

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN**

**Título del trabajo**

Evaluación técnica de tecnologías FACTS en el corredor de distribución eléctrica  
Baltra-Santa Cruz.

INGE - 2835

**Proyecto Integrador**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Jhon Alexander Herrera Sapa

Guayaquil – Ecuador

Año: 2025

## **Dedicatoria**

---

Expreso mi gratitud a Dios, por concederme la vida y la fortaleza necesarias para avanzar en cada etapa de este proceso.

A mi familia, por su apoyo incondicional y su amor constante, que han sido fuente de motivación y aliento en la consecución de mis objetivos.

## **Agradecimientos**

---

Manifiesto mi profundo agradecimiento al CENACE y a la ESPOL por brindarme la oportunidad de ser parte de este proyecto innovador, que representa el inicio de nuevos desafíos en mi desarrollo profesional.

Extiendo también mi gratitud al Dr. Javier Urquiza y al Ing. Andrés Jacho, quienes con su guía constante, sus enseñanzas y su respaldo académico y personal fueron fundamentales en el avance de este trabajo.

De igual manera, agradezco a la Ing. Jocelyne Salgado por su confianza y por motivarme a dar ese salto de fe que impulsó tanto mi crecimiento personal como profesional.

## Declaración Expresa

---

Yo/Nosotros Jhon Alexander Herrera Sapa acuerdo/acordamos y reconozco/reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 29 de mayo del 2025.

---

Jhon Alexander Herrera Sapa

## **Evaluadores**

---

**Sixifo Daniel Falcones Zambrano**

Profesor de Materia

---

**Javier Alejandro Urquiza Calderón**

Tutor de proyecto

## Resumen

En este trabajo se llevó a cabo la evaluación y comparación del desempeño de las tecnologías FACTS: SVC, STATCOM y TCSC, aplicadas en el corredor de distribución que enlaza las islas Baltra y Santa Cruz dentro del Sistema Eléctrico de Galápagos, empleando el software DIgSILENT PowerFactory.

La metodología se estructuró en cinco fases: en la primera se analizó el comportamiento preliminar del sistema frente a eventos dinámicos previamente definidos; en la segunda, se procedió al modelado de los dispositivos FACTS en lenguaje **DSL** para simular su respuesta dinámica; en la tercera, se realizó la parametrización de los controladores para asegurar su adecuado funcionamiento; en la cuarta fase, se integraron las tecnologías al sistema y se evaluaron mediante simulaciones dinámicas y transitorias frente a diferentes contingencias; y finalmente, en la quinta, se optimizaron los parámetros del dispositivo con mejor desempeño con el fin de incrementar la estabilidad de voltaje ante perturbaciones.

Los resultados evidencian que cada tecnología aporta al fortalecimiento de la estabilidad del sistema frente a disturbios de distinta magnitud y contribuye a mejorar la eficiencia operativa de la red. Entre ellas, el **SVC**, con parámetros optimizados, presentó la respuesta más rápida y estable, posicionándose como la opción más efectiva.

.

**Palabras Clave:** Estabilidad, Control, Voltaje y Potencia

## Abstract

In this work, the performance of FACTS technologies—SVC, STATCOM, and TCSC—was evaluated and compared in the distribution corridor linking Baltra and Santa Cruz Islands within the Galápagos Power System, using DIgSILENT PowerFactory software.

The methodology was structured into five phases: in the first, the preliminary behavior of the system was analyzed under predefined dynamic events; in the second, the FACTS devices were modeled in DSL language to simulate their dynamic response; in the third, the controllers were parameterized to ensure proper operation; in the fourth phase, the technologies were integrated into the system and assessed through dynamic and transient simulations under different contingencies; and finally, in the fifth, the parameters of the best-performing device were optimized in order to enhance voltage stability under disturbances.

The results demonstrate that each technology contributes to strengthening system stability against disturbances of varying magnitudes and helps improve the operational efficiency of the network. Among them, the SVC, with optimized parameters, delivered the fastest and most stable response, positioning itself as the most effective option.

**Keywords:** Stability, Control, Voltage, Power

## Índice general

<b>Resumen .....</b>	I
<b>Abstract .....</b>	II
<b>Índice general.....</b>	III
<b>Abreviaturas .....</b>	IV
<b>Simbología .....</b>	V
<b>Índice de figuras .....</b>	VI
<b>Índice de tablas.....</b>	VIII
<b>Capítulo 1.....</b>	1
1.1    Introducción .....	2
1.2    Descripción del problema .....	7
1.3    Justificación del problema .....	9
1.4    Objetivos .....	10
1.4.1    Objetivo general.....	10
1.4.2    Objetivo específico.....	10
1.5    Estado del arte .....	11
<b>Capítulo 2.....</b>	42
<b>2.    Metodología .....</b>	43
<b>Capítulo 3.....</b>	68
<b>3.    Resultados y análisis .....</b>	69
<b>Capítulo 4.....</b>	97
4.1    Conclusiones y recomendaciones.....	98
4.1.1    Conclusiones.....	99
4.1.2    Recomendaciones.....	100
<b>Referencias.....</b>	102

## Abreviaturas

<b>DSL</b>	<b>DIgSILENT Simulation Language</b>
<b>FACTS</b>	<b>Flexible AC Transmission Systems</b>
<b>SPI</b>	<b>System Parameter Identification</b>
<b>STATCOM</b>	<b>Static Synchronous Compensator</b>
<b>SVC</b>	<b>Static Var Compensator</b>
<b>TCSC</b>	<b>Thyristor Capacitor Series Controlled</b>

## **Simbología**

BESS	Battery Energy Storage System
kV	Kilovoltio
kW	Kilowatts
kvar	Kilovolt-amper reactive
MVA	Megavolt-amper
Mvar	Megavolt-amper reactive
p.u.	Por unidad
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
S	Potencia aparente
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
VDI	Voltage Deviation Indicator
X	Reactancia

## Índice de figuras

Figura 1.1 ... Estructura de generación y carga del sistema eléctrico de Galápagos ....	pág. 3
Figura 1.2 ... Simbología FACTS y su clasificación [1] .....	pág. 15
Figura 1.3 ... STATCOM en controlador tipo fuente de voltaje y corriente, y SSG [1] ...	pág. 16
Figura 1.4 ... Diferentes modos del SVC [1] .....	pág. 17
Figura 1.5 ... Diagrama unifilar del TCSC [1] ..	pág. 19
Figura 1.6 ... Estructura jerárquica de programación DSL [3] ..	pág. 19
Figura 1.7 ... Implementación STATCOM (esquema de conexión, PowerFactory y diagrama control) ..	pág. 22
Figura 1.8 ... Implementación DSL del STATCOM [3] .	pág. 27
Figura 1.9 ... Código de inicialización controlador STATCOM [3] .	pág. 28
Figura 1.10 ... Diagrama de bloques POD [3] ..	pág. 28
Figura 1.11 ... Código de inicialización POD [3] ..	pág. 28
Figura 1.12 ... Implementación DSL del SVC ..	pág. 29
Figura 1.13 ... Código de inicialización SVC ..	pág. 30
Figura 1.14 ... Implementación TCSC a) Diagrama de control b) esquema de conexión c) implementación PowerFactory [3] .	pág. 31
Figura 1.15 ... Implementacion DSL de TCSC a) controlador TCSC b) controlador POD c) composite frame TCSC [3] .	pág. 35
Figura 1.16 ... Código de inicialización TCSC [3] .	pág. 35
Figura 1.17 ... Código de inicialización POD [3] .	pág. 36
Figura 1.18 ... Principios de identificación [2] ..	pág. 38
Figuras 2.1 ... Frame del dispositivo SVC .....	págs. 45
Figuras 2.2 a 2.4 ... Diagramas de control y configuraciones de SVC ..	págs. 46–47
Figuras 2.5 ... Frame del dispositivo STATCOM.....	págs. 48
Figuras 2.6 a 2.11 ... Diagramas de control y configuraciones del STACOM.....	págs. 49–52
Figuras 2.12 ... Frame del dispositivo TCSC .....	págs. 53
Figuras 2.13 a 2.18 ... Diagramas de control y configuraciones de TCSC .....	págs. 54–58
Figuras 2.19 ... Configuración del STATCOM en el sistema .....	págs. 63
Figura 3.1 ... Parámetros del controlador SVC ..	pág. 71
Figura 3.2 ... Parámetros del controlador STATCOM ..	pág. 72
Figura 3.3 ... Parámetros del filtro POD del STATCOM ..	pág. 72
Figura 3.4 ... Parámetros del controlador TCSC .....	pág. 73
Figura 3.5 ... Parámetros del filtro POD-TCSC.....	pág. 74
Figuras 3.6 a 3.10 ... Perfiles de voltaje de barras (eventos 1–5) SVC ..	págs. 76–78
Figuras 3.11 a 3.15 ... Perfiles de voltaje de barras (eventos 1-5) STATCOM ..	págs. 80–83

Figuras 3.16 a 3.20 ... Flujo de potencia en líneas de transmisión (eventos 1–5) TCSC .....  
..págs. 85–88

Figura 3.21 ... Perfil de potencia reactiva ideal del SVC..... págs. 90  
Figura 3.22 ... Sesgos aplicados a los parámetros del controlador SVC..... págs. 91  
Figura 3.23 ... Parámetros optimizados del controlador SVC..... págs. 91  
Figuras 3.24 a 3.28 ... Perfiles de voltaje de barras (eventos 1–5) SVC Optimizado.....  
..págs. 92–95

## Índice de tablas

Tabla 1.1 ... Generadores eólicos instalados en el área de Baltra .....	pág. 3
Tabla 1.2 ... Generadores fotovoltaicos instalados en diferentes puntos del sistema eléctrico ...pág.	4
Tabla 1.3 ... Generadores térmicos instalados en el área de Santa Cruz .....	pág. 4
Tabla 1.4 ... Baterías y BESS instalados en el sistema eléctrico .....	pág. 4
Tabla 1.5 ... Eventos dinámicos que serán empleados en el sistema eléctrico .....	pág. 9
Tabla 2.1 ... Parámetros del controlador SVC .....	pág. 60
Tabla 2.2 ... Configuración del SVC en el sistema ..	pág. 61
Tabla 2.3 ... Parámetros del controlador STATCOM.....	pág. 62
Tabla 2.4 ... Parámetros del POD .....	pág. 62
Tabla 2.5 ... Parámetros del TCSC .....	pág. 64
Tabla 3.1 ... Voltaje en barra de Baltra.....	pág. 69
Tabla 3.2 ... Voltaje en barra de Santa Cruz ..	pág. 69
Tabla 3.3 ... Flujo de potencia en la Línea de transmisión 1 .....	pág. 70
Tabla 3.4 ... Flujo de potencia en la Línea de transmisión 2 ..	pág. 70
Tabla 3.5 ... Indicador de voltaje de la barra de Baltra SVC ..	pág. 79
Tabla 3.6 ... Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz SVC ..	pág. 79
Tabla 3.7 ... Indicador de voltaje de la barra de Baltra con STATCOM ..	pág. 84
Tabla 3.8 ... Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz con STATCOM .....	pág. 84
Tabla 3.9 ... Flujo de potencia activa y reactiva con TCSC (Línea 1) .....	pág. 88
Tabla 3.10 ... Flujo de potencia activa y reactiva con TCSC (Línea 2) .....	pág. 96
Tabla 3.11 ... Indicador de voltaje de la barra de Baltra SVC Optimizado .....	pág. 96
Tabla 3.12 ... Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz SVC Optimizado.....	pág. 92



# **Capítulo 1**

## 1.1 Introducción

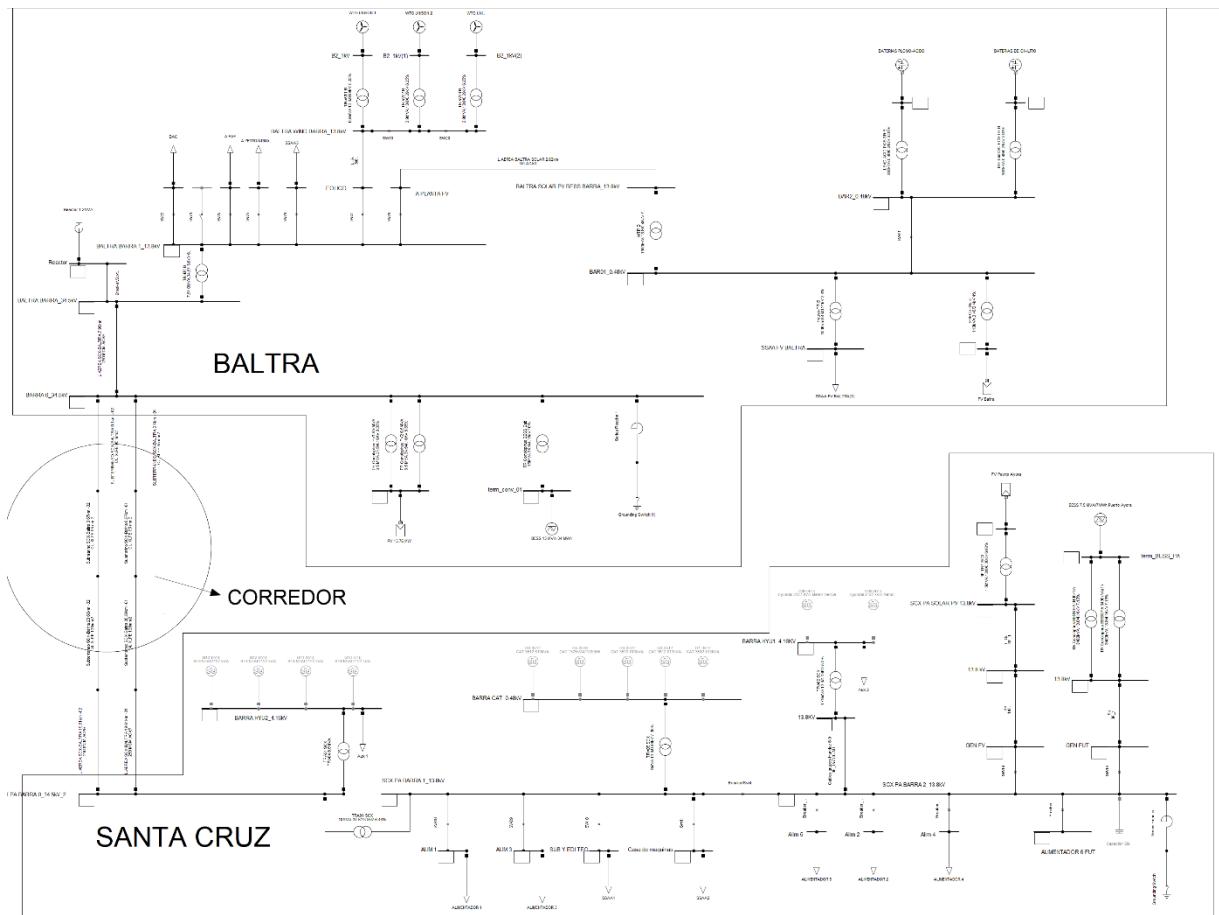
Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) a nivel mundial atraviesan una transformación estructural enfocada en la integración de fuentes de energía renovable. Este proceso responde a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la eficiencia en el uso de la energía y fomentar un desarrollo sostenible. En este marco, el archipiélago de Galápagos constituye un caso representativo en la región, al comprometerse con la meta de convertirse en un territorio libre de combustibles fósiles. Como parte de esta transición energética, se ha implementado una microrred independiente del Sistema Nacional Interconectado (SNI), que integra energía solar y eólica, complementadas con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS).

Sin embargo, la transición hacia un modelo energético sostenible implica también retos técnicos significativos. Al tratarse de una microrred insular no conectada a un sistema de mayor escala, el sistema eléctrico de Galápagos presenta una mayor susceptibilidad frente a variaciones de carga, perturbaciones dinámicas y eventos transitorios. Estas condiciones pueden afectar la estabilidad de la tensión, la regulación del flujo de potencia y, en términos generales, la calidad del suministro eléctrico. Por ello, se hace necesaria la incorporación de tecnologías que fortalezcan la respuesta dinámica del sistema ante este tipo de situaciones, garantizando la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio.

En la Figura 1, se tiene como está estructurado el Sistema Eléctrico ya sin la presencia de la generación térmica, además de por donde se ubica el corredor de distribución que será el punto mas importante para el estudio que se va a llevar a cabo, además de ver las ubicaciones de las diferentes plantas de generación tanto eólica como solar y de los BESS.

Figura 1.1

## Estructura de generación y carga del sistema eléctrico de Galápagos



A continuación, se presenta como está dividido la matriz energética del sistema eléctrico, y cuanto es el aporte de cada generador al sistema eléctrico, en esta matriz se considera todas las generadoras instaladas, de la cual la generación térmica va a estar fuera de servicio en la reestructuración prevista.

Tabla 1.1

## Generadores eólicos instalados en el área de Baltra

Unidades	Generador	Potencia Instalada (MVA)	Factor de potencia	Potencia efectiva (Mw)
3	WTG UNISON		1	0,8 0,8

**Tabla 1.2**

Generadores fotovoltaicos instalados en diferentes puntos del sistema eléctrico

Unidades	Generador	Potencia Instalada (MVA)	Factor de potencia	Potencia efectiva (Mw)
1	FV BALTRA	0,08375	0,8	0,067
1	PV 13,76 MW	13,76	1	13,76
1	FV PUERTO AYORA	1,875	0,8	1,5

**Tabla 1.3**

Generadores térmicos instalados en el área de Santa Cruz

Unidades	Generador	Potencia Instalada (MVA)	Factor de potencia	Potencia efectiva (Mw)
4	HYUNDAY 2127	2,127	0,8	1,7016
2	HYUNDAI 2127 LOW H	2,127	0,8	1,7016
4	CAT 3512	0,813	0,8	0,6504
1	CAT 3516	1,375	0,8	1,1

**Tabla 1.4**

Baterías y BESS instalados en el sistema eléctrico

Unidades	Generador	Potencia Instalada (MVA)	Factor de potencia	Potencia efectiva (Mw)
<b>1</b>	BATERIA PLOMO ACIDO	2,127	0,8	1,7016
<b>1</b>	BATERIA ION-LITIO	2,127	0,8	1,7016
<b>1</b>	BESS 15 MVA	0,813	0,8	0,6504
<b>1</b>	BESS 7,5 MVA	1,375	0,8	1,1

En este escenario, la investigación se enfoca en el análisis y modelado de las tecnologías FACTS, con el objetivo de valorar su capacidad para incrementar la estabilidad del sistema eléctrico insular de Galápagos. De manera específica, se estudiarán tres dispositivos: el Compensador Estático de VAR (SVC), el Compensador Estático Síncrono (STATCOM) y el Compensador de Serie Controlado por Tiristores (TCSC). Estos permiten un control efectivo de la tensión, la regulación del flujo de potencia activa y reactiva, y la mitigación de oscilaciones que afectan la operación del sistema. Su incorporación en una red sustentada en energías renovables constituye no solo un avance técnico, sino también una estrategia fundamental para garantizar la transición energética sin comprometer la confiabilidad del suministro.

Para llevar a cabo este análisis, se realizará la modelación detallada de los dispositivos FACTS en el software DIgSILENT PowerFactory, utilizando el lenguaje de simulación DSL (DIgSILENT Simulation Language). Esta herramienta permitirá integrar de forma precisa los modelos al sistema eléctrico real de Galápagos, de modo que se puedan simular escenarios dinámicos y evaluar el comportamiento de los dispositivos bajo distintas condiciones de operación. El estudio incluirá también una comparación técnica del rendimiento de cada tecnología, considerando su impacto en la red.

Se contempla además un análisis funcional de las estrategias de compensación utilizadas por estos dispositivos. En el caso del SVC y del STATCOM, se estudia la compensación en derivación (shunt), aplicada generalmente en puntos medios o extremos de las líneas de transmisión, con el fin de mejorar el perfil de voltaje y segmentar eléctricamente las líneas para evitar fenómenos de inestabilidad, esta modalidad permite un control dinámico del voltaje [1]. Aunque tanto el SVC como el STATCOM presentan comportamientos similares en su rango de operación lineal, sus principios de funcionamiento difieren, lo que hace necesario un análisis comparativo detallado [1].

De manera complementaria, se analizará el comportamiento del TCSC como dispositivo de compensación en serie, una alternativa apropiada cuando la compensación en derivación no es suficiente para regular la potencia activa en líneas de transmisión con voltaje fijo. Considerando que el flujo de potencia depende principalmente de la impedancia de la línea y del ángulo entre los voltajes en sus extremos, la compensación en serie permite modificar dinámicamente dicha impedancia, proporcionando un control del flujo de potencia y favoreciendo la estabilidad del sistema. [1].

Finalmente, como parte fundamental de este trabajo, se llevará a cabo una optimización de los parámetros operativos del dispositivo que según los análisis realizados tenga el mayor impacto positivo sobre el comportamiento del sistema. Esta etapa incluirá en la obtención de los parámetros del modelado DSL mediante el módulo System Parameter Identification para que la respuesta obtenida del dispositivo sea parecida a la respuesta ideal.

## 1.2 Descripción del problema

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Galápagos afronta diversos retos técnicos asociados a su transición hacia un modelo basado en energías renovables, sustentado principalmente en fuentes solares y eólicas, complementadas con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Este modelo responde a los objetivos ambientales del archipiélago, que busca convertirse en un territorio libre de combustibles fósiles. Sin embargo, al operar como una microrred aislada y renovable, el sistema presenta una alta vulnerabilidad frente a perturbaciones dinámicas y variaciones de carga.

Una de las causas fundamentales de esta vulnerabilidad es la ausencia de generadores rotacionales convencionales (como los de diésel o hidroeléctricos con turbinas), que en los sistemas eléctricos tradicionales proporcionan inercia rotacional. Esta inercia actúa como un amortiguador natural ante variaciones súbitas de frecuencia o perturbaciones, permitiendo que el sistema responda con mayor robustez y estabilidad. Al carecer de dicha inercia, el sistema de Galápagos es más susceptible a variaciones bruscas de carga o generación, haciendo que fenómenos como la inestabilidad de tensión o frecuencia se manifiesten con mayor rapidez e intensidad.

En este escenario, se hace evidente la necesidad prioritaria de aplicar soluciones tecnológicas que fortalezcan la estabilidad del sistema eléctrico, preservando al mismo tiempo los principios de sostenibilidad. Una alternativa viable es la incorporación de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), tales como el SVC, el STATCOM y el TCSC. Estos dispositivos permiten una regulación dinámica del voltaje, una mejor

distribución del flujo de potencia y una respuesta eficaz ante transitorios, actuando como mecanismos de soporte ante la falta de inercia rotacional.

El presente estudio se enfoca en modelar e integrar estos dispositivos FACTS dentro del entorno renovable de la red insular de Galápagos, utilizando el software PowerFactory y su lenguaje de programación DSL. A través de simulaciones detalladas se evaluará el impacto de cada dispositivo en la estabilidad de voltaje, minimización de pérdidas, optimización del flujo de potencia y mitigación de oscilaciones. Adicionalmente, se realizará una optimización de los parámetros del dispositivo que demuestre el mayor impacto positivo en la operación del sistema, con el fin de entregar recomendaciones técnicas concretas para su futura implementación real.

En definitiva, el problema central que aborda esta investigación radica en mejorar la estabilidad y confiabilidad de la microrred insular, el cual, debido a su configuración renovable y aislada, se encuentra expuesto a condiciones operativas críticas que no pueden ser enfrentadas con los recursos convencionales. La implementación de tecnologías FACTS se presenta como una solución técnica clave para mantener la calidad del suministro eléctrico y asegurar el éxito de la transición energética del archipiélago.

Para el estudio se utilizará 5 eventos dinámicos considerados los más críticos que pueden suceder en el sistema, además que pueden provocar el colapso del sistema en caso que no exista las respectivas contramedidas, por lo cual se van analizar diferentes escenarios como se tiene en la tabla 1.5, además que para el evento 5 se considera la participación de generación térmica mínima, para observar cómo es el comportamiento del sistema ante esta desconexión al momento de estar en operación normal. Además de considerar el estado previo

del sistema ante de las situaciones para poder determinar cuando el sistema es más vulnerable ante una perturbación dinámica.

**Tabla 1.5**

Eventos dinámicos que serán empleados en el sistema eléctrico

Evento	Estado del Sistema Eléctrico	situación
1	Generación renovable al máximo	Perdida de planta fotovoltaica
2	Generación renovable al máximo	Desconexión del corredor de distribución
3	Generación renovable al máximo	Falla trifásica y desconexión de carga
4	BESS al máximo	Falla trifásica y desconexión del corredor de distribución
5	Generación térmica mínima	Perdida de generador térmico

### 1.3 Justificación del problema

El crecimiento de la demanda energética en las Islas Galápagos y las limitaciones inherentes a su sistema eléctrico insular, caracterizado por su aislamiento y vulnerabilidad ante perturbaciones, requieren soluciones técnicas avanzadas que garanticen estabilidad, eficiencia y sostenibilidad. En este contexto, las tecnologías FACTS representan una alternativa apropiada al permitir mejorar la regulación de tensión, mitigar fluctuaciones y optimizar el flujo de potencia sin necesidad de infraestructura física adicional. A nivel internacional, estas tecnologías han evidenciado su efectividad en sistemas eléctricos con características similares.

Este proyecto aplica un enfoque de diseño ingenieril orientado a la evaluación técnica de soluciones que satisfacen necesidades específicas del sistema eléctrico de las Galápagos, considerando no solo la eficiencia operativa, sino también la seguridad, confiabilidad del servicio y sostenibilidad ambiental. Mediante simulaciones realistas, se identificará la tecnología FACTS más adecuada desde una perspectiva integral que respete el entorno natural de las islas y el bienestar de sus habitantes. La propuesta aporta un valor único al plantear una solución ajustada a la realidad insular, con base en evidencia técnica y contextual, y ofrece herramientas de apoyo para futuras decisiones de inversión en infraestructura eléctrica en zonas ecológicamente sensibles como Galápagos.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Evaluar técnicamente el impacto de dispositivos FACTS modelados en DIgSilent PowerFactory mediante lenguaje DSL, optimizando sus parámetros de control para mejorar la respuesta del sistema eléctrico ante eventos dinámicos en el corredor Baltra–Santa Cruz, para la obtención de la solución más efectiva y sostenible para el Sistema Eléctrico de Galápagos.

### **1.4.2 Objetivo específico**

- Modelar dispositivos FACTS (TCSC, STATCOM y SVC) en DIgSilent PowerFactory mediante lenguaje DSL.
- Determinar los parámetros de control que permitan mitigar el impacto de eventos dinámicos.
- Comparar el desempeño técnico de los dispositivos FACTS ante los eventos dinámicos definidos.

- Optimizar los parámetros del dispositivo FACTS más factible.
- Validar el impacto del dispositivo optimizado mediante nuevas simulaciones con eventos dinámicos.

## 1.5 Estado del arte

En la actualidad, gran parte de los sistemas eléctricos continúan siendo controlados mecánicamente. Aunque existe un uso extendido de microelectrónica, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para las tareas de supervisión y protección en transmisión, las señales de control final aún dependen de dispositivos de conmutación mecánicos, lo que limita la rapidez de respuesta. Una desventaja adicional de estos equipos es que no pueden accionarse de manera frecuente, ya que su desgaste es considerablemente mayor frente a los dispositivos estáticos. Desde la perspectiva de la operación dinámica y del régimen permanente, esto se traduce en un sistema con capacidades de control restringidas. Para contrarrestar estas limitaciones, planificadores e ingenieros han desarrollado diversas estrategias que permiten mantener la operación del sistema, aunque a costa de requerir mayores márgenes de seguridad y redundancia. Estos representan un activo que puede ser utilizado de manera efectiva con un uso prudente de la tecnología FACTS de manera selectiva, según sea necesario. [1]

Desde la perspectiva de los planificadores de transmisión, la implementación de FACTS abre nuevas posibilidades para el control del flujo de energía y la optimización del uso de líneas, tanto existentes como renovadas o de nueva construcción. La capacidad de controlar la corriente que atraviesa una línea de forma económica constituye una alternativa para incrementar la capacidad de transmisión con conductores de mayor sección, respaldados por un controlador FACTS que garantice el flujo de potencia bajo condiciones normales y de

contingencia. Estas ventajas se derivan de la capacidad de los controladores FACTS para regular parámetros como impedancia serie y en derivación, corriente, tensión, ángulo de fase y amortiguamiento de oscilaciones en bajas frecuencias. Tales funciones no pueden ser satisfechas eficazmente con dispositivos de conmutación mecánica, ya que ello implicaría sacrificar confiabilidad o reducir la capacidad de transmisión utilizable. Gracias a la flexibilidad que introducen, los FACTS hacen posible operar las líneas más próximas a su límite térmico. Por este motivo, la conmutación mecánica debe complementarse con electrónica de potencia de respuesta rápida, recalculo que FACTS es una tecnología de soporte y no un sustituto directo de los interruptores mecánicos. [1]

La tecnología FACTS no corresponde a un único dispositivo de alta potencia, sino a un conjunto de controladores que pueden operar de manera independiente o coordinada para regular uno o varios de los parámetros interrelacionados del sistema mencionados anteriormente. La selección adecuada de un controlador FACTS permite superar limitaciones específicas en una línea de transmisión o en un corredor determinado. Dado que todos estos controladores se basan en la misma tecnología fundamental, su producción podría beneficiarse de tecnologías de escala. De forma análoga a como el transistor constituye la base de múltiples chips y circuitos microelectrónicos, los tiristores o transistores de potencia representan el componente esencial de los distintos controladores electrónicos de alta potencia.. La tecnología FACTS también se presta a extender los límites de transmisión utilizables de manera gradual con inversiones incrementales según se requiera. Un planificador podría prever un escenario progresivo de medios de conmutación mecánicos y controladores FACTS habilitantes de modo que las líneas de transmisión involucren una

combinación de controladores mecánicos y FACTS para alcanzar el objetivo en un escenario de inversión adecuado y por etapas. [1]

En términos generales, los controladores FACTS pueden clasificarse en cuatro grandes grupos:[1]

- Controladores en serie.
- Controladores en derivación.
- Controladores combinados de tipo serie–serie.
- Controladores combinados de tipo serie–derivación.

Controladores en serie [Figura 1.2(b)]: Estos dispositivos pueden configurarse como impedancias variables —por ejemplo, capacitores o reactores— o como fuentes controladas mediante electrónica de potencia, capaces de operar en la frecuencia fundamental, en armónicos o en frecuencias subsíncronas, de acuerdo con las necesidades del sistema. Su principio de funcionamiento consiste en la inyección de un voltaje en serie con la línea de transmisión. Una impedancia regulable, al interactuar con la corriente que circula por ella, genera un voltaje en serie equivalente. Si dicho voltaje se encuentra desfasado  $90^\circ$  respecto a la corriente de línea, el dispositivo intercambia únicamente potencia reactiva; en cambio, con un desfase diferente también interviene en el flujo de potencia activa. [1]

Controladores en derivación [Figura 1.2(c)]: De manera similar a los controladores en serie, estos dispositivos pueden implementarse como una impedancia ajustable, una fuente regulada o una combinación de ambas. Su principio de operación consiste en aportar corriente al sistema desde el punto de conexión. Una impedancia en derivación conectada al

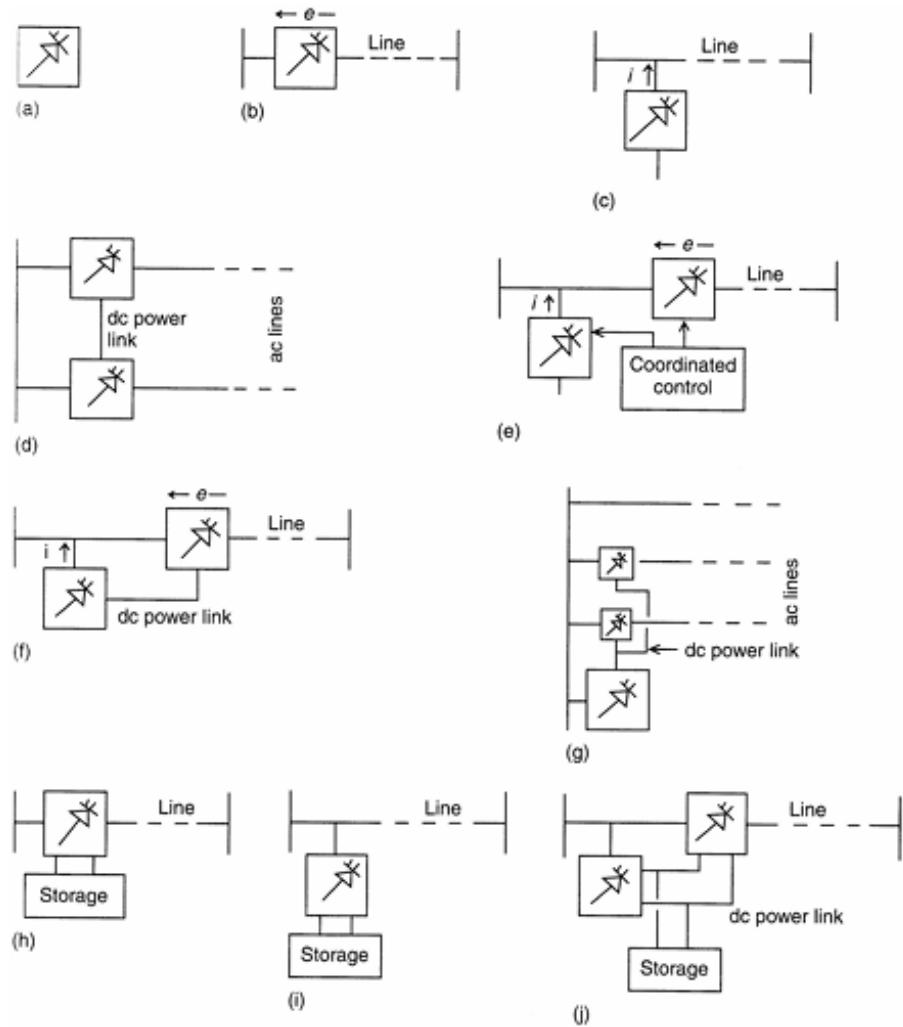
voltaje de la línea produce un flujo de corriente dependiente de ese voltaje, lo que equivale a una inyección en la red. Cuando la corriente aportada se encuentra desfasada 90° respecto al voltaje, el dispositivo actúa únicamente sobre la potencia reactiva; con un desfase distinto, también influye en la potencia activa. [1]

Controladores combinados en serie–serie [Figura 1.2(d)]: Pueden configurarse como un conjunto de controladores en serie que operan de manera coordinada en un sistema de transmisión con múltiples líneas, o como un controlador unificado [Figura 1.4(d)]. En este último caso, los módulos en serie no solo aportan compensación reactiva independiente para cada línea, sino que también permiten la transferencia de potencia activa entre ellas mediante un enlace en corriente continua. Esta capacidad, característica del Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC), facilita el balance tanto del flujo activo como del reactivo, mejorando así la utilización de la red de transmisión. El término unificado hace referencia a que los terminales en corriente continua de los distintos convertidores están interconectados, lo que habilita la transferencia de potencia activa. [1]

Controladores combinados serie–paralelo [Figuras 1.2(e) y 1.2(f)]: Estos pueden implementarse como una combinación de dispositivos en derivación y en serie que operan de forma independiente pero coordinada [Figura 1.2(e)], o bien como un Controlador de Flujo de Potencia Unificado (UPFC), el cual integra ambos elementos [Figura 1.2(f)]. Su principio de operación consiste en aportar corriente al sistema mediante la rama en derivación e inyectar un voltaje en la línea a través de la parte en serie. Cuando ambos se encuentran unificados, se habilita además la transferencia de potencia activa entre las secciones serie y derivación por medio del enlace de potencia. [1]

**Figura 1.2**

Simbología FACTS y su clasificación [1]

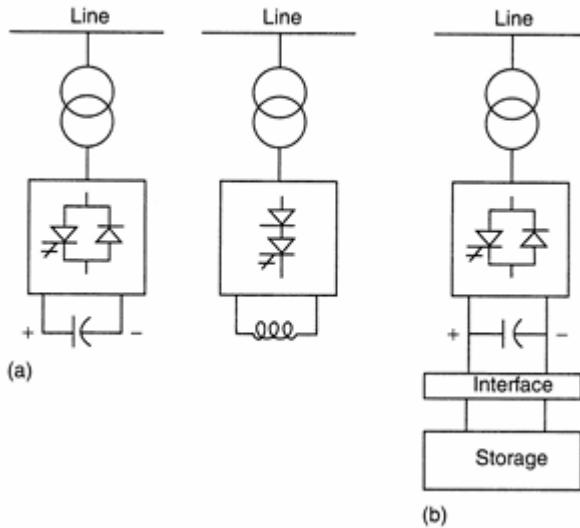


Para nuestro tema de análisis nos vamos a enfocar en dos tipos de controladores, siendo este el controlado en serie y en paralelo, que según la teoría nos permitirá regular el voltaje y controlar el flujo de potencia, además de estos controladores se profundizará en el SVC y STATCOM siendo estos controladores en paralelo y el TCSC siendo este un controlador en serie. [1]

STATCOM: Es un dispositivo estático de tipo sincrónico que actúa como compensador de potencia reactiva conectado en derivación. Su corriente de salida, ya sea capacitiva o inductiva, puede ajustarse de manera independiente al nivel de tensión del sistema en corriente alterna. El STATCOM se reconoce como uno de los controladores FACTS más relevantes, pudiendo implementarse a partir de convertidores de voltaje o de corriente. La Figura 1.3(a) muestra un esquema simplificado de ambas configuraciones. En la práctica, los convertidores de voltaje son los más empleados por su mejor relación costo–beneficio y constituyen la referencia en la mayoría de aplicaciones FACTS. En este tipo de arquitectura, el voltaje de salida en corriente alterna se ajusta para entregar la corriente reactiva requerida en función del voltaje de barra, mientras que el capacitor en corriente continua regula automáticamente su tensión, sirviendo como referencia para el convertidor. Adicionalmente, el STATCOM puede operar como filtro activo para la mitigación de armónicos. Según la definición de la IEEE, este dispositivo pertenece a la categoría de controladores en derivación y puede incorporar un sistema de almacenamiento o una fuente de energía en el lado de corriente continua, caso en el que se denomina Generador Síncrono Estático (SSG) [Figura 1.3(b)]. [1]

### **Figura 1.3**

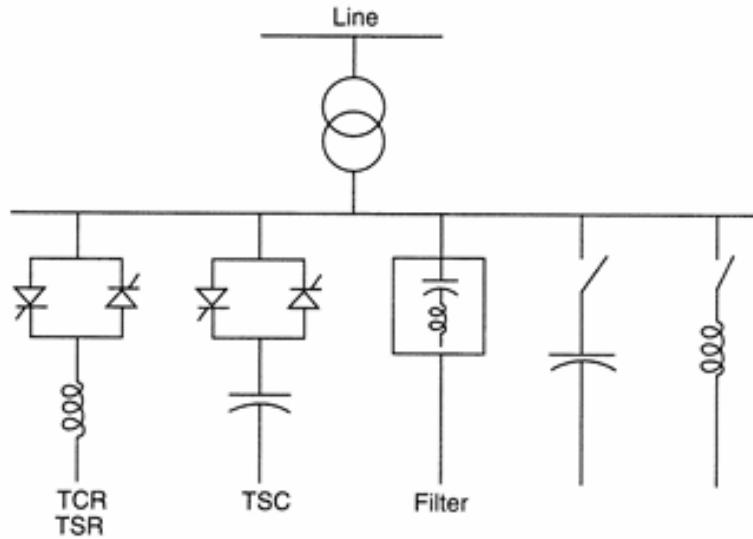
STATCOM en controlador tipo fuente de voltaje y corriente, y SSG[1]



SVC: Es un dispositivo estático de compensación en derivación que regula su salida para inyectar o absorber corriente capacitiva o inductiva, con el objetivo de estabilizar parámetros específicos del sistema eléctrico, principalmente el voltaje en la barra. Este término comprende, en general, configuraciones basadas en reactores controlados o conmutados por tiristores, capacitores conmutados por tiristores, o una combinación de estos elementos [Figura 1.4]. El SVC se implementa mediante tiristores sin capacidad de apagado por compuerta, e integra equipos que proporcionan potencia reactiva capacitiva y reactiva inductiva: el reactor controlado/conmutado por tiristores para la absorción de potencia reactiva, y el capacitor conmutado por tiristores para el suministro de esta. [1]

**Figura 1.4**

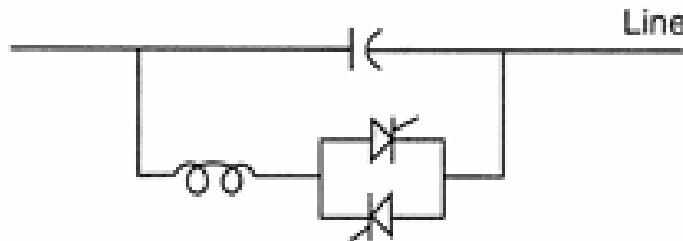
Diferentes modos del SVC [1]



TCSC: Se trata de un compensador de reactancia en serie que emplea un banco de capacitores dispuesto en paralelo con un reactor controlado por tiristores, lo que permite obtener una reactancia capacitiva ajustable de forma continua [Figura 1.5]. Su funcionamiento se basa en tiristores sin capacidad de apagado por compuerta, constituyendo una alternativa al SSSC y siendo uno de los controladores FACTS más importantes. El dispositivo utiliza un Reactor Controlado por Tiristores (TCR) en paralelo con el capacitor en serie. Cuando el ángulo de disparo del TCR se encuentra en  $180^\circ$ , el reactor permanece bloqueado y el capacitor mantiene su impedancia nominal. Al reducir el ángulo por debajo de ese valor, la impedancia capacitiva se incrementa. En el límite de  $90^\circ$ , el reactor conduce totalmente, haciendo que la impedancia equivalente sea inductiva, ya que la del reactor resulta mucho menor que la del capacitor en serie. Bajo estas condiciones, el TCSC puede emplearse para limitar corrientes de falla. Su implementación puede realizarse como una unidad de gran capacidad o como varios bancos de capacitores de diferente tamaño, con el fin de optimizar su desempeño. [1]

**Figura 1.5**

Diagrama unifilar del TCSC [1]

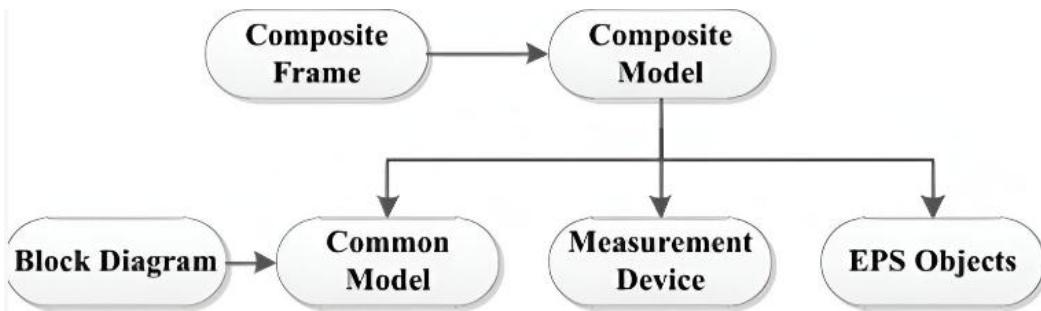


Estos controladores FACTS como se tenía previsto será simulado mediante lenguaje DSL en el software de DIgSilent PowerFactory, para este caso se usará el modelado por la interfaz gráfica, dado que el software permite el modelado mediante código de programación y diagrama de bloques.

El lenguaje de simulación DIgSILENT (DSL) permite programar controladores de cualquier elemento del SEP, así como permite desarrollar otros componentes o rutinas orientadas a ejecutarse juntamente con las simulaciones en el dominio del tiempo [2]. Para estructurar un modelo DSL, PowerFactory [2] utiliza algunos niveles jerárquicos de modelos que se presenta a continuación.

**Figura 1.6**

Estructura jerárquica de programación DSL[3]



Para generar el modelo de un controlador de algún dispositivo o elemento de un sistema de potencia capaz de funcionar dentro de la simulación en el dominio del tiempo, es vital seguir las relaciones jerárquicas entre los elementos DSL mencionados anteriormente [2].

Un modelo compuesto (composite model) funciona como una interfaz que permite gestionar los modelos vinculados a una máquina o a un sistema, agrupando los elementos que deben interactuar entre sí. Este modelo se representa a través de un marco integrado, equivalente a un diagrama de bloques que enlaza los distintos componentes del sistema de control definidos en su estructura. Además, puede estar conformado por un modelo común, los equipos de medición y los elementos de red que requieren regulación. [3]

Un common model combina modelos generales en el dominio del tiempo o definidos mediante ecuaciones y parámetros, con el propósito de construir un modelo unificado en dicho dominio. Este modelo se representa gráficamente a través de un diagrama de bloques que integra las funciones de transferencia junto con las ecuaciones correspondientes al sistema de control. Asimismo, el esquema debe contener macros que describan las distintas funciones de transferencia involucradas en el proceso de control. [3]

Las macros permiten definir entradas, salidas, parámetros, variables internas, ecuaciones y variables de estado, junto con sus límites mínimo y máximo. En las macros, a

diferencia del diagrama de bloques compuesto, las condiciones iniciales siguen siendo indefinidas [3].

La metodología de implementación de dispositivos DSL FACTS incluye cuatro etapas, que se detallan a continuación:

Etapa 1: Programación DSL Primero, se debe representar el marco compuesto apropiado que relaciona la interacción entre todos los objetos (mediciones, controladores y objetos a ser controlados) en una página de diagrama de bloques/marcos. Después, todos los controladores necesarios también deben estructurarse en una página de diagrama de bloques/marcos (uno por cada controlador). Estos controladores se pueden implementar fácilmente utilizando la interfaz gráfica de PowerFactory [2].

Etapa 2: Inicialización del modelo. La inicialización de cada modelo constituye un paso esencial para garantizar la correcta interacción entre los controladores y la red activa. Este proceso requiere representar el espacio de estados del sistema mediante diagramas de bloques que describan la estructura de control. Una vez formuladas las ecuaciones de estado, se deben establecer los valores iniciales de las variables, asumiendo que sus derivadas son nulas bajo condiciones de equilibrio estacionario. [3].

Etapa 3: Vínculo de las salidas de los controladores FACTS a los objetos físicos de la red. Este paso consiste en determinar aquellas expresiones matemáticas que relacionan las magnitudes físicas del sistema, que son modificadas por la señal de control del modelo FACTS. Estas expresiones se determinan con el fin de vincular las salidas de los diferentes controladores FACTS con la entrada del objeto generador estático ElmGenstat (en el caso de

SSSC, STATCOM o UPFC) o para controlar el reactor en serie ElmSind (en el caso de TCSC) [3].

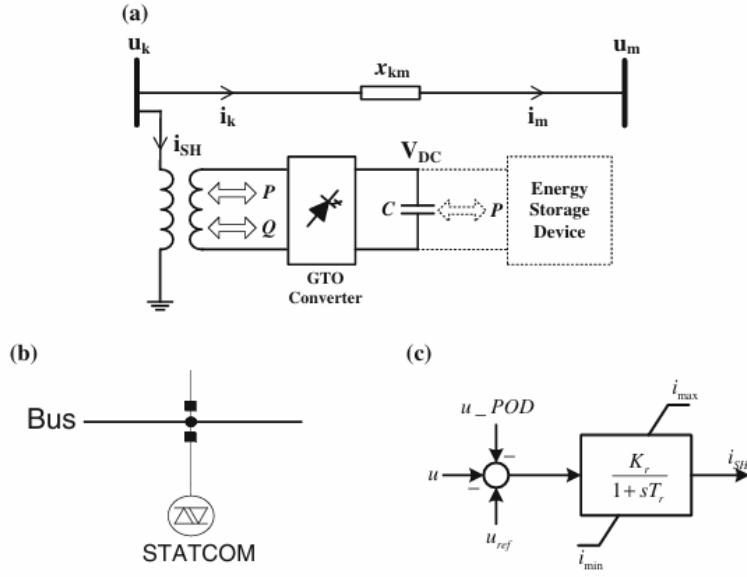
Etapa 4: Interfaz entre controladores y objetos de la red activa El paso final de la programación DSL es enlazar adecuadamente los controladores programados a la red activa. Para este propósito, los diagramas de bloques de los controladores deben estar enmascarados como modelos comunes y el marco compuesto como modelo compuesto. Cada objeto relacionado con la estrategia de control debe estar adecuadamente incluido en cada ranura del modelo compuesto. La explicación detallada de estas etapas se puede encontrar en [2].

Para la etapa de programación en base a lenguaje DSL, se considerará como es la representación de diagramas de bloques de cada controlador de los dispositivos, ademas de como se relacionan los parámetros de control, con la operación de los dispositivos.

El STATCOM funciona como una fuente controlada de potencia reactiva y no dispone de almacenamiento de energía, por lo que su acción se limita al intercambio de potencia reactiva con la red, ya sea mediante absorción o inyección, de acuerdo con las necesidades operativas. En la Figura 1.7 se muestra el esquema de modelado del dispositivo en sus distintas interfaces. [3]

### **Figura 1.7**

Implementación STATCOM, a) esquema de conexión, b) implementación PowerFactory, c) diagrama control.



Se utiliza un controlador simple del STATCOM para demostrar la inclusión del modelo en DIgSILENT PowerFactory. La figura 1.7c muestra el controlador empleado para modelar el rendimiento dinámico del STATCOM. Este controlador simple es propuesto por Milano [8]. Para las simulaciones en el dominio del tiempo, el STATCOM soporta dos tipos de modelamiento: a) modelo basado en fuente de corriente, b) modelo basado en fuente de voltaje [7]. Como el modelado simplificado del STATCOM se represente por el tipo a, el modelo del circuito equivalente se tiene en [7], donde las señales de control son  $id\_ref$  (corriente del eje d) e  $iq\_ref$  (corriente del eje q), para lo cual se emplean las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 i_1 = & \left( i_{dref} * \cos(u) - i_{qref} * \sin(u) \right) \\
 & + j \left( i_{dref} * \sin(u) + i_{qref} * \cos(u) \right)
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

$$\cos(u) = \frac{u_r}{u} \quad (1.2)$$

$$\sin(u) = \frac{u_i}{u} \quad (1.3)$$

$$u_1 = u * (\cos(u) + j \sin(u)) = u_r + j u_i \quad (1.4)$$

La ecuación 1.4 es el voltaje complejo que controla la barra,  $i_1$  es la corriente compleja que el STATCOM inyecta a la red. En base a la ecuación 1.1, se puede expresar la siguiente ecuación.

$$i_1 = \left( i_{d_{ref}} * \frac{u_r}{u} - i_{q_{ref}} * \frac{u_i}{u} \right) + j \left( i_{d_{ref}} * \frac{u_i}{u} + i_{q_{ref}} * \frac{u_r}{u} \right) \quad (1.5)$$

Basado en la potencia aparente del STATCOM, es determina la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned}
S &= U * I = (u_r + j u_i) * (i_r - i_i) & (1.6) \\
&= (u_r * i_r + u_i * i_i) + j(u_i * i_r - u_r * i_i) = P + jQ
\end{aligned}$$

Por lo cual la potencia tanto activa como reactiva se puede expresar de la siguiente manera.

$$P = u_r * i_r + u_i * i_i \quad (1.7)$$

$$Q = u_i * i_r - u_r * i_i \quad (1.8)$$

Como el modelado del controlador STATCOM que se implementa, no permite el intercambio de potencia activa con la red, se tiene que  $P = 0$ , despejando  $i_i$  se obtiene:

$$i_i = \frac{u_r * i_r}{u_i} \quad (1.9)$$

La magnitud de la corriente que el STATCOM inyecta ( $I_{SH} = i_1$ ) se expresa como:

$$I_{SH} = \frac{i_r * u}{u_i} \quad (1.10)$$

Para indagar en la solución de las ecuaciones empleadas en el sistema de control [3].

Con la ecuación 1.10 se puede determinar la relación que tiene  $i_r$  y  $i_i$  con  $I_{SH}$

$$i_r = I_{SH} * \frac{u_i}{u} \quad (1.11)$$

$$i_r = -I_{SH} * \frac{u_r}{u} \quad (1.12)$$

Empleando las ecuaciones 1.11 y 1.12 con la parte imaginaria y real de la ecuación 1.5, este sistema de ecuaciones permite determinar la solución para las corrientes en la referencia dq como función de  $I_{SH}$ .[3]

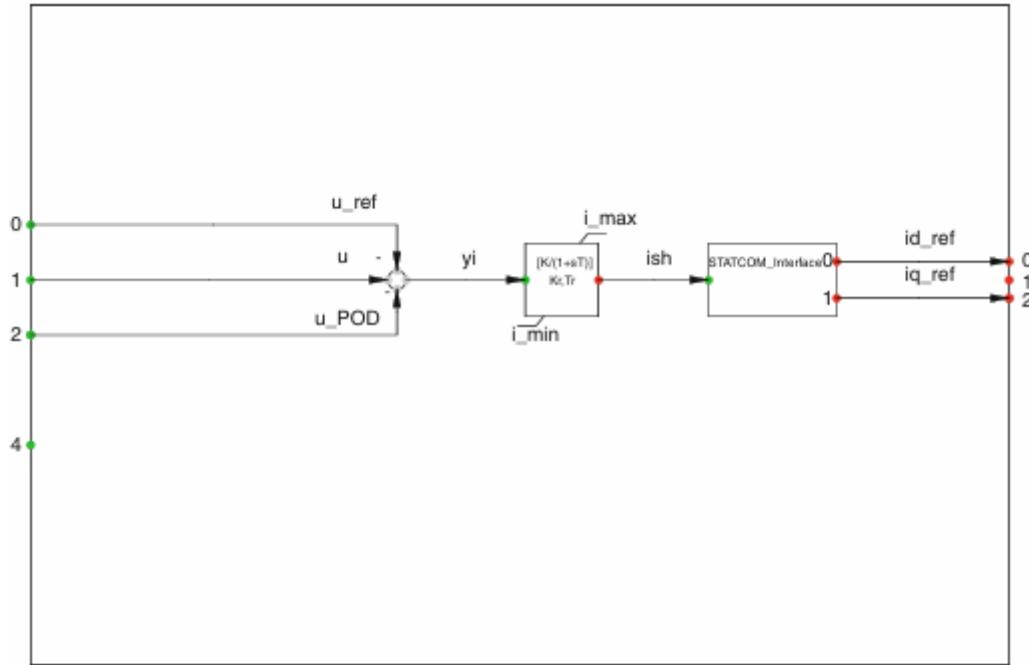
$$i_{q\_ref} = -I_{SH} \quad (1.13)$$

$$i_{d\_ref} = 0 \quad (1.14)$$

Estas relaciones deben ser adecuadamente incorporadas en un bloque adicional del diagrama de control. Este diagrama de bloques está estructurado por dos bloques y tiene dos señales de entrada ( $u$  y  $u_{\_POD}$ ) y dos señales de salida ( $iq_{\_ref}$  e  $id_{\_ref}$ ). La Figura 1.8 muestra el controlador STATCOM implementado en DSL.[3]

**Figura 1.8**

Implementación DSL del STATCOM [3]



Para inicializar este composite model, se usará el código propuesto en la figura 1.9

**Figura 1.9**

Código de inicialización controlador STATCOM [3]

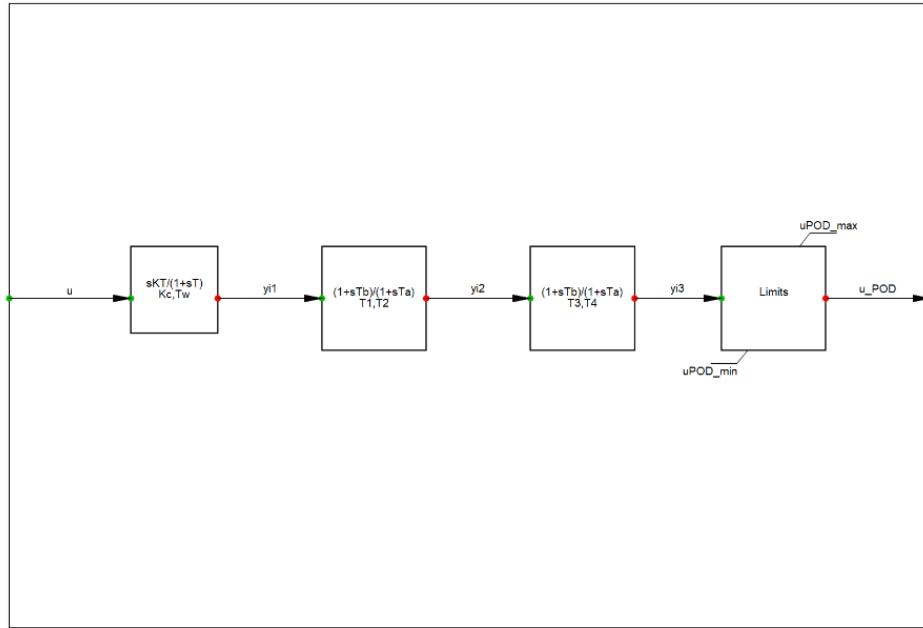
```
inc(x)=-iq_ref
inc(u_ref)=-(iq_ref/Kr)+u
inc(u_POD)=0

vardef(Kr)='pu';'Controller gain'
vardef(Tr)='s';'Delay time constant'
vardef(i_min)='pu';'Minimum current'
vardef(i_max)='pu';'Maximum current'
```

En la Figura 1.8 se presenta la señal  $u_{\_POD}$ , la cual será procesada mediante el diagrama de la Figura 1.10, y su inicialización se realizará a través del código de la Figura 1.11.

**Figura 1.10**

Diagrama de bloques POD [3]



**Figura 1.11**

## Código de inicialización POD [3]

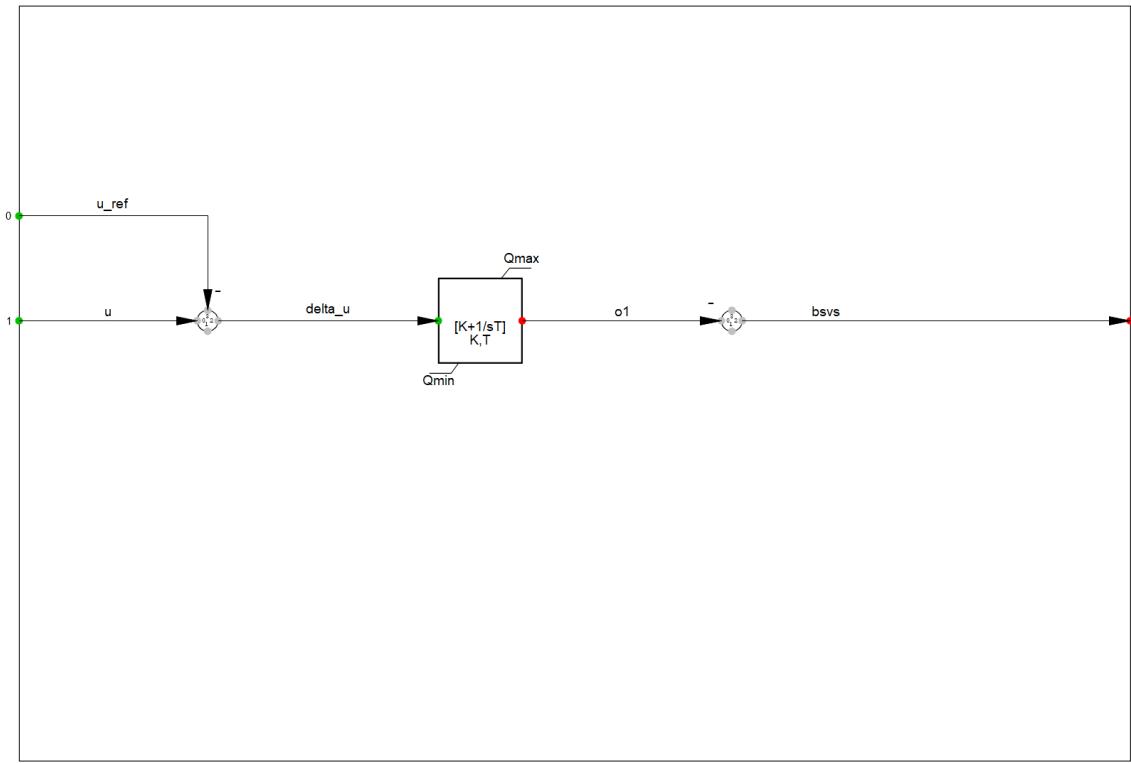
```
inc(x1)=p
inc(x2)=0
inc(x3)=0
inc(u_POD)=0

vardef(Kc)='pu';'Stabilizer gain'
vardef(Tw)='s';'Washout time constant'
vardef(T1)='s';'Phase compensation time constant 1'
vardef(T2)='s';'Phase compensation time constant 2'
vardef(T3)='s';'Phase compensation time constant 3'
vardef(T4)='s';'Phase compensation time constant 4'
vardef(uPOD_min)='pu';'Output minimum limit'
vardef(uPOD_max)='pu';'Output maximum limit'
```

Para la programación del SVC, este se incorpora de un diagrama de conexión simple la cual solo incorpora un bloque de filtro y un inversor para obtener la admitancia que permite controlar el flujo de potencia reactiva que va a inyectar o absorber el SVC según el sistema lo requiera. Para este caso solo se tiene un circuito básico de comparación entre el voltaje real y el voltaje de referencia, la cual luego debe pasar por un limitador de potencia reactiva que delimita cuanta potencia puede intercambiar con el sistema en base al filtro, luego del cual se invierte esta señal para obtener la admitancia de control. [9]. La figura 1.12 tiene el diagrama del SVC, además la figura 1.13 tiene el código de inicializar el composite model del controlador. [9]

**Figura 1.12**

Implementación DSL del SVC



**Figura 1.13**

Código de inicialización SVC

```

inc0 (u_ref)=u
inc (x)=-bsvs

vardef(Qmax)='Mvar';'Max reactive power'
vardef(Qmin)='Mvar';'Min reactive power'
vardef(K) = '-';'PI controller gain'
vardef(T) = 's';'PI controller integrator time constant'

```

El TCSC opera como una reactancia ajustable en serie, cuya finalidad principal es modificar la impedancia de la línea de transmisión. Debido a su alta velocidad de conmutación, este dispositivo permite controlar el flujo de potencia en las líneas,

incrementando la capacidad de transporte de la red existente y contribuyendo al amortiguamiento en interconexiones de gran magnitud dentro de los SEP. [3].

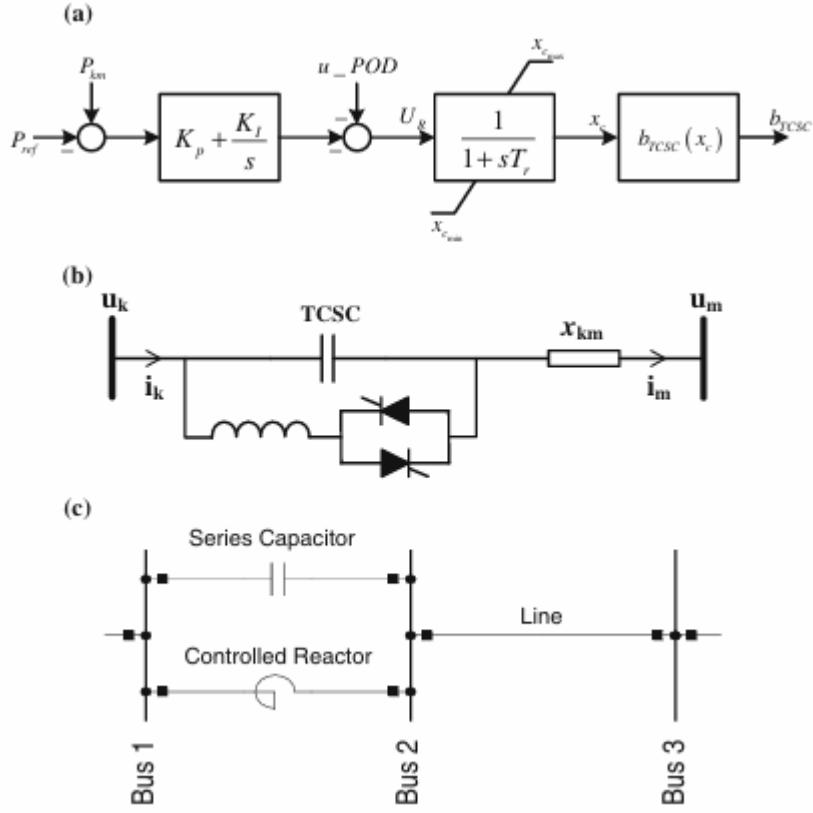
El TCSC puede ser modelado como una reactancia variable ( $X_{TCSC}$ ) ubicada en serie con la línea de transmisión. El modelamiento puede ser compuesto de diferentes tipos de control, los cuales permiten diferentes funciones.[10]

- Control de potencia activa a través de la línea y mejora la estabilidad de pequeñas señales del sistema.
- Mejora la estabilidad transiente.
- Limita la corriente de cortocircuito.

En esta investigación se modelará un esquema de control orientado a la regulación del flujo de potencia, en la figura 1.14a tiene el diagrama propuesto por Milano [ 8]. Donde  $P_{ref}$  corresponde a la potencia activa de referencia,  $P_{km}$  se refiere a la potencia transmitida por la línea y  $u_{POD}$  se refiere a la señal de amortiguación de potencia oscilatoria (POD, siglas en inglés).

**Figura 1.14**

Implementación TCSC a) Diagrama de control b) esquema de conexión c) implementación PowerFactory [3]



Las señales de salida del diagrama de bloques, es una variable de susceptancia, cuya expresión es presentada como un estado por Milano [8]

$$b_{TCSC}(x_c) = -\frac{\frac{x_c}{x_{km}}}{x_{km} * \left(1 - \frac{x_c}{x_{km}}\right)} \quad (1.15)$$

Considerando el esquema de la figura 1.14 b, el ramal de reactancia ( $X_T$ ) esta expresada como: [3]

$$X_T = X_{km} + X_{TCSC} \quad (1.16)$$

Donde  $X_{TCSC}$  es la reactancia equivalente del paralelo entre el capacitor y el reactor, la cual es expresada como: [3]

$$\begin{aligned} jX_{TCSC} &= -j \frac{1}{b_{TCSC}} = \frac{(-j * x_{cap}) * jx_{in}}{jx_{in} - jx_{cap}} = \frac{x_{cap} * x_{in}}{j(x_{in} - x_{cap})} \\ &= -j \frac{x_{cap} * x_{in}}{(x_{in} - x_{cap})} \end{aligned} \quad (1.17)$$

Donde  $x_{cap}$  es la reactancia del capacitor fijo, este compensa el 30% a la reactancia total de la linea,  $x_{in}$  se refiere a la reactancia controlada del reactor variable y  $b_{TCSC}$  es la susceptancia del TCSC.

De la ecuacion 1.17 y considerando que  $x_{cap}$  es definido primero, es posible determinar la relacion de  $x_{in}$  como funcion de  $b_{TCSC}$ . [3]

$$x_{in} = \frac{x_{cap}}{b_{TCSC} * x_{cap} - 1} \quad (1.18)$$

Para no afectar la estabilidad del sistema, se establece que la compensación no debe exceder el valor máximo de la fracción de compensación (CF) respecto a la reactancia nominal de la linea, para la parte capacitiva ( $CF_{cap}$ ) y la inductiva ( $CF_{ind}$ ) de las zonas de operación del TCSC. [3]. En base a eso se obtiene el rango de:

$$-CF_{cap} * x_{km} \leq X_{TCSC} \leq CF_{ind} * x_{km} \quad (1.19)$$

El desarrollo de las ecuaciones se puede indagar en [3], en la cual nos permite obtener los limites de retraso de primer orden. Ademas de que limita la compensación de la linea asegurnando que no exceda los umbrales predefinidos. [3]

$$x_{cmin} = \frac{x_{km}}{1 + CF_{ind}} \quad \Lambda \quad x_{cmax} = \frac{x_{km}}{1 - CF_{cap}} \quad (1.20)$$

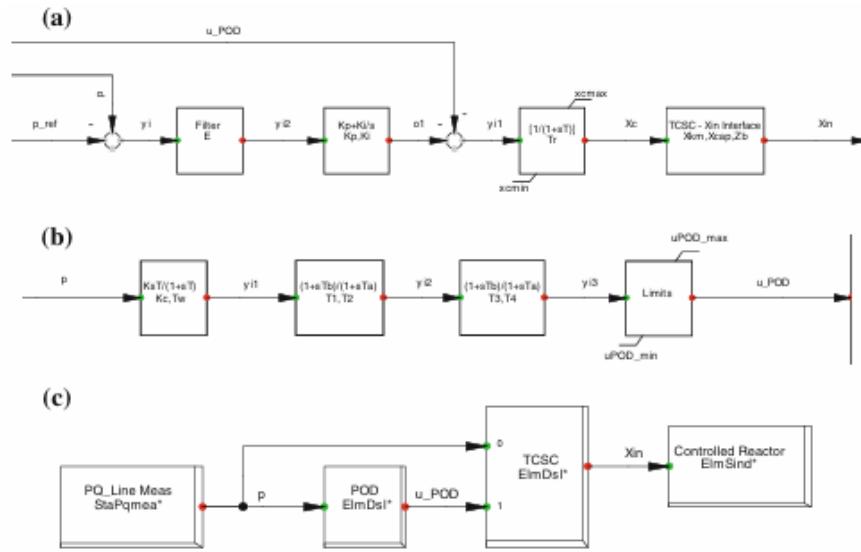
Se realiza una equivalencia entre la ecuación 1.15 y 1.17, luego la cual se simplifica [3], se obtiene la expresión que relaciona  $x_{in}$  con la señal de control  $x_c$ :

$$x_{in} = \frac{x_{cap} * x_{km} - x_{cap} * x_c}{\frac{x_{cap} * x_c}{x_{km}} + x_{km} - x_c} \quad (1.21)$$

La ecuación 1.21 será introducido en el bloque llamado TCSC-Xin Interface, como se puede ver en la figura 1.15 a.

**Figura 1.15**

Implementacion DSL de TCSC a) controlador TCSC b) controlador POD c) composite frame TCSC [3]



Para inicializar el bloque de TCSC-Xin Interface se usará el código propuesto en la figura 1.16, para el caso del diagrama de bloques del POD para inicializar se usará la figura 1.17,

**Figura 1.16**

Código de inicialización TCSC [3]

```

inc(x1)=(-(Xin*Xkm)/Zb)+(Xcap*Xkm))/(Xcap+((Xin*Xcap)/(Zb*Xkm))-(Xin/Zb))
inc(x2)=-x1
inc(p_ref)=p
inc(u_POD)=0

vardef(Xkm)='pu';'Line reactance'
vardef(Xcap)='pu';'Reactance of the fixed capacitor'
vardef(Zb)='ohm';'Base impedance'
vardef(E)='pu';'Series filter error'
vardef(Kp)='pu';'PI controller proportional gain'
vardef(Ki)='pu';'PI controller integral gain'
vardef(Tr)='s';'First order delay time constant'
vardef(xcmin)='pu';'Minimum limit of the first order delay'
vardef(xcmax)='pu';'Maximum limit of the first order delay'

```

**Figura 1.17**

Código de inicialización POD [3]

```

inc(x1)=p
inc(x2)=0
inc(x3)=0
inc(u_POD)=0

vardef(Kc)='pu';'Stabilizer gain'
vardef(Tw)='s';'Washout time constant'
vardef(T1)='s';'Phase compensation time constant 1'
vardef(T2)='s';'Phase compensation time constant 2'
vardef(T3)='s';'Phase compensation time constant 3'
vardef(T4)='s';'Phase compensation time constant 4'
vardef(uPOD_min)='pu';'Output minimum limit'
vardef(uPOD_max)='pu';'Outout maximum limit'

```

Para la etapa de optimización luego de encontrar cual dispositivo es el más factible de implementar en el sistema para mantener la estabilidad cuando suceden los eventos dinámicos, se realizara la optimización de los parámetros del controlador del dispositivo, o controlador y filtro POD según sea el dispositivo mediante el uso del módulo de System Parameter Identification del software de Power factory, la cual nos permite obtener los parámetros de un controlador de un modelado DSL en base a la comparación de datos externa y la señal del dispositivo a encontrar los parámetros, como se lo hizo en un ejemplo práctico con un transformador EMT donde se optimizo la reactancia saturada de un transformador [6]

El procedimiento de identificación de parámetros se efectúa mediante la función Identificación de Parámetros del Sistema. La herramienta de comando ComIdent constituye un optimizador no lineal de alto rendimiento, capaz de estimar múltiples parámetros en uno o varios modelos a partir de un conjunto de señales medidas de entrada y salida. Este proceso de identificación se desarrolla principalmente bajo la siguiente metodología[.2]

Se genera un objeto de archivo de medición (ElmFile) encargado de vincular los datos medidos en bruto con una o varias señales de medición. Dichas señales pueden corresponder a registros de la red, de componentes específicos o de variables de respuesta. La información medida puede provenir de un archivo de texto o de un objeto de resultados (ElmRes) obtenido en otra simulación. [2]

Las señales de medición pueden emplearse como entradas en los modelos de los elementos del sistema eléctrico cuyos parámetros deban identificarse, o bien como señales de control para fuentes de voltaje o de corriente. Asimismo, es posible someter al sistema a excitaciones mediante eventos de simulación, tales como variaciones de parámetros, maniobras de interruptores o la aplicación de cortocircuitos. [2]

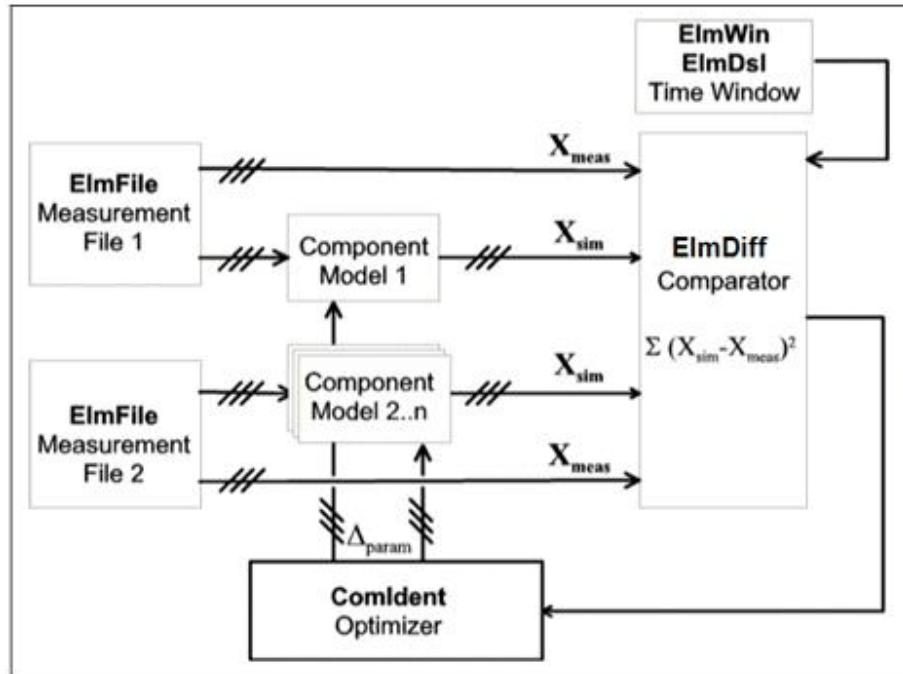
Las señales de salida generadas por los elementos del sistema eléctrico se envían a un comparador junto con las mediciones correspondientes. De esta manera, el comparador (ElmDiff) recibe tanto la respuesta medida frente a la excitación como la respuesta simulada proveniente de los modelos de los elementos. [2]

El comando ComIdent recopila las funciones objetivo de todos los comparadores presentes en el caso de estudio activo y procede a minimizar la función objetivo global

resultante. Para ello, se le asigna una lista de parámetros a identificar, los cuales son ajustados con el fin de reducir dichas funciones objetivo. [2]

**Figura 1.18**

Principios de identificación [2]



Para realizar una identificación de parámetros, se necesitan tres componentes principales: [2]

- El comando de identificación de parámetros
- Los controles, para definir los parámetros que deben ser optimizados
- El objeto de comparación, para calcular la función objetivo que debe ser minimizada

Luego de la cual se debe seleccionar el método de optimización que depende de que tan complejo es la búsqueda de parámetros en el sistema, para la cual el modulo SPI dispone de los siguientes métodos. [2]

- **Particle Swarm Optimisation (PSO) [2]**

Método inspirado en el comportamiento de un enjambre.

- Las partículas se mueven por el espacio de búsqueda considerando: su velocidad, su mejor experiencia pasada, y la información compartida por otras partículas.
- Estrategias de comunicación: en anillo (Ring), en estrella aleatoria (Stochastic Star) o mediante un conjunto de referencia (Cyber Swarm).
- Permite reinicios o “beaming” para evitar quedarse atrapado en soluciones locales.
- Parámetros principales: número de partículas, pesos para inercia, experiencia personal, local y global.

**Esencial:** balancea exploración y explotación mediante cooperación entre partículas.

- **Nelder–Mead [2]**

Método clásico basado en un simplex (un polígono en varias dimensiones).

- El algoritmo ajusta los vértices del simplex reflejándolos, expandiéndolos, contrayéndolos o reduciéndolos, dependiendo de los resultados obtenidos.
- Si el simplex colapsa (pierde tamaño), puede reiniciarse para escapar de mínimos locales.

- En altas dimensiones, puede complementarse con búsquedas lineales para encontrar direcciones prometedoras.

**Esencial:** explora el espacio ajustando progresivamente un polígono de puntos, sin necesidad de derivadas.

- **DIRECT (DIviding RECTangles) [2]**

Método global de optimización basado en dividir el espacio de búsqueda.

- Se parte de un hipercubo normalizado y se divide en rectángulos más pequeños.
- En cada paso, se seleccionan los rectángulos con mayor potencial de mejora y se subdividen.
- Balancea exploración (buscar en áreas nuevas) y explotación (afinar en regiones prometedoras).

**Esencial:** divide sistemáticamente el espacio en rectángulos, enfocándose en regiones con mayor potencial.

- **BFGS (Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno) [2]**

Método de optimización basado en gradientes.

- Mantiene una aproximación de la matriz Hessiana (curvatura) para mejorar la dirección de búsqueda.
- Utiliza una búsqueda en línea en cada paso para avanzar hacia un mínimo.
- Tiene una versión de memoria limitada para problemas grandes.

**Esencial:** método eficiente que usa gradientes y curvatura aproximada para acelerar la convergencia hacia un óptimo.

- **Legacy (Quasi-Newton) [2]**

Método más antiguo y menos sofisticado que BFGS.

- Basado en aproximaciones de Newton pero con simplificaciones.
- Se mantiene en PowerFactory por compatibilidad histórica, aunque no es el más recomendable.

**Esencial:** versión clásica y básica de Quasi-Newton, ahora usada solo por legado.

Para indagar más en los métodos de optimización, y la matemática detrás de cada uno y que reglas son las que rigen la búsqueda de parámetros para cada método se puede revisar [2].

## **Capítulo 2**

## 2. Metodología

Este trabajo se enfocó en el análisis de la implementación de dispositivos FACTS como alternativa tecnológica para reforzar la estabilidad del voltaje y optimizar la calidad del suministro eléctrico en el sistema de las islas Galápagos. La elección de esta solución obedece a la necesidad de contar con una red flexible y resiliente, capaz de responder a los retos operativos de una matriz energética mayoritariamente renovable y sujeta a variaciones. La adopción de FACTS se justifica por su efectividad demostrada en otros sistemas eléctricos a nivel internacional, especialmente en redes aisladas o con alta penetración de renovables. Estos dispositivos destacan por su capacidad de intervenir en tiempo real en el control del flujo de potencia y en la regulación de la tensión, evitando la necesidad de ampliar la infraestructura existente. En el contexto de Galápagos, donde existen restricciones tanto ambientales como operativas, esta característica resulta esencial, pues garantiza un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico sin afectar la sostenibilidad ni el equilibrio ecológico del archipiélago.

De acuerdo con los objetivos establecidos en esta investigación, se decidió analizar tres dispositivos FACTS: SVC, STATCOM y TCSC, seleccionados por su probada capacidad para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico y regular los flujos de potencia activa y reactiva. Estos equipos han sido ampliamente empleados en estudios de dinámica de sistemas eléctricos y presentan características adecuadas para las condiciones operativas de redes aisladas como la de Galápagos.

La elección de estos tres dispositivos se sustentó en varios criterios técnicos y prácticos: su adecuación a sistemas eléctricos de pequeña escala, su capacidad para actuar de manera localizada sin requerir una reconfiguración completa de la red, y su facilidad de

integración en entornos de simulación computacional como Power Factory, donde es posible modelar sus características y evaluar su comportamiento frente a diversos escenarios operativos. Como punto de partida, se empleó el modelo digital previamente presentado de la red eléctrica del sistema Galápagos, el cual reproduce de manera realista la configuración de la región insular.

La metodología empleada se estructuró en fases claramente definidas, permitiendo una implementación sistemática del estudio:

1. Modelado del sistema base

Se utilizó el modelo proporcionado de la red de Galápagos, el cual incluye todos los componentes esenciales del sistema: nodos representativos, transformadores, líneas de transmisión, alimentadores de distribución y perfiles de carga. Antes de avanzar hacia la incorporación de dispositivos FACTS, el modelo fue revisado y ajustado para garantizar su compatibilidad estructural y funcional con los nuevos elementos a ser implementados, preservando su fidelidad respecto a las condiciones reales del sistema eléctrico.

2. Implementación de dispositivos FACTS en DSL

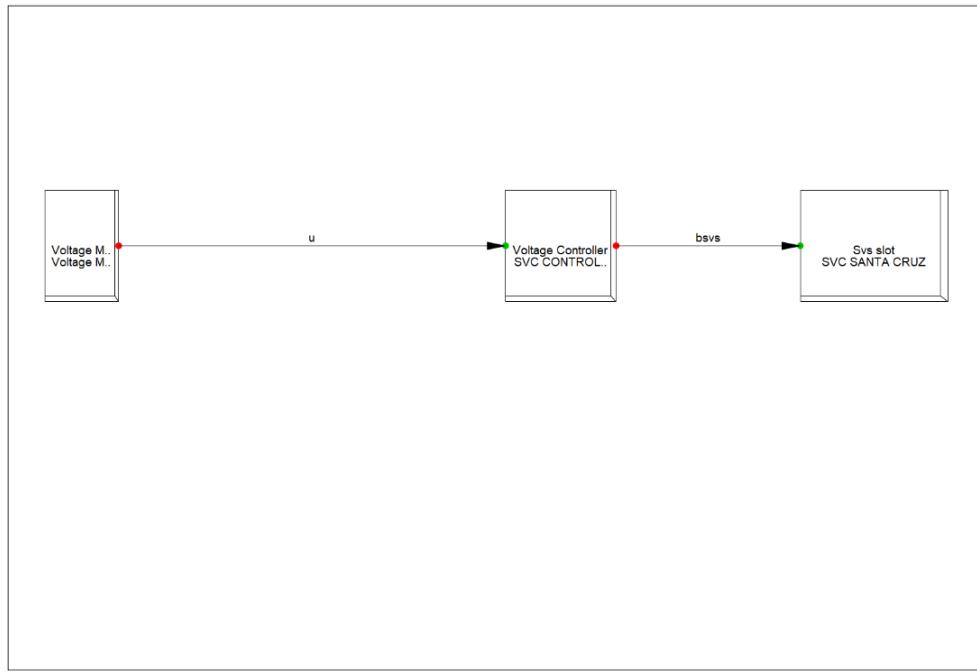
Los dispositivos seleccionados (SVC, STATCOM y TCSC) fueron implementados dentro del entorno de Power Factory utilizando el lenguaje de simulación propio del software: DSL, la estructura de control de cada dispositivo fue diseñada considerando principios teóricos establecidos en la literatura técnica, así como metodologías previamente validadas en estudios similares. En particular, se tomaron como referencia los procedimientos descritos en [3].

### Programación SVC

En la figura 2.1, se tiene el frame de como se enlazan las señales del medidor que obtienes las mediciones del sistema eléctrico, el controlador del dispositivo siendo este el que da la señal de respuesta y por ultimo el bloque que recibe dicha señal esta siendo la que va al dispositivo para que pueda actuar según el modo de operación establecido.

**Figura 2.1**

Frame del dispositivo SVC

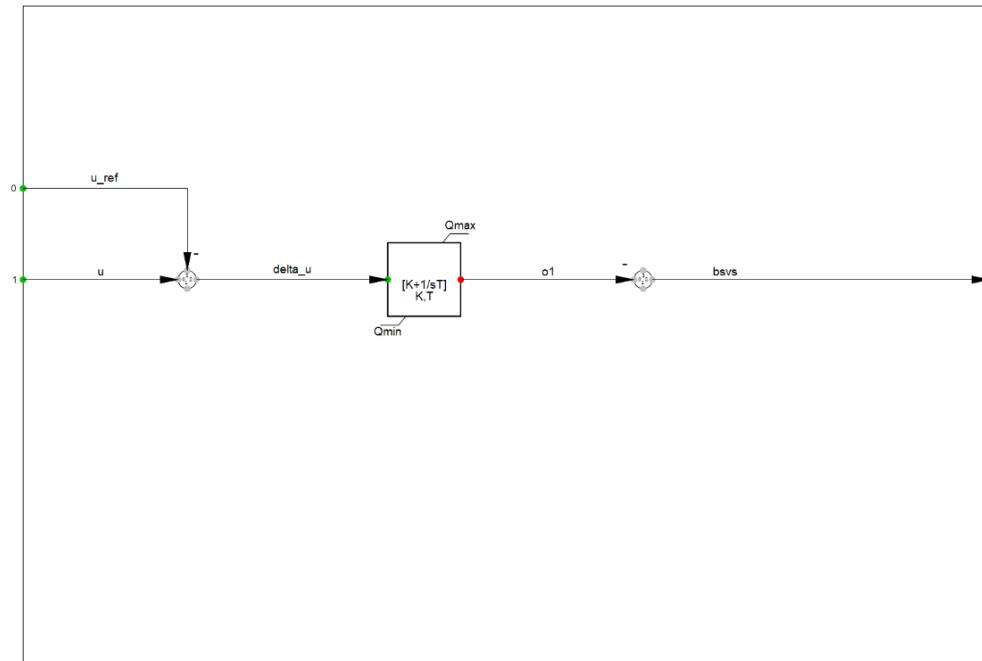


En la figura 2.2, se tiene el controlador de tensión del SVC está estructurado como un lazo de control proporcional con retardo, diseñado para regular la tensión del nodo donde se conecta el dispositivo. El esquema se basa en la comparación entre la tensión medida del sistema (**u**) y una referencia establecida (**u\_ref**), generando así una señal de error (**delta\_u**) que se introduce a un bloque proporcional-integral. Este controlador ajusta la susceptancia

del dispositivo (**bsvs**) dentro de un rango limitado por **Qmin** y **Qmax**, permitiendo al SVC actuar.

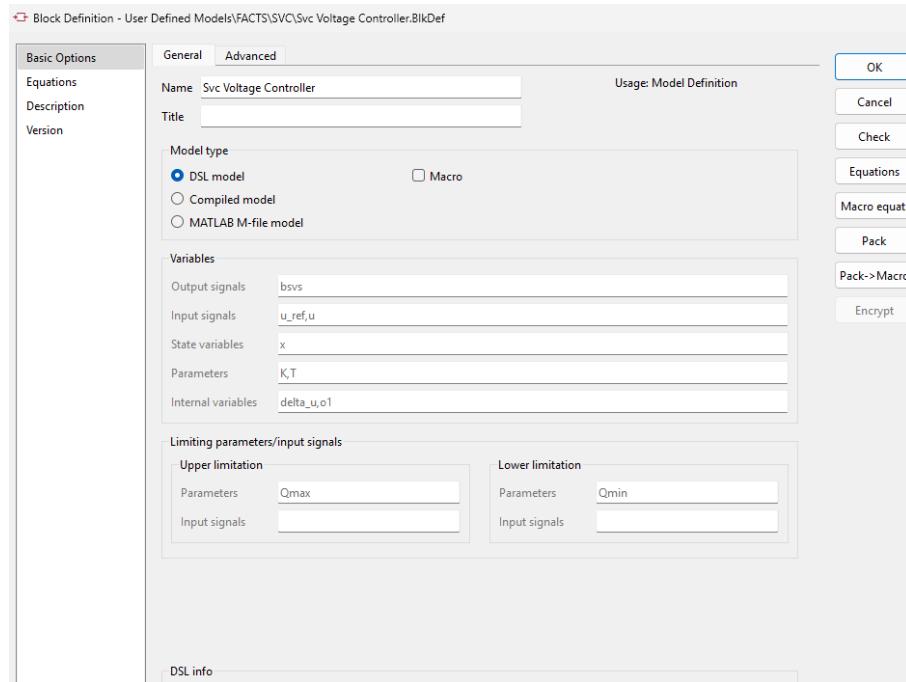
**Figura 2.2**

Diagrama de bloques del controlador



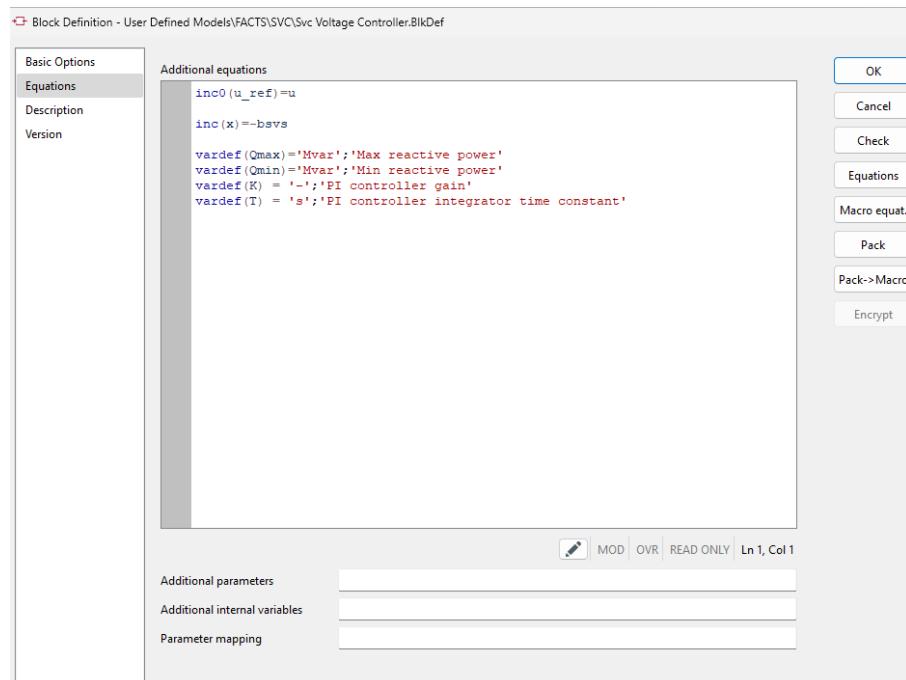
**Figura 2.3**

Configuración del controlador



**Figura 2.4**

### Ecuaciones iniciales del controlador SVC



### Programacion STATCOM

En la figura 2.5, se tiene el frame general del STATCOM representando la arquitectura de control encargada de regular la inyección dinámica de corriente reactiva al sistema eléctrico mediante un generador estático de potencia. La señal de entrada principal proviene del bloque de medición de voltaje ( $V_{\text{Meas}}$ ), el cual obtiene la tensión del nodo donde se conecta el STATCOM. Esta medición se dirige simultáneamente hacia un módulo de oscilación de potencia (POD STATCOM) y hacia el bloque principal del controlador (STATCOM CONTROLLER). La señal modulada por el POD, que actúa como sistema de amortiguamiento adicional frente a oscilaciones de baja frecuencia, se suma a la tensión medida para conformar una señal de control efectiva ( $u_{\text{POD}}$ ).

**Figura 2.5**

Frame del dispositivo STATCOM

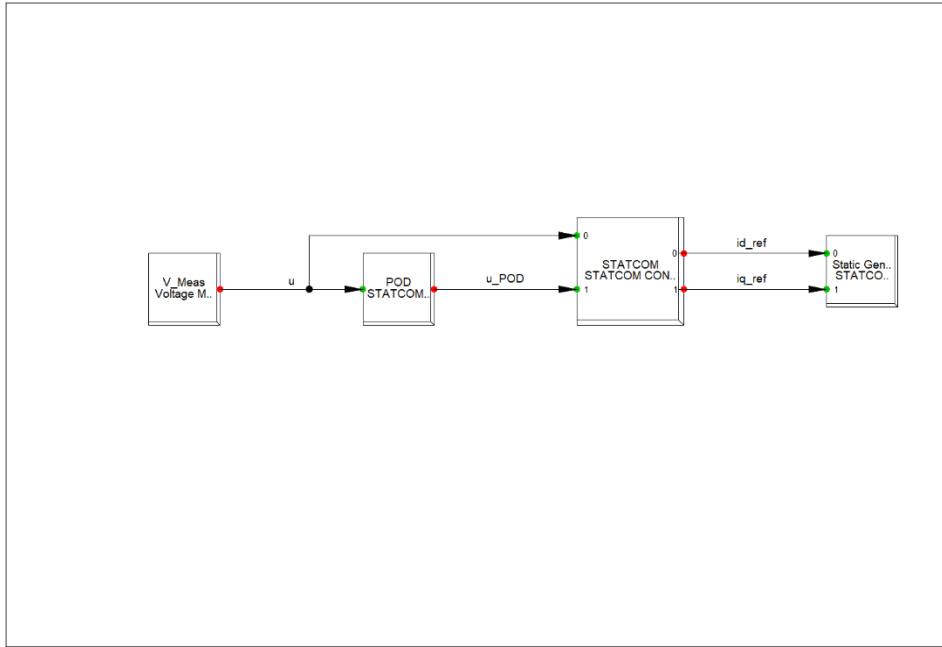
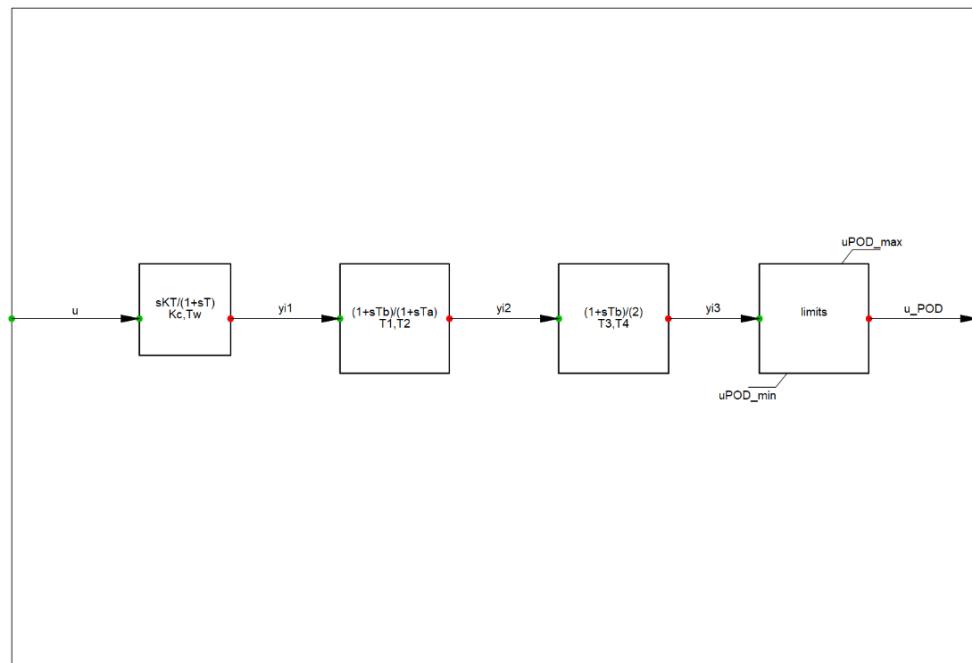


Figura 2.6 tiene el diagrama del POD implementado en el STATCOM, cuyo propósito es generar una señal auxiliar destinada a amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema

eléctrico. La señal de entrada atraviesa un filtro de paso alto y posteriormente dos bloques de corrección de fase tipo lead-lag, los cuales ajustan la fase en base a la frecuencia de la oscilación. Al final, se añade un bloque limitador que mantiene la señal de salida  $u_{\_POD}$  dentro de un rango seguro, evitando fenómenos de saturación. Este controlador actúa directamente sobre el sistema de regulación del STATCOM, fortaleciendo su respuesta dinámica frente a perturbaciones.

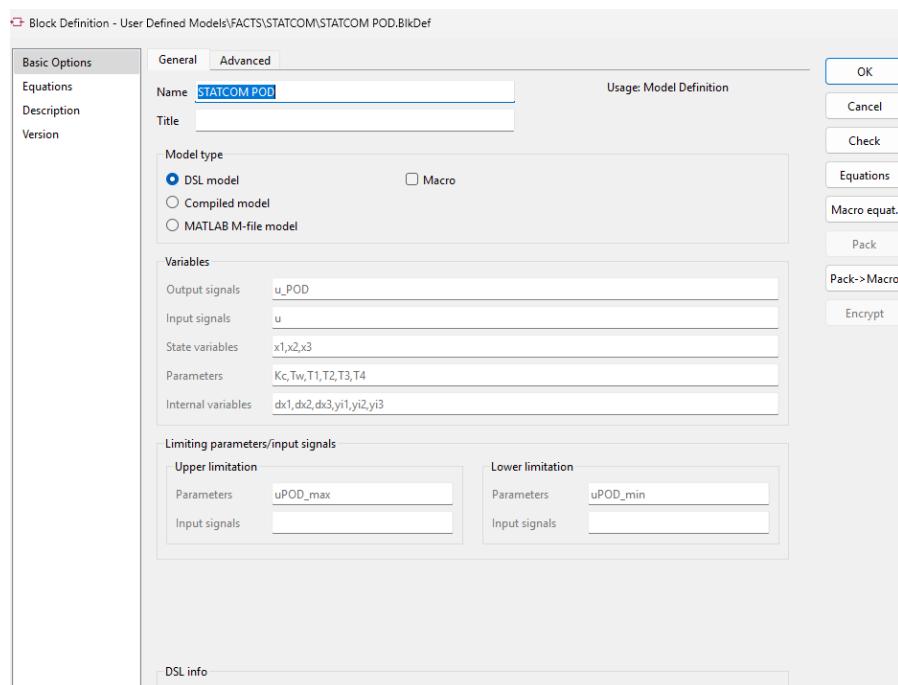
**Figura 2.6**

Diagrama de bloques del filtro POD



**Figura 2.7**

Configuración del POD del STATCOM



**Figura 2.8**

### Ecuaciones iniciales del POD

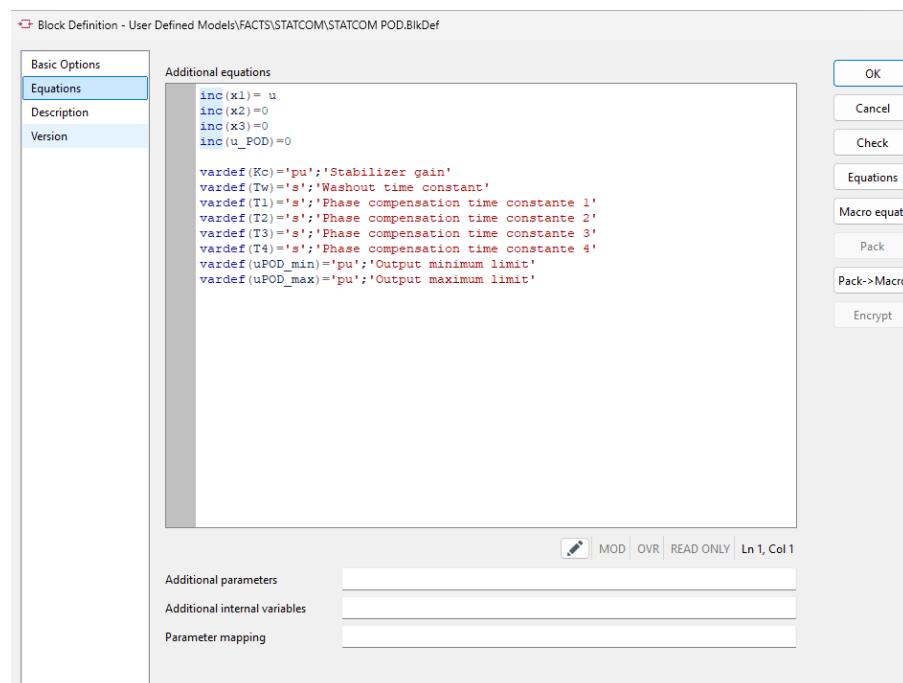
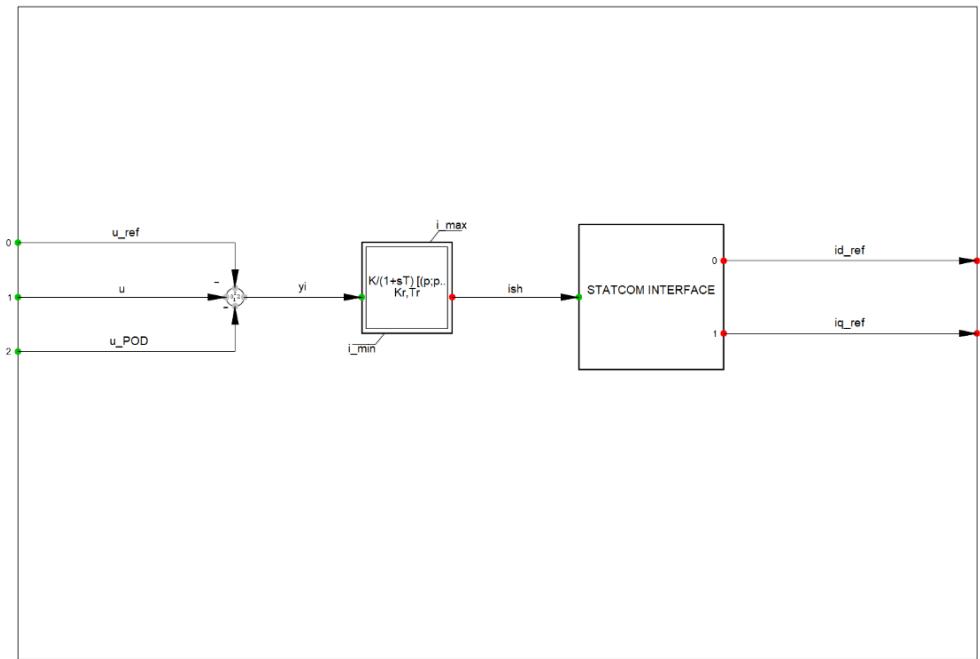


Figura 2.9 tiene el diagrama de control principal del STATCOM. La señal de entrada se obtiene al comparar el voltaje de referencia con el voltaje medido, incorporando además la acción del controlador POD. Esta señal de error es procesada por un controlador PI que genera una corriente de referencia limitada dentro de rangos definidos. La corriente resultante es enviada al módulo de interfaz del STATCOM, el cual entrega las referencias de corriente necesarias para regular el intercambio de potencia.

**Figura 2.9**

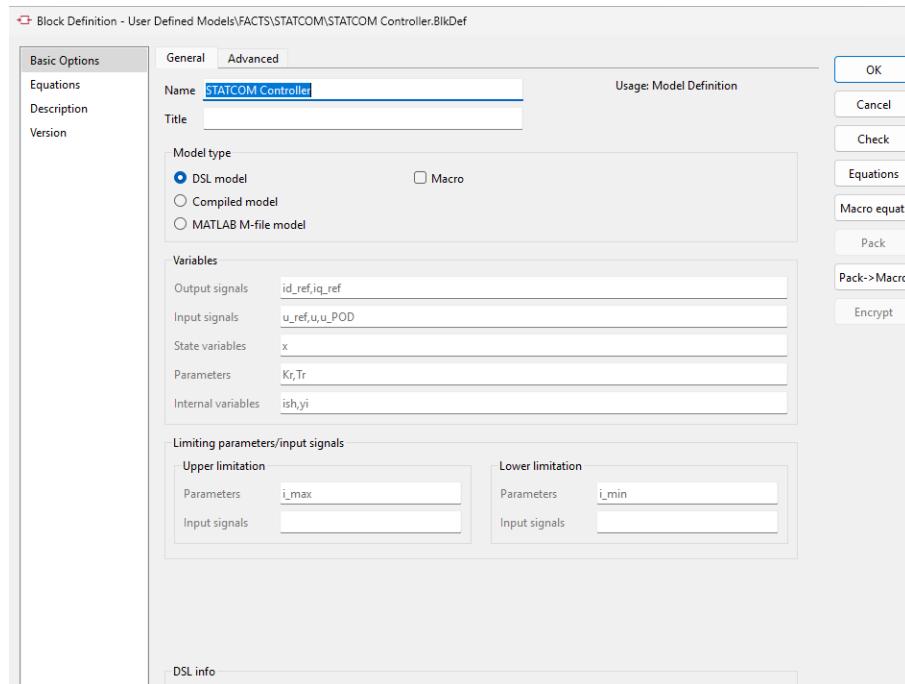
Diagrama de bloques del controlador STATCOM



Para el bloque STATCOM INTERFACE se utiliza la estructura de ecuaciones determinadas en las ecuaciones (1.13) y (1.14) donde se determina la solución de  $Id_{ref}$  e  $Id_{q\_ref}$  en función de  $Ish$ .

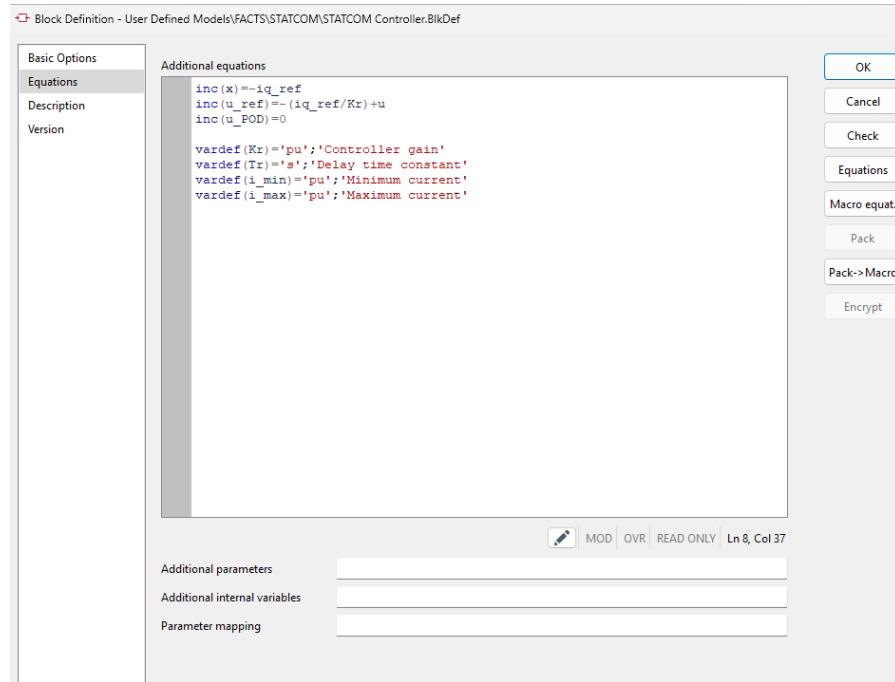
**Figura 2.10**

Configuración inicial del controlador



**Figura 2.11**

Ecuaciones iniciales del controlador

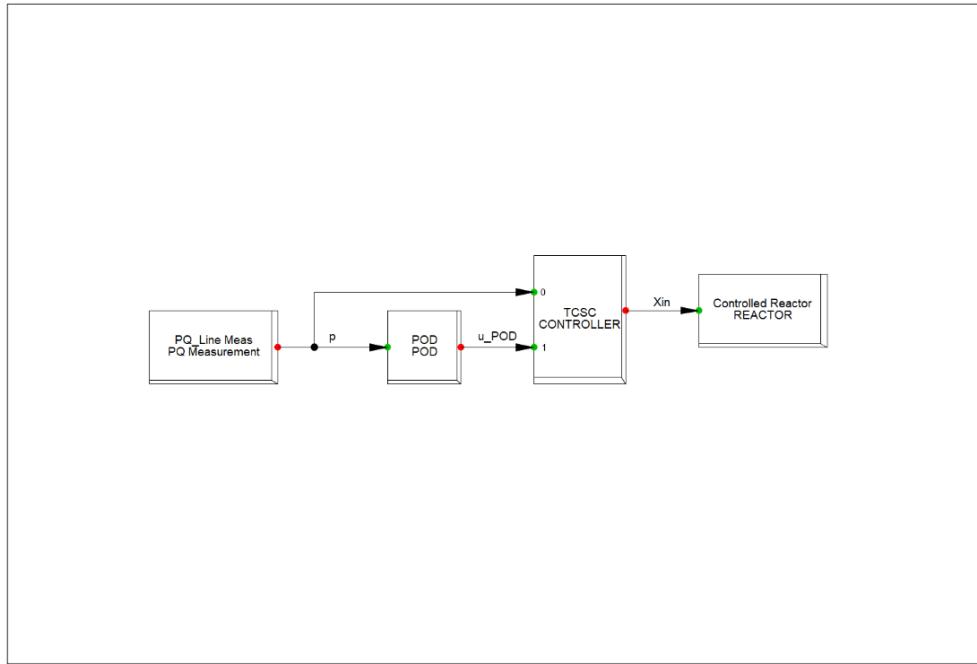


## Programación TCSC

Figura 2.12 presenta la estructura de control utilizada en el TCSC. La señal de potencia activa medida en la línea es utilizada como entrada para un controlador POD, cuya salida modula la señal de control principal del TCSC. Esta interacción permite modificar dinámicamente la reactancia serie, favoreciendo la atenuación de las oscilaciones de potencia. La señal final se aplica al reactor controlado, alterando en tiempo real la impedancia equivalente de la línea.

**Figura 2.12**

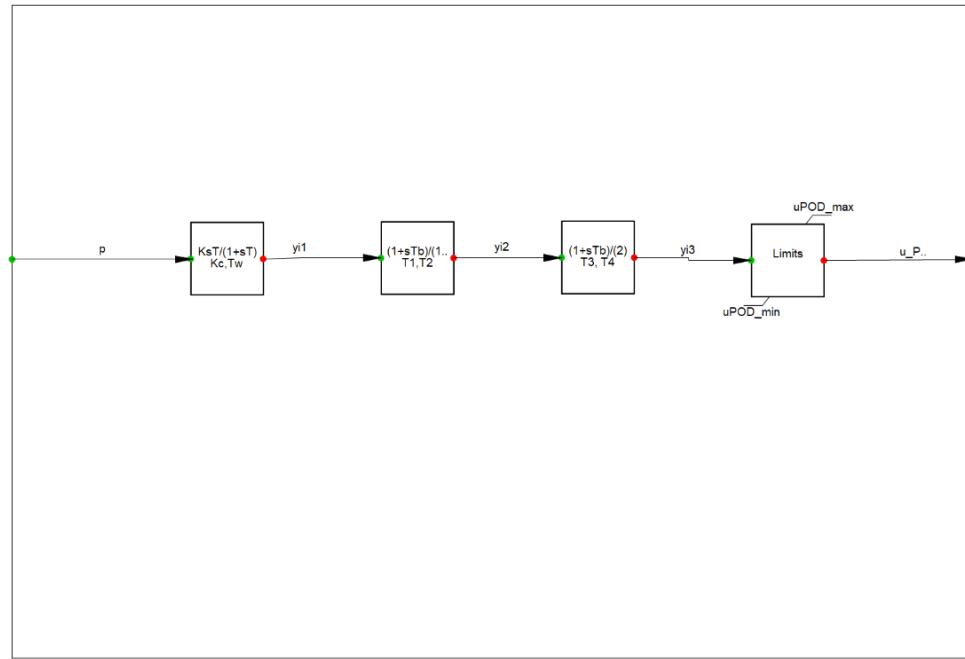
Frame del dispositivo TCSC



La Figura 2.13 muestra el controlador POD diseñado para el TCSC, cuya señal de entrada es la potencia activa medida en la línea. La señal se procesa mediante un filtro de paso alto y dos bloques de corrección de fase, los cuales ajustan la respuesta del controlador en función de la frecuencia de oscilación. Finalmente, se aplica un bloque limitador que restringe la salida  $u_{\_POD}$  dentro de un rango definido para evitar saturaciones. Esta señal es utilizada para mejorar el comportamiento dinámico del TCSC ante perturbaciones.

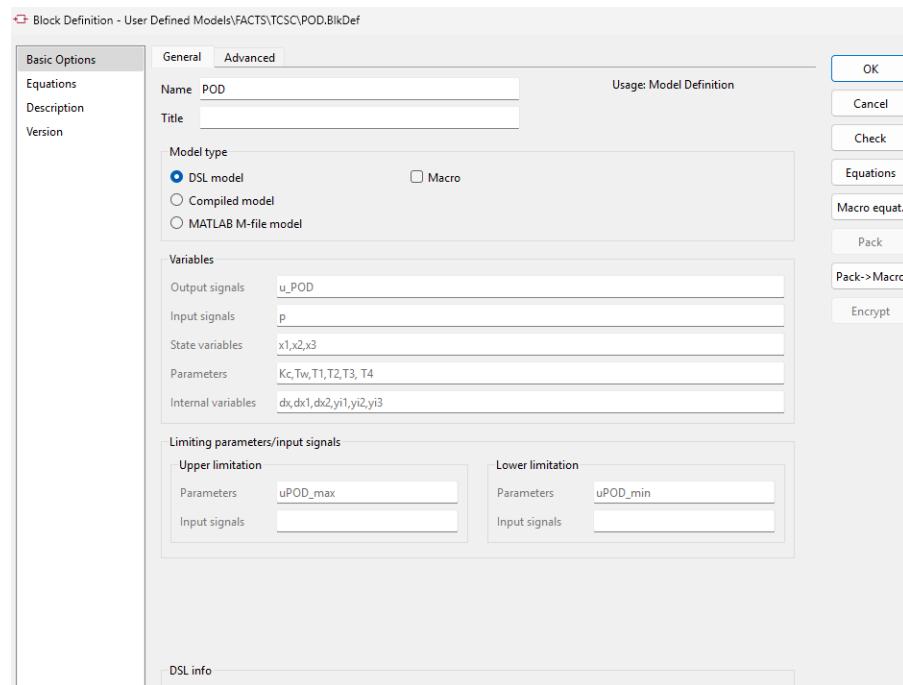
**Figura 2.13**

Diagrama de bloques del POD



**Figura 2.14**

Configuración del POD



**Figura 2.15**

### Ecuaciones iniciales del POD

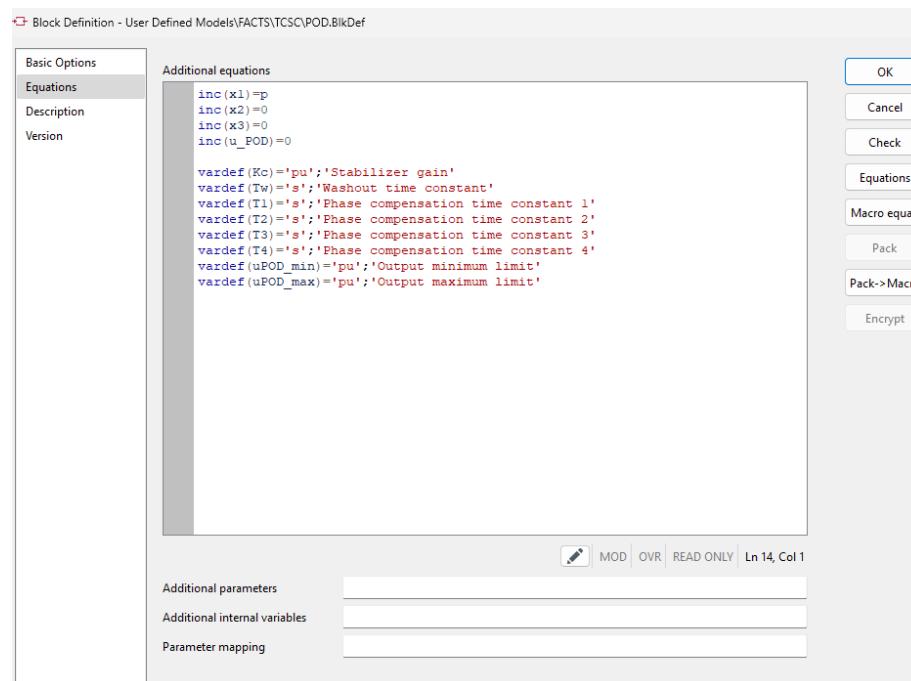
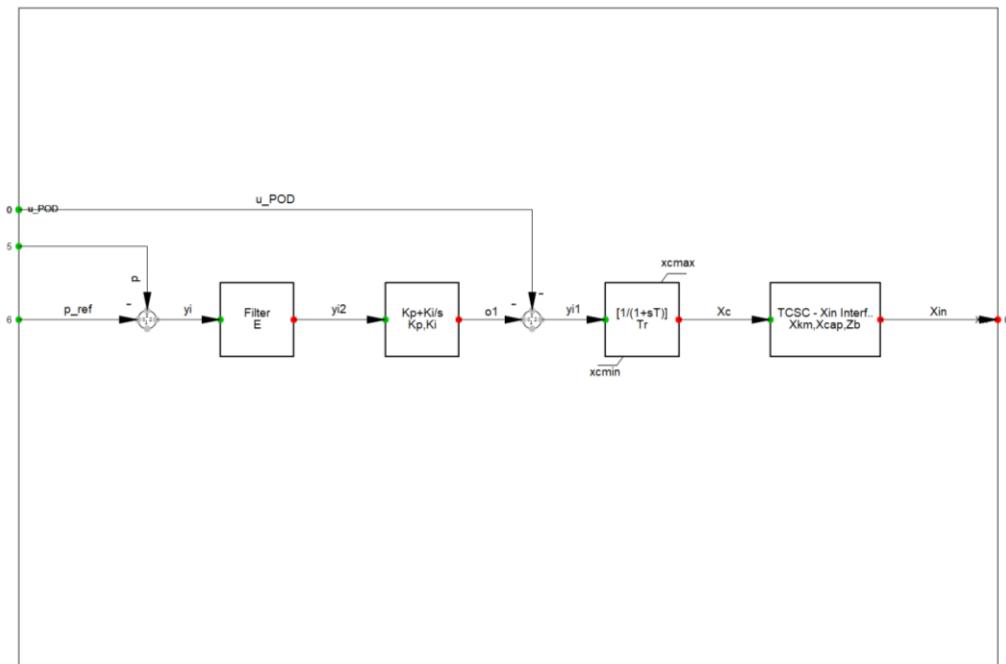


Figura 2.16 presenta el controlador interno del TCSC que regula la reactancia serie inyectada en la línea. La señal de error entre la potencia activa medida y su referencia es filtrada y procesada mediante un controlador PI. A esta señal se le suma la salida POD, lo que permite atenuar las oscilaciones. La señal final es limitada y enviada al módulo de interfaz del TCSC, que ajusta dinámicamente la reactancia aplicada.

**Figura 2.16**

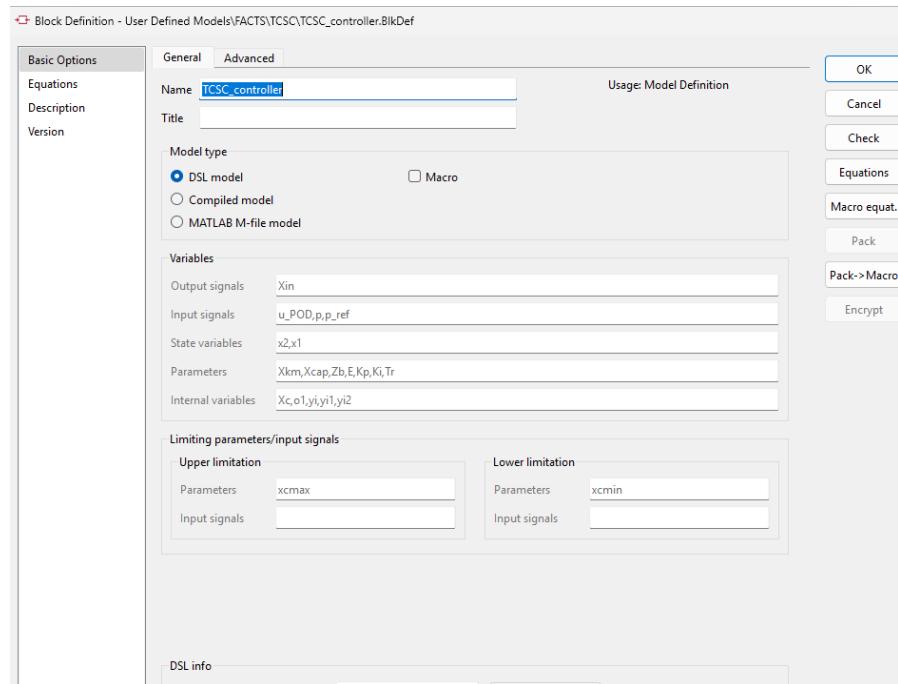
Diagrama de bloques del controlador



Para el bloque de la interfaz del TCSC se emplea la ecuación (1.8), en la cual se relaciona  $X_{in}$  con la señal de control  $X_c$ , con lo cual se podrá controlar la reactancia del reactor dependiendo del evento dinámico que se tenga.

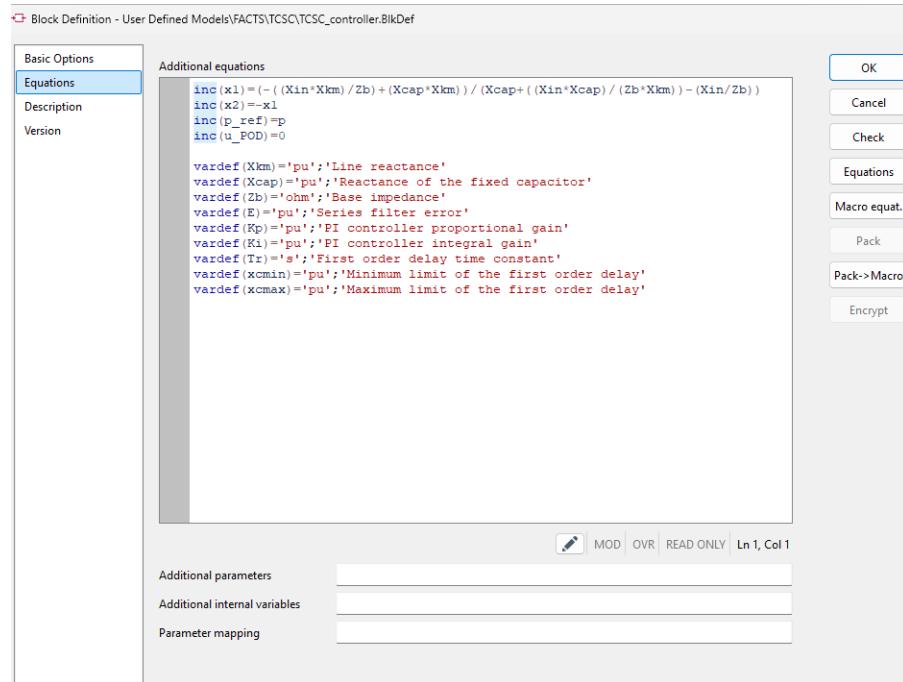
**Figura 2.17**

Configuración del controlador



**Figura 2.18**

Ecuaciones iniciales del controlador



### 3. Parametrización técnica:

Los parámetros de cada dispositivo FACTS, como la potencia nominal, tiempos de respuesta, niveles de tensión y límites de control, fueron definidos en función del comportamiento del sistema. En ausencia de una normativa específica que limite estos valores, se consideró el flujo de potencia reactiva en el corredor analizado para estimar una potencia adecuada. Se evitó asignar valores excesivos que pudieran causar sobrecompensación, y se descartaron potencias insuficientes que no generen mejoras significativas en la estabilidad.

#### Parametrización SVC

Los parámetros presentados en la Tabla 2.1 corresponden al controlador PI del SVC. La ganancia K define la intensidad de la respuesta ante desviaciones de voltaje; valores

mayores producen acciones más agresivas, mientras que valores menores suavizan la respuesta. La constante de tiempo  $T$  ajusta la rapidez de la acción integradora. Por otro lado, los límites  $Q_{\min}$  y  $Q_{\max}$  determinan el rango de compensación reactiva del dispositivo; si este rango es muy estrecho, el impacto del SVC se reduce, mientras que un rango muy amplio puede provocar sobrecompensación si no se controla adecuadamente.

**Tabla 2.1**

Parámetros del controlador SVC

Parámetro	Descripción
<b>K</b>	Ganancia proporcional del controlador PI
<b>T</b>	Constante de tiempo del integrador del PI [s]
<b>Qmin</b>	Potencia reactiva mínima que puede generar o absorber el SVC [Mvar]
<b>Qmax</b>	Potencia reactiva máxima que puede generar o absorber el SVC [Mvar]

La Tabla 2.2 detalla los elementos configurables del sistema SVC. El reactor controlado por tiristores (TCR) permite absorber potencia reactiva de manera continua y variable, adaptándose a las necesidades del sistema en tiempo real. El banco de capacitores conmutados por tiristores (TSC) inyecta potencia reactiva de forma rápida y por pasos, mejorando la respuesta dinámica ante cambios de carga. Adicionalmente, los capacitores

conmutados mecánicamente (MSC) pueden utilizarse para una compensación fija de potencia reactiva. El control puede aplicarse en forma balanceada o desbalanceada, según los requerimientos del sistema.

**Tabla 2.2**

Configuración del SVC en el sistema

Configuración del dispositivo	Descripción
<b>TCR</b>	Reactor controlado por tiristores
<b>TSC</b>	Capacitores conmutados por tiristores
<b>MSC</b>	Capacitores conmutados mecánicamente

Parametrización STATCOM

La Tabla 2.3 presenta los parámetros definidos para el controlador del STATCOM. La ganancia Kr controla la intensidad de la acción correctiva frente a variaciones de voltaje; un valor alto mejora la rapidez de respuesta, pero puede generar inestabilidad si no se ajusta adecuadamente, mientras que valores bajos brindan mayor estabilidad a costa de una respuesta más lenta. La constante de retardo Tr define el tiempo que tarda el sistema en actuar; tiempos más cortos agilizan la respuesta, pero aumentan la sensibilidad a perturbaciones, mientras que tiempos más largos la suavizan. Por último, los límites  $i_{\min}$  e  $i_{\max}$  establecen el rango permitido de corriente que el STATCOM puede inyectar o absorber; si este rango es muy estrecho, se reduce su capacidad de compensación, mientras que un rango excesivamente amplio puede comprometer la seguridad del convertidor.

**Tabla 2.3**

Parámetros del controlador STATCOM

Parámetro	Descripción
<b>Kr</b>	Ganancia del controlador
<b>Tr</b>	Constante de tiempo [s]
<b>I_min</b>	Corriente mínima [pu]
<b>I_max</b>	Corriente máxima [pu]

La Tabla 2.4 presenta los parámetros del filtro POD asociado al STATCOM. La ganancia Kc regula la magnitud de la acción estabilizadora; un valor elevado genera una respuesta más fuerte, pero puede provocar sobrecompensación si no se ajusta correctamente. La constante Tw actúa como filtro de paso alto, eliminando componentes lentas y dejando pasar solo señales oscilatorias relevantes para el control. Los pares de constantes T1-T2 y T3-T4 forman bloques de compensación de fase. Por último, los límites uPOD\_min y uPOD\_max definen el rango de salida del controlador, limitando su acción para evitar saturaciones. Valores muy amplios pueden generar inestabilidad, mientras que un rango demasiado restringido reduce la efectividad del amortiguamiento.

**Tabla 2.4**

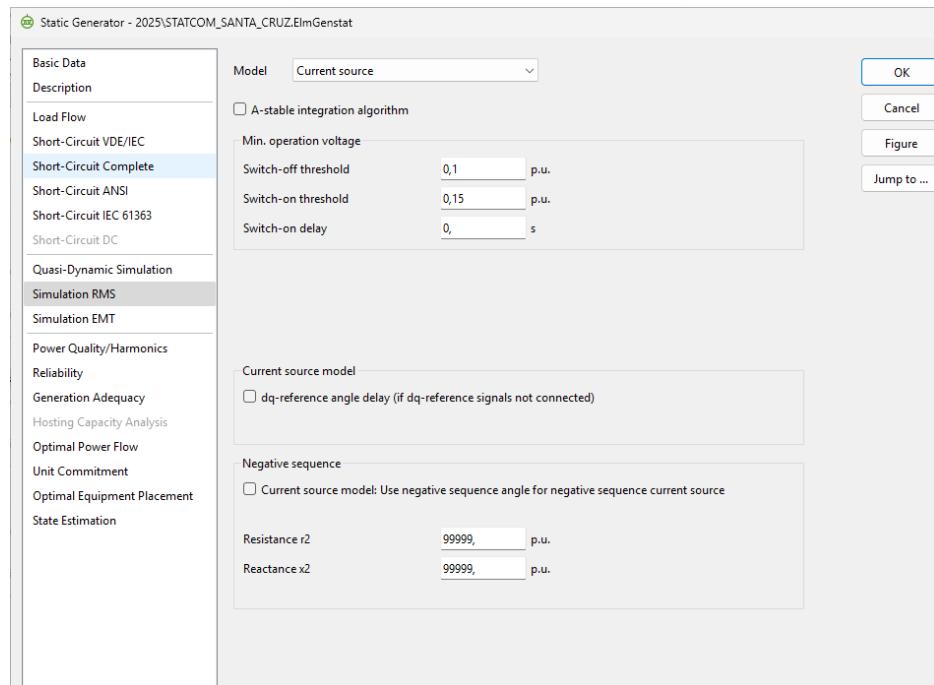
Parámetros del POD

Parámetro	Descripción
<b>Kc</b>	Ganancia del estabilizador.
<b>Tw</b>	Constante de tiempo del filtro de paso alto.
<b>T1, T2</b>	Constantes de tiempo del primer bloque de compensación de fase.
<b>T3, T4</b>	Constantes del segundo bloque de compensación de fase
<b>uPOD_min</b>	Límite inferior de la señal de salida del POD.
<b>uPOD_max</b>	Límite superior de la señal de salida del POD.

Figura 2.19 presenta la configuración del modelo del STATCOM como fuente de corriente controlada. Se definen umbrales de conexión y desconexión en función del voltaje operativo mínimo, así como un retardo para la reconexión. Esta configuración permite controlar el comportamiento del STATCOM durante condiciones de baja tensión, evitando respuestas no deseadas. Adicionalmente, se habilitan opciones para modelar la inyección de secuencia negativa y ajustar la respuesta angular de la referencia en caso de que no se utilicen señales en coordenadas dq.

### Figura 2.19

Configuración del STATCOM en el sistema



### Parametrización TCSC

Tabla 2.5 presenta los parámetros del controlador del TCSC. Este modelo emplea un controlador PI que regula la reactancia serie inyectada en función del error entre la potencia de referencia y la medida. Las ganancias proporcionales ( $K_p$ ) e integral ( $K_i$ ) determinan la intensidad y velocidad de corrección; valores altos generan respuestas rápidas, pero pueden provocar oscilaciones si no se ajustan correctamente. La constante  $T_r$  introduce un retardo de primer orden para suavizar la respuesta dinámica. Los límites  $x_{cmin}$  y  $x_{cmax}$  definen el rango de variación admisible para la reactancia modulada. También se incluyen parámetros eléctricos como  $X_{km}$ ,  $X_{cap}$  y la impedancia base ( $Z_b$ ) y el error de filtro serie ( $E$ ), que forman parte del modelo físico del TCSC dentro del sistema.

Para el valor de la reactancia de línea, se considero

**Tabla 2.5**

## Parametros del TCSC

Parámetros	Descripción
<b>Xkm</b>	Reactancia de línea (pu)
<b>Xcap</b>	Reactancia del capacitor fijo en pu
<b>Zb</b>	Impedancia base del sistema en ohmios
<b>E</b>	Error del filtro en serie del controlador
<b>Kp</b>	Ganancia proporcional del controlador PI
<b>Ki</b>	Ganancia integral del controlador PI
<b>Tr</b>	Constante de tiempo del retardo de primer orden
<b>xcmin</b>	Límite mínimo de la reactancia modulada
<b>xcmax</b>	Límite máximo de la reactancia modulada

Al igual que el STATCOM, este dispositivo también cuenta con el filtro POD, por ende, los parámetros y el comportamiento de cada parámetro del filtro tienen el mismo comportamiento. Ver tabla 2.4

### 4. Inserción estratégica en la red

Dado el objetivo de evaluar soluciones técnicas que fortalezcan la estabilidad del sistema eléctrico del archipiélago de Galápagos, se optó por implementar los dispositivos FACTS en el corredor de distribución principal, el cual representa el punto de interconexión crítica entre las dos zonas operativas de la red. Esta decisión se basó en criterios topológicos y funcionales, ya que dicho corredor constituye el eje central del sistema eléctrico insular.

La fase de simulación se llevó a cabo un análisis comparativo del desempeño del sistema eléctrico del archipiélago de Galápagos bajo dos condiciones: un escenario base sin la inclusión de dispositivos FACTS y un escenario intervenido con su implementación. En el caso de los controladores en derivación, como el SVC y el STATCOM, se verificó que los

niveles de tensión en los nodos críticos permanecieran dentro del rango normativo de operación, establecido en  $\pm 6\%$  respecto al valor nominal. Como indicador de desempeño se utilizó el índice de desviación de voltaje (VDI), que cuantifica el alejamiento porcentual de la tensión respecto al valor de referencia, tanto a nivel nodal como promedio en el sistema. Este índice ha sido ampliamente utilizado en estudios relacionados con estabilidad de voltaje, como se muestra en investigaciones sobre ubicación óptima de generación distribuida [4].

### Índice de desviación de voltaje

$$VDI_i = \left| \frac{V_i - V_{nom}}{V_{nom}} \right| * 100\% \quad (2.1)$$

En el caso del TCSC, dispositivo conectado en serie, se evaluó su efecto exclusivamente durante condiciones de contingencia, ya que en régimen normal no altera el flujo de potencia.

## 5. Optimización de parámetros mediante SPI

Como parte del análisis de desempeño de los dispositivos FACTS modelados, se desarrolló una etapa de optimización de los parámetros de control, cuyo propósito fue maximizar la eficiencia de cada tecnología frente a condiciones dinámicas exigentes. Esta optimización fue realizada utilizando el módulo System Parameter Identification (SPI), el cual permite ajustar automáticamente parámetros de modelos dinámicos en función de una referencia deseada.

Para este fin, se seleccionó el evento dinámico más crítico del conjunto definido en el estudio (evento 1), ya que representaba la situación de mayor impacto sobre la estabilidad del sistema eléctrico al tener la perdida de una central de generación con un sistema sin inercia rotacional.

Durante esta etapa, se modeló un perfil de voltaje ideal de referencia, caracterizado por:

- Recuperación rápida posterior a la perturbación.
- Ausencia de sobrecompensación o rebote.
- Cumplimiento del rango normativo de operación de  $\pm 6\%$  respecto al valor nominal del perfil de voltaje.

Para la optimización de parámetros se uso el método de Legacy(Quasi-Newton) la cual a partir de la comparación entre el perfil real de voltaje (obtenido en simulación sin optimización) y el perfil ideal, estimó la curva de potencia reactiva que debería ser inyectada o absorbida por el dispositivo FACTS durante y después del evento. Esta curva sirvió como guía para definir el comportamiento deseado del controlador.

El módulo SPI fue configurado para ajustar los parámetros clave de cada dispositivo, como:

- Ganancia proporcional e integral (K, T)
- Límites de potencia reactiva (Qmin y Qmax)
- Constantes de tiempo adicionales según el modelo utilizado.

## **Capítulo 3**

### 3. Resultados y análisis

Se efectuó un estudio preliminar del sistema eléctrico sin la incorporación de dispositivos FACTS, con el propósito de evaluar su comportamiento. Este análisis permitió establecer una referencia para valorar el impacto de cada dispositivo y determinar cuál de ellos ofrece mayor contribución a la estabilidad, asegurando que, tras un evento dinámico, el sistema solo alcance la zona de alerta y conserve la estabilidad sin perturbaciones significativas en el perfil de voltaje de los puntos de conexión entre Baltra y Santa Cruz, se presentar los parámetros eléctrico sin FACTS.

**Tabla 3.1**

Voltaje en barra de Baltra

Voltaje BARRA 0\_34.5 Kv

Evento	Vdi		
	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	(%)
1	1,035	1,036424	0,14
2	1,035	0,9591008	7,33
3	1,035	1,04826	1,28
4	1,035	0,945902	8,61
5	1,035	1,036495	0,14

**Tabla 3.2**

Voltaje en barra de Santa Cruz

Voltaje SCX PA BARRA0 34.5 kV 2

Evento	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	Vdi (%)
1	1,011260	1,021358	1,00
2	1,015634	0,9609979	5,38
3	1,01126	1,03917	2,76
4	1,00727	0,948237	5,86
5	1,02198	1,021316	0,06

**Tabla 3.3**

Flujo de potencia en la Línea de transmisión 1

Potencia activa L1		Potencia reactiva L1	
Evento	Pre-falla(kW)	Post-falla(kW)	Pre-falla(Kvar)
1	-2862,997	-1791,73	-24,24521
2	-1998,117	0	-402,4514
3	-2862,997	-2137,737	-24,24521
4	-3622,448	0	308,4713
5	-677,1882	-965,3333	-978,6956

**Tabla 3.4**

Flujo de potencia en la Línea de transmisión 2

Potencia activa L2		Potencia reactiva L2	
Evento	Pre-falla(kW)	Post-falla(kW)	Pre-falla(Kvar)

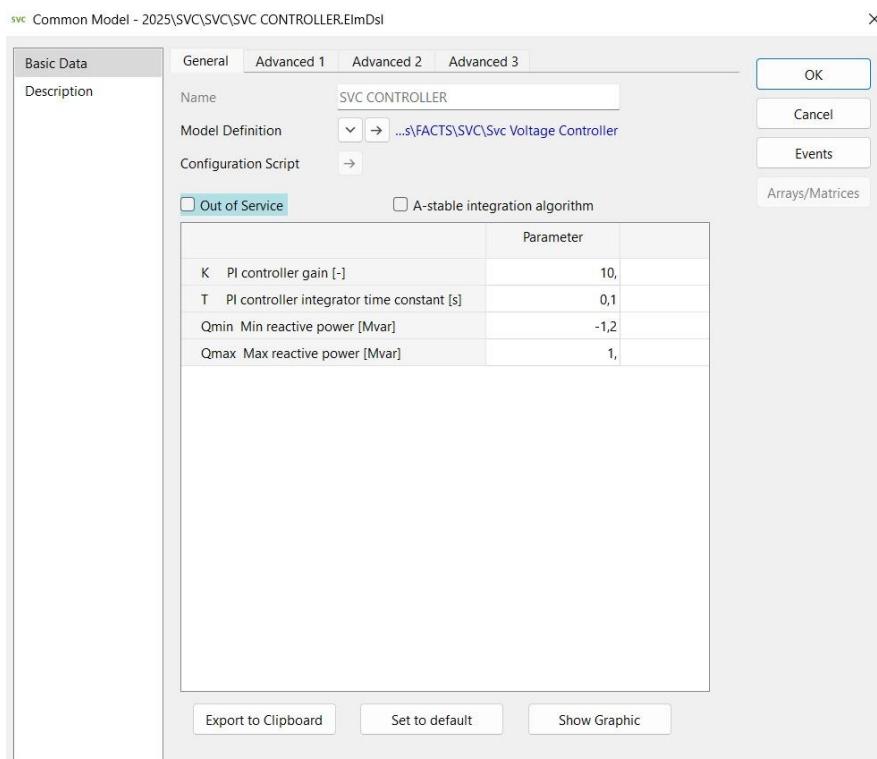
1	-2862,997	-1791,73
2	-1998,117	0
3	-2862,997	-2137,737
4	-3622,448	0
5	-677,1882	-965,3333

1	-24,24521	-168,4794
2	-402,4514	0
3	-24,24521	203,6668
4	308,4713	0
5	-978,6956	-936,1559

En la figura 3.1, se tiene los parámetros del controlador que permitara que la respuesta del sistema sea controlado, y que el perfil de voltaje se recupere a valores cercanos a la referencia luego del evento dinámico.

**Figura 3.1**

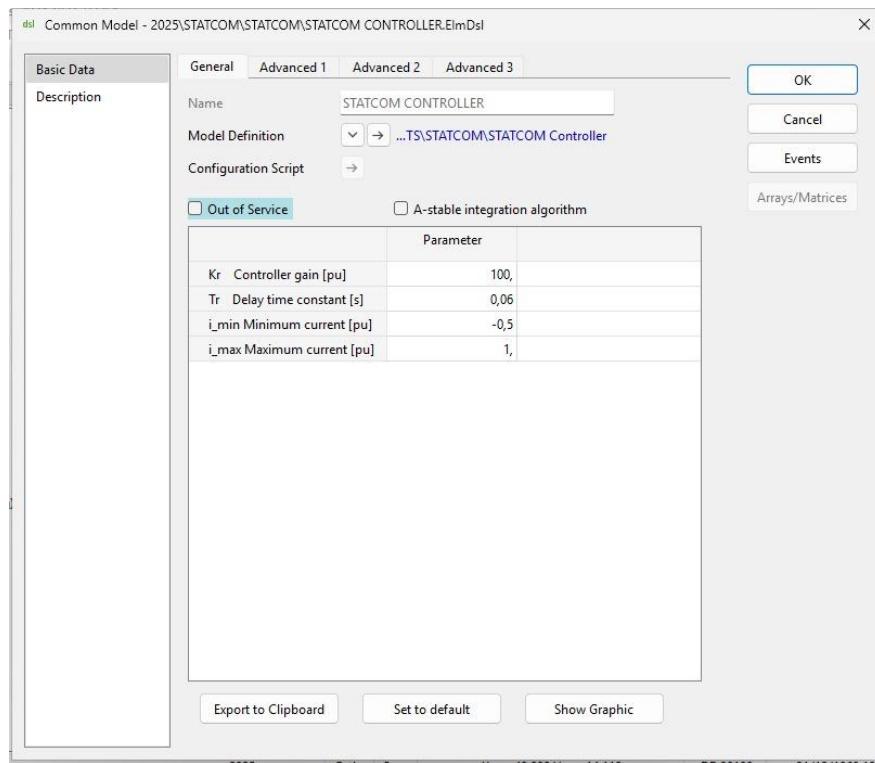
Parametros del controlador SVC



En la figura 3.2, se tiene los valores del controlador del STATCOM que permite obtener una respuesta rápida y estable del sistema ante los eventos dinámicos, además en la figura 3.3 se tiene los parámetros del filtro POD del STATCOM que permite que se filtren señales de baja o alta frecuencia.

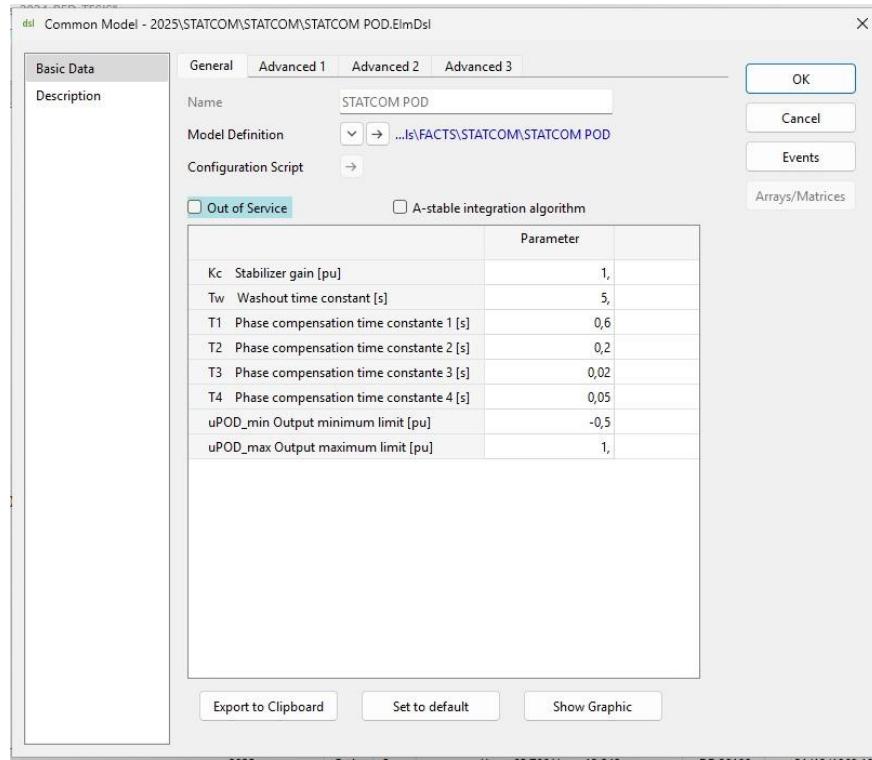
**Figura 3.2**

Parametros del controlador STATCOM



**Figura 3.3**

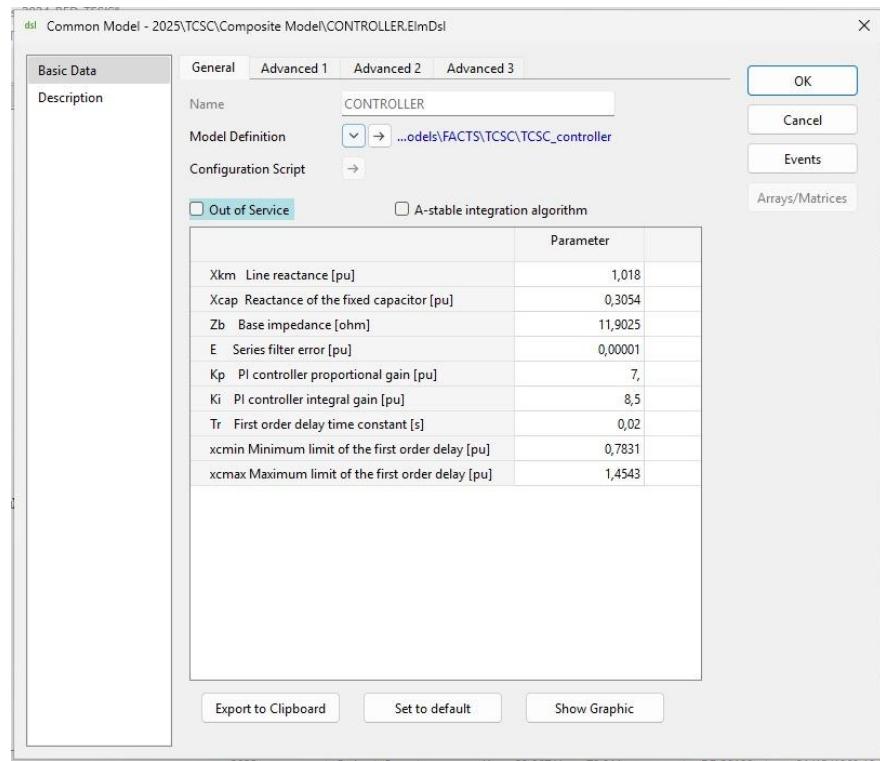
Parametros del filtro POD-STATCOM



En la figura 3.4 se cuenta con los valores del controlador TCSC, adicionalmente, en la Figura 3.5 se presentan los parámetros del filtro POD asociado al TCSC, encargado de suprimir señales de baja y alta frecuencia.

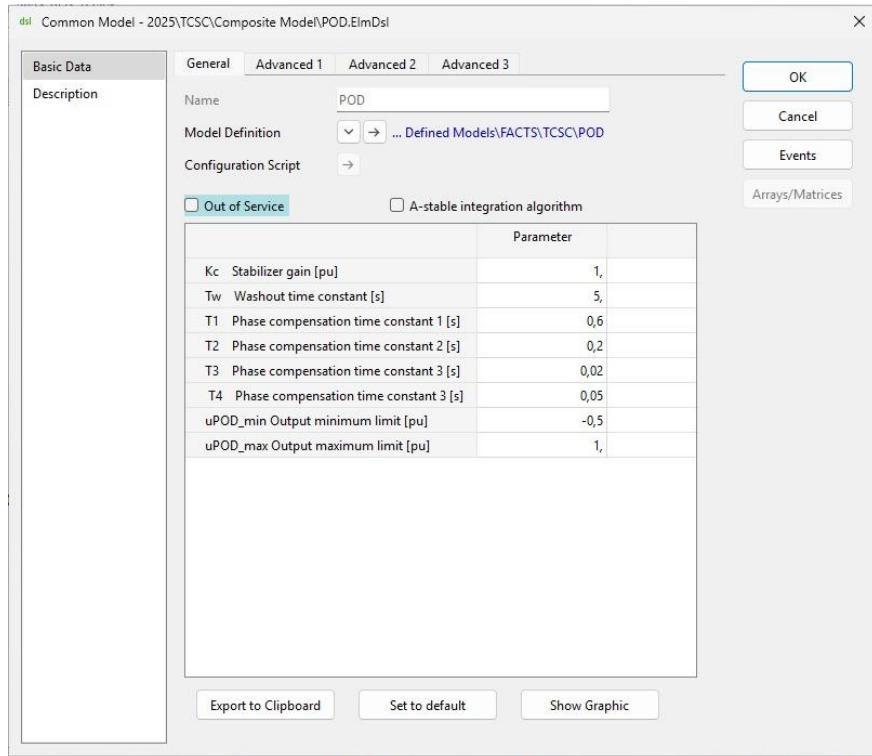
**Figura 3.4**

Parametros del controlador TCSC



**Figura 3.5**

Parámetros del filtro POD-TCSC

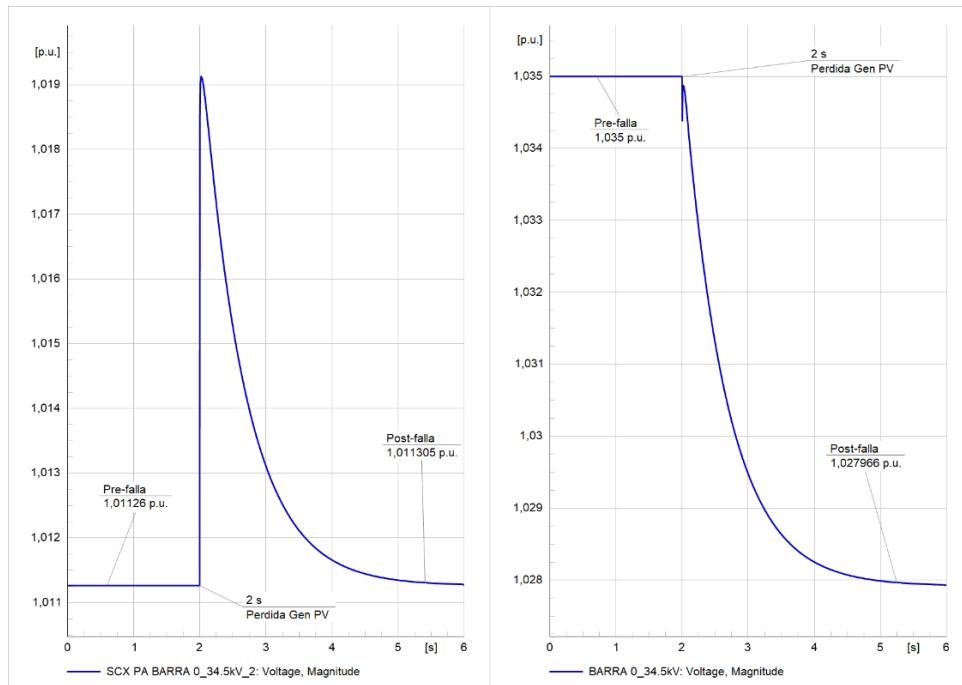


A continuación, se tiene desde la figura 3.6 hasta la figura 3.10, las respuestas del perfil de voltaje tanto en la barra de llegada como de la barra de salida del corredor de distribución, donde se puede observar el perfil de voltaje, antes, durante y después del evento dinámico, además en la tabla 3.5 y 3.6 se observa la mejora con respecto al indicador.

Donde se puede observar que el SVC permite que el perfil de voltaje se recomponga en gran medida de forma amortiguada sin presentar oscilaciones ni un error de voltaje tan considerable con respecto al voltaje de referencia previa al evento dinámico, esto nos permite que el sistema se estabilice antes de las 2 segundos que según la teoría es un tiempo prudente para evitar que las barras mas criticas de un sistema débil entre en inestabilidad, y que se dañen equipos sensibles del sistema, además que la respuesta tras que es rápida, sigue siendo suave por lo cual la respuesta del SVC no se sobreponen a la respuesta de otros controladores ni compensadores que existen ya en el sistema.

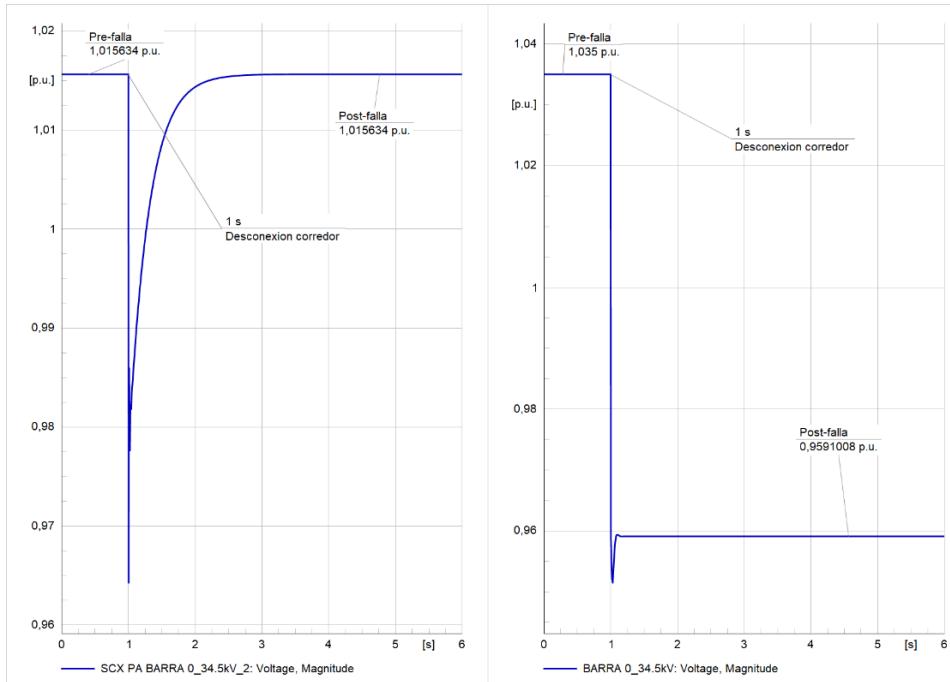
**Figura 3.6**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 1



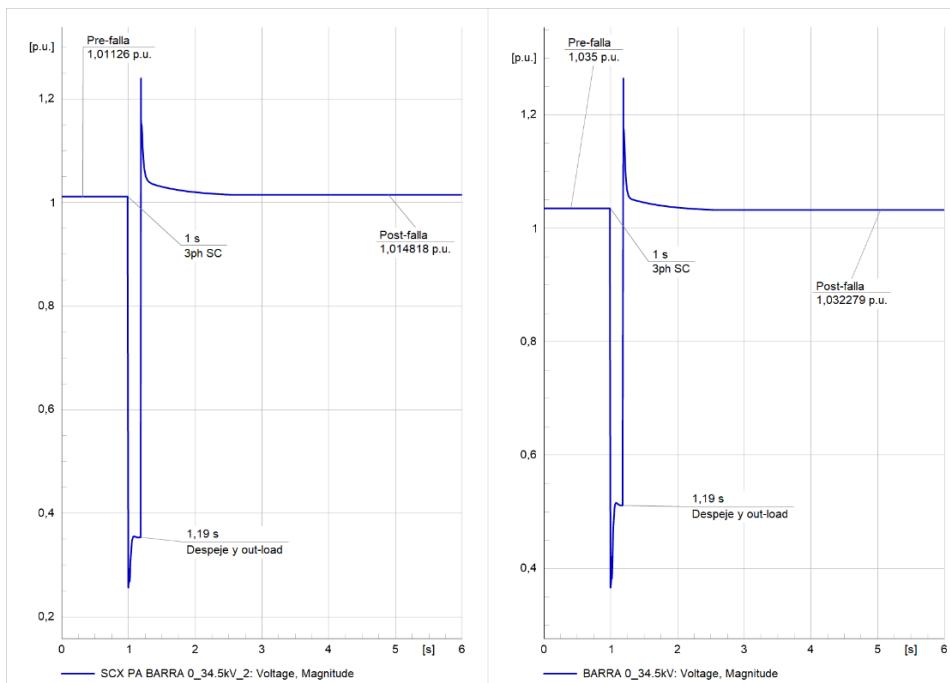
**Figura 3.7**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 2



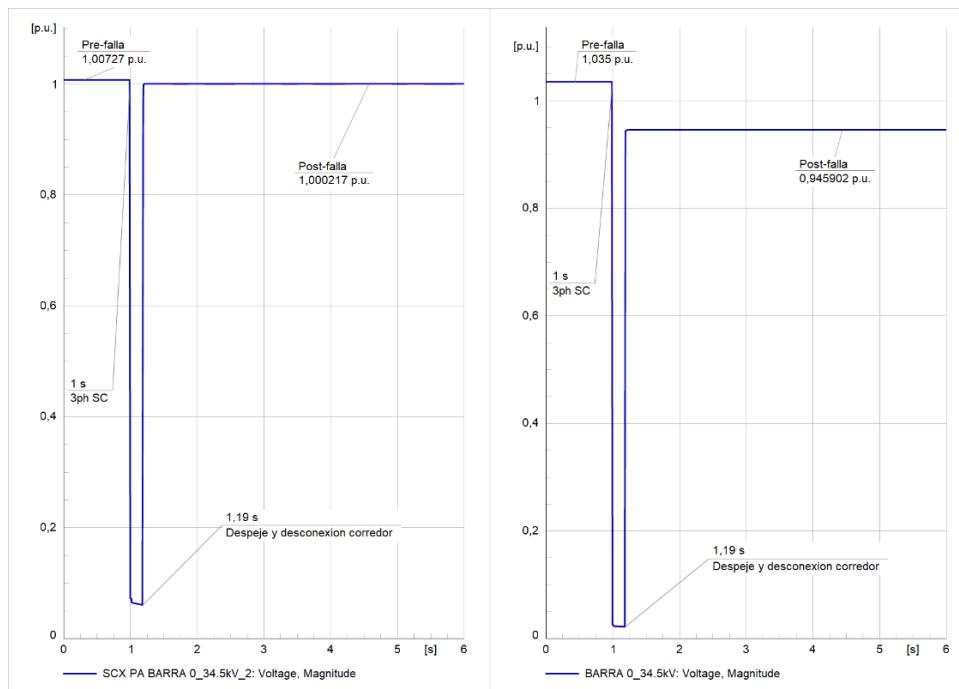
**Figura 3.8**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 3



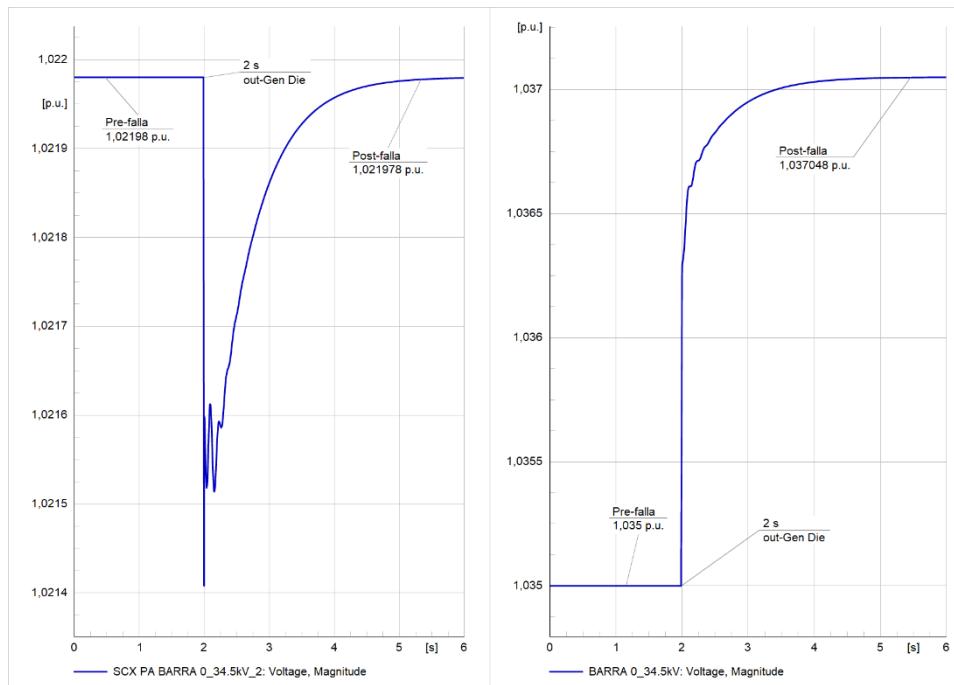
**Figura 3.9**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 4



**Figura 3.10**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 5



**Tabla 3.5**

Indicador de voltaje de la barra de Baltra SVC

Voltaje BARRA 0\_34.5 Kv

Evento	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	(%)
1	1,035	1,027966	0,68
2	1,035	0,9591008	7,33
3	1,035	1,029395	0,54
4	1,035	0,945902	8,61
5	1,035	1,037048	0,20

**Tabla 3.6**

Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz SVC

### Voltaje SCX PA BARRA0 34.5 kV 2

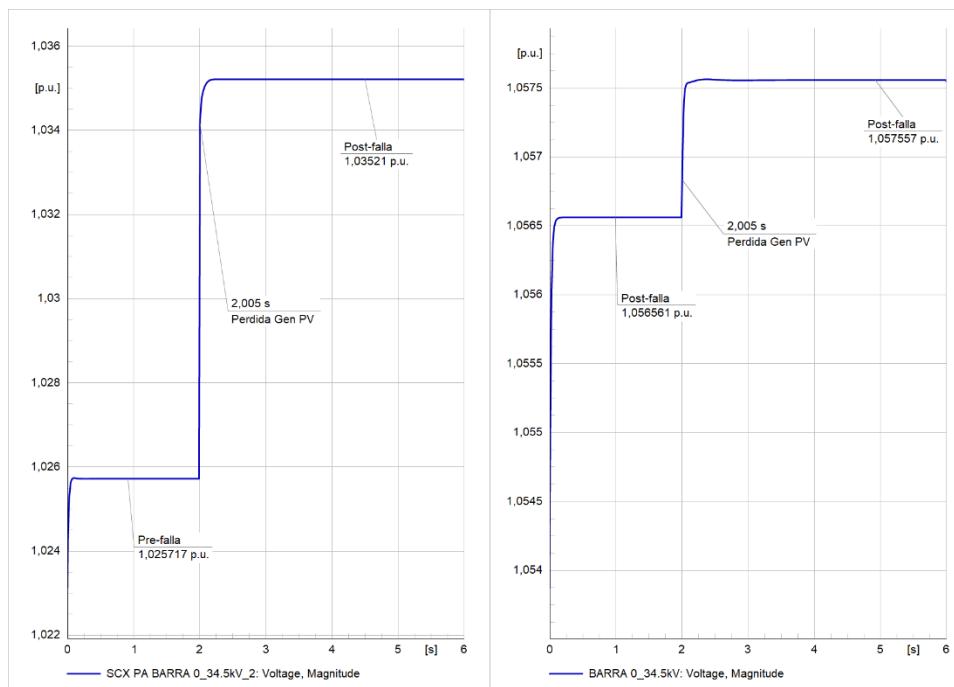
Evento	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	Vdi (%)
1	1,01126	1,011305	0,00
2	1,015634	1,015634	0,00
3	1,01126	1,011323	0,01
4	1,00727	1,007277	0,00
5	1,02198	1,021978	0,00

Desde la grafica 3.11, hasta la grafica 3.15, se tiene las respuestas del perfil de voltaje sujetas a la actuación del dispositivo STATCOM, tanto en la barra de llegada como de la barra de salida del corredor de distribución, donde se puede observar el perfil de voltaje, antes, durante y después del evento dinámico, además en la tabla 3.7 y 3.8 se tiene los indicadores de voltaje.

Para la simulación de este dispositivo se realizaron las consideraciones pertinentes para que la actuación sea controlado, por ende se obtuvieron las gráficas siguientes donde se puede observar que el perfil de voltaje se recupera a un nuevo punto de referencia en cercano al punto de referencia anterior, además que la respuesta en algunos casos es brusca y rápida, mientras que en otras es suave y amortiguada esto se debe a que hay eventos brusco que demandan toda la capacidad de compensación del sistema debido a fallas trifásica, mientras que otras es de compensar caídas de voltaje leves como la desconexión o salida de una central generadora.

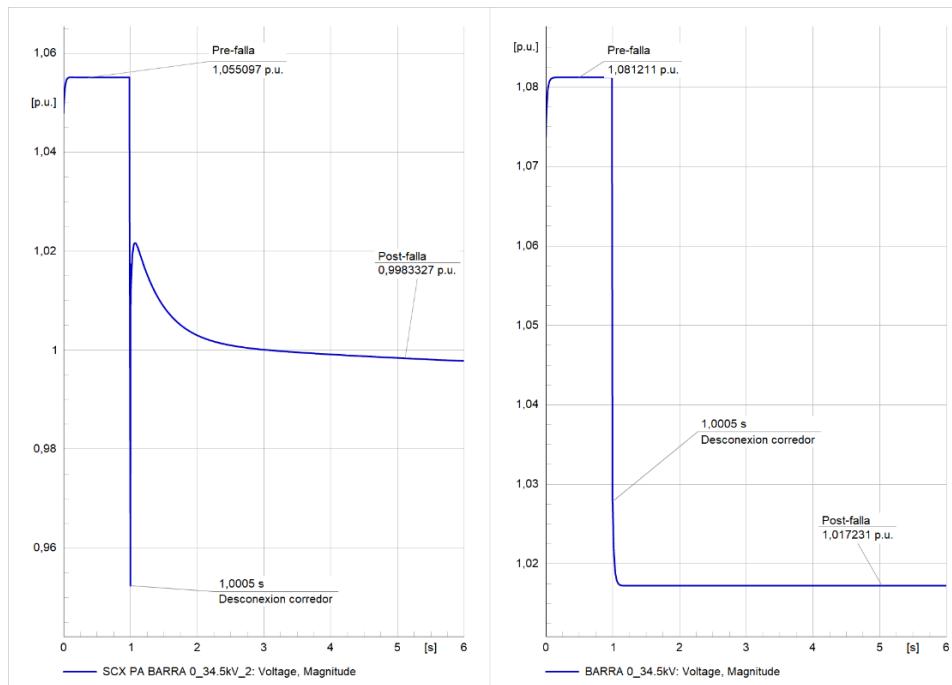
### Figura 3.11

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 1



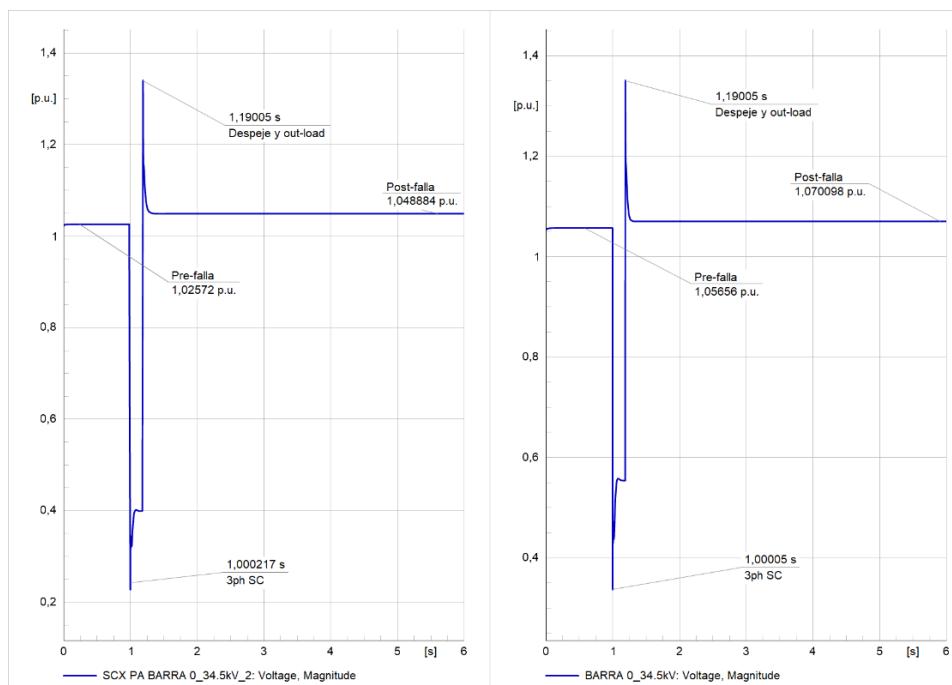
**Figura 3.12**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 2



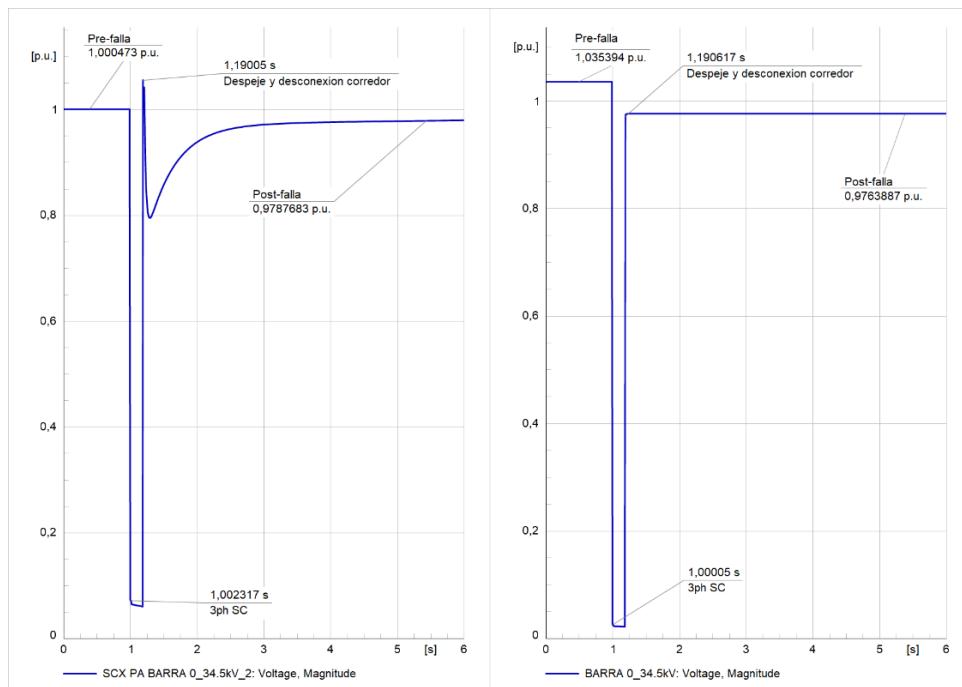
**Figura 3.13**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 3



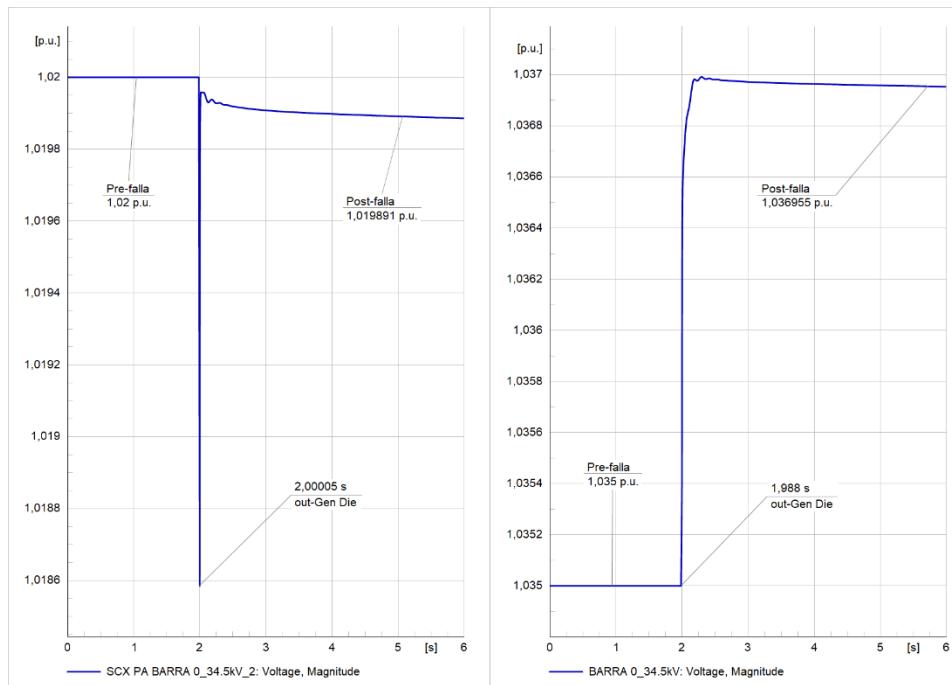
**Figura 3.14**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 4



**Figura 3.15**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 5



**Tabla 3.7**

Indicador de voltaje de la barra de Baltra

#### Voltaje BARRA 0\_34.5 Kv

Evento	Vdi		
	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	(%)
1	1,056561	1,057557	0,09
2	1,081211	1,017231	5,92
3	1,05656	1,070098	1,28
4	1,035394	0,976389	5,70
5	1,035	1,036995	0,19

**Tabla 3.8**

Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz

### Voltaje SCX PA BARRA0 34.5 kV 2

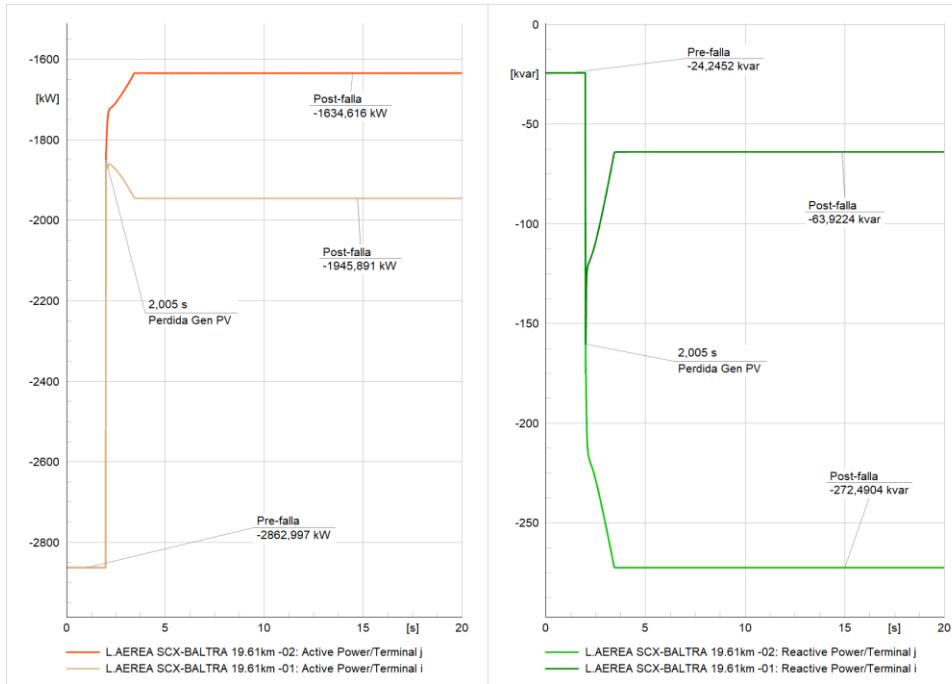
Evento	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	Vdi (%)
1	1,025717	1,03521	0,93
2	1,055097	0,996333	5,57
3	1,02572	1,048884	2,26
4	1,000473	0,978768	2,17
5	1,02	1,019891	0,01

Desde la gráfica 3.16, hasta la gráfica 3.120 se obtuvieron las respuestas correspondientes al perfil de potencia en respuesta al dispositivo TCSC y como hace la repartición de potencia luego del evento dinámico, lo cual se puede ver en la tabla 3.9 y 3.10.

Para la simulación de este dispositivo, se considero las condiciones y porcentajes de compensación definidas para un sistema de media tensión y una línea de transmisión del tipo línea media, lo que permite alcanzar una buena compensación en la línea que le da un gran margen para regular el flujo de potencia, por lo cual se puede ver como el flujo de potencia se reparte luego de que suceda el evento dinámico, pero esto solo es respecto a los eventos 1,3 y 5, para los evento 2 y 4, no hay actuación de este dispositivo dado que según la etapa de ubicación se considero en el corredor, pero este al ser un tramo que se desconecta deja al dispositivo sin actuar por lo cual este dispositivo para los eventos dinámicos establecidos, no representa un gran impacto en la estabilidad del sistema.

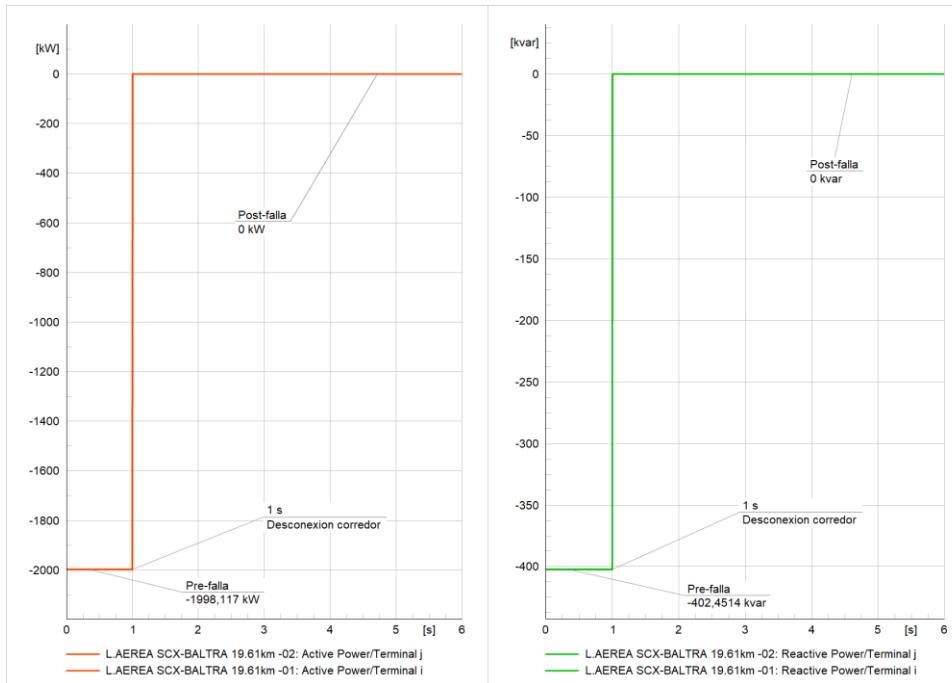
### Figura 3.16

Flujo de potencia de las líneas de transmisión del corredor de distribución-evento 1



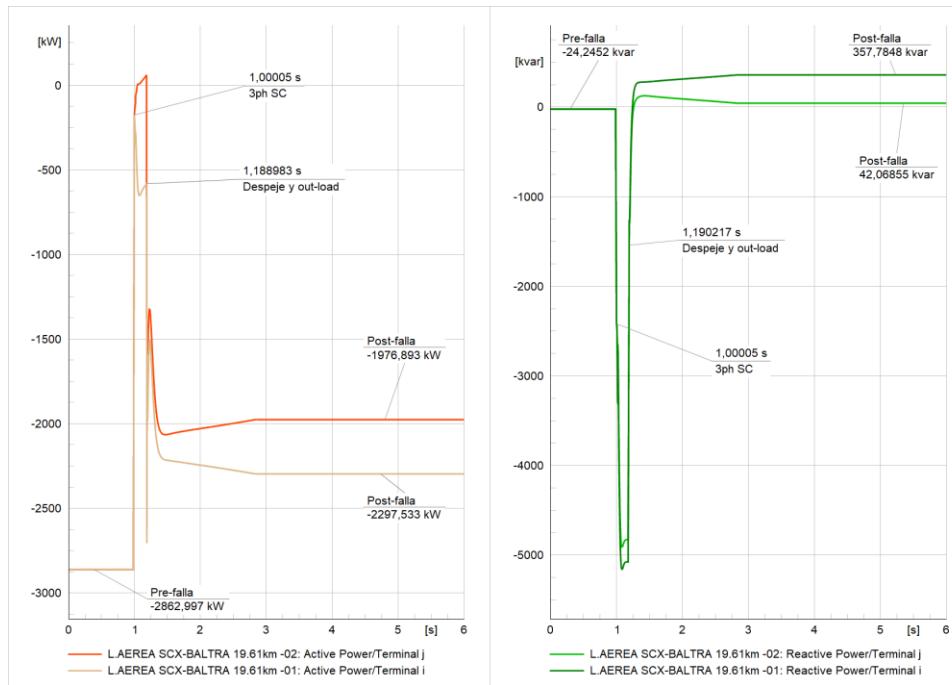
**Figura 3.17**

Flujo de potencia de las líneas de transmisión del corredor de distribución-evento 2



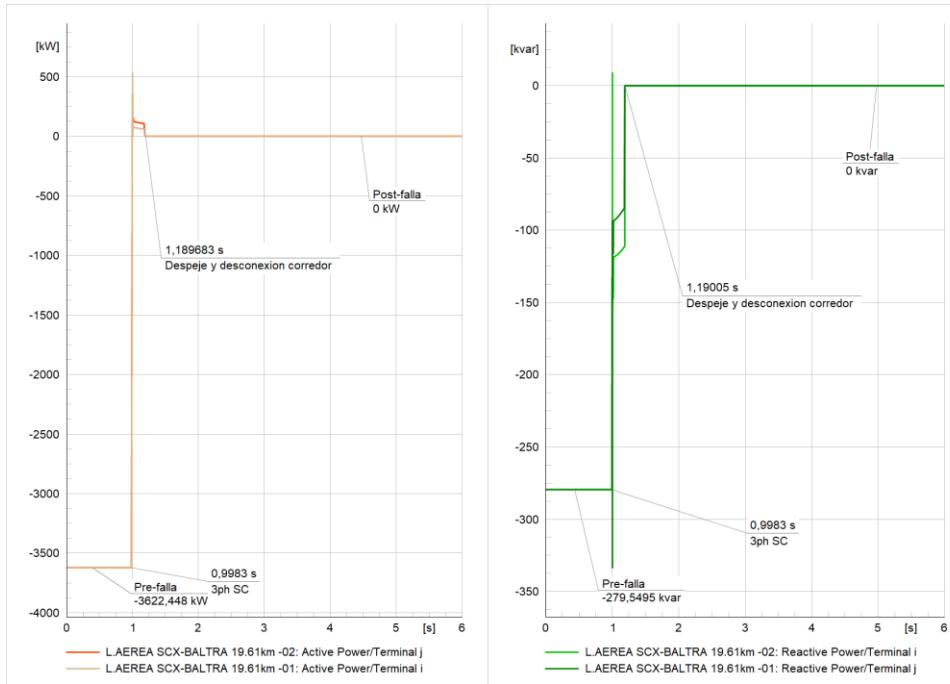
**Figura 3.18**

### Flujo de potencia de las líneas de transmisión del corredor de distribución-evento 3



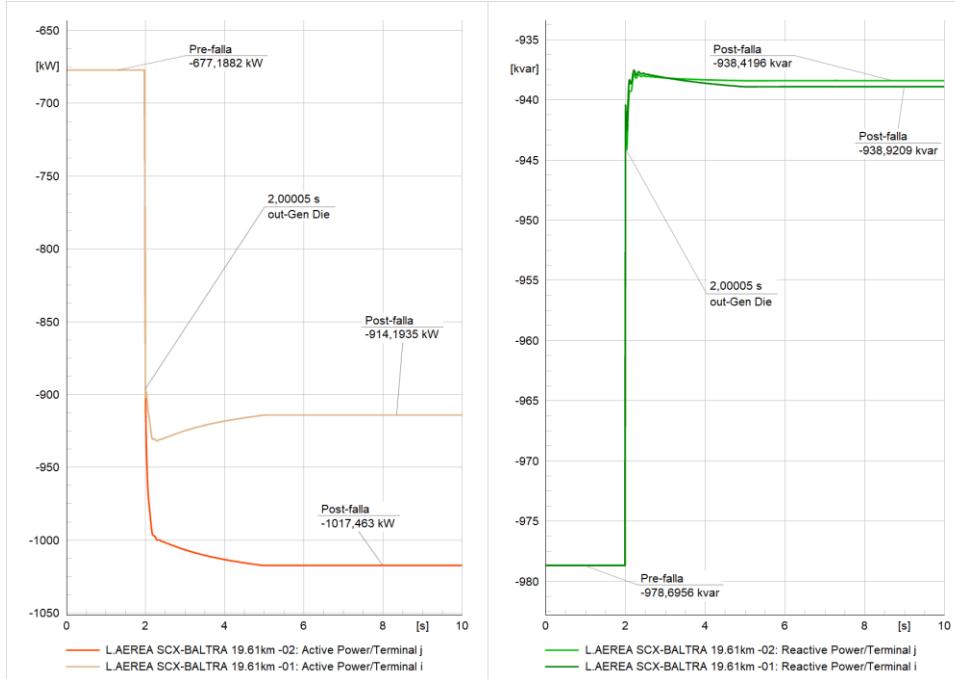
**Figura 3.19**

### Flujo de potencia de las líneas de transmisión del corredor de distribución-evento 4



**Figura 3.20**

Flujo de potencia de las líneas de transmisión del corredor de distribución-evento 5



**Tabla 3.9**

## Flujo de potencia en la Línea de transmisión 1

Flujo de potencia activa L1			Flujo de potencia reactiva L1		
	Pre-	Post-		Pre-	Post-
Evento	falla(kW)	falla(kW)	Evento	falla(Kvar)	falla(Kvar)
1	-2862,997	-1945,891	1	-24,24521	-63,9224
2	-1998,117	0	2	-402,4514	0
3	-2862,997	-2297,533	3	-24,24521	-357,7948
4	-3622,448	0	4	308,4713	0
5	-677,1882	-914,1935	5	-978,6956	-938,9209

**Tabla 3.10**

## Flujo de potencia en la Línea de transmisión 2

Flujo de potencia activa L2			Flujo de potencia reactiva L2		
	Pre-	Post-		Pre-	Post-
Evento	falla(kW)	falla(kW)	Evento	falla(Kvar)	falla(Kvar)
1	-2862,997	-1634,616	1	-24,24521	-272,4904
2	-1998,117	0	2	-402,4514	0
3	-2862,997	-1976,893	3	-24,24521	42,06855
4	-3622,448	0	4	308,4713	0
5	-677,1882	-1017,463	5	-978,6956	-938,4196

En base a los resultados gráficos y a los indicadores que se tuvieron, se observó que el dispositivo que tiene un mayor impacto en la estabilidad del sistema es el SVC, dado que este es un control mas simple por lo cual no presenta un controlador complejo que se deba ajustar parámetros de filtros ni ganancias, por lo cual permite que su aportación sea más rápida y

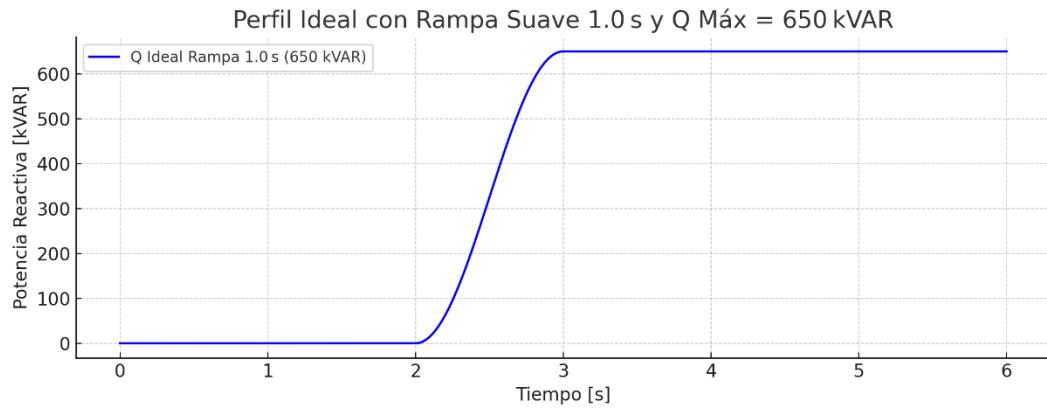
sencilla, por ende se va a seleccionar como se tenía previsto para la optimización de los parámetros de ganancia y tiempo de su controlador mediante el módulo SPI.

Para la optimización se realizó una gráfica ideal de aportación referente para el evento 1, para la cual se consideró la gráfica de potencia reactiva obtenida de la simulación, la cual luego se realizó una limpieza de la gráfica para que no presente oscilaciones, asimismo, optimiza la respuesta de la potencia reactiva, contribuyendo a disminuir el tiempo de estabilización del voltaje en el sistema.

En la figura 3.21, se tiene la gráfica ideal de la aportación de potencia reactiva del SVC, como se puede observar este tiene una rampa de 1 segundo la cual es suave con una compensación sub-amortiguada lo cual permite que dispositivo no genere oscilaciones y sea rápido, además de que luego esta compensación se mantiene estable hasta que el evento dinámico se despeje y el sistema se reincorpore a su estado de operación normal.

**Figura 3.21**

Perfil de potencia reactiva ideal del SVC



En la grafica 3.22, se puede observar los sesgos que se aplicaron a los parámetros del controlador, esto para encontrar los puntos locales de solución para obtener la grafica deseada, esto debido en primera instancia a que la ganancia tiene un límite operativo, ademas que hay rangos de tiempos que se deben considerar para que el sistema no genera oscilaciones debido a sobreposiciones de compensación de los dispositivos.

**Figura 3.22**

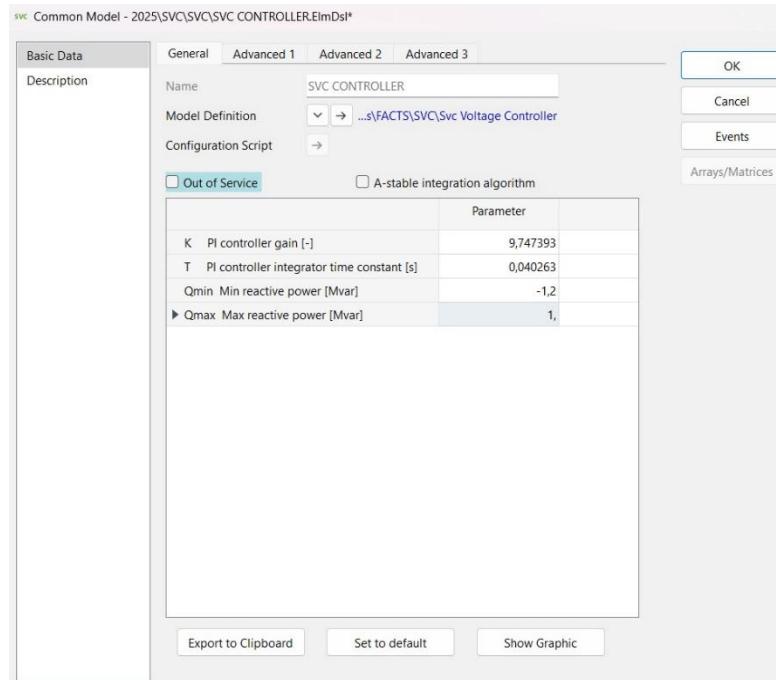
Sesgos aplicados a los parámetros del controlador SVC



En la figura 3.23, se tienen los parametros del controlador SVC ya optimizados para que la grafica de aportacion de potencia reactiva del dispositivo en el evento 1 sea igual a la referencia, mediante el metodo de optimizaicon Legacy(Quasi-newton).

**Figura 3.23**

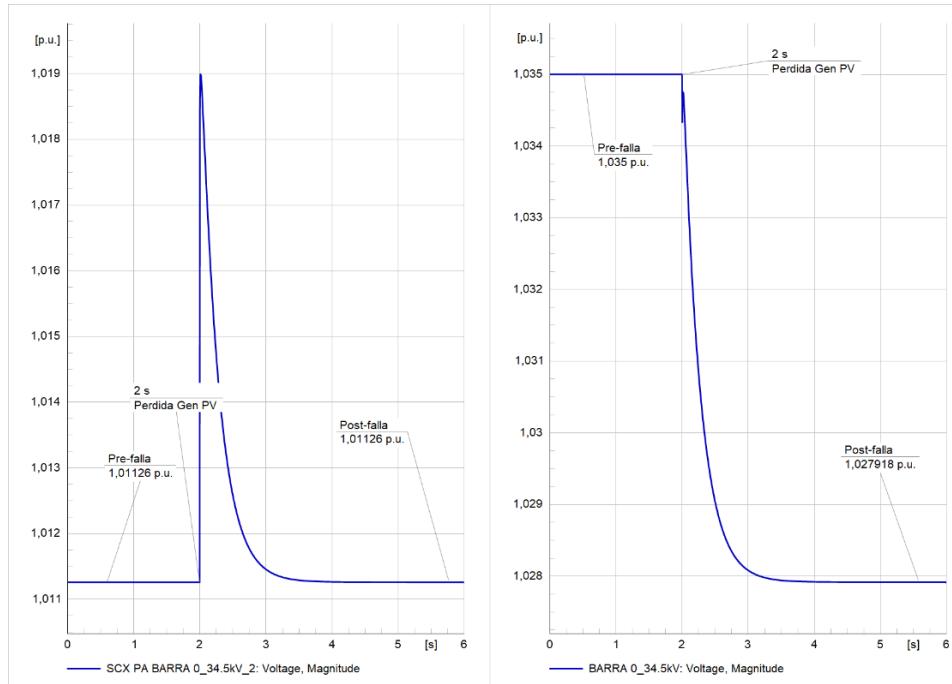
Parametros optimizados del controlador SVC



En las graficas 3.24 a la 3.28, se tienen las graficas del perfil de voltaje en cada punto del corredor de distribución, con los parámetros ya optimizados donde se puede observar que ahora el voltaje después del evento dinámico se recupera al voltaje de referencia previa a la falla, además que la estabilización es más rápida y no presenta ninguna oscilación, por lo cual se tiene un control más suave y rápido del sistema, para mantener el sistema estable a pesar de un evento dinámico y en las tablas 3.11 y 3.12 se puede observar como los indicadores se redujeron a 0% en la barra de Santa Cruz.

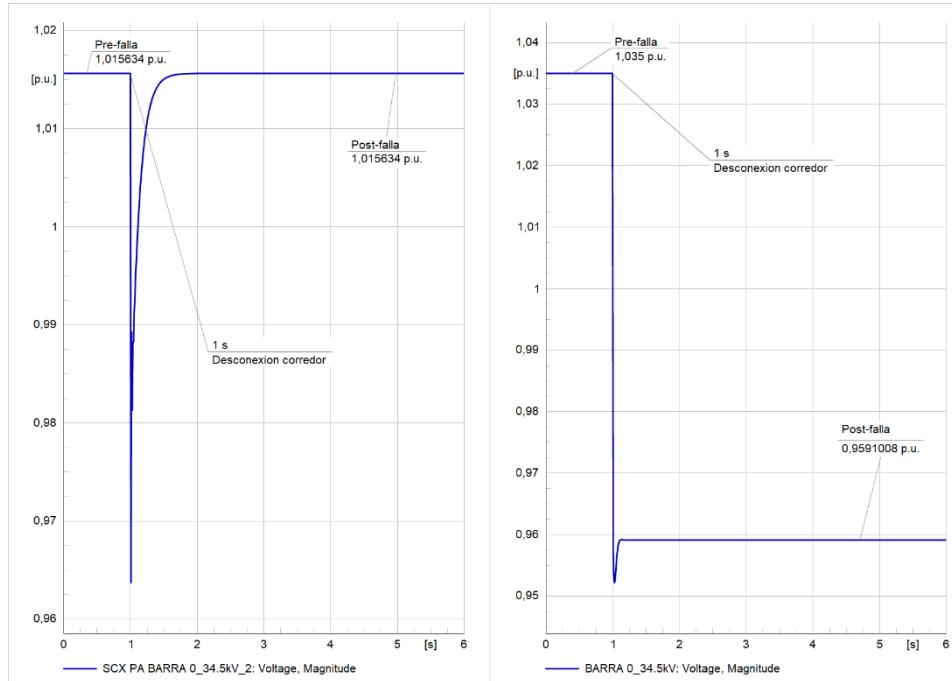
**Figura 3.24**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 1



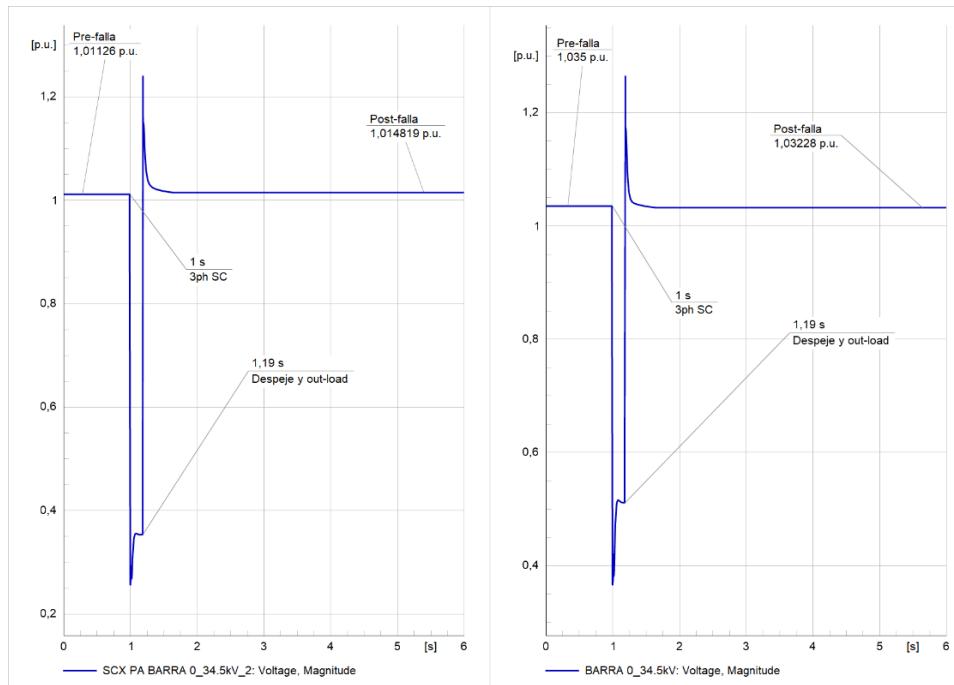
**Figura 3.25**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 2



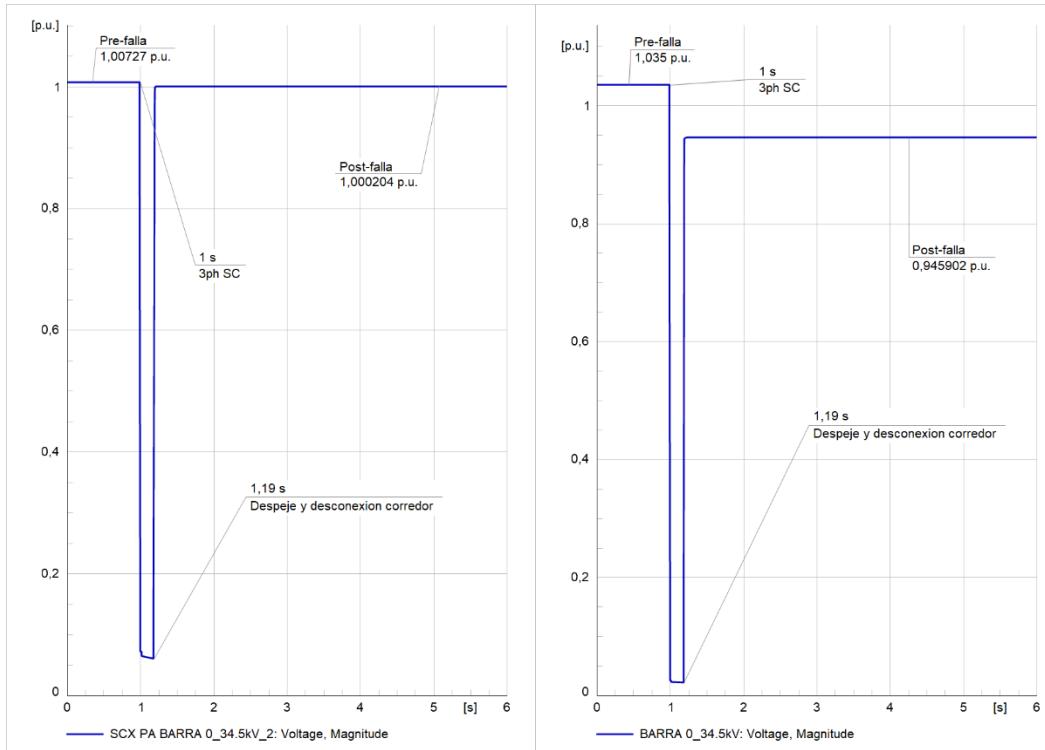
**Figura 3.26**

### Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 3



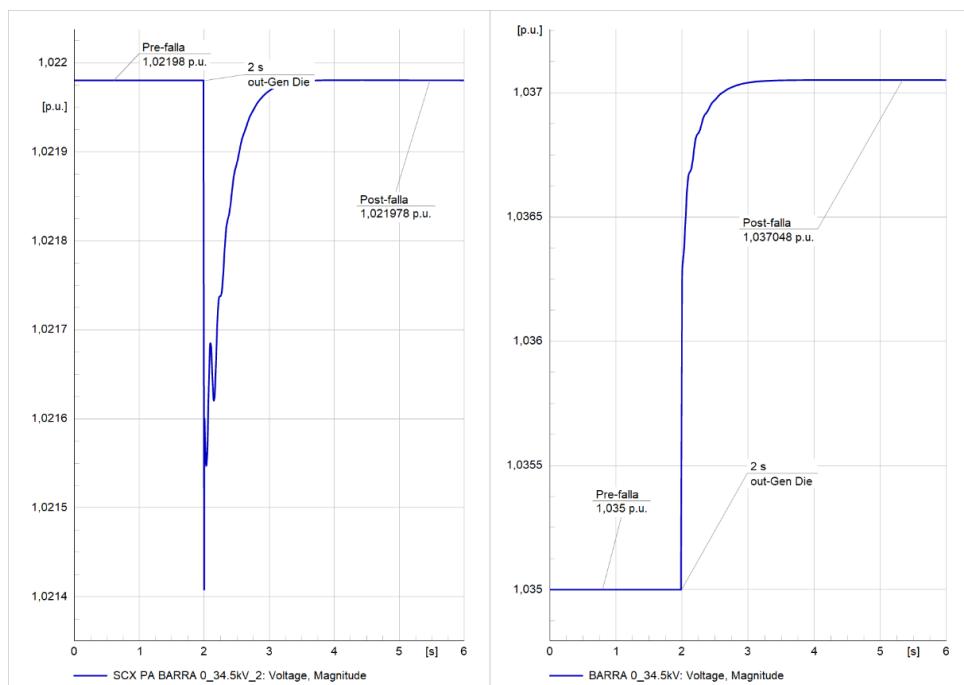
**Figura 3.27**

### Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 4



**Figura 3.28**

Perfil de voltaje de las barras del corredor de distribución-evento 5



**Tabla 3.11**

Indicador de voltaje de la barra de Baltra SVC Optimizado

Voltaje BARRA 0\_34.5 Kv

Evento	Vdi		
	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	(%)
1	1,035	1,027918	0,68
2	1,035	0,9591008	7,33
3	1,035	1,029303	0,55
4	1,035	0,945902	8,61
5	1,035	1,03705	0,20

**Tabla 3.12**

Indicador de voltaje de la barra de Santa Cruz SVC Optimizado

Voltaje SCX PA BARRA0 34.5 kV 2

Evento	Vdi		
	Pre-falla (pu)	Post-falla (pu)	(%)
1	1,01126	1,01126	0,00
2	1,015634	1,015634	0,00
3	1,01126	1,01126	0,00
4	1,00727	1,007273	0,00
5	1,02198	1,02198	0,00

## **Capítulo 4**

#### 4.1 Conclusiones y recomendaciones

Este trabajo realizó una evaluación técnica de los FACTS aplicadas al sistema eléctrico Galápagos, considerando su alta dependencia de fuentes renovables y la debilidad estructural de su red. A través de una metodología basada en simulaciones detalladas, se analizaron eventos dinámicos críticos con y sin compensación, y se ajustaron los parámetros de control utilizando herramientas de optimización del propio software de simulación.

Una de las fortalezas del estudio fue la integración de modelado dinámico con optimización paramétrica, lo que permitió seleccionar la tecnología FACTS más adecuada y ajustar su comportamiento. Los escenarios simulados representaron condiciones reales del sistema, lo que aportó realismo y confiabilidad a los resultados.

El estudio también tuvo limitaciones. Al centrarse en la estabilidad de voltaje, no se abordaron temas como la coordinación de protecciones o el control de frecuencia. Además, aunque se analizaron cinco eventos clave, se reconoce que estudios complementarios con enfoques probabilísticos o de sensibilidad podrían enriquecer los resultados obtenidos.

En comparación con estudios realizados en redes interconectadas, este trabajo se diferencia por su enfoque en un sistema aislado, con condiciones operativas más exigentes. Esto refuerza el valor de los hallazgos para aplicaciones en redes similares.

Como proyección futura, se plantea la necesidad de desarrollar esquemas de control más avanzados, considerar la coordinación de múltiples dispositivos FACTS. Asimismo, se sugiere analizar el desempeño del sistema en escenarios prolongados de variabilidad de

generación renovable, con el propósito de asegurar una operación confiable, segura y estable a largo plazo.

#### **4.1.1 Conclusiones**

En base a la presente investigación se han obtenido resultados relevantes que permiten evaluar la efectividad de tecnologías FACTS en condiciones dinámicas críticas. Se presentan las principales conclusiones del análisis técnico, modelado, simulación y optimización de estas tecnologías dentro de un sistema eléctrico débil:

- La integración de tecnologías FACTS mejoró significativamente la respuesta del sistema ante eventos dinámicos severos, en comparación con un escenario sin la intervención de estos dispositivos. Además, se logró mantener el perfil de voltaje dentro del rango normativo permitido de  $\pm 6\%$ , evitando así que el sistema entre en zonas de alerta.
- El SVC demostró el mejor rendimiento entre las tecnologías analizadas, destacándose por su capacidad para restablecer el voltaje de forma rápida y estable tras una perturbación. Gracias a su configuración con controlador PI, el SVC no generó interferencias o sobreposición con otros controladores inherentes del sistema, lo que favoreció una actuación precisa y coordinada.
- La aplicación del módulo SPI permitió optimizar los parámetros de control del SVC en base a puntos locales, logrando que las respuestas del sistema frente a los eventos dinámicos sean más rápidas, estables y sin la presencia de oscilaciones ni sobrecompensaciones.

- El SVC con parámetros optimizados mejor el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, especialmente en la recuperación del perfil de voltaje ante desconexiones y fallas. La estabilización del voltaje ocurrió en menos de 2 segundos, lo cual es crucial para proteger equipos sensibles y mantener la estabilidad operativa de barras críticas dentro de este sistema aislado y débil.

#### 4.1.2 Recomendaciones

Tras haber culminado con éxito las actividades planificadas en la propuesta y haber alcanzado los objetivos planteados, se presentan las siguientes recomendaciones, orientadas a ampliar y profundizar el conocimiento sobre el uso de tecnologías FACTS en este sistema eléctrico aislado, así como a abordar las limitaciones identificadas durante el desarrollo de este estudio:

- Integrar filtros y controladores auxiliares para mejorar la dinámica. Se recomienda desarrollar modelos que incluyan filtros de señal o bloques adicionales de control para permitir una respuesta más dinámica y selectiva de los dispositivos FACTS, especialmente ante eventos de corta duración y alta frecuencia.
- Incluir el estudio de protecciones y su coordinación con FACTS. La inserción de dispositivos FACTS puede alterar los perfiles de corriente y tiempo durante fallas. Por ello, se recomienda realizar un análisis detallado de la lógica de protección y su coordinación temporal en presencia de estos dispositivos, garantizando selectividad, sensibilidad y confiabilidad.

- Incorporar esquemas de control coordinado entre dispositivos. El presente estudio evaluó el desempeño de los FACTS de forma individual; sin embargo, en futuras investigaciones se podrían explorar estrategias de control jerárquico o adaptativo que integren varios compensadores trabajando de forma conjunta.

## Referencias

- [1] Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems - Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi.
- [2] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory Version 14.1 User's Manual*, Gomaringen, Germany: DIgSILENT GmbH, 2011.
- [3] F. M. Gonzalez-Longatt y J. L. Rueda, Eds., PowerFactory Applications for Power System Analysis. Dordrecht, Países Bajos: Springer, 2014.
- [4] V. Singh and R. Bansal, "Optimal Placement of DG Based on Voltage Stability Index and Voltage Deviation Index," Indian Journal of Science and Technology, vol. 9, no. 44, Nov. 2016.
- [5] CIGRÉ Study Committee B4, "Benchmarking FACTS devices in practical transmission networks," Technical Brochure No. 438, 2010.
- [6] DIgSILENT GmbH, *How do you configure the System Parameter Identification for EMT simulations?*, DIgSILENT Knowledge Base, 2022.
- [7] DIgSILENT GmbH (2010) Static generator TechRef ElmSind V1, Gomaringen, Germany
- [8] MilanoF(2008)Powersystemanalysistoolbox—PSAT,documentationforPSATversion2.0.0
- [9] DIgSILENT, "How can I model a SVS for dynamic simulations?", FAQ-Reader PowerFactory
- [10] Zhang X, Rehtanz C, Pal B (2006) Flexible AC transmission systems: modelling and control
- [11] [8] S. Sharma, M. R. Jena, y A. K. Pradhan, "FACTS Controllers' Contribution for Load Frequency Control, Voltage Stability and Congestion Management: A Comprehensive Review," Applied Sciences, vol. 15, no. 14, art. no. 8039, Jul. 2025.
- [12] E. D. Agüero, J. C. Cepeda y D. G. Colomé, "FACTS models for stability studies in DIgSILENT Power Factory," en Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition – Latin America (TD-LA), Medellín, Colombia, 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/tdc-la.2014.6955182.
- [13] REALISEGRID Project, "REseArch, methodoLogIes and technologieS for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply," European Commission Joint Research Centre, 2014.