEL EQUIVALENTE DE RED MEDIANTE DPL

La reducción del sistema en un circuito equivalente *Thévenin* se utiliza en los sistemas eléctricos con diferentes propósitos, uno de ellos es realizar el análisis de flujos de potencia o cortocircuitos, es decir, si conectamos un elemento del SEP en el terminal del equivalente *Thévenin* el voltaje y la corriente que circula por el elemento son los mismos tanto en el sistema eléctrico completo como en el sistema reducido [36]. La Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC) en su norma IEC 60909 muestra un procedimiento para el cálculo de corrientes de cortocircuito o corrientes de falla en sistemas trifásicos de corriente alterna de bajo y alto voltaje operados a una frecuencia nominal de 50Hz o 60Hz que se puede usar posteriormente para el ingreso de datos en la red equivalente de red [37].

PowerFactory cuenta con la herramienta de cálculo de  cortocircuito que permite elegir diferentes métodos, para este caso se tomó en consideración el método de la IEC 60909 con el cual se obtiene las potencias y corrientes de cortocircuito, así también los valores de impedancia de cortocircuito de secuencia positiva y cero, datos que son necesarios para la obtención del equivalente dinámico. Para automatizar el proceso de reducción por equivalente Thévenin se utiliza un código *Script* mediante programación en DPL que se define en dos zonas, la primera zona corresponde al sistema que se desea conservar y la segunda zona será la que se reemplazará por un *External Grid*. En el *script*, antes de ejecutar se introduce las zonas previamente creadas y se selecciona la barra en la que se ubicará el equivalente de red como se puede apreciar en la **Figura 4.1**.

External Objects:				
	Name	object	Description	
▶ 1	Zona_M	Zona Mantener	Determine zona a conservar	▲
2	Zona_Eq	Zona Reemplazar	Determine zona a reemplazar por EG	
3	bus	TISALEO 500	Determina la barra donde se ubicara el EG	

Figura 4.1 External Objects Script Circuito Equivalente.

La constante de Inercia Equivalente es el primer dato por obtener, por lo cual primero se calcula la sumatoria de las potencias de los generadores en operación y la sumatoria de la multiplicación de las potencias por la constante de inercia de cada generador. La relación entre estos dos valores resulta en la Constante de inercia equivalente del sistema [38].

$$H_n = \frac{\sum(H * S)}{\sum S} \quad (4.1)$$

$$H_{eq} = 2 * H_1 \quad (4.2)$$

Donde:

H = es la constante de inercia de cada generador.

S = es la potencia aparente o nominal de cada generador.

Para obtener los valores de corriente y potencia de cortocircuito e impedancia de falla R y X se ejecuta un cortocircuito trifásico en la barra que se instalará el equivalente de red, tanto para valores máximos y mínimos con un valor de impedancia de falla (Rf y Xf) de 0 segundos y un tiempo de inicio Ta y de despeje de falla Tk de 0.1 y 1 segundos respectivamente según [37]. De la misma manera se ejecuta un cortocircuito monofásico a tierra para obtener los valores máximos y mínimos de impedancia de secuencia cero $R0$ y $X0$, y también reactancia de secuencia positiva $X1$ como se muestra en la **Figura 4.2**.

```

!Cortocircuito trifasico
!Valores maximos
shc=GetCaseObject('ComShc');
shc:iopt_mde=1;
shc:iopt_shc='3psc';
shc:iopt_cur=0;
shc:Ta=0.1;
shc:Tk=1;
shc:Rf=0;
shc:Xf=0;
shc:iopt_allbus=0;
shc:shcobj=bus;
shc.Execute();
Skmx=bus:m:Skss;
Ikmx=bus:m:Ikss;
Rmx=bus:m:R;
Xmx=bus:m:X;

!Cortocircuito monofasico
!Valores maximos
shc=GetCaseObject('ComShc');
shc:iopt_mde=1;
shc:iopt_shc='spgf';
shc:iopt_cur=0;
shc:Ta=0.1;
shc:Tk=1;
shc:Rf=0;
shc:Xf=0;
shc:iopt_allbus=0;
shc:shcobj=bus;
shc.Execute();
R0mx=bus:m:R0;
X0mx=bus:m:X0;
X1mx=bus:m:X1;
    
```

Figura 4.2 Programación DPL-Cortocircuito monofásico y trifásico para la obtención de parámetros.

Como se indica en la **Figura 4.3** en los apartados de *Load Flow*, se configura el tipo de barra como *slack* y el punto de referencia o *setpoint* indica la barra en la que se instala el equivalente, el ángulo y nivel de voltaje en por unidad son referentes a los valores de la barra en estado estable. En *RMS Simulation* se selecciona si se desea trabajar con los valores máximos o mínimos obtenidos y se ingresa los valores obtenidos de la constante de inercia y la potencias *Sk*'' de cortocircuito, automáticamente *PowerFactory* calcula la corriente de cortocircuito. Por último, según [6] el valor del factor de corrección depende del tipo de cortocircuito con el que se realizó el cálculo de parámetros, para el método de la IEC 60909 el valor de *c-Factor* debe ser igual a 1,1 y con los datos previamente obtenidos, el *script* calcula las relaciones que existen entre $\frac{R}{X}$, $\frac{X0}{X1}$ y $\frac{R0}{X0}$.

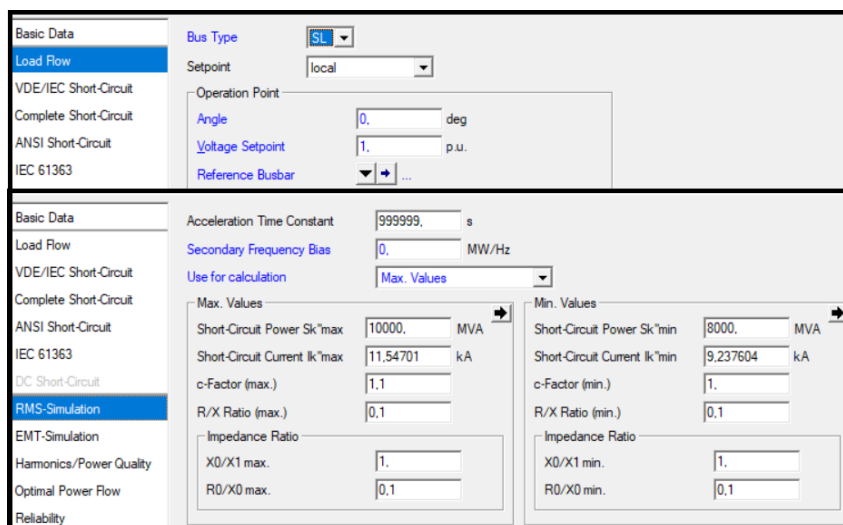


Figura 4.3 Ingreso de parámetros External Grid.

4.3. MODELACIÓN DE FACTS

En [11] se presenta un modelo SVC que incluye un control que compara la variable de voltaje en el punto donde se desea obtener una compensación, con una referencia impuesta (*setpoint*) y actúa para corregir la diferencia de error de voltaje calculado. Este control garantiza la precisión y velocidad de actuación del equipo ante anomalías como: ondulaciones, caídas de voltaje, pérdidas de carga.

En [10], se exhibe el modelo STATCOM que a comparación del SVC proporciona un soporte de tensión sin utilizar grandes bancos de condensadores y reactores. La potencia reactiva consumida o inyectada se desarrolla en el STATCOM el cual es capaz de generar tensión síncrona en sus terminales mediante convertidores GTO y almacenamiento de energía en corriente continua (DC).

El modelo del TCSC se presenta en [10], donde este control funciona como una reactancia en serie con el objetivo de compensar la impedancia de la línea de transmisión. Este modelo puede variar la reactancia para permitir regular la potencia activa a través de la línea en donde se ubica el compensador.

Las referencias mencionadas sirven como base y guía para el desarrollo de los elementos de compensación, en lo pertinente a la implementación del SVC, STATCOM y TCSC en la herramienta computacional *PowerFactory*.

4.3.1. Modelado del SVC

En la literatura existen algunas propuestas para modelos de control del SVC, los cuales tienen como función compensar potencia reactiva y mantener la estabilidad del voltaje dentro de los límites de operación. Para este trabajo se ha considerado un modelo que se encuentra en la base de *PowerFactory* el cual se asemeja a la realidad del equipo del SVC conectado a la subestación Chorrillos.

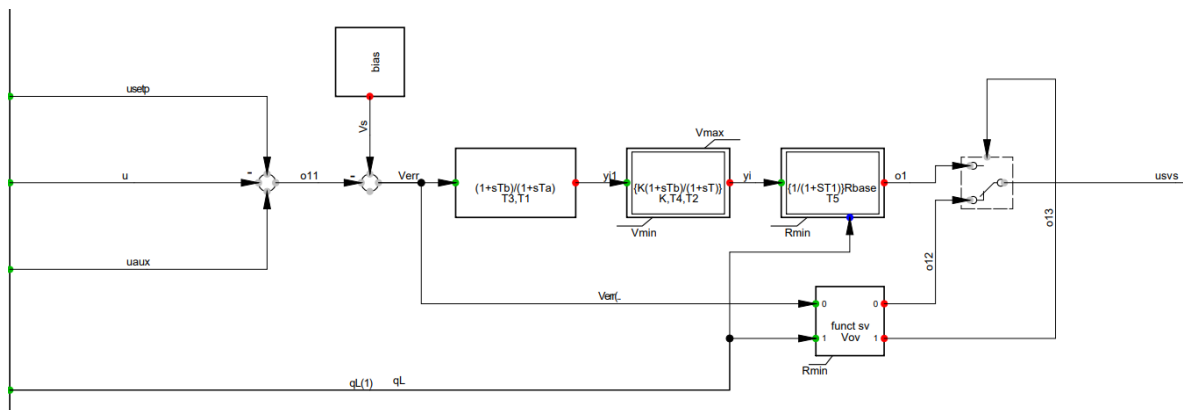


Figura 4.4 Composite block para el control del SVC [6].

Como lo explica [11], dicho modelo contiene un medidor de voltaje (u , $usetp$, $uaux$, $Bias$) que permite la entrada de tensión de referencia al sistema de control, también se tiene los bloques de regulación de voltaje que están compuestos de un filtro $\left(\frac{1+sTb}{1+sTa}\right)$ y un regulador proporcional $\left(k \cdot \frac{1+sTb}{1+sT}\right)$, este regulador proporcional tiene como finalidad limitar el valor de tensión ($Vmin$) y ($Vmax$). Por otra parte, antes de la salida se encuentra un bloque limitador $\frac{1}{1+sT1}$ el cual está restringido por la potencia reactiva del TSC ($Rmin$) y la potencia reactiva del TCR ($Rbase$).

El bloque de anulación de voltaje (Vov) y el interruptor representan el voltaje de anulación dentro del conmutador lógico, la ecuación (4.3) expresa la lógica de conmutación utilizada para este modelo de control:

$$LC = \begin{cases} 1, & V_{err} > V_{ov} \\ \frac{R_{min}}{R_{base}}, & V_{err} \leq V_{ov} \end{cases} \quad (4.3)$$

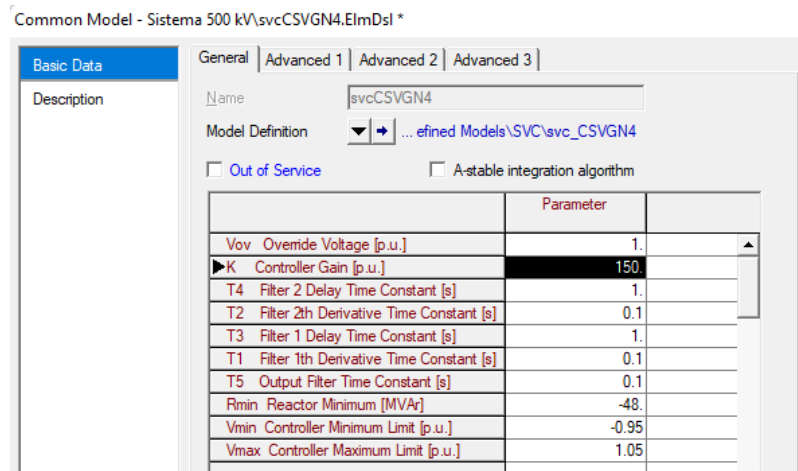


Figura 4.5 Common Model del controlador SVC.

Los parámetros del Common model del SVC se presentan en la **Tabla 4.1**, en donde V_{ov} es la tensión de anulación que se dará al existir una perturbación en la red, K es la ganancia que influye en la actuación del control, los tiempos $T1, T2, T3, T4$ determinan las constantes y derivativos en los cuales influirá los filtros, el reactor mínimo R_{min} es la potencia mínima que entregará el controlador, los valores de V_{min} y V_{max} son definidos conforme al límite de tensión impuesto en [39].

4.3.2. Modelado del STATCOM

El STATCOM proporciona una compensación en derivación con el objetivo de inyectar o consumir potencia reactiva según sea la necesidad del sistema, controlando la magnitud relativa del voltaje de línea respecto al voltaje en los terminales de salida del inversor. En este trabajo de titulación se ha considerado el modelo del STATCOM expuesto en [10], el cual será replicado con el propósito de observar y entender su comportamiento.

El modelo de la **Figura 4.6** está orientado al intercambio de potencia reactiva, la potencia activa para este modelo es $P = 0$, según este diagrama la fuente debe ser capaz de inyectar una corriente que esté en cuadratura con la tensión de barra, para una mayor comprensión se puede revisar la Sección 3.7.2. STATCOM (Compensador Estático de Var)

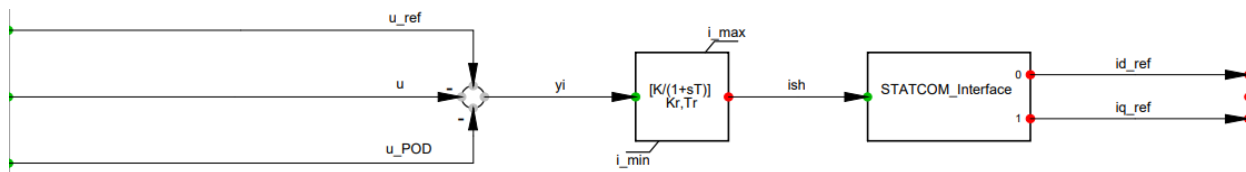


Figura 4.6 Diagrama de bloques del STATCOM [10].

El controlador propuesto por [40], donde $\frac{Kr}{1+sT}$, es un bloque limitador de corriente y consta con una ganancia del controlador (Kr) y una constante de tiempo de retardo del controlador (Tr), u_POD es la señal de salida *POD* (*Amortiguación de la oscilación de la potencia*), u_ref es la tensión de referencia del controlador, u es la tensión de bus controlada, ish es la corriente inyectada por el STATCOM en *p.u.*

La función del *POD* dentro del STATCOM se muestra en la **Figura 4.7** donde es denominado un control lineal simple que consiste en un filtro de paso alto que sirve para evitar que el controlador responda ante variaciones en estado estacionario de la señal de entrada, un compensador dinámico de una o más etapas y un limitador estático que restringe la señal de control dentro del rango admisible del funcionamiento del equipo.

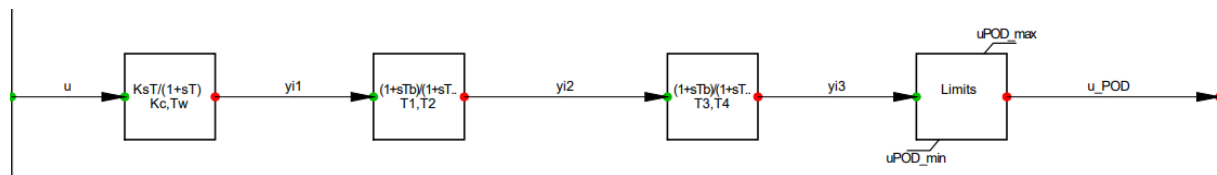


Figura 4.7 Diagrama de bloques POD.

En la **Figura 4.8** se presentan los parámetros sintonizados para un sistema de 9 barras donde se conecta el STATCOM.

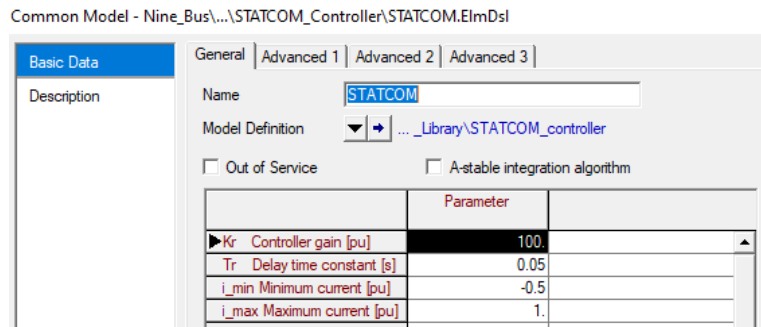


Figura 4.8 Parametrización del Common model STATCOM [10].

4.3.3. Modelado del TCSC

Según [10], el modelo del TCSC representado en la **Figura 4.9** se compone por un controlador PI (proporcional-integral) y un retardo de primer orden, el *POD* es el mismo que se utilizó en 4.3.2, el objetivo de este controlador es modificar la reactancia de la línea de transmisión para mantener un flujo de potencia activa constante.

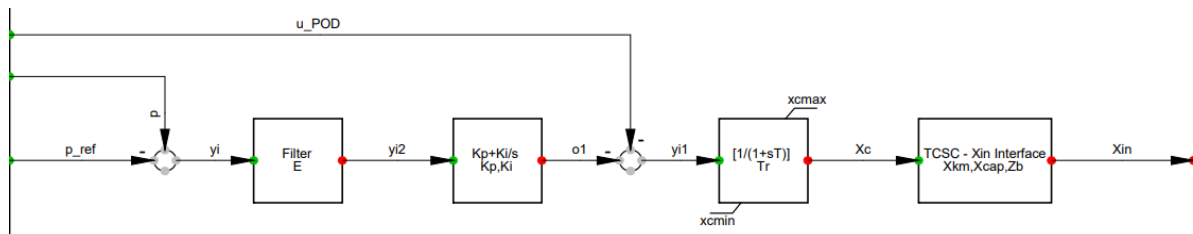


Figura 4.9 Composite block para el control del TCSC [10].

Donde la (P_{ref}) es la referencia de potencia activa, (P_{km}) es la potencia activa transmitida por la línea entre los nodos, (u_{POD}) es la señal del amortiguador de oscilación de potencia, (K_p) es la ganancia proporcional del controlador PI, (K_i) es la ganancia integral del controlador PI y T_r es la constante de tiempo de retardo de primer orden. La validación de este modelo se presenta en el capítulo 5 de resultados. La **Figura 4.10** muestra los valores de parametrización que son utilizados para el control del TCSC en el trabajo realizado por [10].

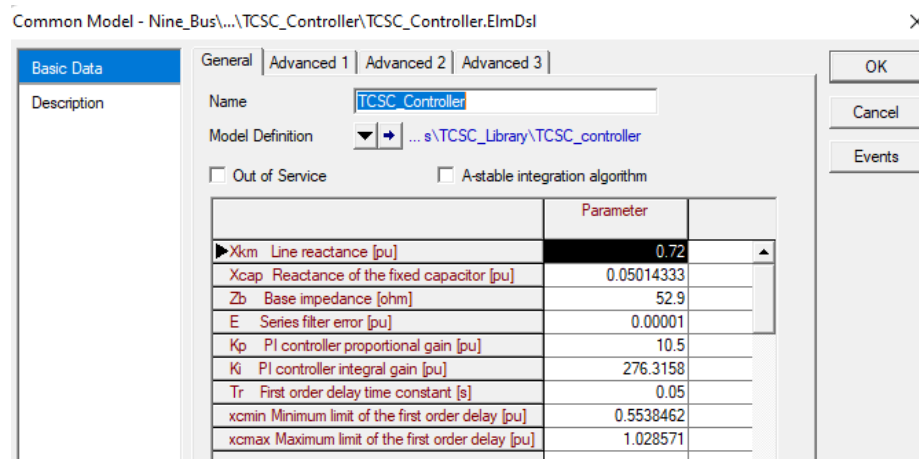


Figura 4.10 Parametrización del Common model TCSC [10].

4.4. INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ

El propósito de realizar la conexión de dispositivos FACTS en el sistema interconectado es verificar la eficacia de estos dispositivos ante eventos dinámicos. Para ello se parte del trabajo de [41], en el cual se realiza el análisis de flujo de potencia, estabilidad y contingencias para determinar el comportamiento del SNI en los años 2022 y 2027. En la **Figura 4.11** se presenta el sistema reducido al año 2022, en donde se implementarán dispositivos FACTS con la finalidad de regular el perfil de voltaje dentro de los límites establecidos por la regulación local.

La finalidad de la interconexión entre ambos países es el intercambio energético aprovechando la complementariedad hidrológica, basados en acuerdos comerciales y regulatorios de integración regional y garantizar la integración de los futuros proyectos de generación eléctrica [3]. A pesar de que un sistema interconectado es más propenso a perturbaciones externas, estos tipos de intercambios energéticos dan lugar a la seguridad y continuidad del suministro permitiendo actuar ante percances que impidan el recorrido habitual del transporte de energía, manteniendo así un sistema confiable.

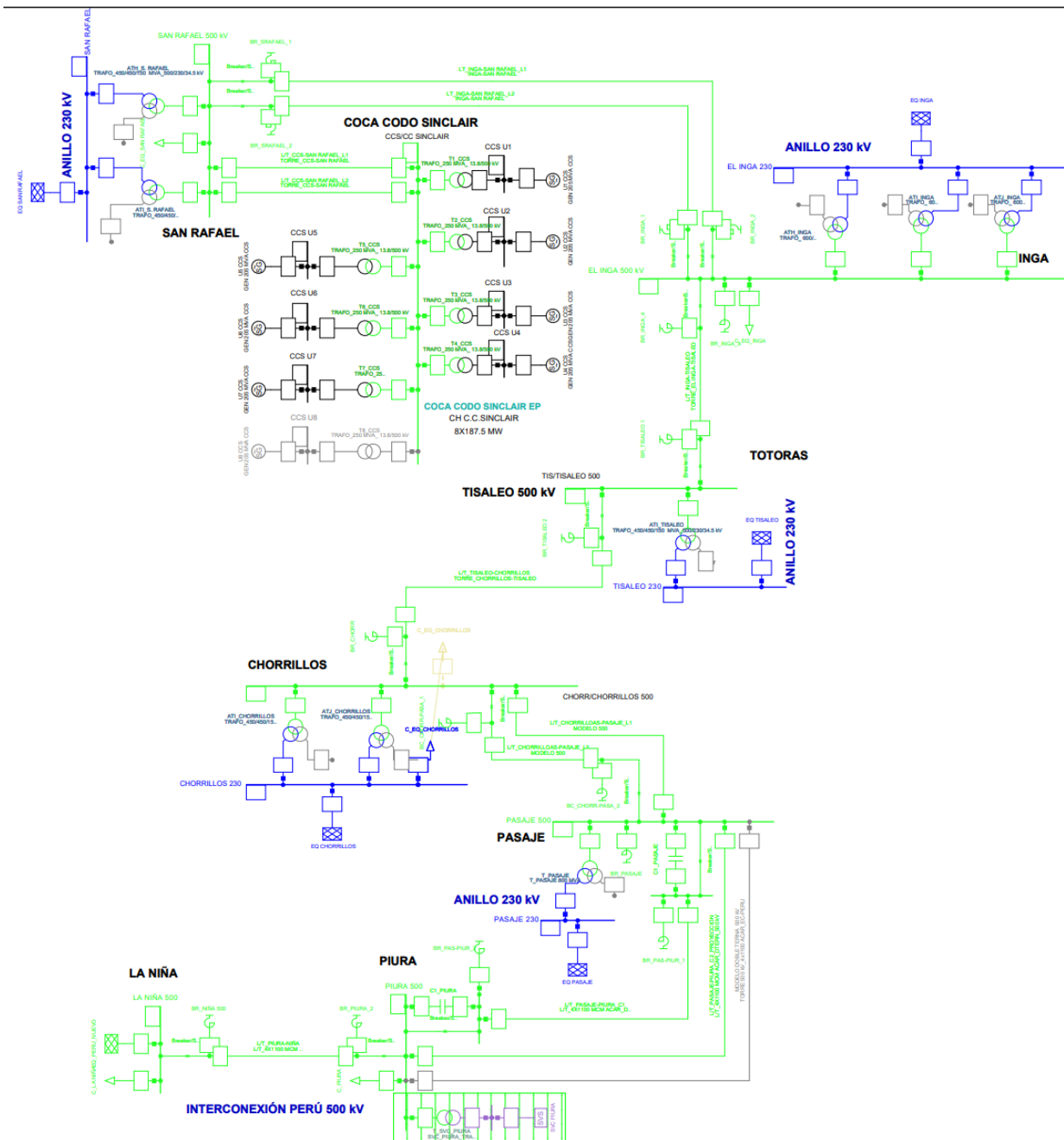


Figura 4.11 Sistema Nacional Interconectado.

Los tipos de dispositivos considerados sirven para cuando se presentan problemas de voltaje y deficiencia en potencia reactiva. A continuación, se presentan los dispositivos y modelos de control que serán ingresados al Sistema Nacional Interconectado Ecuador-Perú reducido.

4.5. CASOS DE ESTUDIOS: IMPLEMENTACIÓN DE FACTS EN EL SISTEMA 500 kV

Los sistemas de compensación automática SVC, STATCOM y TCSC requieren de un control para su operación. La implementación de dichos controles en el software DIgSILENT PowerFactory se realizará en dos etapas: la primera corresponde a la aplicación de los elementos en el sistema eléctrico y la segunda consiste en la elaboración del sistema de control utilizando *DIgSILENT Simulation Language (DSL)*.

4.5.1. Aplicación del SVC al SNI de Ecuador 500 kV

En base a la definición del compensador estático de potencia reactiva, se incorpora el SVC al sistema reducido. En el sistema eléctrico desarrollado en PowerFactory, el SVC se ubica en paralelo a la barra de Chorrillos 230 kV.

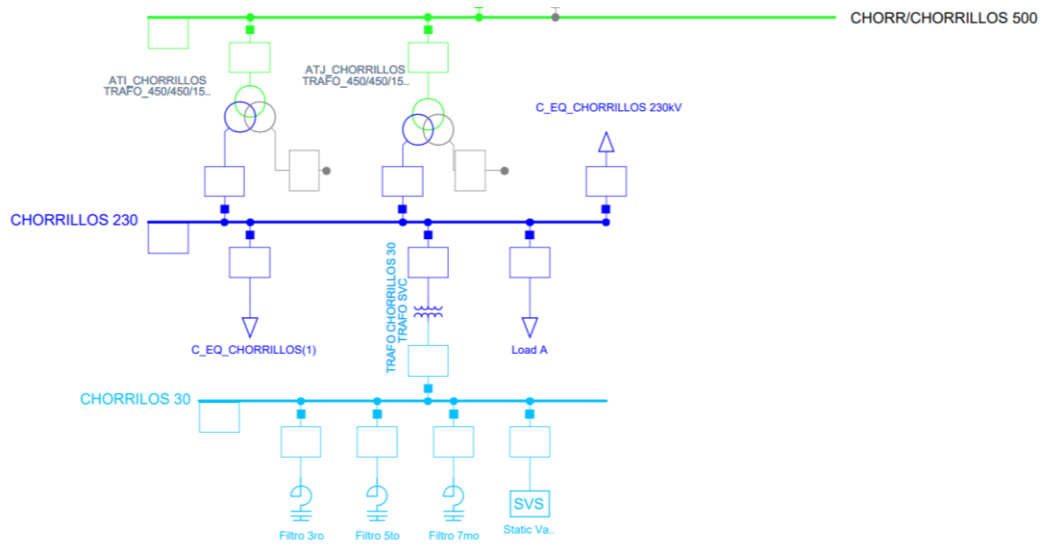


Figura 4.12 Implementación del SVC a la Barra de Chorrillos 230 kV.

4.4.1.1 Composite Block Definition del SVC

De acuerdo a la información detallada en la sección 4.3.1 se realiza el *Composite Block Definition* del control para el compensador de var estático utilizando lenguaje de simulación de DIgSILENT. Los diagramas de bloques del control que lo conforman se explican en la **Figura 4.13**:

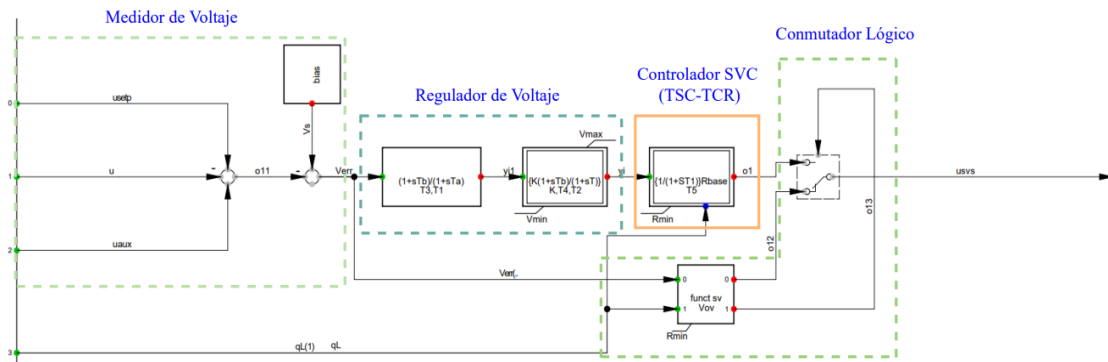


Figura 4.13 Composite Block del sistema de control SVC.

4.4.1.2 Condiciones iniciales y definición de los parámetros

En el área del *Composite Block* se procede a dar doble clic, obteniendo una nueva ventana llamada *Block Definition* en la pestaña de *Equations* se establecen las condiciones iniciales del control y se definen los parámetros que posee el modelo del sistema de control.

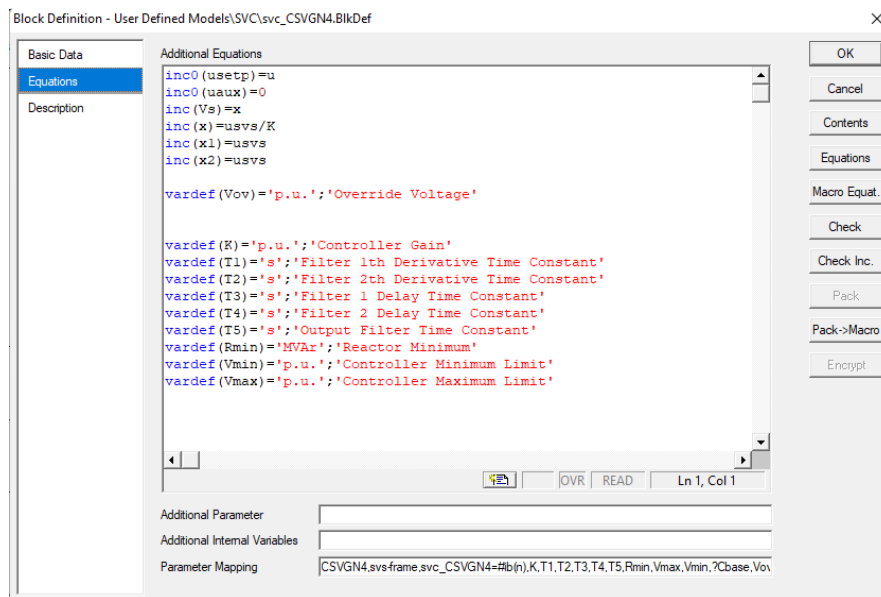


Figura 4.14 Panel de inicialización de variable en DSL.

La inicialización debe realizarse para las variables de entrada y todas las variables de estado existentes dentro del modelo. Los parámetros ingresados en cada uno de los bloques que pertenecen al modelo de control SVC se definen de acuerdo con la **Tabla 4.1**:

Tabla 4.1 Especificación de parámetros para el control SVC.

Parámetro	Nombre	Unidad
K	Ganancia proporcional	p.u.
T1	Constante de tiempo de derivación del filtro 1	s
T2	Constante de tiempo de derivación del filtro 2	s
T3	Constante de tiempo de retardo del filtro 1	s
T4	Constante de tiempo de retardo del filtro 2	s
T5	Constante de tiempo del filtro de salida	s
Rmin	Reactor mínimo.	MVAr
Vmin	Límite mínimo del controlador	p.u.
Vmax	Límite máximo del controlador	p.u.

4.4.1.3 Composite Frame del SVC

En el *Composite Frame* para el SVC se definen cuatro *slots* con sus respectivas conexiones, como se representa en la **Figura 4.15**. El primer slot llamado “*Bus slot svc*” hace referencia al medidor de voltaje que permite obtener el voltaje de la barra controlada, el segundo slot llamado “*svs controller*” permite mantener el voltaje dentro del rango deseado o impuesto por el usuario, el “*svs interface slot*” realiza la comparación de la susceptancia con el ángulo de disparo de los tiristores el cual se conecta mediante la señal (*gatea*) y el número de capacitadores a activarse en el TSC (*nncap*) se conectan al bloque “*svs slot*” que representa la operación conjunta del TCR y TSC.

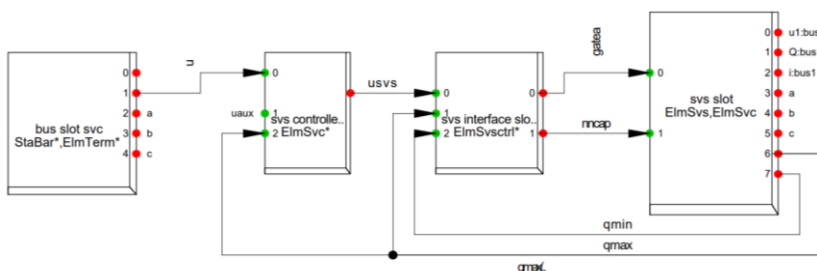



Figura 4.15 Composite Frame para el SVC en DSL de PowerFactory.

Tabla 4.2 Definición de parámetros del SVC.

Parametros	Descripción	Unidad
u	Tensión inicial	p.u.
uaux	Señal auxiliar	p.u.
usvs	Señal de entrada del SVS	p.u.
gatea	Ángulo de disparo	deg
nncap	Número de condensadores conectados	int
qmin	Potencia reactiva por condensador para el TSC	MVAr
qmax	Potencia reactiva del TCR	MVAr

4.4.1.4 Common Model SVC

El *Common Model* se crea dentro del *Composite Block Definition*, que se encuentra ubicado en la librería del proyecto *User Defined Models*, dentro de esta carpeta se procede a crear el *Common model*  mostrando la siguiente ventana en donde se procede a ubicar los valores típicos.

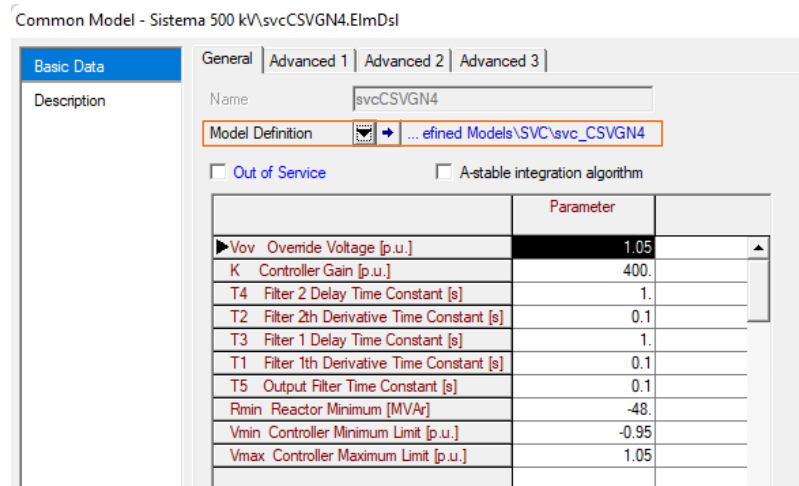


Figura 4.16 Parámetros del Common Model del SVC.

Una vez realizado este procedimiento, se procede a realizar el *Composite Model* en donde el *Common Model* será parte importante para el control del SVC. Por ello, es importante seleccionar correctamente el *Composite Block Definition* realizado en la **Figura 4.13**.

4.4.1.5 Composite Model del SVC

El *Composite Model* debe ser creado dentro del *Network Data* específicamente dentro del *Grid* del proyecto, es indispensable seleccionar el *Composite Frame* que fue establecido anteriormente en la **Figura 4.15** para evitar errores de control.

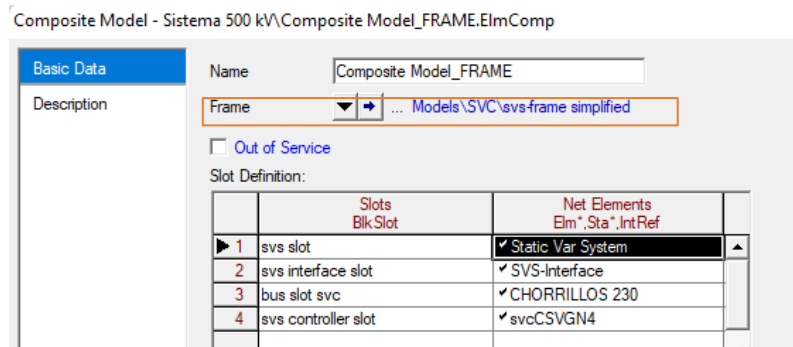


Figura 4.17 Composite Model para el SVC.

Una vez cargado el *Frame* se despliega los slots que fueron definidos y se procede a seleccionar los elementos de cada slot con la finalidad de que el control funcione ante condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

4.5.2. Aplicación del STATCOM a la Barra de Piura 500 kV

En base a la definición del STATCOM, se incorpora el compensador estático de var al sistema de Pasaje-Piura. En el sistema eléctrico desarrollado en PowerFactory, el STATCOM se ubica en paralelo a la barra de Piura 500 kV.

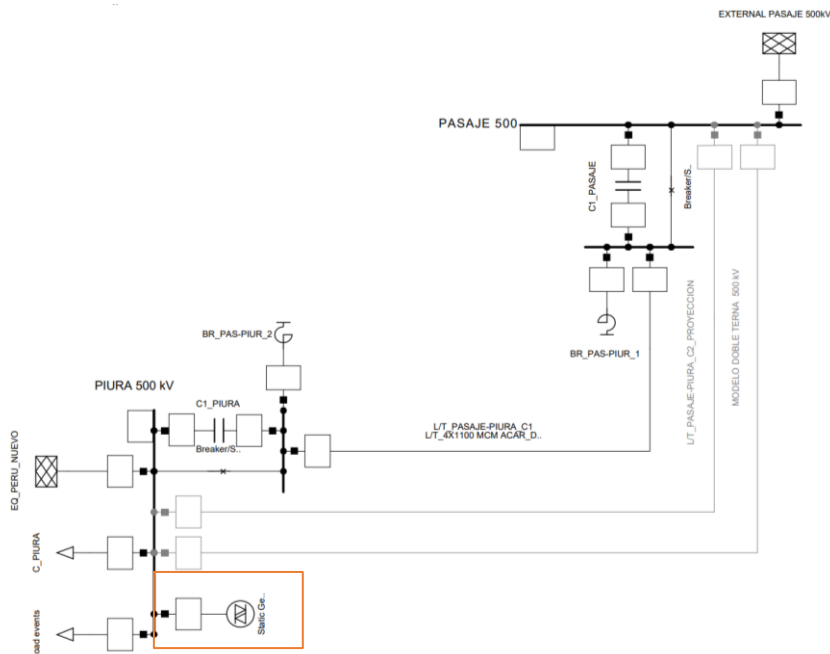


Figura 4.18 Aplicación del STATCOM a la Barra de Piura 500 kV.

4.4.2.1 Composite Block Definition del STATCOM

El *Composite Block Definition* utilizado en este trabajo, es un simple controlador STATCOM que se emplea para modelar el comportamiento dinámico del elemento. En la sección 4.3.2 se explica el significado de cada uno de los bloques de los que se compone el STATCOM.

El *Composite Block Diagram* creado para el control POD (*Power system Oscillation Damping*) está formado por un filtro, un bloque de ganancia y un bloque de adelanto-retraso con límites. La señal de entrada al control es la tensión (u) y la salida una tensión POD (u_{POD}), tal como se observa en la **Figura 4.19**.

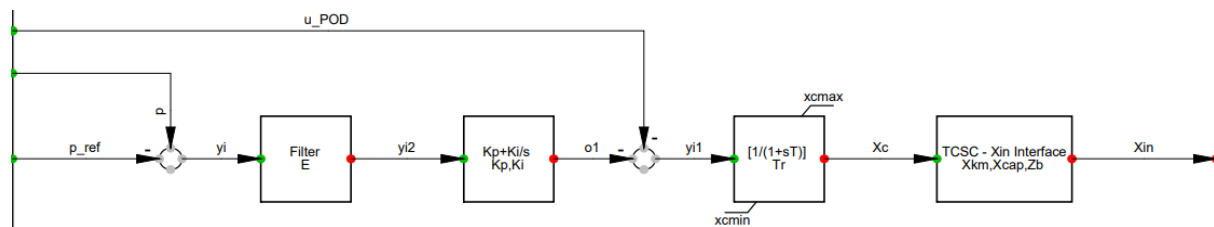


Figura 4.19 Block Diagram del Control POD en DSL.

La señal de entrada u_{POD} es la señal de salida del POD, u_{ref} es la tensión de referencia del controlador, u es la tensión de bus controlada, ish es la corriente inyectada por el STATCOM en pu, e i_{max} e i_{min} son los valores máximo y mínimo de la corriente en p.u. como se ve en la **Figura 4.20**.

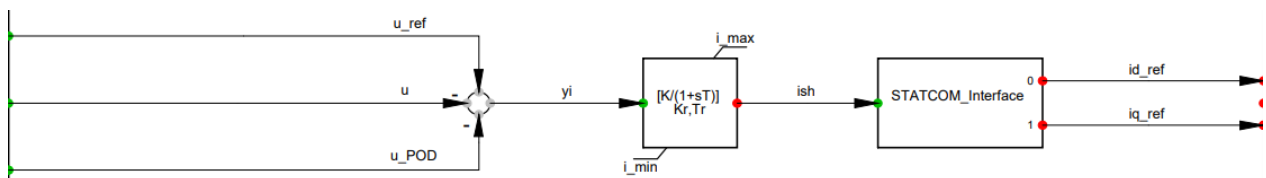


Figura 4.20 Composite Block del sistema de control STATCOM.

4.4.2.2 Condiciones iniciales y definición de los parámetros

En el área donde se elabora el Composite Block Definition se procede a dar doble clic, obteniendo una ventana del *Block Definition Dialogue* en la pestaña se inicializan las ecuaciones que representan el controlador STATCOM. En la **Figura 4.21**, se puede observar las ecuaciones utilizadas y la definición de los parámetros.

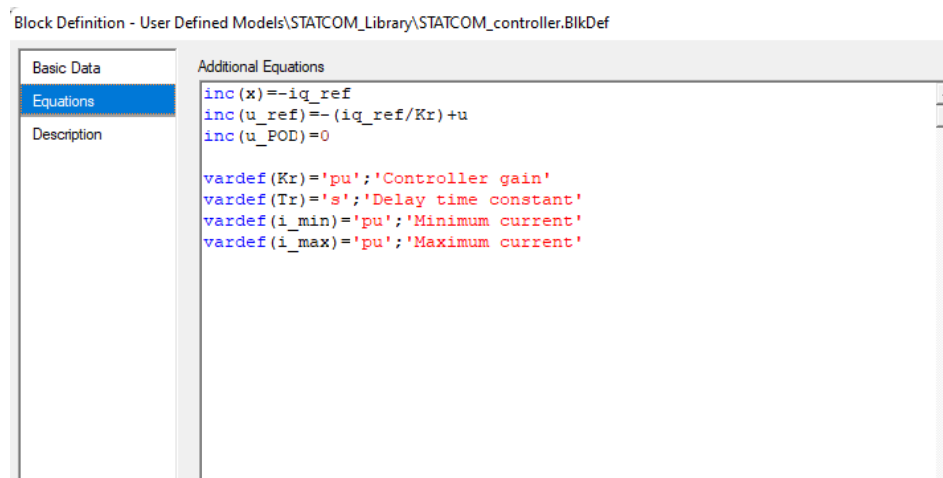


Figura 4.21 Panel de inicialización de variable en DSL.

Los parámetros ingresados en cada uno de los bloques que pertenecen al modelo de control SVC se definen de acuerdo a la **Tabla 4.3**:

Tabla 4.3 Especificación de parámetros para el control STATCOM.

Parámetro	Nombre	Unidad
Kr	Controlador de ganancia	p.u.
Tr	Constante de tiempo de retardo	s
i_min	Corriente mínima	p.u.
i_max	Corriente máxima	p.u.

4.4.2.3 Composite Frame del STATCOM

En el *Composite Frame* para el STATCOM se definen cuatro *slots* con sus respectivas conexiones, como se representa en la **Figura 4.22**. El primer slot llamado “*V_meas*” hace referencia al medidor de voltaje, el siguiente slot consta de dos ranuras que representan los dispositivos de medición de tensión, cuyas señales se conectan a los controladores POD (Amortiguamiento de oscilaciones de potencia) y STATCOM, que finalmente se conectan al generador estático.

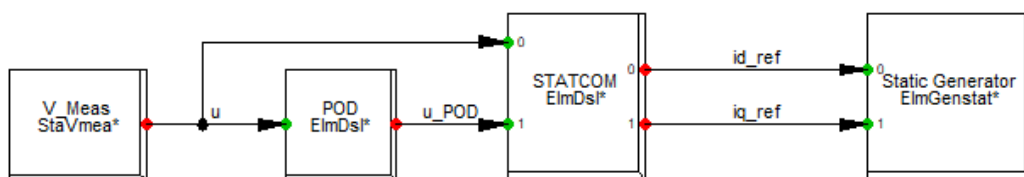


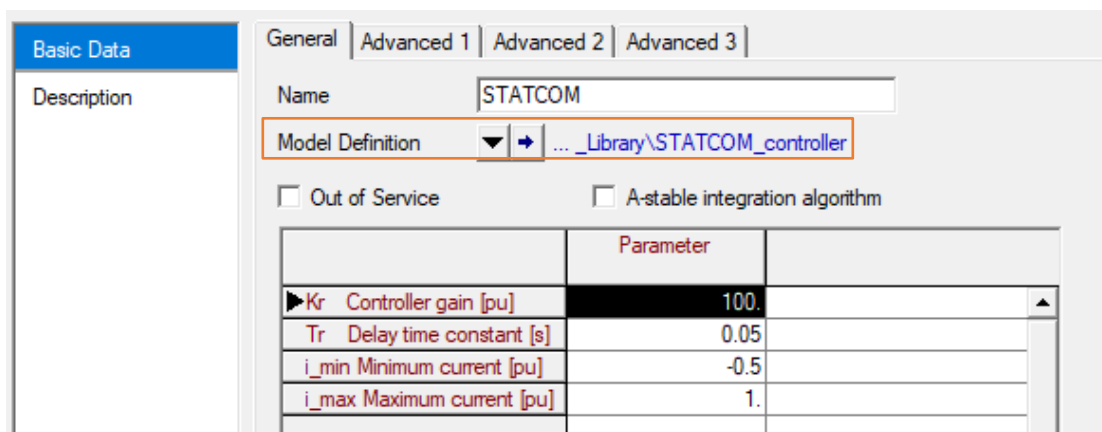
Figura 4.22 Composite Frame para el STATCOM en DSL de PowerFactory.

Tabla 4.4 Definición de los parámetros del modelo.

Parámetros	Descripción	Unidad
id_ref	Referencia de corriente del eje d	p.u.
iq_ref	Referencia de corriente del eje q	p.u.
u	Tensión de entrada	p.u.
u_POD	Tensión del POD de entrada	p.u.

4.4.2.4 Common Model STATCOM

El *Common Model* se crea dentro del *Composite Block Definition*, este se encuentra ubicado en la librería del proyecto, en la carpeta *User Defined Models*. La ventana de la **Figura 4.23** se genera y en la opción *Model Definition* se carga el *Composite Block Definition* creado con anterioridad, es importante seleccionar correctamente el *Composite Block* ya que es necesario tener los parámetros que fueron especificados en la **Figura 4.21**.

**Figura 4.23** Parámetros del Common Model del STATCOM.

4.4.2.5 Composite Model para el STATCOM

En el *Composite Model* creado dentro de la *Grid* del proyecto, es indispensable seleccionar el *composite Frame* correcto para que aparezca la lista de los slots definidos en el mismo. Es así que el *composite Frame* elaborado para la implementación del STATCOM se muestra en la **Figura 4.24**.

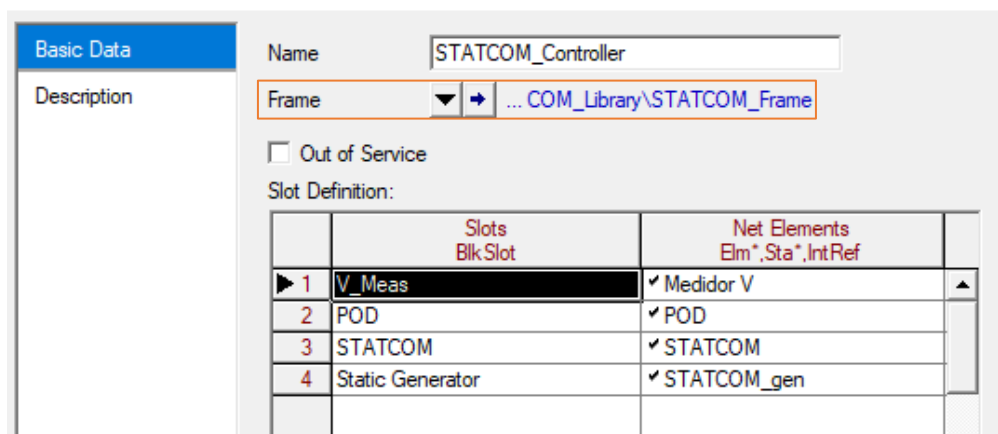


Figura 4.24 Composite Model para el STATCOM.

Una vez cargado el *Frame* se despliega los slots que fueron definidos y se procede a seleccionar los elementos de cada slot con la finalidad de que el control funcione ante condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

4.5.3. Aplicación del TCSC en la línea Pasaje-Piura 500 kV

La implementación del TCSC en PowerFactory se realiza en la línea de Pasaje -Piura, mediante un condensador en serie fijó en paralelo con reactor en serie controlado ubicando además una barra adicional denominada *bus TCSC*, esto se puede apreciar en la **Figura 4.25**. Para esta configuración, la variable a controlar es el valor de la reactancia de entrada del reactor en serie.

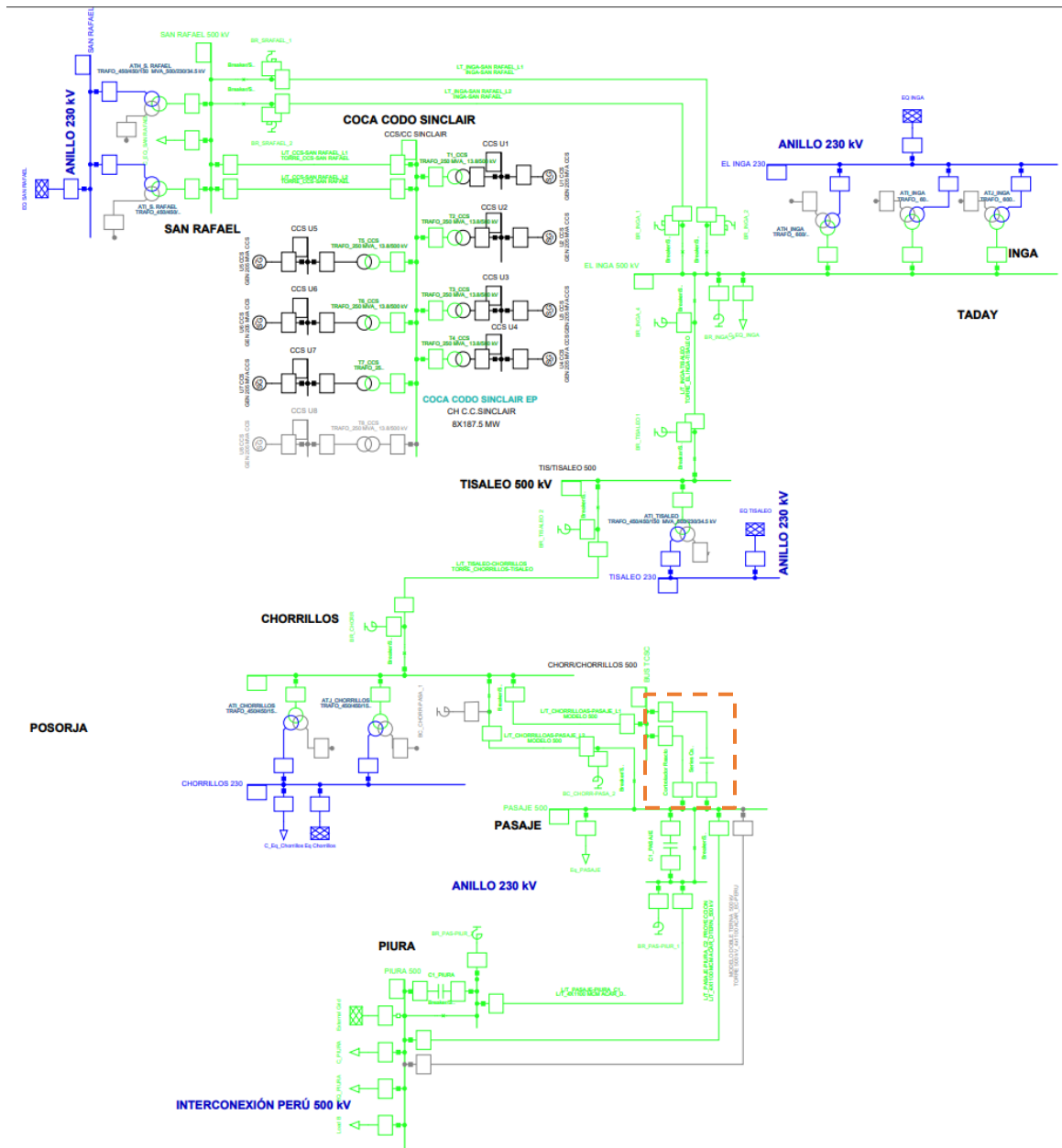


Figura 4.25 Aplicación del TCSC en la línea de Chorrillos-Pasaje 500 kV.

4.4.3.1 Composite Block Definition del TCSC

El *Composite Block Definition* del TCSC representa a un control adecuado de la reactancia del reactor en serie, por lo que en la **Figura 4.26** se puede observar los bloques con los que se encuentra compuesto este tipo de control.

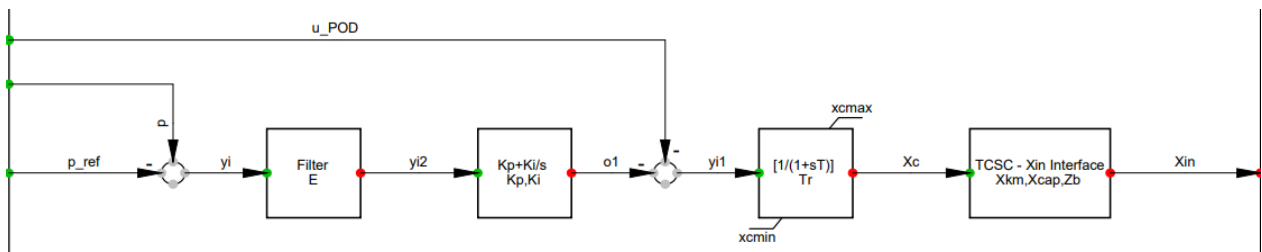


Figura 4.26 Block Diagram del Control TCSC en DSL.

El funcionamiento del sistema de control TCSC permite medir la potencia activa del flujo a través de la línea (p) con la cual se comparará con la referencia de potencia activa (p_{ref}). Cuando la (p) es mayor que (p_{ref}) la reactancia del control (x_c) será negativa, lo que significa que (b_{TCSC}) será positiva. En la Sección 4.3.3 se habla sobre los bloques que conforman al *Block Diagram*.

4.4.3.2 Condiciones iniciales y definición de parámetros

En el área del *Composite Block* se procede a dar doble clic, obteniendo una nueva ventana llamada *Block Definition* en la pestaña de *Equations* se establecen las condiciones iniciales del control y se definen los parámetros que posee el modelo del sistema de control.

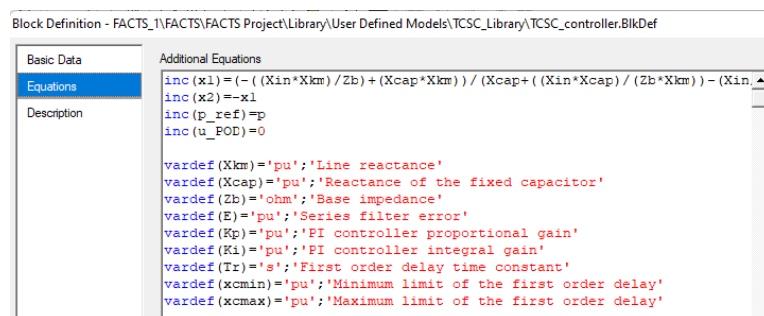


Figura 4.27 Inicialización de variables del TCSC en DSL.

4.4.3.3 Composite Frame del TCSC

Tomando como referencia el trabajo mencionado en la Sección 4.3.3 se realiza el *Frame* del TCSC el cual será de utilidad al momento de crear el *Composite Model* del cual se mencionará más adelante, el primer *slot* denominado *PQ_Line Meas* hace referencia a la medición de potencia ($StaPqmea$) y los modelos comunes DSL ElmDsl (pertenecientes a los diagramas de bloques TCSC y POD) se abordan adecuadamente.

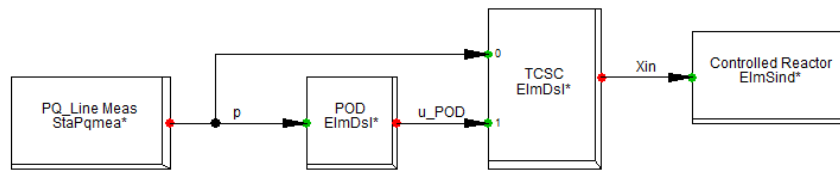


Figura 4.28 Composite Frame para el TCSC en DSL de PowerFactory.

4.4.3.4 Common Model TCSC

El *Common Model* se crea dentro del *Composite Block Definition*, este se encuentra ubicado en la librería del proyecto, en la carpeta *User Defined Models*. La ventana de la **Figura 4.29** se genera y en la opción *Model Definition* se carga el *Composite Block Definition* creado con anterioridad el cual fue llamado *TCSC_controller*, con ello se procede a ubicar sus valores únicos respectivos para el funcionamiento del control.

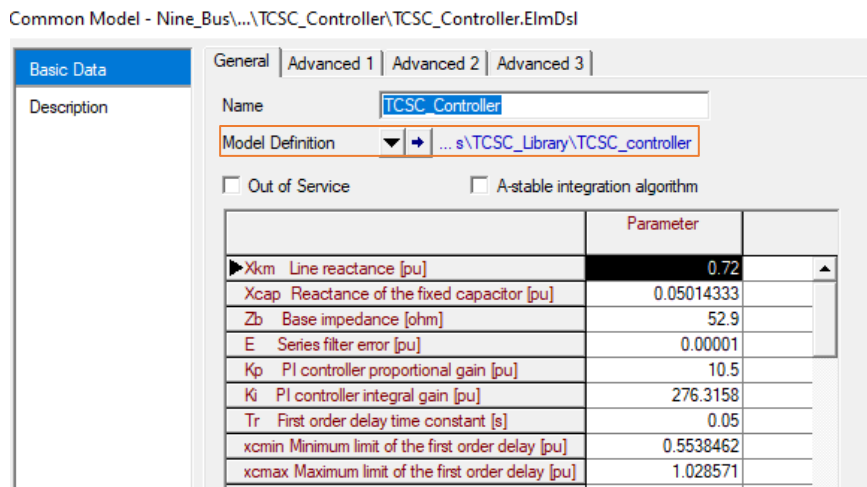


Figura 4.29 Parámetros del Common Model del TCSC.

4.4.3.5 Composite Model para el TCSC

Como último, se procede a la creación del *Composite Model* creado dentro de la *Grid* del proyecto, el cual es indispensable seleccionar el *composite Frame* correcto para que aparezca la lista de los slots definidos en el mismo. Es así que el *composite Frame* elaborado para la implementación del STATCOM se puede observar en la **Figura 4.30** donde, el *TCSC_controller* viene siendo el control

del TCSC ya que es allí donde se ubicaron los valores de los parámetros solicitados del *Common Model*.

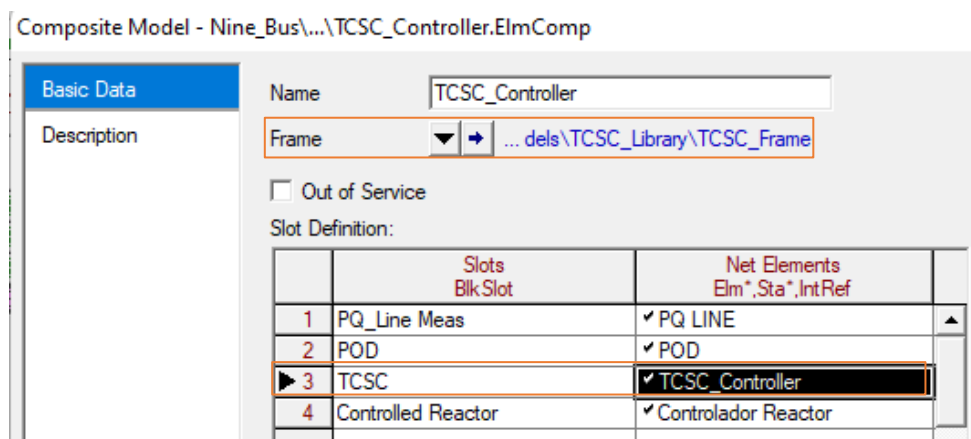


Figura 4.30 Composite Model para el TCSC.

4.6. CASOS DE ESTUDIO Y ESCENARIOS DE OPERACIÓN

En este trabajo se propone la instalación de FACTS para regular el perfil de voltaje en el sistema nacional interconectado, considerando la interconexión Ecuador-Perú 500 kV por lo cual se proponen cuatro escenarios de operación del sistema, incluyendo variaciones en el perfil de demanda y la presencia de cortocircuitos:

SVC conectado en Chorrillos 230 kV

- Variación de carga: Se implementa una carga adicional a la barra de Chorrillos con una potencia 50 MVAR, con un tiempo de desconexión en 10 [s] y una conexión de la misma carga al segundo 20. El primer evento se toma un tiempo de 100 [s], para visualizar el control que el SVC realiza ante este tipo de variaciones.
- Curvas QV: las curvas QV son usualmente usadas para estudiar colapsos de voltaje, por lo cual se grafica como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a la barra para mantener un nivel de voltaje entre los $\pm 5\%$, para este trabajo se grafica la curva con la demanda máxima de 398,6 [MW] y demanda mínima de 604,3 presentado en el estudio correspondiente del Sistema Nacional Interconectado Ecuador-Perú [3] con el propósito de saber cuál es la potencia reactiva que debería entregar el dispositivo SVC a la barra a la cual está conectado.

SVC conectado en Piura 500 kV

- Variación de carga: Se implementa una carga adicional a la barra de Piura con una potencia 50 MVar, con un tiempo de desconexión en 10 [s] y una conexión de la misma carga al segundo 20. El primer evento se toma un tiempo de 100 [s], para visualizar el control que el SVC realiza ante este tipo de variaciones.

STATCOM en régimen permanente

- Conexión y desconexión de carga en la barra de Piura 500 kV
- Curvas QV: las curvas QV son usualmente usadas para estudiar colapsos de voltaje, por lo cual se grafica como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a la barra para mantener un nivel de voltaje entre los $\pm 5\%$, para este trabajo se grafica la curva con la demanda máxima de 398,6 [MW] y demanda mínima de 604,3 presentado en el estudio correspondiente del Sistema Nacional Interconectado Ecuador-Perú [3] con el propósito de saber cuál es la potencia reactiva que debería entregar el dispositivo SVC a la barra a la cual está conectado

TCSC en régimen permanente conectado en la Línea Chorrillos-Pasaje

- Conexión y desconexión de carga *Load B*

SVC/SVC conectado a la barra de Chorrillos 230 kV y Piura 500 kV

- Variación de carga: Se implementa una carga adicional a la barra de Piura con una potencia 50 MVar, con un tiempo de desconexión en 10 [s] y una conexión de la misma carga al segundo 20. El primer evento se toma un tiempo de 100 [s], para visualizar el control que el STATCOM realiza ante este tipo de variaciones.
- Variación de carga: Se implementa una carga adicional a la barra de Chorrillos con una potencia 50 MVar, con un tiempo de desconexión en 10 [s] y una conexión de la misma carga al segundo 20. El primer evento se toma un tiempo de 100 [s], para visualizar el control que el SVC realiza ante este tipo de variaciones.

4.7. SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS

De cada modelo se identifica la planta y el controlador en su *Composite Block*, si es necesario se resuelven los bloques para obtener una simplificación como se puede apreciar en la **Figura 4.31** que corresponde a la planta del modelo de SVC, en donde al realizar su simplificación se pueden identificar las variables de entrada y salida ($Verr, yi$).

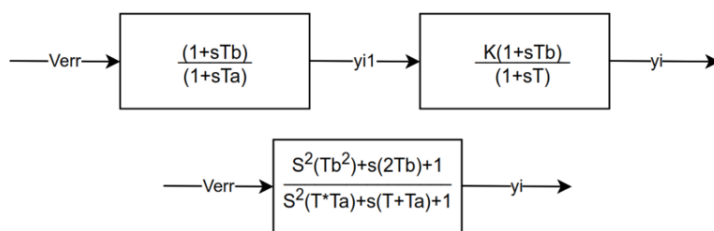


Figura 4.31 Desarrollo de bloques de la planta.

En *PowerFactory* se grafican las variables de entrada y salida y se las exportan como extensión de archivo CSV para poder generar una matriz por cada variable en MATLAB. Este software cuenta con una herramienta para el análisis de control e identificación de parámetros en base a la obtención de datos experimentales. Se realiza una estimación del modelo de función de transferencia en base a sus polos y ceros obteniendo una exactitud del 99,57% y una función de transferencia como lo indica la Ecuación (4.4); se realiza también una estimación del modelo de proceso en base a la función de transferencia para el cual se obtiene los valores sugeridos de $K, Tp1, Tp2, Tz$ y Td .

$$G(s) = \frac{0,4403s^2 + 0,802s + 0,4022}{s^2 + 0,2018s + 0,01005} \quad (4.4)$$

4.7.1. Sintonización de la ganancia utilizando métodos heurísticos

Los investigadores han adoptado varios enfoques heurísticos para la sintonización de parámetros como el algoritmo genético (GA), estrategias evolutivas y de programación, evolución diferencial, sistema de colonia hormigas, optimización de enjambres de partículas (PSO), etc. Para el control dinámico, FACTS puede proporcionar soporte de voltaje rápido, control de flujo de energía rápido

y gestión de congestión dinámica, voltaje controlado rápido y compensación de energía, control rápido de oscilaciones de potencia y control de estabilidad de voltaje, entre otros. La ubicación tanto del TCSC como del SVC utilizando métodos heurísticos como GA o PSO, comienza con un análisis de una carga inicial. Todas las cargas aumentan gradualmente cerca del punto de colapso del voltaje y, con respecto a sus valores iniciales los valores de sintonización crecen o decrecen, siguiendo esta linealidad. El objetivo de la optimización es encontrar la mejor ubicación del SVC y TCSC en donde la optimización se realiza en función a dos parámetros: su ubicación y tamaño [42][43].

4.7.1.1 Algoritmos genéticos

El método GA tiene características deseables como herramienta de optimización y ofrece ventajas significativas sobre los métodos tradicionales. Son intrínsecamente robustos y se ha demostrado que buscan eficientemente el gran espacio de solución que contiene parámetros discretos o discontinuos y restricciones no lineales, sin quedar atrapados en mínimos locales. También se puede utilizar para resolver un problema de optimización combinatoria. El método GA busca una solución dentro de un subespacio del espacio de búsqueda total [42]. Por lo tanto, son capaces de dar una buena solución de un determinado problema en un tiempo de cálculo razonable.

4.7.1.2 Optimización de enjambre de partículas

Según [42] ha demostrado que el PSO es muy eficaz para problemas de optimización estática y dinámica. Pero en algunos casos, converge prematuramente sin encontrar ni siquiera un óptimo local. En el método PSO, cada partícula se mueve en el espacio de búsqueda con una velocidad de acuerdo con su propia mejor solución anterior y la mejor solución anterior de su grupo [44]. La dimensión del espacio de búsqueda puede ser cualquier entero positivo.

4.7.2. Sintonización de la ganancia por Ziegler Nichols

Una vez obtenida la función de transferencia se procede a determinar la ganancia del controlador, se realiza el análisis de sintonización por el método de Ziegler Nichols ya conociendo los polos, ceros y función de transferencia.

Este método consiste en obtener la respuesta de la señal medida a una perturbación (por ejemplo, un pulso en el setpoint) con controlador proporcional. Si la respuesta es amortiguada, se incrementa la ganancia hasta lograr oscilaciones con amplitud constante o sostenidas. Para el ajuste proporcional indica el decaimiento y compromiso entre el error permanente y el decaimiento, y encontraron que la ganancia proporcional para un controlador PI se relaciona con la ganancia última.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en régimen permanente y transitorio de los modelos de dispositivos FACTS. A continuación, se detallan las secciones para cada uno de los eventos en los dispositivos SVC, STATCOM y TCSC. En la Sección 5.1 se muestran los resultados de la reducción del sistema utilizando lenguaje de programación DPL, después en la Sección 5.2 se muestran los resultados de los casos bases con los cuales se validan los modelos FACTS utilizados en este trabajo, seguidamente en la Sección 5.3 se presentan los resultados del caso 1 en donde se implementan los dispositivo FACTS en el sistema en régimen permanente, más adelante en la Sección 5.4 se presenta los resultados del caso 2 en donde, se opta por la implementación del dispositivo SVC para el estudio transitorio en la barra de Chorrillos, inmediatamente en la Sección 5.5 se presenta el caso 3 en el cual se determina que el uso del compensador SVC es una opción viable para el análisis transitorio en la barra de Piura 500 kV, mientras que en la Sección 5.6 se presenta el caso de estudio 4 donde se obtiene los resultados del sistema interconectado Ecuador Perú mediante un control del SVC en la barra de Chorrillos y SVC conectado en Piura, finalmente en la Sección 5.7 se comenta la evaluación de impactos que tienen los dispositivos FACTS.

5.1. PROGRAMACIÓN DPL PARA LA REDUCCIÓN DEL SISTEMA

Como se especificó en la Sección 4.2 la implementación de un *script* ayuda en la automatización de tareas. La estructura lógica del *script* realizado se puede apreciar en el **ANEXO A: REDUCCIÓN DE LA S/E SAN RAFAEL- COCA CODO SINCLAIR- EL INGA** cual fue aplicado para el estudio de casos independientes, es decir, se aisló por separado el equivalente en la red de Tisaleo-Chorrillos y también para la red de Pasaje-Piura en donde los resultados que entrega el programa se los analiza en la **Tabla 5.1**.

Tabla 5.1 Resultados Equivalente de red-Script.

Parámetros	Tisaleo-Chorrillos	Pasaje-Piura	Tisaleo-Piura
Voltaje [p.u.]	1,0194	1,0135	1,03029
Ángulo [°]	19,1872	16,1872	19,31825
Constante de Inercia [s]	6,5	7,2224	6,5
Potencia de Cortocircuito Sk" [MVA]	3833,715	3102,779	3833,715
R/X Ratio	0,1199	0,0627	0,1199

X0/X1	1,1536	0,5802	1,1526
R0/X0	14,9513	30,1103	12,2068

Al hablar que existe un circuito equivalente se entiende que las potencias existentes en la red siguen siendo las mismas, por lo que el análisis de flujos de potencia en régimen permanente en los voltajes de las barras sirve como método de validación por ello, la **Tabla 5.2** exhibe los voltajes correspondientes a las barras del sistema Tisaleo-Piura cuando el sistema se encuentra sin *External Grid* y con *External Grid* como se puede apreciar los voltajes de las barras Pasaje y Piura 500 kV varían entre 0,007 y 0,01 [p.u.].

Tabla 5.2 Validación del circuito equivalente realizado en DPL para la Sistema Tisaleo-Piura.

	Sistema sin Equivalente	Sistema con Equivalente
BARRAS	Voltaje de Barras [p.u.]	Voltaje de Barras [p.u.]
Tisaleo 500 kV	1,0302	1,0302
Chorrillos 500 kV	1,005	1,005
Chorrillos 230 kV	1,000	1,000
Pasaje 500 kV	1,020	1,027
Piura 500 kV	1,000	1,010

5.2. RESULTADOS CASO BASE

5.2.1. Validación del modelo SVC

Los resultados de corrientes y distorsión armónica del SVC obtenidos por [11] se presentan en la **Tabla 5.3**. El TCR es el elemento que más distorsión de onda de corriente genera en el SVC, por lo que su análisis es realizado en ambos trabajos obteniendo resultados similares.

Tabla 5.3 Corrientes de fase y línea en relación con su distorsión armónica en el TCR.

CORRIENTES DE FASE DEL TCR						
Resultados Obtenidos en [11]			Resultados Propios			Error absoluto de corriente
Corriente TCR		Distorsión Armónica Coef. Fourier	Corriente TCR		Distorsión Armónica Coef. Fourier	
Segundos	p.u.	%	Segundos	p.u.	%	%
1,216	0	0,042	0,947	0	0,051	0
1,218	0	22,285	0,949	0	21,787	0
1,221	37,396	0,029	0,953	40,029	0,032	7,04
1,224	0	8,793	0,955	0	7,815	0

1,226	0	0,019	0,957	0	0,018	0
-------	---	-------	-------	---	-------	---

5.2.2. Validación del modelo STATCOM

Para validar el dispositivo de control STATCOM se consideró el sistema planteado por [10], en donde el STATCOM es ubicado en la barra 5 con la finalidad de observar su comportamiento ante perturbaciones. El sistema en donde se ubicó el dispositivo de control se podrá observar en el **8.2. ANEXO B: VALIDACIÓN DEL STATCOM Y TCSC** y los eventos a considerar para el dispositivo STATCOM se exponen en la **Tabla 5.4**.

Tabla 5.4 Eventos definidos para el dispositivo de control STATCOM.

Definición de Evento	Tiempo	Incremento de paso
Cortocircuito 3F en la línea 2a-b	2 [s]	-
Evento de Carga (Load A)	2 [s]	3%
Evento de salida de carga (Load A)	2 [s]	-
Evento de entrada de carga (Load A)	4 [s]	-
Evento de salida de carga (Load A)	8 [s]	-
Evento de entrada de carga (Load A)	10 [s]	-

Para el primer evento se considera la simulación que realiza [10], el cual aplica un cortocircuito trifásico en la línea 2 (a-b) desde la barra 7 a 0,1 [s] seguido de la apertura de la línea en ambos extremos a 0,2 [s], para nuestro caso de estudio el evento de cortocircuito se realizó a los 2 [s] obteniendo como resultado lo que se muestra en la **Figura 5.1** en donde el STATCOM cumple con la función de inyectar potencia reactiva al ver una caída de tensión en la barra 5, esto se debe a que al existir perturbación el dispositivo de control del STATCOM realiza la compensación necesaria para recuperar el nivel de tensión inicial. En el segundo 2 se puede apreciar la caída de tensión a 0,461 [p.u.] obteniendo como resultado una elevación de potencia reactiva en 44,25 [MVar], esto provoca que el control actúe con la finalidad de que al pasar por la perturbación de cortocircuito su voltaje regresé a su tensión nominal de 1 [p.u.] el cual al transcurrir un tiempo de 40 segundos cumple con el objetivo de mantener su voltaje en la barra y una compensación por parte de la potencia reactiva de 20,21 [MVar].

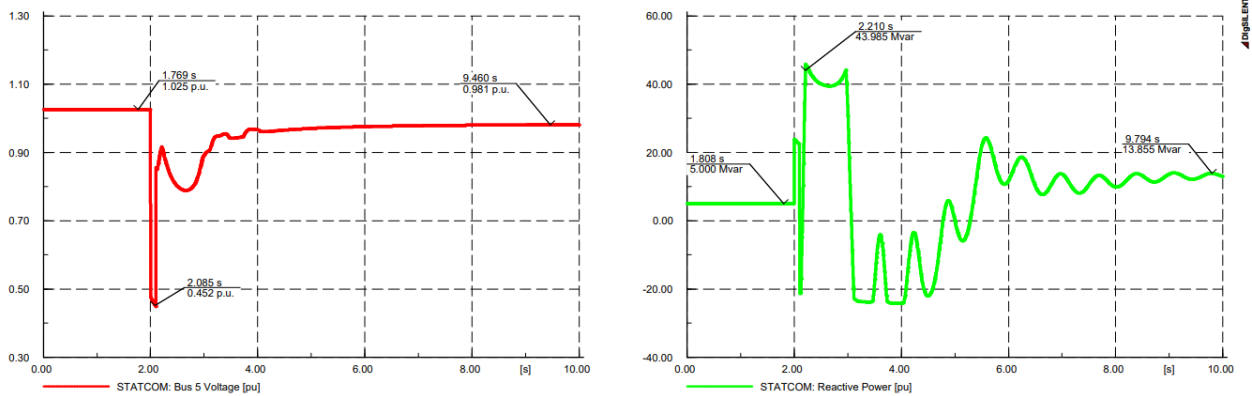


Figura 5.1 Respuesta en el dominio del tiempo del STATCOM ante cortocircuito trifásico.

El siguiente evento se realiza con la finalidad de observar el cambio del voltaje y el comportamiento de la potencia reactiva ante un evento de carga con un incremento del 3% a los 2 segundos. En la **Figura 5.2**, al transcurrir el evento de carga se observa que su voltaje cae a 0,998 [p.u] y al instante el dispositivo STATCOM entra en operación inyectando reactivos de 22 [MVAR] con la finalidad de mantener estable el voltaje de la barra 5 en 1 [p.u].

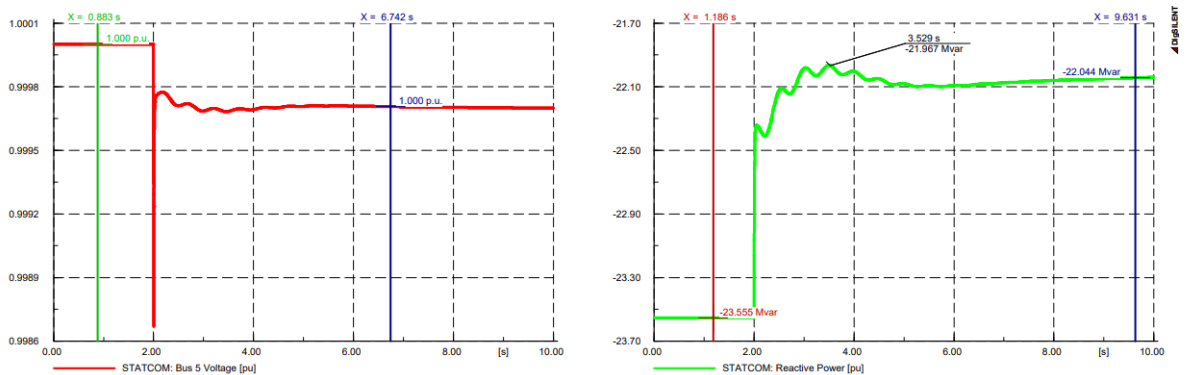


Figura 5.2 Respuesta en el dominio del tiempo con un incremento de carga al 3%.

El tercer y cuarto evento se realiza con una salida y entrada de carga con la finalidad de observar la reacción del dispositivo de control ante este tipo de variaciones. La **Figura 5.3** muestra el voltaje en la barra 5 y su potencia reactiva [Q], al salir la carga su voltaje se eleva a 1.045 [p.u] obteniendo por parte del dispositivo de control un consumo de reactivos de -26,11 [MVAR] y en el segundo 4 su voltaje vuelve a estabilizarse a 1 p.u. al segundo 8 vuelve salir la carga obteniendo como consecuencia otra elevación de voltaje de 1,048 p.u. el voltaje de la barra 5 vuelve a su estado

estable en el segundo 10, por ello el STATCOM inyecta potencia reactiva con la finalidad de que su voltaje vuelva a estabilizarse.

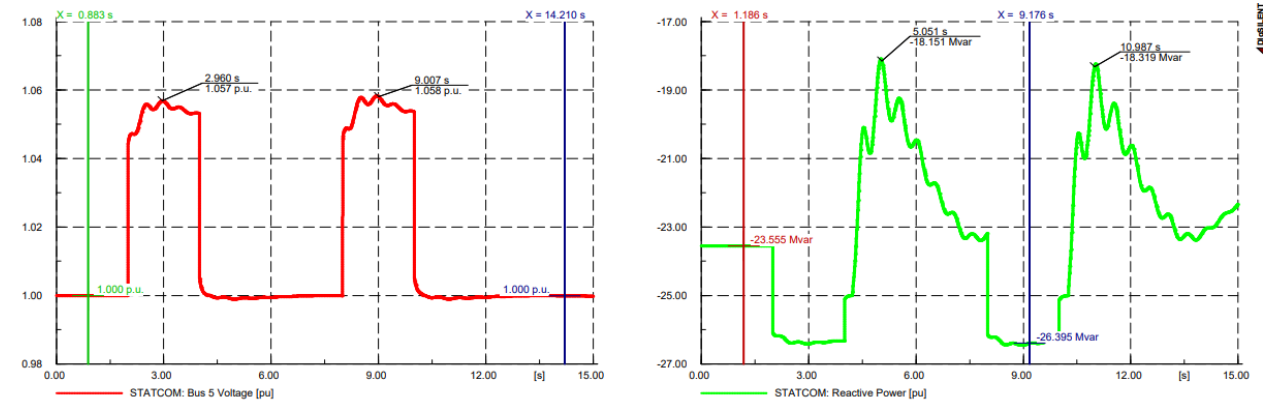


Figura 5.3 Respuesta en el dominio del tiempo con salida y entrada de carga.

5.2.3. Validación del modelo TCSC

El sistema en donde se efectuó este dispositivo de control se lo puede observar en el **8.2. ANEXO B: VALIDACIÓN DEL STATCOM Y TCSC** este dispositivo se conecta en serie con la línea 3, la cual está conectada entre la barra 7 y 8, la simulación consiste en un análisis en el dominio del tiempo. Los eventos considerados se muestran en la **Tabla 5.5**.

Tabla 5.5 Eventos de carga para el dispositivo de control TCSC.

Definición de Evento	Tiempo	Incremento de paso
Evento de Carga (Load C)	1 [s]	3%
Evento de Carga (Load C)	5 [s]	5%
Evento de Carga (Load C)	10 [s]	15%

Para el primero evento se considera la simulación realizada por [10], en donde el evento consiste en un incremento del 3% de la Carga C en el bus 8, aplicado a 1 segundo. La **Figura 5.4**, muestra la respuesta del TCSC.

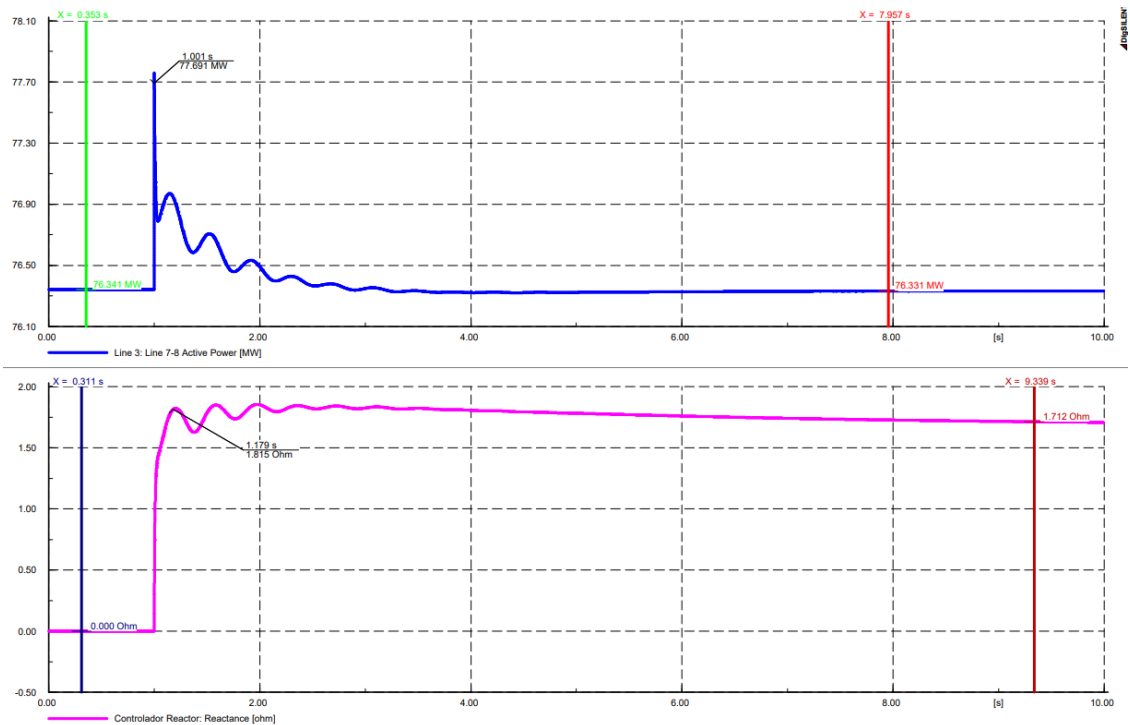


Figura 5.4 TCSC en el dominio del tiempo.

La respuesta al transcurrir el evento de carga permite observar que al segundo 1 su potencia se eleva a 77,69 [MW] entrando en operación el TCSC permitiendo controlar el flujo de potencia a través de la línea elevando su reactancia a 1,81 [Ω], para posteriormente mantener el mismo flujo de potencia previo a la perturbación en la línea.

Tabla 5.6 Validación de resultados del TCSC.

Resultados Obtenidos por [10]			Resultados Propios			
Potencia inicial [MW]	Incremento de carga 3%	TCSC	Potencia inicial [MW]	Incremento de carga 3%	TCSC	Error Absoluto
76,30	77,65	1,80	76,34	77,69	1,815	0,5

Para el segundo evento se consideró un incremento del 5% de la Carga C en el bus 8, aplicado a 1 segundo. La **Figura 5.5**, muestra que al transcurrir el evento su potencia en la línea 3 aumenta a un 78,70 [MW], por lo cual su reactancia tiende a elevarse con la necesidad de que el flujo de potencia se estabilice.

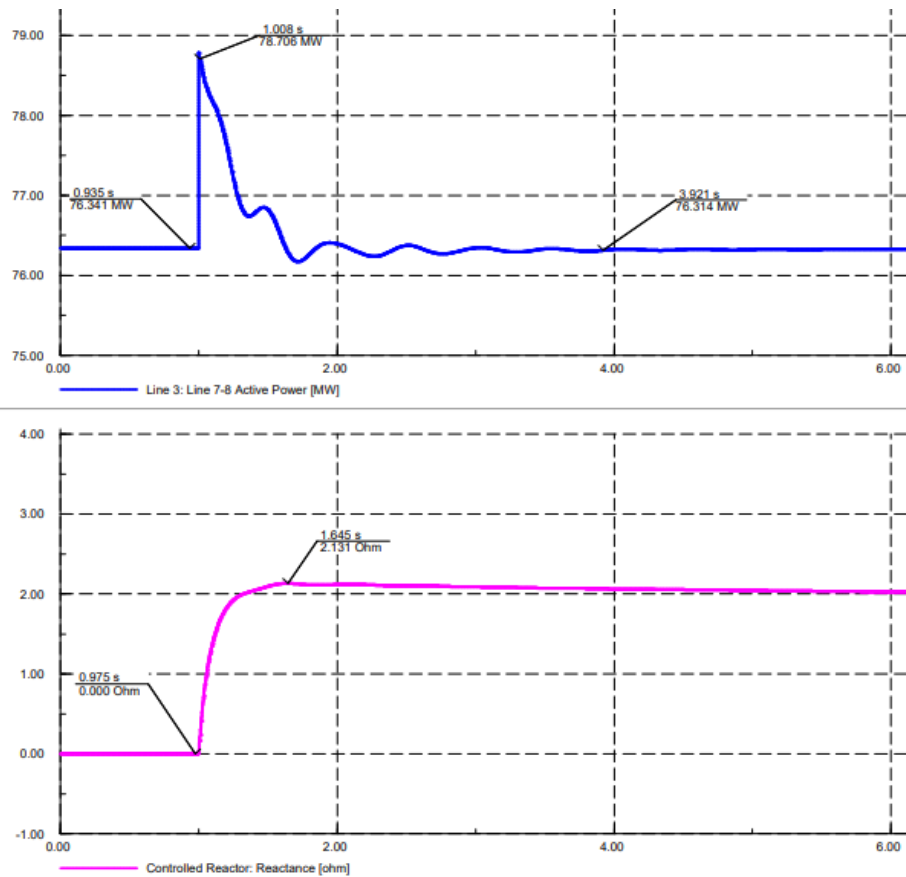


Figura 5.5 Respuesta en el dominio del tiempo.

Para el tercer evento se considera un incremento del 15% de la Carga C en el bus 8, aplicado a 1 segundo. La **Figura 5.6**, muestra que al transcurrir el evento su potencia en la línea 3 aumenta a un 83,23 [MW], por lo cual su reactancia tiende a elevarse a 2,123 [Ω] con la necesidad de que el flujo de potencia se estabilice, en este caso la potencia activa no logra estabilizarse a su potencia activa inicial ya que existe una diferencia de 2,205 [MW] y esto puede ser por el rango en el que está operando el TCSC ya que según [10] recomienda compensar hasta una fracción de compensación máxima (CF) del valor nominal de la reactancia de línea nominal de la línea (x_{km}), tanto en las zonas de funcionamiento del TCSC capacitivo (C_{Fcap}) como inductivo (C_{Find}). Por lo tanto, x_{TCSC} estará en el rango dado.

$$-CF_{cap} * x_{km} \leq x_{TCSC} \leq CF_{ind} * x_{km} \quad (5.1)$$

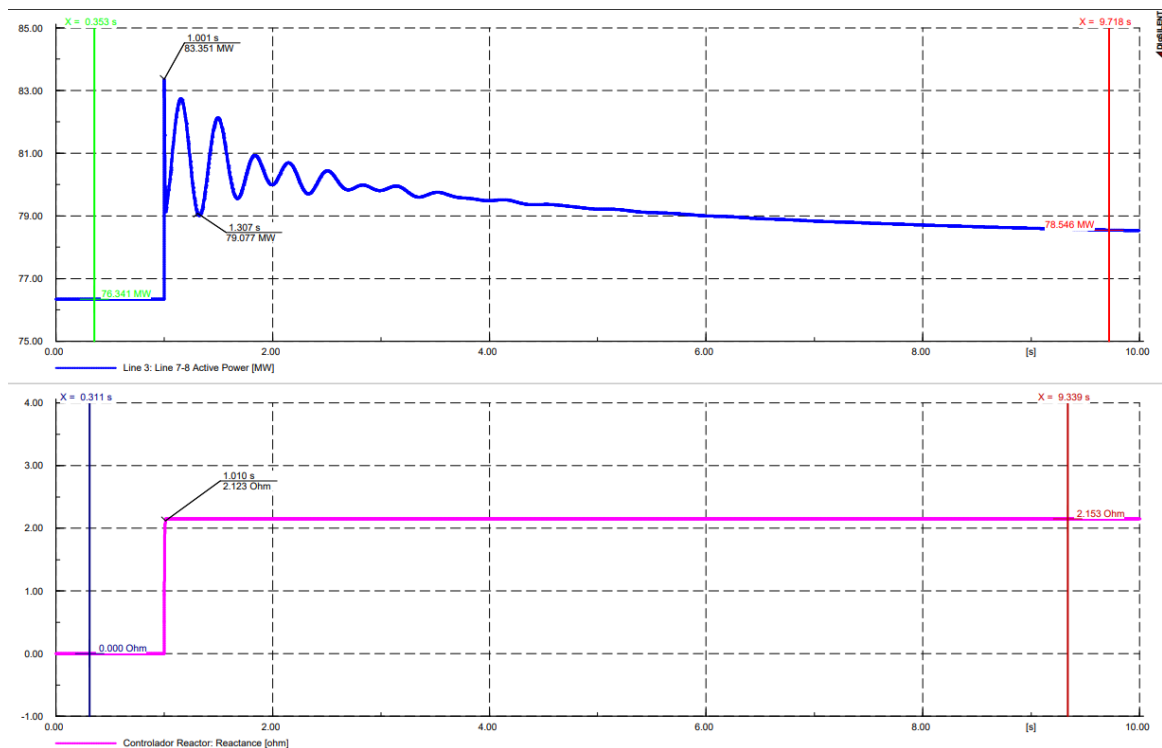


Figura 5.6 Respuesta en el dominio del tiempo con un incremento de carga al 15%.

5.3. RESULTADO CASO 1: IMPLEMENTACIÓN DE FACTS EN REGIMEN PERMANENTE

5.3.1. Barra de Piura 500 kV sin conexión de FACTS

En la barra de Piura 500 kV, se analizan dos situaciones: en la **Figura 5.7** se observa que **a)** se encuentra conectada una carga denominada *Load B* la cual fue extraída de la carga de Piura (C_PIURA), realizando un estudio de flujo, se obtiene como resultado un voltaje de 1,02 [p.u.] mientras que, en **b)** al desconectar la carga *Load B* este voltaje incrementa a 1,04 [p.u.] los voltajes obtenidos se encuentran dentro del límite $\pm 0,05$ [p.u.] establecido en la Regulación ARCERNR 002/20.

La potencia reactiva de la línea de transmisión es compensada por el *External Grid* el cual permite obtener una diferencia de potencia entre la conexión y desconexión de carga de aproximadamente 50 [MVar].

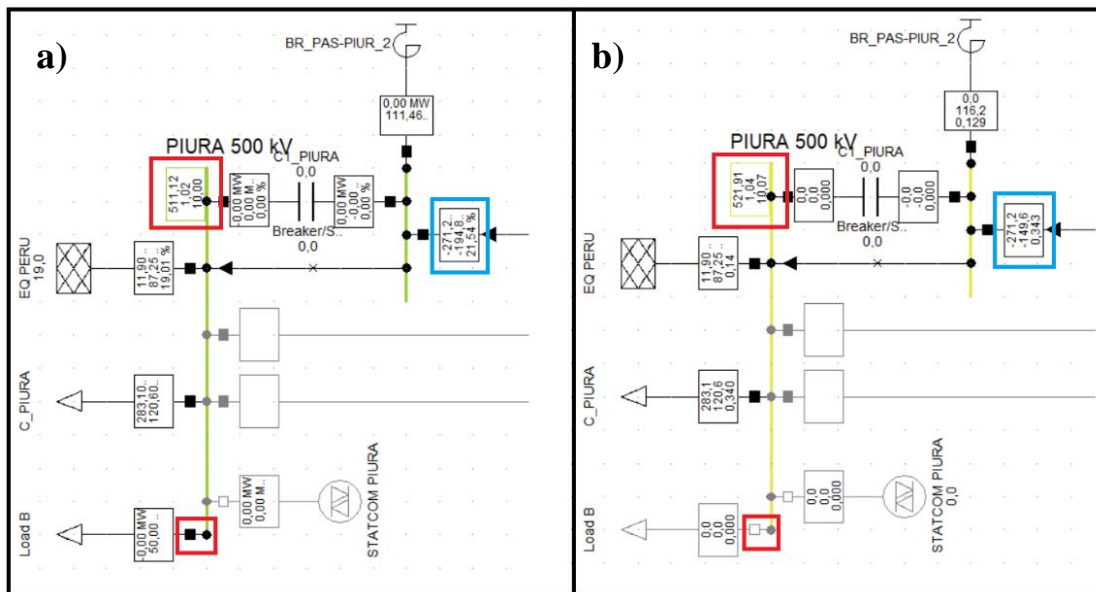


Figura 5.7 Evento de carga, red de Piura sin la implementación de un STATCOM.

5.3.2. Implementación del STATCOM en la barra de Piura 500 kV

Al conectar el STATCOM en la barra de Piura se puede notar que su voltaje se mantiene en 1,00 [p.u.] esto se debe a que la función del dispositivo STATCOM es inyectar o consumir reactivos con la finalidad de mantener su voltaje de barra en condiciones óptimas. Posteriormente se analiza dos situaciones, la primera situación es cuando **a)** está conectada una carga de 50 [MVar] denominada *Load B* la cual fue extraída de la carga de Piura (*C_PIURA*) como el caso anterior, ejecutando un flujo de potencia, se obtiene consumo de reactivos de -77,94 [MVar] por parte del STATCOM lo cual permite mantener el voltaje de la barra en 1,00 [p.u], en el siguiente caso **b)** se desconecta la carga *Load B* de 50 [MVar] obteniendo como resultado un consumo de reactivos de -127,9 [MVar] con la misma finalidad de seguir compensando a la barra y que su voltaje se siga manteniendo en el valor mencionado anteriormente que es de 1 [p.u.]. La **Figura 5.8** demuestra una diferencia de consumo de reactivos al tener conectada una carga ya que al desconectar dicha carga, el STATCOM necesitará consumir reactivos para mantener al sistema estable y así evitar daños en la red, la diferencia de consumos de potencia reactiva es notable puesto que existe 49,99 [MVar] entre la conexión y desconexión de *Load B* por lo que se nota considerablemente el trabajo del dispositivo al compensar la pérdida de potencia.

También se puede observar que la **Figura 5.7** difiere de la **Figura 5.8** puesto que al no tener una conexión del STATCOM en la barra de Piura 500 kV el encargado de compensar es la barra Slack que en este caso viene siendo el *External Grid*, mientras tanto al tener conectado el STATCOM este será el encargado de compensar permitiendo reducir la compensación de potencia generada por el Slack.

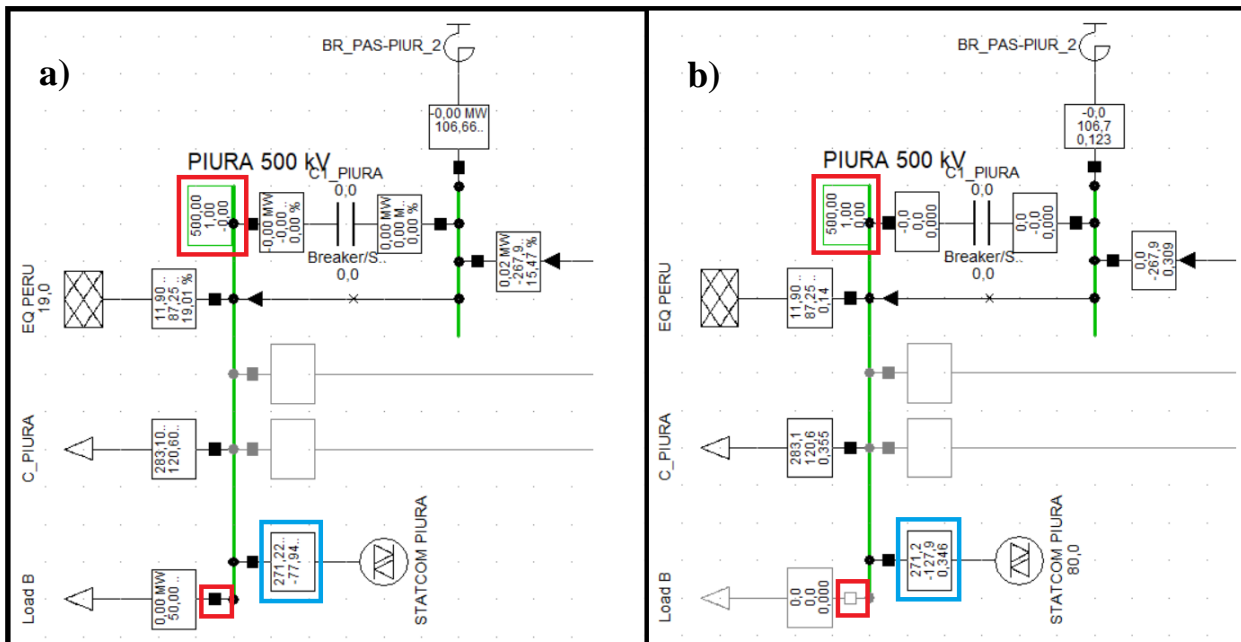


Figura 5.8 Evento de conexión y desconexión de carga, en la red de Piura con la implementación de un STATCOM.

5.3.2.1. Análisis de curvas Q-V para demanda máxima y mínima en la barra de Piura

En la **Figura 5.9** se presenta la curva Q-V de la barra Piura 500 kV, esta muestra como la variación en la inyección de potencia reactiva a la barra afecta a su voltaje. Se especifica tres límites importantes en la curva para el dimensionamiento de los compensadores en Piura: el primer límite se sitúa en un voltaje de 0,95 [p.u.] e indica que es necesario una potencia de 3,217 [MVar] para llegar a dicho voltaje; el segundo límite establece la potencia de 109,491 [MVar] para un funcionamiento adecuado en un voltaje de barra de 1 [p.u.]; y por último, el límite superior que pertenece a un voltaje de 1,05 [p.u.] y a una potencia inyectada en la barra de 220,565 [MVar] que indica el escenario con la mayor demanda a inyectarse en potencia reactiva para la barra de Piura.

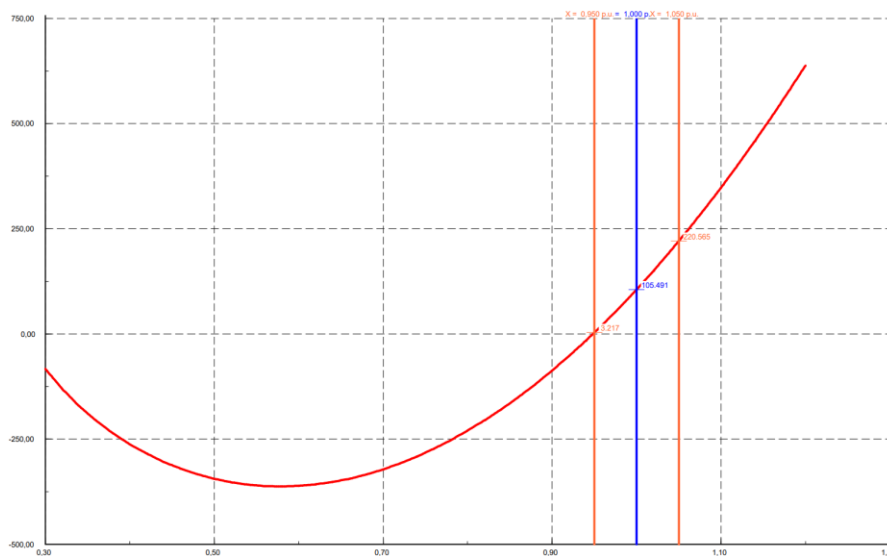


Figura 5.9 Curva Q-V demanda máxima en la barra de Piura.

La **Figura 5.10** presenta la curva Q-V en el escenario de demanda mínima para la barra de Piura, en donde su límite inferior toma mayor importancia para el dimensionamiento de los compensadores, siendo -114,199 [MVar] la potencia para establecer el voltaje en 0,95 [p.u.]. Los valores de potencia reactiva que corresponden a voltajes de 1 y 1,05 [p.u.] establecen potencias de -10,182 y 106,398 [MVar] respectivamente y que son inferiores al límite superior establecido por la curva de demanda máxima.

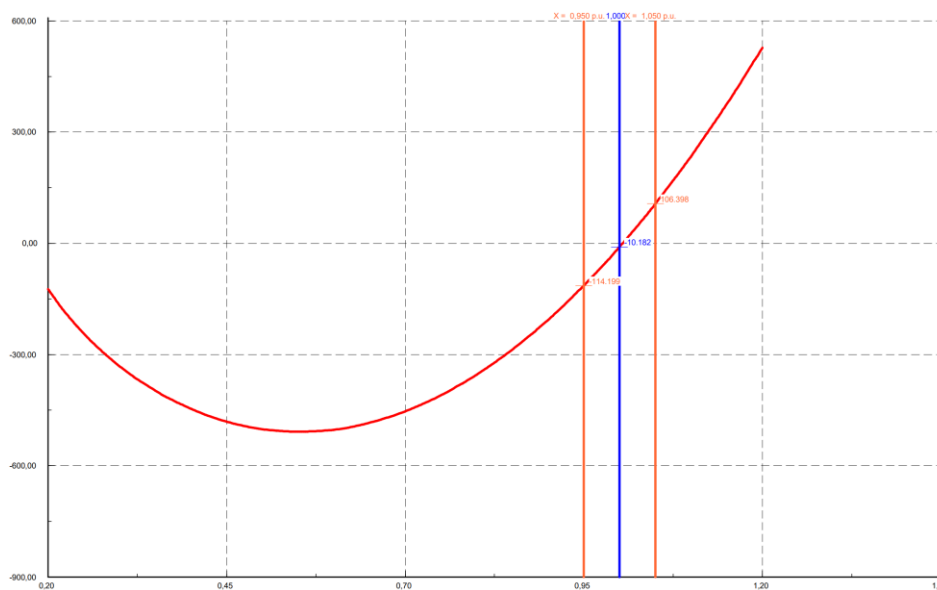


Figura 5.10 Curva Q-V demanda mínima en la barra de Piura

5.3.3. Implementación del TCSC en la línea Chorrillos-Pasaje 500 kV

Al conectar un capacitor serie controlado por tiristor o TCSC en la línea Chorrillos-Pasaje se tiene la siguiente **Figura 5.11** en la cual se analiza la siguiente situación, desconectada una carga de 50 [MVar] denominada *Load B* y ejecutando un flujo de potencia se puede observar que la potencia activa que fluye por la línea denominada *L/T_CHORRILLOS-PASAJE_L1* es de 6,092 [MW] mientras que los voltajes en las barras se mantienen dentro del límite de operación estipulado por el ARCERNNR 002/20.

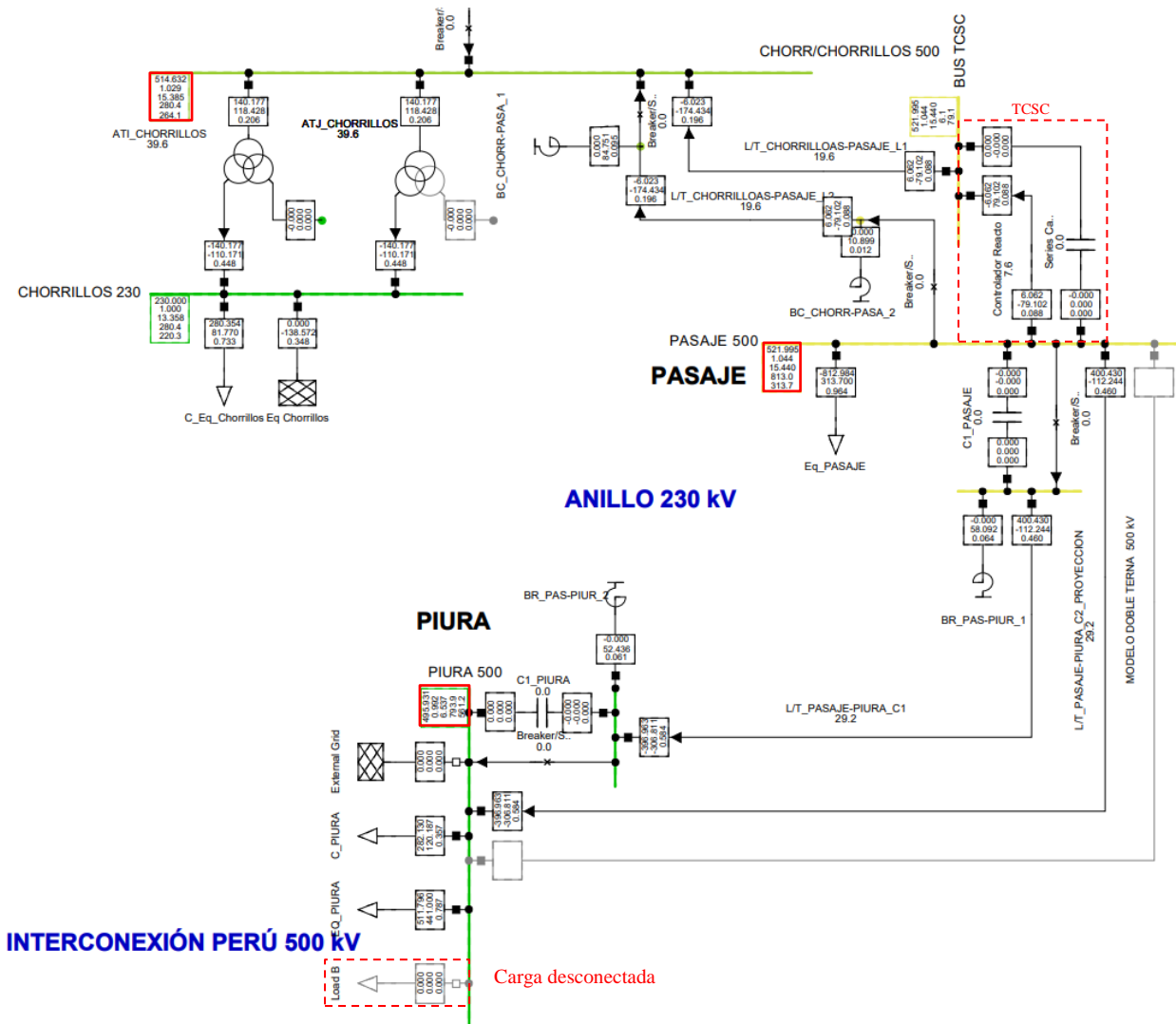


Figura 5.11 TCSC en la línea Chorrillos-Piura salida de carga.

Mientras que en la **Figura 5.12** se conecta una carga de 50 [MVA] denominada *Load B*, la cual permite analizar que, al ejecutar un flujo de potencia el TCSC conectado en la línea Chorrillos-Pasaje aumenta 24 [MW] de potencia activa con respecto al caso anterior, también se puede notar una disminución de voltaje en sus barras, esto se debe a que el TCSC al aumentar su ángulo de disparo su potencia deberá aumentar para poder suplir el flujo de potencia demandado, sin embargo se debe tener en cuenta que al necesitar de un TCSC para un sistema dinámico se deberá tener en cuenta el modelo a utilizar para el estudio al que se desea emplearlo.

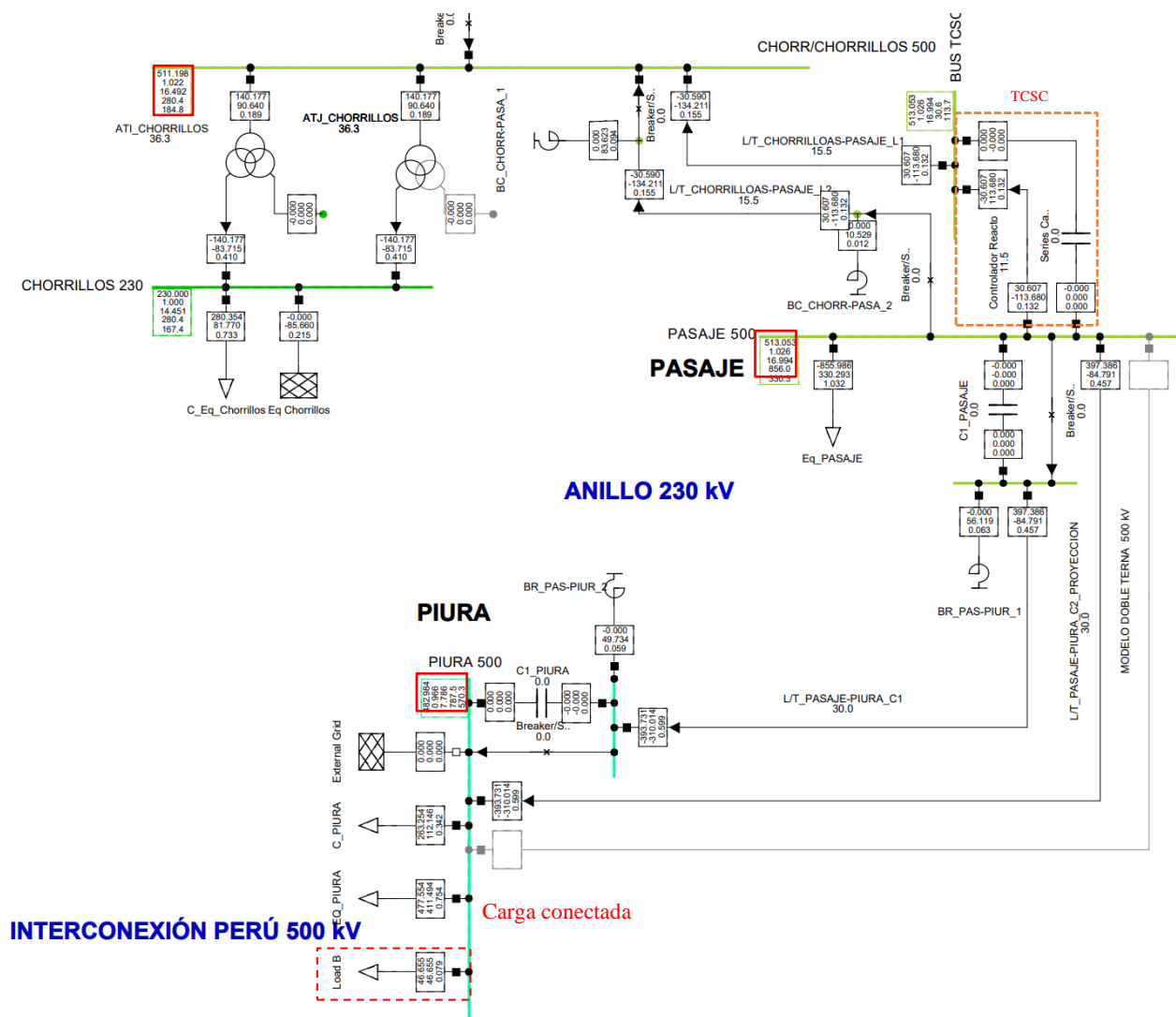


Figura 5.12 TCSC en la línea Chorrillos-Pasaje 500 kV.

5.4. RESULTADOS CASO 2: IMPLEMENTACIÓN DEL SVC Y CONTROL EN CHORRILLOS 230 kV

La implementación de un control para el SVC en la barra de Chorrillos 230kV debe ser capaz de soportar perturbaciones y lograr estabilizar al sistema. Para poder llegar a ello se ha realizado el control en DSL del elemento SVC y su respectiva validación con el trabajo de [11]. Para el análisis del comportamiento de la estabilidad de voltaje que existe en el nodo de Chorrillos 230 kV se realiza tres escenarios, el primer escenario se encarga de demostrar el comportamiento de la red al no existir un SVC, el segundo escenario muestra cómo se comporta la red al existir un compensador reactivo y, por último, el tercer escenario expone los resultados cuando se implementa un control en el SVC. Para poder evaluar en régimen transitorio el comportamiento de todos los escenarios planteados se crea 2 eventos de entrada y salida de una carga como lo indica la **Tabla 5.7** de potencia reactiva equivalente a 50 MVAR que corresponde a un 40% de la carga existente en esta barra.

Tabla 5.7 Eventos de carga.

Nombre del Evento	Tiempo [s]	Objeto
Salida de Carga	10	load A
Entrada de Carga	20	load A

5.4.1. Resultados de red sin la implementación del SVC

Como estudio inicial la **Figura 5.13** muestra el comporta del sistema en estado estable frente a una entrada y salida de potencia, en donde a plena carga el voltaje llega a 0.943 [p.u] estando por debajo de los límites establecidos y al ocurrir una salida de potencia reactiva (*Load A*) el voltaje incrementa su valor a 0.965 [p.u.].

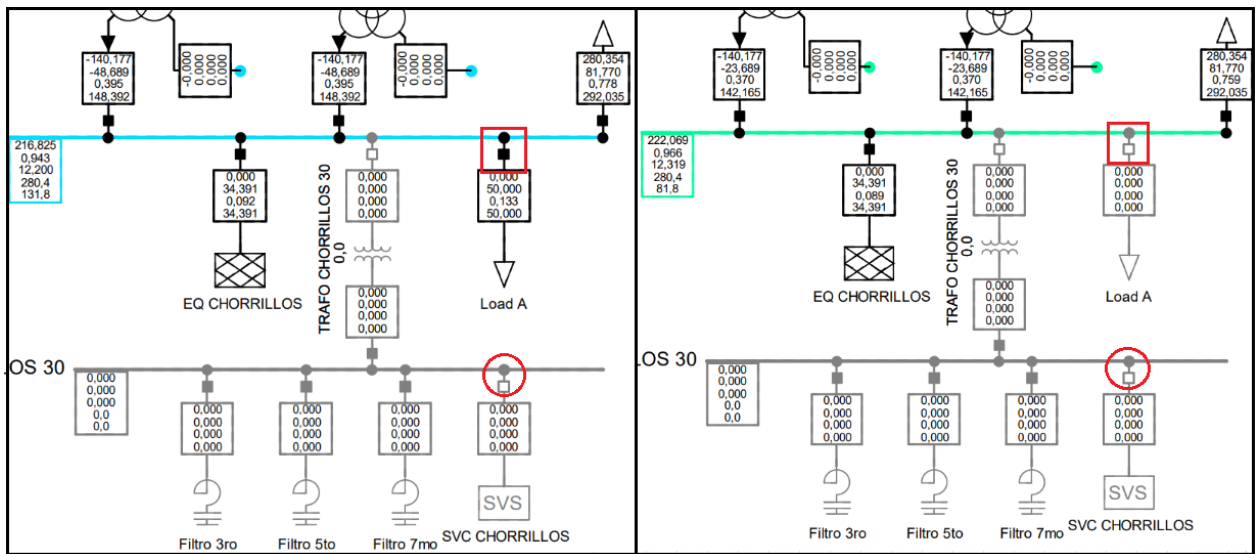


Figura 5.13 Régimen permanente de la red de Chorrillos sin la implementación de un SVC.

Para iniciar un estudio transitorio **Figura 5.14** se analiza que a los 10 segundos una carga de 50 [MVar] es desconectada de la barra de Chorrillos 230 kV, lo que ocasiona un incremento considerable en el voltaje. Al transcurrir un poco más de 20 segundos el voltaje se estabiliza debido a la potencia entregada por la barra *Slack*.

En la **Figura 5.15** se incorpora un evento de entrada y salida de carga en relación con el evento posterior, obteniendo una disminución de voltaje al segundo 20 de haber iniciado la simulación. Se puede observar que al transcurrir 40 segundos el voltaje regresa a su estado inicial.

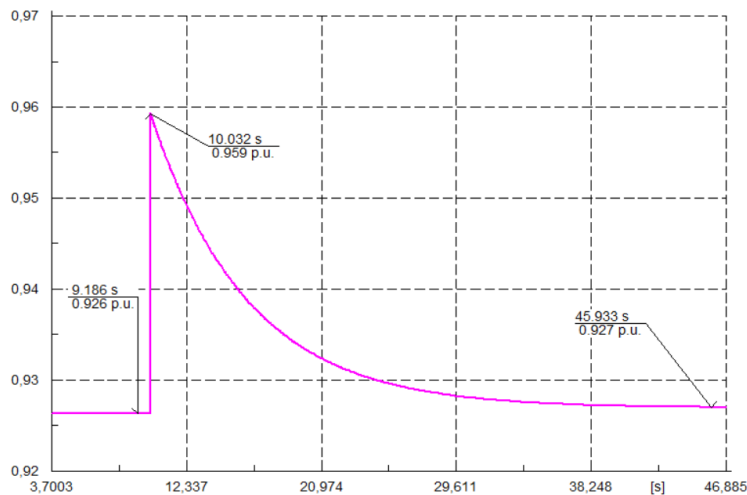


Figura 5.14 Salida de Load A en Chorrillos sin SVC.

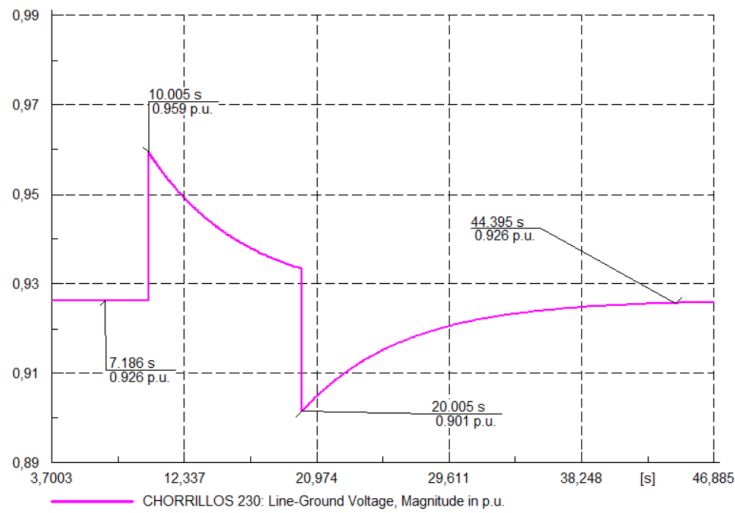


Figura 5.15 Salida y Entrada de Load A en Chorrillos sin SVC.

5.4.2. Resultados de red con la implementación del SVC sin control

Al implementar un compensador reactivo para la barra de Chorrillos 230 kV, se puede apreciar en la **Figura 5.16 a)** que en estado estable el voltaje del nodo controlado se ajusta al 1 p.u. con una potencia de 65 [MVar] que entrega el dispositivo SVC a plena carga mientras que, en **b)** se aprecia como al desconectar *Load A* la potencia reactiva entregada por el SVC disminuye, pero el voltaje en la barra controlada sigue siendo 1 [p.u].

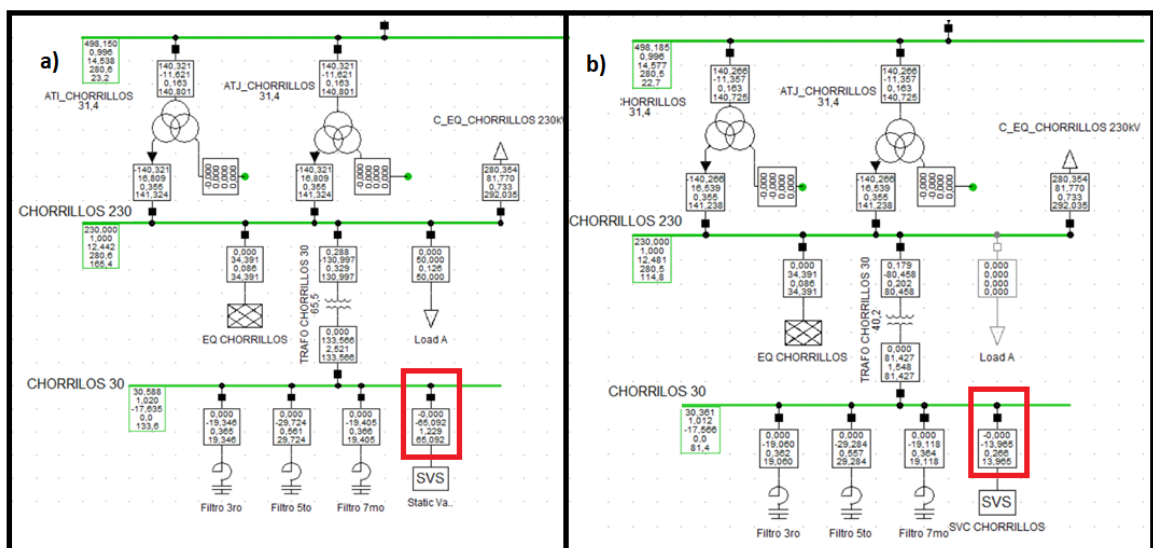


Figura 5.16 Resultados en régimen permanente en la red de Chorrillos con la implementación de un SVC sin control.

De la misma manera que en el caso 1, se analizan los eventos mencionados en la **Tabla 5.7**, en el primer evento de salida de carga la curva de voltaje es similar, aunque el pico producido en el segundo 10 únicamente se eleva 0.007 [p.u.] y posterior a esto la forma onda de voltaje tiene un ruido que permanece presente como se aprecia en la **Figura 5.17**.

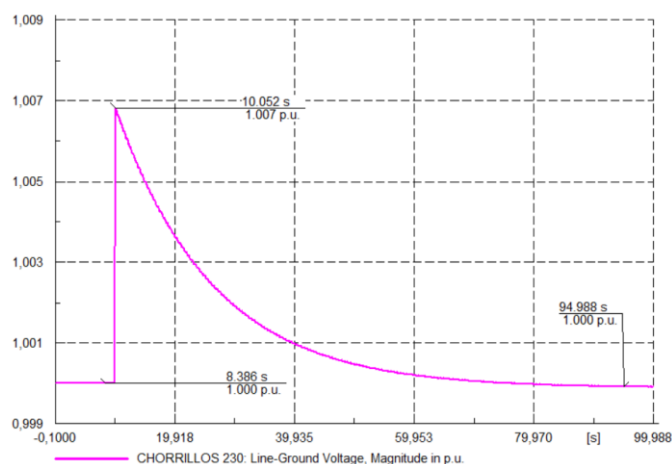


Figura 5.17 Salida de Load A con la implementación de un SVC sin control.

El evento de entrada y salida de carga hace referencia a la **Figura 5.18** en donde el voltaje de barra en Chorrillos 230 kV varía en el mismo orden próximo a ± 0.01 [p.u.] y la potencia reactiva suministrada por el SVC llega a ser alrededor de ± 1 [MVar] que no llega a representar el 1% de los 50 [MVar] que se utilizan para este evento. En este punto el External Grid como barra Slack asume la potencia que el SVC debería entregar.

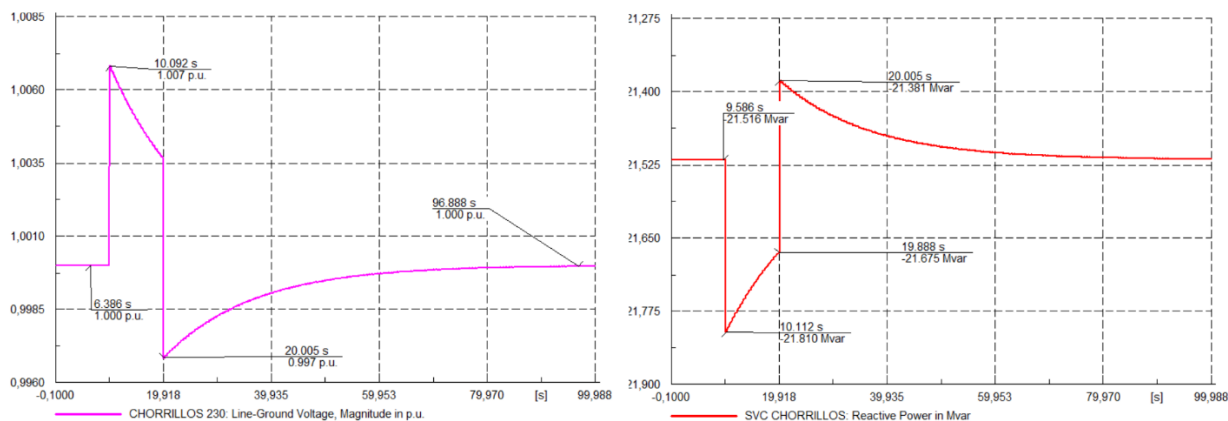


Figura 5.18. Voltaje de barra y potencia reactiva entregada por el SVC sin control.

5.4.3. Resultados de red con la implementación de control en SVC

La implementación de un control para el Compensador Estático de Potencia Reactiva no varía las condiciones iniciales del sistema por lo cual los valores de barra en estado estable son los mismos que la **Figura 5.13**. Al realizar una Simulación de Estabilidad Transitoria o RMS se puede analizar las variaciones que el sistema toma en función de los eventos programados, para este primer evento la carga *Load A* con valor de 50 [MVar] se desconecta del sistema ocasionando un incremento en la potencia reactiva como se observa en la **Figura 5.20**, la cual es suministrada por el SVC que aproximadamente llega a entregar 49 [MVar] que suplen la perdida de la potencia de la carga *Load A* y mantiene el voltaje en 1 [p.u.], como se muestra en la **Figura 5.19**.

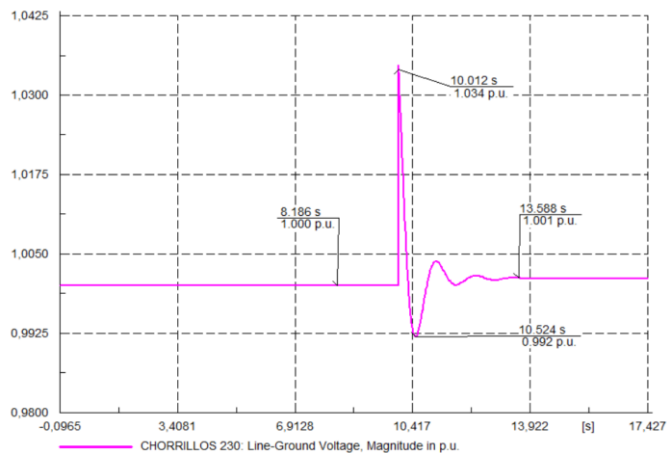


Figura 5.19. Voltaje Chorrillos 230 kV - Salida de Load A con la implementación de control en el SVC.

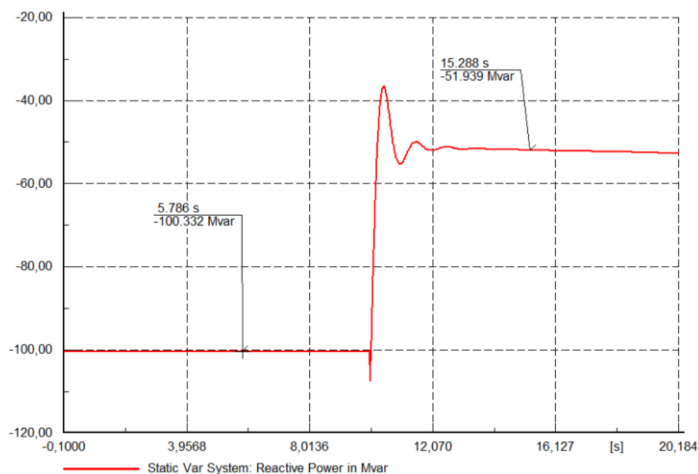


Figura 5.20. Potencia reactiva SVC - Salida de Load A con la implementación de control en el SVC.

Para el escenario de salida y entrada de load A, se lo realizo en dos ocasiones como lo muestra la **Tabla 5.8**. Para evaluar la estabilidad a largo plazo del SVC, el control implementado logra estabilizar el voltaje a 1 [p.u.] después de cada evento simulado.

Tabla 5.8 Eventos de carga para SVC con control.

Nombre del evento	Tiempo [s]	Objeto
Salida de Carga	10	Load A
Entrada de Carga	20	Load A
Salida de Carga	40	Load A
Entrada de Carga	50	Load A

Los eventos de intercambio de carga nos permiten analizar varios escenarios hipotéticos como la salida de una línea, disminución de demanda por manipulación o el aumento repentido debido a conexión o desconexiones. Es importante que al repetir una perturbación el sistema se mantenga en estabilidad a largo plazo como se aprecia en la **Figura 5.21**.

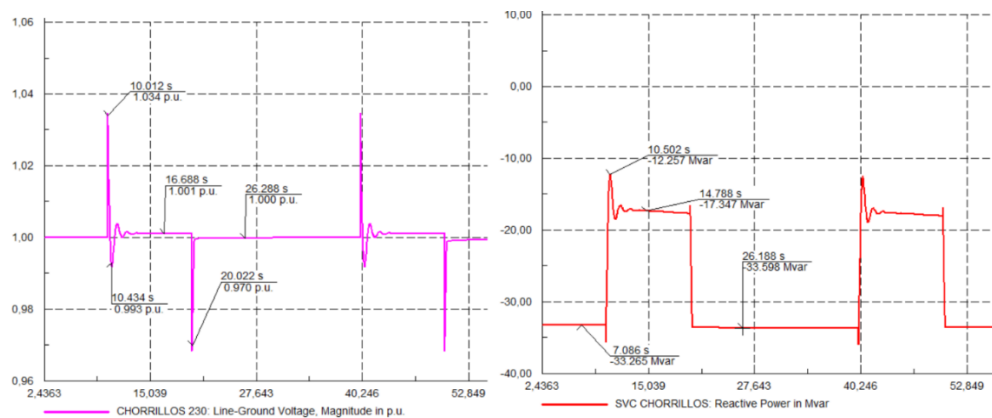


Figura 5.21. Voltaje Chorrillos 230 kV -Potencia Reactiva SVC. Entrada y salida de carga SVC implementado control.

Se puede realizar una comparativa en los resultados obtenidos cuando existe una implementación de un controlador para el SVC, la diferencia primordial se puede apreciar en el tiempo de recuperación de estabilidad en donde al contar con un control en el SVC se tiene una recuperación del nivel de voltaje en aproximadamente 2,3 segundos después de haber ocurrido las perturbaciones. Los sobre impulsos para ambos casos se mantienen en el margen establecido que corresponde a 0.05 p.u.

Tabla 5.9 Comparación de resultados SVC.

Comparación de resultados para perturbación de Entrada y salida de carga				
Variables	SVC sin Control		SVC con control	
Valor inicial [p.u.]	1,00		1,00	
Sobre impulso positivo [p.u.]	1,007	+0,007	1,034	+0,034
Sobre impulso negativo [p.u.]	0,997	-0,003	0,993	-0,007
Tiempo de recuperación [s]	96,888	+76,89	22,288	+2,288

5.4.4. Análisis de curvas Q-V para demanda máxima y mínima en la barra de Chorrillos

La **Figura 5.22** presenta como la potencia reactiva influye sobre el voltaje en la barra de Chorrillos 230 kV. Se estudia tres límites en la curva para el dimensionamiento de los compensadores en Chorrillos. El primer límite que se establece es un voltaje de 0,95 [p.u.] e indica que es necesario absorber 44,078 [MVar], el segundo establece una potencia de 63,933 [MVar] para un voltaje de barra de 1 [p.u.], mientras que, el límite superior pertenece a un voltaje de 1,05 [p.u.] y a una potencia inyectada en la barra de 184,26 [MVar]. El estudio de las curvas QV en el sistema, sirve para interpretar la potencia reactiva que debe ser inyectada en la barra para escenarios de máxima o mínima carga con el objetivo de mantener al voltaje entre los límites de $\pm 5\%$.

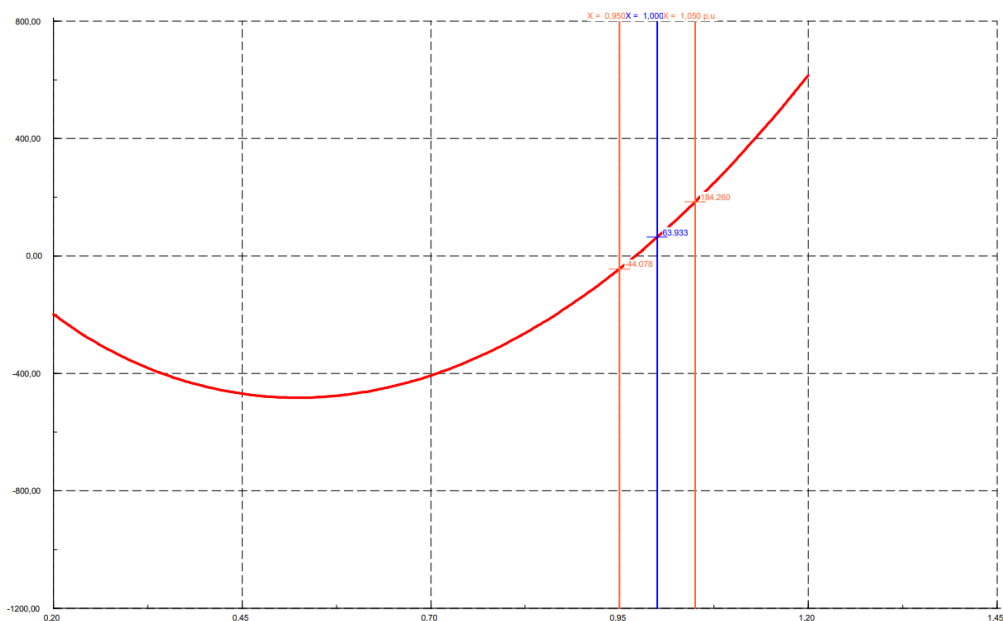


Figura 5.22 Curva Q-V demanda máxima en la barra de Chorrillos.

La curva Q-V en el escenario de demanda mínima para la barra de Chorrillos se presenta en la **Figura 5.23** donde su límite inferior toma mayor importancia para el dimensionamiento de los compensadores, obteniendo una potencia absorbida de 95,563 [MVar] con un voltaje en 0,95 [p.u.]. Así también los valores de potencia reactiva que corresponden a los voltajes de 1 y 1,05 [p.u.] establecen potencias de 12,815 y 133,448 [MVar] respectivamente y que son inferiores al límite superior establecido por la curva de demanda máxima.

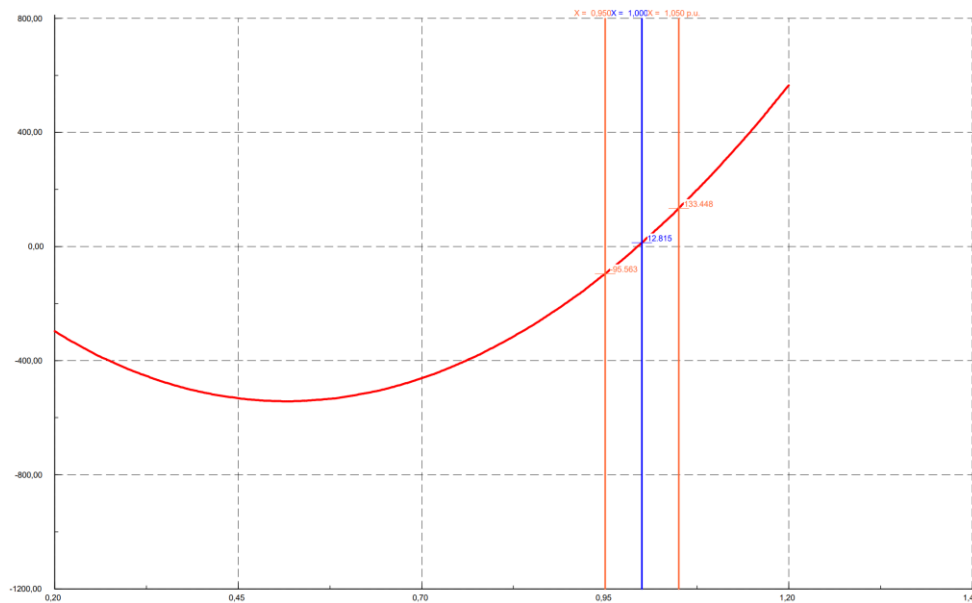


Figura 5.23 Curva QV demanda mínima en la barra de Chorrillos.

5.5. RESULTADOS CASO 3: IMPLEMENTACIÓN DEL SVC Y CONTROL EN PIURA 500 kV

5.5.1. Resultados de red sin la implementación del SVC

En la **Figura 5.24** muestra el comporta del sistema en estado estable frente a una entrada y salida de potencia, en donde a plena carga el voltaje llega a 1.02 [p.u] estando dentro de los límites establecidos y al ocurrir una salida de potencia reactiva (*Load A*) el voltaje incrementa a 1.04 [p.u.].

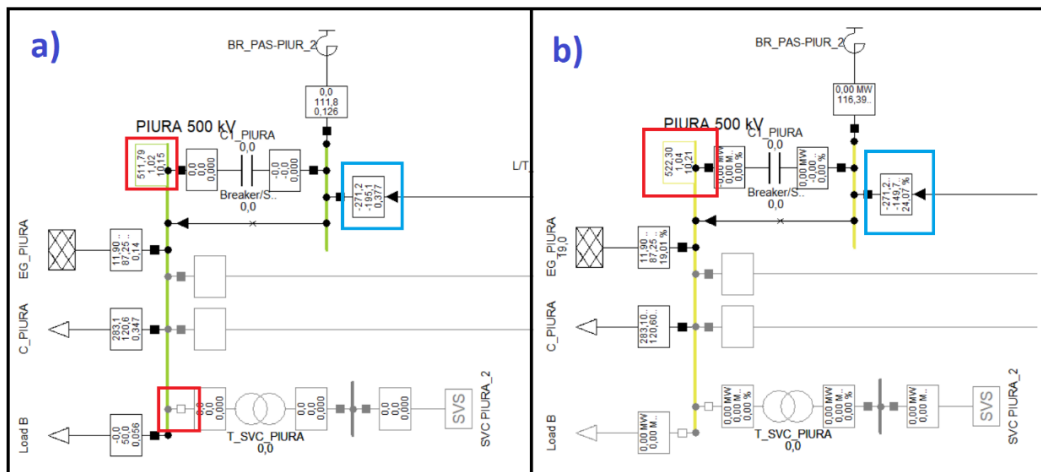


Figura 5.24 Resultados en régimen permanente de en la barra de Piura sin la implementación de un SVC.

Se realiza un estudio transitorio a los 10 segundos, con una carga de 50 [MVar] cuando esta es desconectada de la barra de Piura 500 kV, ocasionando un incremento considerable en el voltaje de 1,036 [p.u.]. Al transcurrir un poco más de 20 segundos la carga vuelve a conectarse por lo cual se observa que en la **Figura 5.25** su tensión desciende a 1.017 [p.u.], recuperando su tensión de referencia en 80,129 [s].

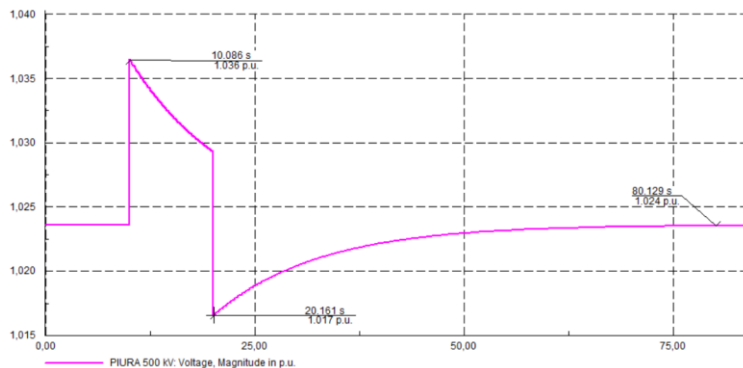


Figura 5.25 Salida y Entrada de carga en la barra de Piura 500 kV.

5.5.2. Resultados de red con la implementación del SVC

Al implementar un compensador automático en la barra de Piura 500 kV, se puede apreciar en la **Figura 5.26 a)** que en cuando está conectada la carga *Load B* el nodo se ajusta a 1,00 p.u. que entrega el dispositivo SVC mientras que en b) se aprecia como al desconectar *Load B* la potencia reactiva entregada por el SVC disminuye, pero el voltaje en la barra controlada sigue siendo 1 [p.u].

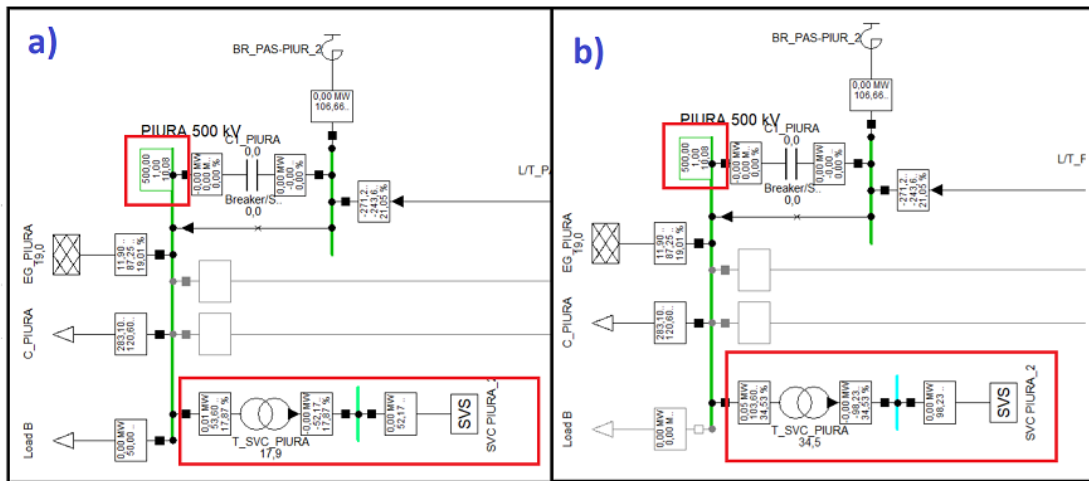


Figura 5.26 Resultados en régimen permanente en la barra de Piura: a) a plena carga, b) salida de carga.

De la misma manera que en el caso anterior, se analizan los eventos mencionados en la **Tabla 5.7**, en la cual se manifiesta que el para el primer evento de salida de carga, la curva de voltaje es similar a la **Figura 5.25**, con la diferencia que, en la **Figura 5.27** el pico producido en el segundo 10 se eleva a 1,013 [p.u.] y posterior a esto la forma de onda de voltaje tiene un ruido que permanece hasta que la tensión llega a estabilizarse a los 50,399 [s].

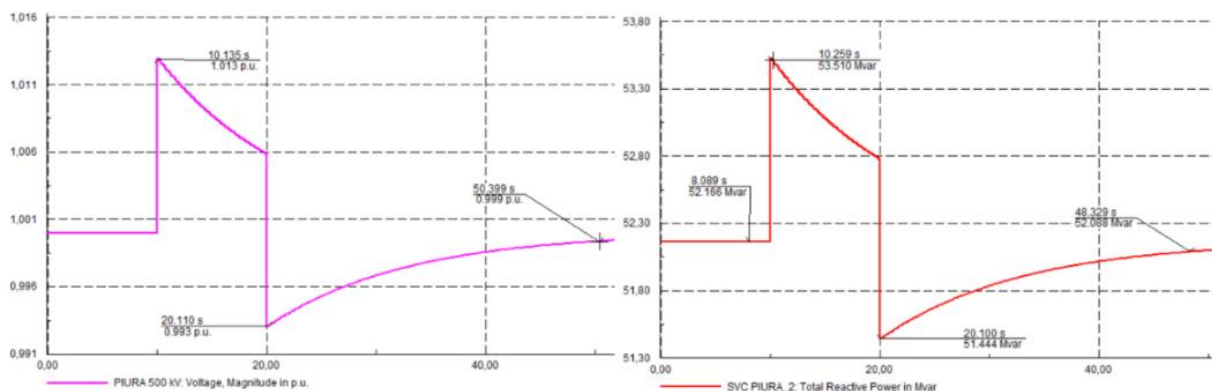


Figura 5.27 Voltaje de barra en Piura 500 kV y potencia reactiva entregada por el SVC ante una salida y entrada de Load A.

5.5.3. Resultados de red con la implementación de control en el SVC

La implementación de control para el Compensador Estático de Potencia Reactiva no varía las condiciones iniciales del sistema por lo cual los valores de barra en estado estable son los mismos

que la **Figura 5.26**. Al realizar una Simulación de Estabilidad Transitoria o RMS se puede analizar las variaciones que el sistema toma en función de los eventos programados, para este primer evento la carga *Load B* con valor de 10 [MVar] se desconecta del sistema ocasionando un incremento en la potencia reactiva suministrada por el SVC que aproximadamente llega a entregar 9,14 [MVar] que suplen la pérdida de la potencia de *Load B* y mantiene el voltaje en 1 [p.u.]

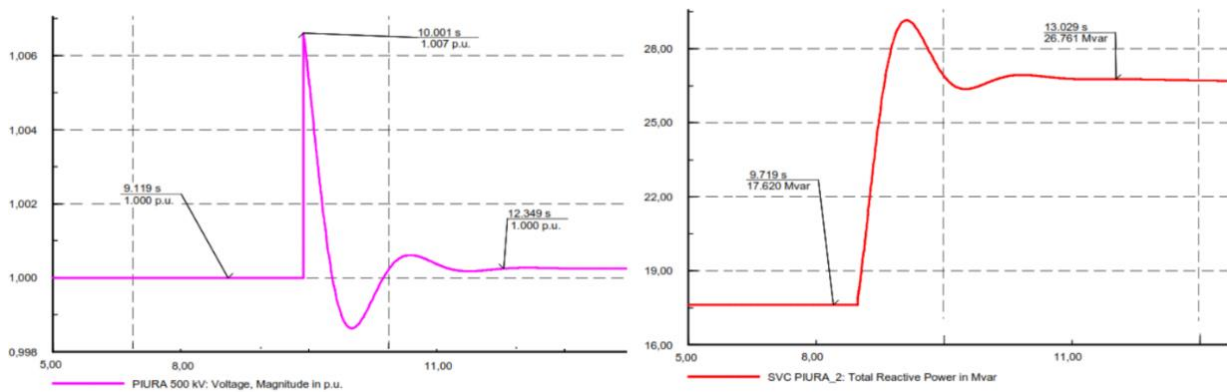


Figura 5.28 Salida de Load B: Voltaje en la barra de Piura y Potencia reactiva.

En la **Figura 5.29** exhibe dos tipos de comportamientos en donde se puede notar que al existir una variación de carga el voltaje aumenta hasta 1,007 [p.u.] al segundo 10,001 teniendo entre 2 segundos de oscilación hasta que en el segundo 13 su voltaje vuelve a su estado inicial, en el segundo 20 se vuelve a producir otra variación de carga en donde su voltaje decae hasta 0,994 [p.u.] obteniendo una respuesta mucho más rápida a comparación del primer evento de carga, puesto que su estabilidad de voltaje se recupera en el segundo 22,979 a 1,00 [p.u.]

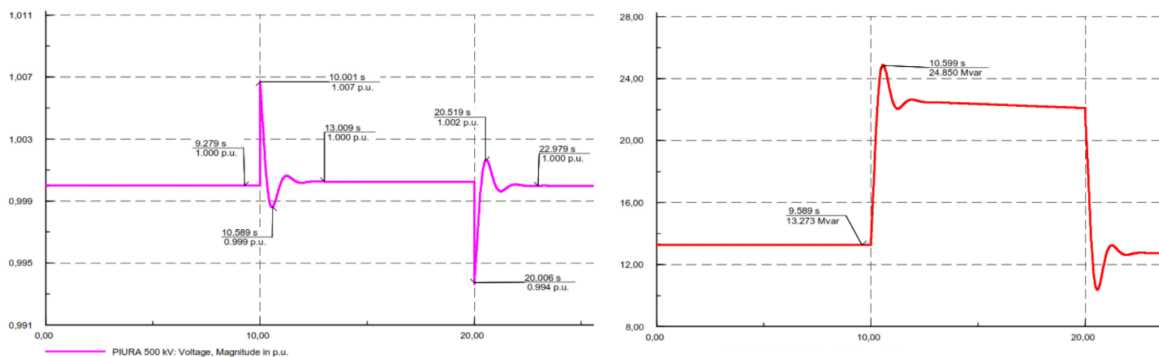


Figura 5.29 Salida y Entrada de Load B: Voltaje en la barra de Piura y Potencia reactiva.

5.6. RESULTADO CASO 4: IMPLEMENTACIÓN DE SVC EN CHORRILLOS Y SVC EN PIURA CON CONTROL

Con el fin de evaluar el funcionamiento y comportamiento de 2 modelos FACTS trabajando en un mismo sistema y respondiendo a una misma falla se ha realizado un caso de estudio presentado en la **Figura 5.30** en donde, el Compensador Síncrono de Var se implementa en la barra Chorrillos 230 kV y Piura 500 kV.

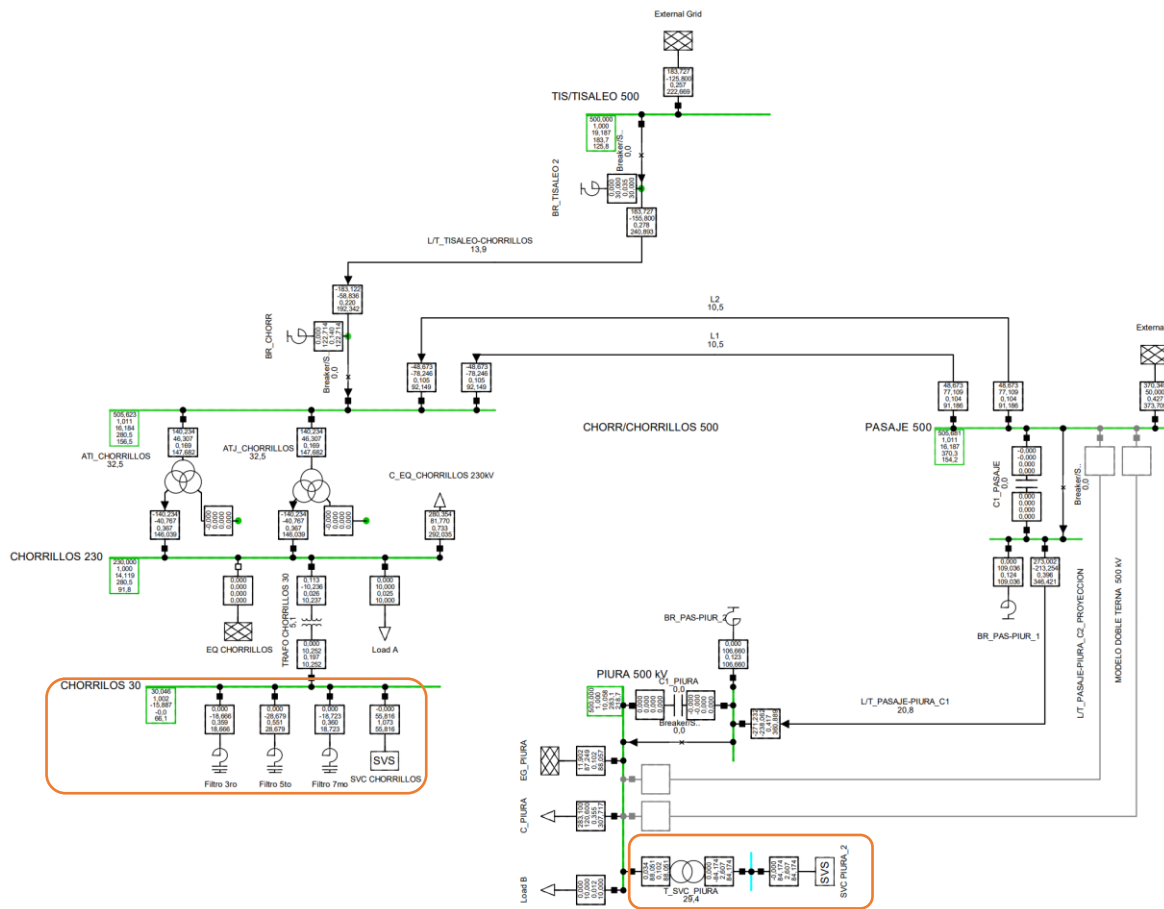


Figura 5.30 Sistema Interconectado Ecuador-Perú, con los respectivos controles del SVC en las barras Chorrillos-Piura.

Para su análisis al igual que en anteriores eventos la carga *Load A*, ubicada en Chorrillos y *Load B* ubicada en Piura serán sujetos a perturbaciones, este caso de estudio responde a los eventos planteados en la **Tabla 5.10**. Los valores de las cargas se ajustan a una potencia de 10 [MVar] tanto para *Load A* como para *Load B*.

Tabla 5.10 Eventos a realizar en el Caso 4

No	Nombre del Evento	Elemento	Tiempo [s].
1	Salida de Carga	Load A	10
2	Salida de Carga	Load A	10
	Entrada de Carga	Load A	20
	Salida de Carga	Load A	40
	Entrada de Carga	Load A	50
3	Salida de Carga	Load A	10
	Entrada de Carga	Load A	20
	Salida de Carga	Load B	10
	Entrada de Carga	Load B	20

En la **Figura 5.31** se puede observar que al transcurrir una perturbación de salida de carga Load A en el tiempo $t=10$ s. se presenta un pico de voltaje con un incremento de 1 [p.u.] a 1.003 [p.u.] lo que es inferior al 1%, transcurrida la falla es notable que durante aproximadamente 20 segundos existe un ruido en la onda, el cual es producido por la sintonización de los parámetros ya que, el modelo anterior fue incorporado a una nueva red y en este nuevo caso se consta de 2 dispositivos FACTS con controlador independiente lo que genera una diferencia en la red anterior a la actual.

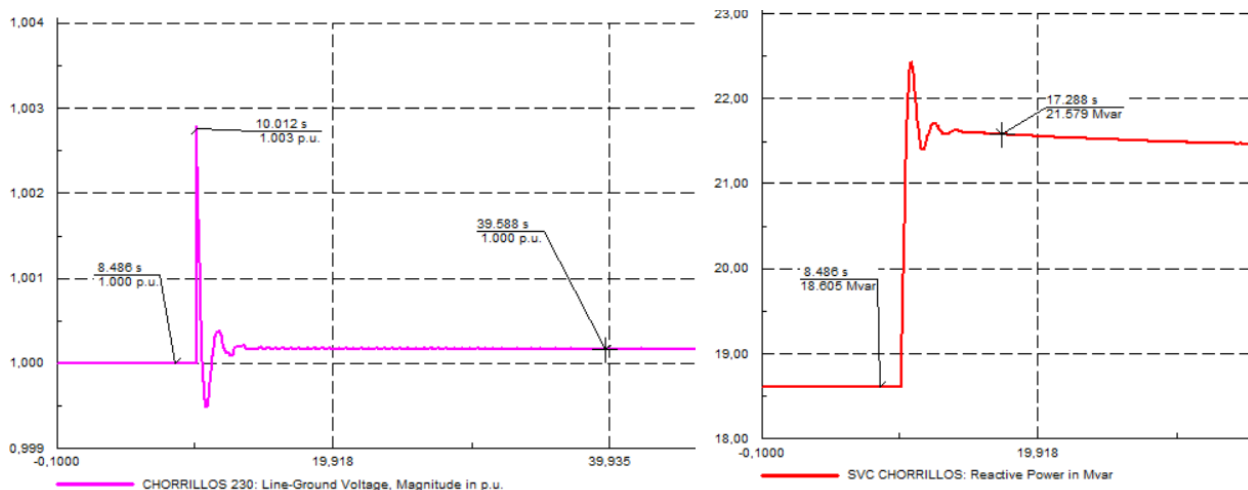


Figura 5.31 Voltaje y Potencia reactiva en Chorrillos 230kV evento 1.

Para el segundo evento que se presenta en la **Figura 5.32** se evalúa la estabilidad a largo plazo en la red, generando un evento de entrada y salida de la carga *Load A* al segundo 10 y 20, y repitiéndolo en el tiempo 40 y 50. Tanto para la entrada como para la salida se tiene un incremento y decremento de 0,003 [p.u.] en la magnitud del voltaje, y una recuperación de la curva de voltaje que se establece

nuevamente en 1 [p.u.]. En el presente caso es mucho más notable el ruido de la onda y a pesar de que la amplitud de las oscilaciones es inferior al 0,0001%, este ruido debería ser corregido con una sintonización óptima de los parámetros del controlador, así como fue mencionado en el evento anterior.

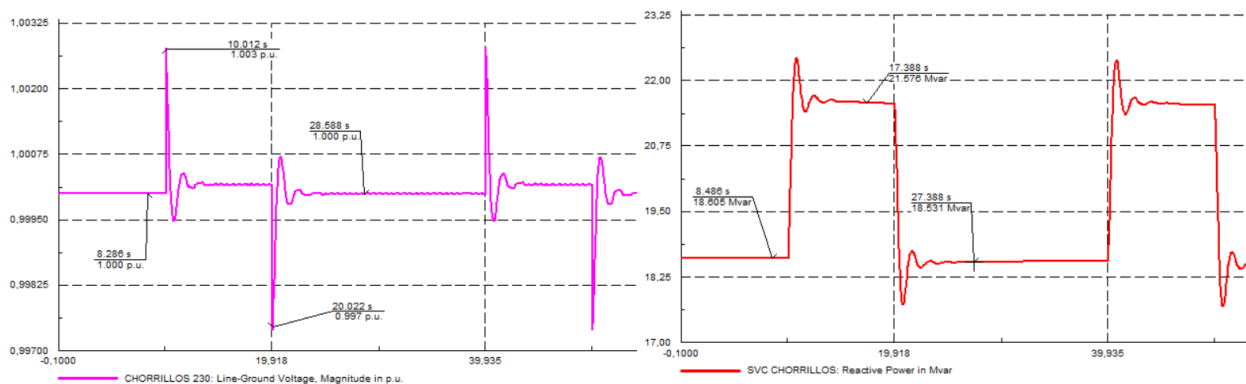


Figura 5.32 Voltaje y Potencia reactiva en Chorrillos 230kV evento 2.

Dos eventos de entrada y salida de carga son generados simultáneamente en *Load A* y *Load B*. El comportamiento de la magnitud de voltaje de cada controlador se puede apreciar en la **Figura 5.33** en donde se ve que el control en la barra de Chorrillos es mejor que el control en la barra de Piura. En la barra de Chorrillos 230 kV el ruido se logra estabilizar 8 segundos después de que ha transcurrido el ultimo evento.

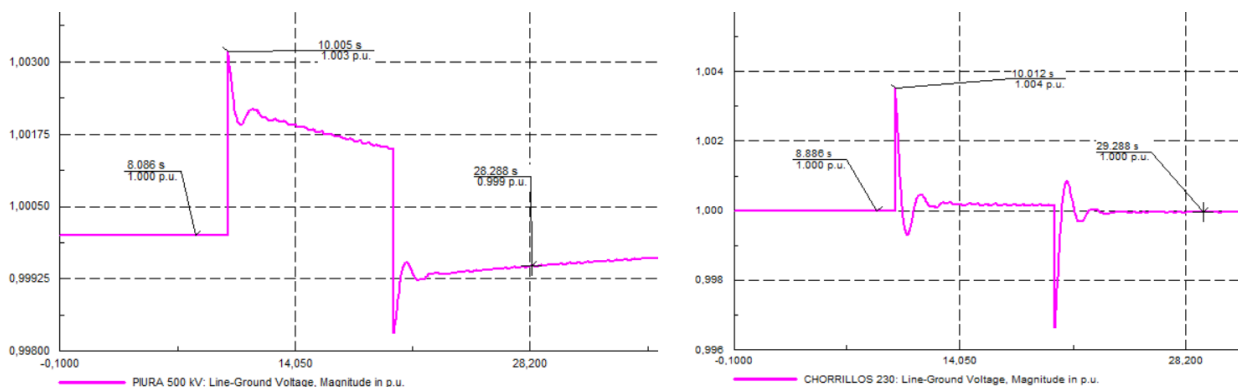


Figura 5.33 Voltajes en Chorrillos 230kV y Piura 500kV evento 3.

5.7. EVALUACIÓN DE IMPACTOS

La **Tabla 5.11** presenta el costo de los dispositivos FACTS seleccionados, y se deduce que el dispositivo SVC será menos costoso a comparación de un dispositivo STATCOM, sin embargo, teóricamente el dispositivo STATCOM tiene como ventaja ser un elemento robusto ante perturbaciones en la red permitiendo una rápida estabilidad del sistema por lo cual es ventajoso implementar dicho dispositivo en la red de Ecuador-Perú.

Tabla 5.11 Costo de los dispositivos FACTS.

Dispositivos FACTS	Costo (US \$)	Potencia (Mvar)	Precio estimado (\$/kvar)
SVC	40/kvar	150	\$ 6,000,000.00
STATCOM	50/kvar	150	\$ 7,500,000.00
Dispositivos FACTS	Costo (US \$)	Potencia (Mvar)	Precio estimado (\$/kvar)
SVC	40/kvar	200	\$ 8,000,000.00
STATCOM	50/kvar	200	\$ 10,000,000.00

En el Sistema Nacional Eléctrico Ecuatoriano se utiliza dispositivos de conmutación mecánicos sin embargo, estos equipos presentan desventajas ante perturbaciones en la red, por ello con el propósito de obtener un sistema estable se plantea el análisis de compensadores dinámicos, en la **Tabla 5.12** se presenta una comparación de los dispositivos compensadores, como se puede observar los dispositivos FACTS basados en VSC son los SVC, STATCOM y tienen una respuesta más rápida en la conmutación además que su vida útil es infinita permitiendo operar al sistema sin interrupciones.

Tabla 5.12 Comparación entre dispositivos de control en el SEP [9].

Parámetro/Tecnología	Dispositivo de conmutación mecánica	FACTS basados en tiristores	FACTS basados en VSC
Velocidad de respuesta	Varios ciclos a segundos	≈ 1	< 1 ciclo
Vida útil	Hasta 5000 operaciones	Infinitas (en teoría)	Infinitas (en teoría)
Costos	Menos costosos	Mas costosos	Mucho más costosos

Con la finalidad de presentar el impacto que tienen los dispositivos FACTS en el Sistema Eléctrico de Potencia se exhibe la **Tabla 5.13**, en donde se observa los dispositivos seleccionados para este trabajo de titulación y la aplicación que se relaciona con la gran cantidad de problemas que puede

presentar un sistema de potencia y las diferentes maneras en los que contribuyen estos dispositivos para solventar estas dificultades.

Tabla 5.13 Impacto de los dispositivos FACTS en el SEP [45].

Ítems	SVC	STATCOM	TCSC
Flexibilidad de control	Bueno	Excelente	Bueno
Control	Bueno	Excelente	Bueno
Armónicos	Bueno	Bueno	Bueno
Capacidad de potencia reactiva	descontinuo	Continuo	
Precisión de la compensación	Bueno	Bueno	Bueno

Al identificar los impactos de los dispositivos FACTS en el sistema se puede considerar que una de las mejores opciones es el dispositivo STATCOM puesto que reduce los impactos negativos y maximiza los positivos con relación a su flexibilidad de control, capacidad de potencia reactiva, precisión de compensación, etc.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente capítulo se exponen las conclusiones obtenidas del trabajo de investigación y sus recomendaciones.

6.1. CONCLUSIONES

En la validación de los casos de estudio, se identificó que el modelo STATCOM desarrollado por [10] garantiza estabilidad de voltaje en la barra donde se encuentra regulando, además que, su respuesta ante variaciones de carga es mucho más rápida que la de un dispositivo SVC. Mientras que, el TCSC tiene como función primordial variar la impedancia serie de la línea para regular el voltaje, al tiempo que mantiene el flujo de potencia dentro de un rango preestablecido.

Para representar el SVC de la Subestación Chorrillos y Piura, es factible utilizar el modelo *SVC Example With Interface* de la librería de PowerFactory. El cual consta de un controlador proporcional integral (PI) que permite una mejor respuesta ante perturbaciones. Dado que la curva QV para Chorrillos difiere de una potencia de 45,5 [MVar] con respecto a la barra de Piura para un voltaje de adecuado de 1 [p.u.] y, conociendo que la potencia instalada del SVC en Chorrillos es de 150 [MVar], en este trabajo se definió que la potencia del SVC a instalarse en Piura, para regular el voltaje dentro de los límites establecidos por ARCERNR 002/20, deberá encontrarse en un rango de 150 a 200 [MVar].

La curva QV en la barra de Piura indica el incremento de voltaje en función de la cantidad de reactivos que se inyecten a la barra. Tomando en consideración los escenarios de demanda del estudio del COES en la barra de Piura se determinó que se necesita absorber 114,2 [MVar] reactivos para llegar al límite inferior de voltaje, 0,95 [p.u.] correspondiente al escenario de demanda mínima. Por otra parte, la demanda máxima estableció para un voltaje límite de 1,05 [p.u.] una potencia equivalente de 220,565 [MVar].

En la implementación del SVC y STATCOM en régimen permanente se obtuvieron las mismas potencias necesarias para estabilizar el voltaje de barra en 1 [p.u.] como lo determinó la curva QV, por lo que ambos dispositivos son adecuados para mejorar la estabilidad de voltaje en Piura. Para regular el voltaje en 1,00 [p.u.] para demanda máxima en Piura requiere una potencia de 105,491[MVar].

6.2. RECOMENDACIONES

En este trabajo se utilizan técnicas heurísticas para definir los parámetros de los controladores de FACTS, trabajos futuros podrían considerar técnicas modernas de sintonización de FACTS con el fin de obtener un control óptimo en cualquier sistema que requiera de la implementación de dichos dispositivos.

Una vez incluidos los dispositivos FACTS en el sistema de transmisión se recomienda realizar nuevos estudios de estado estable y estado dinámico que permitan determinar las protecciones adecuadas para el Sistema Nacional Interconectado.

Para cada caso de estudio se han presentado simulaciones en dominio del tiempo que permiten analizar el comportamiento dinámico de los controladores, con el objetivo de mejorar la estabilidad de voltaje en el sistema y considerando eventos de carga únicamente de tipo reactiva. Para realizar un análisis en donde implique eventos de potencia activa y reactiva se recomienda modelar también los controles asociados a generadores: AGC, AVR y PSS.

7. REFERENCIAS

- [1] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basado en programación no lineal considerando ubicación óptima de SVC,” *I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 9, 2021, doi: 10.33412/idt.v17.1.2918.
- [2] E. Castro, “Variación de tensión con respecto a la potencia ractiva,” vol. 1, pp. 1–6, 2016.
- [3] COES, “Equivalente Externo del Sistema Ecuador-Colombia para la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV,” *COES*, vol. 1, no. Equivalente Externo del Sistema Ecuador-Colombia para la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV., p. 16, 2021.
- [4] A. Gomez, A. Bedoya, and J. Marulanda, “Aplicación del control inteligente en oscilaciones usando FACTS (STATCOM y SVC),” *Universidad Distrital Francisco José de*, Apr. 28, 2017. <https://www.redalyc.org/journal/2570/257054721004/html/> (accessed Apr. 25, 2022).
- [5] C. Jos, C. Gonz, J. Peña, and G. Suquillo, “Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC),” *Compensador Estatico Potencia React. Svc*, 2003, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec>
- [6] DIgSILENT PowerFactory, *Integrated Power System Analysis Software_User Manual*. Gomarigen, Germany: DIgSILENT GmbH, 2014. [Online]. Available: <http://www.digsilent.de>
- [7] J. Perez and A. en el área norte del Sistema Eléctrico Peruano,” Universidad Nacional del Callao, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.bpj.2015.06.056%0Ahttps://academic.oup.com/bioinformatics/article-abstract/34/13/2201/4852827%0Ainternal-pdf://semisupervised-3254828305/semisupervised.ppt%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.str.2013.02.005%0Ahttp://dx.doi.org/10.10>
- [8] A. Bedoya Londoño, “Aplicación del Control Inteligente en el Amortiguamiento De Oscilaciones Usando FACTS (STATCOM Y SVC),” Universidad Tecnológica de Pereira, 2014.
- [9] N. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York, 2000. doi: 10.1201/9781351075190.

- [10] F. Gonzalez-Longatt and J. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. New York: Springer, 2014.
- [11] B. Jadán, “Efecto de la operación del SVC de la Subestación Chorrillos en la distorsión armónica de corriente y voltaje en el Sistema Nacional de Transmisión,” Escuela Politécnica Nacional, 2017. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec>
- [12] J. Grainger and W. J. de *Sistemas de Potencia*. Carolina del Norte: McGRAW-HILL, 1996. Gómez, y *de sistemas de energía eléctrica*. Madrid: McGRAW-HILL, 2002.
- [15] R. Mujal, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*, vol. I. 2002. Accessed: May 13, 2022. [Online]. Available: [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=KgNqBQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA2&dq=Protección+de+sistemas+eléctricos+de+potencia&ots=lhSw9AguSM&sig=CmNJPomzeYow6Dm5U2Av7PucKiE#v=onepage&q=Protección de sistemas eléctricos de potencia&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=KgNqBQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA2&dq=Protección+de+sistemas+eléctricos+de+potencia&ots=lhSw9AguSM&sig=CmNJPomzeYow6Dm5U2Av7PucKiE#v=onepage&q=Protección+de+sistemas+eléctricos+de+potencia&f=false)
- [16] A. A. Sallam and O. P. Malik, *Power System Stability Power System Stability*. London, United Kingdom: IET POWER AND ENERGY SERIES 76, 2015.
- [17] S. X. Santana Alarcón, “Metodología de análisis para la incorporación de dispositivos facts en sistemas de potencia,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014. Accessed: Jul. 15, 2022. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7250/1/CD-5398.pdf>
- [18] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. Toronto: Copyrighted Material, 1994.
- [19] J. Carrillo, “Desarrollo de un módulo de software en el lenguaje de programación fortran para simulación de eventos transitorios electromagnéticos en unidades de generación,” Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [20] E. Cortina González, “Universidad Central ‘Marta Abreu’ De Las Villas. Facultad De Ingeniería Eléctrica,” Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas, 2017.
- [21] G. Di Lavello, “Control Automático de Generación (AGC).” Universidad de la República, Argentina, p. 163, 2019.
- [22] H. Saadat, “Power System Analysis,” in *Power System Analysis*, United States of America:

WCB/McGraw-Hill, 1999, pp. 545–548.

- [23] A. M. López Tapia, “El control automático de generación AGC en el SNI como un servicio complementario,” Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [24] CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), “Gestión del Flujo de Potencia Reactiva,” *CREG*, vol. 1, no. CREG, pp. 11–11, 2005, [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8f0d46ae7d55f6640525785a007a6b74/\\$FILE/D-018_GESTIÓN_DEL_FLUJO_DE_POTENCIA_REACTIVA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8f0d46ae7d55f6640525785a007a6b74/$FILE/D-018_GESTIÓN_DEL_FLUJO_DE_POTENCIA_REACTIVA.pdf)
- [25] S. Corsi, *Voltage control and protection in electrical power systems: From system components to wide-area control*. 2015. doi: 10.1007/978-1-4471-6636-8.
- [26] T. U. Okeke and R. G. Zaher, “Flexible AC Transmission Systems (FACTS),” *Conf. Exhib. - 2013 Int. Conf. New Concepts Smart Cities Foster. Public Priv. Alliances, SmartMILE 2013*, pp. 1–4, 2013, doi: 10.1109/SmartMILE.2013.6708208.
- [27] D. Povh, “Use of HVDC and FACTS,” *IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 235–245, 2000, doi: 10.1109/5.824001.
- [28] J. P. Rivera Barrera, “Modelamiento Y Simulación De Dispositivos Facts Para Estudios Eléctricos De Estado Estable,” Universidad de Antioquia, 2014. [Online]. Available: <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/54/1/ModelamientoFACTSEstudioselectronicos.pdf>
- [29] CIGRE, *Flexible AC Transmission Systems*, CIGRE. Paris, France: Springer, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-35386-5_16.
- [30] R. Kowalak, “Modelling of Power Electronic Compensators for the Analysis of Power System Operation,” *Acta Energ.*, vol. 17, no. 4, pp. 48–55, 2013, doi: 10.12736/issn.2300-3022.2013405.
- [31] C. López Martínez, “Aplicación de compensadores estáticos de vars en sistemas eléctricos de potencia,” Instituto Politécnico Nacional, 2010. [Online]. Available: <http://www.cic.ipn.mx/sitioCIC/images/sources/cic/tesis/B020892.pdf>
- [32] D. J. Hanson, M. L. Woodhouse, C. Howill, D. R. Monkhouse, and M. M. Osborne,

- “STATCOM : a new era of reactive compensation,” *Power Eng. J.*, no. June, pp. 151–160, 2002.
- [33] M. Youjie, A. Huang, and X. Zhou, “A review of STATCOM on the electric power system,” *2015 IEEE Int. Conf. Mechatronics Autom. ICMA 2015*, pp. 162–167, 2015, doi: 10.1109/ICMA.2015.7237475.
- [34] A. H. Norouzi and A. M. Sharaf, “Two control schemes to enhance the dynamic performance of the STATCOM and SSSC,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 435–442, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.839725.
- [35] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, Springer-V., vol. 7, no. 1. Dortmund, Germany: Springer, 2015. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/269107473_What_is_governance/link/548173090cf22525dcb61443/download%0Ahttp://www.econ.upf.edu/~reynal/Civilwars_12December2010.pdf%0Ahttps://think-asia.org/handle/11540/8282%0Ahttps://www.jstor.org/stable/41857625
- [36] J. F. de ajustes de la protección de sobrecorriente en base a la estimación de corrientes de cortocircuito usando mediciones locales,” Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [37] D. Sweeting, “Applying IEC 60909, Short-Circuit current calculations,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, no. 2, pp. 575–580, 2012, doi: 10.1109/TIA.2011.2180011.
- [38] I. F. Campaña López, “Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias n-1,” vol. I, pp. 7–7, 2021.
- [39] D. de la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no Renovables, “REGULACIÓN No. ARCERNNR-002/20.” Quito, Ecuador, p. 35, 2020.
- [40] F. Milano, “Power System Analysis Toolbox,” *Documentation for PSAT version 2.0.0*, Feb. 14, 2008. <https://studylib.net/doc/18336162/federico-milano> (accessed Jul. 28, 2022).
- [41] R. A. Robinson Daniel, “Desarrollo de casos de estudios en base al sistema nacional interconectado de ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2022. [Online]. Available:

<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf>

- [42] K. Y. Lee, M. M. Farsangi, and H. Nezamabadi-pour, “Hybrid of Analytical and Heuristic Techniques for FACTS Devices in Transmission Systems,” no. 2, pp. 1–8, 2007.
- [43] Y. Chang, Z. Xu, G. Cheng, and J. Xie, “A Novel SVC Supplementary Controller Based on Wide Area Signals,” pp. 1–7, 2006.
- [44] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle Swarm Optimization,” pp. 1942–1948, 1995.
- [45] M. A. Kamarpsahi, T. Tayyebifar, and S. Mohammad, “Performance Comparison of STATCOM & SVC in Reactive Power Control Strategy for Wind Farm,” no. June, 2014.

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A: REDUCCIÓN DE LA S/E SAN RAFAEL- COCA CODO SINCLAIR- EL INGA

En la **Figura A.1** se exhibe el sistema nacional reducido por [41], al cual posteriormente se aplica network reduction por medio de programación DSL.

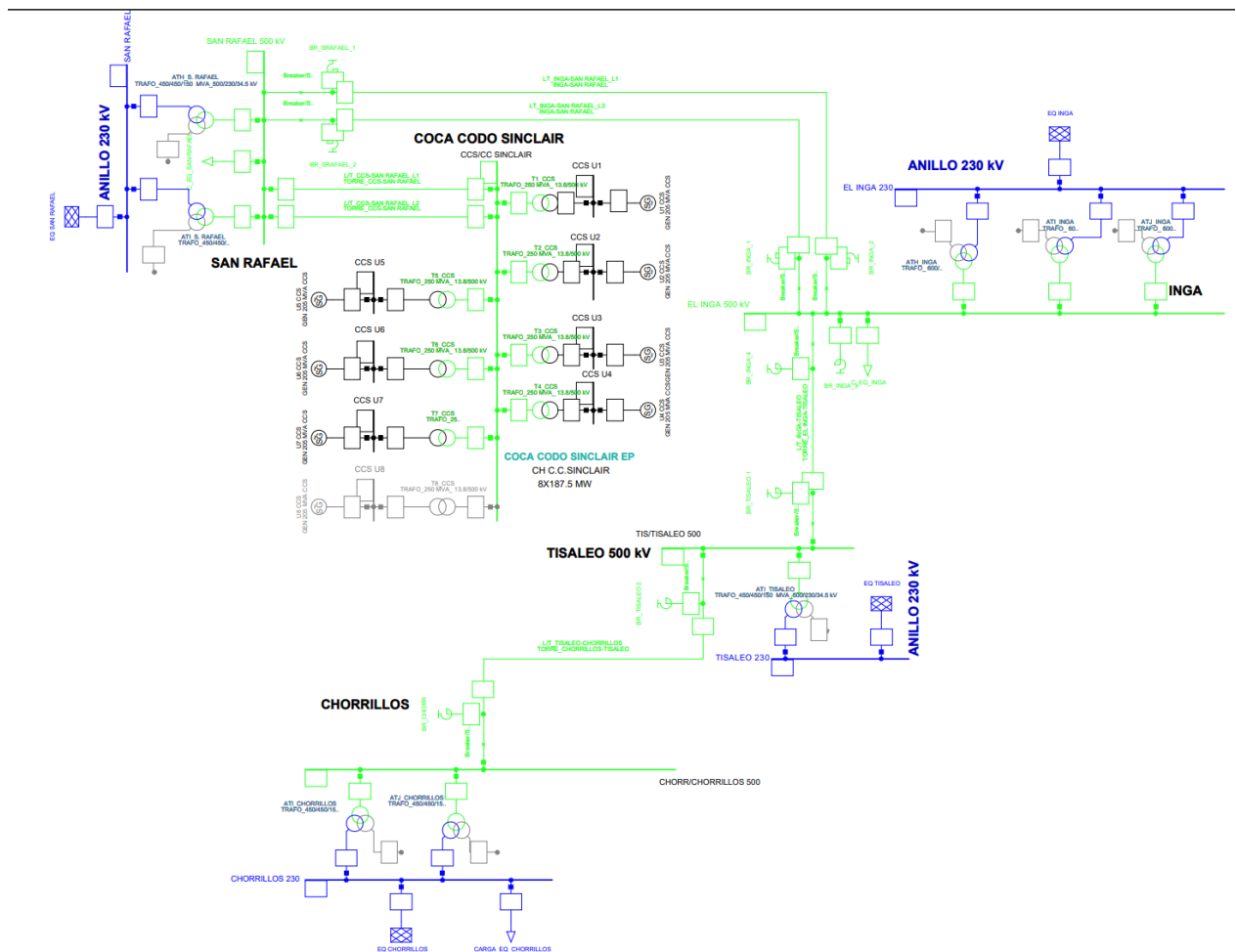


Figura A.1 Sistema Nacional Ecuatoriano Reducido [41].

En la **Figura A.2** el funcionamiento del script para la reducción de red evalúa que el ingreso de los parámetros sea correcto, caso contrario imprime un mensaje de error y termina el programa. Después se obtiene datos de barra y ejecuta un cortocircuito trifásico y monofásico para obtener los valores de potencia e impedancia con los que realiza los respectivos cálculos, por último, el

programa procede a ejecutar los valores programados obteniendo los resultados necesarios para la ubicación del External Grid.

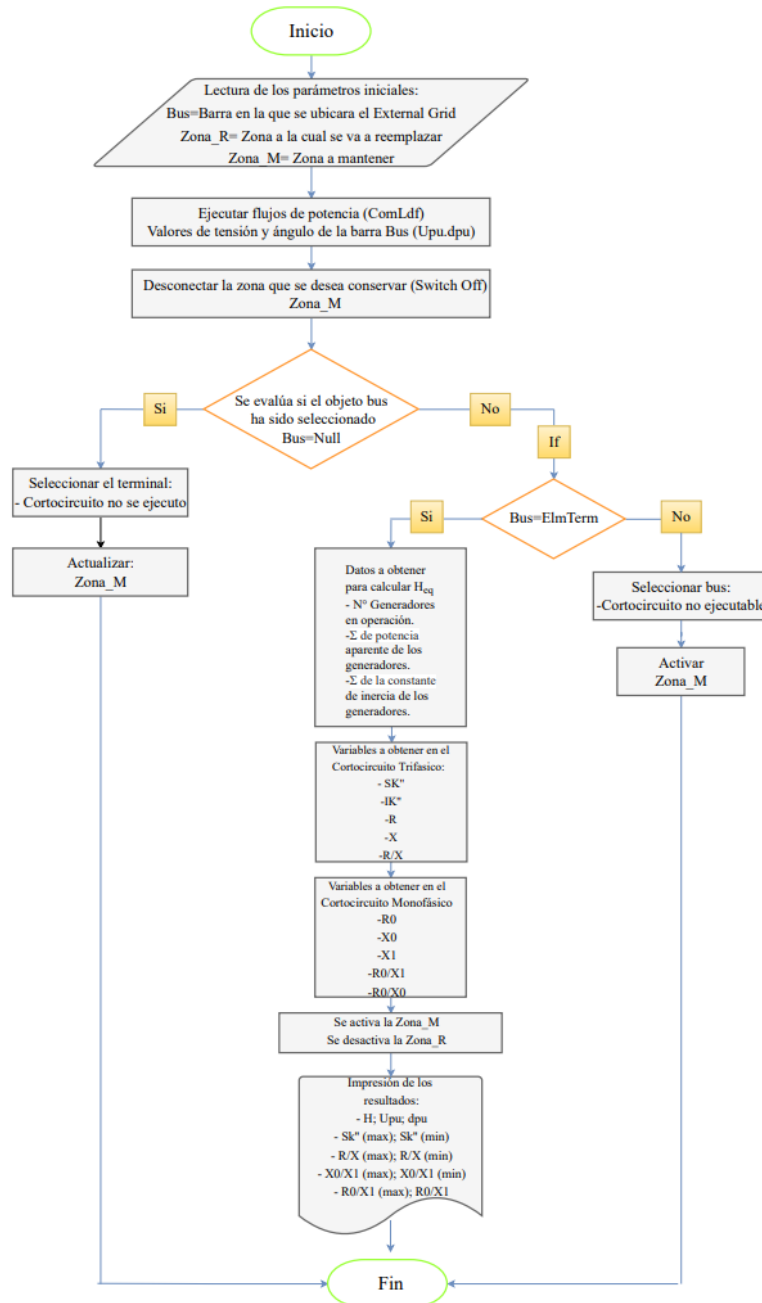


Figura A.2 Diagrama de Flujo del Script.

La **Figura A.3** presenta el sistema con su respectivo *External Grid* ubicado en la barra de Tisaleo 500 kV, permitiendo obtener un sistema mas reducido, este procedimiento tambien se realiza para la red Pasaje-Piura en donde el *External Grid* se ubica en la barra de Pasaje 500 kV.

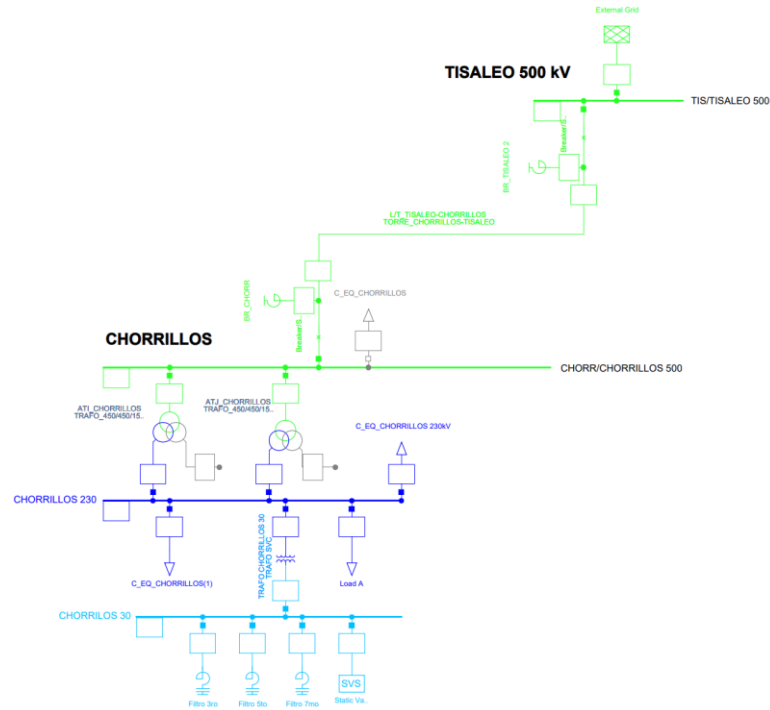


Figura A.3 Sistema Tisaleo-Chorrillos con Equivalente de Red.

8.2. ANEXO B: VALIDACIÓN DEL STATCOM Y TCSC

8.2.1. STATCOM conectado al sistema de 9 barras

Para la validación del dispositivo STATCOM se procede a ubicarlo en la barra 5 tal y como se muestran en la **Figura B.**

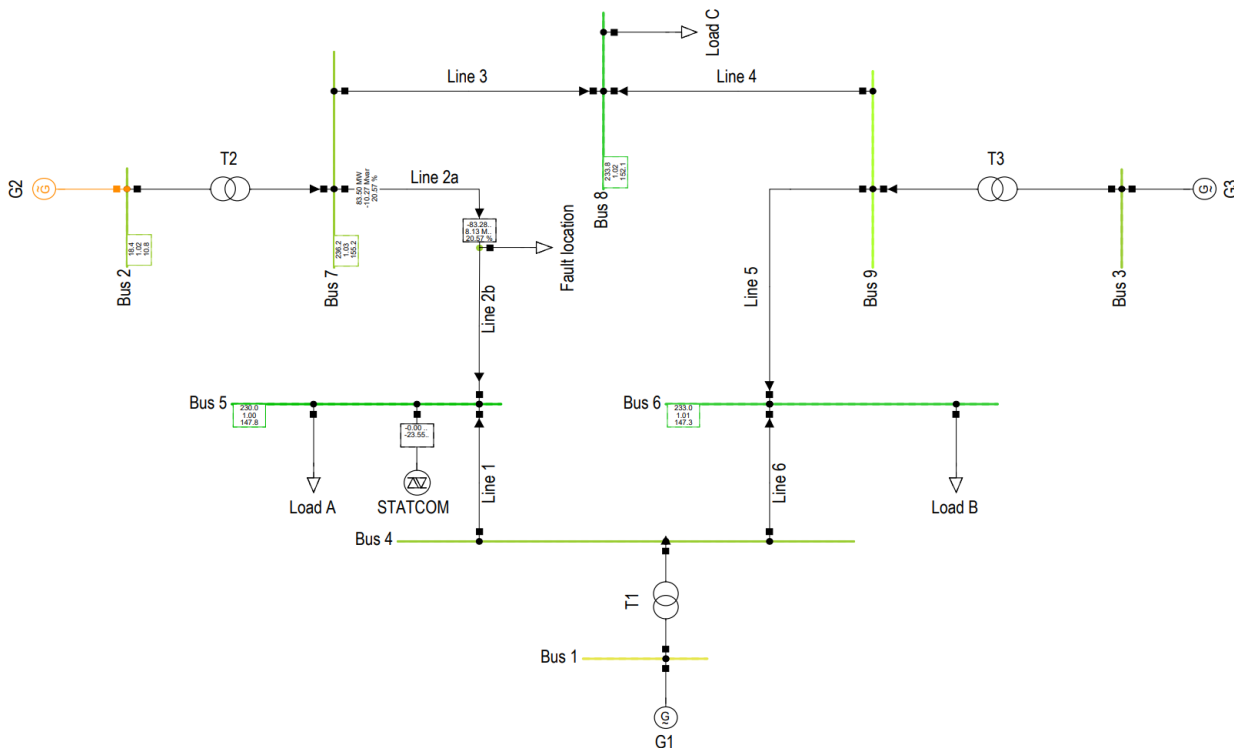


Figura B.4. Conexión del dispositivo STATCOM.

Los datos básicos utilizados en el elemento STATCOM son los mostrados en la **Figura B.4** donde su potencia aparente es de 50 [MVA] con un factor de potencia de 0.8 el cual viene siendo el rendimiento del elemento en el sistema eléctrico.

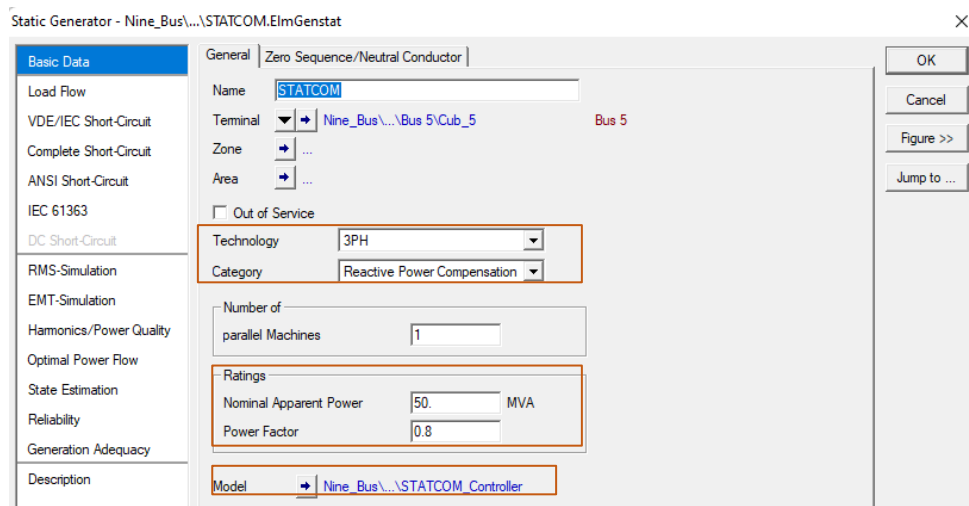


Figura B.5. Datos básicos del elemento STATCOM.

En la ventana de *Load Flow* de la **Figura B.5** se muestra la configuración del STATCOM el cual su controlador local será de voltaje, correspondiente a la barra 5 como una barra PV. Los límites de potencia reactiva pueden especificarse como limites constantes o mediante la curva en este caso no se considera una curva de capacidad por lo cual se ingresan los límites de operación manualmente.

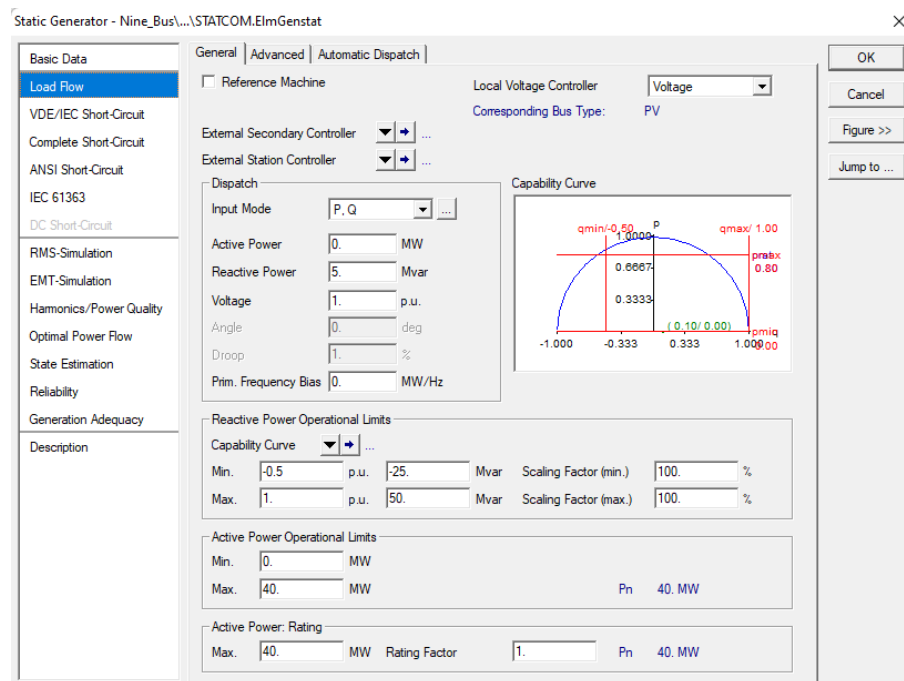


Figura B.6. Datos del flujo de carga del STATCOM.

Los límites de potencia activa se determinan con la finalidad de que no supere el rango durante el cálculo del flujo de carga, si sobrepasara el rango expuesto se obtendrá una ventana de advertencia. Y la clasificación de potencia se calcula como $(P = S * fp)$.

8.2.2. TCSC conectado al sistema de 9 barras

En la **Figura B.7.** se encuentra el ejemplo de 9 barras propio de PowerFactory en donde está conectado el TCSC que se compone por un capacitor serie y un reactor controlado que están ubicados en la barra 7 y en una nueva barra denominada *FACTS*.

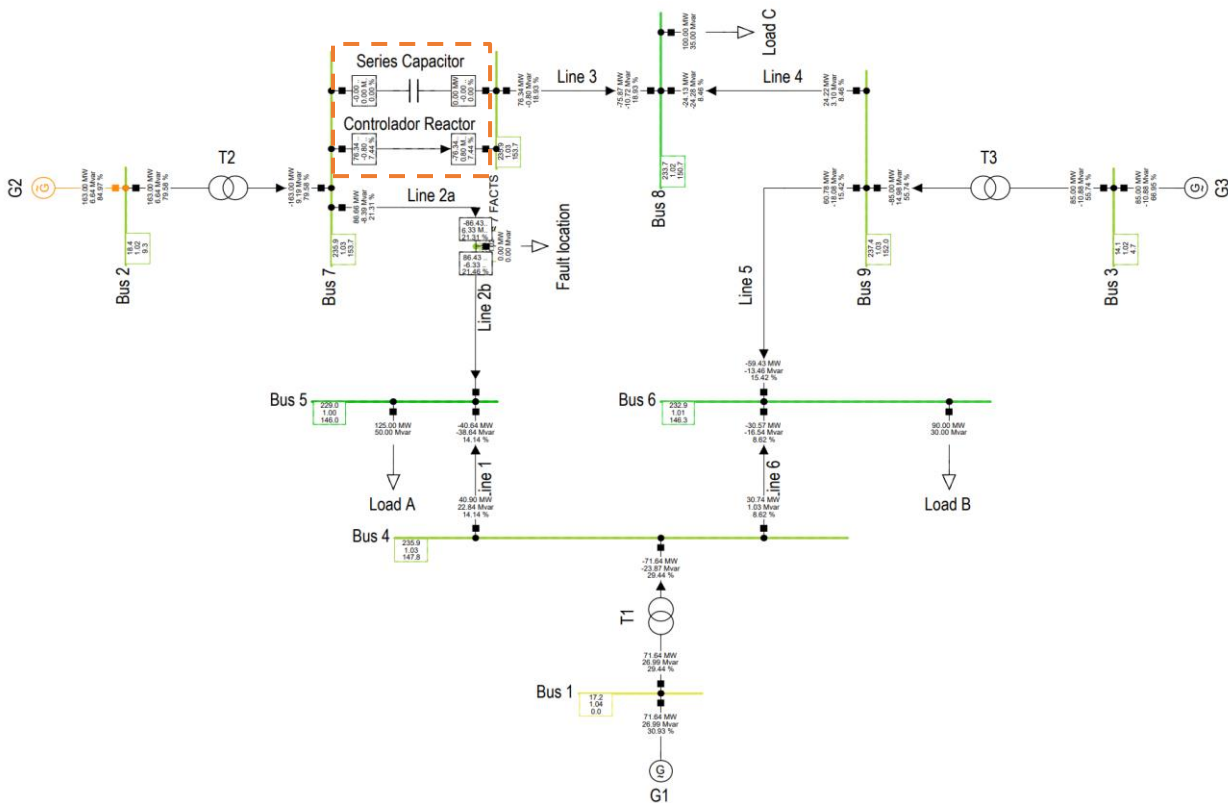


Figura B.7. Conexión del dispositivo TCSC.

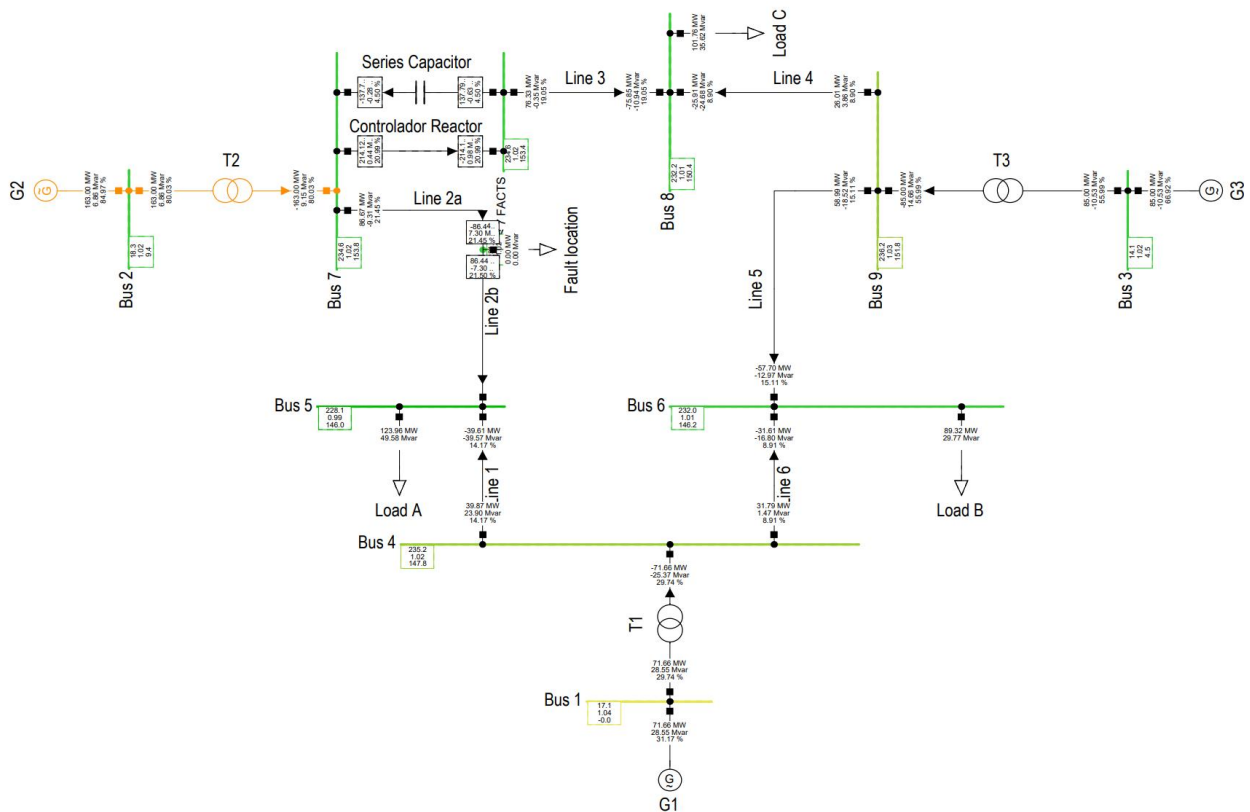


Figura B.8 Flujo de potencia ante una variación de carga del 3%.

La **Figura B.8** al realizar un evento en el dominio del tiempo RMS con un incremento al 3% en la carga *Load C*, se puede observar que para mantener una potencia de 76,33 [MVar] en la línea 3, el TCSC incrementa su impedancia de la red mediante la utilización del compensador en serie, con la finalidad de que su potencia activa se mantenga dentro del límite al cual operaba inicialmente. Esto se deduce por la siguiente ecuación, en donde los voltajes, ángulos y reactancia son propios de la línea de transmisión a compensar.

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_L \cdot X_{TCSC}} \sin(\delta)$$

Por ende, el objetivo del compensador TCSC es variar su reactancia X_{TCSC} para mantener la potencia requerida en la línea. Por lo tanto, no es necesario aumentar el voltaje de generación sino simplemente disminuir la reactancia o aumentarla según sea el caso mediante el controlador TCSC.

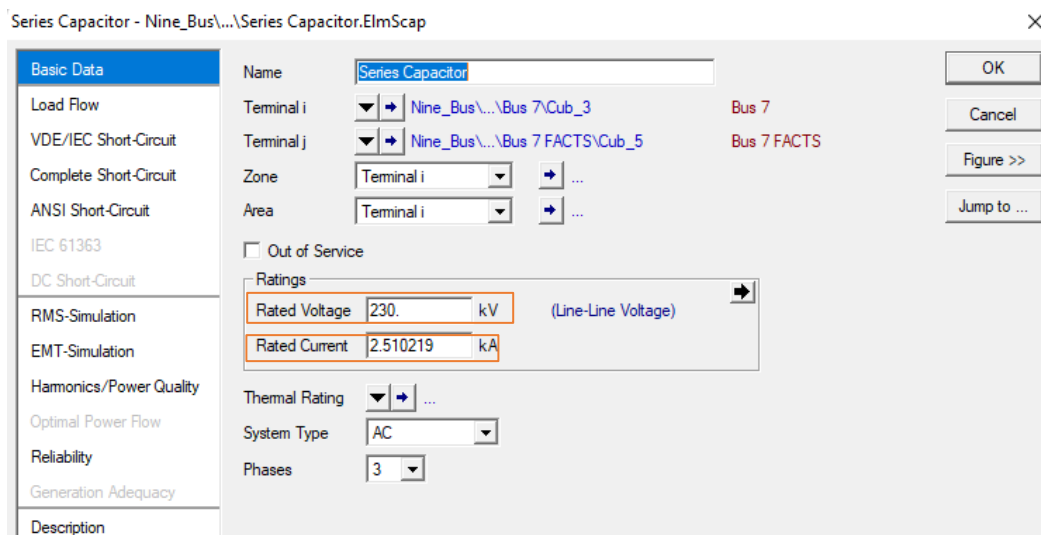


Figura B.9. Datos básicos del capacitor en serie.

La configuración de estos elementos se explica en la **Figura B.9** donde el voltaje del capacitor serie es de 230 kV y una corriente de 2.510 kA esto hace referencia a la clasificación en la que se encuentra el sistema.

Mientras que el reactor serie se compone por la **Figura B.10** en donde su voltaje de línea para este sistema es de 230 kV y su potencia es de 1000 MVA.

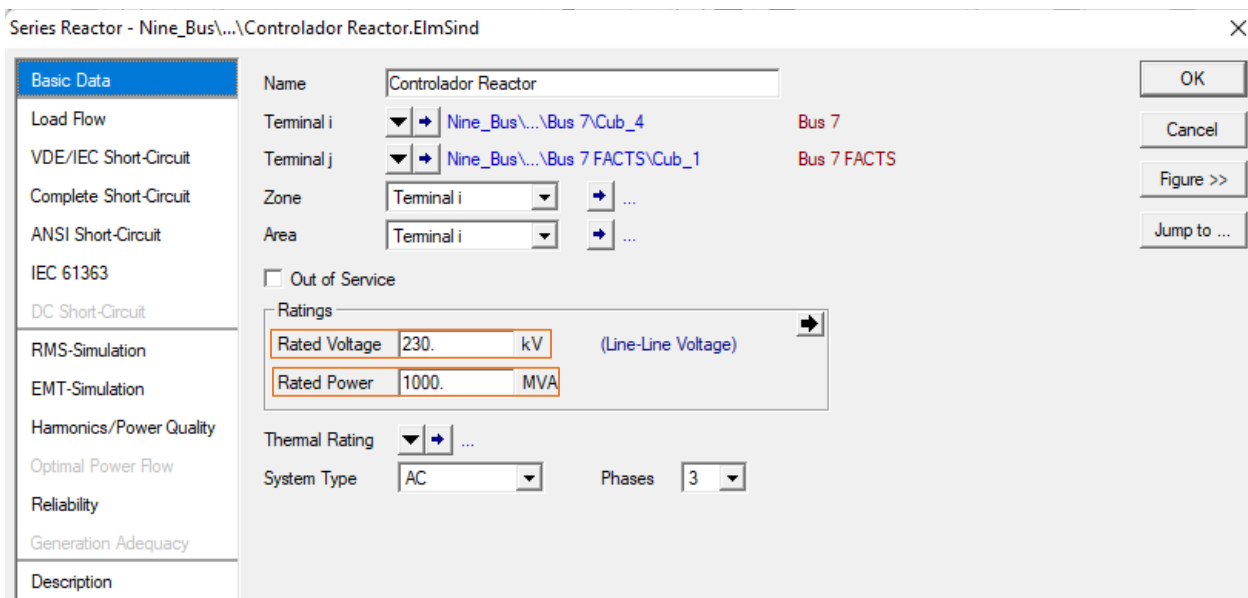


Figura B.10 Datos básicos del reactor serie.



Document Information

Analyzed document	TESIS_GUAMAN_VILLACIS.docx (D143406088)
Submitted	2022-08-30 20:03:00
Submitted by	
Submitter email	wilian.guaman8956@utc.edu.ec
Similarity	2%
Analysis address	wilian.guaman8956.utc@analysis.arkund.com

Sources included in the report

W	URL: http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf Fetched: 2022-01-24 00:05:04		4
SA	INFORME PROYECTO SVC.pdf Document INFORME PROYECTO SVC.pdf (D62792839)		2
W	URL: https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70786/fichero/ETSI_TFM_NEEL+VARGAS.pdf Fetched: 2022-01-02 12:37:00		1
W	URL: https://docplayer.es/206291894-Universidad-central-marta-abreu-de-las-villas-facultad-de-ingenieria-electrica-departamento-de-electroenergetica-trabajo-de-diploma.html Fetched: 2022-06-17 18:58:35		1
SA	5745-Escalante Cárdenas, Sergio León[OCR]_.pdf Document 5745-Escalante Cárdenas, Sergio León[OCR]_.pdf (D51629108)		1