



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA LA INCORPORACIÓN DE
DISPOSITIVOS FACTS EN SISTEMAS DE POTENCIA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELÉCTRICO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

SANTIAGO XAVIER SANTANA ALARCÓN
(santiago12santana@gmail.com)

DIRECTOR: DR. HUGO NEPTALI ARCOS MARTINEZ
(harcosar@gmail.com)

CO-DIRECTOR: DR. ANDRES ROSALES ACOSTA
(androsaco@gmail.com)

Quito, Marzo 2014

DECLARACIÓN

Yo, SANTIAGO XAVIER SANTANA ALARCÓN, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Santiago Xavier Santana Alarcón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Xavier Santana Alarcón, bajo mi supervisión.

Dr. Hugo Arcos
DIRECTOR DEL PROYECTO

A mi padre Ángel Santana
A mi madre Fabiola Alarcón
A mi angelito querido...

AGRADECIMIENTOS

A Roger Waters y David Gilmour por haber creado tan invaluable e inspiradora obra maestra.

Santiago Xavier Santana Alarcón

RESUMEN

Hoy en día la operación de los sistemas de potencia exige mayores y eficientes acciones de control para conducir grandes flujos de potencia por sus líneas de transmisión, mantener adecuados márgenes de reserva de potencia reactiva, y manejar y controlar oscilaciones. Esto ha impulsado el desarrollo e innovación de nuevas tecnologías, como los *Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna* (FACTS), que constituyen una alternativa efectiva de solución para el mejoramiento del desempeño de los sistemas de potencia.

Para incorporar un FACTS dentro de un sistema de potencia, se establecen 5 fases de estudios técnicos-económicos, descritos en el Capítulo 3, desde el diagnóstico del SEP y la necesidad de refuerzos (*Estudios de Prefactibilidad – Fase 1*) hasta las pruebas de campo necesarias post-instalación del equipo (*Estudios Posteriores*). En el presente trabajo se propone una metodología de análisis técnico para la incorporación de dispositivos FACTS en un sistema de potencia que encaja en la Fase 1 de los estudios requeridos. La metodología se enfoca en determinar el o los dispositivos FACTS adecuados para dar solución a un problema específico que se presenta en una red, consecuencia de un análisis de seguridad inicial a través de flujos de potencia. El o los dispositivos elegidos se evalúan dentro del SEP bajo distintos escenarios, considerando condiciones normales y bajo contingencias; al final del estudio se obtiene un conjunto de posibles soluciones que otorgarían beneficios técnicos al SEP y que serán la base para estudios posteriores (*Estudios de Factibilidad – Fase 2*).

Particularmente, se aborda el problema del control de voltaje y se le da solución mediante la compensación de potencia reactiva a través de un SVC. La metodología se pone a prueba en un sistema de potencia de ejemplo de 9 barras, y en un sistema de potencia real como es el SNI ecuatoriano. Mediante el uso del software computacional *Power Factory* de *DigSilent* se realizaron análisis de flujos de potencia y estabilidad de voltaje (*curvas P-V y V-Q*), determinándose soluciones técnicas para los problemas detectados en los sistemas.

ÍNDICE

1	Introducción	1
1.1	Sistemas de Potencia Actuales y Modernos	1
1.2	Problemas Comunes en Sistemas de Potencia	3
1.2.1	<i>Voltajes Fuera de los Rangos Permitidos</i>	<i>3</i>
1.2.2	<i>Flujo de Potencia por Líneas no Deseadas</i>	<i>3</i>
1.2.3	<i>Flujo Indeseable de Reactivos</i>	<i>3</i>
1.2.4	<i>Congestión en el SEP</i>	<i>4</i>
1.2.5	<i>Inestabilidad en el SEP</i>	<i>4</i>
1.3	Ecuación del Flujo de Potencia Eléctrica AC	6
1.3.1	<i>Cargabilidad de las Líneas de Transmisión</i>	<i>7</i>
1.4	Integración de la Tecnología FACTS	9
1.5	Objetivo de la Tesis	12
1.5.1	<i>Objetivo General</i>	<i>12</i>
1.5.2	<i>Objetivos Específicos</i>	<i>12</i>
1.6	Alcance	12
1.7	Estructura de la Tesis	13
2	Descripción de la Tecnología FACTS y Ventajas de su Utilización en Sistemas de Potencia	14
2.1	Dispositivos Semiconductores Básicos	14
2.1.1	<i>SCR: Rectificador Controlado de Silicio</i>	<i>14</i>
2.1.2	<i>GTO: Tiristor con Apagado por Compuerta</i>	<i>17</i>
2.1.3	<i>MOSFET: Transistor de Efecto de Campo de Metal Óxido Semiconductor</i>	<i>18</i>
2.1.4	<i>IGBT: Transistor Bipolar con Compuerta Aislada</i>	<i>18</i>
2.2	Definición de FACTS	20
2.3	Clasificación de los FACTS	21
2.3.1	<i>Dispositivos Basados en Tiristores Convencionales</i>	<i>22</i>
2.3.2	<i>Dispositivos Basados en Convertidores</i>	<i>29</i>
2.4	Ventajas de la Utilización de FACTS	36
2.4.1	<i>Respecto a los Equipos de Control Convencionales</i>	<i>36</i>
2.4.2	<i>Respecto a la Operación en el Sistema de Potencia</i>	<i>37</i>
2.5	Aplicaciones de los Dispositivos FACTS	39
2.6	Modelos Matemáticos de los FACTS	41
2.6.1	<i>Modelo del TCR</i>	<i>42</i>
2.6.2	<i>Circuito para el SVC y el TCSC</i>	<i>44</i>
2.6.3	<i>Modelo del SVC</i>	<i>46</i>
2.6.4	<i>Modelo del TCSC</i>	<i>56</i>

3 Estudios Eléctricos Requeridos en el SEP para la Incorporación de FACTS	60
3.1 Introducción.....	60
3.2 Conceptos Básicos de los Principales Estudios Técnicos en Sistemas de Potencia	61
3.2.1 <i>Flujos de Potencia</i>	61
3.2.2 <i>Cálculo de Cortocircuitos</i>	62
3.2.3 <i>Estudios de Estabilidad</i>	64
3.3 Fases de Estudios en el Sistema de Potencia para Incorporar FACTS ...	76
3.3.1 <i>Fase 1: Estudios de Prefactibilidad</i>	77
3.3.2 <i>Fase 2: Estudios de Factibilidad</i>	79
3.3.3 <i>Fase 3: Estudios de Integración I</i>	82
3.3.4 <i>Fase 4: Estudios de Integración II</i>	84
3.3.5 <i>Fase 5: Estudios Posteriores</i>	85
4 Propuesta Metodológica para la Incorporación de FACTS en Sistemas de Potencia	86
4.1 Introducción.....	86
4.2 Metodología General para la Inclusión de FACTS en Sistemas de Potencia	87
4.2.1 <i>Diagnóstico del Sistema de Potencia</i>	87
4.2.2 <i>Selección el Dispositivo FACTS</i>	88
4.2.3 <i>Modelos de Control de los Dispositivos FACTS</i>	92
4.2.4 <i>Estudios en Estado Estacionario y Dinámicos con FACTS</i>	96
4.2.5 <i>Evaluación de Resultados</i>	97
4.3 Metodología para el Análisis de la Estabilidad de Voltaje	97
4.3.1 <i>Condiciones Iniciales del SEP</i>	98
4.3.2 <i>Evaluación de la Estabilidad de Voltaje</i>	100
4.3.3 <i>Inclusión del Equipo FACTS</i>	103
4.3.4 <i>Análisis y Validación de Resultados</i>	104
4.4 Ejemplo de Aplicación en un Sistema de 9 Barras.....	105
4.4.1 <i>Descripción de la Red</i>	105
4.4.2 <i>Flujos de Potencia</i>	106
4.4.3 <i>Elección del Dispositivo FACTS</i>	108
4.4.4 <i>Caso de Estudio 1: SVC en la Barra 8</i>	109
4.4.5 <i>Caso de Estudio 2: SVC en la Barra 6</i>	117
4.4.6 <i>Caso de Estudio 3: SVC en la Barra 8 y en la Barra 6</i>	123
4.4.7 <i>Resumen de Resultados</i>	129
5 Ejemplo de Aplicación al Sistema de Potencia del Ecuador	130
5.1 Características del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).....	130
5.1.1 <i>Líneas de Transmisión</i>	130

5.1.2	<i>Subestaciones de Transformación</i>	133
5.1.3	<i>Compensación Inductiva y Capacitiva</i>	134
5.2	Configuración de la Base de Datos de Ecuador 2012 en Power Factory	
14.1	136	
5.2.1	<i>Zonas Operativas del SNI</i>	136
5.2.2	<i>Actualización de la Base de Datos Año 2012</i>	137
5.3	Diagnóstico del Sistema Nacional de Transmisión	139
5.3.1	<i>Flujos de Potencia</i>	139
5.3.2	<i>Cargabilidad</i>	141
5.3.3	<i>Perfiles de Voltajes</i>	143
5.3.4	<i>Análisis con Contingencias</i>	146
5.3.5	<i>Resumen Preliminar</i>	150
5.4	Análisis Preliminar de la Estabilidad de Voltaje.....	151
5.4.1	<i>Condiciones Normales</i>	151
5.4.2	<i>Análisis Ante Contingencias</i>	154
5.4.3	<i>Resumen Preliminar</i>	156
5.5	Inclusión del Dispositivo FACTS	157
5.5.1	<i>Ubicación del SVC</i>	157
5.5.2	<i>Tipo y Características del SVC</i>	157
5.5.3	<i>Modelo del SVC en Power Factory</i>	158
5.6	Caso de Estudio 1: SVC en Pascuales 138 kV	159
5.6.1	<i>Análisis de Flujos de Potencia</i>	160
5.6.2	<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	165
5.7	Caso de Estudio 2: SVC en Santa Elena 138 kV	168
5.7.1	<i>Análisis de Flujos de Potencia</i>	168
5.7.2	<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	172
5.8	Caso de Estudio 3: SVC en Trinitaria 138 kV.....	175
5.8.1	<i>Análisis de Flujos de Potencia</i>	176
5.8.2	<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	181
5.9	Caso de Estudio 4: SVC en Santo Domingo 138 kV	183
5.9.1	<i>Análisis de Flujos de Potencia</i>	184
5.9.2	<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	190
5.10	Análisis de Resultados.....	193
6	Conclusiones y Recomendaciones	195
7	Referencias Bibliográficas	198
Anexo A	Parámetros del Sistema de Potencia de 9 Barras	202
A.1	Diagrama Unifilar del SEP.....	202
A.2	Datos de los Generadores	202

A.3	Datos de las Líneas.....	203
A.4	Datos de los Transformadores	203
A.5	Datos de las Cargas.....	203
Anexo B	Modelos de Control Básicos del SVC Recomendados por el IEEE [31]	204
B.1	Modelo 1 del SVC	204
B.2	Modelo 2 del SVC	206
B.3	Condiciones Iniciales.....	209
Anexo C	Selección de Contingencias para el Sistema de 9 Barras	210
Anexo D	Diagramas Unifilares del SNI en Power Factory	213
Anexo E	Condiciones de Operación del SNI 2012	220
E.1	Demanda Máxima	220
E.2	Demanda Media	224
E.3	Demanda Mínima	228

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AC	Corriente Alterna <i>Alternating Current</i>
BIL	Nivel Básico De Aislamiento al Impulso <i>Basic Impulse Insulation Level</i>
CONELEC	Consejo Nacional De Electricidad
CSC	Convertidor De Fuente De Corriente <i>Current Source Converter</i>
DC	Corriente Continua <i>Direct Current</i>
FACTS	Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna <i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
GTO	Tiristor Con Apagado Por Compuerta <i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos <i>Institute Of Electrical And Electronics Engineers</i>
IGBT	Transistor Bipolar Con Compuerta Aislada <i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i>
IGCT	Tiristor Conmutado Por Compuerta Integrada <i>Integrated Gate-Commutated Thyristor</i>
IPFC	Controlador de Flujo de Potencia Entre Líneas <i>Interline Power Flow Controller</i>
MCT	Tiristores Controlados Con Estructura MOS <i>Meta-Oxide Semiconductor Controlled Thyristors</i>
MOS	Semiconductor Metal-Óxido <i>Meta-Oxide Semiconductor</i>
MSC	Capacitor Conmutado Mecánicamente <i>Mechanically Switched Capacitor</i>
POD	Amortiguación de Oscilaciones de Potencia <i>Power Oscillation Damping</i>
PST	Transformador Desfasador <i>Phase Shifting Transformer</i>

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SSSC	Compensador Estático Sincrónico Serie <i>Static Synchronous Series Compensator</i>
STATCOM	Compensador Estático Sincrónico <i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	Compensador Estático de Reactivos <i>Static VAr Compensator</i>
SVS	Sistema Estático de Reactivos <i>Static VAr System</i>
TCPAR	Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores <i>Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator</i>
TCPST	Transformador Desfasador Controlado por Tiristores <i>Thyristor-Controlled Phase Shifting Transformer</i>
TCQBT	Transformador Elevador en Cuadratura Controlado por Tiristores <i>Thyristor-Controlled Quadrature Boosting Transformer</i>
TCR	Reactor Controlado con Tiristores <i>Thyristor-Controlled Reactor</i>
TCSC	Capacitor Serie Controlado con Tiristores <i>Thyristor-Controlled Series Capacitor</i>
TCSR	Reactor Serie Controlado con Tiristores <i>Thyristor-Controlled Series Reactor</i>
TSC	Capacitor Conmutado con Tiristores <i>Thyristor-Switched Capacitor</i>
TSR	Thyristor-Switched Reactor <i>Reactor Conmutado con Tiristores</i>
UPFC	Controlador de Flujo de Potencia Unificado <i>Unified Power Flow Controller</i>
VSC	Convertidor Fuente de Voltaje <i>Voltage Source Converter</i>

1 INTRODUCCIÓN

1.1 SISTEMAS DE POTENCIA ACTUALES Y MODERNOS

La demanda de energía eléctrica está en constante crecimiento debido al desarrollo de la humanidad, en términos industriales, comerciales y residenciales. Conforme avanza este inevitable proceso, ha sido necesario que las empresas prestadoras de servicio eléctrico, tanto de generación, transmisión y distribución, enfoquen sus esfuerzos en abastecer la creciente demanda tomando en cuenta criterios de confiabilidad, seguridad y economía. Estos esfuerzos se ven reflejados en el crecimiento de los sistemas de potencia, evidenciándose redes altamente malladas con una gran cantidad de centros de generación y carga dispersos y lejanos entre sí, enlazados a través de numerosas interconexiones, tanto internas como externas, lo que ocasiona una mayor complejidad en el control y la operación de los sistemas de potencia en su conjunto.

Los sistemas de potencia están expuestos a una amplia variedad de restricciones operativas y problemas técnicos de estabilidad; especialmente en las líneas de transmisión, las cuales son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control sobre los parámetros de la ecuación del flujo de potencia, provocando que existan algunas líneas altamente cargadas y otras subutilizadas. Esto se debe a que los sistemas de potencia en la actualidad están en gran medida aún controlados por elementos electromecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a que sufren desgaste [1]. Además la existencia de líneas de transmisión largas introduce restricciones de estabilidad que limitan las transferencias de potencia y la aparición de oscilaciones de baja frecuencia producto de pequeños desbalances entre la generación y carga. A este tipo de problemas se le suma otros factores que aparecen cuando se tiene planeado el ingreso de una nueva línea de transmisión al sistema, como derechos de servidumbre, restricciones ambientales etc. que impiden y/o retrasan la construcción de las mismas. Todos estos aspectos, tienen un alto impacto económico sobre la operación adecuada del sistema, el cual se refleja en sobre-

costos operativos, y en utilización y desgaste inadecuado de la infraestructura existente [2].

Hoy en día, los requerimientos de control en la operación de un sistema de potencia moderno son cada vez más rigurosos con el fin de garantizar el funcionamiento estable del sistema. Tradicionalmente, el control de flujos de potencia se ha efectuado a través de los centros de generación, la regulación de voltaje mediante transformadores con taps, y la compensación reactiva mediante conexión y desconexión de bancos de condensadores o reactores. Sin embargo, como se mencionó antes, estas acciones son realizadas por elementos mecánicos que bajo ciertas condiciones de operación del sistema, no ayudan lo suficiente a superar circunstancias de inestabilidad; entonces se hace necesario integrar otros equipos de control adicionales que ofrezcan soluciones más rápidas y confiables. Con el desarrollo de la electrónica de potencia han surgido nuevas alternativas para mejorar el desempeño de la operación de los sistemas. Una de estas alternativas son los dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems* o *Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna*). Estos equipos pueden proveer soluciones técnicas para resolver los problemas que enfrentan los sistemas de potencia modernos.

Los dispositivos FACTS tienen la capacidad de ejercer control sobre los parámetros de la transmisión de flujo de potencia (Voltaje en el punto de conexión, impedancia y ángulo) además de suministrar o absorber potencia activa y reactiva del sistema. De esta manera se convierten en una herramienta ideal para el control del flujo y mejoramiento de la respuesta tanto en estado estable como dinámico de los SEP's. En este contexto, es importante realizar análisis y estudios para evaluar el desempeño técnico de estos equipos dentro de la red para que el organismo encargado de planificar la expansión de la transmisión del sistema de potencia considere la posibilidad de incorporar FACTS como una opción efectiva de mejora en la utilización de la capacidad actual disponible del sistema de transmisión y la prevista para el futuro.

1.2 PROBLEMAS COMUNES EN SISTEMAS DE POTENCIA

Cuando un sistema de potencia (SEP) tiene deficiencias en el control del flujo de potencia se pueden presentar los problemas que se describen a continuación:

1.2.1 Voltajes Fuera de los Rangos Permitidos

1.2.1.1 Bajos Voltajes

El problema del control de voltaje en estado estable es mantener el voltaje en los puntos de carga dentro de los límites operativos. Los voltajes son significativamente afectados por las variaciones de carga y por cambios en la topología de la red, pudiendo verse disminuidos hasta salirse de un rango establecido e incluso colapsar cuando la red está operando con elevada carga. Esto puede provocar el accionamiento de relés de bajo voltaje y otros controles sensibles al voltaje, provocando desconexión de cargas y afectando negativamente a los consumidores.

1.2.1.2 Altos Voltajes

Por otro lado, cuando el nivel de carga en el sistema es bajo, el sistema presenta altos voltajes, lo cual resulta peligroso para los equipos ya que se exponen a fallos debido a causas por ejemplo: rotura del aislamiento, saturación magnética en los transformadores, lo que resulta en la generación de armónicos, etc.

1.2.2 Flujo de Potencia por Líneas no Deseadas

El flujo de potencia a través de una línea no responde a leyes económicas, se rige por aspectos físicos representados en las ecuaciones de flujos de potencia. Este fenómeno ocasiona problemas relacionados con el uso ineficiente del potencial del sistema de transmisión debido a la coexistencia de líneas altamente cargadas con líneas subutilizadas.

1.2.3 Flujo Indeseable de Reactivos

La deficiencia de reactivos en ciertas zonas de un SEP, puede derivar en flujos indeseables de potencia reactiva por aquellas líneas de transmisión que vinculan a

estas zonas. Estos flujos pueden llegar a ser considerables y producir sobrecargas en líneas y bajos niveles de voltaje. Como consecuencia se tiene un mal aprovechamiento de la capacidad del sistema de transmisión.

1.2.4 Congestión en el SEP

En un sistema sin congestión las condiciones operativas son tales que el generador marginal está en capacidad de suministrar potencia adicional a cualquier nodo de la red, sin embargo, cuando se presenta la congestión, el sistema no puede transportar la potencia adicional inyectada a este por el generador marginal, obligando al operador del sistema a usar generación fuera de mérito, bajo estas condiciones se encarece el funcionamiento del sistema [3].

La congestión entonces se puede definir como un estado de operación del sistema de potencia en el que uno o más de sus límites de transferencia ha sido alcanzado. Estos límites pueden tener su origen en asuntos técnicos como por ejemplo la capacidad térmica de una línea, y otros relacionados con la estabilidad del sistema, así como en asuntos referentes a los esquemas de mercado bajo los cuales opere el SEP [2].

1.2.5 Inestabilidad en el SEP

1.2.5.1 Inestabilidad Angular

El problema de inestabilidad angular se refiere a la incapacidad que tiene un sistema para mantener dentro del sincronismo a las máquinas sincrónicas. Este problema de estabilidad involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia, y por tanto el análisis del ángulo del rotor de las máquinas síncronas, que es función de la potencia mecánica aplicada al rotor y de la potencia eléctrica transferida a la red [4]. Es común caracterizar los fenómenos de estabilidad angular en dos categorías:

- ***Inestabilidad Angular de Pequeña Señal***

Un sistema tiene inestabilidad angular de pequeña señal cuando es incapaz de mantenerse en sincronismo bajo pequeñas perturbaciones que ocurren

continuamente en el sistema a causa de pequeñas variaciones en carga y generación [4].

- ***Inestabilidad Angular Transitoria***

Se refiere a la incapacidad de los generadores de permanecer en sincronismo cuando están sujetos a grandes perturbaciones tales como fallas trifásicas y salidas de líneas de transmisión. El periodo de tiempo para la estabilidad transitoria es de unos cuantos segundos debido a que la pérdida de sincronismo puede suceder rápidamente en ese corto tiempo y origina que la posición angular de los rotores de los generadores comience a incrementarse bajo la influencia de la potencia acelerante positiva y el sistema pierda estabilidad si sus rotores experimentan grandes variaciones de ángulo relativo [2].

1.2.5.2 Inestabilidad de Frecuencia

La inestabilidad de frecuencia comúnmente es resultado de un gran déficit o superávit repentino de generación debido a los cambios dinámicos entre la generación y la carga. En caso de caídas de frecuencia o déficit, el deslastre controlado automático de carga es una medida ampliamente utilizada para contrarrestar salidas del sistema por este motivo. En el caso de sobre frecuencias o superávit debidos a la pérdida repentina de carga, los generadores pueden ser deslastrados [2].

1.2.5.3 Inestabilidad de Voltaje

El problema de inestabilidad de voltaje se refiere a la incapacidad de un sistema de mantener los voltajes de sus nodos, dentro de valores admisibles, bajo condiciones de operación normal después de haber sido sometido a una perturbación. El sistema entra en un estado de inestabilidad por voltaje cuando una perturbación, cambia las condiciones del sistema de tal manera que provoca una disminución progresiva e incontrolable en sus niveles de voltaje [4].

1.3 ECUACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA ELÉCTRICA AC

Si se considera un sistema de potencia simple: un generador que alimenta a una carga a través de una línea de transmisión y se asume que la parte resistiva de la impedancia de la línea es despreciable, se tiene el esquema que se presenta en la Figura 1-1.

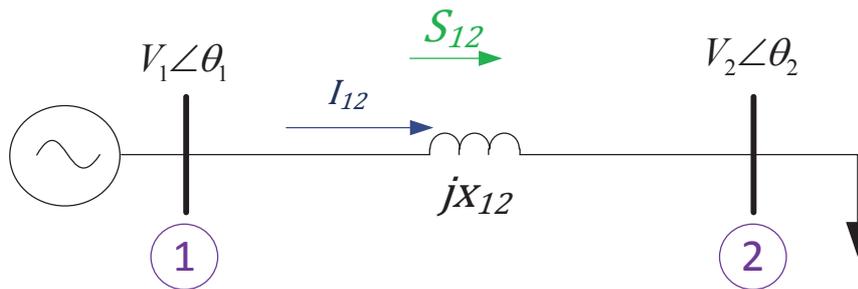


Figura 1-1: Sistema Eléctrico de Potencia de Dos Barras

La potencia aparente transmitida hacia la barra 2 es:

$$S_{12} = \bar{V}_1 \cdot \bar{I}_{12}^* \tag{1-1}$$

La corriente \bar{I}_{12} que se puede expresar como:

$$\bar{I}_{12} = \frac{(\bar{V}_1 - \bar{V}_2)}{jX_{12}} \tag{1-2}$$

Del desarrollo matemático de (1-2) en (1-1), el flujo de potencia activa y reactiva a través de la línea de transmisión, sin considerar las pérdidas, se reduce a la siguiente expresión:

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{12}} \text{sen} \theta_{12} \tag{1-3}$$

$$Q_{12} = \frac{V_1(V_1 - V_2 \cos \theta_{12})}{X_{12}} \tag{1-4}$$

Donde:

V_1 Voltaje en el nodo 1

V_2 Voltaje en el nodo 2

X_{12} Reactancia de la línea

θ_{12} Diferencia de los ángulos de los voltajes V_1 y V_2

De la ecuación (1-3) y (1-4), es posible concluir que la magnitud de la potencia transmitida depende de:

- Los voltajes en los extremos de la línea
- La impedancia de la línea
- La diferencia angular existente entre dichos extremos.

En la Figura 1-2, se muestra la curva de potencia activa y reactiva que se transmiten por la línea, en función del ángulo θ_{12} , Para el caso que $V_1 = V_2$.

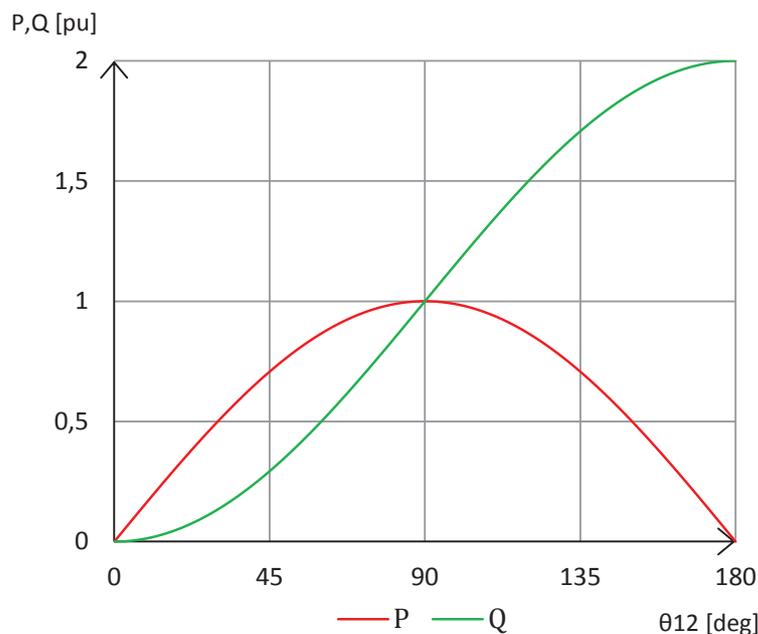


Figura 1-2: Flujo de Potencia por una Línea vs Ángulo entre Barra 1 y 2

1.3.1 Cargabilidad de las Líneas de Transmisión

El flujo de potencia que puede ser transmitido por una línea de la transmisión es limitado y estos límites tienen mayor preponderancia en función de la longitud de dicha línea. La cargabilidad de las líneas puede resultar determinada por la capacidad térmica de los conductores, por la caída del voltaje que ocurre entre sus nodos, o por límites de potencia establecidos por condiciones de estabilidad. En la

Figura 1-3, se muestra los valores de potencia que puede ser transmitidos (SIL¹) en función de la longitud de la línea.

En el gráfico se logran distinguir tres regiones [4]:

- 1) Longitudes de línea entre 0 a 80 km: Imperan Límites Térmicos
- 2) Longitudes de línea entre 80 a 320 km: Impera la Regulación de Voltaje
- 3) Longitudes de línea sobre 320 km: Impera los Límites de Estabilidad

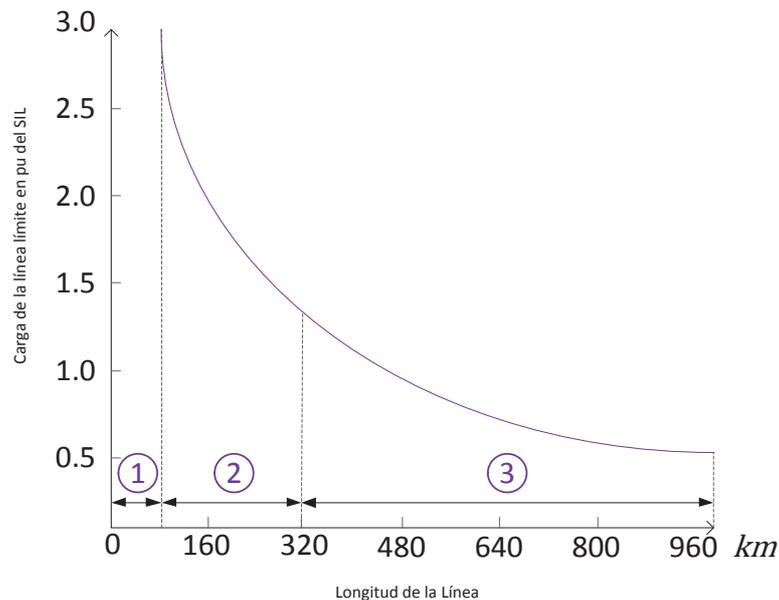


Figura 1-3: Curva de Cargabilidad de una Línea de Transmisión

1.3.1.1 Límite Térmico

Está relacionado con la temperatura del conductor que a su vez depende de la magnitud de la corriente y de su tiempo de duración; de la temperatura del ambiente, condiciones del viento y de las características del conductor. Al superar este límite se tiene 2 consecuencias:

- Aumento de la flecha de la línea, y por ende alteración de la distancia física a tierra.

¹ Surge Impedance Loading (SIL): En la transmisión de energía eléctrica, la impedancia característica de una línea de transmisión se expresa en términos de la impedancia de carga (SIL), o la carga natural, siendo la carga de alimentación a la cual la potencia reactiva no es producida ni absorbida.

- Excedencia del límite de elasticidad del conductor, provocando que la longitud original no se recupera cuando se enfría [5].

Para el incremento de la capacidad de un vínculo de transmisión se debe considerar la capacidad existente en tiempo real de los transformadores y dado que estos elementos se encuentran conectados en serie se los puede agrupar como una sola instalación, donde el límite de transmisión del conjunto estaría determinado por el elemento que posea la menor capacidad individual.

1.3.1.2 Límite de Regulación de Voltaje

En la práctica, los voltajes en las líneas de transmisión decrecen cuando están muy cargadas y disminuyen cuando su carga es baja. Cuando los voltajes se mantienen dentro de un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal, se dice que no se encuentran problemas de operación. Los voltajes están directamente relacionados con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos de las barras de la línea. En este caso la tecnología FACTS puede ayudar asegurando condiciones aceptables de operación en términos de perfiles de voltaje.

1.3.1.3 Límite de Estabilidad

Los problemas de estabilidad pueden ser provocados por cambio de carga, cierre o apertura de líneas, por despacho de generación o por disturbios eléctricos. Con la finalidad de prevenir estados inestables se limita la capacidad de transmisión a través de sus vínculos. La tecnología FACTS puede ser utilizado para ampliar los límites de transferencia por estabilidad.

1.4 INTEGRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FACTS

Como se ha mencionado la principal característica de los FACTS, es la capacidad de modificar los parámetros de las ecuaciones (1-3) y (1-4), lo cual permite controlar el flujo de potencia a conveniencia del operador del sistema, es decir:

- Al controlar la impedancia de la línea, se puede controlar la corriente, y el flujo de potencia.
- El control del ángulo, permite controlar el flujo de corriente.

- Mediante la inyección de un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase, se puede controlar la magnitud y la fase de la corriente de línea y por lo tanto, se puede controlar la potencia activa y reactiva de forma precisa.
- La combinación del control de la impedancia de línea con un controlador serie, y la regulación de voltaje con un controlador shunt puede ser una medida efectiva de controlar el flujo de potencia activa y reactiva entre dos áreas de un SEP.

Para ejemplificar el efecto de la inserción de FACTS, se considerará un SEP simple mallado de tres barras y dos generadores que alimentan a una carga de 3000 MW [6]. Las líneas AB, BC y AC presentan una potencia nominal límite en operación normal de 1000 MW , 1250 MW y 2000 MW respectivamente y en situaciones de emergencia de dos veces aquellos valores durante un período de tiempo suficiente para permitir la redistribución de potencia en caso de pérdida de una de estas líneas.

Si uno de los generadores está suministrando 2000 MW y el otro 1000 MW , un total de 3000 MW serían aportados al centro de carga. La distribución de potencia original (sin control) en las líneas se aprecia en la Figura 1-4(a).

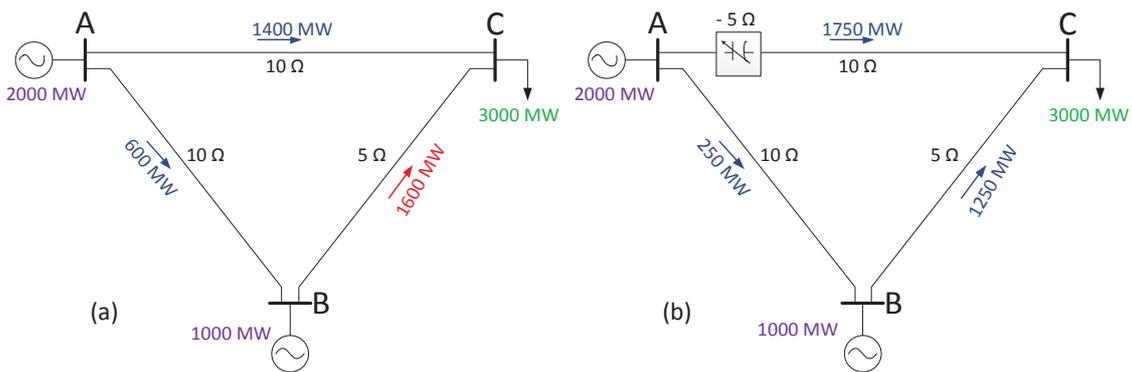


Figura 1-4: Sistema de Potencia Simple: (a) Sistema Original; (b) Sistema con Capacitor Serie Controlado por Tiristores en la Línea AC.

En estas condiciones se nota una sobrecarga en la línea BC de 350 MW . Una solución para este problema se muestra en la Figura 1-4(b), en la que se inserta

una reactancia capacitiva de -5Ω en la línea AC, de tal manera que la impedancia total en esa línea sea de 5Ω , provocando una redistribución de los flujos en todo el sistema. Por supuesto que si el capacitor es variable, se puede ajustar su valor para alterar los flujos de potencia y satisfacer los límites de transmisión de potencia pérdidas estimadas para diferentes condiciones de generación-carga y también para satisfacer contratos de transacciones de energía eléctrica.

Otra opción se obtiene incrementando la impedancia de una de las líneas en la misma configuración mallada mediante la inserción en serie de un reactor de 7Ω en la línea BC, ajustando el flujo de potencia y amortiguando las oscilaciones no deseadas. Otra alternativa diferente a las mencionadas, consiste en la instalación en serie de un regulador de ángulo de fase controlado por tiristores en cualquiera de las tres líneas para obtener el mismo resultado alcanzado en los casos anteriores. En la Figura 1-5(b), el regulador se instala en la tercera línea para reducir la diferencia total del ángulo de fase a lo largo de la línea desde $8,5^\circ$ hasta $4,24^\circ$.

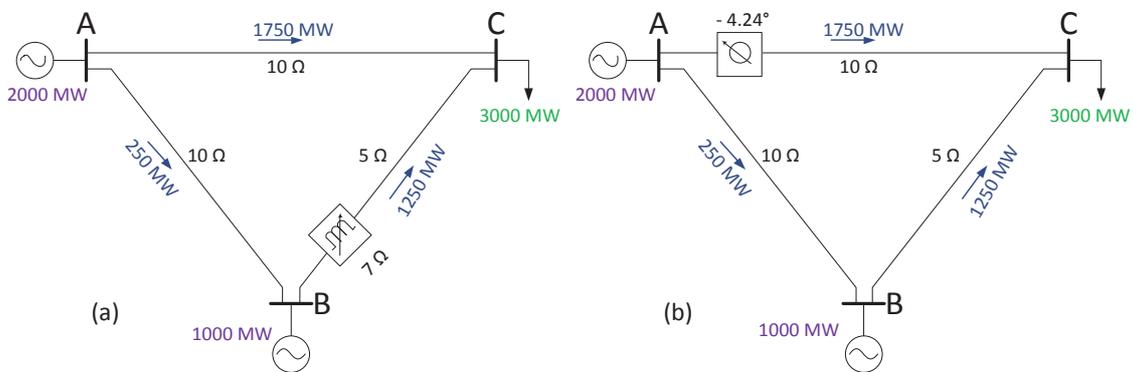


Figura 1-5: Sistema de Potencia Simple: (a) Sistema con Reactor Serie Controlado por Tiristores en la Línea BC; (b) Sistema con Regulador de Ángulo de Fase por Tiristores en la Línea AC.

En definitiva como se ha visto hasta aquí, para solucionar el problema es necesario un solo dispositivo FACTS, lo que conlleva a inferir en la necesidad de realizar estudios técnicos, que determinen el dispositivo adecuado que ofrezca mayores ventajas y los estudios económicos que evalúen índices costo-beneficio de las diferentes alternativas.

1.5 OBJETIVO DE LA TESIS

1.5.1 Objetivo General

Elaborar y proponer una metodología técnica para analizar la incorporación de dispositivos FACTS en sistemas de potencia, y aplicarlo al SEP ecuatoriano.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Presentar los fundamentos de la tecnología FACTS, conceptos, características y clasificación.
- Realizar un análisis de cómo afecta la inclusión de FACTS en los sistemas de potencia.
- Analizar y describir los estudios eléctricos requeridos en un SEP para determinar la necesidad y conveniencia de incorporar dispositivos FACTS.
- Utilizar el programa computacional Power Factory de DigSILENT para determinar los cambios que se producen en el sistema de potencia a causa la inclusión de dispositivos FACTS.

1.6 ALCANCE

- Se estudia y se describe la teoría de la tecnología FACTS, ventajas y forma de operación dentro de los sistemas de potencia.
- Se plantea una metodología que recoge los criterios y conceptos necesarios para la incorporación de FACTS en sistemas de potencia.
- Se evalúa los efectos técnicos de la inclusión de un SVC en diferentes barras de un sistema de potencia de ejemplo de 9 barras.
- Se investiga las condiciones actuales del sistema de potencia ecuatoriano con la finalidad de determinar los puntos candidatos para la ubicación de dispositivos FACTS.
- Se realizan estudios de flujos de potencia y estabilidad de voltaje para el SNI ecuatoriano, evaluando la incorporación de dispositivos SVC's en diferentes barras de las zonas que presenten problemas en el control de voltaje.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El presente trabajo está estructurado de la siguiente manera:

En el **capítulo 1** se presenta una descripción de los sistemas de potencia actuales y modernos. Se describen los principales problemas que se presentan tanto en estado estacionario como dinámico y finalmente se realiza una exposición introductoria muy general de las ventajas de la tecnología FACTS en la operación de sistemas de potencia.

En el **capítulo 2** se describen los conceptos fundamentales de los dispositivos FACTS, su clasificación, modo de operación y las ventajas que otorgan dentro de los sistemas de potencia. En la parte final se presenta una exposición sobre los modelos matemáticos de los dispositivos SVC y TCSC.

En el **capítulo 3** se expone las fases de estudios técnicos requeridos en el sistema de potencia para incorporar dispositivos FACTS, desde la idea de considerar en los FACTS como una opción viable de solución hasta llegar a las pruebas de campo luego de su instalación física para corroborar la correcta operación del equipo.

En el **capítulo 4** se presentan los lineamientos metodológicos que permiten evaluar las condiciones eléctricas de un SEP y definir los posibles dispositivos FACTS idóneos para su refuerzo. Se aplica la metodología propuesta en un sistema de potencia de ejemplo de 9 barras.

En el **capítulo 5** se aplica la metodología propuesta en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano y se efectúan tanto estudios de flujos de potencia como de estabilidad de voltaje. Se realiza un análisis comparativo con los resultados de las simulaciones en Power Factory de la inclusión del SVC en barras determinadas de la zona suroccidental.

El **capítulo 6** recopila las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas a lo largo de este estudio. Finalmente en el **capítulo 7** se enlista las principales referencias bibliográficas utilizadas para el desarrollo del presente trabajo.

2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA FACTS Y VENTAJAS DE SU UTILIZACIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES BÁSICOS

Los dispositivos semiconductores constituyen los componentes esenciales para la construcción de los FACTS. El silicio es, con mucho, el material semiconductor más ampliamente utilizado en la electrónica de potencia y sus aplicaciones. La Figura 2-1 [7], muestra el rango de capacidad de los dispositivos semiconductores así como varias de sus aplicaciones. Dado que el presente trabajo se orienta al análisis técnico del impacto de los FACTS en un SEP, solamente se presentan conceptos generales sobre la tecnología de semiconductores.

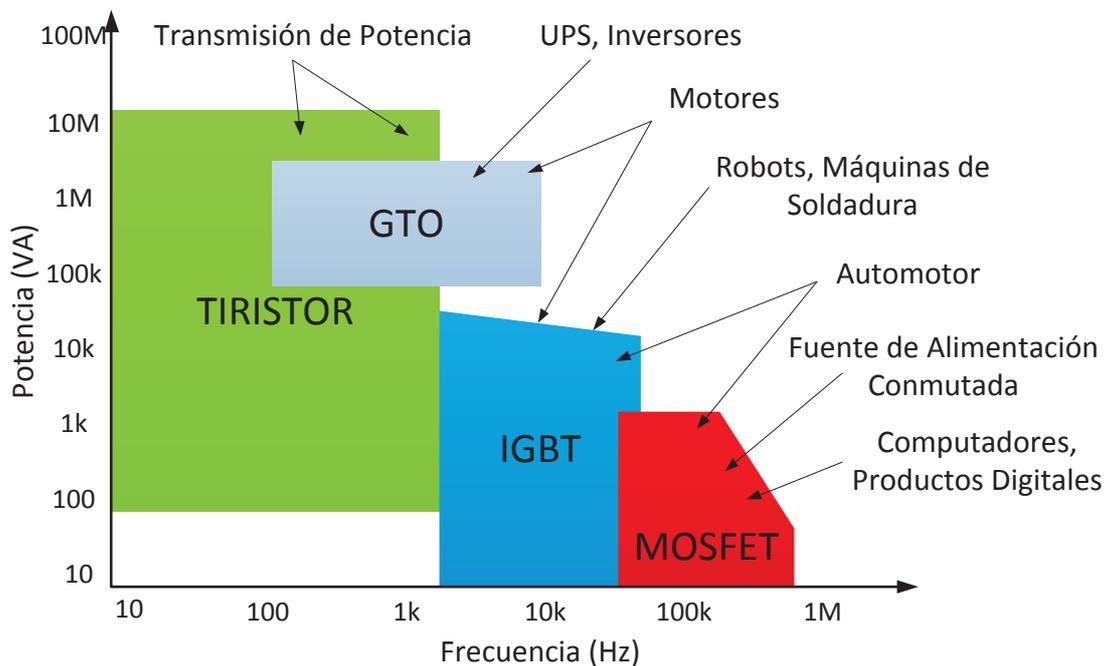


Figura 2-1: Comparación de las Capacidad de los Semiconductores y sus Aplicaciones

2.1.1 SCR: Rectificador Controlado de Silicio

Es el tipo más común de tiristor denominado también *tiristor convencional*. En general son los dispositivos más importantes para los FACTS, los cuales tiene la

capacidad de manejar más de 10 kV y llevar corrientes superiores a 5 kA [2]. Es un elemento semiconductor unidireccional de cuatro capas (tres junturas) que se obtiene de la unión de dos transistores, PNP y NPN como se puede apreciar en la Figura 2-2. Posee la capacidad de controlar el encendido a través de la compuerta, para permitir la conducción del ánodo hacia el cátodo, con una caída de voltaje de 1.5 a 3V.

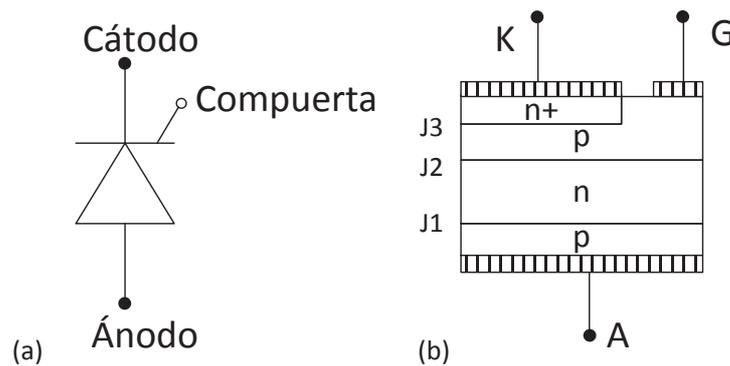


Figura 2-2: Tiristor: (a) Símbolo; (b) Estructura Interna

Para que el tiristor pase de un estado de bloqueo a un estado de conducción, se necesita que cumpla con dos pasos: que el voltaje del ánodo sea positivo con respecto al cátodo, y además que exista un pulso o señal de voltaje o corriente en la compuerta; de este modo habrá un movimiento libre de portadores a través de las tres uniones que provocará una gran corriente directa del ánodo.

Debido a que el tiristor convencional no tiene la capacidad de apagado, este puede retornar a estado de no conducción solo cuando el circuito externo provoque que la corriente sea cercana a cero, como por ejemplo: interrupción de la fuente de voltaje, abriendo el circuito, o haciendo pasar una corriente en sentido inverso por el dispositivo [8].

La Figura 2-3, muestra la curva característica para el tiristor. El dispositivo opera en el primer cuadrante de la siguiente manera: En estado de bloqueo se polariza las uniones $J1$ y $J3$ directamente, es decir el voltaje del ánodo se hace positivo con respecto al cátodo, pero la unión $J2$ tiene polarización inversa, y solo fluirá una pequeña corriente de fuga. A medida que el voltaje ánodo a cátodo V_{AK} se incrementa a un valor lo suficientemente grande la juntura $J2$ polarizada

inversamente entrará en ruptura. Dado que las uniones $J1$ y $J3$ ya tienen polarización directa, habrá un movimiento libre de portadores a través de las tres uniones que provocará una gran corriente directa del ánodo (Estado activado). Necesariamente la corriente del ánodo debe ser mayor a una corriente de enganche (i_L), que es la corriente mínima para que el tiristor se mantenga en conducción.

Para apagar al tiristor, la corriente de carga debe reducirse por debajo de la corriente de mantenimiento (i_H), por el tiempo suficiente para permitir a todos los portadores evacuar la juntura. En este punto, el tiristor habrá vuelto totalmente a su estado bloqueado. La corriente de mantenimiento es del orden de los miliamperios y es menor que la i_L . La curva que se puede apreciar en el cuadrante III, se produce cuando las junturas $J1$ y $J3$ se polarizan inversamente, de modo que existe una corriente de fuga (i_R), y el tiristor estará en estado de bloqueo inverso.

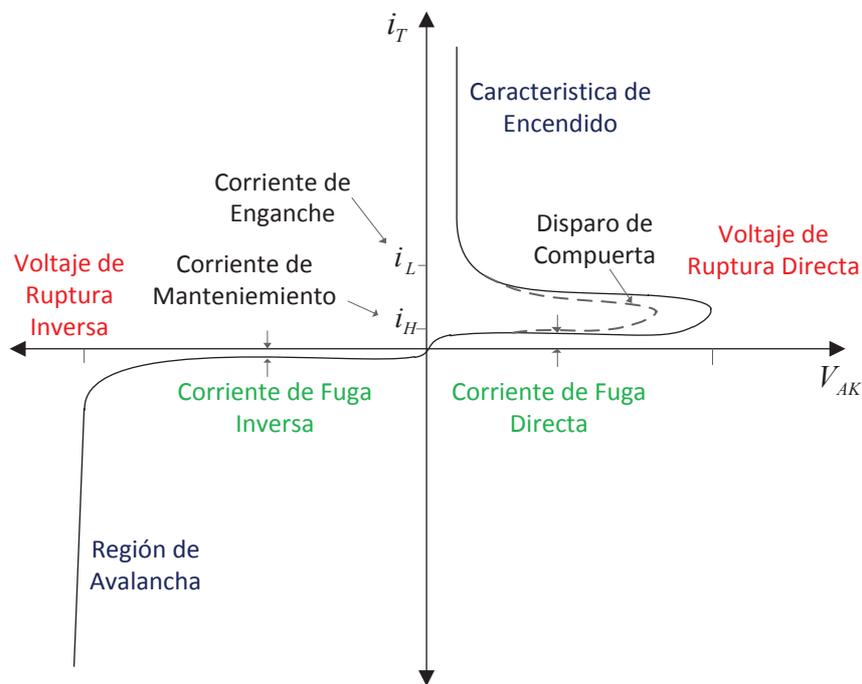


Figura 2-3: Curva Característica V-I del Tiristor

En general, los tiristores tienen una gran capacidad de sobrecarga; pueden soportar dos veces el valor nominal de corriente durante varios segundos, diez veces durante varios ciclos, y 50 veces la corriente de cortocircuito durante un ciclo [6].

2.1.2 GTO: Tiristor con Apagado por Compuerta

Un dispositivo GTO es similar al tiristor convencional, tanto en su estructura como en operación; la diferencia radica en que el GTO tiene la capacidad de apagado (turn-off) mediante un pulso negativo en la compuerta. Tanto el estado de encendido como el de apagado son controlados por la corriente en la compuerta. Los GTO's se usan principalmente en los convertidores de fuente de voltaje. La energía requerida para el apagado es de 10 a 20 veces la que requiere para encenderlo, en cambio la energía requerida para el encendido (turn-on) de un GTO es de 10 a 20 veces la que se necesita en un tiristor convencional. La Figura 2-4, muestra el símbolo y la estructura interna de un GTO.

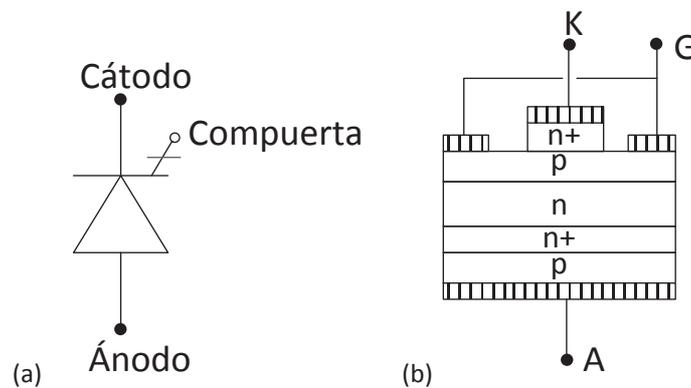


Figura 2-4: GTO: (a) Símbolo; (b) Estructura Interna

Las ventajas que ofrecen estos equipos sobre los tiristores convencionales son: 1) eliminación de componentes de conmutación, en la conmutación forzada, que dan como resultado una reducción de costo, peso y volumen; 2) reducción de ruido acústico y electromagnético, por la eliminación de reactores de conmutación; 3) apagado más rápido que permite altas frecuencias de conmutación, y 4) mayor eficiencia de convertidores [9].

En un amplio número de aplicaciones, la capacidad de apagado (turn-off) no es necesaria, por lo tanto la elección de un dispositivo con capacidad de apagado debe ser considerada cuando en una aplicación exista una ventaja decisiva de utilización, así también un impacto significativo en el costo total de dicha aplicación.

2.1.3 MOSFET: Transistor de Efecto de Campo de Metal Óxido Semiconductor

Es un dispositivo controlado por voltaje que está en la capacidad de conmutar rápidamente de estado y por ende las pérdidas de conmutación son bajas. Esto se consigue por acoplamiento capacitivo de la compuerta del dispositivo [6]. La Figura 2-5 muestra la estructura y el circuito equivalente. El MOSFET se utiliza ampliamente para aplicaciones de baja potencia ($< 1\text{kVA}$) como por ejemplo: convertidores y accionadores electrónicos de potencia, etapas de amplificadores, circuitos digitales, entre otras.

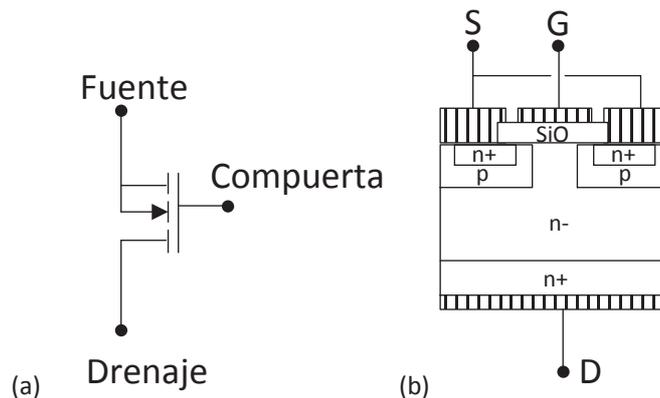


Figura 2-5: MOSFET: (a) Símbolo; (b) Estructura Interna

2.1.4 IGBT: Transistor Bipolar con Compuerta Aislada

Es un dispositivo de gran capacidad que generalmente es utilizado en sistemas que requieren circuitos de electrónica realmente potentes y con velocidades de conmutación de hasta 20 kHz. Sus aplicaciones principales se centran en los sectores de: control de motores, sistemas de alimentación ininterrumpida, sistemas de soldadura, iluminación de baja frecuencia y alta potencia. En el área de FACTS han cobrado más importancia y su crecimiento está orientado a desarrollar equipos basados en convertidores de fuente de voltaje de hasta 300kV

y 1000MVA [10]. El IGBT (Figura 2-6) es un dispositivo semiconductor de potencia híbrido que combina las bondades del BJT² y del MOSFET. Debido al BJT, este dispositivo posee características de pérdidas por conducción muy bajas en estado de encendido; y de parte del MOSFET tiene conmutación rápida, así como también una alta impedancia de entrada. Al ser un elemento controlado por voltaje, el encendido de un IGBT requiere un voltaje de alrededor de 15 V en la compuerta. Un IGBT se apaga cuando el voltaje de la puerta sea cero y la transición del estado de conducción al estado de bloqueo puede tomar apenas 2 micro segundos.

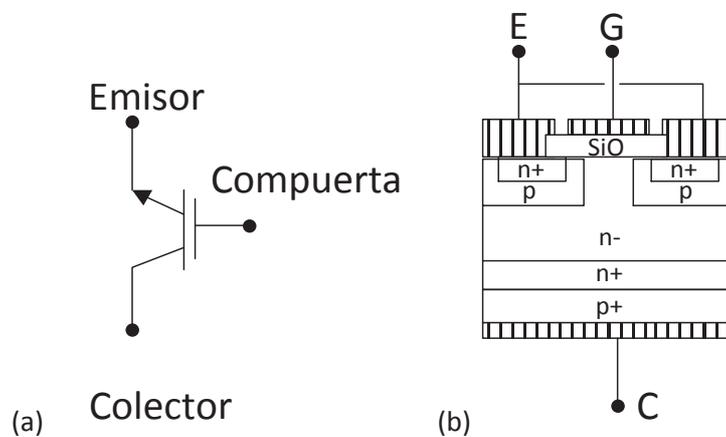


Figura 2-6: IGBT: (a) Símbolo; (b) Estructura Interna

Las ventajas que ofrecen los IGBT respecto a dispositivos GTO son: capacidad de control de grandes cantidades de potencia; mayor rapidez en la conmutación y por lo tanto menos pérdidas; el flujo de corriente se controla a través de una fuente de tensión de alta impedancia que permite que se puedan controlar intensidades elevadas con una potencia de control muy baja. De hecho, uno de los éxitos de IGBT es su baja necesidad de energía de control para pasar del modo conducción al modo bloqueo y viceversa.

² BJT (Transistor Bipolar de Juntura): dispositivo semiconductor de 3 terminales (Base, Colector y Emisor) que representan la extensión natural de los diodos ya que están compuestos por un par de junturas P-N. La característica principal de este dispositivo es que tiene la propiedad de controlar una corriente en la puerta de salida mediante una corriente en la puerta de entrada.

2.2 DEFINICIÓN DE FACTS

Según el IEEE la definición de FACTS es la siguiente: “*Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.*”

Desmenuzando la definición, la incorporación de controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia, se refiere al manejo conjunto tanto de dispositivos semiconductores (Tiristores, GTO, IGBT, etc.), como de elementos resistivos y reactivos tradicionales (resistencias, inductancias, capacitancias y transformadores). Las principales características de los dispositivos FACTS se pueden resumir en los siguientes ítems [2]:

- Pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas.
- Permiten el incremento de la cargabilidad de las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos. Por ello pueden aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión que tienen restricciones en la actualidad, optimizando el uso de la infraestructura disponible y suministrando potencia a bajos costos a un gran número de consumidores.
- Permiten la disminución de las oscilaciones que pueden dañar equipos y/o limitar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Por esto pueden ser aplicados para manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.
- Permiten disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de energía y cumplimiento de requerimientos contractuales mediante el control de los flujos de potencia en la red.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FACTS

En la bibliografía relacionada [6, 10, 11], se distinguen diferentes formas de agrupar a los FACTS, una de ellas es en función de la tecnología de diseño; esta clasificación se divide principalmente en dos categorías, las cuales se muestran en la Figura 2-7. La primera generación de FACTS utiliza tiristores convencionales, los cuales poseen únicamente el encendido controlado, además requieren banco de condensadores y/o reactores y son controlados mediante el ángulo de disparo de los tiristores.

Con el avance de la electrónica de potencia nace una segunda generación de FACTS los cuales son basados en convertidores de potencia con estructuras más complejas (VSC, CSC) que requieren dispositivos semiconductores con encendido y apagado controlado (GTO, IGBT, etc.).

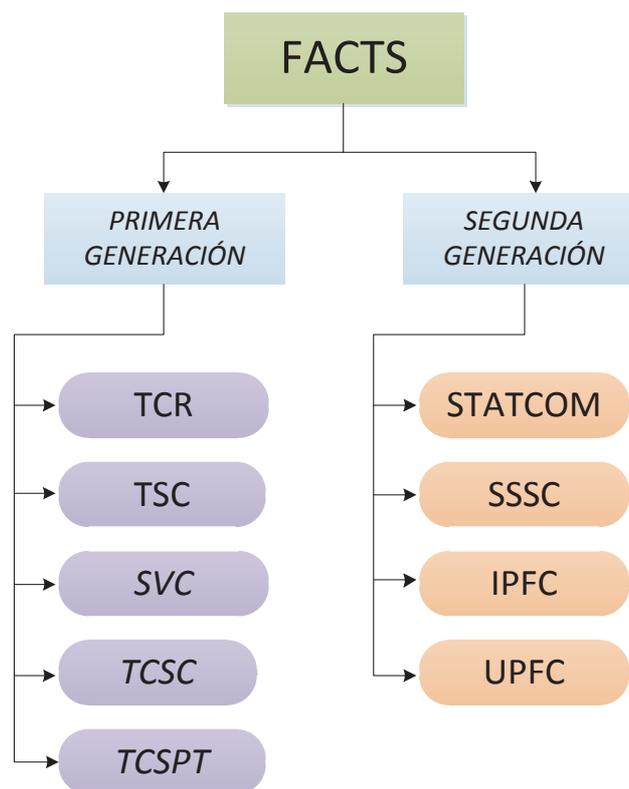


Figura 2-7: Clasificación de los Dispositivos FACTS³

³ Se presenta los dispositivos FACTS más representativos de cada generación y objeto de descripción en lo que resta del capítulo.

2.3.1 Dispositivos Basados en Tiristores Convencionales

2.3.1.1 TCR (*Reactor Controlado por Tiristores*)

El TCR es el elemento base para la construcción del SVC y el TCSC. Como se muestra en la Figura 2-8 está compuesto por un reactor en serie junto con un arreglo bidireccional de tiristores. La corriente I_{TCR} puede ser controlada desde un valor mínimo hasta un valor máximo mediante el control de fase de los tiristores.

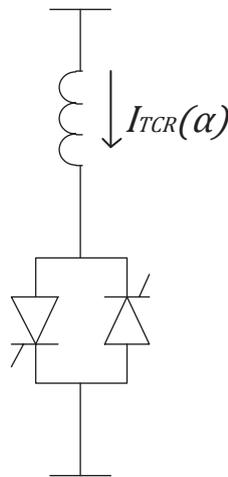


Figura 2-8: TCR: Reactor Controlado por Tiristores

Si, en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de TSR (*Thyristor Switched Reactor* o *Reactor Conmutada por Tiristores*). La operación consiste en variar de forma escalonada la compensación de potencia reactiva a través de la conmutación de tiristores. Tiene la ventaja de requerir menores costos y pérdidas, pero no permiten efectuar un control continuo.

2.3.1.2 TSC (*Capacitor Conmutado por Tiristores*)

Es un elemento compuesto por un capacitor y dos tiristores en antiparalelo cuya corriente es variada de forma escalonada por la operación de los tiristores. También se incluye una inductancia en serie para limitar sobrecorrientes, tal como se muestra en la Figura 2-9. A diferencia del TSR y TSC, los capacitores no pueden conmutarse continuamente con el control del ángulo de encendido, esto se debe a que al aplicar el control de fase sobre capacitores ocasionaría fuertes

corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores, además de la dificultad que esto originaría en el control [12].

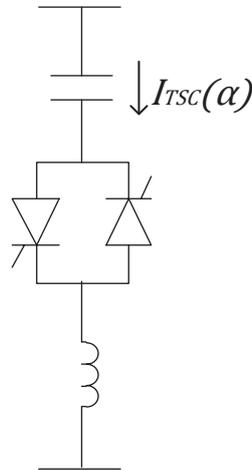


Figura 2-9: TSC: Capacitor Conmutado por Tiristores

Para conectar el capacitor se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente. Para la desconexión se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero. Con el TSC se eliminan los interruptores empleados en los bancos de capacitores escalonados, de esta forma la conexión y desconexión del banco es prácticamente instantánea y se suprimen las corrientes de conexión.

2.3.1.3 SVC (Compensador Estático de Reactivos)

El SVC es el primer dispositivo FACTS utilizado masivamente en los sistemas de transmisión alrededor del mundo. La función principal del SVC, es ajustar la cantidad de compensación de potencia reactiva y de este modo mantener el voltaje dentro de un rango establecido. Ofrece también un impacto positivo en problemas de estabilidad como amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Un SVC está formado básicamente de un TCR más un arreglo de capacitores, que pueden ser fijos o controlados por tiristores; dispuestos en configuración shunt, que en conjunto proveen la potencia reactiva inductiva o capacitiva necesaria para controlar el voltaje del sistema de potencia. A continuación se describe tres configuraciones típicas para el SVC:

- **FC-TCR (Capacitor Fijo – Reactor Controlado por Tiristores)**

Un SVC tipo FC-TCR se forma con un arreglo de capacitores de valor fijo, en paralelo con un TCR, tal como indica la Figura 2-10. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo [13].

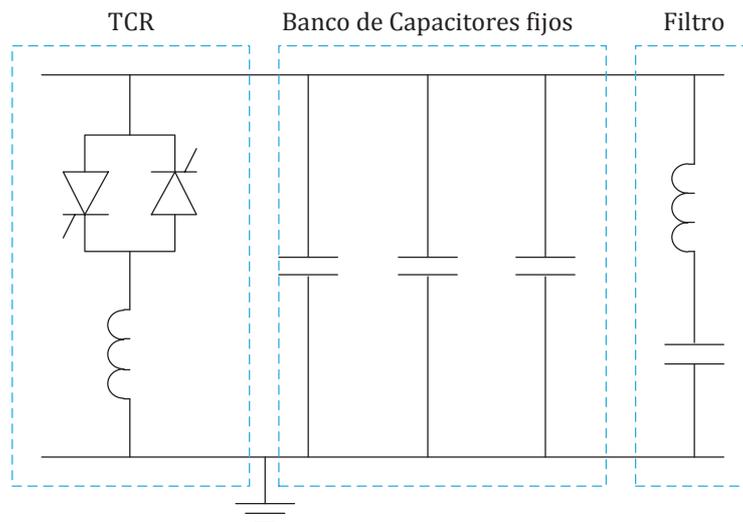


Figura 2-10: SVC tipo FC-TCR

Es necesario señalar la presencia de una rama destinada a soportar un filtro pasa altos, necesario para disminuir a inyección de armónicas al sistema, provenientes de la operación del TCR.

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

Un SVC tipo TSC-TCR está formado por n ramas TSC junto con un TCR como se muestra en la Figura 2-11. La capacidad del TCR es igual a la capacidad de una de las ramas TSC. El rango total de la capacitancia de salida se divide en n intervalos según el número de ramas TSC que se encuentren conectadas, de esta forma se tiene un rango de control discreto de TSC's, pero gracias al TCR es posible hacer que la variación sea continua dentro de cada intervalo.

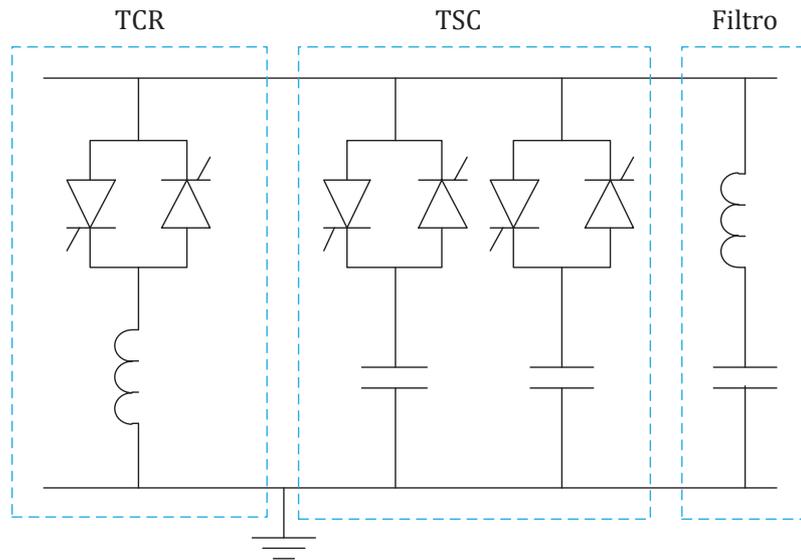


Figura 2-11: SVC tipo TSC-TCR

En el primer intervalo, se tiene un banco de capacitores conectado de tal forma que la potencia de salida del SVC es controlable de cero a $Q_{c_{\max}}/n$, donde $Q_{c_{\max}}$ es la potencia máxima provista por todas las ramas TSC empleadas. Simultáneamente se fija la corriente del TCR para un ángulo apropiado de disparo, de manera que la suma de potencia de salida del TSC (Negativa) y la del TCR (positiva) es igual a la salida capacitiva requerida. Para el segundo, tercero y n -ésimo intervalos, la salida es controlable dentro de los rangos $Q_{c_{\max}}/n$ a $2Q_{c_{\max}}/n$, $2Q_{c_{\max}}/n$ a $3Q_{c_{\max}}/n$, ..., $(n-1)Q_{c_{\max}}/n$ a $Q_{c_{\max}}$ mediante la conmutación del segundo, tercero, ..., y n -ésimo banco de capacitores, al mismo tiempo que se usa el TCR para absorber VARs capacitivos y mantener cierta potencia reactiva de salida [14].

La operación de este tipo de SVC tiene casi la misma característica operativa del FC-TCR, con la principal diferencia de que la reactancia capacitiva puede ser entregada o absorbida rápida y repetidamente. También, en la salida de energía reactiva cero, ambos ramales, el TCR y los TSC's, puede permanecer desconectada del sistema de energía, de esa manera, decrecen las pérdidas asociadas al SVC.

A diferencia del TCR, los TSC's no tiene control de fase, es decir, ellos deben ser cambiados dentro o fuera de los momentos discretos predefinidos, con el fin de minimizar la generación de transitorios. Para este propósito, el instante ideal para la reconexión del módulo del TSC al sistema es cuando el voltaje del sistema está en su pico, y así, la di/dt de la corriente es cero, y puesto que el capacitor se asume para ser cargado al valor máximo, el voltaje resultante a través del tiristor es cero. Por otro lado, si el capacitor no está precargado al valor máximo, el mejor momento para su reconexión al sistema es simplemente cuando el voltaje en el tiristor es cero.

- ***MSC-TCR (Capacitor Conmutado Mecánicamente – Reactor Controlado por Tiristores)***

Este dispositivo está conformado de un TCR más un banco de capacitores conmutables tal como se aprecia en la Figura 2-12. Una de las ventajas del esquema MSC-TCR respecto al TSC-TCR radica en la disminución del capital por VAR instalado, producto de la eliminación de los interruptores con control mediante tiristores en las ramas capacitivas; otra ventaja es la relacionada con el reducido rango de pérdidas, lo que influye directamente en los costos operativos. La desventaja más relevante de esta configuración es la relativa lentitud en la respuesta; mientras estos demoran alrededor de dos ciclos en el cierre y ocho para la apertura, los interruptores con tiristores actúan en el lapso de medio a un ciclo entero. Además los interruptores mecánicos poseen una vida útil de 2000 a 5000 operaciones, mientras que los tiristores pueden realizar las mismas operaciones (teóricamente) infinitas veces. Por último, otro problema característico de esta configuración lo constituye la necesidad de descargar la energía almacenada en los condensadores luego de la desenergización; para tales fines, es necesario que cada unidad MSC posea resistencias de descarga, que permiten la disipación total de la carga a los pocos minutos [13].

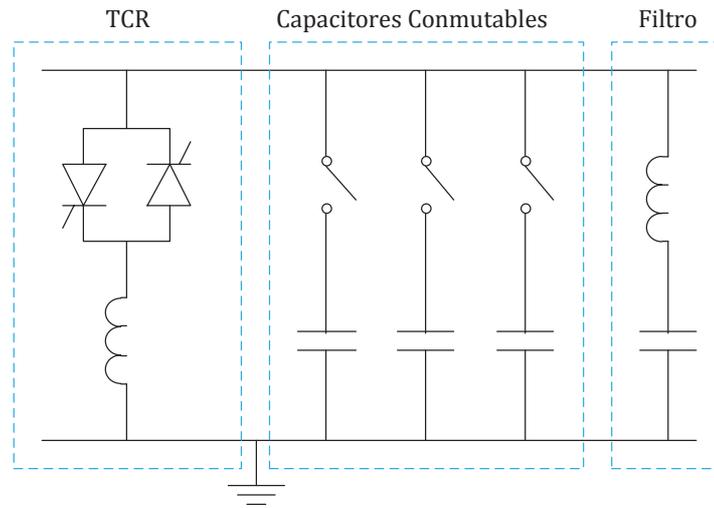


Figura 2-12: SVC tipo MSC-TSC

2.3.1.4 TCSC (Capacitores Serie Controlados por Tiristores)

Un TCSC es un dispositivo de similar estructura al SVC tipo FC-TCR, con la diferencia de que el TCSC está conectado en serie con la línea, como se muestra en la Figura 2-13. Se completa la estructura con la adición de un varistor de óxido metálico (MOV) en paralelo para evitar sobrevoltajes que podrían dañar al capacitor. Con el TCSC es posible modificar la impedancia efectiva del reactor en paralelo mediante el control del ángulo de encendido del tiristor; de esta forma puede obtenerse un rango continuo de variación para el grado de compensación.

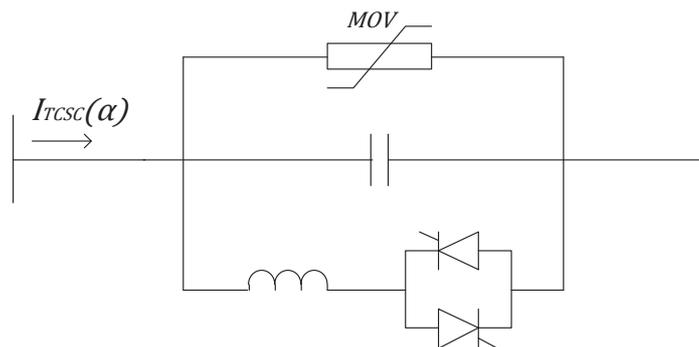


Figura 2-13: TCSC: Capacitores Serie Controlados por Tiristores

La gran velocidad de conmutación del TCSC ofrece un mecanismo para controlar el flujo de potencia en las líneas de transmisión, lo cual permite incrementar la carga con el sistema de transmisión existente, y además brinda la posibilidad de

un rápido reajuste del flujo de potencia en respuesta a diferentes contingencias que pudiesen ocurrir en el sistema [10].

El TCSC actúa sobre problemas dinámicos específicos en los sistemas de transmisión. En primer lugar, permite incrementar el amortiguamiento en la interconexión de grandes sistemas de potencia. Además, es capaz de superar el problema de resonancia subsincrónica (SSR), la cual involucra la interacción de grandes unidades de generación térmica con sistemas de transmisión compensados en serie. La gran velocidad de conmutación ofrece un mecanismo para controlar el flujo de potencia en las líneas de transmisión, lo cual permite incrementar la carga con el sistema de transmisión existente, y además brinda la posibilidad de un rápido reajuste del flujo de potencia en respuesta a diferentes contingencias que pudiesen ocurrir en el sistema. El TCSC también permite regular el flujo de potencia en estado estable para mantenerlo dentro de los límites físicos del sistema [10].

2.3.1.5 TCPST (Transformador Desfasador Controlado por Tiristores)

EL TCPST centra su función en la modificación del ángulo de fase para controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. La Figura 2-14 muestra la configuración general de un TCPST. Los transformadores desfasadores (PST) son un tipo especial de transformadores que poseen una relación de transformación compleja que permite modificar el ángulo de fase entre los voltajes del primario y el secundario. Con el desarrollo e integración de la electrónica de potencia se ha podido mejorar el uso de los cambiadores de fase de estos transformadores, puesto que reemplazan los cambiadores de taps mecánicos tradicionales por tiristores que ofrecen características superiores en cuanto a velocidad de respuesta. Como consecuencia estos nuevos dispositivos son efectivos para sobrellevar pequeñas perturbaciones y mejorar la estabilidad transitoria del sistema [11].

La diferencia de ángulos entre los voltajes de los terminales del TCPST se puede obtener mediante un transformador elevador en serie con la línea de transmisión. El objetivo de este transformador es inyectar un voltaje en serie, lo que

posteriormente se traduce en la inyección de potencia activa y reactiva a través del otro transformador en conexión shunt, conocido también como de excitación.

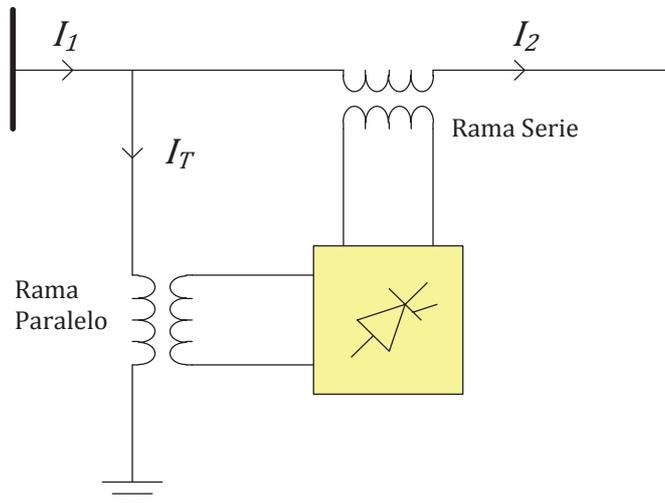


Figura 2-14: TCPST: Transformador Desfasador Controlado por Tiristores

Desde el punto de vista eléctrico, se distinguen dos tipos de TCPST:

- **TCPAR (Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores)**

Este dispositivo mantiene iguales las magnitudes de los voltajes en sus terminales pero con un desfasaje de ángulo. El parámetro de control de un TCPAR es el desfasaje de ángulo de los voltajes terminales.

- **TCQBT (Transformador Elevador en Cuadratura Controlado por Tiristores)**

En este dispositivo el fasor del voltaje inyectado por la rama serie se mantiene desfasado con ángulo constante (igual a 90° en la mayoría de los casos) con respecto al voltaje de entrada. El parámetro de control de un TCQBT es la magnitud del voltaje inyectado.

2.3.2 Dispositivos Basados en Convertidores

2.3.2.1 VSC y CSC (Convertidores de Fuente de Voltaje y Corriente)

Un convertidor es un elemento que convierte la potencia eléctrica de corriente y voltaje determinada a otra forma de corriente y voltaje. Los convertidores están

construidos a base de elementos semiconductores que, aparte de proporcionar el control en el encendido, disponen de capacidad de apagado; estos semiconductores son el GTO, IGBT, etc. Estos elementos son más costosos y poseen mayores pérdidas que los tiristores convencionales; sin embargo, las ventajas que pueden llegar a ofrecer pueden tener un impacto significativo sobre el sistema [6]. Los convertidores se pueden implementar de dos formas:

- Mediante fuentes de voltaje (*Voltage Source Converter, VSC*)
- Mediante fuentes de corriente (*Current Source Converter, CSC*)

Por razones económicas y de rendimiento, los VSC son el tipo de convertidor preferido en los FACTS de segunda generación. Los VSC, como se aprecia en la Figura 2-15, poseen un lado DC donde el voltaje no cambia de polaridad, pero la corriente fluye en cualquier dirección, para generar de allí el voltaje AC; este voltaje puede ser variado en magnitud, frecuencia y ángulo de fase [15]. Los sistemas VSC trifásicos generan el voltaje AC de dos formas, bien sea por modulación de ancho de pulso (*Pulse Width Modulation, PWM*), o por suicheo a frecuencia fundamental (*Fundamental Frequency Switching, FFS*).

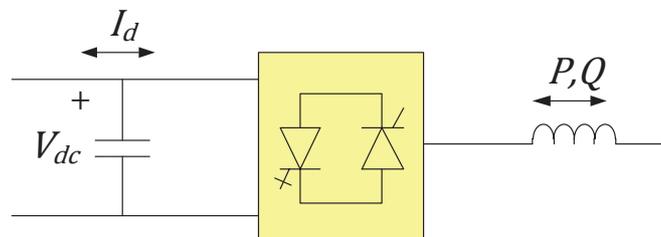


Figura 2-15: VSC: Convertidor de Fuente de Voltaje

Por otro lado, los convertidores CSC generan una corriente AC a partir de la fuente de corriente DC. Pueden ser construidos con válvulas convencionales (ejemplo los rectificadores), o en estructuras avanzadas con válvulas con apagado controlado. Las aplicaciones de CSC avanzados están aún en etapas de desarrollo, o al nivel de prototipos avanzados en laboratorio. En la Figura 2-16 se muestra la estructura básica de un CSC.

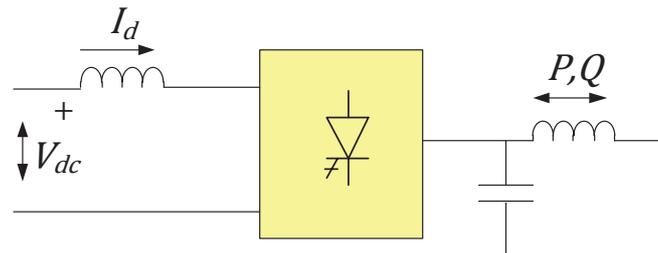


Figura 2-16: CSC: Convertidor de Fuente de Corriente

Comparado estos dispositivos con los FACTS a base de tiristores convencionales (solo con control de encendido) se puede señalar [15]:

- Los VSC y CSC no dependen de la red, pudiendo operar aun sobre redes y/o cargas pasivas. En los convertidores construidos con válvulas de encendido y apagado controlado el suicheo puede realizarse muchas veces por cada ciclo del voltaje AC de salida, así voltaje y corriente pueden ser modulados para generar menos armónicos, o generar armónicos de frecuencias altas, mucho más sencillos de filtrar, por ello se está imponiendo el uso de convertidores basados en PWM.
- La estructura básica para organizar convertidores complejos es el convertidor de 6 pulsos. Los convertidores CSC de 6 pulsos no producen tercer armónico, simplificando el transformador de acople que no requiere la conexión de devanados en serie para filtrado.
- Las válvulas utilizadas en los convertidores VSC y CSC, permite en ellos una mayor rapidez de respuesta sobre los convertidores tradicionales, en los cuales la actuación tiene un retraso de hasta 1 ciclo.
- VSC y CSC pueden operar con cualquier factor de potencia.

2.3.2.2 STATCOM (Compensador Estático Sincrónico)

El STATCOM básicamente está compuesto por un VSC diseñado a base de dispositivos GTO, IGCT⁴, o IGBT, conectado en paralelo a la línea de transmisión

⁴ IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor o Tiristor Conmutado por Compuerta Integrada).- es un dispositivo semiconductor evolución del tiristor GTO. Al igual que el GTO, el IGCT es un interruptor controlable, permitiendo además de activarlo, también desactivarlo desde el terminal de control Puerta.

mediante un transformador de acoplamiento. Se podría decir que representa el equivalente de una máquina síncrona, pero sin inercia mecánica, y por ende con respuestas dinámicas mucho más rápidas. La Figura 2-17 muestra el esquema general de un STATCOM. La fuente de energía DC dada por el capacitor C proporciona voltaje de corriente directa (DC) al convertidor, el cual genera un conjunto de voltajes trifásicos de salida a la frecuencia del sistema de corriente alterna. A diferencia del SVC, el STATCOM provee soporte de voltaje sin usar grandes bancos de capacitores o reactores para suministrar o absorber potencia reactiva. El STATCOM tiene la habilidad de controlar su corriente capacitiva o inductiva independientemente del voltaje del sistema.

Las ventajas respecto al SVC son: respuestas más rápidas, se necesita menor espacio al no utilizar enormes componentes pasivos (como reactores); el diseño es modular y reubicable. Tiene un desempeño superior en condiciones de extremo bajo voltaje pues la inyección de corriente reactiva se puede mantener constante.

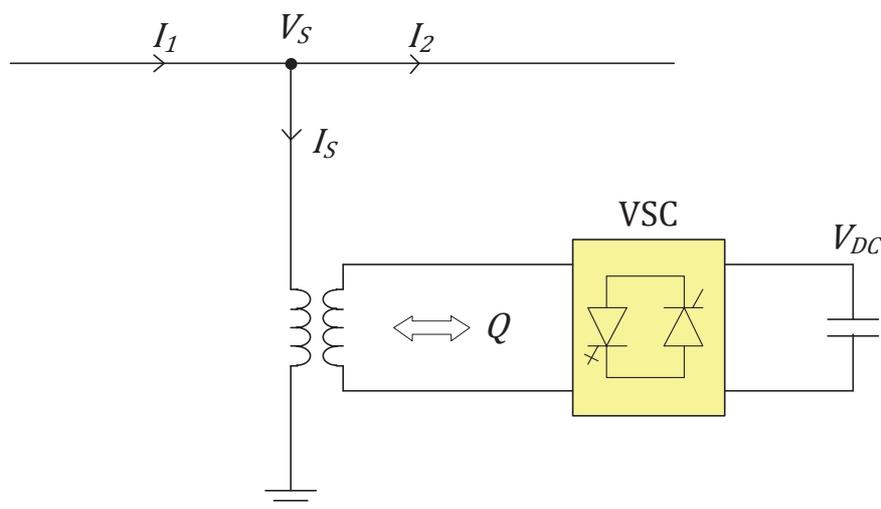


Figura 2-17: STATCOM: Compensador Estático Síncrono

Un STATCOM puede incluir un almacenador de energía, por ejemplo una batería que se puede usar como fuente de energía a los terminales DC del convertidor. En este caso, el STATCOM tiene la capacidad de intercambiar con el sistema no solo potencia reactiva sino también potencia activa. Esta capacidad es un atributo valioso en aplicaciones que requieren amortiguamiento de oscilaciones de

potencia, nivelación de demanda pico, de tal manera de proveer potencia ininterrumpida, etc. A este equipo se lo conoce como *Generador Sincrónico Estático (SSG)* [6].

2.3.2.3 SSSC (*Compensador Estático Sincrónico Serie*)

El SSSC se podría considerar como la evolución de un TCSC. Básicamente está formado de un transformador de acoplamiento, un convertidor VSC (A base de GTO) y un circuito de corriente continua. La Figura 2-18 muestra la estructura de un SSSC. Este equipo puede incluir dispositivos de almacenamiento o absorción de energía para mejorar el desempeño dinámico del sistema de potencia por medio de la compensación adicional temporaria de potencia activa, incrementando o disminuyendo la caída de voltaje resistiva de la línea.

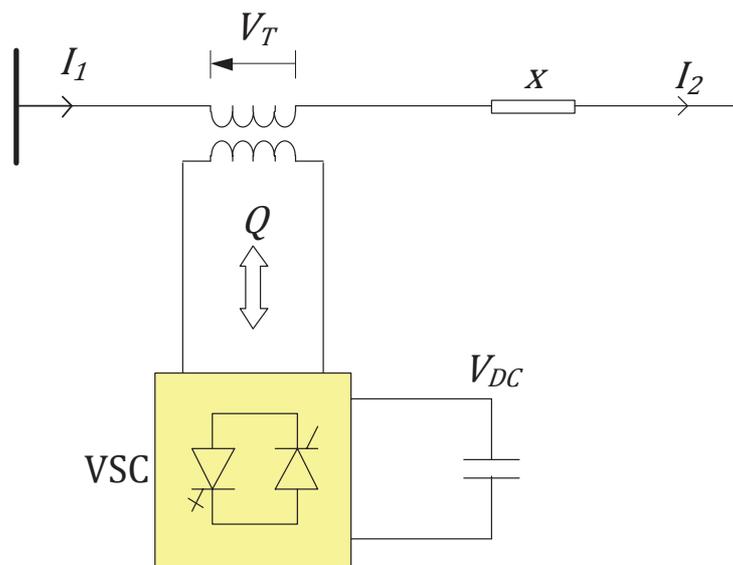


Figura 2-18: SSSC: Compensador Estático Sincrónico Serie

Al igual que el STATCOM, este compensador, no utiliza dispositivos de conmutación para controlar la circulación de corriente del elemento de compensación (condensador, inductor). Mientras un SC controlado, desde el punto de vista del sistema, representa una impedancia reactiva controlada, un SSSC actúa como una fuente de voltaje controlada cuya magnitud puede ser controlada independientemente de la corriente de línea (el voltaje se encuentra a 90° con

respecto de la corriente de línea). Al cambiar la polaridad del voltaje del SSSC, se puede obtener el efecto de un reactor serie controlado.

En este sentido, el SSSC puede ser funcionalmente considerado como un generador ideal que puede operarse con un capacitor relativamente pequeño de almacenamiento en DC, de una manera autosuficiente para intercambiar potencia reactiva con el sistema de AC, o con una fuente externa de corriente continua o almacenador de energía DC para también intercambiar potencia activa controlada independientemente, en analogía con un STATCOM.

2.3.2.4 IPFC (Controlador de Flujo de Potencia Interlínea)

El controlador de flujo de potencia interlínea (IPFC) resulta de la combinación de dos o más compensadores estáticos sincrónicos serie (SSSC) ubicados en diferentes líneas, los cuales se encuentran comunicados mediante un vínculo DC común (Figura 2-19), con el fin de permitir el intercambio bidireccional de potencia activa entre los terminales AC de los SSSC's. Las bondades que ofrece este dispositivo son: controlar los flujos de potencia activa y reactiva entre líneas, reducir la carga de líneas sobrecargadas mediante transferencia de potencia activa, compensar caídas de voltaje resistivas en la línea y la correspondiente demanda de potencia reactiva.

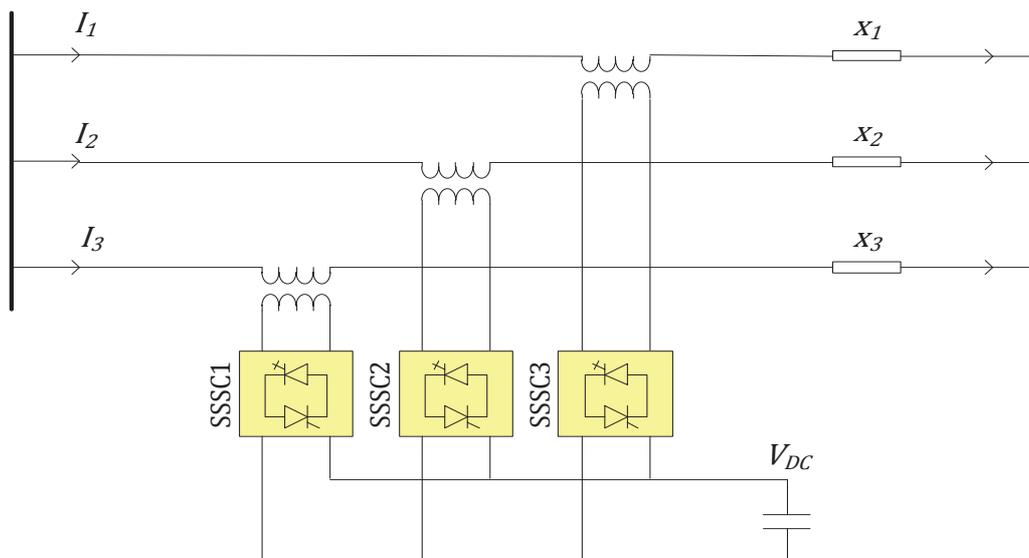


Figura 2-19: IPFC: Controlador de Flujo de Potencia Interlínea

Mediante esta configuración cada SSSC es controlado para proveer independientemente compensación de potencia reactiva y, con ello, facilitar el ajuste del flujo de potencia activa, manteniendo el flujo necesario de potencia reactiva en cada línea [16]. De esta manera, es posible que las líneas sobrecargadas “entreguen” una cantidad de potencia definida a otras líneas subutilizadas con el fin de equilibrar y optimizar el uso de la red. Generalmente, debido a la complejidad del IPFC, su aplicación debe ser plenamente justificada debido a los altos costos de inversión.

2.3.2.5 UPFC (Controlador de Flujo de Potencia Unificado)

Es el dispositivo más completo de la familia de los FACTS, se lo ha caracterizado como una "tercera generación" de dispositivo FACTS. El UPFC se construye con la combinación de un compensador estáticos sincrónico (STATCOM) y de un compensador estático sincrónico serie (SSSC), los cuales se encuentran acoplados por el lado de corriente directa (DC) mediante un enlace común, el cual permite intercambio bidireccional de potencia activa entre estos dos dispositivos.

De esta manera, el UPFC es capaz de controlar simultánea o selectivamente todos los parámetros de la ecuación del flujo de potencia, que afectan el flujo de potencia en una línea de transmisión. Adicionalmente, el dispositivo es capaz de controlar de manera independiente la potencia activa y la potencia reactiva, a diferencia de los dispositivos serie o paralelo, en los que el control de potencia activa es asociado con un cambio similar en potencia reactiva, es decir, en estos dispositivos simples incrementar el flujo de potencia activa también involucra un incremento de la potencia reactiva en la línea. El esquema básico de un UPFC se muestra en la Figura 2-20.

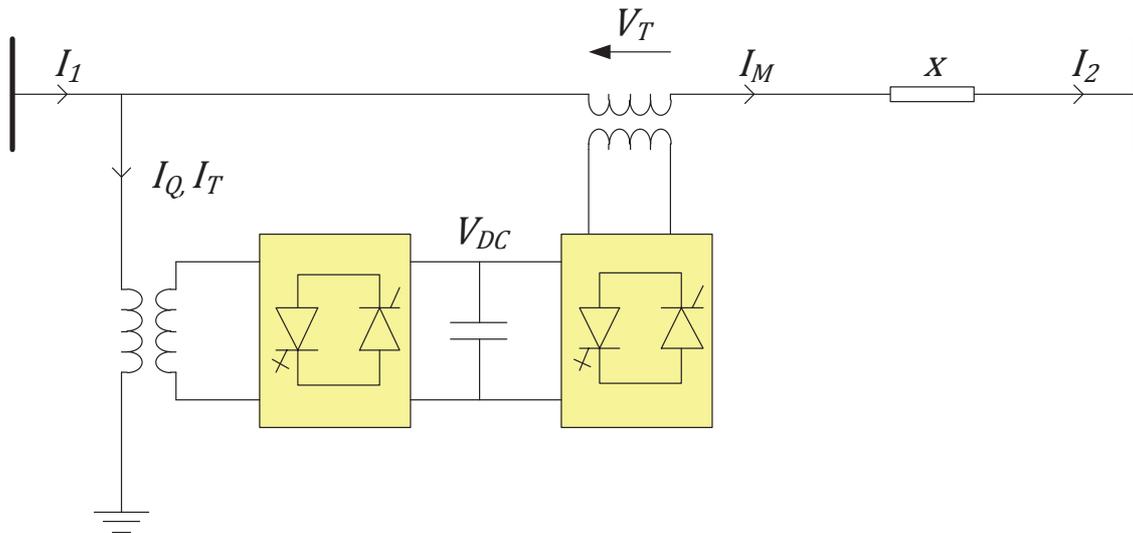


Figura 2-20: UPFC: Controlador de Flujo de Potencia Unificado

El UPFC en la práctica resulta ser bastante costoso, sobre todo por el uso de convertidores fuente de voltaje que requieren elementos adicionales para protección, esto condiciona el uso de UPFC exclusivamente para aplicaciones donde se requiere control simultáneo de voltaje y flujo de potencia.

2.4 VENTAJAS DE LA UTILIZACIÓN DE FACTS

2.4.1 Respecto a los Equipos de Control Convencionales

Como se ha venido mencionado, tradicionalmente las principales acciones de control en un sistema de potencia ha sido llevado a cabo mediante dispositivos de conmutación mecánicos; sin embargo estos equipos presentan desventajas debido a la lenta respuesta en la conmutación y también debido a que sus componentes tienden a desgastarse con el tiempo y la cantidad de operaciones.

En cambio, los controladores FACTS a base de tiristores y/o convertidores de voltaje son capaces de conmutar mucho más rápido; esta ventaja permite, entre otras, amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual no puede hacerse con dispositivos mecánicos [17]. La Tabla 2-1 presenta un breve resumen comparativo de las diferentes técnicas de control en un SEP.

Tabla 2-1: Comparación entre Diferentes Dispositivos de Control

Parámetro / Tecnología	Dispositivos de conmutación mecánica	FACTS basados en tiristores	FACTS basados en VSC
Velocidad de Respuesta	Varios Ciclos a Segundos	≈ 1 ciclo	< 1 ciclo
Vida Útil	Hasta 5000 Operaciones	Infinitas (En Teoría)	Infinitas (En Teoría)
Costos	Menos costosos	Más costosos	Mucho más costosos

En cuanto al rendimiento en la operación en el sistema, la tecnología existente basada en componentes mecánicos está apta para manejar las condiciones de estado estable de la red, no así para eventos dinámicos y transitorios. Por otro lado, los dispositivos basados en tiristores si pueden reaccionar a eventos dinámicos (<1 s), mientras que equipos más avanzados y complejos como los convertidores de voltaje que incorporan semiconductores tipo IGBT's, tienen la capacidad inclusive de reaccionar a eventos transitorios (<10 ms).

2.4.2 Respecto a la Operación en el Sistema de Potencia

Con la incorporación de algún dispositivo FACTS mencionado anteriormente, las principales ventajas que se presenta en la operación de un sistema de potencia se resumen a continuación:

- **Incremento de la capacidad de transmisión y mejor control sobre el flujo de potencia.-** como se ha mencionado anteriormente es posible redistribuir los flujos a través de rutas determinadas; y de acuerdo a cambios en las condiciones de la red se puede proveer rápidamente un control del flujo de potencia en tiempo real. De esta manera se aprovecha al máximo las instalaciones de transmisión existentes, descongestionando corredores y redirigiendo el flujo de potencia por líneas específicas.
- **Operar las líneas con niveles de carga seguros y cercanos a los límites térmicos.-** esto afecta favorablemente el aspecto económico, ya que se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión, además de que la energía se puede hacer fluir a través de rutas establecidas,

permitiendo así el intercambio de potencia entre diferentes compañías prestadoras de servicio eléctrico, así como entre diferentes países [1].

- **Incremento de la seguridad del sistema:** mediante el aumento del límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y el efecto de otras fallas en el sistema y equipos [18].
- **Mayor control de voltaje.-** mediante el intercambio de potencia reactiva a través de un dispositivo FACTS es posible tener un control continuo y rápido de este parámetro y mantenerlo dentro de un rango aceptable.
- **Amortiguan oscilaciones.-** mediante la utilización de compensación serie o shunt, se puede superar este problema que daña los equipos y limita la capacidad de transmisión disponible.
- **Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas.-** con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente de 18% a 15% [18].
- **Soporte en las conexiones de generación eólica.-** debido a la naturaleza aleatoria de la fuente de la energía eólica, un continuo y constante suministro de una unidad de generación de energía eólica o parque eólico es difícil de lograr. Como tal, la naturaleza inherentemente inestable de este tipo de fuente de generación requiere de medidas de estabilidad y control sobre el sistema de transmisión de energía, en este contexto, los FACTS pueden ser implementados para el control de voltaje en forma de configuraciones de SVC o STATCOM. Además del apoyo de voltaje y control, también hay beneficios al permitir que las unidades generadoras aumenten la potencia activa, al aliviar las necesidades de potencia reactiva a través de la aplicación de estas tecnologías de compensación dinámica.
- **Leve impacto ambiental.-** los FACTS presentan una ventaja adicional, ya que su uso no impacta significativamente en el ambiente, si se compara respecto a las líneas de transmisión en la que se presentan problemas de tipo social y ambientales.

2.5 APLICACIONES DE LOS DISPOSITIVOS FACTS

El campo de aplicación de estos dispositivos se relaciona directamente con la gran cantidad de problemas que se presentan en un sistema de potencia y las diferentes maneras que estos equipos contribuyen para solventar los mismos; esto ha permitido realizar aplicaciones tanto para estado estable como dinámico. La Tabla 2-2 [2], muestra un resumen de los FACTS que pueden ser considerados para estado estable en diferentes escenarios como límites de voltaje y térmicos. Es necesario entender que existen varias soluciones FACTS a diferentes problemas, por lo tanto se necesita realizar varios estudios (técnicos, económicos y ambientales) para evaluar y justificar la selección de alguno de estos equipos, previo a su instalación.

En la Tabla 2-3 [2], se expone la aplicación de FACTS para problemas de tipo dinámico; se discriminan los sistemas de potencia así:

- **Tipo A:** sistemas que tienen generación remota y sistema radiales.
- **Tipo B:** sistemas que tienen áreas interconectadas.
- **Tipo C:** sistemas con redes altamente malladas.
- **Tipo D:** sistemas con redes débilmente malladas.

Por otro lado, la solución que ofrezca un determinado dispositivo FACTS en el sistema de potencia puede ser mayor o menor; esto está relacionado con los parámetros que particularmente cada uno de los FACTS está en la capacidad de manejar. Por ejemplo el impacto de los dispositivos serie sobre el control de flujo de potencia activa es mucho mayor que el de los dispositivos shunt. Además son muy efectivos para amortiguar oscilaciones de potencia y en el mejoramiento de la estabilidad transitoria. Los dispositivos shunt son utilizados principalmente para control de voltaje y amortiguación de oscilaciones. La Tabla 2-4 [2], identifica el nivel de influencia de los FACTS en un SEP.

Tabla 2-2: Aplicaciones de los FACTS en Estado Estable

Tema	Problema	Acción Correctiva	Dispositivo FACTS
Límites de Voltaje	Bajo voltaje debido a alto consumo	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
	Alto voltaje debido a bajo consumo	Absorber potencia reactiva	STATCOM, SVC, TCR
	Alto voltaje luego de una contingencia	Absorber potencia reactiva, prevenir sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR
	Bajo voltaje luego de una contingencia	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
Límites Térmicos	Circuito de transmisión sobrecargado	Reducir sobrecarga	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
	Desconexión de un circuito paralelo	Limitar carga en circuitos restantes	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
Flujos circulantes	Reparto de carga en líneas paralelas	Ajustar reactancia serie	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Reparto de flujos de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Inversión de sentido del flujo de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR

Tabla 2-3: Aplicaciones Dinámicas de los FACTS

Tema	Tipo de Sistema	Acción Correctiva	Dispositivo FACTS
Estabilidad Transitoria	A, B, D	Incrementar torque sincronizante	TCSC, TSSC, UPFC
	B, C, D	Control dinámico de flujos	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC
Amortiguamiento de oscilaciones	A	Amortiguamiento de oscilaciones de 1 HZ	TCSC, STATCOM
	B, D	Amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC, STATCOM

Continuación de la Tabla 2-3.

Tema	Tipo de Sistema	Acción Correctiva	Dispositivo FACTS
Control de Voltaje Post-contingencia	A, B, D	Soporte dinámico de tensión	STATCOM, UPFC, IPFC
		Control dinámico de flujos	UPFC, IPFC, TCPAR
		Soporte de tensión y control de flujos dinámico	IPFC, UPFC, TCSC
	A, B, C, D	Reducir impacto de la contingencia	TCSC, STATCOM, UPFC
Estabilidad de Voltaje	B, C, D	Soporte reactivo	STATCOM, UPFC
		Acciones de control sobre la red	UPFC, TCSC, STATCOM

Tabla 2-4: Impacto de los Dispositivos FACTS en el SEP

Dispositivo FACTS	Capacidad de Transmisión	Control del Flujo de Potencia	Estabilidad Transitoria	Estabilidad de Voltaje	Amortiguación de Oscilaciones
SVC	●	●	●	● ● ●	● ●
STATCOM	●	●	● ●	● ● ●	● ●
TCSC	● ● ●	● ●	● ● ●	●	● ●
SSSC	● ● ●	● ● ●	● ● ●	●	● ●
TCPST	● ●	● ●	● ●	●	● ●
IPFC	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ●	● ●
UPFC	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
<i>Nivel de Influencia:</i>		● = Bajo,	● ● = Medio,	● ● ● = Alto	

2.6 MODELOS MATEMÁTICOS DE LOS FACTS

En esta sección se estudia los modelos para los dispositivos FACTS basados en tiristores convencionales, específicamente el SVC y TCSC. En base a las curvas características de operación de estos dos elementos se pretende tener una idea clara del funcionamiento y su influencia dentro del SEP. El desarrollo matemático empieza con el elemento base de los dos dispositivos: el TCR; se plantea el

circuito común de construcción y se formula la ecuación del flujo de potencia para este tipo de FACTS.

2.6.1 Modelo del TCR

Como se expuso anteriormente, el TCR es el elemento base para la construcción del SVC y el TCSC (Figura 2-8). Este dispositivo permite tener un control sobre la corriente en el reactor mediante el retraso del ángulo de disparo α de los tiristores en cada semiciclo del voltaje aplicado. La corriente a través del TCR en función del tiempo, viene dado por:

$$i_{TCR}(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{wt} v(t) dt \quad (2-1)$$

Considerando un voltaje sinusoidal $v(t) = V \cos wt$, se obtiene:

$$i_{TCR}(t) = \frac{V}{\omega L} (\sin wt - \sin \alpha) \quad (2-2)$$

La amplitud $I_{TCR}(\alpha)$ de la corriente fundamental puede ser expresada en función del ángulo de disparo así:

$$I_{TCR}(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha\right) \quad (2-3)$$

Donde:

- V Es la amplitud del voltaje aplicado
- L Es la inductancia del TCR
- ω Es la frecuencia

Conociendo que $I_{TCR} = VB_{TCR}$ y $B_L = X_L^{-1} = 1/\omega L$ la susceptancia aparente del circuito puede ser escrita así:

$$B_{TCR}(\alpha) = B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha\right) \quad (2-4)$$

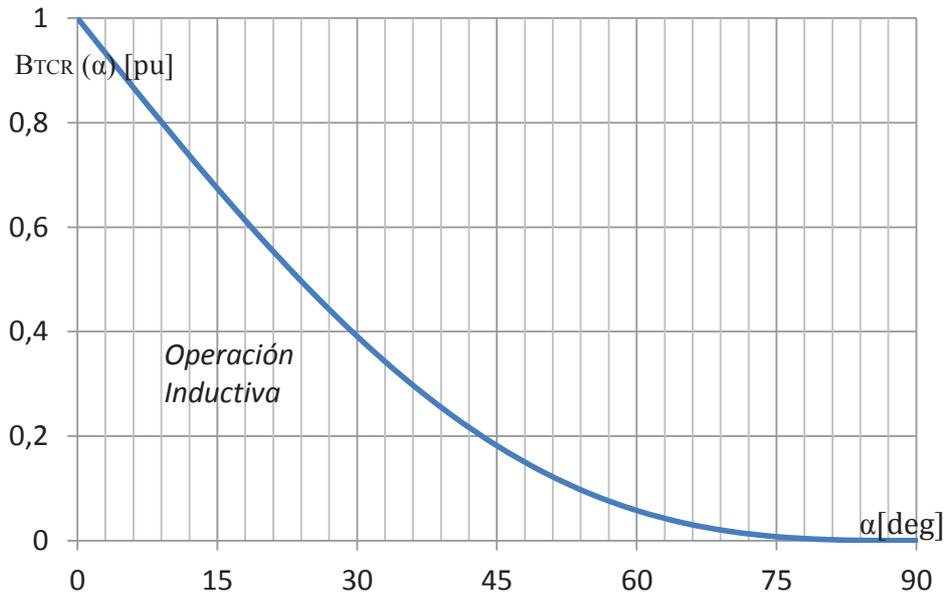


Figura 2-21: Corriente del TCR vs Ángulo de Disparo

La ecuación (2-4) se puede interpretar de la siguiente manera: dado un ángulo de disparo α , se define una susceptancia $B_{TCR}(\alpha)$ el cual determina la magnitud de la corriente $I_{TCR}(\alpha)$ que circula a través del TCR cuando es aplicado un voltaje V [6]. En la Figura 2-21 se grafica (2-3) y es evidente observar que la magnitud de la corriente en el reactor puede ser variado continuamente desde un máximo valor cuando $\alpha = 0$ hasta cero $\alpha = \pi/2$. En la Figura 2-22, se observa varias ondas de corriente para diferente α ; se nota que mientras el ángulo de disparo aumenta, la magnitud de la corriente por el reactor disminuye.

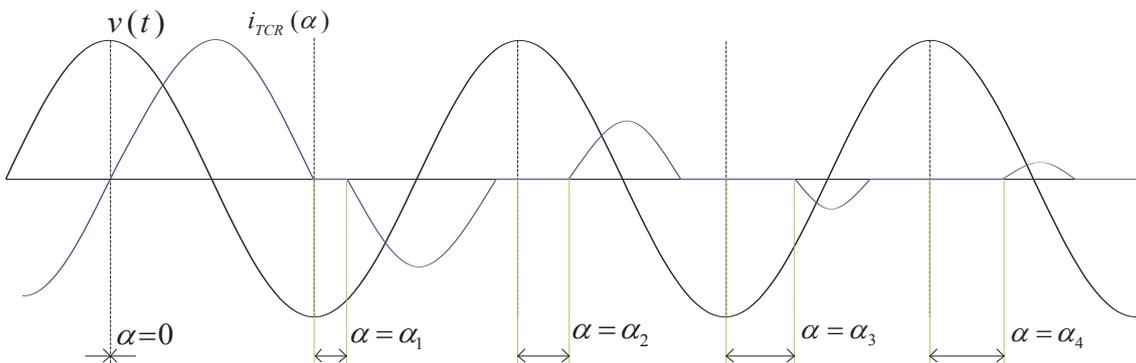


Figura 2-22: Forma de Onda de la Corriente del TCR en función del Ángulo de Disparo

2.6.2 Circuito para el SVC y el TCSC

El modelo para el SVC y el TCSC se basa en la configuración FC-TCR descrita en la sección 2.3.1.3. y se presenta en la Figura 2-23. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de capacitores fijos es posible extender este rango al lado capacitivo.

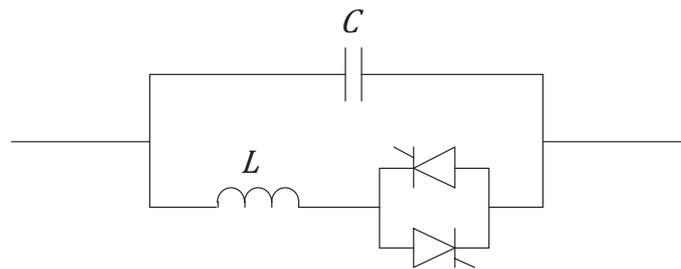


Figura 2-23: Circuito para el Modelo del SVC y TCSC

Con una capacitancia se tiene que $B_C = X_C^{-1} = -\omega C$, y conectada en paralelo con el TCR, la susceptancia aparente de todo el circuito resulta:

$$B = B_{TCR} + B_C \quad (2-5)$$

Reemplazando (2-4) en (2-5) se obtiene:

$$B(\alpha) = B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha\right) + B_C \quad (2-6)$$

Considerando como variable de estado el ángulo de disparo α , se definen 3 modos de operación para el circuito [19]:

- **Modo Tiristor en Bypass** ($\alpha = 0^\circ$).- en este modo, los tiristores permiten la máxima conducción de corriente, el circuito se comporta como una disposición en paralelo del capacitor y el inductor. Si la susceptancia del inductor es mayor que la susceptancia del capacitor, la corriente a través del dispositivo es inductivo.
- **Modo Tiristor Bloqueado** ($\alpha = 90^\circ$).- los tiristores se bloquean, la corriente a través del reactor es cero y el circuito actúa como un capacitor fijo.

- **Modo Conducción Parcial del Tiristor** ($0^\circ < \alpha < 90^\circ$).- en esta área de operación es posible controlar la susceptancia aparente del circuito de forma continua desde de una zona inductiva a una capacitiva como se puede apreciar en la Figura 2-24.

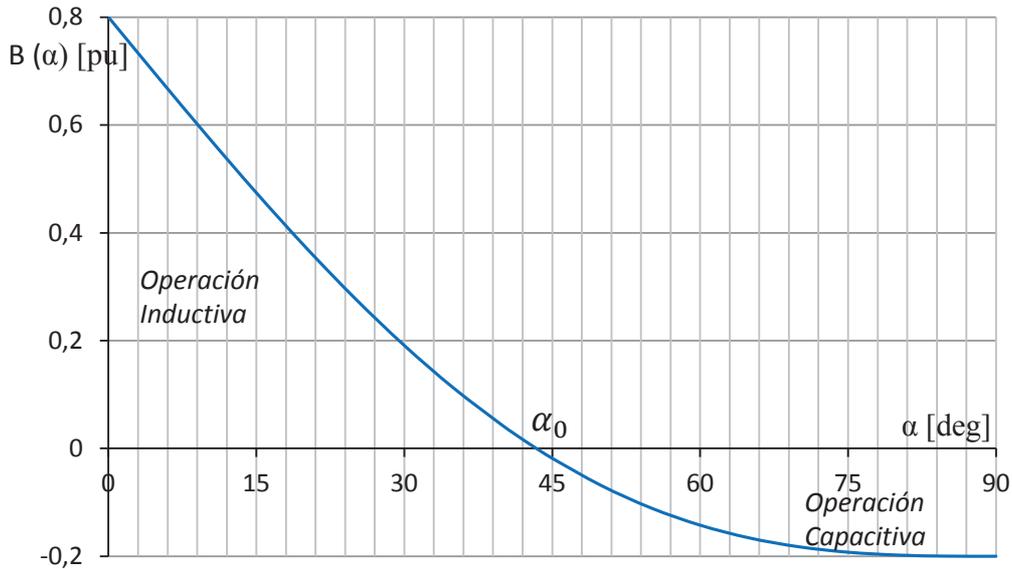


Figura 2-24: Susceptancia vs Ángulo de Disparo $B_L = 1 [pu], B_C = -0,2 [pu]$

El ángulo α_0 se determina resolviendo (2-6) cuando $B(\alpha) = 0$; este valor corresponde al punto de resonancia en el cual $I(\alpha) = 0$, y por lo tanto el consumo de potencia reactiva en dicho punto es cero $Q(\alpha_0) = 0$.

2.6.2.1 Problemas de Resonancia

En general cuando se presenta una capacitancia en paralelo con una inductancia, siempre se tiene un punto de resonancia donde $B_L = -B_C$. La condición resonante para el circuito de la Figura 2-23 se obtiene de (2-6), así:

$$B(\alpha_{res}) = B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha_{res} - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha_{res} \right) + B_C = 0 \tag{2-7}$$

Esta condición puede llegar a cumplirse mediante la variación de α , hasta un ángulo ($\alpha = \alpha_{res}$), donde el circuito oscila en resonancia. Con el fin de evitar que el circuito entre en esta condición, este ángulo debe ser evitado o

“prohibido”. Se define un margen de seguridad de operación para mantenerse alejada del punto de resonancia, escrita como:

$$(\alpha_{res} - \Delta\alpha > \alpha > \alpha_{res} + \Delta\alpha) \quad (2-8)$$

El problema de resonancia no es relevante para los circuitos conectados en derivación debido a que el voltaje aplicado es fijo, y al tener una impedancia muy alta en el punto de resonancia, la corriente tiende a cero, lo que no pone en peligro los elementos internos del dispositivo. En cambio, para los circuitos conectados en serie se asume un valor de corriente definido o la potencia de transmisión como fijo, lo que conduce a una alta caída de voltaje en serie si el dispositivo se encuentra en estado de resonancia. Esto podría causar graves esfuerzos para los componentes internos del FACTS [19].

2.6.3 Modelo del SVC

2.6.3.1 Curva de Operación

Para comprender de mejor manera la operación del SVC, tanto en estado estacionario como en régimen transitorio, se recurre a las curvas características ($V - I$) que se presentan en la Figura 2-25.

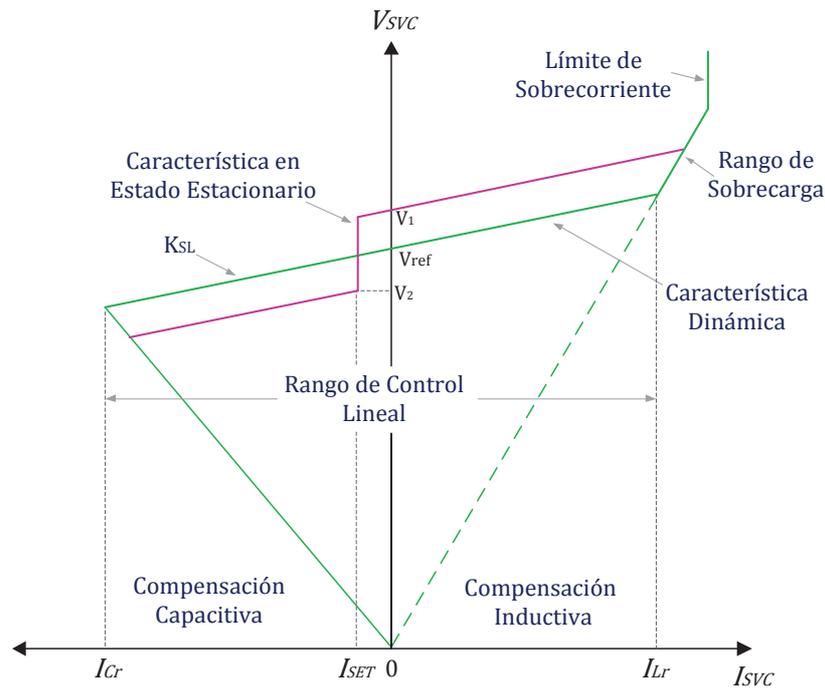


Figura 2-25: Característica V-I de Operación del SVC

De la gráfica anterior se puede definir cada uno de los parámetros que forman parte de su comportamiento:

- **Voltaje de Referencia (V_{ref}).**- corresponde al voltaje en las terminales del SVC durante la condición flotante, es decir cuando el SVC no absorbe ni genera potencia reactiva alguna. El voltaje de referencia puede ser variado entre un límite máximo $V_{ref(max)}$ y un límite mínimo $V_{ref(min)}$, cuyos valores típicos se encuentran entre $1.05 pu$ y $0.95 pu$, respectivamente. En la práctica el voltaje de referencia puede establecerse dentro de un rango de $\pm 10\%$ del $V_{ref(max)}$ [14].
- **Rango Lineal de Control.**- éste es el rango de control sobre el cual el voltaje en la terminal del SVC varía linealmente con la I_{SVC} sobre su rango capacitivo-inductivo.
- **Pendiente K_{SL} .**- se define como la relación del cambio en la magnitud de voltaje sobre al cambio en la magnitud de la corriente controlado por el SVC. También se suele expresar como X_{SL} y se precisa como:

$$K_{SL} = \frac{\Delta V / V_r}{\Delta I / I_r} [pu] \quad (2-9)$$

Donde:

- ΔV Es el cambio en la magnitud de voltaje
- ΔI Es el cambio en la magnitud de corriente
- V_r Es el voltaje del SVC para un estado definido
- I_r Es el corriente del SVC para un estado definido

- **Rango de Sobrecarga.-** se alcanza cuando el SVC sobrepasa el rango lineal controlable del lado inductivo, y se caracteriza porque el TCR se comporta como un inductor fijo.
- **Límite de Sobrecorriente.-** para prevenir que los interruptores tiristores sean sometidos a esfuerzos térmicos excesivos, la corriente máxima inductiva en el rango de sobrecarga es forzada a un valor constante mediante la acción de un control adicional [14].

2.6.3.2 Comportamiento en el SEP

La característica en estado estacionario del SVC describe la relación que existe entre el voltaje y la corriente reactiva total en las terminales del compensador, se asume que el sistema opera bajo condiciones normales y el SVC puede regular el voltaje dentro de un rango lineal de operación [14]. Para entender la interacción entre el SVC y el SEP, se ha dibujado las curvas de operación para los dos elementos (Figura 2-26). Se observa tres curvas de la carga del sistema representada por medio de la siguiente expresión [14]:

$$V = E_{th} - X_{th} I_s \quad (2-10)$$

Donde:

- E_{th} Es la fuente de voltaje Thevenin equivalente del SEP
- X_{th} Es la reactancia equivalente Thevenin del SEP

Además se gráfica la curva característica del SVC, derivada de la Figura 2-25 para un rango de control determinado, que se expresa como:

$$V = V_0 + X_{SL}I_S \tag{2-11}$$

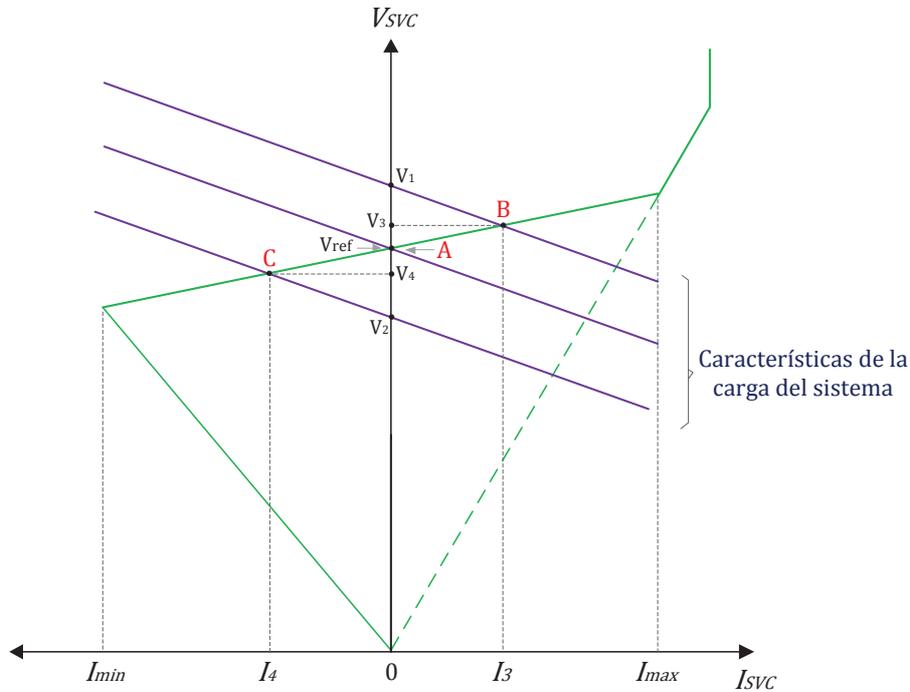


Figura 2-26: Características del SVC y el SEP

La intersección de las dos curvas señala el punto de operación del SVC. La característica media representa las condiciones nominales del sistema y es asumida en la intersección de las características en el punto **A** donde $V = V_{ref}$ y $I_s = 0$. Si el voltaje del sistema aumenta en un ΔV (por ejemplo, debido a un decrecimiento en el nivel de carga del sistema), el voltaje sin SVC aumentará a V_1 . Sin embargo, con SVC el punto de operación se mueve a **B**; por la absorción de corriente inductiva I_3 , el SVC mantiene el voltaje en V_3 . De la misma manera, si el voltaje de la fuente decrece (debido a un incremento en el nivel de carga) el SVC mantiene el voltaje en V_4 (Punto **C**), en lugar de V_2 al cual bajaría si no se contará con un SVC [12]. Se puede advertir claramente que, si la pendiente X_{SL} fuese cero, el voltaje sería mantenido en V_{ref} para ambos casos considerados.

2.6.3.3 Control de Voltaje

El control de tensión ejercido por el SVC puede ser descrito mediante la red simplificada de la Figura 2-27, en donde el sistema de potencia es modelado como una fuente de voltaje V_s y una impedancia equivalente X_s vista desde los terminales del SVC. La impedancia del sistema X_s en realidad corresponde a la potencia aparente (MVA) en un cortocircuito trifásico en la barra del SVC y es obtenida como [13]:

$$X_s = \frac{V_b^2}{S_c} S_b \text{ [pu]} \tag{2-12}$$

Donde:

- S_c Es la potencia de cortocircuito trifásica en la barra del SVC
- V_b Es el voltaje base de línea a línea
- S_b Es la potencia base

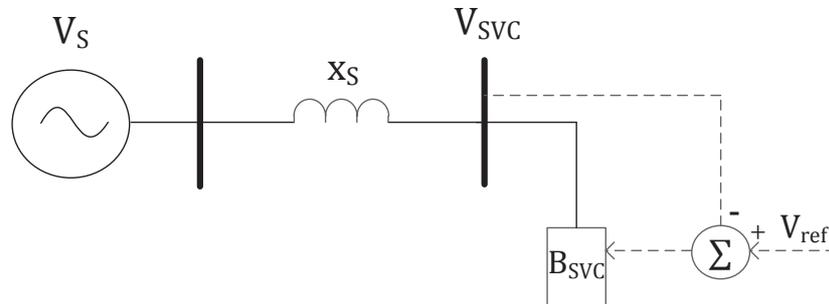


Figura 2-27: Diagrama Simplificado del SEP y Sistema de Control del SVC

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

$$V_s = V_{SVC} + I_{SVC} X_s \tag{2-13}$$

La ecuación anterior (2-13) representa la característica del sistema de potencia o la línea de carga del sistema. La corriente causa una caída de tensión de $I_{SVC} X_s$ en fase con el voltaje del sistema V_s . El voltaje en la barra del SVC decrece con

corrientes de tipo inductivo, pero crece con corrientes capacitivas. Esto implica que el SVC es más efectivo controlando voltajes en sistemas “débiles” (alta impedancia) y menos efectivo en sistemas “fuertes” (bajo X_s) [13].

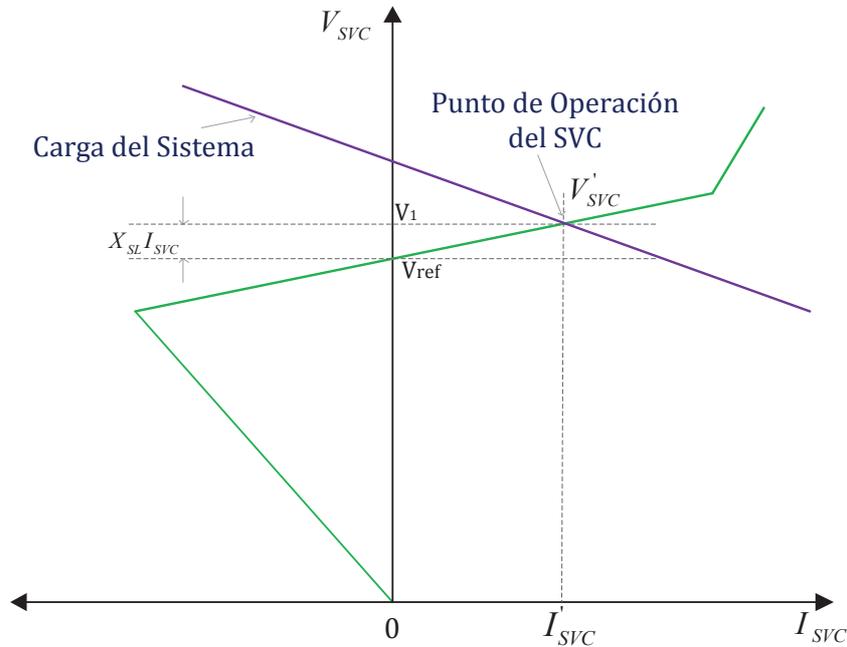


Figura 2-28: Punto de Operación del SVC en un SEP

La característica dinámica del SVC describe la compensación de potencia reactiva provista por el SVC en respuesta a la variación en el voltaje en sus terminales. La intersección de la característica dinámica del SVC y la carga de la línea señala el punto de operación del SVC, como se ilustra en la Figura 2-28. La acción del control de voltaje en el rango lineal puede ser descrita como:

$$V_{SVC} = V_{ref} + X_{SL} I_{SVC} \tag{2-14}$$

Donde:

I_{SVC} Es positiva si es inductiva o negativa si es capacitiva

Un aspecto interesante para destacar, corresponde a las ventajas que acarrea el seteo de una pendiente (típicamente entre 3% y 5%). La Figura 2-29 muestra dos características de un SVC: la primera curva (color verde) incorpora una pendiente finita, mientras que la segunda (color rojo) es plana. Si se asume que la carga de

la línea varía entre L_1 y L_2 , el rango de potencia reactiva del SVC necesaria para proveer la regulación de voltaje va de Q_{Cm} (capacitivo) a Q_{Lm} (inductivo). Sin embargo, si se acepta la introducción de una pendiente en la característica, los máximos requerimientos de potencia reactiva son Q'_{Cm} (capacitivo) y Q'_{Lm} (inductivo). Evidentemente, $Q'_{Cm} < Q_{Cm}$ y $Q'_{Lm} < Q_{Lm}$. Es decir, para un rango de potencia reactiva mucho más bajo (y por lo tanto, a un costo mucho menor) es posible cumplir con los mismos objetivos de control de voltaje [13].

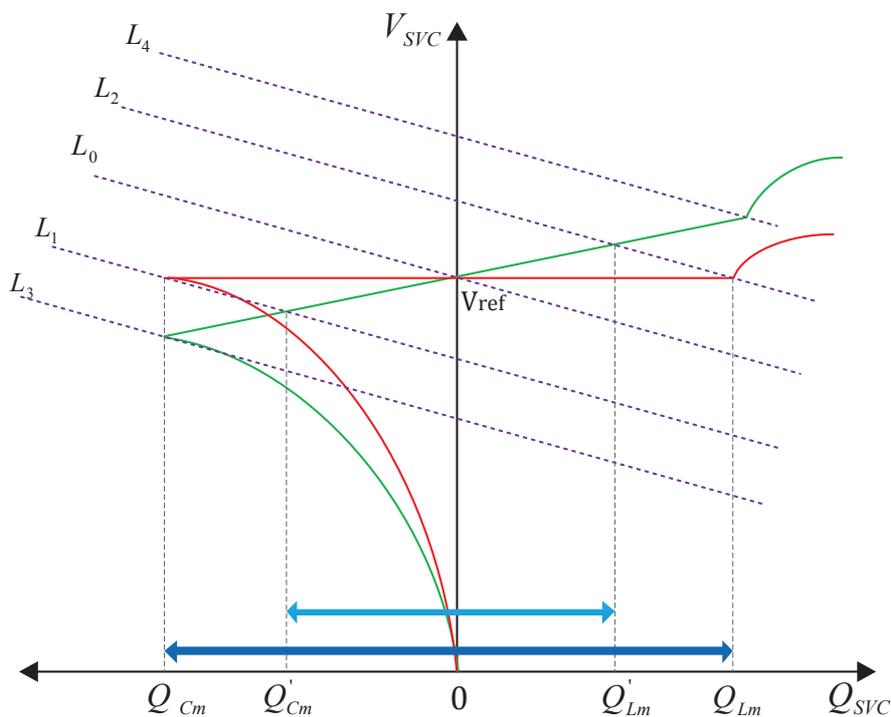


Figura 2-29: Reducción del Rango de Potencia Reactiva en el SVC

2.6.3.4 Respuesta en Periodo Transitorio

La respuesta transitoria del SVC puede visualizarse en base a la Figura 2-30. En la mayoría de los casos la característica $(V - I)$ del SVC se extiende dentro de las regiones capacitiva e inductiva. Antes de cualquier disturbio, el punto de operación del SVC en estado estacionario se encuentra en **a**. Cuando aparece algún disturbio repentino en el SEP, se produce que la línea de carga del sistema se desplace de la curva **1** a la curva **2**. El sistema de control del SVC posee un

tiempo de respuesta ligeramente lento, ($1/6$ ciclo a $1/2$ ciclo [14]), antes de corregir algún cambio en el voltaje, por lo que el punto operación tendería a moverse al punto *b*. Después de que el SVC reaccione, el nuevo punto de intersección entre el sistema y la barra compensada será *c*, y el sistema de control tendería a incrementar la conducción de corriente del compensador para poder ubicarse en este nuevo punto *c*. En la práctica, la velocidad de respuesta del SVC causa que el punto de operación *c*, sea alcanzado alrededor de 1.5 ciclos [14].

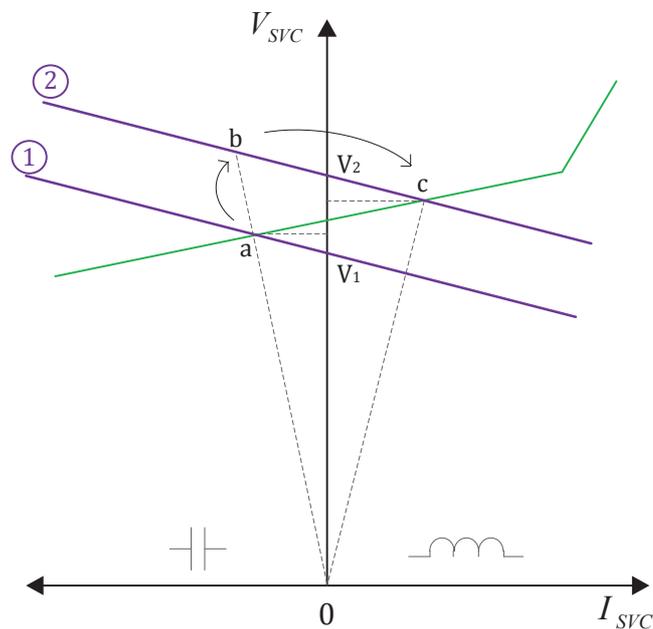


Figura 2-30: Operación Dinámica del SVC

Cuando los disturbios son muy grandes en el SEP, puede traer como consecuencia que las corrientes que maneja el compensador salgan de su rango normal de operación. En la Figura 2-31, se presentan dos ejemplos que detallan el comportamiento en estos casos. El primer ejemplo considera la presencia de alguna falla en el sistema de transmisión que causa una caída de voltaje; como consecuencia se produce que la línea del sistema cambie de la posición **1** a la **2**, lo cual puede durar varios ciclos. En un principio el voltaje de la barra compensado pasará del punto *a* al punto *b*, después del tiempo que tarde en reaccionar el SVC, corregirá el voltaje al punto *c1* o *c2*, dependiendo del rango capacitivo del

compensador. La diferencia entre el punto **c1** y **c2**, depende del rango capacitivo de diseño del SVC, sin embargo debido a que las fallas que se presentan en el sistema son de pocos ciclos de duración, un rango capacitivo muy grande de diseño raramente se justificaría (porque difícilmente se ocuparía) [14].

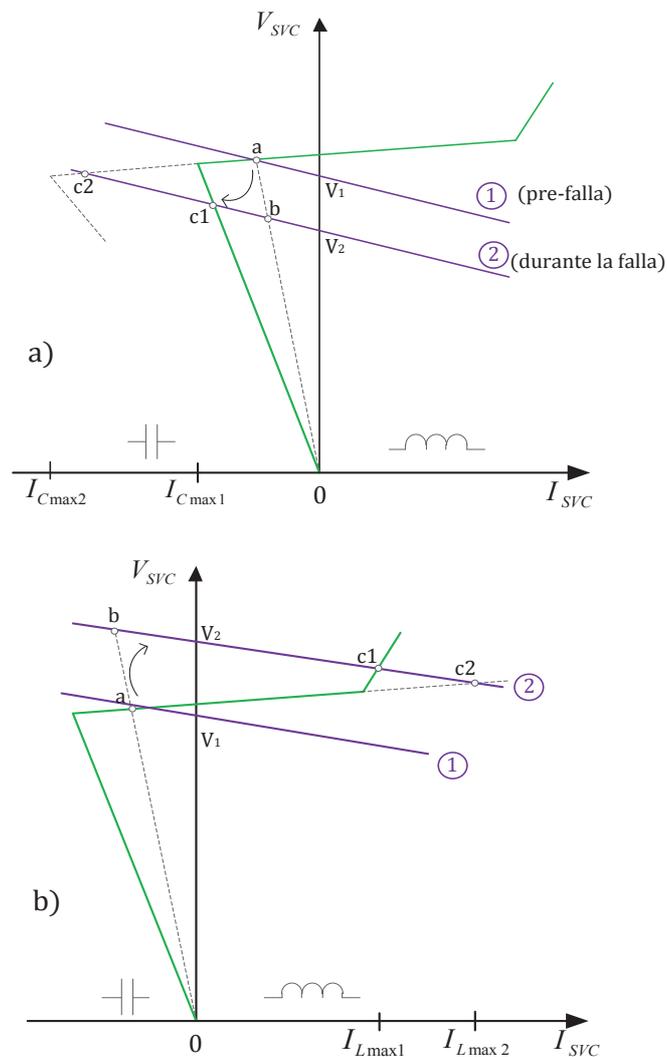


Figura 2-31: Operación Dinámica del SVC: a) Durante Sub-voltajes, b) Durante Sobre-voltaje

Un segundo caso a analizar y que es totalmente opuesto al caso anterior, es cuando las corrientes que maneja el compensador están fuera de su rango de control, en la región inductiva. Para una condición de falla diferente, es decir cuando pudieran existir elevaciones de voltaje. La operación del SVC seguiría la trayectoria **a-b-c1**, pero una vez que el TCR del compensador entre en plena

conducción actuará como un reactor lineal fijo y por lo tanto no podrá mantener el voltaje en el bus compensado en el punto **c1**. Con un rango grande del TCR (hasta $I_{L_{\max 2}}$) el voltaje se mantendría en el punto **c2**; sin embargo como ya se ha mencionado, tener también un rango muy grande del TCR resultaría muy caro y por lo tanto ineficiente. Es así que cuando llega a presentarse esta situación, lo que comúnmente se hace es sacar de operación rápidamente bancos de capacitores para disminuir la elevación de voltaje y así poder minimizar el nivel de la falla [14].

2.6.3.5 Ecuaciones del Modelo

La Figura 2-32 muestra el modelo del SVC; el cual describe al dispositivo mediante la inyección de una cierta potencia activa y reactiva hacia la barra compensada. Este modelo considera al ángulo de disparo α como una variable de estado, de tal manera que $B_{ij}^{-1} = X_{ij} = f(\alpha, X_L, X_C)$ y por ende $P_{ij}, Q_{ij} = f(\alpha, X_L, X_C)$.

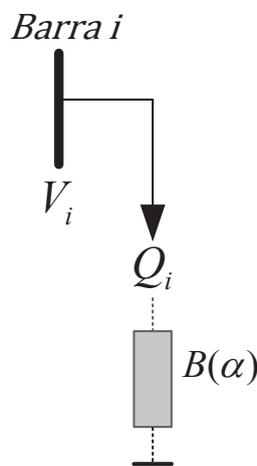


Figura 2-32: Modelo del SVC

La potencia activa y reactiva provista por el SVC viene dado así:

$$P_i = 0 \tag{2-15}$$

$$Q_i = V_i^2 B \tag{2-16}$$

Reemplazando (2-6) en la ecuación anterior, se obtiene la expresión de la potencia reactiva en función de α :

$$Q_i(\alpha) = V_i^2 \left[B_L \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) + B_C \right] \quad (2-17)$$

Considerando a (2-17) en términos de resonancia donde $B = 0$, se puede observar que en condiciones de resonancia el consumo de potencia reactiva es $Q_i = 0$ [19].

2.6.4 Modelo del TCSC

2.6.4.1 Curva de Operación

La curva característica ($V - I$) del TCSC se puede visualizar en la Figura 2-33 [10]. A partir de esta gráfica se puede observar tres zonas de operación del TCSC:

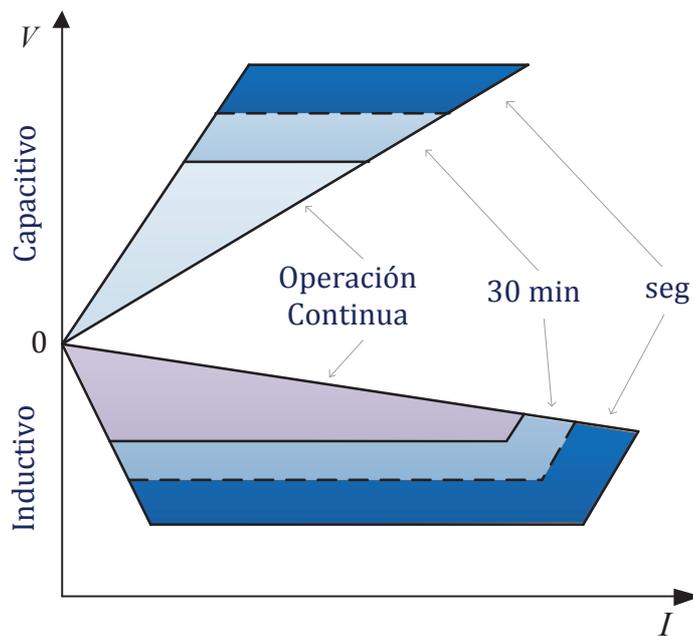


Figura 2-33: Característica $V-I$ de Operación del TCSC

- **Zona de Operación Continua.**- corresponde a la zona en donde el dispositivo opera en condiciones normales, es decir cuando los tiristores no son sometidos a exigencias térmicas y conducen adecuadamente bajo un ángulo α definido.

- **Zona de 30 Minutos.-** es una zona en donde la corriente a través del TCSC entra en una zona que puede ocasionar daños al equipo si se mantiene por un tiempo mayor a 30 minutos.
- **Zona de Operación en Segundos.-** es una zona crítica en la cual los componentes del TCSC está sometido a grandes flujos de corriente y a sobrevoltajes, los cuales en conjunto pueden provocar daños irreversibles al equipo si se expone a un tiempo en el orden de segundos.

2.6.4.2 Margen de Protección ante Resonancia

Como se mencionó en la sección 2.6.2.1, el problema de resonancia es más relevante en circuitos conectados en serie. El TCSC tiene un punto de resonancia en donde la impedancia total, en teoría, se hace infinita. Este fenómeno se observa de mejor manera en la Figura 2-34. Es evidente que una transición suave desde la zona capacitiva a la zona inductiva, y viceversa, no está permitida por la región de resonancia entre los dos modos.

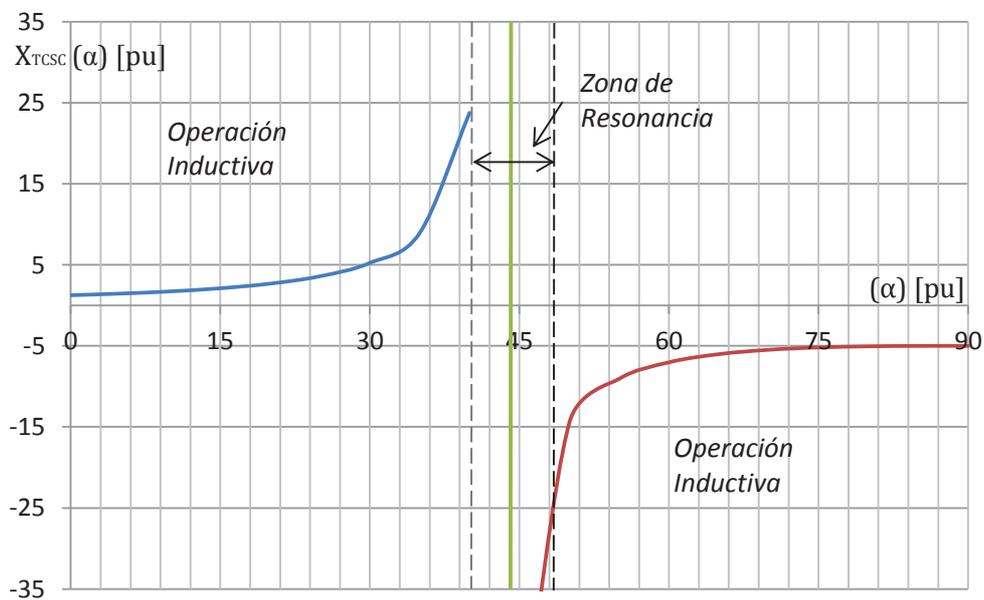


Figura 2-34: Reactancia vs Ángulo de Disparo $B_L = 1 [pu], B_C = -0,2 [pu]$

Es por esta situación que la curva característica del TCSC queda limitada en regiones en las que es definitivamente necesario evitar la zona de resonancia. Los márgenes de operación se muestran a continuación:

- Región Inductiva $0^\circ < \alpha < \alpha_{L\lim}$
- Región de Resonancia $\alpha_{L\lim} < \alpha < \alpha_{C\lim}$
- Región Capacitiva $\alpha_{C\lim} < \alpha < 90^\circ$

2.6.4.3 Ecuaciones del Modelo

La Figura 2-35 muestra el modelo del TCSC. El modelo se basa en la conexión de una susceptancia variable en serie. Como en el caso anterior se considera al ángulo de disparo como variable de estado. Considerar a la susceptancia dentro del análisis matemático ofrece un mejor performance debido a que la curva no presenta discontinuidades y se tiene un cambio suave entre regiones (inductiva y capacitiva) (ver Figura 2-24).

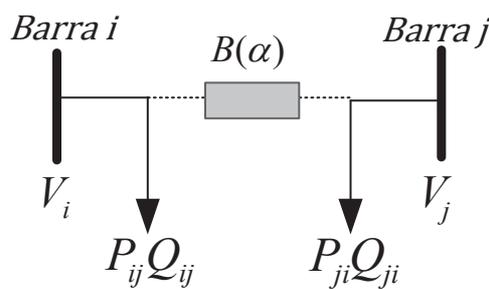


Figura 2-35: Modelo del TCSC

La potencia activa entre la barra *i* y *j* puede ser escrita como:

$$P_{ij} = V_i V_j B_{ij} \sin \delta_{ij} \tag{2-18}$$

Reemplazando (2-6) se obtiene:

$$P_{ij} = V_i V_j \left[B_L \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right) + B_C \right] \sin \delta_{ij} \tag{2-19}$$

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

$$P_{ij} = -P_{ji} \tag{2-20}$$

En cuanto al flujo de potencia reactiva desde la barra *i* y la barra *j*, las expresiones pueden ser representadas como:

$$Q_{ij} = V_i^2 B_{ij} - V_i V_j B_{ij} \cos \delta_{ij} \quad (2-21)$$

$$Q_{ji} = V_j^2 B_{ij} - V_i V_j B_{ij} \cos \delta_{ji} \quad (2-22)$$

Reemplazando (2-6) y simplificando se obtiene:

$$Q_{ij} = V_i \left[B_L \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right) + B_C \right] (V_i - V_j \cos \delta_{ij}) \quad (2-23)$$

$$Q_{ji} = V_j \left[B_L \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right) + B_C \right] (V_j - V_i \cos \delta_{ji}) \quad (2-24)$$

Si el TCSC entra en condiciones de resonancia, la expresión en corchetes de la ecuación (2-23) y (2-24) tiende a ser muy cercano a cero; si se asume un flujo de potencia $P_{ij} + jQ_{ij}$ determinado, se puede intuir que se presentarían voltajes muy altos que podrían poner en peligro al dispositivo [19].

3 ESTUDIOS ELÉCTRICOS REQUERIDOS EN EL SEP PARA LA INCORPORACIÓN DE FACTS

3.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se considera la incorporación de nuevo equipamiento en los sistemas de transmisión, ya sea por las necesidades físicas de la red o debido a problemas operativos, es necesaria la elaboración de un conjunto de estudios en el SEP tanto en operación normal como en condiciones de contingencias, para una amplia variedad de estados operativos, e inclusive condiciones de mantenimiento. Además se debe realizar una evaluación económica de cada una de las alternativas sobre la base de costos de inversión, operación, mantenimiento, asuntos ambientales, entre otros.

En el caso de los dispositivos FACTS, la elección de uno u otro equipo dependerá del problema que se desee solucionar, por ejemplo, la compensación capacitiva shunt con conmutación mecánica es una solución muy efectiva para regular voltaje en condiciones de estado estable; sin embargo, no es adecuado para estabilizar voltaje en condiciones dinámicas. Para solucionar este tipo de problema, se puede utilizar un FACTS basado en tiristores como el SVC o con uno basado en convertidores de voltaje como el STATCOM. Por tales motivos, se vuelve necesario realizar estudios en el SEP para escoger el dispositivo adecuado que permita solventar adecuadamente los requerimientos en estado estable y dinámico de la red y sea la opción económicamente rentable.

En este sentido, el presente capítulo trata de ordenar los estudios que se deben realizar en un SEP siguiendo una secuencia lógica, que abarque todo el contexto desde la idea de considerar como solución a la tecnología FACTS hasta las pruebas en campo posterior a la instalación del mismo. El capítulo empieza con una descripción de los conceptos básicos de los principales estudios que se realizan en los SEP's y posteriormente se desarrolla las fases de estudios para incorporar un dispositivo FACTS en la red de transmisión.

3.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS PRINCIPALES ESTUDIOS TÉCNICOS EN SISTEMAS DE POTENCIA

3.2.1 Flujos de Potencia

Los estudios de flujos de potencia son una de las herramientas más utilizadas para el análisis de sistemas eléctricos en estado estable. Permite obtener el estado del sistema y el desenvolvimiento de cada uno de los componentes para condiciones específicas de carga y generación. Este estudio es de gran importancia en la planificación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los mismos.

El objetivo del estudio de flujos es obtener los voltajes (magnitud y ángulo) en cada barra del sistema. Con estas variables conocidas, se determina los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y en general de los elementos de transmisión. Los resultados de un estudio de flujos de potencia representan también las condiciones iniciales para realizar estudios de estabilidad.

La solución del problema puede o no estar sujeta a restricciones de red, tales como:

- Límites de generación de potencia activa y reactiva, dados por las curvas de capacidad de los generadores.
- Límites en la magnitud de voltajes en las barras.
- Límites de capacidad de los elementos del SEP como: límites de capacidad de transformadores y de cargabilidad de líneas.

Sin embargo, un flujo de potencia adecuado y representativo de la operación real de un sistema eléctrico debe cumplir con todas las condiciones que demanden el sistema y los protocolos de operación.

La solución del flujo de potencia es un problema no lineal bastante complejo debido a la enorme cantidad de elementos que constituyen el SEP, por tal razón se han desarrollado una serie de métodos de solución; los que más resaltan son

los métodos de *Gauss-Seidel* y *Newton-Raphson*, y que esencialmente son algoritmos iterativos para resolver simultáneamente un conjunto de ecuaciones no lineales. Para agilizar y reducir los tiempos de los cálculos matemáticos se han desarrollado programas especializados, que implementan estos métodos, destinados al análisis de sistemas de potencia y que facilitan el estudio del mismo. Para efectos del presente trabajo el software *Power Factory de DigSilent* es la herramienta de simulación seleccionada para este tipo de estudios.

En resumen, los beneficios de realizar un estudio de flujos de potencia en un SEP se puede sintetizar en los siguientes ítems:

- Permite determinar los flujos de potencia activa y reactiva en una red eléctrica.
- Permite determinar los voltajes en las barras de una red eléctrica.
- Permite calcular las pérdidas en la red eléctrica.
- Permite estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes.
- Permite evaluar los efectos de reconfigurar los circuitos de un SEP (por ejemplo ante la pérdida de una línea de transmisión).
- Permite evaluar las mejoras que se producen ante el cambio en la sección de los conductores de un SEP.

3.2.2 Cálculo de Cortocircuitos

En el diseño y selección de componentes de centrales, líneas y subestaciones es necesario, no solamente tomar en cuenta los estados de operación continuos normales previstos correspondientes al voltaje y corriente de operación, sino también los eventos de falla o cortocircuitos [20]. Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. Las corrientes de cortocircuito son generalmente de una magnitud muchas veces mayor que las corrientes

nominales. Como consecuencia de ello se generan esfuerzos térmicos y mecánicos elevados como por ejemplo:

- Calentamiento excesivo debido a las corrientes de cortocircuito y fusión de elementos.
- Reducción de la vida útil de los equipos.
- Destrucción de devanados o soportes ocasionados por fuerzas mecánicas elevadas.
- Caídas de voltaje o elevaciones de voltaje en fases no falladas.
- Perturbaciones en los circuitos de telecomunicaciones y otras redes eléctricas.
- Aumento de la abertura angular que puede producir pérdida de sincronismo de generadores e inestabilidad.

Es por tales motivos que el estudio de cortocircuitos es esencial para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones dentro del sistema eléctrico. Concretamente el estudio es útil para dimensionar correctamente:

- Capacidades de interrupción de los dispositivos de protección como: Interruptores de baja y media tensión, fusibles, etc.
- Capacidades de conducción de las barras principales de tableros de distribución.
- Capacidad de conducción de los conductores eléctricos
- Ser la base para el estudio de coordinación de protecciones

En el estudio de cortocircuito se pueden conocer los niveles de corriente de falla monofásica, trifásica, de línea a línea, etc., en cada uno de los puntos del SEP. Las corrientes mínimas de cortocircuito, por otro lado, tienen una importancia fundamental en la selección y ajuste de los dispositivos de protección. Estos deben ser capaces de detectar en forma selectiva las condiciones de fallas más tenues, que como por ejemplo es el caso de cortocircuitos con alta impedancia de falla, donde no se producen variaciones importantes del estado de operación [20].

3.2.3 Estudios de Estabilidad

La estabilidad corresponde a la capacidad de un sistema de potencia a desarrollar fuerzas restauradoras iguales o mayores a las fuerzas perturbadoras; en otras palabras significa la habilidad que posee el sistemas de volver a un estado operativo de equilibrio luego de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de sus variables dentro de rangos aceptables permitidos. El sistema de potencia es altamente no lineal y opera dentro de un ambiente que está variando constantemente. La estabilidad del sistema depende de la condición de operación inicial así como de la naturaleza de la perturbación. Por esto, se puede decir que la estabilidad de un SEP es una propiedad del movimiento del sistema alrededor de un punto de equilibrio; es decir, de la condición de operación inicial [4].

Este tipo de estudios son probablemente los más complejos de realizar ya que una simulación debe incluir modelos de los generadores sincrónicos y sus controles, por ejemplo: reguladores de voltaje, sistemas de excitación, y gobernadores. Los motores son algunas veces representados por sus características dinámicas como son los compensadores estáticos y relés de protección [21]. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas contrarias, la cual depende de la topología de la red, la condición de operación del sistema y el tipo de perturbación. En tal sentido, los estudios de estabilidad se los puede clasificar dependiendo de la variable afectada, tal como se resumen en la Figura 3-1 [4] y se describe a continuación:

3.2.3.1 Estabilidad de Pequeña Señal

Los estudios de estabilidad de pequeña señal buscan establecer las características dinámicas que tiene el SEP para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones⁵. El rango de tiempo de estudio para este tipo de análisis está en el orden de 10 a 20 segundos después de la perturbación. El problema por inestabilidad de pequeña señal se puede presentar debido a:

⁵ Una perturbación se considera pequeña si es posible la linealización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos.

- Incremento del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante.
- Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente torque de amortiguamiento.

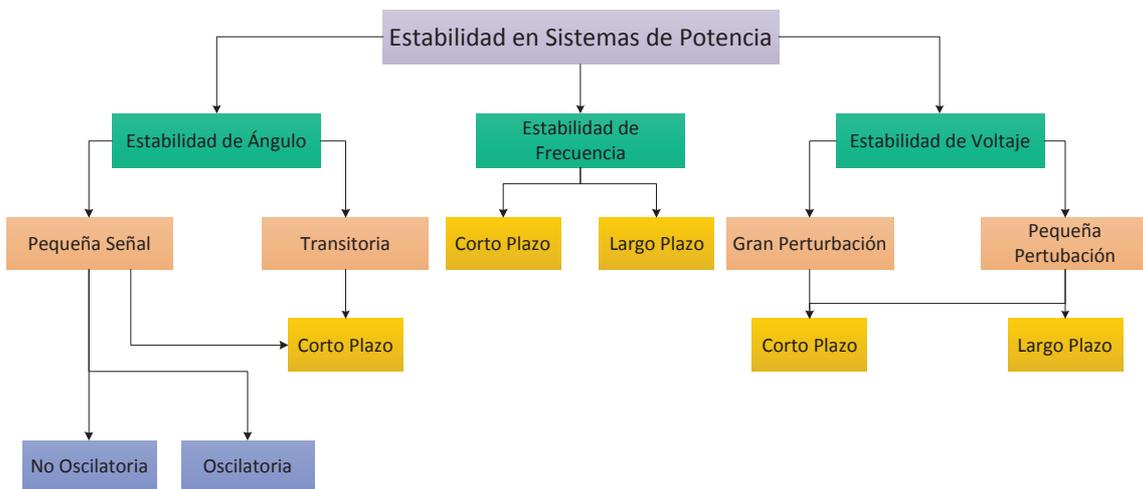


Figura 3-1: Clasificación de Estabilidad en Sistemas de Potencia

En los actuales sistemas de potencia las condiciones de inestabilidad de pequeña señal se producen normalmente por el insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones del sistema [4]. Normalmente se distinguen diferentes tipos como se muestra en la Figura 3-2 y se describe como sigue [4, 22]:

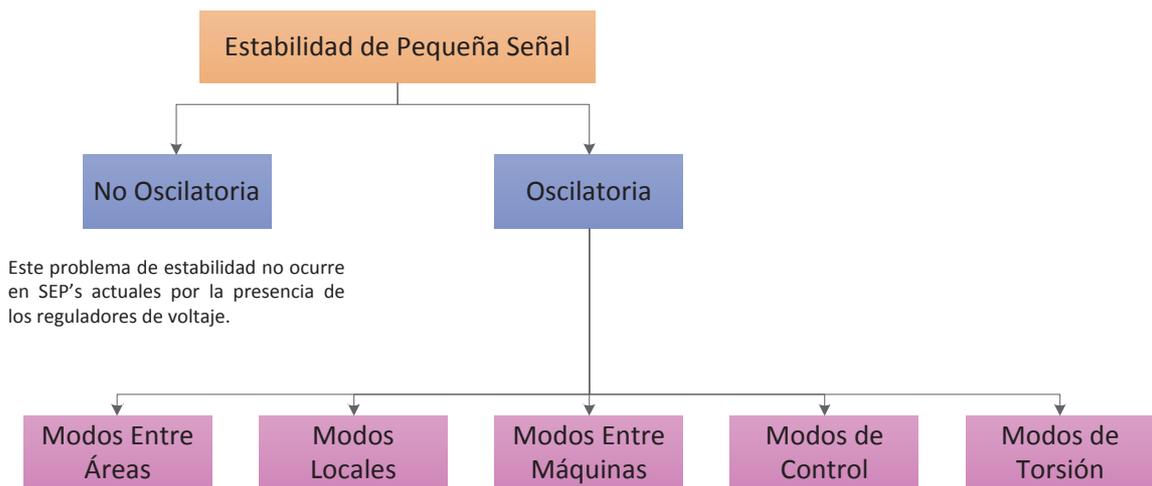


Figura 3-2: Clasificación de la Estabilidad de Pequeña Señal

- **Modos Entre Áreas.-** estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las cuales tienen un comportamiento coherente entre ellas y que oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema. Estas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.2 y 0.7 Hz.
- **Modos Locales.-** una máquina oscilando contra las restantes de la misma área. Caracteriza a las oscilaciones del ángulo del rotor de un grupo de generación o una central, frente al resto del sistema. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.8 y 1.8 Hz.
- **Modos Entre Máquinas.-** ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1.5 y 3 Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia.
- **Modos de Control.-** inestabilidades generadas en los propios sistemas de control, tales como reguladores de voltaje, reguladores de velocidad, entre otros, debido a una inadecuada sintonización de los mismos. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz.
- **Modos de Torsión.-** inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.

El método más utilizado para el análisis de la estabilidad de pequeña señal es el análisis modal. Esta técnica se puede usar para varios fines:

- Conocer la naturaleza de las oscilaciones.
- Conocer los modos individuales de oscilación.
- Localizar los equipos o elementos del sistema de potencia que participan en las oscilaciones.

- Calcular fácilmente la respuesta de frecuencia, los polos, los ceros, y los residuos, toda esta información es usada para proporcionar la información necesaria para el ajuste de un control existente o proyectado, que tenga la función de amortiguar las oscilaciones.

Mediante el análisis modal, se establece las características dinámicas del SEP, entre ellas: frecuencia de resonancia y modos de oscilación, amortiguamiento y patrón asociado con la deformación del sistema o actividad relativa de las variables de estado, cuando un modo es excitado, etc. Cada modo de oscilación, está representado por un número complejo λ , denominado valor propio y que se expresa según la siguiente forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1-\zeta^2} \quad (3-1)$$

Donde:

- σ Es la parte real de los valores propios y entrega información respecto al amortiguamiento del modo oscilante.
- ω Es la parte imaginaria y mide la velocidad angular de oscilación.
- ζ Es la razón de amortiguamiento.
- ω_n Es la frecuencia natural de oscilación del sistema.

La estabilidad de un sistema puede ser clasificada según la ubicación de sus valores propios en el plano complejo. Los valores propios ubicados en el semiplano izquierdo indican un punto de operación estable del sistema. Por el contrario, si cualquiera de los valores propios aparece al lado derecho del eje imaginario del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, por lo que el sistema también es inestable. En la Figura 3-3, se presentan los valores propios en el plano complejo y su respuesta asociada [23]:

- Para $\omega = 0, \sigma < 0$ su respuesta es unidireccional amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma < 0$ su respuesta es de manera oscilatoria amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma = 0$ su respuesta es de manera oscilatoria y de amplitud constante.

- Para $\omega \neq 0, \sigma > 0$ su respuesta es oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite.
- Para $\omega = 0, \sigma > 0$ su respuesta es unidireccional monótonamente creciente.

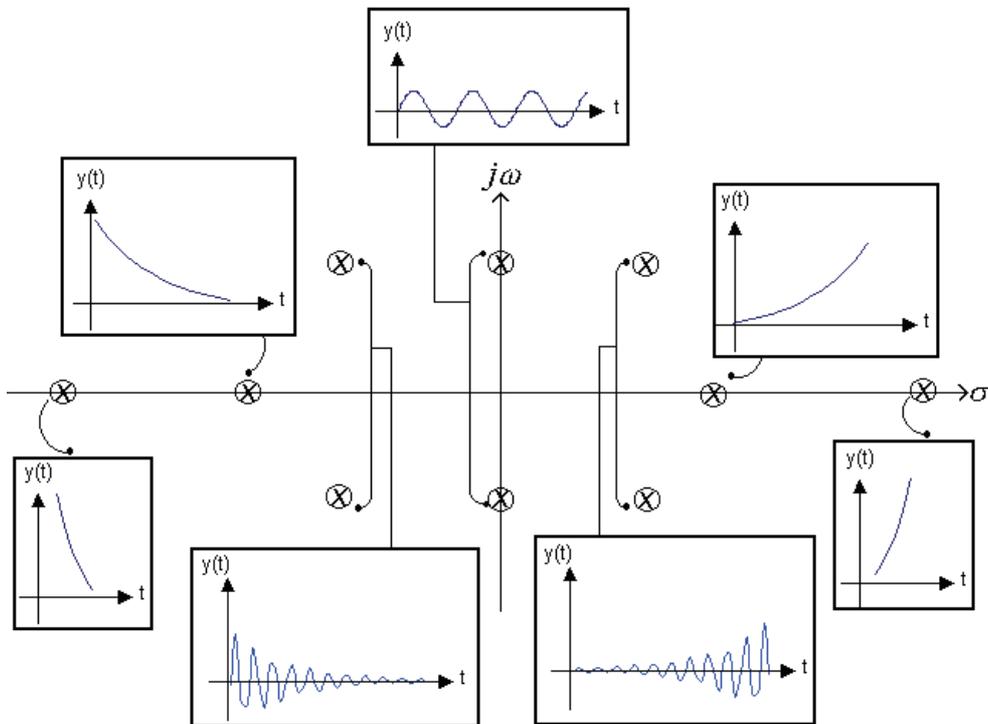


Figura 3-3: Valores Propios en el Plano Complejo

Al realizar el estudio es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos presentan un porcentaje de amortiguamiento superior al 5% para condiciones normales de operación, y superior al 3% para el caso de pérdida de un elemento. En caso que no se cumpla con estos valores, las soluciones pueden ser: operativas, limitando la transferencia de potencia por determinados vínculos, o también insertando elementos de control, instalando o sintonizando estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).

3.2.3.2 Estabilidad Transitoria

Los estudios de estabilidad transitoria suministran la información necesaria para conocer la capacidad de un SEP para permanecer en sincronismo cuando están sujetos a grandes perturbaciones tales como fallas, pérdida de generación o pérdida de una cantidad importante de carga. Específicamente se obtienen:

- **En las máquinas síncronas.-** los cambios de voltaje, corriente y potencia, velocidad y torque.
- **En los elementos del SEP.-** los cambios en los voltajes de las barras y en el flujo de potencia a través de las líneas.

El periodo de tiempo de estudio es de unos cuantos segundos (usualmente de 3 a 5 s), debido a que la pérdida de sincronismo puede suceder rápidamente en ese corto tiempo y origina que la posición angular de los rotores de los generadores comience a incrementarse bajo la influencia de la potencia acelerante positiva y el sistema pierda estabilidad si el rotor experimenta una excursión grande [2]. La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial del sistema así como también de la severidad de la perturbación. La inestabilidad se presenta en forma de separación angular no periódica como respuesta a la deficiencia de torque de sincronización, el mismo que se pone de manifiesto en la primera oscilación.

Los resultados del estudio transitorio se lo pueden visualizar mediante gráficos en función del tiempo de las principales variables de los generadores y demás elementos que conforman la red. Para ejemplificar, la Figura 3-4, muestra el comportamiento de los ángulos de los rotores de dos generadores para un caso estable en donde el ángulo se incrementa a un máximo, luego decrece y oscila con un decrecimiento de la amplitud hasta alcanzar un nuevo punto de operación. En la Figura 3-5 se observa el caso donde los generadores no encuentran un nuevo punto de operación ya que el ángulo continúa incrementándose constantemente generalmente causada por el insuficiente torque sincronizante hasta que el sincronismo se pierde como se ve en la Figura 3-6.

Es posible analizar el problema de estabilidad transitoria mediante el criterio de igualdad de áreas, el cual es un método grafico de evaluación aplicable a sistemas sencillos, que facilita la comprensión de los conceptos fundamentales involucrados en las oscilaciones electromecánicas en los sistemas eléctricos [24]. El método de igualdad de áreas puede ser útil en sistemas de una máquina, pero su aplicación resulta muy complicada en sistemas reales integrando una gran cantidades de

máquinas, con modelos detallados de generador, con reguladores de velocidad y voltaje y con pérdidas en las líneas y transformadores.

En la práctica, el método más útil para analizar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia consiste en representar las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento dinámico de los distintos elementos, e integrarlas numéricamente con la ayuda de un adecuado software de simulación.

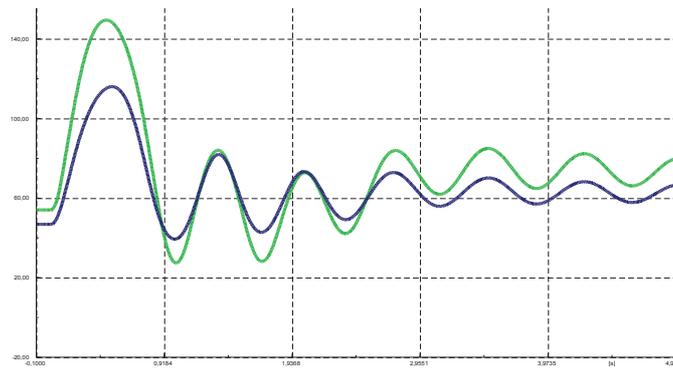


Figura 3-4: Respuesta del Ángulo del Rotor ante una Perturbación. Caso Estable

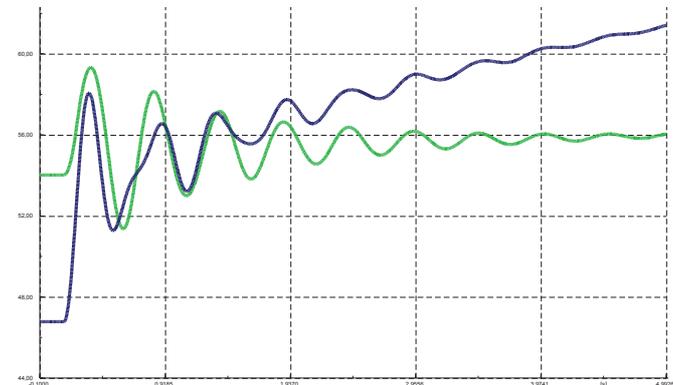


Figura 3-5: Respuesta del Ángulo del Rotor ante una Perturbación. Caso Inestable

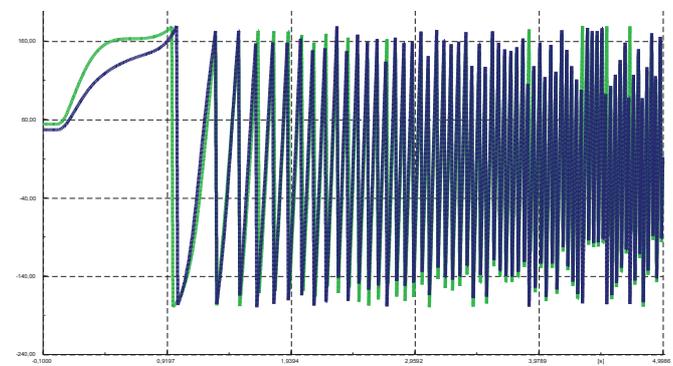


Figura 3-6: Respuesta del Ángulo del Rotor ante una Perturbación. Pérdida de Sincronismo

3.2.3.3 Estabilidad de Frecuencia

El estudio de estabilidad de frecuencia se relaciona con la habilidad del SEP para mantener una frecuencia de estado estacionario aceptable luego de una perturbación severa que produzca un desbalance importante entre carga y generación. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o a largo plazo, dependiendo de las características de los procesos y dispositivos que se activan, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos como una turbina y reguladores de tensión de carga). Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de tensión, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación [22].

3.2.3.4 Estabilidad de Voltaje

Los estudios de estabilidad de voltaje determinan la capacidad que tiene el SEP para mantener los voltajes dentro de un rango aceptable en todas las barras del sistema después de una perturbación dada una condición inicial de operación. Está relacionada directamente con la capacidad del sistema de suministrar la potencia reactiva requerida, por lo que se dice que un sistema es inestable desde el punto de vista de voltaje cuando al inyectar potencia reactiva en una barra, el nivel de voltaje en la misma no aumenta. A pesar de que la inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias del mismo pueden tener un impacto general en el sistema, si no es controlado oportunamente [25].

Como se mostró en la Figura 3-1, el análisis de estabilidad de voltaje se puede categorizar dependiendo del horizonte temporal y a la magnitud de la perturbación. A continuación se explica brevemente cada uno de los subgrupos [26]:

- **Estabilidad de Voltaje de Gran Perturbación.-** está relacionada con la habilidad del sistema de mantener valores estables de voltajes tras grandes perturbaciones. Esta habilidad viene determinada por las características del sistema y de las cargas. El periodo de estudio se extiende desde algunos segundos a decenas de minutos.
- **Estabilidad de Voltaje de Pequeña Perturbación.-** está relacionada con la habilidad del sistema de mantener niveles estables de voltaje en las barras del sistema tras pequeñas perturbaciones, tales como leves variaciones de la carga.
- **Estabilidad de Voltaje a Corto Plazo.-** hace referencia a cargas capaces de restablecer su consumo rápidamente, como pueden ser los motores de inducción, o equipos controlados electrónicamente, incluyendo las interconexiones HVDC. El periodo de estudio de estas perturbaciones es de varios segundos, y para su análisis es necesario resolver las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento dinámico del sistema.
- **Estabilidad de Voltaje a Largo Plazo.-** este tipo de estabilidad incluye la actuación de equipos lentos, tales como la toma de regulación de los transformadores, las cargas y los limitadores de los generadores. A igual que la categoría anterior el análisis requiere el planteamiento del comportamiento dinámico de los elementos del sistema y el tiempo de estudio abarca desde unos pocos segundos a varios minutos.

Al realizar estudios de estabilidad de voltaje hay que considerar el comportamiento de los siguientes elementos del sistema [26]:

- **Generadores.-** los generadores juegan un papel muy importante en el aporte de potencia reactiva al sistema, siendo, por tanto, responsables en gran parte de mantener valores aceptables de voltaje a lo largo de todo el SEP.

- **Cargas.-** la respuesta dinámica de las cargas es un mecanismo clave para la estabilidad de voltaje, ya que son los encargados de dirigir la respuesta dinámica de los voltajes en las barras, pudiendo provocar en algunas circunstancias colapso de voltaje^{6[4]}. Existen muchos modelos de cargas que podemos clasificar en estáticos y dinámicos, principalmente. Para representar las cargas estáticas se emplean modelos de potencia constante, intensidad constante o impedancia constante. Por el contrario, las cargas dinámicas se representan mediante ecuaciones diferenciales. En general, las cargas de los sistemas de potencia se encuentran agregadas, de manera que el modelo de representación de una carga será la combinación de los modelos de las cargas que lo componen.
- **Sistema de Transmisión.-** es una importante fuente de restricciones en cuanto a estabilidad de tensión se refiere. La máxima carga que puede ser abastecida en los sistemas de potencia está limitada, en algunas ocasiones, por la capacidad de las líneas eléctricas que lo componen.

El método de evaluación de la estabilidad de voltaje en el SEP se lo puede enfocar desde dos puntos de vista:

- **Análisis Dinámico.-** busca determinar la cronología de los eventos que llevan a la inestabilidad de voltaje. La resolución matemática se lo realiza a través de ecuaciones diferenciales y usa simulaciones en el dominio del tiempo. Estas simulaciones se las usa para estudiar casos específicos de eventos que provocan colapso, para analizar los sistemas de protecciones y de control del SEP [25]. Sin embargo, los requerimientos de cómputo implican mayor tiempo, por lo cual no muestra gran ventaja para análisis en tiempo real [27].

⁶ El término colapso de voltaje es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje conducen a un apagón o a voltajes bajos anormales en una parte significativa del sistema de potencia. El colapso de voltaje generalmente se manifiesta como un lento decaimiento del voltaje, y es el resultado de un proceso acumulativo que involucra las acciones e interacciones de muchos dispositivos, controles y sistemas de protección. El marco de tiempo del colapso en tales casos podría estar en el orden de algunos minutos.

- **Análisis Estático.-** se lo utiliza para determinar límites y localización de áreas con problemas; éste utiliza ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema, el flujo de potencia y las características de voltaje y potencia. Las herramientas que principalmente se utilizan para este análisis son: el método gráfico de las curvas P-V y V-Q, el análisis de sensibilidad VQ, análisis modal, flujos de continuación, entre otras. A continuación, se describe las dos primeras herramientas ya que fueron los métodos utilizados en el presente trabajo:
 - **Curvas P-V.-** representan la característica del comportamiento del voltaje en función de la potencia activa cuando la carga del sistema es modificada, por lo tanto, es una herramienta muy efectiva para determinar la capacidad de carga en el sistema y/o el desempeño del sistema bajo varios tipos de contingencias. A través de las curvas P-V puede observarse cuanta carga puede ser suministrada a un nivel mínimo de voltaje y que bajo una combinación de contingencias pueden llevar a un colapso del voltaje [27]. En la Figura 3-7, se muestra una familia de curvas P-V para diferentes valores de factor de potencia.

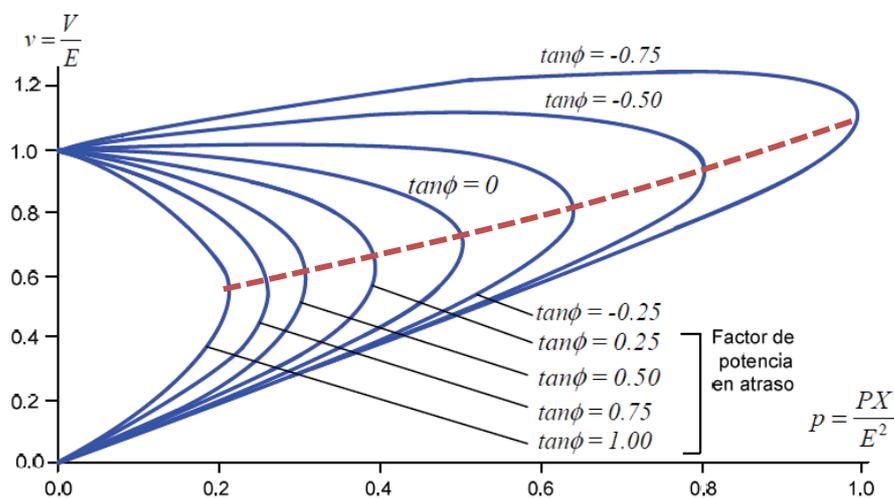


Figura 3-7: Familia de Curvas P-V a Diferente Factor de Potencia

La “nariz” de la curva P-V se conoce como punto de colapso de voltaje, a partir de este punto los voltajes caen rápidamente ante pequeños incrementos de la carga y el flujo de potencia no converge, síntoma de

inestabilidad. Uniendo los puntos de límite de funcionamiento, para cada uno de los valores de factor de potencia (línea punteada), se obtienen las curvas que delimita la zona de funcionamiento estable del sistema; los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables, y el sistema eléctrico nunca opera en ellos [26].

Se puede observar en la Figura 3-7, que un aumento de la compensación de potencia reactiva en el sistema (disminución de la $\tan\phi$) conlleva un aumento de la cargabilidad del sistema. Sin embargo, el aumento excesivo de la compensación de la carga implica que el voltaje de operación del sistema se encuentre en el entorno del voltaje crítico complicando la gestión y operación del sistema.

- **Curvas V-Q.-** permiten obtener una estimación de la cantidad de potencia reactiva que es necesario compensar en un sistema para restablecer el punto de funcionamiento de dicho sistema u obtener un valor de voltaje en la barra de la carga deseado. El estudio de las curvas V-Q se debe realizar sobre las barras más críticos del sistema y en las peores condiciones de operación del mismo. La Figura 3-8 representa tres casos de curvas V-Q para diferentes condiciones de carga. La curva del **caso 1** corresponde a una situación en la que el sistema no está muy cargado y es capaz de mantener el voltaje nominal (1 p.u.) sin necesidad de inyección de potencia reactiva. La curva correspondiente al **caso 2** muestra un sistema más cargado. En este caso el sistema no es capaz de mantener el voltaje nominal sin una inyección de potencia reactiva de 0,5 p.u. Los valores Q1 y Q2 representan los márgenes de potencia reactiva con respecto al punto máximo de operación del sistema. Por último, la curva del **caso 3** representa una situación de carga para la cual no es posible operar sin una inyección de potencia reactiva para el punto máximo de operación. En este caso el margen de potencia reactiva, Q3, es negativo [26].

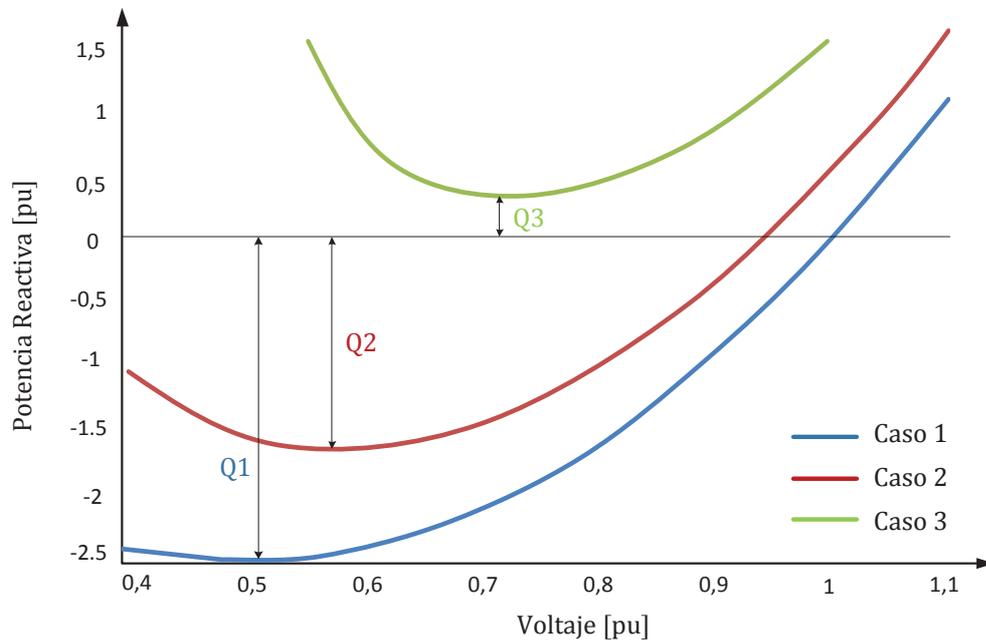


Figura 3-8: Curvas V-Q para Tres Diferentes Condiciones de Carga

3.3 FASES DE ESTUDIOS EN EL SISTEMA DE POTENCIA PARA INCORPORAR FACTS

Para lograr con éxito la instalación de dispositivo FACTS en un sistema de potencia es conveniente seguir un procedimiento ordenado de fases de estudios, tal como se describe en la Figura 3-9. Los estudios de prefactibilidad son los primeros en realizarse para determinar las restricciones del SEP y la necesidad de incorporar refuerzos en la red. Posteriormente son necesarios estudios más detallados que permitan identificar las soluciones que ofrezcan mayores beneficios técnicos y económicos al sistema. También son necesarios estudios que permitan definir las especificaciones y requerimientos para el diseño y manufactura de los equipos a emplearse. Finalmente, se deben ejecutar pruebas en campo para confirmar los modelos y facilitar la entrada en operación del dispositivo. A continuación se indican los aspectos y las herramientas que incluyen cada una de las fases de estudio [28].

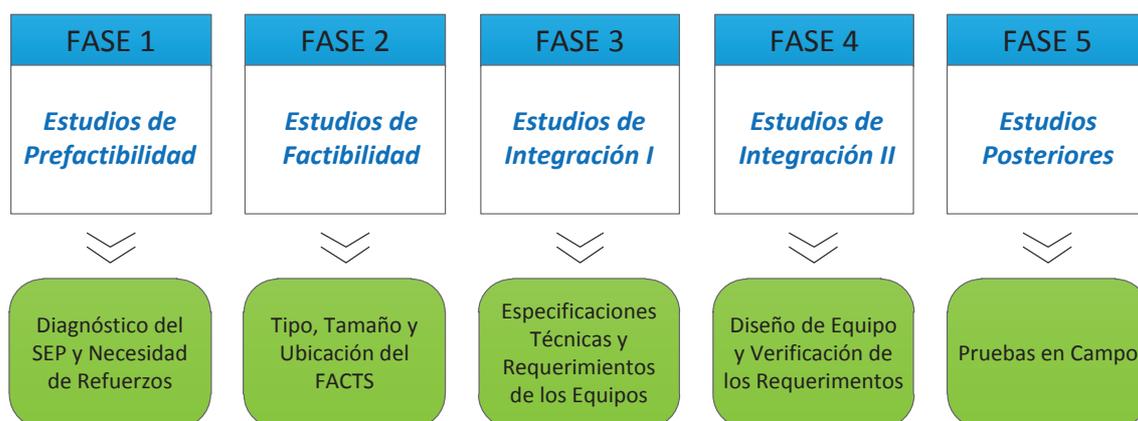


Figura 3-9: Fases de Estudios en el SEP para Incorporar FACTS

3.3.1 Fase 1: Estudios de Prefactibilidad

El objetivo del estudio de prefactibilidad es determinar la necesidad de considerar refuerzos de compensación en la red de transmisión. El SEP debe ser sometido a un diagnóstico integral en el cual se debe considerar como mínimo los siguientes aspectos descritos a continuación.

3.3.1.1 Caracterización del Estado Actual del SEP

Consiste en conocer a fondo el SEP, es decir la topología, disposición de elementos, y operación del sistema en condiciones normal y ante contingencias. Se debe tomar en cuenta los puntos siguientes:

- Revisión de la topología de la red de transmisión del sistema de potencia.
- Plan de operación en diferentes períodos del año (estiaje y lluvioso) y también para diferentes escenarios de demanda (máxima, media y mínima).
- Comportamiento del sistema en estado estacionario tanto en condiciones normales, como ante situaciones de contingencia (flujo de potencia).

3.3.1.2 Identificación de los Problemas del SEP

Una vez realizado la caracterización, el siguiente paso es identificar los tipos de problemas que presenta el SEP y enlistar los más críticos que ameriten algún tipo de refuerzo. Los problemas más comunes fueron detallados en la Tabla 2-2 y Tabla 2-3, los cuales se resumían en dos partes:

- *Estado Estacionario, problemas relacionados con:*
 - Límites de Voltaje
 - Límites Térmicos
 - Flujos circulantes
- *Estado Dinámico, problemas relacionados con:*
 - Estabilidad transitoria
 - Amortiguamiento de oscilaciones
 - Control de voltaje post contingencia
 - Estabilidad de voltaje

3.3.1.3 Identificación de las Restricciones del Sistema de Transmisión

Las restricciones pueden estar asociadas en varios ámbitos como:

- Restricciones por capacidad de transporte del flujo de potencia debido a límite térmico de las líneas o problemas de estabilidad.
- Restricciones en los márgenes de estabilidad y seguridad.
- Restricciones ambientales (normas y regulaciones).
- Restricciones dentro de un mercado eléctrico, etc.

3.3.1.4 Identificar el Tipo de Refuerzo Requerido para el Sistema de Transmisión

Este aspecto es importante para decidir el refuerzo que podría emplearse en la red. Por ejemplo si del análisis anterior resulta que el sistema tiene problemas relacionados con límites de voltaje, entonces como solución se podría considerar un equipo de conexión shunt, controlable o fijo. En cambio si los problemas están asociados a la congestión del flujo de potencia, se debe considerar un equipo conectado en serie ya que tienen mejores prestaciones que los equipos conectados en paralelo en la redirección de flujos. Del mismo modo para problemas dinámicos hay que identificar equipos que sean rápidos en la operación sea en conexión paralelo, serie o combinación de ellos.

3.3.1.5 Identificación de la Capacidad Disponible en el Sistema de Potencia

En este punto se requiere ubicar los vínculos (líneas de transmisión) paralelos que puedan ser utilizados como medios de redirección del flujo de potencia por los mismos, de tal manera que se comience a pensar en la utilización de algún tipo de compensación y/o equipo FACTS. El alcance es utilizar de manera eficiente la topología de la red existente, así como reducir el gasto económico y el impacto ambiental que vienen junto con una expansión de la red física. En caso de que los elementos del sistema de transmisión se encuentren operando al límite de su capacidad, el refuerzo inevitablemente consistiría en la construcción de nuevas líneas de transmisión.

Esta primera fase es ejecutada principalmente por el administrador o propietario de la red o por un consultor contratado [28]. Las herramientas computacionales y los modelos que se requieren para esta etapa son:

- Programas de cálculo de flujo de potencia
- Programas para análisis de estabilidad
- Modelos de secuencia positiva únicamente
- Modelo completo del SEP
- Modelos genéricos sencillos de los FACTS seleccionados

En definitiva en esta parte del estudio se resumen las diversas soluciones relacionadas a los dispositivos que se podría incluir en el sistema para afrontar los problemas detectados; el alcance del estudio de prefactibilidad no define todavía cuál equipo es el escogido, simplemente desglosa un conjunto de posibles equipos candidatos que deberán ser evaluadas técnica y económicamente en los estudios de factibilidad.

3.3.2 Fase 2: Estudios de Factibilidad

El principal objetivo de este estudio es determinar la factibilidad técnica-económica de las posibles alternativas de dispositivos FACTS en el sistema de transmisión; se requiere determinar el tipo, tamaño y ubicación del dispositivo FACTS con el fin de concretar el que mejor se acomode a los requerimientos de la red de

transmisión y dé solución a los problemas identificados en el estudio preliminar. Al igual que la fase anterior, estos estudios son ejecutados por el administrador o propietario de la red. Las tareas involucradas en esta fase son:

3.3.2.1 Identificar y Definir las Posibles Soluciones

Si del resultado del análisis del estudio anterior se identifica que el SEP tiene problemas de voltaje, entonces en este punto se deben definir alternativas para control de voltaje. De acuerdo a la Tabla 2-3, las posibles soluciones pueden incluir:

- Para inestabilidad de voltaje de corta duración (0.5 ciclos – 1 minuto, transitoria) :
 - Compensación shunt fija (banco de capacitores)
 - Compensación shunt controlable (STATCOM, SVC)
 - Combinación de las anteriores
- Para inestabilidad de voltaje de larga duración (> 1 minuto, colapso de voltaje)
 - Compensación shunt fija (banco de capacitores)
 - Compensación serie fija (capacitores serie)
 - Compensación shunt controlable (SVC, STATCOM)
 - Compensación serie controlable (TCSC, SSSC)
 - Combinación de las anteriores

Por otro lado, si se identificaron problemas asociados a inestabilidad de ángulo, entonces aquí se deben definir soluciones para afrontar estos problemas. Estas pueden ser:

- Para inestabilidad transitoria
 - Compensación serie fija (capacitores serie)
 - Compensación shunt controlable (SVC, STATCOM)
 - Compensación serie controlable (TCSC, SSSC)
 - Combinación de las anteriores
- Para inestabilidad de pequeña señal (oscilaciones de potencia)

- Estabilizador del sistema de potencia (PSS)
- Controles de amortiguamiento incorporados en dispositivos FACTS shunt o serie.

3.3.2.2 Evaluar el Desempeño Técnico de las Posibles Soluciones

Partiendo de la gama de dispositivos seleccionados, esta parte del estudio implica la modelación detallada del dispositivo FACTS. Todo esto en conjunto con la modelación de los elementos del sistema de potencia. Las herramientas computacionales y los modelos que se requieren para esta etapa son:

- Programas de cálculo de flujo de potencia
- Programas para análisis de estabilidad
- Modelos de secuencia positiva únicamente
- Modelo completo del SEP
- Modelos genéricos detallados de los dispositivos: Modelos para flujos de potencia, modelos para estabilidad, modelos de control.

En un modelo detallado, se consideran cada uno de los elementos que conforman el dispositivo; es decir se modela cada elemento semiconductor, los elementos de compensación, capacitores y/o inductores y el esquema de control a implementarse. Cabe destacar también que el grado de detalle está vinculado a los datos técnicos proporcionados por el fabricante del dispositivo FACTS a ser instalado.

Después de las simulaciones se espera obtener la respuesta de cada elemento que conforma el dispositivo FACTS junto con el esquema de control propuesto, operando dentro de un escenario determinado del SEP y evaluando el comportamiento del mismo y el efecto que le produce al sistema. Estudios de transitorios electromagnéticos no son requeridos en esta etapa [28].

3.3.2.3 Otros Aspectos Asociados a la Incorporación de Nuevos Dispositivos

Es necesario complementar el estudio considerando los siguientes puntos:

- Ubicación del dispositivo

- Ampliación de la subestación
- Pérdidas
- Interacción con otros dispositivos
- Cambios en el sistema asociados a la incorporación del nuevo dispositivo

3.3.2.4 Evaluación Económica de cada Opción (Estudio Costo-Beneficio)

De todo el abanico de opciones analizadas, que efectivamente resuelven técnicamente los requerimientos del sistema de transmisión, se hace imperante un estudio económico en términos de costos del equipamiento, materiales para obras civiles, personal para la construcción, compra de equipos auxiliares, etc, de cada alternativa, de este modo se hace un balance costo – beneficio y se establece la mejor solución.

Los resultados finales de este estudio son:

- Identificación de soluciones viables, las cuales pueden contemplar dispositivos convencionales de compensación, FACTS o combinación de estas. Se definirá un orden de las posibles soluciones de acuerdo a los beneficios técnicos que éstas otorgan al sistema
- Ubicación adecuada de los dispositivos, la misma que evidentemente va a depender del tipo de solución que se piensa implementar y de las restricciones del sistema para incorporar nuevo equipamiento.
- Resultados de la evaluación económica donde se indique la relación costo-beneficio de cada alternativa.

3.3.3 Fase 3: Estudios de Integración I

En esta fase ya se tiene el FACTS que otorga los mayores beneficios técnicos y económicos al sistema. En esta tercera etapa de estudios se deben definir las especificaciones técnicas y requerimientos de los equipos que integran el dispositivo, con el fin de emitir los términos de referencia para los potenciales ofertantes de los equipos. Al igual que la fase anterior, estos estudios son ejecutados por el administrador o propietario de la red. Las actividades que contempla esta fase son:

- Tipo, tamaño y ubicación del dispositivo (de la fase 2 de los estudios)
- Descripciones del Sistema
 - Voltajes de operación mínimo y máximo en estado estable y en estado transitorio (BSL⁷, BIL⁸, MCOV⁹, etc.)
 - Valores mínimos, máximos, en emergencia y emergencia extrema de la robustez del sistema, con las correspondientes relaciones X/R.
 - Variaciones de frecuencia mínimas y máximas
 - Desbalance Máximo (secuencia negativa y secuencia cero)
- Requerimientos dinámicos del sistema para desarrollar estrategias de desempeño del equipo en estado estable y estado transitorio.
- Límites de Distorsión Armónica y problemas de interferencia
 - Máxima distorsión armónica individual
 - Máxima distorsión armónica total (THDmax)
 - Límites de interferencia telefónica (TIF)
 - Límites de ruido máximo aceptables en comunicación por onda portadora (power line carrier, PLC) y radio interferencia (RI)
- Otros aspectos del sistema que se deben preparar
 - Diagramas unifilares del sistema y mapa de impedancias
 - Resultados de flujos de potencia y análisis de estabilidad
 - Requerimientos en cuanto al desempeño del equipo
 - Objetivos de control (estado estable y dinámico)
 - Tiempos de respuesta
 - Desbalances de voltaje
 - Confiabilidad y disponibilidad
 - Tasa de fallas
 - Pérdidas
- Lista de estudios a ser realizados por el fabricante

Las herramientas computacionales que se usan durante esta etapa incluyen:

⁷ BSL: Nivel Básico de Aislamiento ante Impulsos tipo Maniobra.

⁸ BIL: Nivel Básico de Aislamiento ante Impulsos tipo Rayo.

⁹ MCOV: Voltaje Máximo de Operación en Régimen Continuo.

- Programas usados en las fases 1 y 2.
- Herramientas de análisis de transitorios electromagnéticos
- Herramientas de análisis de armónicos

El resultado final que se deriva de este estudio es emitir una especificación técnica y términos de referencia del equipo FACTS escogido para presentar a los potenciales ofertantes de los equipos.

3.3.4 Fase 4: Estudios de Integración II

El objetivo de esta fase es verificar que el dispositivo a ser implementado cumpla con todos los requerimientos técnicos asociados a su incorporación al sistema y elaborar la carta de diseño del dispositivo para su manufacturación y adquisición. Además se requiere completar los detalles del diseño para la fabricación y contratación de los equipos, que incluyen:

- Protección y control (hardware y software)
- Coordinación de aislamiento
- Convertidores
- Filtros de armónicos
- Transformador de acoplamiento
- Equipos auxiliares

Esta fase de estudio es generalmente ejecutada por el proveedor luego de que se ha establecido el contrato para la instalación del equipo. Las herramientas de estudio y los modelos requeridos en esta etapa de los estudios incluyen programas de diseño de propiedad del fabricante y programas de uso comercial, que permitan investigar los siguientes aspectos:

- Análisis de flujos de potencia
- Análisis de estabilidad y diseño del control
- Análisis de armónicos y diseño de filtros
- Análisis de transitorios electromagnéticos para evaluación del esquema de control, diseño de protecciones y coordinación de aislamiento

- Modelos detallados del dispositivo de propiedad del vendedor

Los resultados finales de este estudio es la verificación al propietario de la red que el dispositivo descrito cumple con todos los requerimientos del sistema y los requisitos y especificaciones de rendimiento de los equipos asociados. Además se tiene el diseño completo, listo para la fabricación y adquisición del equipo [28].

3.3.5 Fase 5: Estudios Posteriores

Se necesitan estudios de operación en campo para comprobar el funcionamiento exitoso del dispositivo FACTS en la red de transmisión; incluye las siguientes tareas:

- Confirmar que los flujos de potencia del sistema, incluido el nuevo equipo, estén dentro de límites de operación aceptables.
- Confirmar que los equipos instalados responden adecuadamente a condiciones para las que fueron diseñados. Es decir, verificar su contribución a mejorar el desempeño, en estado estable y estado dinámico, del sistema de potencia
- Ajustar los modelos y calibrar de los equipos a partir de mediciones reales de desempeño ante fallas o eventos dinámicos.
- Evaluar la disponibilidad y la confiabilidad del equipo.
- Evaluar interacciones adversas con otros equipos del sistema.

Este tipo de estudios son realizados normalmente por el propietario de la red de transmisión.

4 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA INCORPORACIÓN DE FACTS EN SISTEMAS DE POTENCIA

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se plantea la metodología de análisis para la incorporación de dispositivos FACTS en un sistema de potencia. La presente metodología y su aplicación estaría enmarcada dentro de la fase 1 (Estudios de Prefactibilidad) de los estudios requeridos para incorporar FACTS en un sistema de potencia, información que se presentó en el Capítulo 3.

El desarrollo de la metodología se enfoca en determinar el o los dispositivos FACTS adecuados para dar solución a los problemas que se presentan en la red, los que son el resultado de un análisis de seguridad inicial a través de flujos de potencia. El dispositivo elegido se evalúa dentro del SEP bajo distintos escenarios, considerando condiciones de estado estacionario y dinámico; al final del estudio se obtiene un conjunto de posibles soluciones que otorgarían beneficios técnicos al SEP y que serán la base para estudios posteriores (Estudios de Factibilidad – Fase 2).

La metodología se pone en práctica en dos sistemas de potencia, uno de prueba de 9 barras [29], y posteriormente en el Capítulo 5 en un sistema de potencia real, como es el SNI ecuatoriano. Para las simulaciones se utilizó el programa computacional *Power Factory* de *DigSilent*, el cual es una herramienta integral de ingeniería que contiene los módulos apropiados para el análisis de redes eléctricas (flujos de potencia, estabilidad, etc.) y dispone de una amplia biblioteca con los modelos de control de los diferentes elementos constitutivos de la red.

4.2 METODOLOGÍA GENERAL PARA LA INCLUSIÓN DE FACTS EN SISTEMAS DE POTENCIA

La metodología que se propone, para la realización del presente trabajo, contempla los pasos indicados en la Figura 4-1. Mediante este procedimiento se analiza el requerimiento de instalar dispositivos FACTS en el sistema de transmisión sobre la base de los problemas y restricciones que presenta el SEP.

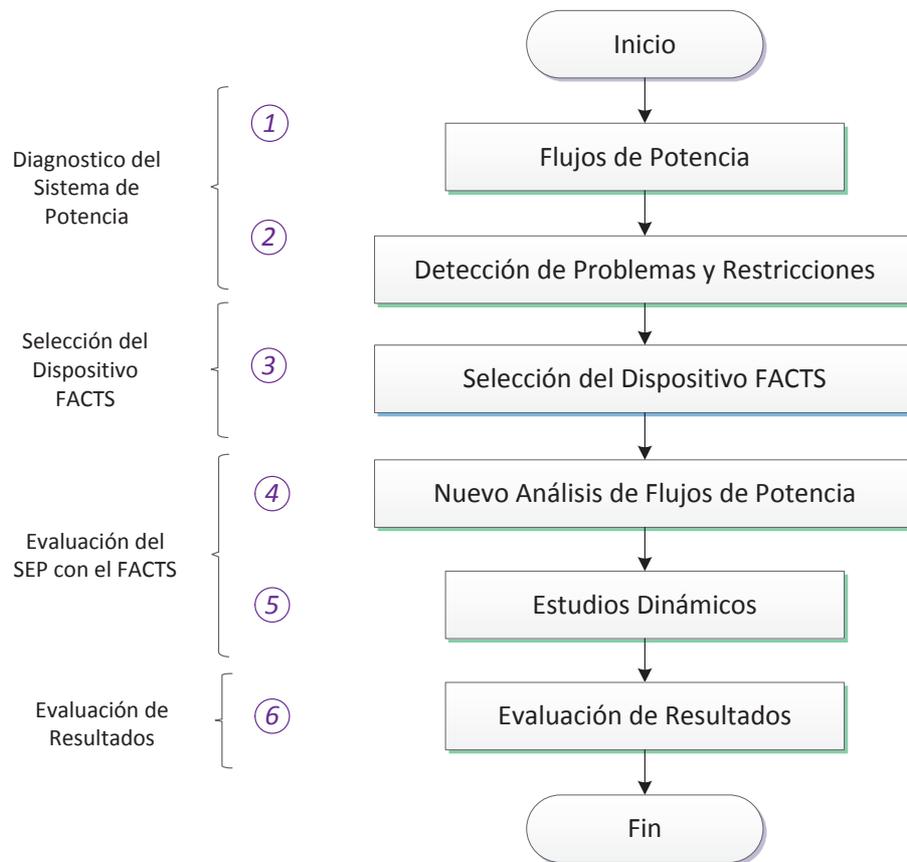


Figura 4-1: Metodología Propuesta para la Incorporación de FACTS en Sistemas de Potencia

4.2.1 Diagnóstico del Sistema de Potencia

El punto de partida para la determinación de necesidades de reforzamiento en un sistema de potencia es el resultado de un análisis de seguridad mediante flujos de potencia. Se establecen casos de estudios iniciales de análisis donde se configura la topología del SEP y sus condiciones de operación, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Período de Tiempo (Año de análisis)
- Condición hidrológica (Período lluvioso y/o estiaje).
- Condición de demanda (Máxima, media y mínima).

Es conveniente plantear las tres condiciones de demanda en un periodo hidrológico lluvioso, debido a que los centros de generación se encuentran concentrados en puntos específicos y por lo tanto la potencia reactiva debe recorrer mayores distancias a través de las líneas de transmisión para abastecer la carga; bajo esas condiciones se tendrá una idea clara del estado operativo del SEP. Para el análisis en caso de contingencias se debe seleccionar aquella o aquellas que provoquen la mayor afectación al SEP. El análisis de contingencias normalmente se lo realiza considerando el criterio de seguridad N-1, debido a que la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos de forma simultánea es muy baja [30].

Como resultado de este estudio se revelan los problemas y restricciones que presenta el sistema de potencia, como deficientes perfiles de voltajes, áreas con deficientes recursos de potencia reactiva, congestión de flujo de potencia en las líneas de transmisión así como bajos factores de potencia, entre otros.

4.2.2 Selección el Dispositivo FACTS

De los resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia inicial indicando en el punto anterior, la selección de FACTS se define a partir de las necesidades de la red. La Tabla 4-1 [11] muestra un resumen con una lista básica de posibles soluciones para distintos problemas que se pueden presentar en el SEP.

Tabla 4-1: Dispositivos FACTS Apropriados para Distintos Problemas en el SEP

Tema	Problema	Acción Correctiva	Dispositivo FACTS más apropiado
Límites de Voltaje	Bajo voltaje debido a alto consumo	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
	Alto voltaje debido a bajo consumo	Absorber potencia reactiva	STATCOM, SVC, TCR
	Alto voltaje luego de una contingencia	Absorber potencia reactiva, prevenir sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR
	Bajo voltaje luego de una contingencia	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
Limites Térmicos	Circuito de transmisión sobrecargado	Reducir sobrecarga	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
	Desconexión de un circuito paralelo	Limitar carga en circuitos restantes	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
Flujos circulantes	Reparto de carga en líneas paralelas	Ajustar reactancia serie	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Reparto de flujos de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Inversión de sentido del flujo de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR
Dinámicos	Estabilidad Transitoria	Adoptar medidas de control de flujo de carga dinámica	TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Oscilaciones de Potencia	Amortiguar oscilaciones	SVC, TCSC, STATCOM, SSSC, UPFC
	Estabilidad de Voltaje	Soporte de potencia reactiva	SVC, STATCOM, UPFC

Para estudiar la posible solución de un problema específico, la selección de un tipo de FACTS se puede discernir mediante un análisis en particular. En la siguiente sección se presenta una metodología específica para atender dos problemas específicos como son: la congestión en la red de transmisión y problemas en el control de voltaje.

4.2.2.1 Selección de FACTS - Congestión de Líneas de Transmisión

La Figura 4-2 muestra el procedimiento a seguir para la selección del tipo de FACTS en caso de que el problema sea la congestión del flujo de potencia.

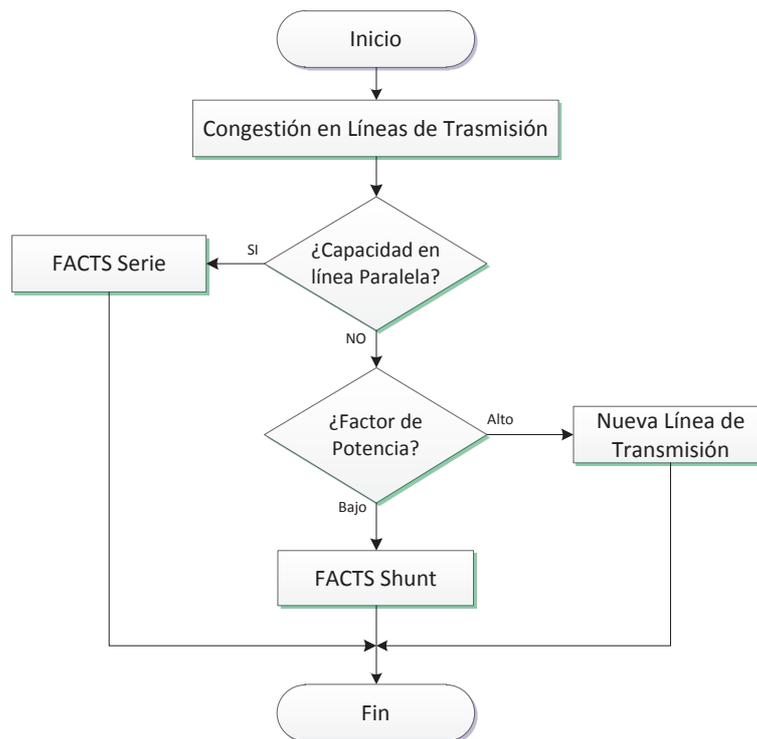


Figura 4-2: Selección del FACTS debido a Congestión en Líneas de Trasmisión

Para empezar, se requiere analizar si existe o no suficiente capacidad de transmisión disponible en líneas adyacentes. En el caso de que existan los vínculos con suficiente capacidad de transmisión disponible, es posible re-direccionar el flujo de potencia activa por medio de la operación de un dispositivo FACTS serie, cuya implementación sería la primera acción a seguir previo a la construcción de una nueva línea. Por el contrario, si no hay suficiente capacidad de transmisión en líneas paralelas, el criterio de análisis es el factor de potencia, especialmente en las barras de carga.

Si el factor de potencia es bajo, la alternativa que se maneja es la inclusión de un FACTS shunt, con el fin de descongestionar la línea de transmisión liberándola de potencia reactiva y elevando el factor de potencia; si por el contrario el factor de potencia es alto, significa que la línea ya se encuentra muy cargada, por lo que se hace necesaria la construcción de una nueva línea de transmisión con el fin de aumentar la capacidad de transmisión total de la sección de la red.

Cabe destacar, que la opción de instalar un FACTS shunt no mejora directamente la capacidad de transmisión, ya que estos dispositivos proporcionan una compensación de potencia reactiva local. Es decir, al inyectar cierto valor de potencia a la red, menos potencia reactiva debe ser transportada a través de una determinada línea de transmisión lo que conduce a un ligero aumento de la capacidad de transmisión disponible [11].

4.2.2.2 Selección de FACTS para Control de Voltaje

El problema de control de voltaje se relaciona directamente con la compensación de potencia reactiva. Comúnmente la solución que se maneja es instalar banco de capacitores en caso de bajos voltajes o reactores en caso de elevación de voltajes. Sin embargo, estos dispositivos no dan soporte suficiente en términos de estabilidad al sistema y requerimientos dinámicos.

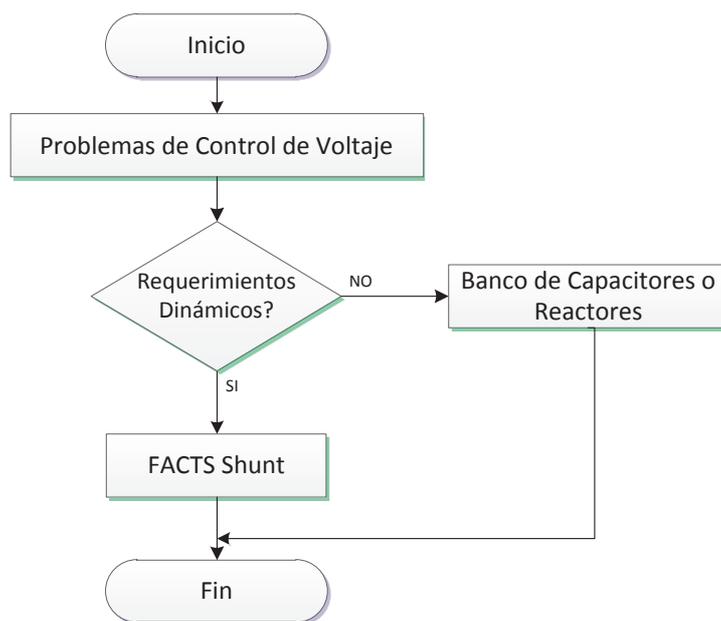


Figura 4-3: Selección de FACTS para Problemas de Control de Voltaje

En sistemas que requieran elementos de control adicionales, los dispositivos más idóneos son definitivamente los FACTS shunt, representados principalmente por el SVC y el STATCOM. Además del control de voltaje dan soporte al sistema en términos dinámicos, al mejorar la estabilidad transitoria, la amortiguación de

oscilaciones de potencia y la estabilidad de voltaje. La Figura 4-3 presenta un esquema de lo anteriormente dicho.

4.2.3 Modelos de Control de los Dispositivos FACTS

Normalmente, el control de los dispositivos FACTS consiste en tres esquemas principales [31]: control de flujo de potencia en estado estable, control de estabilidad transitoria para mejorar la estabilidad de la primera oscilación, y el control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia (POD). El esquema de control completo se muestra en la Figura 4-4.

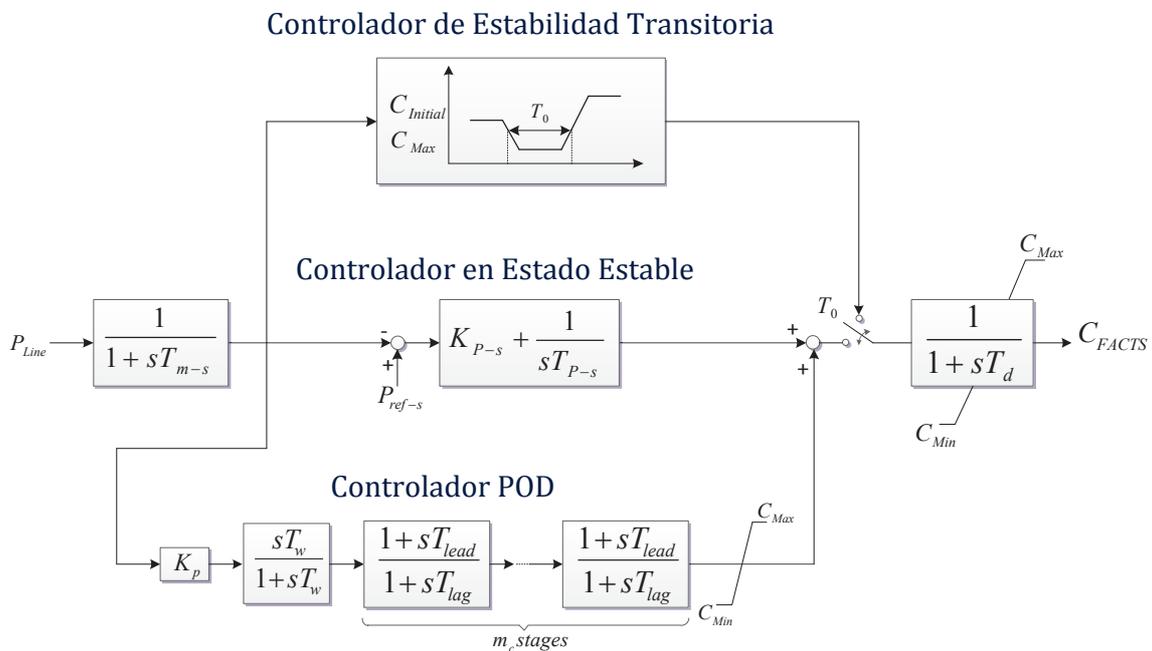


Figura 4-4: Esquema de Control Completo de los FACTS

4.2.3.1 Control de Flujo de Potencia en Estado Estable

La función principal del control de estado estable para un FACTS serie es el control del flujo de potencia. El lazo de control de flujo de potencia de los dispositivos FACTS serie se muestra en la Figura 4-5.

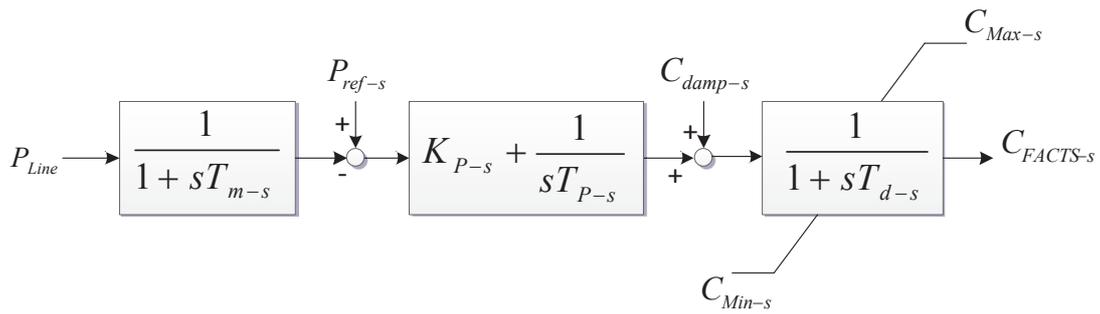


Figura 4-5: Controlador de Flujo de Potencia en Estado Estable de un FACTS serie

Donde:

- P_{ref-s} Es el valor referencial de la potencia activa
- C_{damp-s} Es el valor referencial de la señal del controlador POD
- P_{Line} Es la entrada de la potencia activa
- $C_{FACTS-s}$ Es la salida y representa el valor de compensación
- T_{m-s} Es el tiempo de medición constante
- T_{d-s} Aproxima el retraso debido a las características principales de circuitos y sistemas de control
- K_{P-s} Es la parte proporcional
- T_{I-s} Es el tiempo constante integral

Para el controlador de los dispositivos FACTS shunt, las principal función es lograr la compensación de reactivos y control de voltaje en las barras. El lazo de control de flujo de potencia de los dispositivos FACTS shunt se muestra en la Figura 4-6.

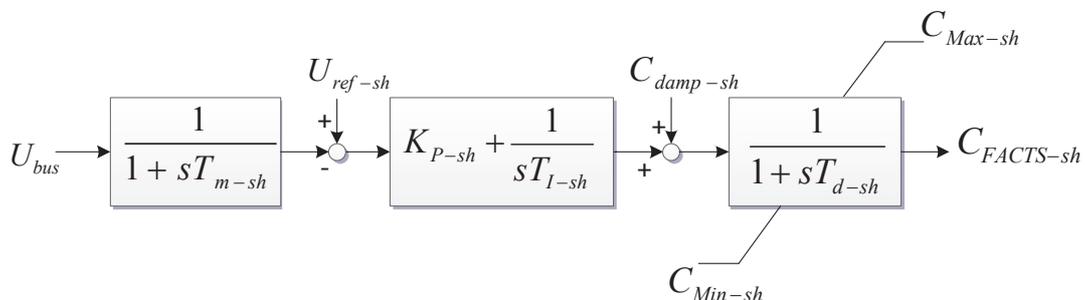


Figura 4-6: Controlador de Flujo de Potencia en Estado Estable de un FACTS shunt

Donde:

U_{ref-sh}	Es el valor referencial de la magnitud del voltaje
$C_{damp-sh}$	Es el valor referencial de la señal del controlador POD
U_{bus}	Es la entrada de la magnitud del voltaje
$C_{FACTS-sh}$	Es la salida y representa el valor de compensación
T_{m-sh}	Es el tiempo de medición constante
T_{d-sh}	Aproxima el retraso debido a las características principales de circuitos y sistemas de control
K_{P-sh}	Es la parte proporcional
T_{I-sh}	Es el tiempo constante integral

4.2.3.2 Control de Estabilidad Transitoria

Cuando se produce una gran perturbación, el controlador de estabilidad transitoria actúa inicialmente para dar una compensación máxima para un tiempo preestablecido T_0 . En la Figura 4-7 se muestra la función del controlador.

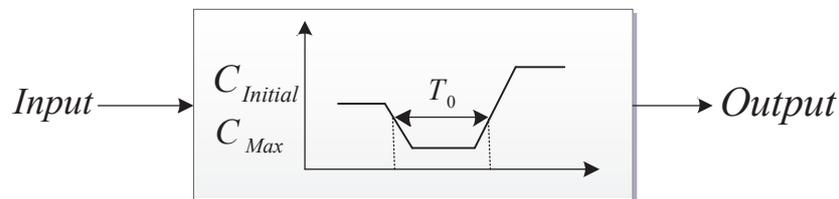


Figura 4-7: Controlador de Estabilidad Transitoria de los FACTS

Donde:

$C_{inicial}$	Representa el valor de la compensación inicial
C_{Max}	Representa el valor máximo de compensación

La entrada al controlador de estabilidad transitoria es siempre la misma que el controlador de estado estacionario. La salida es una señal de interruptor para activar el nivel de compensación máxima requerida para el apoyo a la estabilidad transitoria. Después del tiempo preestablecido T_0 , el control será transferido de vuelta al control de la amortiguación.

4.2.3.3 Control de Amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia (POD)

La estructura general para el controlador POD se muestra en la Figura 4-8 y consiste de un filtro de lavado, un compensador dinámico y un limitador.

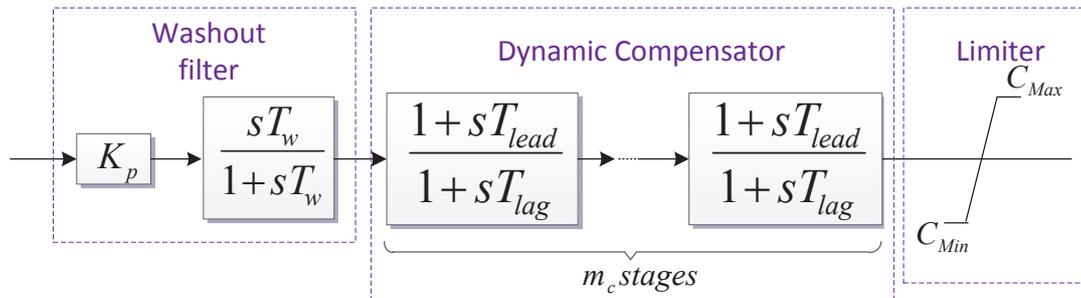


Figura 4-8: Controlador POD de los FACTS

Donde:

- K_p Es la constante de ganancia
- T_w Es la constante de tiempo washout
- T_{lead}, T_{lag} Son las constantes de tiempo de los bloques de avance y retardo de fase

El filtro de lavado es necesario para evitar una respuesta del controlador a la parte continua (dc offset) de la señal de entrada. El compensador dinámico consiste en dos o más bloques de avance y retardo los cuales proporcionan las características necesarias de fase. Por último, el limitador se utiliza para mejorar la respuesta del controlador a grandes desviaciones en la señal de entrada [32].

El controlador de estabilidad transitoria y el controlador POD alcanzan diferentes objetivos de control en diferentes situaciones. Con el fin de mejorar la estabilidad transitoria y amortiguar las oscilaciones posteriores se utiliza una estrategia de control de conmutación siempre entre estos dos controladores. La estrategia de control de conmutación es la siguiente [33]:

- Cuando se produce una gran perturbación, el controlador de estabilidad transitoria actúa primero con el objetivo de mantener la estabilidad transitoria de los sistemas de energía.

- Después de que transcurra el período de tiempo de conmutación pre-establecido T_0 , el control se transfiere al controlador de flujo de potencia y mando POD. Durante las oscilaciones post-falla, debido a la constante de tiempo grande integral de T_{I-s} , el controlador POD tiene la mayor influencia.

4.2.4 Estudios en Estado Estacionario y Dinámicos con FACTS

Una vez seleccionado y definido el modelo de control del equipo se procede a evaluarlo dentro del SEP. Se efectúa nuevamente un estudio en estado estacionario mediante una nueva corrida de flujos de potencia para obtener los primeros resultados. Se observa los nuevos perfiles de voltaje, la redistribución del flujo de potencia y en general el nuevo comportamiento de las variables de estado del sistema afectadas por la incursión del dispositivo FACTS.

Para la realización de los estudios dinámicos, es recomendable enfocar los mismos hacia el problema que se está atacando tomando en cuenta las ventajas del dispositivo seleccionado. Es decir si se ha seleccionado un dispositivo FACTS shunt, los estudios dinámicos que se realicen, tomando un orden de prioridad, sería de estabilidad de voltaje ya que ahí es donde se evidenciará notablemente el efecto del equipo. En cambio, si se ha elegido un dispositivo FACTS serie, un estudio de estabilidad transitoria o un análisis para el amortiguamiento de las oscilaciones posteriores es necesario. Lo anterior no quiere decir que los demás estudios son irrelevantes, sino que debido a las particulares características de operación de cada equipos FACTS, se pueden encontrar notables resultados al realizar determinado estudio puntual. En la Tabla 2-4 se establece los estudios dinámicos apropiados que se deben realizar en la red dependiendo del FACTS elegido.

Es recomendable, establecer una metodología para el estudio dinámico que se aplicará en el sistema. En la siguiente sección se describirá la metodología propuesta para el análisis de estabilidad de voltaje utilizada en el presente trabajo.

4.2.5 Evaluación de Resultados

Es conveniente plantear diferentes escenarios del sistema de potencia y varios casos de estudio, para que luego de efectuar los estudios en estado estable y dinámico se analicen el conjunto de resultados obtenidos. Resulta de gran utilidad realizar un análisis comparativo de cada una de las opciones evaluadas para valorarlas de acuerdo al aporte técnico que provea al SEP y escoger la mejor opción para estudios posteriores (estudios de factibilidad).

Si los resultados son lo suficientemente satisfactorios, en esta fase de estudios, se puede decir que se ha concluido todo el proceso de determinación del dispositivo FACTS adecuado para la red. Caso contrario, se debe encontrar una nueva solución en donde se debe aplicar, entre otras, las siguientes medidas correctivas:

- Ajustes del parámetros del FACTS
- Ajuste del modelo de control de FACTS
- Cambio de ubicación del FACTS
- Cambio de los valores nominales de diseño del FACTS
- Selección de otro tipo de FACTS

Hasta este punto se ha detallado la metodología de análisis que se pone en práctica a lo largo de este trabajo. Como se mencionó al inicio, esta metodología se sitúa dentro de un análisis de prefactibilidad en donde se determinan un abanico de soluciones efectivas para un problema determinado; donde mediante estudios se pueda escoger la opción que mayores beneficios técnicos le ofrezca al sistema de potencia.

4.3 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje del presente trabajo se evalúa por medio del análisis estático de las curvas P-V y V-Q del sistema de potencia, las cuales son obtenidas con y sin la inclusión de FACTS en determinadas barras. El procedimiento completo se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 4-9.

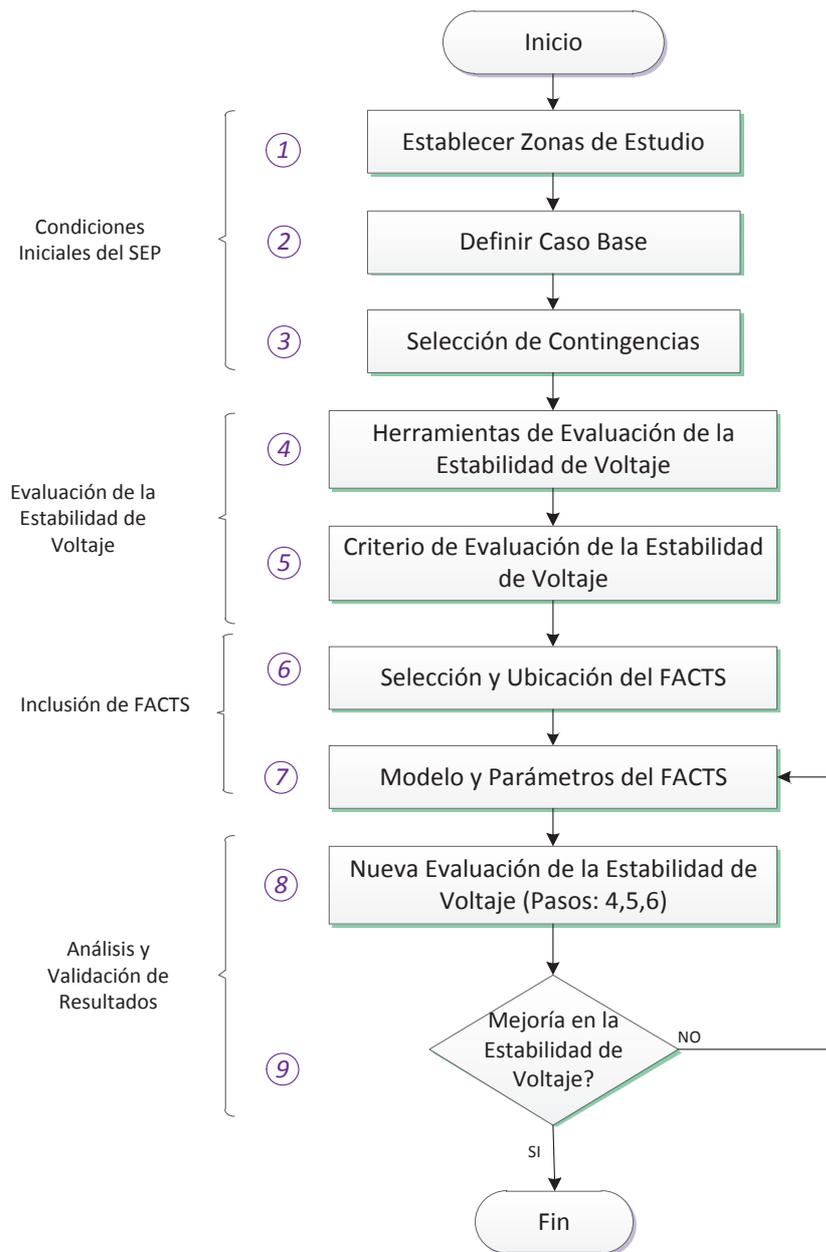


Figura 4-9: Metodología para el Análisis de Estabilidad de Voltaje con FACTS

4.3.1 Condiciones Iniciales del SEP

4.3.1.1 Establecer Zonas de Estudio

Debido a que el problema de estabilidad de voltaje involucra un control local, es conveniente dividir al SEP en zonas de estudio; de tal manera que se facilite la localización de las zonas con problemas de control de voltaje y por ende los elementos con deficiencias de compensación de potencia reactiva. Para la

definición de zonas de estudio se recomienda considerar la topología del SEP, las fuentes de generación asociadas a cada zona, la experiencia operativa en el SEP, entre otros.

4.3.1.2 Definir el Caso Base

Se establece el escenario inicial de análisis en donde el SEP debe ser configurado tanto físicamente (elementos de la red), así como condiciones de operación, teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- Período de Tiempo (Año de análisis)
- Condición hidrológica (Período lluvioso y/o estiaje).
- Condición de demanda (Máxima, media y mínima).

Es común realizar el análisis de estabilidad sobre el escenario más crítico. En general, el escenario más crítico de un sistema es aquel que se encuentra en condiciones de demanda máxima en un periodo lluvioso. Como se mencionó anteriormente se escoge el periodo lluvioso, debido a que los centros de generación se encuentran concentrados en puntos específicos y por lo tanto la potencia reactiva debe recorrer mayores distancias a través de las líneas de transmisión para abastecer a la carga. Y demanda máxima ya que en esta condición los elementos del sistema presentan el mayor margen de cargabilidad.

4.3.1.3 Selección de Contingencias

Se debe seleccionar un grupo de contingencias críticas, las cuales formarán parte de los casos de estudio de la estabilidad de voltaje. Debido a que usualmente resulta difícil identificar las contingencias críticas para la estabilidad de voltaje, un acercamiento directo es estudiar todas las contingencias posibles que consideren las salidas de líneas, generadores y otros elementos de la red que se consideren importantes.

4.3.2 Evaluación de la Estabilidad de Voltaje

4.3.2.1 Herramientas de Evaluación de Estabilidad de Voltaje

De todo el abanico de herramientas disponibles para estudios estabilidad de voltaje, para efectos del presente trabajo, se ha escogido a las curvas P-V y V-Q; las cuales, esencialmente nos ayudan para tener una idea de la máxima cargabilidad y el margen que el sistema dispone tanto en potencia activa como reactiva respectivamente.

- **Curvas P-V**

Para graficar la curva PV se sigue el método de incremento de carga que se describe a continuación [25, 34]:

1. Elegir una zona para realizar el estudio en donde la carga se irá incrementando en forma gradual, la zona que presente problemas con los perfiles de voltaje. La cantidad que puede variar es la carga interna, considerando un factor de potencia constante.
2. Establecer en la zona de estudio un nivel de generación constante de las unidades que se encuentren en línea. La potencia de salida real de los generadores internos debe permanecer inalterada durante el análisis de PV. La potencia reactiva de cada una de las unidades de generación deberá respetar los parámetros técnicos de la unidad. El punto de colapso de voltaje se produce en la zona de estudio después de que la capacidad de inyección de VAr en la zona se agota.
3. Elegir la barra o barras en las cuales los voltajes van a ser supervisados. La selección de las barras debe considerar las que son más débiles o barras sobre las cuales se quiere tener información de estabilidad.
4. Resolver el caso inicial de flujo de potencia.
5. Registrar los voltajes de las barras de supervisión (V), y el nivel de carga (P) que se resolvió en el flujo de potencia.
6. Aumentar la carga en paso pequeños (0.01 pu)

7. Repetir los pasos 4 a 6 hasta que se hayan recolectado un número suficiente de puntos.
8. Graficar la curva P-V para determinar si hay suficiente margen de potencia activa.

En la Figura 4-10 se presenta el resultado la curva P-V. Para un valor de carga por debajo del punto crítico de operación hay dos soluciones de voltaje. El superior corresponde a aquel que se puede alcanzar en la operación real, y el inferior es un valor matemático correcto, pero no hay manera de alcanzar este punto, ya que para esas condiciones el sistema entra en inestabilidad.

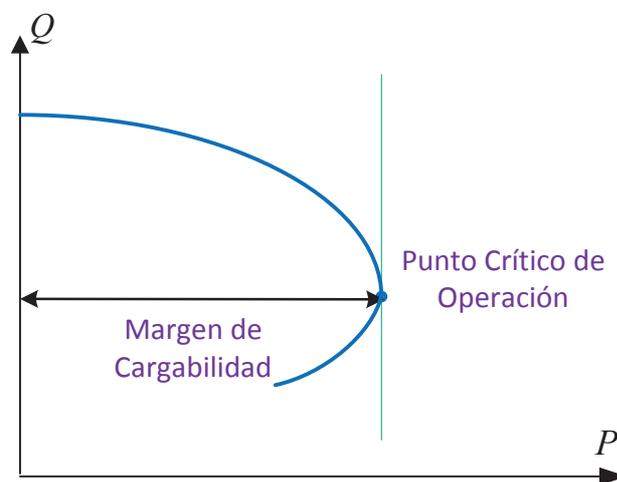


Figura 4-10: Obtención de la Curva P-V

El punto crítico de operación en una curva P-V es aquel en el que presenta una disminución abrupta de voltaje, conocido también como *nariz de la curva* o punto de colapso. La distancia que existe desde el valor inicial de la carga hasta la nariz de la curva, se define como el *margen de cargabilidad*. El margen de cargabilidad de un sistema se lo puede entender como la carga máxima que puede soportar el mismo, antes que se provoque el colapso de voltaje.

- **Curvas V-Q**

Para elaborar las curvas V-Q se sigue el procedimiento que se presenta a continuación [34].

1. Ajustar un caso de flujos de potencia representativo de la condición post-disturbio del sistema. Después de que el caso post-disturbio está establecido no se permiten cambios manuales ni automáticos para la elaboración de las curvas.
2. Identificar la barra más crítica en el sistema para la contingencia seleccionada, que generalmente es la barra más deficiente de potencia reactiva. La barra crítica podría cambiar con la contingencia. Se recomienda entonces analizar varias barras si se determina que pueden existir deficiencias en diversos puntos del sistema a la vez.
3. Colocar un condensador síncrono ficticio en la barra crítica.
4. Variar el voltaje terminal del condensador síncrono en pasos pequeños (0.01 p.u. o menos).
5. Resolver el flujo de potencia.
6. Almacenar el voltaje de la barra (V) y la potencia reactiva de salida del condensador (Q).
7. Repetir los pasos 4 a 6 hasta que se hayan recolectado un número suficiente de puntos.
8. Graficar la curva V-Q para determinar si hay suficiente margen de potencia reactiva.

En la Figura 4-11 se muestra el resultado de una curva V-Q. El punto mínimo de la curva V-Q es el punto crítico, todos los puntos a la izquierda del punto se consideran inestables y los puntos a la derecha se consideran estables. Si el punto crítico se encuentra sobre el eje horizontal, el sistema tiene un déficit de potencia reactiva, y se vuelve necesario una inyección adicional de potencia reactiva para prevenir problemas de estabilidad de voltaje.

Si el punto crítico se encuentra por debajo del eje horizontal, el sistema cuenta con cierto margen de MVA_r. Sin embargo el sistema aún puede ser deficiente de reactivos si el valor de dicho margen no es el deseado tanto en condiciones normales como post-contingencia.

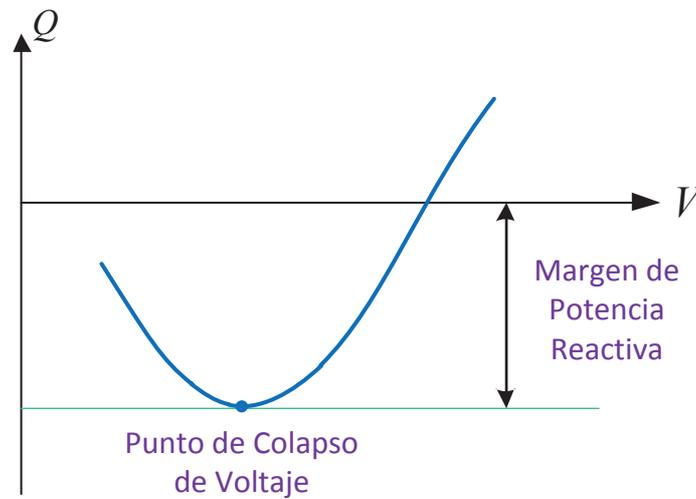


Figura 4-11: Obtención de la Curva V-Q

4.3.2.2 Criterio de Evaluación de la Estabilidad de Voltaje

El criterio de estabilidad de voltaje, define qué porcentaje del margen es considerado suficiente para el sistema en condiciones normales y bajo contingencias. Para el presente trabajo de tesis, se considerará dos criterios para evaluar la estabilidad de voltaje: El primer criterio, aunque parezca obvio, establece que ante la inclusión de un dispositivo FACTS tanto en el margen de cargabilidad, como el margen de potencia reactiva se debe evidenciar mejoría o aumento en sus valores respecto al caso base. El segundo criterio de estabilidad de voltaje establece que tanto el margen de cargabilidad como el margen de potencia reactiva del sistema debe ser mayor o igual a 15% respecto el caso base y todas las contingencias simuladas. Si no se cumple con el criterio de estabilidad definido deberá diseñarse medidas correctivas para mejorar el desempeño del sistema.

4.3.3 Inclusión del Equipo FACTS

4.3.3.1 Selección y Ubicación del FACTS

El tipo de dispositivo que se va a considerar cuando se presentan problemas de voltaje y deficiencia en potencia reactiva, es el FACTS shunt. Como se ha descrito

anteriormente, el SVC y el STATCOM resaltan en esta clasificación. Para el presente trabajo se consideró únicamente la inclusión del SVC.

Para la ubicación del equipo se puede tomar en cuenta criterios como:

- Ubicación en la barra o barras con menor perfil de voltaje.
- Ubicación en la barra o barras con menor compensación de potencia reactiva.
- Ubicación en la barra o barras más débil ante eventos de contingencia.

4.3.3.2 Parámetros y Modelo del FACTS

Para definir las características del FACTS (para efectos del trabajo el SVC) que será modelado en el programa computacional, se debe tener presente los siguientes parámetros:

- Capacidad del TCR: se define la capacidad de MVAR reactivos.
- Capacidad del TSC: se define tanto el número de capacitores así como la capacidad en MVAR de cada uno.
- Pendiente de operación: si se elige el modo de control por voltaje se define la pendiente (entre 3% y 5%) sobre la base de la potencia nominal del SVC (TCR más TSC).

Puesto que el objetivo del presente trabajo es el de estructurar, en forma general, la metodología técnica de evaluación de los efectos de introducir dispositivos FACTS en el SNI, los modelos dinámicos a utilizar son aquellos que emplean sistemas típicos de control presentados en la literatura. El desarrollo de dso modelos típico de control para el SVC se presenta en el Anexo B.

4.3.4 Análisis y Validación de Resultados

Luego de realizar y observar las curvas P-V y V-Q correspondientes al caso de estudio, se puede obtener las conclusiones pertinentes sobre el efecto del SVC en la estabilidad de voltaje. En primera instancia los resultados deben mostrar un aumento del margen de cargabilidad de potencia activa (curvas P-V), como de potencia reactiva (curvas V-Q).

En condiciones normales la operación del SVC se rige estrictamente por la curva de operación. Los parámetros claves para setear adecuadamente son el *set point* y la *pendiente*. Cuando se setea un valor alto set point (por ej: 1,03 pu), la consecuencia de esto es que el SVC ocupa una mayor cantidad de reactivos para regular el voltaje. Es influye en que las demás barras aledañas tendrán una pobre regulación en los perfiles de voltaje. Lo mismo ocurre cuando se setea a la pendiente pero con un valor menor (por ej: 2%). Por tal razón es conveniente armonizar estos dos valores para lograr una adecuada regulación de voltaje.

Los resultados obtenidos deben mostrar una mejor estabilidad en voltaje, especialmente ante las simulaciones de contingencias. Se recomienda hacer un análisis comparativo de varios casos de estudios para tener un criterio adecuado de selección en base a una matriz de resultados.

4.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN EN UN SISTEMA DE 9 BARRAS

Cada uno de los puntos detallados de la metodología se aplica a un sistema de potencia de prueba de 9 barras ampliamente estudiado y documentado en la referencia [29].

4.4.1 Descripción de la Red

El SEP está compuesto por tres generadores y tres grandes cargas, enlazadas a través de líneas de transmisión en forma mallada, tal como se muestra en la Figura 4-12. Se han modificado varios parámetros de los elementos de la red, los cuales se presentan detallados en el Anexo A .

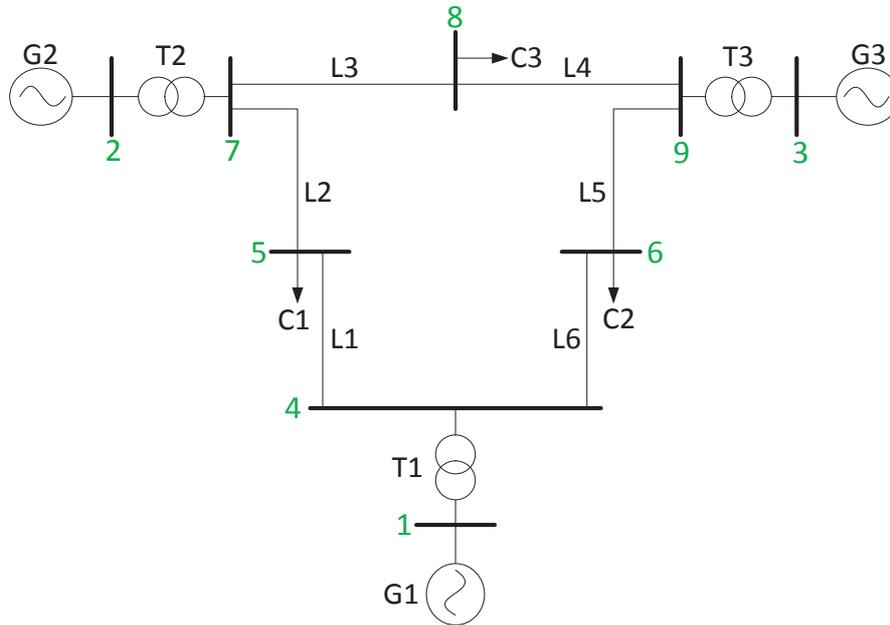


Figura 4-12: Sistema de Potencia de 9 Barras

El generador 1 es la máquina de referencia, la de mayor capacidad y mayor constante de inercia (Anexo A); en cambio, la operación de los generadores 2 y 3 están definidas para un control por voltaje.

4.4.2 Flujos de Potencia

Una vez que se ha configurado la red, con todas las condiciones de generación, carga y disponibilidad de elementos, se efectuó una corrida de flujo de potencia para tal condición. En la Figura 4-13, se muestra los niveles de voltaje de cada una de las barras.

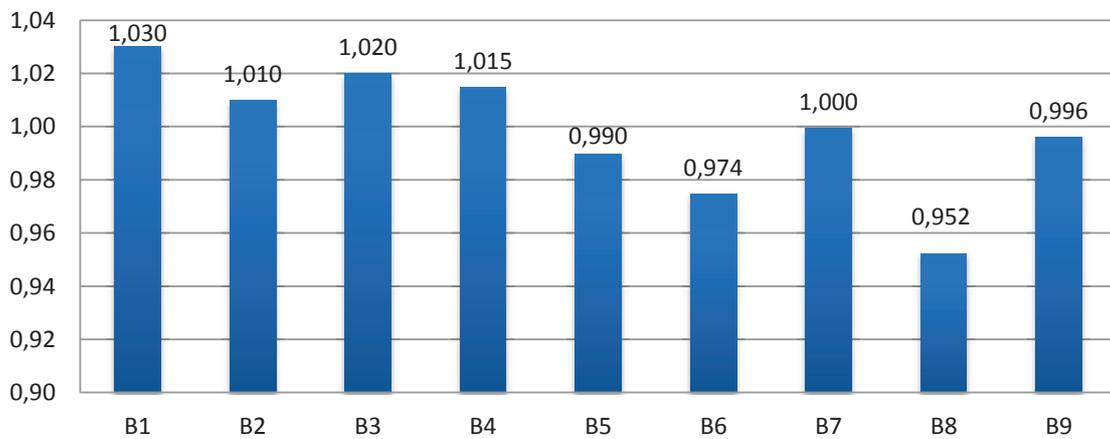


Figura 4-13: Perfiles de Voltaje del SEP de 9 Barras

En la Tabla 4-2 se muestra el resumen de los flujos de potencia, factor de potencia y cargabilidad de las líneas de transmisión, cuyos valores fueron medidos desde el punto de recepción de la línea. El despacho final de los generadores se muestra en la Tabla 4-3.

Tabla 4-2: Flujos de Potencia Activa y Reactiva en el SEP de 9 Barras

Línea	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia	Cargabilidad [%]
L1	75,51	-31,65	0,922	23,44
L2	54,49	-12,35	0,975	15,99
L3	106,10	-29,08	0,964	32,72
L4	53,91	-40,92	0,797	20,13
L5	45,26	-27,77	0,852	15,44
L6	94,74	-37,23	0,931	29,59

Tabla 4-3: Despacho Final de los Generadores del SEP de 9 Barras

Generador	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Voltaje Terminal [pu]	Cargabilidad [%]
G1	171,96	58,41	1,03	33,17
G2	163,00	25,17	1,01	85,90
G3	100,00	44,46	1,02	82,56

De los resultados del análisis de flujos de potencia, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- En el diagrama de la Figura 4-13 se observa que la barra 6 y 8 presentan bajos voltajes. En estas barras se determina el potencial requerimiento de instalar compensación de potencia reactiva. Una alternativa de solución sería mediante la instalación de un dispositivo FACTS en derivación como el SVC. Un SVC en una de estas barras puede ayudar a mejorar el voltaje y aumentar la capacidad de potencia reactiva, liberando carga de las líneas de transmisión.
- Las líneas más cargadas son las líneas 3 y 6, aunque el nivel de carga no supera el 50%; en consecuencia, bajo las condiciones analizadas, no existe congestión en las líneas y la opción de compensación serie debido a congestión en el flujo de potencia no aplica.
- Las líneas 4 y 5 presentan factores de potencia menor a 0,93 en el punto de entrega de potencia a las carga C2 y C3 respectivamente. Esto indica que

existe una cantidad considerable de potencia reactiva fluyendo a través de las mismas, lo que provoca caída de tensión y aumento de pérdidas en las líneas. Un dispositivo en conexión shunt como el SVC puede ayudar a solventar este tipo de problemas.

4.4.3 Elección del Dispositivo FACTS

4.4.3.1 Tipo y Características de SVC

Para atender los problemas en el control de voltaje del SEP de 9 barras, se propone la inclusión de un SVC, con características dadas en la Tabla 4-4. De la gama de configuraciones del SVC que se dispone en la literatura y que fueron descritos en la sección 2.3.1.3, se utilizará el SVC tipo TSC-TCR. La capacidad del TCR es igual a la capacidad de una de las ramas TSC. Para determinar la capacidad total del TSC se busca encontrar la compensación máxima requerida que devuelve un límite superior de voltaje en barra de 1.05 p.u. Con esta consideración se determina una capacidad máxima de 120 MVar a instalarse en la barra 6 y 8.

Tabla 4-4: Parámetros del SVC para el Sistema de 9 Barras

Parámetro	Capacidad TCR [MVar]	Capacidad TSC		Modo de Control	Voltaje de Referencia [pu]	Pendiente [%]
		Número de Capacitores [u]	Q por cada Capacitor [MVar]			
SVC	30	4	-30	Voltaje	1,00	3 (150 MVar)

4.4.3.2 Modelo del SVC en Power Factory

Para el presente estudio se ha empleado el modelo de control del SVC disponible en la librería del DigSilent; en la Figura 4-14 se muestra el *Composite Frame* del sistema de control completo implementado en *Power Factory*.

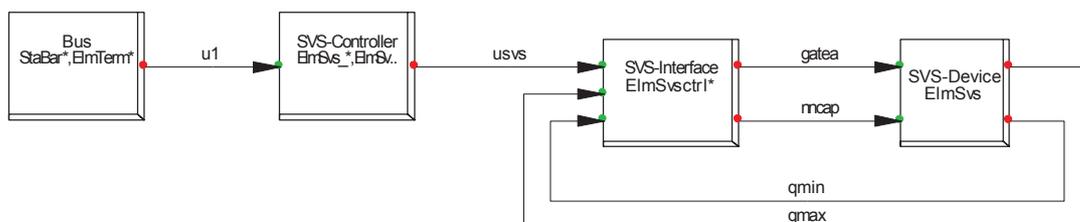
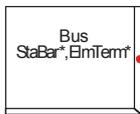


Figura 4-14: Composite Frame del SVC

Donde:



Es el bloque donde se define la barra donde se conectará el SVC y se tomará la medida de voltaje de referencia.



Es el bloque donde se ubica el modelo de control del SVC. Para este estudio se ha seleccionado un modelo con la estructura del modelo Básico 1 detallado en el Anexo B .



Es el bloque de interrelación entre el modelo de control y el dispositivo. Ajusta las variables *gatea* y *mncap* en el dispositivo SVC.



Es el bloque donde se ubica al equipo SVC.

Es necesario aclarar que el grado de detalle de la modelación de los equipos varía significativamente durante cada fase del estudio. Modelos genéricos sencillos son suficientes para las primeras fases, como es el caso, mientras que en etapas superiores se necesitan de modelos con un alto grado de detalle, el cual debe estar acorde con los datos técnicos proporcionados por el fabricante del dispositivo a ser instalado. Una vez configurado e incorporado el dispositivo SVC junto con el modelo de control dentro del SEP de 9 barras, se estableció tres casos de estudio para el análisis.

4.4.4 Caso de Estudio 1: SVC en la Barra 8

La Figura 4-15 muestra la ubicación del SVC dentro del sistema de 9 barras.

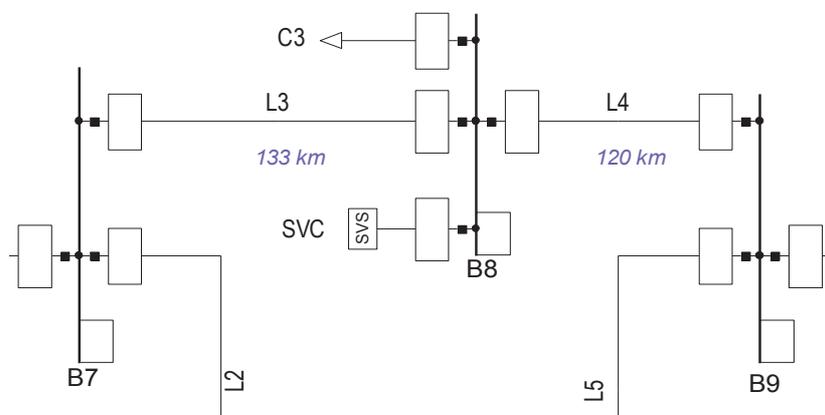


Figura 4-15: Ubicación del SVC en la Barra 8

4.4.4.1 Análisis en Estado Estacionario

Con la inclusión del SVC se realizó un nuevo cálculo de flujo de potencia en donde el SVC ajusta la compensación de potencia reactiva de acuerdo a la curva de operación definida por los parámetros de la Tabla 4-4. En este caso, el SVC se ajustó a **42,84 MVar** capacitivos. En la Tabla 4-5, se compara los valores de los voltajes en las barras de carga con y sin la inclusión del SVC.

Tabla 4-5: Comparación de Voltajes con la Inclusión del SVC en la Barra 8

Barra	Sin SVC [pu]	Con SVC [pu]	Porcentaje de Incremento [%]
B5	0,990	0,996	0,64
B6	0,974	0,983	0,84
B8	0,952	0,991	4,11

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema, inyectando un nuevo valor de potencia reactiva y de esta manera controlando el voltaje hasta el máximo de su capacidad. Las contingencias seleccionadas para el estudio son: Salida de la Línea 6, Salida de la Línea 4 y Salida del Generador 3 (Anexo C). La Tabla 4-6 muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación proporcionada por el equipo.

Tabla 4-6: Ajuste de MVar del SVC ante Contingencias

Contingencia	Voltaje en Barra 8 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
Salida L6	0,983	-82,71
Salida L4	0,985	-75,73
Salida G3	0,987	-66,74

En la Figura 4-16 se puede visualizar los diferentes puntos de operación del SVC en condiciones normales y ante contingencias.

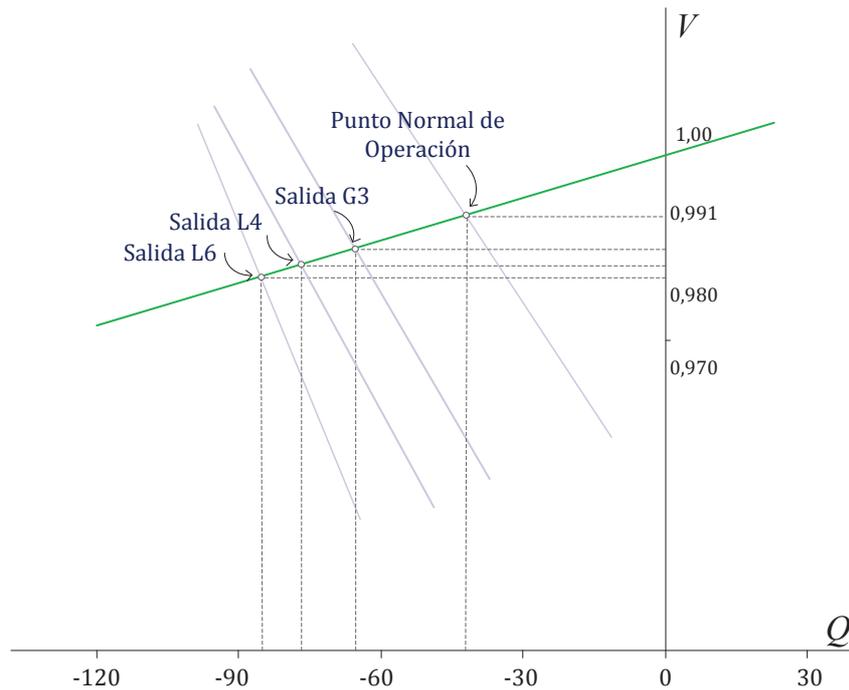


Figura 4-16: Puntos de Operación del SVC en la Curva de Operación

4.4.4.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Para el análisis de la estabilidad de voltaje se sigue el procedimiento propuesto en la sección 4.3. Debido a la simplicidad del SEP no se establecen zonas de estudio. La selección de contingencias está basada en el análisis previo mostrado en el Anexo C, donde se determinó que las contingencias más graves en el sistema son: Salida de la Línea 6, Salida de la Línea 4 y Salida del Generador 3. Sobre la base de estas consideraciones preliminares se procedió a realizar el estudio de estabilidad estático de voltaje.

- Condiciones Normales

La Figura 4-17 muestra, en condiciones estables, las curvas P-V pertenecientes a las barras de carga obtenidas del software *Power Factory*. Se puede apreciar que el punto de colapso se produce cuando la cargabilidad alcanza **763,2 MW**, es decir presenta un margen de cargabilidad de **333,2 MW**.

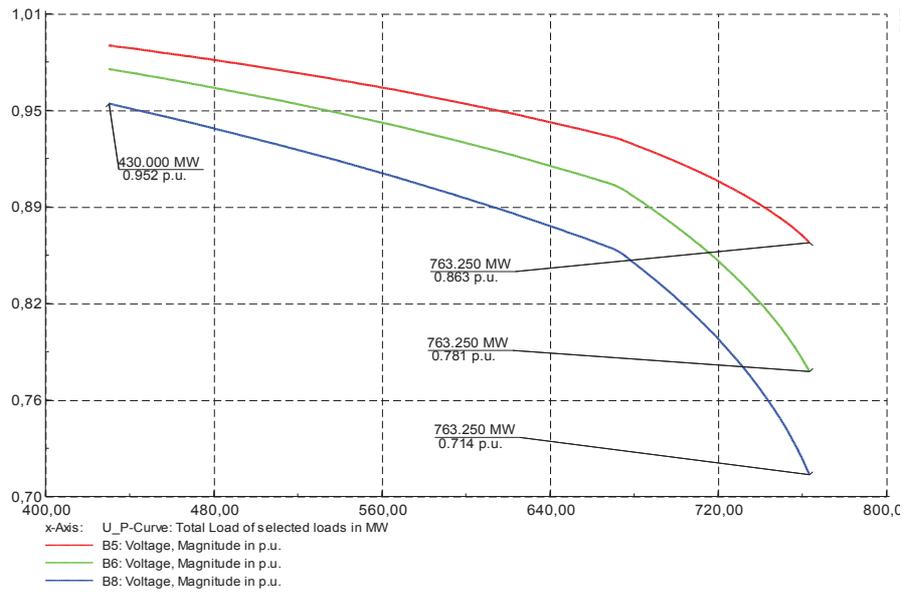


Figura 4-17: Curvas P-V – Condiciones Normales – Sin SVC

Las correspondientes curvas V-Q, para el caso base, se muestran en la Figura 4-18. La barra 8 posee el menor margen de potencia reactiva con **171,6 MVar** y es la que impone el margen de estabilidad del sistema.

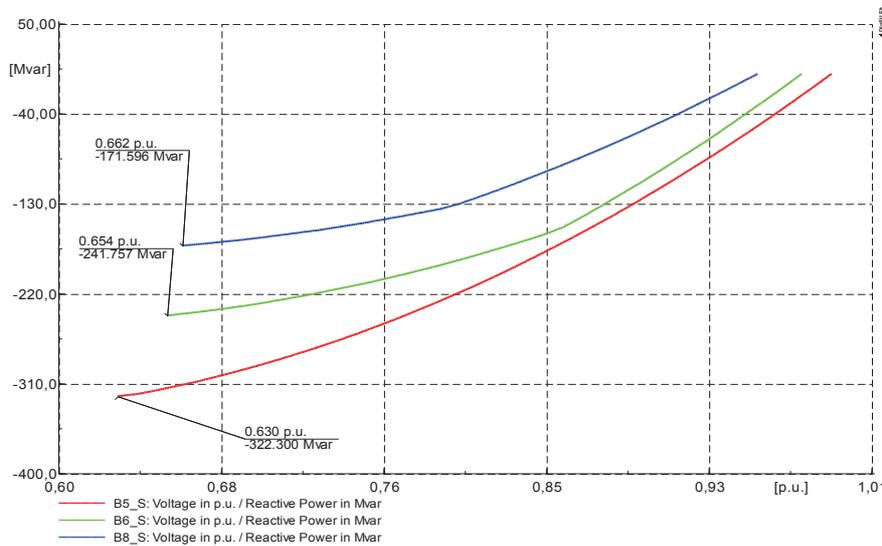


Figura 4-18: Curvas V-Q – Condiciones Normales – Sin SVC

Con la inclusión del SVC se puede observar, en la curva P-V de la Figura 4-19, que el margen de cargabilidad ahora es de **410,2 MW**. Mientras tanto que en la Figura 4-20, para la barra 8, el margen de potencia reactiva aumenta hasta **191,6 MVar**.

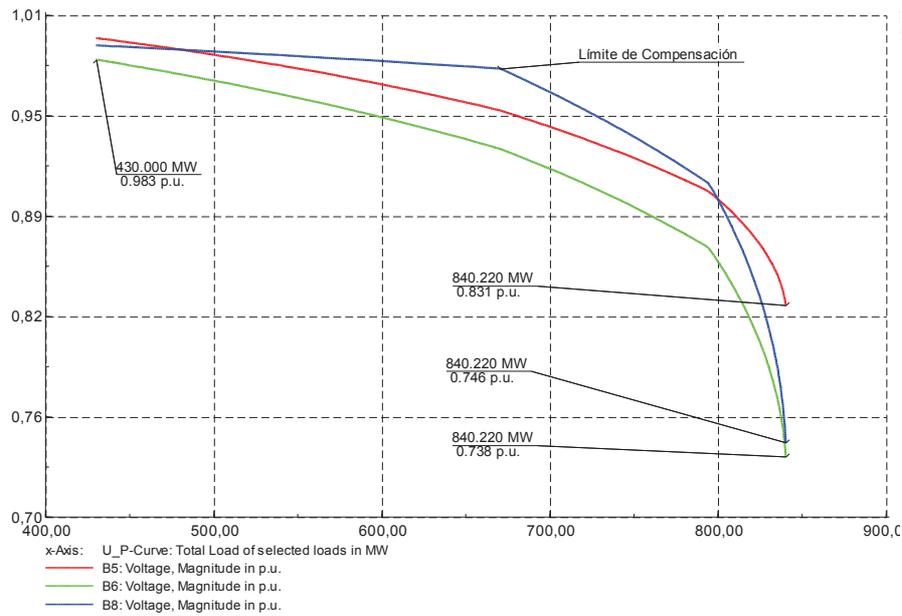


Figura 4-19: Curvas P-V – Condiciones Normales – con SVC en Barra 8

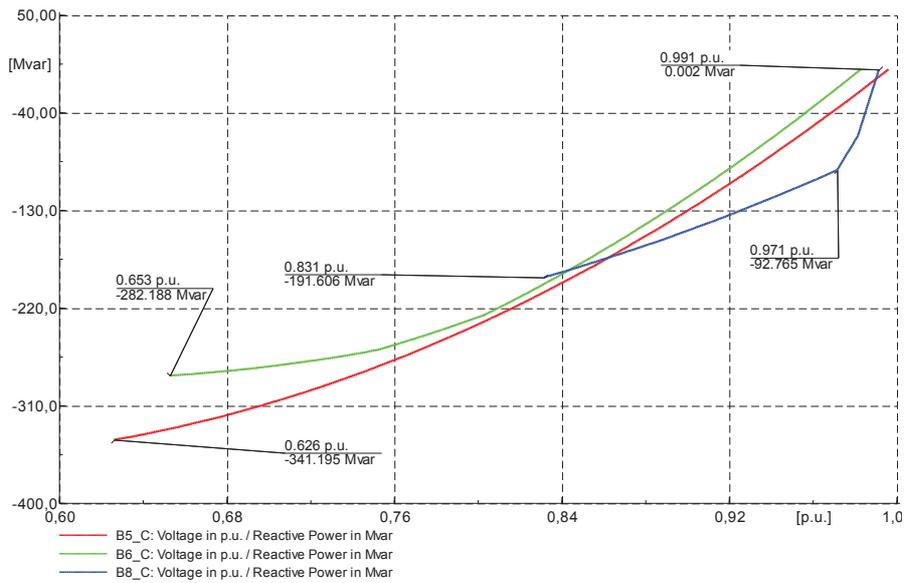


Figura 4-20: Curvas V-Q – Condiciones Normales – con SVC en la Barra 8

En la Tabla 4-7, se presenta un resumen de resultados, en donde se destaca el porcentaje de incremento de los márgenes en las curvas P-V y V-Q.

Tabla 4-7: Resumen de Resultados – Condiciones Normales para el Caso de Estudio 1

Margen	Sin SVC	Con SVC's	Porcentaje de Incremento [%]
Margen de Cargabilidad	333,2 [MW]	410,2 [MW]	23,1%
Margen de Potencia Reactiva	171,6 [MVar]	191,6 [MVar]	11,7%

• *Análisis con Contingencias*

Para las contingencias definidas se presenta las curvas P-V correspondientes en donde se determina que la salida de L6 provoca la mayor reducción del margen de cargabilidad para el sistema, tal como se muestra en la Figura 4-21. Con el ingreso del SVC en la barra 8 se espera que mejore este margen.

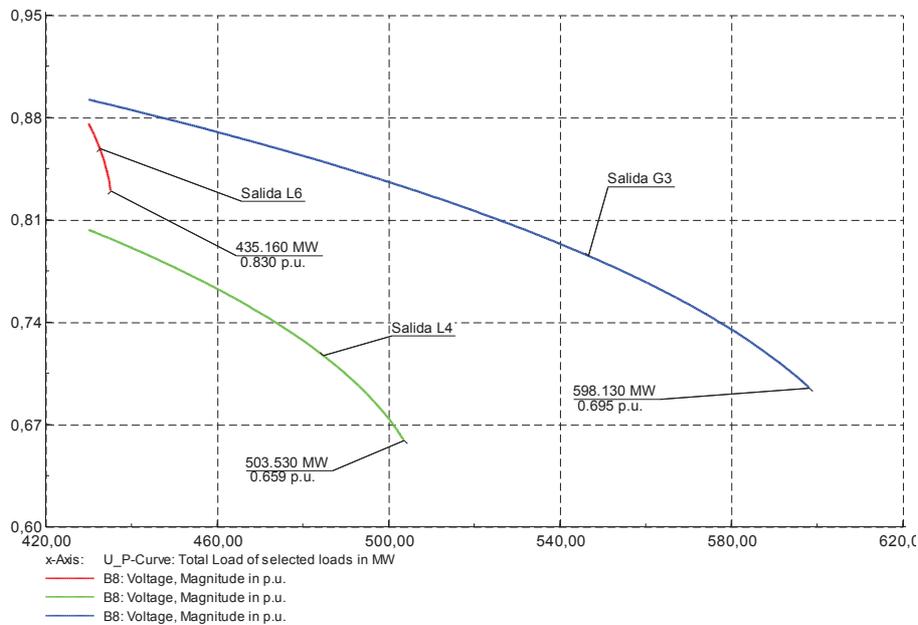


Figura 4-21: Curvas P-V ante Contingencias – Sin SVC

La Tabla 4-8 muestra el resumen de los resultados obtenidos con la inclusión del SVC y los MW de aumento de la cargabilidad del sistema.

Tabla 4-8: Margen y Porcentaje de Aumento del Margen P-V ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MW]	Con SVC [MW]	Aumento [MW]
Salida L6	5,1	83,9	78,8
Salida L4	73,5	188,3	114,8
Salida G3	168,1	244,2	76,1

Como se puede notar el aporte del SVC en la barra 8 provoca un aumento de **78,8 MW** en el margen de cargabilidad para la contingencia de L6 (Ver Figura 4-22), mientras que el mayor aumento se presenta cuando ocurre la contingencia de la salida de L4 con un **114,8 MW** (Ver Figura 4-23).

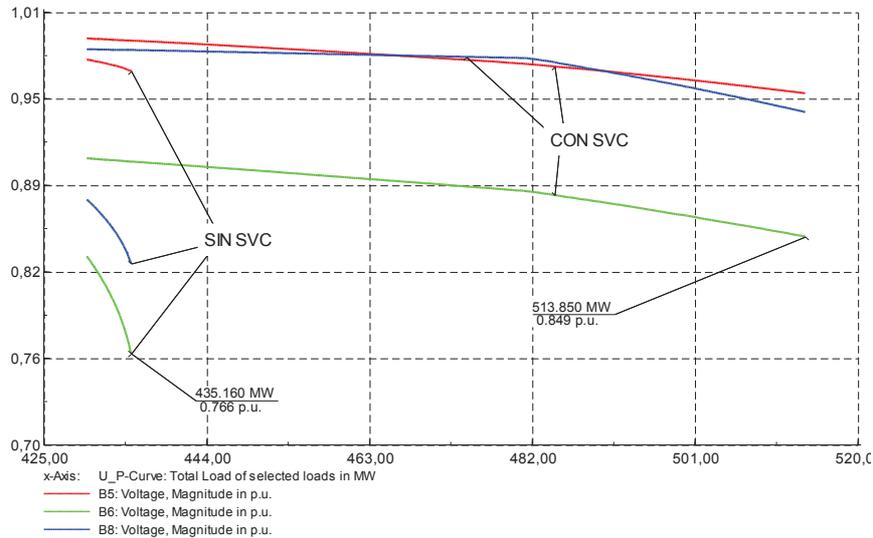


Figura 4-22: Curvas P-V para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

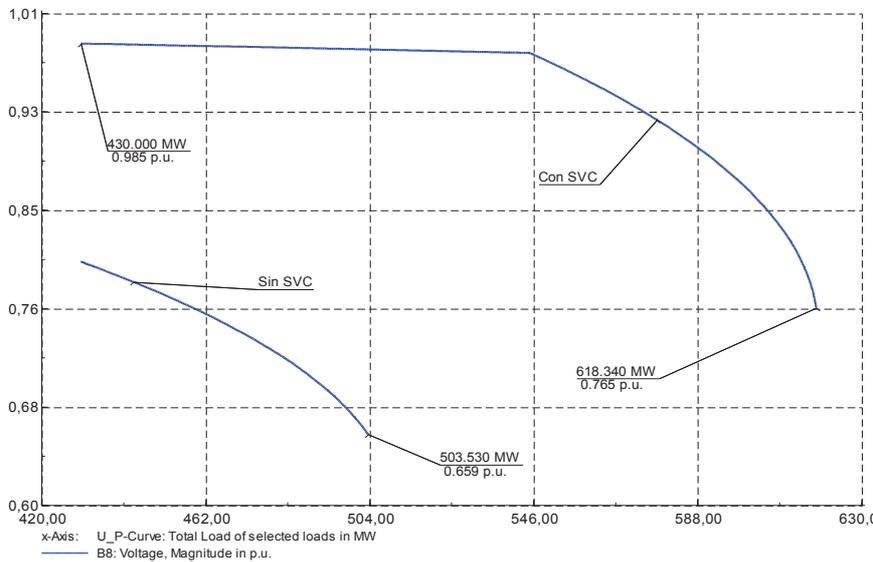


Figura 4-23: Curvas P-V para la Contingencia L4 – Con y Sin SVC

En cuanto al desarrollo de las curvas V-Q ante contingencias, la Tabla 4-9 muestra el resumen de los márgenes de potencia reactiva con y sin SVC, en donde se determina que la salida de L6 origina en el sistema un margen de seguridad muy bajo de solo **3,8 MVar** y advierte un estado operativo muy

cercano al colapso de voltaje. Con el SVC operando este margen aumenta a **56,5 MVar** tal como se observa en la Figura 4-24.

Tabla 4-9: Margen de Potencia Reactiva y Aumento ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MVar]	Con SVC [MVar]	Aumento [MVar]
Salida L6	3,8	56,5	52,7
Salida L4	32,9	77,2	44,3
Salida G3	98,7	122,1	23,4

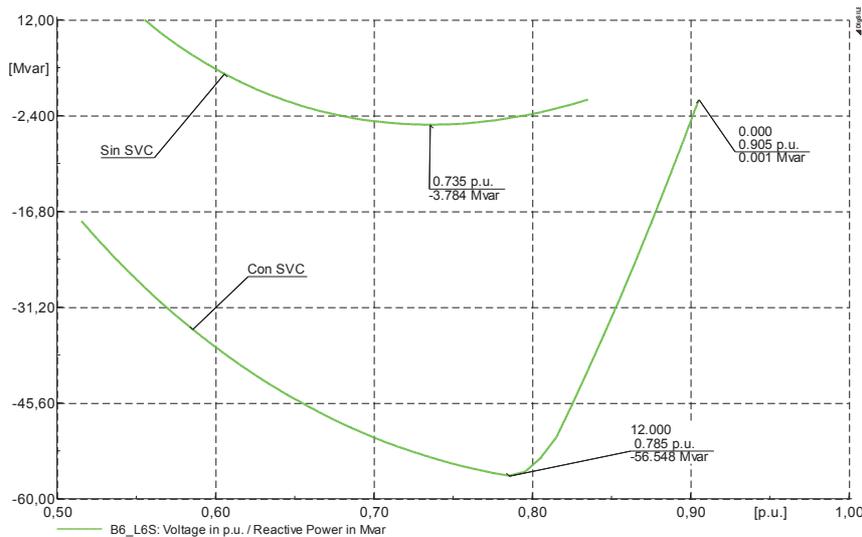


Figura 4-24: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

En la Figura 4-25, se observa los márgenes de potencia reactiva para las barras de carga ante la salida de L6 con la inclusión del SVC.

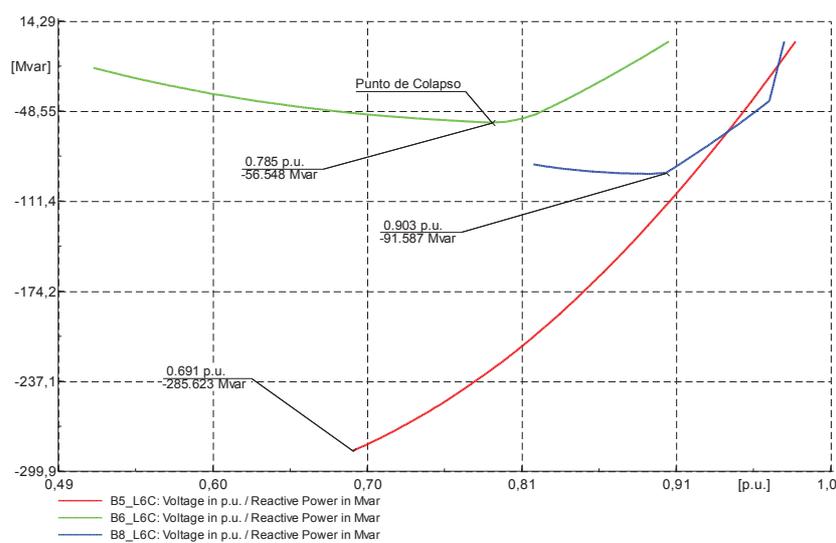


Figura 4-25: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Todas las Barras – Con SVC

Para el caso particular de la barra 8 y barra 6 (barras más debiles), la salida de la L6 provoca una considerable disminución del margen de potencia reactiva. La Tabla 4-10 muestra los nuevos margenes que se obtiene con el SVC en operación, margenes que se observan en la Figura 4-26.

Tabla 4-10: Margen de Potencia Reactiva para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC – Caso de Estudio 1

Barra	Sin SVC [MVar]	Con SVC [MVar]	Aumento [MVar]
Barra 6	3,8	56,5	52,7
Barra 8	6,4	92,4	86,0

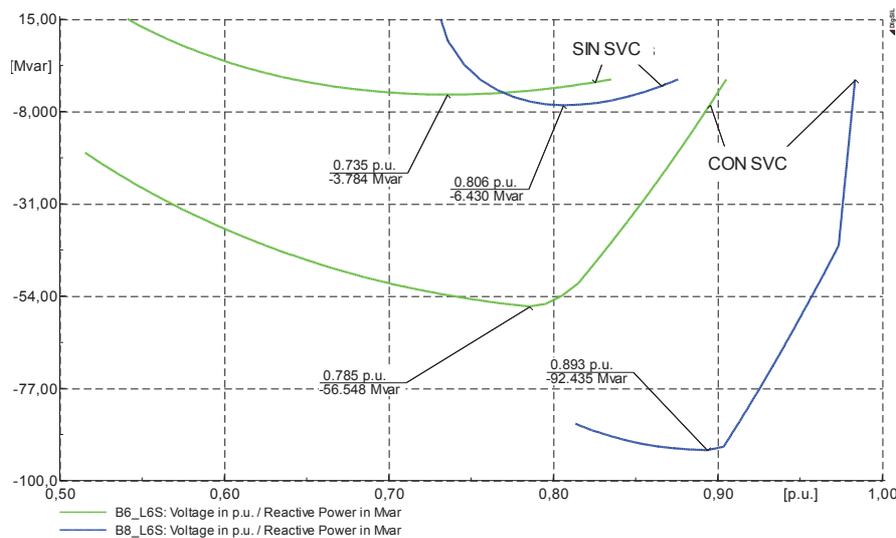


Figura 4-26: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Barra 6 Y 8 – Con y Sin SVC

Hasta este punto del estudio, bajo las condiciones definidas y en las barras analizadas, se concluye que el SVC mejora la cargabilidad del sistema, así como el margen de potencia reactiva, en condiciones normales y bajo contingencias, es decir el sistema presenta un balance positivo en la estabilidad de voltaje.

4.4.5 Caso de Estudio 2: SVC en la Barra 6

La Figura 4-27 muestra la ubicación del SVC dentro del sistema de 9 barras.

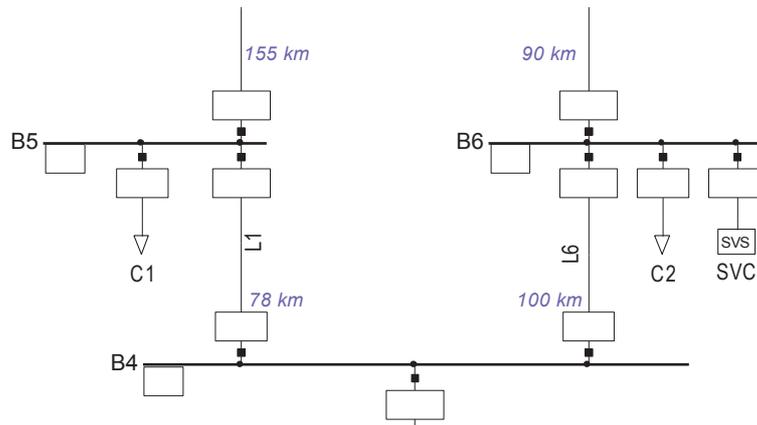


Figura 4-27: SVC en la Barra 6

4.4.5.1 Análisis en Estado Estacionario

En este nuevo escenario planteado se realiza un nuevo cálculo de flujo de potencia en donde el SVC ajusta la compensación de potencia reactiva de acuerdo a la curva de operación definida por los parámetros de la Tabla 4-4. En este caso, el SVC se ajustó a **29,48 MVar** capacitivos. En la Tabla 4-11, se compara los valores de los voltajes en las barras de carga con y sin el SVC.

Tabla 4-11: Comparación de Voltajes con la Inclusión del SVC en la Barra 6

Barra	Sin SVC [pu]	Con SVC [pu]	Porcentaje de Incremento [%]
B5	0,990	0,994	0,44%
B6	0,974	0,994	1,98%
B8	0,952	0,958	0,60%

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema. La Tabla 4-12 muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación del SVC.

Tabla 4-12: Ajuste de MVar del SVC en la Barra 6 ante Contingencias

Contingencia	Voltaje en Barra 6 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
Salida L6	0,985	-74,37
Salida L4	0,995	-24,30
Salida G3	0,987	-63,67

En la Figura 4-28 se puede visualizar los diferentes puntos de operación del SVC en condiciones normales y ante contingencias.

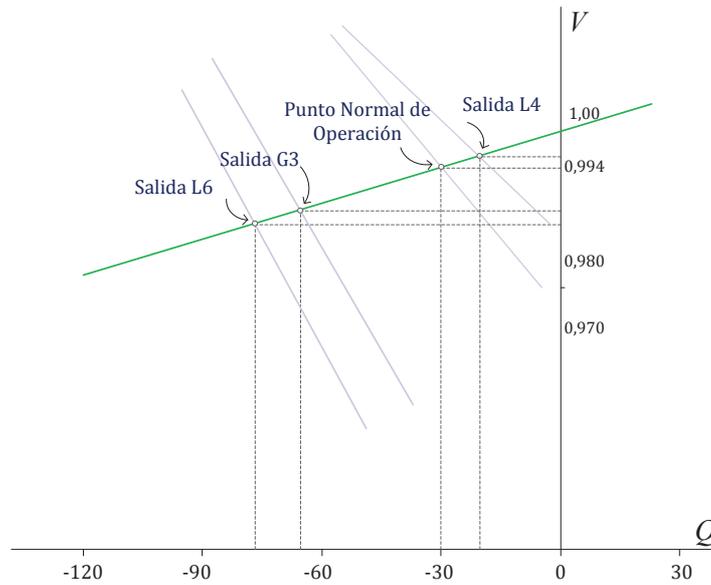


Figura 4-28: Puntos de Operación del SVC en la Curva de Operación

4.4.5.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

- Condiciones Normales

Con la inclusión del SVC en la barra 6 se puede observar, en la curva P-V de la Figura 4-29, que el margen de cargabilidad es de **393,4 MW**. Mientras tanto que en la Figura 4-30, para la barra 8, el margen de potencia reactiva aumenta hasta **204,6 MVar**, respecto al caso base inicial (Figura 4-17, Figura 4-18).

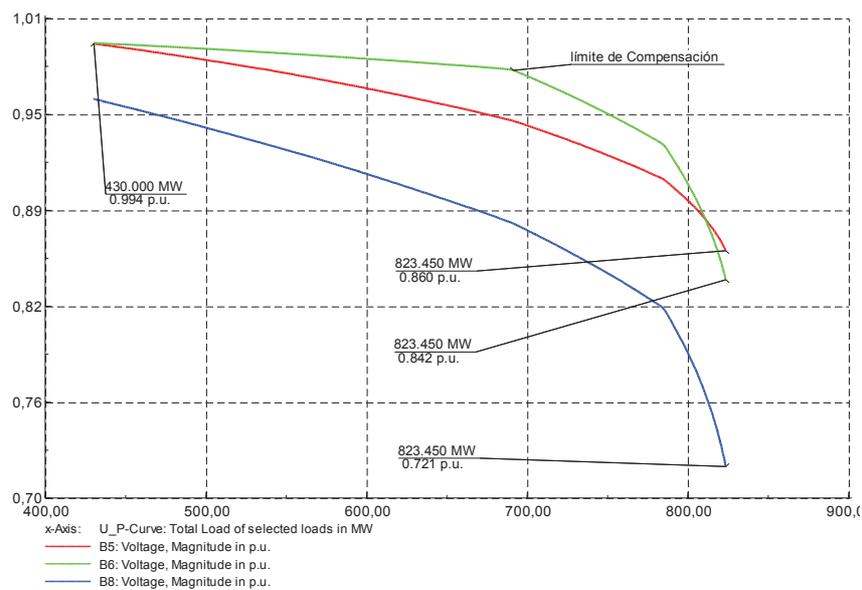


Figura 4-29: Curvas P-V – Condiciones Normales – con SVC en Barra 6

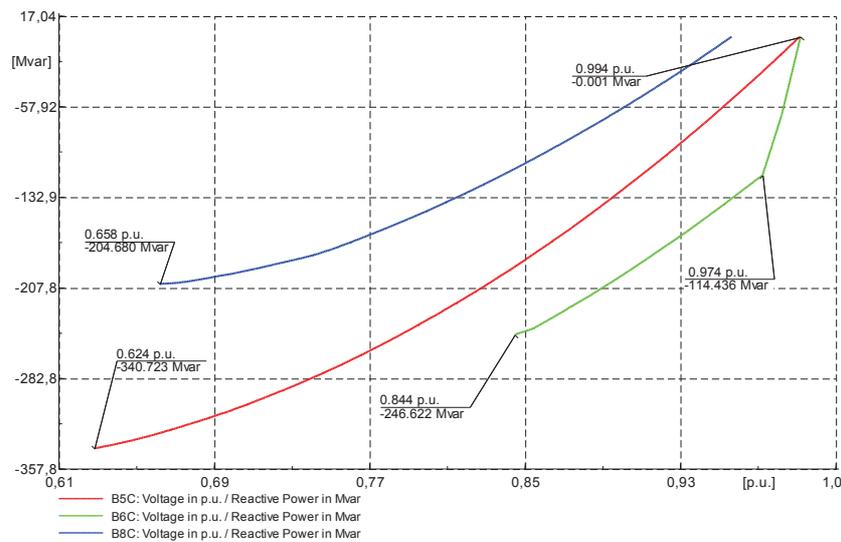


Figura 4-30: Curvas V-Q – Condiciones Normales – con SVC en la Barra 6

En la Tabla 4-13, se presenta un resumen de resultados, en donde se indica el porcentaje de incremento de los márgenes en las curvas P-V y V-Q.

Tabla 4-13: Resumen de Resultados – Condiciones Normales para el Caso de Estudio 2

Margen	Sin SVC	Con SVC's	Porcentaje de Incremento [%]
Margen de Cargabilidad	333,2 [MW]	393,4 [MW]	18,1%
Margen de Potencia Reactiva	171,6 [MVAr]	204,6 [MVAr]	19,2%

- *Análisis con Contingencias*

Para las contingencias definidas se presenta las curvas P-V correspondientes con y sin la inclusión del SVC en la barra 6. La Tabla 4-14 muestra el resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 4-14: Margen y Porcentaje de Aumento para el Escenario 2 ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MW]	Con SVC [MW]	Aumento [MW]
Salida L6	5,1	106,2	101,1
Salida L4	73,5	75,2	1,7
Salida G3	168,1	230,1	62,0

Como se puede notar el aporte del SVC en la barra 6 provoca un aumento del **101,1 MVAr** en el margen de cargabilidad para la contingencia de L6 (Ver Figura 4-31), y además determina el mayor porcentaje de aumento. Es

interesante notar que para la contingencia L4 el margen de aumento no es significativo con apenas **1,7 MVar**.

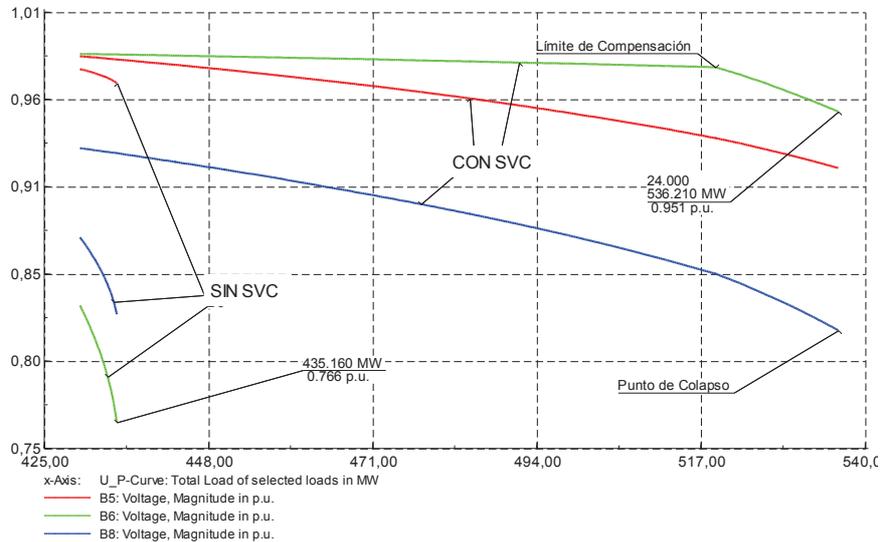


Figura 4-31: Curvas P-V para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

En cuanto al desarrollo de las curvas V-Q ante contingencias, la Tabla 4-15 muestra el resumen de los márgenes de potencia reactiva con y sin SVC, en donde se determina que la salida de L6 origina en el sistema un margen de seguridad muy bajo de solo **3,8 MVar** y advierte un estado operativo muy cercano al colapso de voltaje. Con el SVC operando en la barra 6 este margen ahora es **87,5 MVar**, aumentando respecto al escenario 1. Nuevamente se aprecia que el aumento del margen de potencia reactiva para la contingencia L4 no es notable con apenas un **0,8 MVar**.

Tabla 4-15: Margen y Porcentaje de Aumento del Margen V-Q ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MVar]	Con SVC [MVar]	Aumento [MVar]
Salida L6	3,8	87,5	83,7
Salida L4	32,9	33,7	0,8
Salida G3	98,7	128,7	30,0

La Figura 4-32 muestra las curvas V-Q para la contingencia L6 y se observa que el margen de la barra 5 establece el margen de estabilidad de sistema.

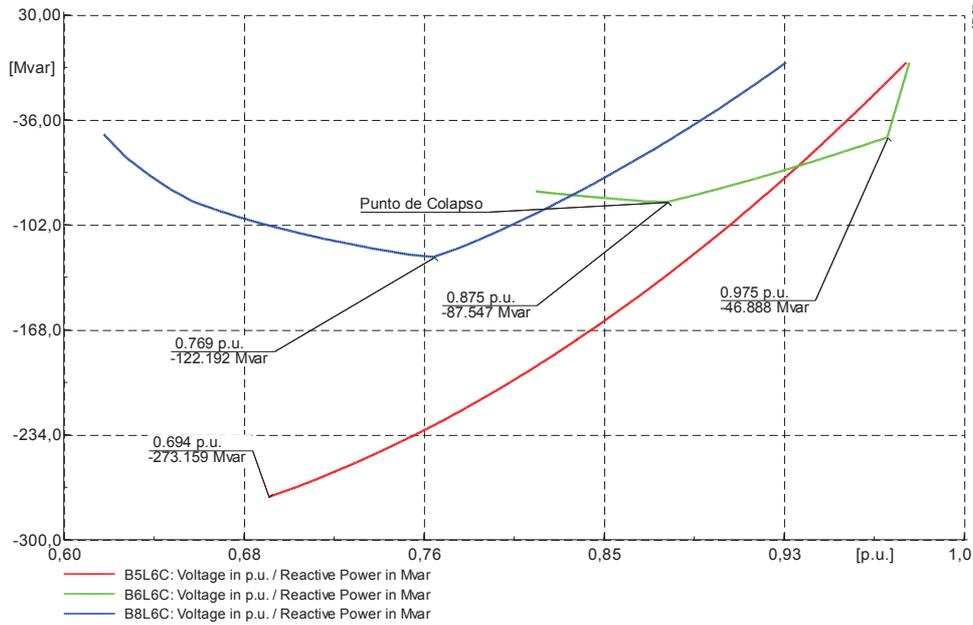


Figura 4-32: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

Para el caso particular de la barra 8 y barra 6 (barras más debiles), la salida de la L6 provoca una considerable disminución del margen de potencia reactiva. La Tabla 4-16 muestra los nuevos margenes que se obtiene con el SVC en operación y se observa en la Figura 4-33.

Tabla 4-16: Margen de Potencia Reactiva para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

Contingencia	Sin SVC [MVar]	Con SVC [MVar]	Aumento [MVar]
Barra 6	3,8	87,5	83,7
Barra 8	6,4	122,2	115,8

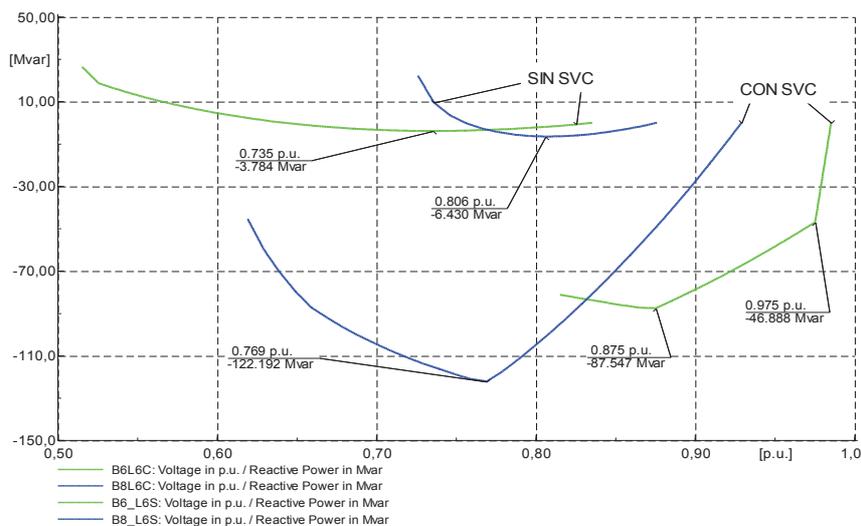


Figura 4-33: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Barra 8 y 6 – Con y Sin SVC

4.4.6 Caso de Estudio 3: SVC en la Barra 8 y en la Barra 6

Se plantea un tercer caso de estudio con la incorporación de 2 SVC's de las mismas características para evaluar el desempeño técnico dentro del sistema de 9 barras. La Figura 4-34 muestra la ubicación de los FACTS dentro de la red.

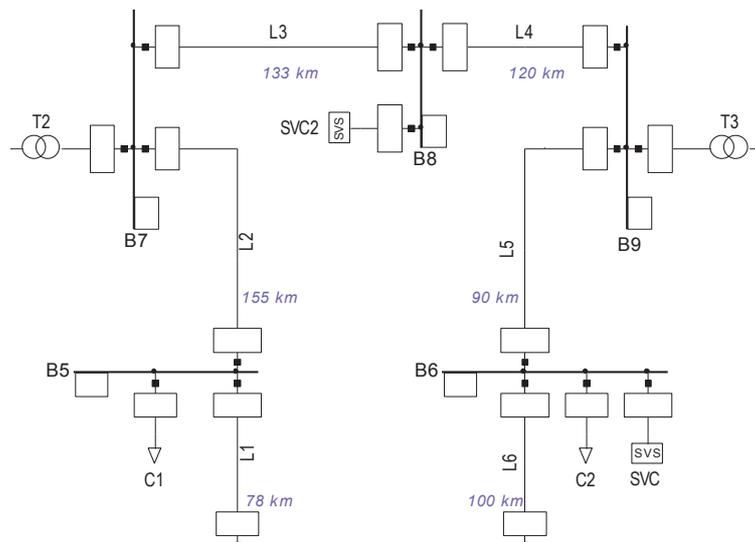


Figura 4-34: SVC en la Barra 8 y Barra 6

4.4.6.1 Análisis en Estado Estacionario

Se realiza un nuevo cálculo de flujo de potencia en donde cada SVC ajusta la compensación de potencia reactiva de acuerdo a su curva de operación definida por los parámetros de la Tabla 4-4. En la Tabla 4-17, se compara los valores de los voltajes en las barras de carga con y sin el SVC. El SVC de la barra 8 se ajustó a **38,3 MVar** y el SVC de la barra 6 a **20,8 MVar**.

Tabla 4-17: Comparación de Voltajes con la Inclusión de los SVC's en la Barra 8 y 6

Barra	Sin SVC [pu]	Con SVC's [pu]	Porcentaje de Incremento [%]
B5	0,990	0,998	0,81%
B6	0,974	0,996	2,21%
B8	0,952	0,992	4,17%

En condiciones de contingencia, el punto de operación de los SVC's se desplaza conforme a la nueva característica del sistema. La Tabla 4-18 muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación respectiva.

Tabla 4-18: Ajuste de MVar del SVC en la Barra 6 y 8 ante Contingencias

Contingencia	Voltaje en Barra 8 [pu]	Voltaje en Barra 6 [pu]	Compensación de SVC en B8 [MVar]	Compensación de SVC en B6 [MVar]
Salida L6	0,987	0,988	-62,66	-58,89
Salida L4	0,985	0,996	-75,31	-19,58
Salida G3	0,990	0,992	-51,59	-38,52

En la Figura 4-35 y Figura 4-36 se puede ver los diferentes puntos de operación de los SVC's instalados en el SEP, en condiciones normales y ante contingencias.

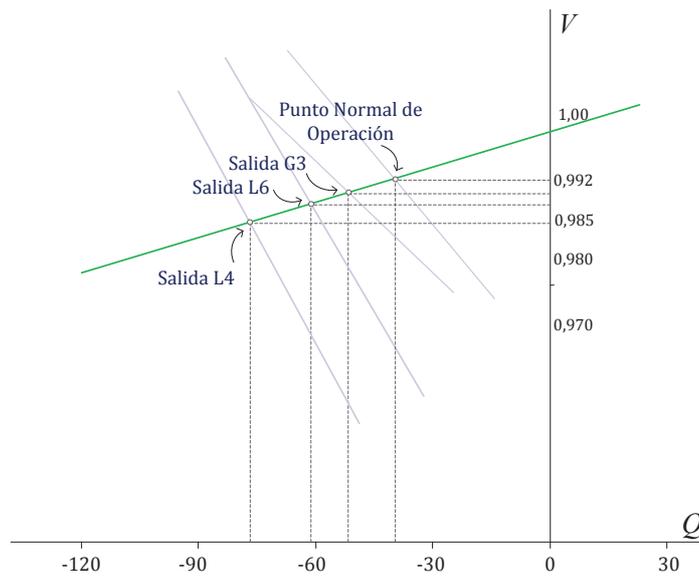


Figura 4-35: Puntos de Operación del SVC en Barra 8 en la Curva de Operación

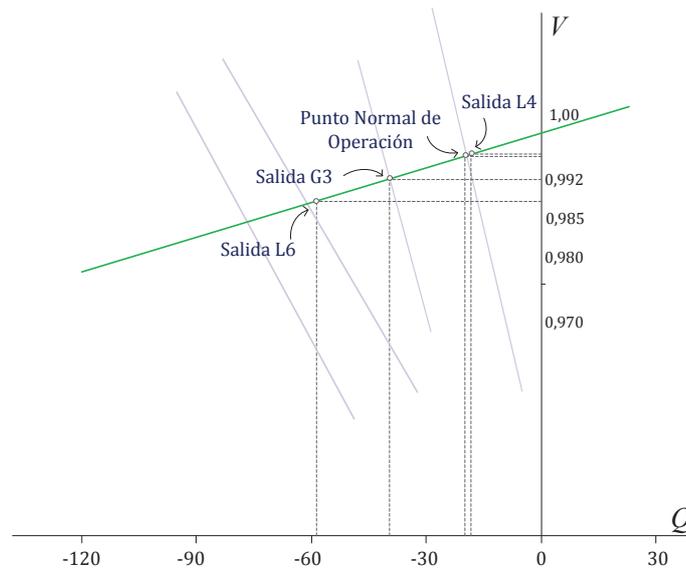


Figura 4-36: Puntos de Operación del SVC en Barra 6 en la Curva de Operación

4.4.6.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

- Condiciones Normales

Con la inclusión de los SVC's se puede observar, en la curva P-V de la Figura 4-37, que el margen de cargabilidad para este caso es de **466,98 MW**. Mientras tanto que en la Figura 4-38, el margen de potencia reactiva aumenta hasta **202 MVar**, respecto al caso base inicial (Figura 4-17, Figura 4-18).

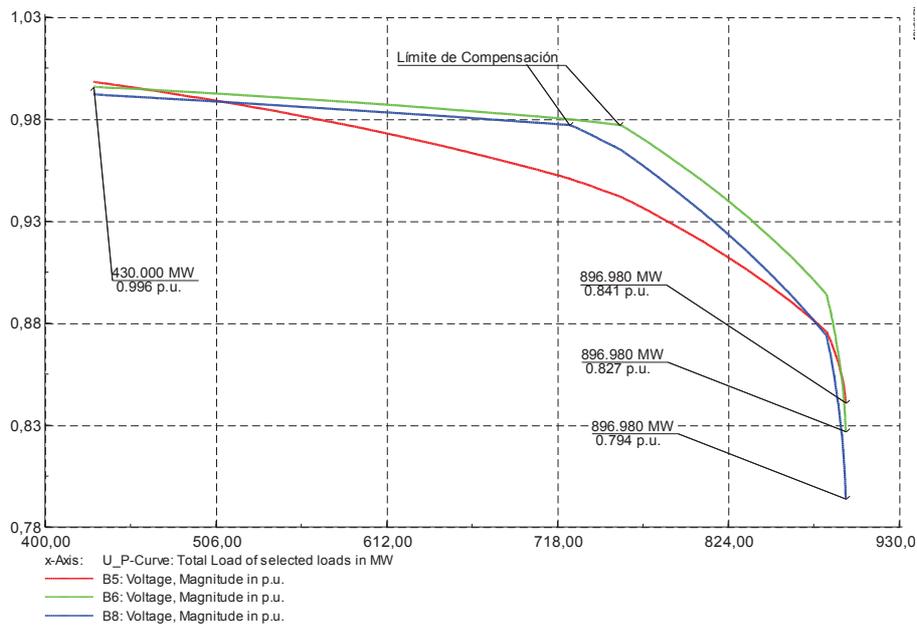


Figura 4-37: Curvas P-V – Condiciones Normales – con SVC en Barra 8 y 6

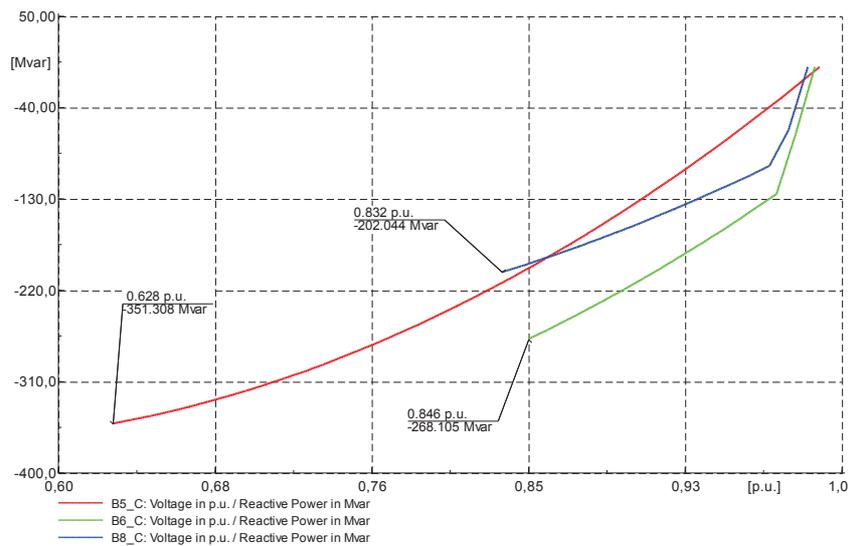


Figura 4-38: Curvas V-Q – Condiciones Normales – con SVC en la Barra 8 y 6

En la Tabla 4-19, se presenta un resumen de resultados, en donde se indica el porcentaje de incremento de los márgenes en las curvas P-V y V-Q.

Tabla 4-19: Resumen de Resultados – Condiciones Normales para el Caso de Estudio 3

Margen	Sin SVC	Con SVC's	Porcentaje de Incremento [%]
Margen de Cargabilidad	333,2 [MW]	466,9 [MW]	40,1%
Margen de Potencia Reactiva	171,6 [MVA _r]	202,0 [MVA _r]	17,7%

- *Análisis con Contingencias*

Para las contingencias definidas se presenta las curvas P-V correspondientes con y sin la inclusión de los SVC's. La Tabla 4-20 muestra el resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 4-20: Margen y Porcentaje de Aumento para el Escenario 3 ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MW]	Con SVC's [MW]	Aumento [MW]
Salida L6	5,1	163,8	158,7
Salida L4	73,5	191,7	118,2
Salida G3	168,1	300,5	132,4

En comparación con los dos escenarios anteriores, es evidente y predecible que el aporte de los dos SVC's, en el margen de cargabilidad, sea notablemente mayor. Para el caso de la contingencia L6 en la Figura 4-39 se puede observar el resultado con y sin SVC's.

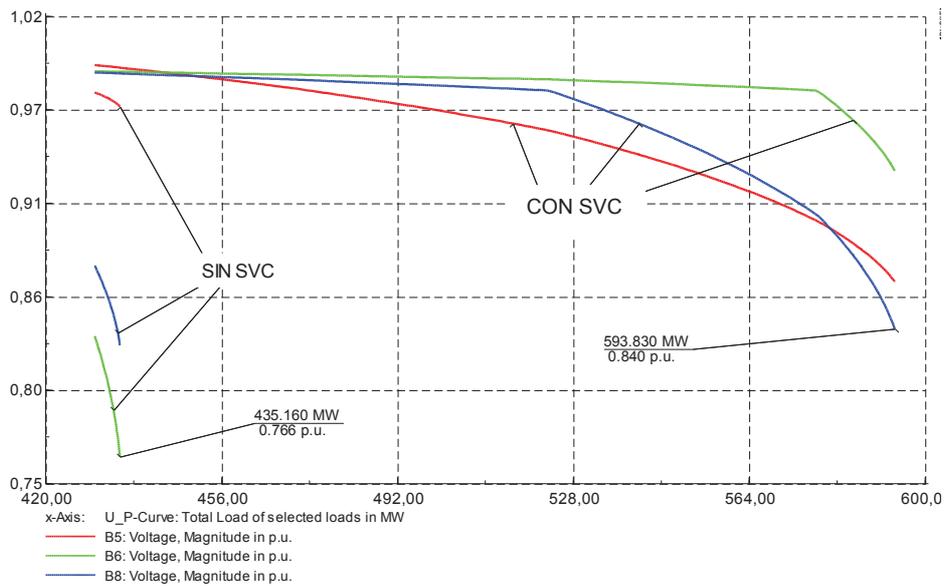


Figura 4-39: Curvas P-V para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC – Escenario 3

En cuanto al desarrollo de las curvas V-Q ante contingencias, la Tabla 4-21 muestra el resumen de los márgenes de potencia reactiva con y sin SVC's, en donde se aprecia que la salida de L6 origina, en el sistema, un margen de seguridad muy bajo de solo **3,8 MVar** y advierte un estado operativo muy cercano al colapso de voltaje. Con los SVC's operando este margen ahora es **129,6 MVar**, aumentando respecto al escenario 1 y 2.

Tabla 4-21: Margen y Porcentaje de Aumento del Margen V-Q ante Contingencias

Contingencia	Sin SVC [MVar]	Con SVC's [MVar]	Aumento [MVar]
Salida L6	3,8	129,6	125,8
Salida L4	32,9	77,6	44,7
Salida G3	98,7	165,6	66,9

La Figura 4-40 muestra las curvas V-Q para la contingencia G1 y se observa que el margen de la barra 5 establece el margen de estabilidad de sistema.

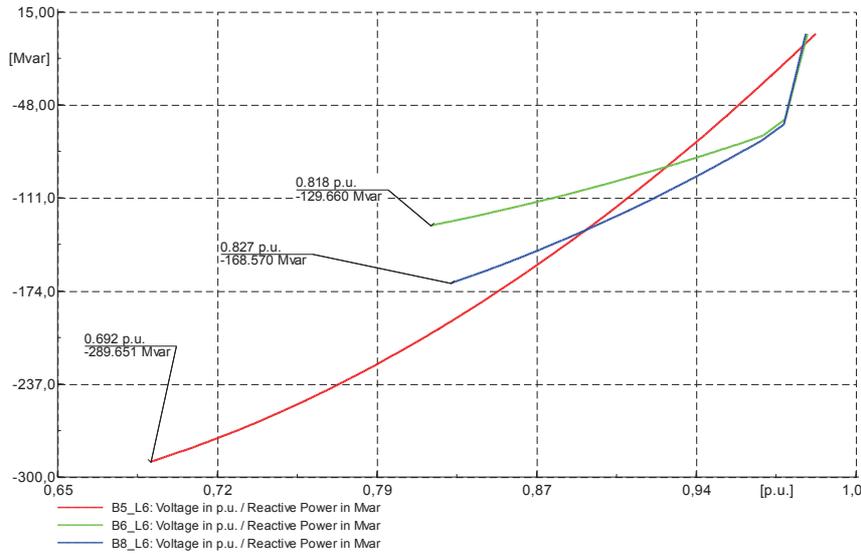


Figura 4-40: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Con SVC's – Escenario 3

Para el caso particular de la barra 8 y barra 6 (barras más debiles), la salida de la L6 provoca una considerable disminución del margen de potencia reactiva. La Tabla 4-22 muestra los nuevos márgenes que se obtiene con los SVC's en operación y se observa graficamente en la Figura 4-41.

Tabla 4-22: Margen de Potencia Reactiva para la Contingencia L6 – Con y Sin SVC

Barra	Sin SVC [MVar]	Con SVC's [MVar]	Aumento [MVar]
Barra 6	3,8	129,6	125,8
Barra 8	6,4	168,6	162,2

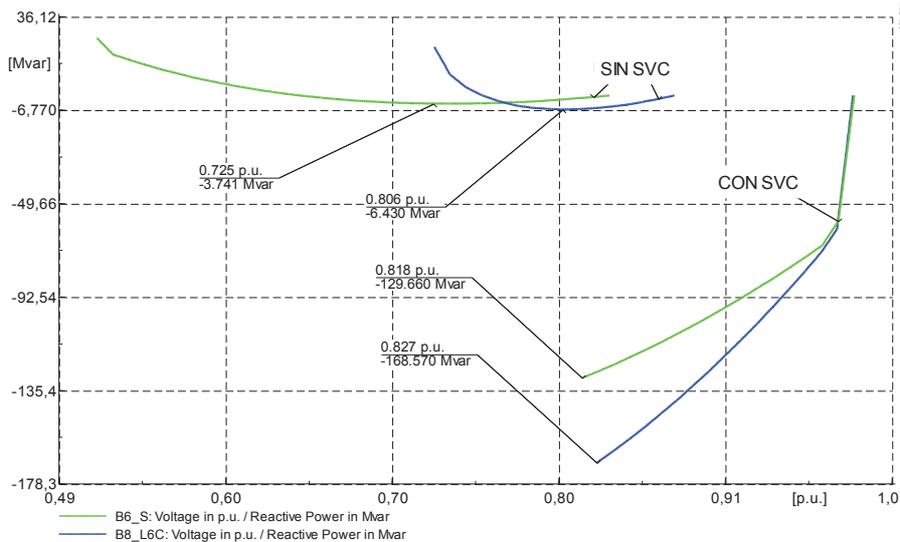


Figura 4-41: Curvas V-Q para la Contingencia L6 – Barra 8 y 6 – Con y Sin SVC

Bajo las condiciones definidas y en las barras analizadas, se concluye los SVC instalados en la barra 8 y 6 mejoran la cargabilidad del sistema, así como el margen de potencia reactiva, en condiciones normales y bajo contingencias, siendo el escenario que mejor desempeño técnico otorga al sistema respecto a los escenarios 1 y 2.

4.4.7 Resumen de Resultados

La Tabla 4-23 expone un resumen de los resultados del análisis para las tres alternativas de inclusión del SVC en el SEP de 9 barras estudiadas.

Tabla 4-23: Análisis de Resultados del Sistema de 9 Barras con FACTS

Parámetro	SVC en Barra 8	SVC en Barra 6	SVC en Barra 8 y 6
Voltajes	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 4,11% (0,991 pu).	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 1,98% (0,994 pu).	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 4,17% (0,998 pu).
Compensación del SVC	En condiciones normales el SVC alcanza 42,84 MVar.	En condiciones normales el SVC alcanza 29,48 MVar.	En condiciones normales el SVC de la barra 8 si fija en 38,3 MVar y el SVC de la barra 6 en 20,8 MVar.
	Ante contingencias el máximo aporte del SVC se da en salida de L6 con 82,71 MVar.	Ante contingencias el máximo aporte del SVC se da en salida de L6 con 74,37 MVar.	Ante contingencias el aporte de los SVC's para la salida de L4 es de 62,66 MVar para el SVC en barra 8 y 58,89 MVar para el SVC en barra 6.
Margen de Cargabilidad	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 23,1%	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 18,1%	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 40%
	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen cargabilidad de 83,9 MW.	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen cargabilidad de 106,2 MW.	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen cargabilidad de 163,8 MW.
Margen de Potencia Reactiva	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 11,7%	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 19,2%	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 17,7%
	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen de potencia reactiva de 56,4 MVar.	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen de potencia reactiva de 87,5 MVar.	Ante la contingencia más grave (Salida de L6) el SVC provee un margen de potencia reactiva de 129,6 MVar.

5 EJEMPLO DE APLICACIÓN AL SISTEMA DE POTENCIA DEL ECUADOR

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)

El SNT está conformado por todos los elementos que sirven de vínculo para transportar la energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo. Estos elementos son las líneas de transmisión, las subestaciones y los elementos de compensación inductiva y capacitiva. A continuación se realiza un resumen de los componentes del SNT para finales del 2012.

5.1.1 Líneas de Transmisión

5.1.1.1 Líneas a 230 kV

Forman el anillo principal con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de: *Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, y Santa Rosa*, y líneas a simple circuito desde *Molino* hacia *Totoras y Riobamba*. Además se tiene una línea que vincula directamente *Molino* con *Pascuales* y de esta última hacia las subestaciones *Nueva Prosperina* y *Trinitaria*. Esta configuración permite evacuar la generación disponible de *Paute* y *Mazar* hacia los dos grandes centros de consumo: *Guayaquil* y *Quito*. La Figura 5-1, muestra el anillo troncal del SNT.

5.1.1.2 Interconexiones Internacionales

Se realizan transacciones de energía con países limítrofes, a través de 4 líneas que se describen a continuación:

- ✓ *Línea de transmisión a 230kV con Colombia*: Se tiene dos líneas de 212km, doble circuito que parte desde la subestación *Pomasqui* hasta la subestación *Jamondino* en *Pasto*, permitiendo la transferencia de hasta 500MW.

- ✓ *Línea de transmisión a 138kV con Colombia:* Comprende una línea de 15,5km, simple circuito que parte de la subestación Tulcán hasta la subestación *Panamericana*. La capacidad de transmisión de potencia es de 112MVA.

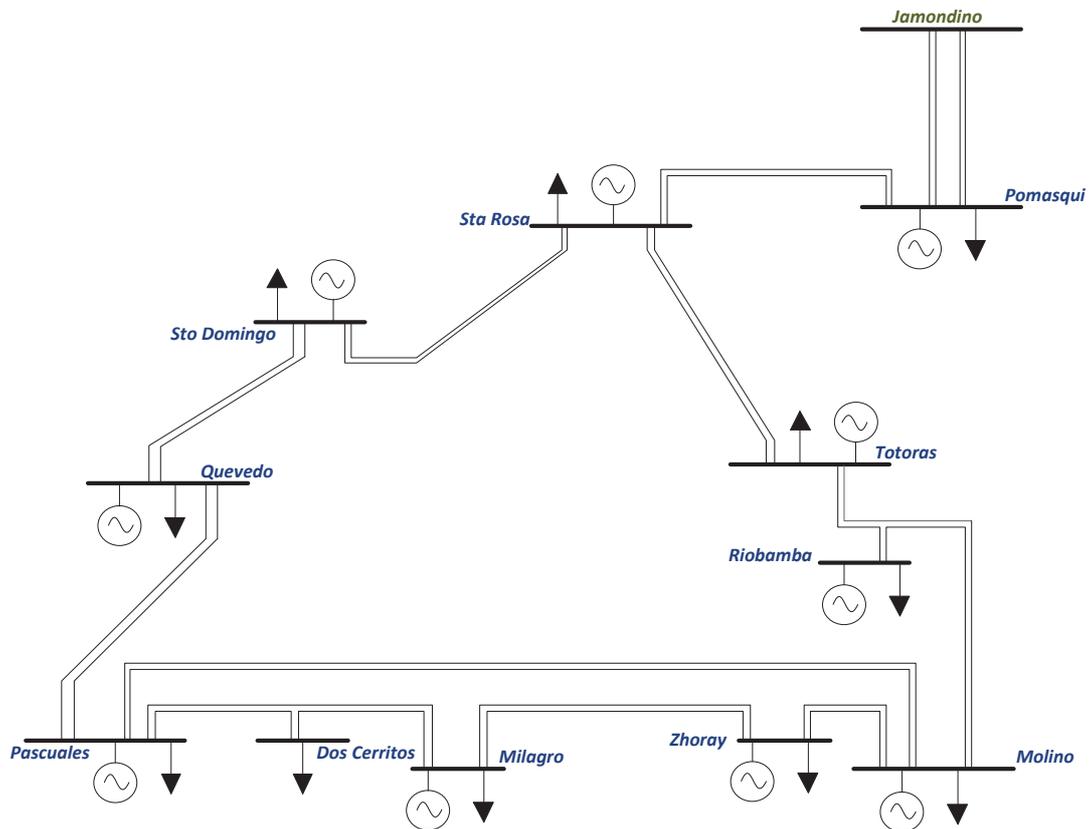


Figura 5-1: Anillo Principal 230kV del SNT - 2012

- ✓ *Línea de transmisión a 230kV con Perú:* En el año 2004, ingresó en operación la línea de transmisión de 107km de longitud a 230kV desde a subestación *Machala* hasta la subestación *Zorritos* en Perú. Se instalaron estructuras para doble circuito, realizándose el montaje inicial de un circuito, lo que permite una transferencia de hasta 100MW.

Las características principales de las líneas de transmisión se detallan en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Características de las Líneas de Transmisión 230kV

Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo de Conductor	Calibre del Conductor [kCM]	Número de Circuitos	Capacidad por circuito [MVA]
Molino – Zhoray	15,00	ACSR Bluejay	1113	2	342
Molino – Pascuales	188,43	ACSR Bluejay	1113	2	342
Zhoray – Milagro	120,74	ACSR Bluejay	1113	2	342
Milagro – Pascuales	52,70	ACSR Bluejay	1113	1	353
Milagro – Dos Cerritos	42,80	ACSR Bluejay	1113	1	353
Pascuales - Dos Cerritos	10,00	ACSR Bluejay	1113	1	353
Pascuales – Quevedo	145,25	ACSR Bluejay	1113	2	353
Pascuales - Nueva Prosperina	11,75	ACSR Bluejay	1113	1	353
Nueva Prosperina - Trinitaria	19,29	ACSR Bluejay	1113	1	353
Quevedo - Sto. Domingo	104,00	ACSR Bluejay	1113	2	353
Sto. Domingo - Sta. Rosa	78,34	ACSR Bluejay	1113	2	342
Totoras - Sta. Rosa	110,09	ACSR Bluejay	1113	2	342
Molino – Totoras	200,20	ACSR Bluejay	1113	1	342
Molino – Riobamba	157,30	ACSR Bluejay	1113	1	342
Sta. Rosa – Pomasqui	45,90	ACAR	1200	2	332
Pomasqui – Jamondino	212,20	ACAR	1200	2	332

5.1.1.3 Líneas a 138 kV

Las líneas a 138 kV, se derivan del secundario del transformador de cada subestación del anillo troncal de transmisión de 230 kV, a excepción de las subestaciones *Zhoray* y *Dos Cerritos*, las cuales el voltaje secundario es a nivel de 69 kV. En la Tabla 5-2 se lista las principales líneas a 138 kV junto con características relevantes.

Tabla 5-2: Características de las Líneas de Transmisión 138kV

Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo de Conductor	Calibre del Conductor [kCM]	Número de Circuitos	Capacidad por circuito [MVA]
Quevedo - Daule	43,2	ACSR Brant	397,5	2	113
Daule - Chone	63,75	ACSR Brant	397,5	1	114
Severino - Chone	30,25	ACSR Brant	397,5	1	114
Daule - Portoviejo	91,2	ACSR Brant	397,5	2	113
Portoviejo - San Gregorio	8	ACSR Flicker	477	1	110
Montecristi - San Gregorio	26	ACSR Flicker	477	1	110
Pascuales - Policentro	15,1	ACSR Flicker	477	2	126
Pascuales - Salitral	17,4	ACSR Flicker	477	2	126
Pascuales - Electroquil	38,03	ACSR Brant	397,5	1	113
Electroquil - Posorja	83,34	ACSR Brant	397,5	1	113
Pascuales - Santa Elena	105,48	ACSR Brant	397,5	1	113
Milagro - San Idelfonso	112,7	ACSR Brant	397,5	2	113
San Idelfonso - Machala	21	ACSR Brant	397,5	2	113
Molino - Cuenca	67,08	ACSR Brant	397,5	2	100
Cuenca - Loja	134,2	ACSR Brant	397,5	1	100
Totoras - Agoyán	33	ACSR Rook	636	1	165
Agoyan - Puyo	43,9	ACSR Patrigde	266,8	1	90
Puyo - Tena	66,13	ACSR Patrigde	266,8	1	90
Tena - Francisco de Orellana	142,14	ACAR	300	1	90

Continuación de la Tabla 5-2.

Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo de Conductor	Calibre del Conductor [kCM]	Número de Circuitos	Capacidad por circuito [MVA]
Santa Rosa - Conocoto	12,71	ACSR Flicker	477	1	112
Conocoto - Vicentina	9,805	ACSR Flicker	477	1	112
Vicentina - Pomasqui	20,392	ACSR Flicker	477	2	112
Pomasqui - Ibarra	60,57	ACSR Flicker	477	2	112
Ibarra - Tulcán	74,48	ACSR Flicker	477	1	115
Guangopolo - Vicentina	7	ACSR Flicker	477	2	112
Mulaló - Vicentina	74	ACSR Flicker	477	1	112
Mulaló - Pucará	35	ACSR Flicker	477	1	112
Pucará - Ambato	27,74	ACSR Flicker	477	1	112
Totoras - Ambato	7	ACAR	750	1	136
Milagro - Babahoyo	47,3	ACSR Brant	397,5	1	113
Santo Domingo - Esmeraldas	154,8	ACSR Brant	397,5	2	113
Trinitaria - Salitral	11	ACAR	750	1	193
Santa Rosa - Selva Alegre	24,17	-	636	1	-
Santa Rosa - Eugenio Espejo	9	-	636	1	-
Santa Rosa - El Carmen	14,3	-	397,5	1	-
Selva Alegre - S/E 19	8,48	-	636	1	133
Pomasqui - S/E 19	17,73	-	636	1	133

5.1.2 Subestaciones de Transformación

El SNT tiene disponible 39 subestaciones para reducir el voltaje de transmisión principal de 230 kV a niveles de 138 y 69 kV. Las características de las subestaciones se detallan en la Tabla 5-3:

Tabla 5-3: Subestaciones de Transformación SNT – Año 2012

Subestación	Tipo	Nivel de Transformación [kV]	Potencia [MVA]	Transformador
Molino	Reducción	230/138	750	AT1/AT2
Zhoray	Seccionamiento	230	-	-
Cuenca	Reducción	138/69	100	ATQ
Loja	Reducción	138/69	66	ATQ
Macas	Reducción	138/69	100	ATQ
Sinincay	Reducción	230/69	165	ATK
Milagro	Reducción	230/138/69	392	ATK/ATU
San Idelfonso	Seccionamiento	230	-	-
Machala	Reducción	230/138/69	365	ATQ/ATR/TRK
Babahoyo	Reducción	138/69	133	ATQ
Dos Cerritos	Reducción	230/69	167	ATK
Pascuales	Reducción	230/138/69	1198	ATU/ATT/ATR/ATQ
Policentro	Reducción	138/69	150	ATQ
Nueva Prosperina	Reducción	230/69	225	TRK
Posorja	Reducción	138/69	33,3	ATQ
Salitral	Reducción	138/69	300	ATQ/ATR
Santa Elena	Reducción	138/69	132	ATQ/ATR
Trinitaria	Reducción	230/138/69	375	ATT/ATQ

Continuación de la Tabla 5-3.

Subestación	Tipo	Nivel de Transformación [kV]	Potencia [MVA]	Transformador
Esclusas	Reducción	230/138	225	ATT
Caraguay	Reducción	138/69	225	ATQ
Quevedo	Reducción	230/138/69	335	ATT/ATR
Portoviejo	Reducción	138/69	150	AA1/AA2
San Gregorio	Reducción	230/138	225	ATT
Montecristi	Reducción	138/69	100	ATQ
Chone	Reducción	138/69	60	ATQ
Santo Domingo	Reducción	230/138/69	434	ATU/ATR
Esmeraldas	Reducción	138/69	150	AA1/AA2
Santa Rosa	Reducción	230/138/46	900	ATU/ATT/TRP
Vicentina	Reducción	138/69	148	T1/T2
Mulaló	Reducción	138/69	66	ATQ
Ambato	Reducción	138/69	43	AT1
Totoras	Reducción	230/138/69	212	ATT/ATQ
Riobamba	Reducción	230/138	100	TRK
Pomasqui	Reducción	230/138	300	ATU
Ibarra	Reducción	138/69/34,5	140	ATQ/ATR
Tulcán	Reducción	138/69	33	ATQ
Puyo	Reducción	138/69	33	ATQ
Tena	Reducción	138/69	33	ATQ
Francisco de Orellana	Reducción	138/69	33	ATQ

La configuración de barras predominante en las subestaciones de 230kV, es la de doble barra principal y, a nivel de 138kV y 69kV la de barra principal y transferencia, con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF6 [35].

La capacidad total disponible en los transformadores de las subestaciones del SNT es de 8.521MVA, de los cuales 917MVA corresponden a la capacidad de reserva de los transformadores monofásicos de las subestaciones del SNT.

5.1.3 Compensación Inductiva y Capacitiva

Los elementos de compensación son los equipos conectados al SNT que permiten realizar un aporte de potencia reactiva con el fin de lograr un incremento o decremento del nivel de voltaje y mantener perfiles de voltaje dentro de un rango adecuado en las barras. La compensación capacitiva instalada en el SNT alcanza los 408 MVar y se detallan en la Tabla 5-4.

Tabla 5-4: Compensación Capacitiva del SNT

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Cantidad de Bancos	Capacidad Unitaria [MVar]	Total [MVar]
Pascuales	138	2	30	60
Pascuales	69	2	12	24
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Dos Cerritos	69	2	12	24
Caraguay	69	1	12	12
San Gregorio	138	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Pomasqui	138	1	30	30
Total		29	234	408

Por otro lado, la compensación inductiva del SNT suman en total 125 MVar distribuidos en diferentes puntos del sistema de acuerdo a lo presentado en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5: Compensación Inductiva del SNT

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Cantidad de Bancos	Capacidad Unitaria [MVar]	Capacidad Total [MVar]
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Quevedo	13,8	1	10	10
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
Pomasqui	230	1	25	25
Total		11	95	125

5.2 CONFIGURACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE ECUADOR 2012 EN POWER FACTORY 14.1

5.2.1 Zonas Operativas del SNI

Para la realización de los distintos estudios en la red eléctrica ecuatoriana, es conveniente dividir al SEP en 5 zonas operativas [36], las cuales se visualiza en la Figura 5-2. Esta conformación permite un análisis sectorizado, una rápida ubicación de los elementos y una adecuada visualización de los resultados. En *Power Factory*, son modelados cada uno de los elementos pertenecientes a cada zona y ordenadas en redes separadas interconectadas entre sí.

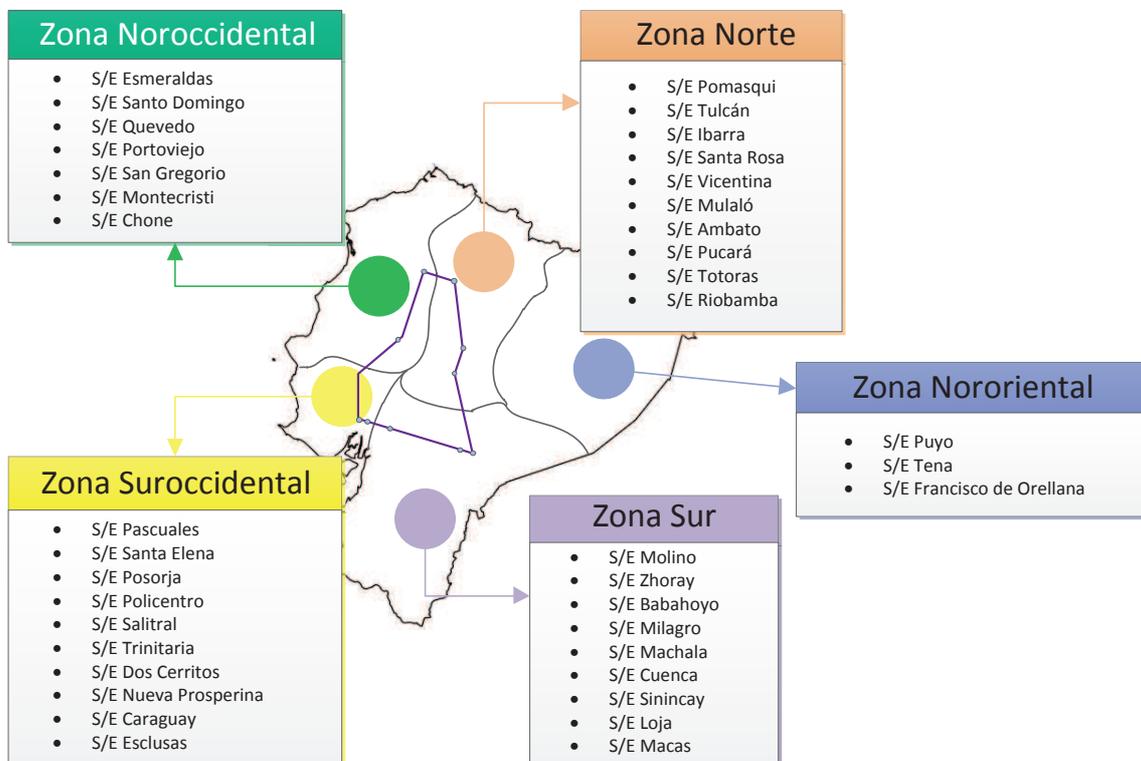


Figura 5-2: Zonas Operativas del SNI

Sobre la base de datos disponible para el año 2011, se realizó una revisión total de los parámetros de cada uno de los elementos de la red y la reconfiguración por zonas. Los diagramas unifilares de cada zona del SNI ecuatoriano con los elementos modelados en Power Factory, y sobre la cual se desarrollará el estudio, se puede visualizar en el Anexo D .

5.2.2 Actualización de la Base de Datos Año 2012

5.2.2.1 Cambios Topológicos

Se incorporó al SNI el nuevo equipamiento, para el 2012, tanto de generación como de transmisión conforme a lo establecido en el PME 2012-2021 [36]. Los elementos que se incluyeron se muestran en las tablas siguientes [35].

- Zona Sur

Tabla 5-6: Proyectos de Generación y Transmisión – Zona Sur

Proyectos de Generación			
Central	Provincia	Potencia	Tipo
Ocaña	Cañar	26 MW	Hidroeléctrico
Villonaco	Loja	16,5 MW	Eólico
Proyectos de Transmisión			
Proyecto	Descripción		
Ampliación S/E Babahoyo	Construcción de una nueva subestación e instalación de un transformador trifásico 138/69kV, 40/53/66.7MVA		
Sistema de Transmisión Milagro - Machala 230kV	Construcción de la línea de transmisión Milagro-San Idelfonso-Machala, 230kV de 135 km		
Sistema de transmisión Plan de Milagro - Macas 138kV	Implementación de las S/E's Gualaceo 138/22kV, Limón y Méndez 138/13,8kV		

- Zona Suroccidental

Tabla 5-7: Proyectos de Generación y Transmisión – Zona Suroccidental

Proyectos de Generación			
Central	Provincia	Potencia	Tipo
Santa Elena II	Santa Elena	40 MW	Termoeléctrico
Proyectos de Transmisión			
Proyecto	Descripción		
Sistema de Transmisión Milagro - Las Esclusas 230kV	Construcción S/E Las Esclusas, 230/138kV, 225 MVA y línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230kV, 54 km, doble circuito.		
Instalación de banco de capacitores de 12MVAr en la S/E Dos Cerritos	Instalación de un banco de capacitores de 12MVAr a nivel de 69kV.		

- Zona Noroccidental

Tabla 5-8: Proyectos Transmisión – Zona Suroccidental

Proyectos de Transmisión	
Proyecto	Descripción
Ampliación S/E Santo Domingo 230/138kV	Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos, 3x33/44/55MVA a nivel de 230/138kV
Sistema de transmisión Quevedo – Portoviejo 230kV	Construcción S/E Montecristi, 138/69kV, 100 MVA y línea de transmisión desde Portoviejo hasta Montecristi 138kV, 34 km

- Zona Norte

Tabla 5-9: Proyectos de Transmisión – Zona Norte

Proyectos de Transmisión	
Proyecto	Descripción
Instalación de un reactor de 25 MVAR a 230kV en la S/E Pomasqui	Instalación de un reactor de 25 MVAR en la subestación Pomasqui a nivel de 230kV

- Zona Nororiental

Tabla 5-10: Proyectos de Generación y Transmisión – Zona Nororiental

Proyectos de Generación			
Central	Provincia	Potencia	Tipo
Jivino	Orellana	40 MW	Termoeléctrico
Proyectos de Transmisión			
Proyecto	Descripción		
Sistema de transmisión Totoras – Ayogán 138 kV	Normalizar y operar el segundo circuito de la Línea de transmisión Totoras - Agoyán 138 kV		

5.2.2.2 Condiciones de Operación

Las condiciones de operación de los centros de generación, así como la disponibilidad de elementos como cargas, líneas y elementos de compensación, que se manejaron para las simulaciones en *Power Factory* se presentan en el Anexo E .

5.3 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Una vez que se ha configurado el SNI con todos los componentes, así como condiciones de operación tanto de generación y carga, y disponibilidad de elementos (líneas, transformadores y compensadores), se plantea tres casos de estudio para el año 2012 en demanda máxima, media y mínima en una época hidrológica lluviosa. A continuación se efectúa el análisis de flujos de potencia en la red sobre la base de estas consideraciones.

5.3.1 Flujos de Potencia

La Tabla 5-11 especifica los valores de demanda de potencia total del SNI para el año 2012 en cada uno de los escenarios escogidos. Por otro lado, en la Tabla 5-12 se muestra la demanda de potencia desagregada para cada zona operativa.

Tabla 5-11: Demanda de Potencia Año 2012

Escenario de Demanda	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]
Mínima	1889,36	543,23
Media	2748,03	798,19
Máxima	3223,5	895,54

Tabla 5-12: Demanda de Potencia Activa en cada una Zona del SNT – Año 2012

Zona Operativa	Demanda Mínima [MW]	Demanda Media [MW]	Demanda Máxima [MW]
Sur	306,79	419,26	550,31
Suroccidental	735,99	1058,87	1100,93
Noroccidental	315,58	366,66	479,44
Norte	500,83	861,81	1034,49
Nororiental	29,92	41,43	58,33
Total	1889,36	2748,03	3223,5

Luego de efectuada las simulaciones, el resumen de los flujos de potencia por las líneas de transmisión de 230kV, para cada uno de los escenarios de demanda considerados, se muestran en la Tabla 5-13, Tabla 5-14 y Tabla 5-15.

Tabla 5-13: Flujos de Potencia por las Líneas 230kV – Demanda Mínima

Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
Molino – Zhoray	252,30	26,72	0,99
Molino – Pascuales	239,14	11,00	1,00
Zhoray – Milagro	304,40	26,32	0,99
Milagro – Pascuales	49,32	6,42	0,99
Milagro – Dos Cerritos	63,99	11,93	0,98
Pascuales - Dos Cerritos	14,00	7,17	0,89
Pascuales – Quevedo	-39,88	-46,64	0,65
Sto. Domingo - Sta. Rosa	-108,30	-1,64	1,00
Quevedo - Sto. Domingo	-124,28	-9,86	1,00
Sta. Rosa – Pomasqui	-71,30	-8,12	0,99
Totoras - Sta. Rosa	192,46	2,26	1,00
Molino – Totoras	-11,44	-15,11	0,60
Molino – Riobamba	-6,55	-13,73	0,43
Pomasqui – Jamondino	-171,42	-28,60	0,98

Tabla 5-14: Flujos de Potencia por las Líneas 230kV – Demanda Media

Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
Molino – Zhoray	236,86	66,81	0,96
Molino – Pascuales	302,61	34,46	0,99
Zhoray – Milagro	317,94	51,01	0,99
Milagro – Pascuales	143,86	-3,22	1,00
Milagro – Dos Cerritos	159,32	3,50	1,00
Pascuales - Dos Cerritos	-73,85	27,79	0,93
Pascuales – Quevedo	93,77	70,84	0,80
Sto. Domingo - Sta. Rosa	23,32	-29,16	0,63
Quevedo - Sto. Domingo	19,61	-33,07	0,51
Sta. Rosa – Pomasqui	12,02	-75,57	0,16
Totoras - Sta. Rosa	359,12	-12,54	1,00
Molino – Totoras	87,96	-14,41	0,99
Molino – Riobamba	94,76	-11,31	0,99
Pomasqui – Jamondino	-145,17	-127,02	0,76

De las tablas anteriores se observa que existen vínculos que presentan flujos de potencia reactiva considerables, provocando factores de potencia en las líneas menores a 0,9. Consecuentemente se deduce que en varios sectores del sistema existe déficit de reactivos; este problema específicamente se encuentra en las zonas operativas, Suroccidental, Noroccidental y Norte, principalmente en las subestaciones de *Pascuales*, *Quevedo*, *Sto. Domingo*, *Pomasqui* y *Sta. Rosa*.

Tabla 5-15: Flujos de Potencia por las Líneas 230kV – Demanda Máxima

Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
Molino – Zhoray	300,28	83,88	0,96
Molino – Pascuales	333,00	45,48	0,99
Zhoray – Milagro	364,41	68,98	0,98
Milagro – Pascuales	135,31	-9,52	0,99
Milagro – Dos Cerritos	154,33	-1,07	1,00
Pascuales - Dos Cerritos	-49,73	39,55	0,78
Pascuales – Quevedo	202,95	-58,72	0,96
Sto. Domingo - Sta. Rosa	97,12	-15,14	0,99
Quevedo - Sto. Domingo	129,50	-18,20	0,99
Sta. Rosa – Pomasqui	66,53	-83,99	0,62
Totoras - Sta. Rosa	429,70	12,06	1,00
Molino – Totoras	161,02	7,16	1,00
Molino – Riobamba	173,24	15,81	1,00
Pomasqui – Jamondino	-110,04	-151,54	0,58

5.3.2 Cargabilidad

En lo que se refiere a la cargabilidad en las líneas, la Figura 5-3 muestra un gráfico de barras que expone los porcentajes de cargabilidad de las líneas a nivel de 230kV en cada uno de los escenarios de demanda.

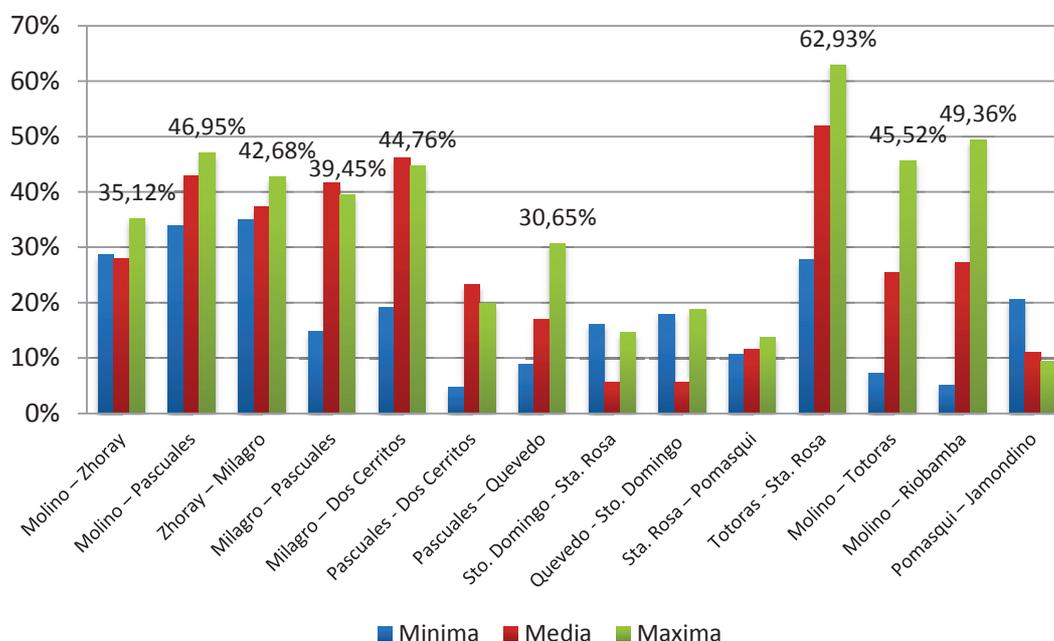


Figura 5-3: Cargabilidad en las Líneas de Transmisión 230kV

Es importante apuntar que las líneas de transmisión más cargadas son las que llevan la energía a los dos principales centros de consumo del país: Quito y Guayaquil. En demanda máxima la línea Santa Rosa – Totoras tiene una carga de 62,9%, mientras que la línea Molino – Pascuales llega a una cargabilidad de alrededor de 47%. Sin embargo se puede notar que ninguna de las líneas supera los límites de operación normal y por lo tanto, en condiciones normales, no existe congestión en el flujo de potencia.

Respecto a los niveles de cargabilidad máxima de los transformadores del SNT, se aprecia en la Figura 5-4 y la Figura 5-5, a determinada hora los transformadores con una carga superior al 80% son Milagro ATK, Loja ATQ, Machala ATQ/ATR, Posorja ATQ y Santo Domingo ATR. Principalmente se debe al aumento de la demanda de potencia en cada zona.

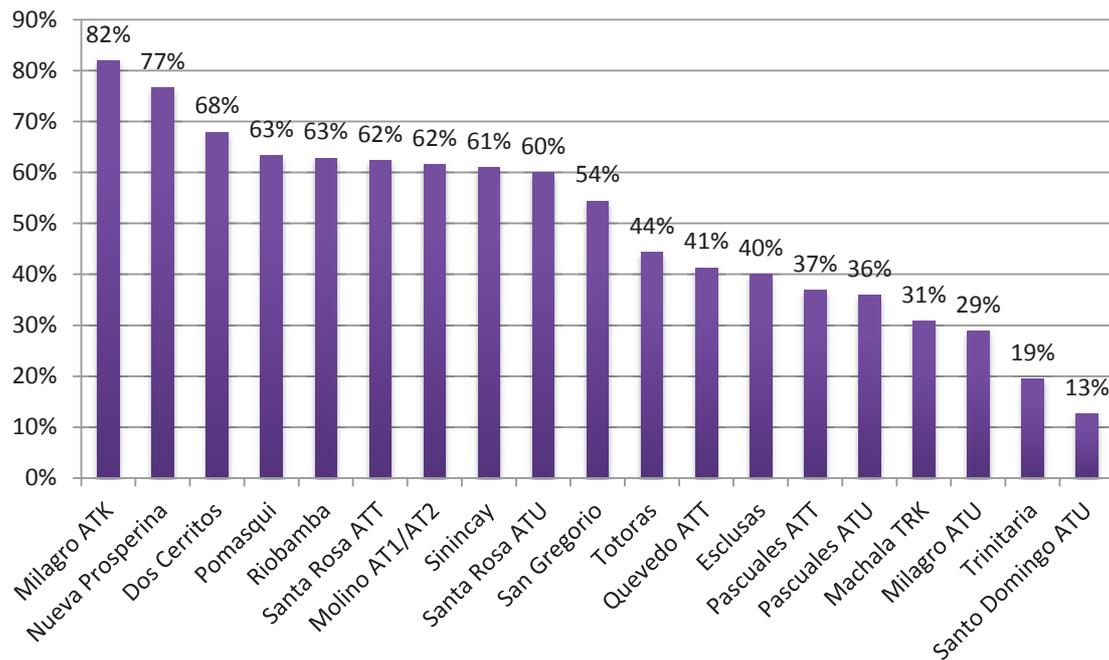


Figura 5-4: Cargabilidad en los Transformadores 230/138kV y 230/69kV

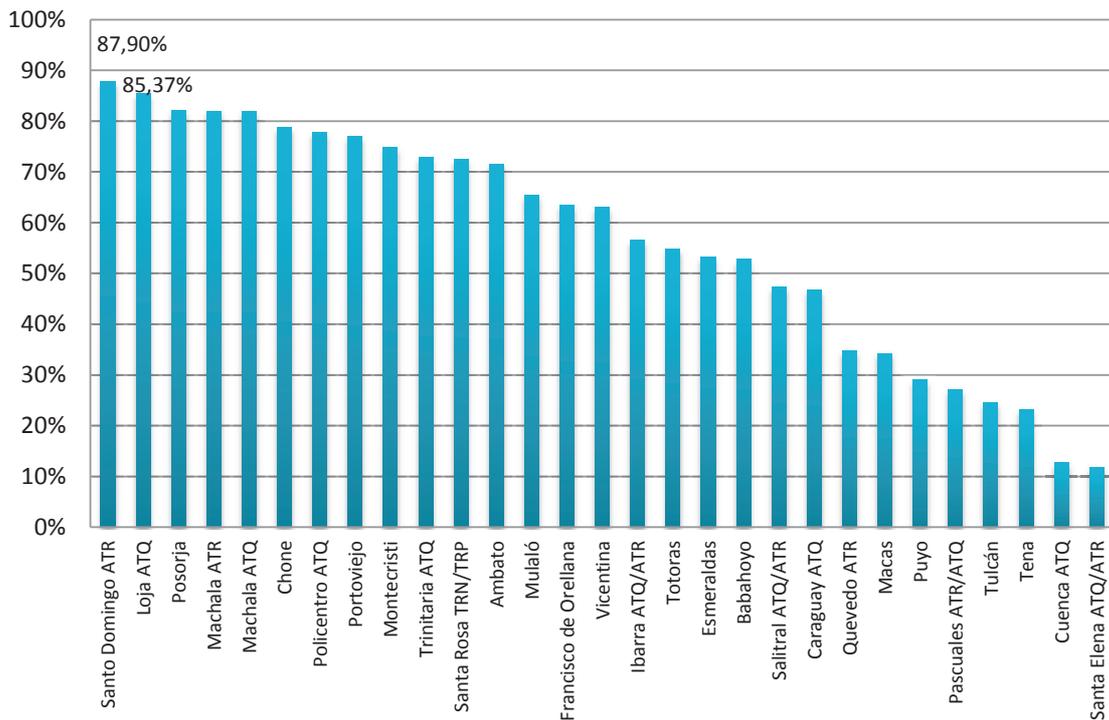


Figura 5-5: Cargabilidad en los Transformadores 138/69kV

5.3.3 Perfiles de Voltajes

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, la fijación de los valores de los niveles de voltaje y factor de potencia será realizada por el CONELEC. Bajo este procedimiento, El CONELEC remitió la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras. Se establece [36]:

1. Niveles de Voltaje:

El transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230kV dentro de la banda de +7% / -5% del voltaje nominal; en las barras de 138kV dentro de la banda de +5% / -7% del voltaje nominal; y, para el caso de barras de 69, 46 y 34,5kV, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.

Corresponderá al CENACE, en conjunto con el transmisor, realizar la actualización del presente, de acuerdo a los criterios establecidos en la

Regulación antes indicada, y adicionalmente, deberá comunicar los resultados al CONELEC.

2. Factor de Potencia en Puntos de Entrega:

Los Distribuidores y Grandes Consumidores, conectados directamente al Sistema Nacional de Transmisión, deben comprometer, en cada uno de sus puntos de conexión, un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

- *0.96 o superior inductivo para demandas media y punta.*
- *Entre 0.96 y 0.99 o menor inductivo para demanda base.*

Para el caso de los grandes consumidores inmersos en la red de distribución y hasta tanto se completen los estudios por parte de los distribuidores, en conjuntos con el CENACE, señalado en el numeral 2.3 de la Regulación No. CONELEC-004/02, se adoptarán un factor de potencia dentro de lo siguientes límites:

- *0.95 o superior inductivo para demandas media y punta.*
- *1.0 o menor inductivo para demanda base.*

Bajo estas consideraciones, en la Figura 5-6, se muestra los voltajes en las barras de la red de 230kV en condiciones de demanda mínima, media y máxima para el periodo de alta hidrología en la cadena Mazar – Paute.

En el caso de las barras a 138kV, la Figura 5-7, muestra los niveles de voltaje para las tres condiciones de demanda simulados. Se puede advertir que las barras con bajos perfiles de voltaje se presentan en Posorja, Babahoyo, Loja, Chone, San Gregorio y Mulaló.

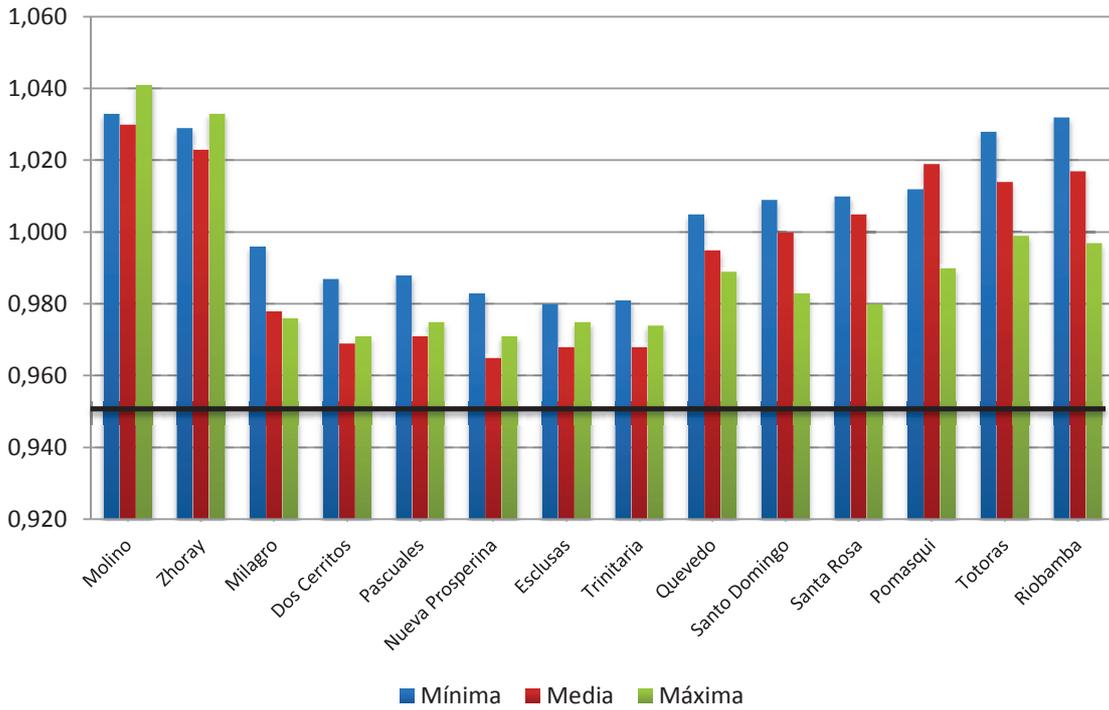


Figura 5-6: Perfiles de Voltaje Red 230kV – Alta Hidrología 2012

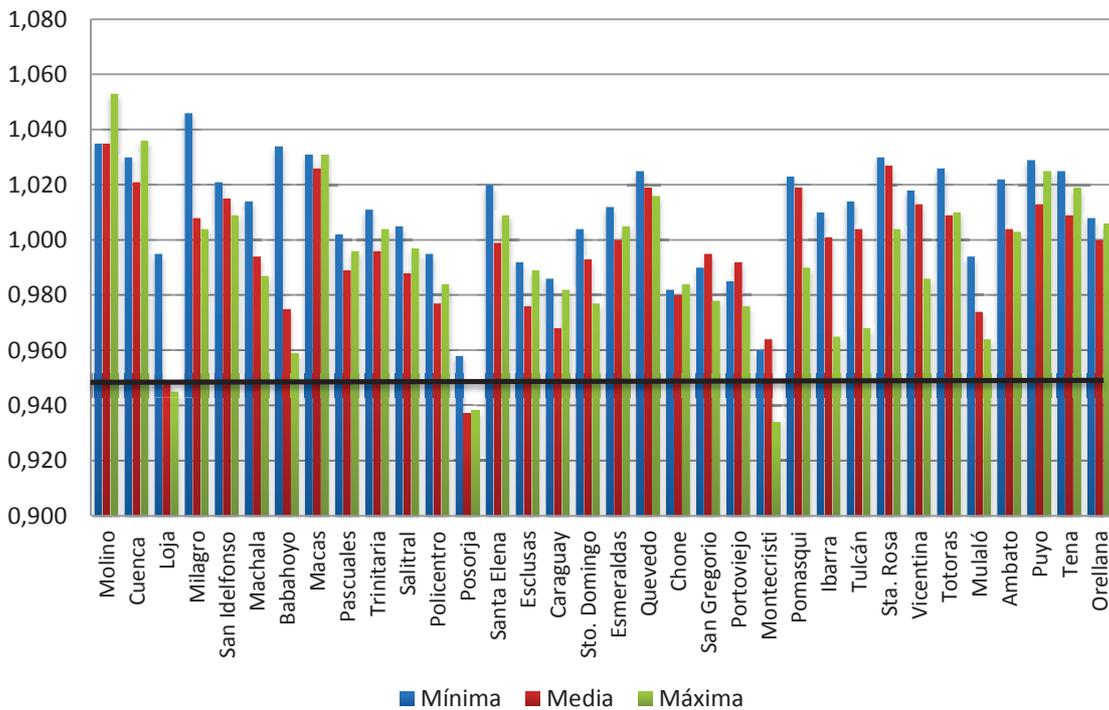


Figura 5-7: Perfiles de Voltaje Barras 138kV – Alta Hidrología 2012

5.3.4 Análisis con Contingencias

5.3.4.1 Selección de Contingencias para el SNI

Las contingencias seleccionadas para el presente estudio se basan en el análisis realizado en la referencia [30], donde se determina que, para el caso de salidas de líneas, las contingencias más graves para determinado escenario de demanda son:

- 1) Salida de Línea Molino – Pascuales (1 circuito)
- 2) Salida Línea Pascuales – Dos Cerritos
- 3) Salida de Línea Santa Rosa – Totoras (1 circuito)

Además de estas contingencias, se ha seleccionado la salida de dos centrales de generación térmica que constituyen un gran aporte importante de potencia a la zona que pertenecen. Estas contingencias son:

- 4) Salida de la Central Térmica Trinitaria (130MW)
- 5) Salida de la Central Térmica Esmeraldas (130 MW)

5.3.4.2 Simulaciones y Resultados

Se llevó a cabo cada una de las contingencias sobre el sistema de potencia, en cada una de las demandas, y se extrajo los perfiles de voltaje de las barras de 230 kV, que se muestran en la Tabla 5-16. Como se puede observar, en demanda, media la contingencia que implica la salida de la línea Molino Pascuales provoca que algunas barras violen el rango permitido de voltaje. Para la Salida de la línea Pascuales – Dos Cerritos también se producen caídas de voltaje en las barras aunque la mayoría de los mismos no salen del rango normal de operación.

Tabla 5-16: Perfiles de Voltaje en la Zona Suroccidental ante Contingencias – Demanda Media

Barra	Salida Molino - Pascuales		Salida Pascuales - Dos Cerritos	
	kV	pu	kV	pu
Dos Cerritos 230	215,520	0,937	219,475	0,954
Esclusas 230	215,024	0,935	219,646	0,955
N Prosperina 230	214,309	0,932	218,900	0,952
Pascuales 230	215,838	0,938	220,335	0,958
Trinitaria 230	214,918	0,934	219,534	0,954
Caraguay 138	128,753	0,933	131,702	0,954
Esclusas 138	129,855	0,941	132,776	0,962
Pascuales 138	131,817	0,955	134,591	0,975
Policentro 138	130,083	0,943	132,921	0,963
Trinitaria 138	132,701	0,962	135,526	0,982
Caraguay 69	63,675	0,923	65,167	0,944
N Prosperina 69	63,687	0,923	65,189	0,945
Pascuales 69	65,423	0,948	66,816	0,968
Policentro 69	63,693	0,923	65,166	0,944
Trinitaria 69	67,512	0,978	68,990	1,000

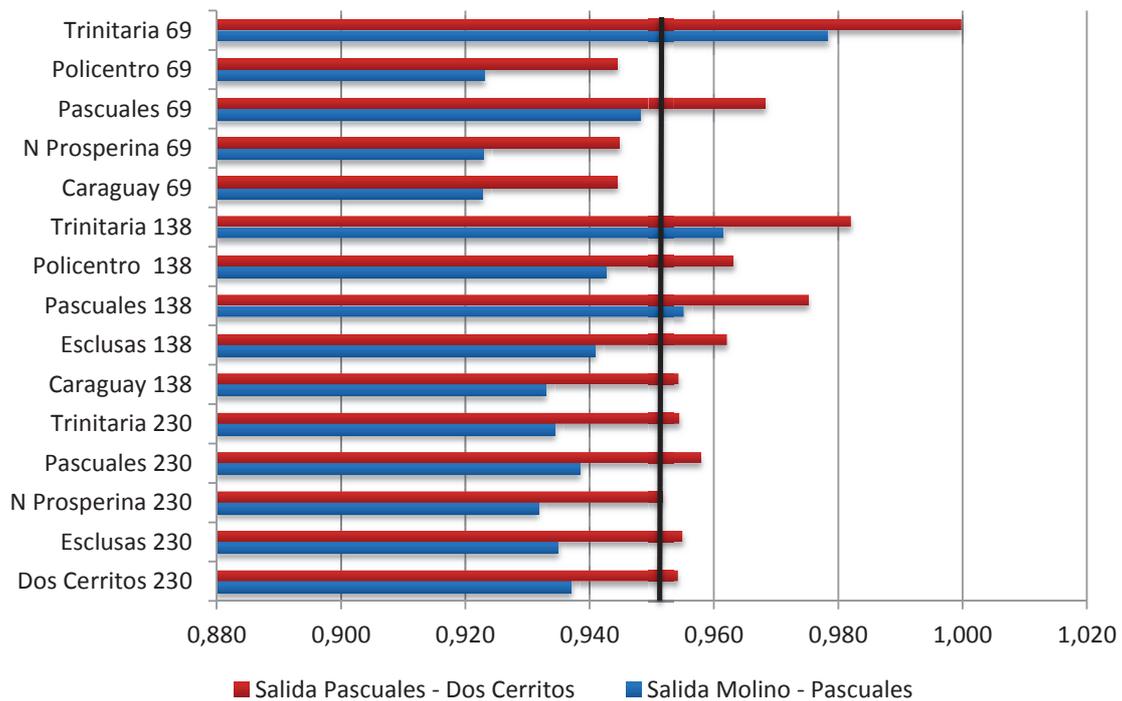


Figura 5-8: Perfiles de Voltaje de la Zona Suroccidental ante Contingencias

Para el caso en particular de la salida de 1 circuito de la línea Santa Rosa – Totoras, se produce una sobrecarga en el segundo circuito tal como se puede apreciar en la Figura 5-9.

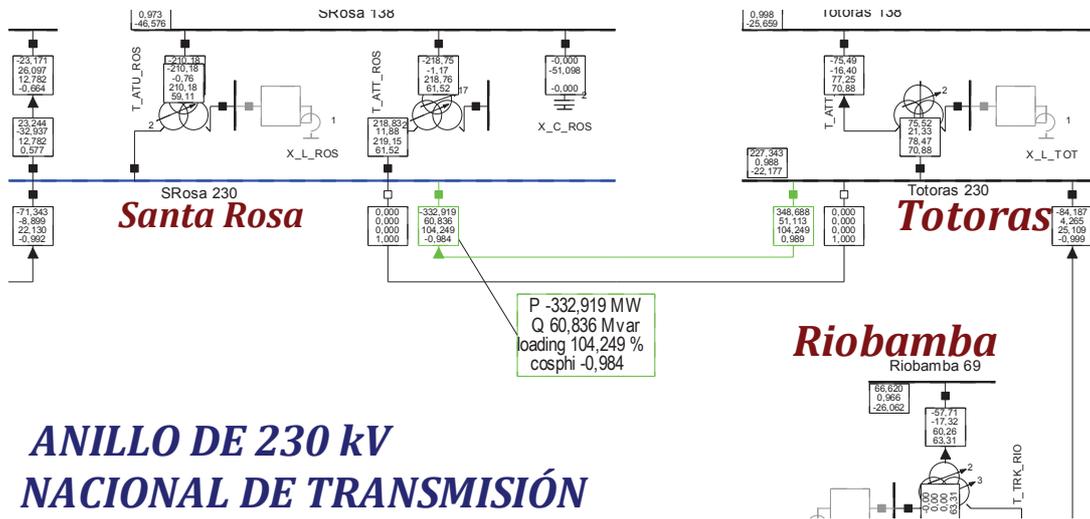


Figura 5-9: Salida de 1 circuito Santa Rosa - Totoras

En caso de indisponibilidad de la Central Térmica Trinitaria, en demanda media, se produce un déficit importante de potencia (pérdida de 130 MW y 81 MVar); consecuencia de esto se presentan bajos perfiles de voltaje en las barras cercanas a la central como se muestra en la Tabla 5-17 y en la Figura 5-10.

Tabla 5-17: Perfiles de Voltaje Con y Sin Central Trinitaria. Demanda Media 2012.

Barra	Trinitaria Disponible		Trinitaria Indisponible	
	kV	pu	kV	pu
Dos Cerritos 230	222,674	0,968	210,614	0,916
Esclusas 230	222,320	0,967	206,815	0,899
N Prosperina 230	221,651	0,964	207,842	0,904
Pascuales 230	223,080	0,970	210,566	0,916
Trinitaria 230	222,221	0,966	206,723	0,899
Caraguay 138	133,404	0,967	123,500	0,895
Esclusas 138	134,463	0,974	124,655	0,903
Pascuales 138	136,224	0,987	127,822	0,926
Policentro 138	134,591	0,975	125,989	0,913
Trinitaria 138	137,162	0,994	125,091	0,906
Caraguay 69	66,028	0,957	61,015	0,884
N Prosperina 69	66,086	0,958	61,561	0,892
Pascuales 69	67,637	0,980	63,415	0,919
Policentro 69	66,031	0,957	61,565	0,892
Trinitaria 69	69,846	1,012	63,522	0,921

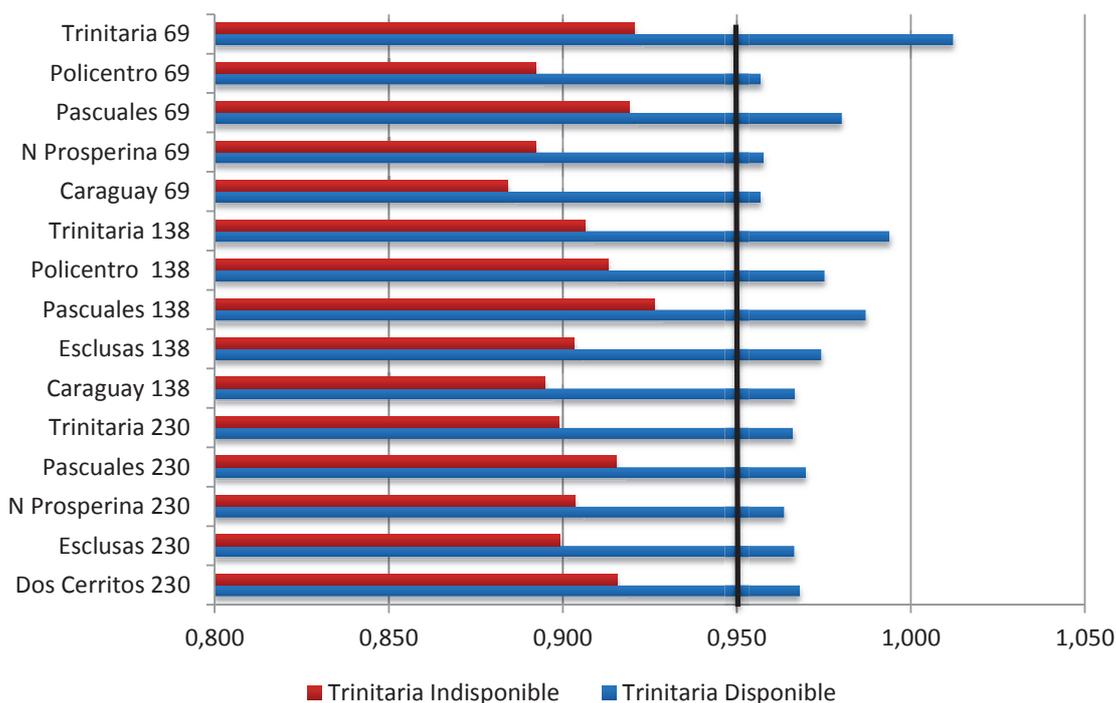


Figura 5-10: Perfiles de Voltaje con la Contingencia Salida de Trinitaria

De la misma manera para el caso de indisponibilidad de la Central Térmica Esmeraldas (pérdida de 130 MW y 19 MVar), se producen notables caídas de voltaje, en demanda máxima, en las barras aledañas de la zona noroccidental, tal como se muestra en la Tabla 5-18 y se observa en la Figura 5-11.

Tabla 5-18: Perfiles de Voltaje Con y Sin Central Esmeraldas. Demanda Máxima 2012.

Barra	Esmeraldas Disponible		Esmeraldas Indisponible		% Reducción
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	227,701	0,990	223,982	0,974	1,63%
SDomingo 230	226,295	0,984	218,242	0,949	3,56%
San Gregorio 230	223,627	0,972	220,048	0,957	1,60%
Esmeraldas 138	138,719	1,005	112,108	0,812	19,18%
Portoviejo 138	134,952	0,978	132,987	0,964	1,46%
Quevedo 138	140,319	1,017	138,577	1,004	1,24%
SDomingo 138	134,959	0,978	128,908	0,934	4,48%
San Gregorio 138	135,185	0,980	133,127	0,965	1,52%
Esmeraldas 69	67,735	0,982	54,133	0,785	20,08%
Portoviejo 69	66,700	0,967	65,671	0,952	1,54%
Quevedo 69	66,772	0,968	65,921	0,955	1,27%
SDomingo 69	67,595	0,980	64,395	0,933	4,73%

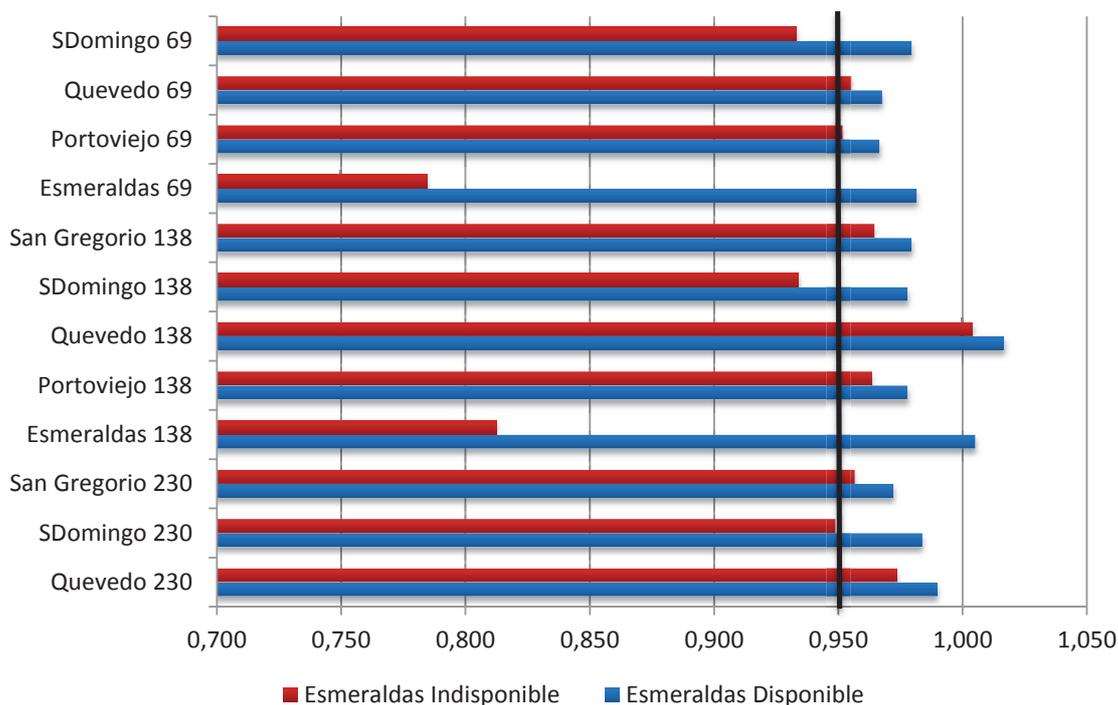


Figura 5-11: Perfiles de Voltaje con la Contingencia Salida de Esmeraldas

5.3.5 Resumen Preliminar

Bajo las condiciones analizadas y simuladas hasta este punto, se expone las siguientes conclusiones:

- Existe claramente un déficit en el abastecimiento de potencia reactiva hacia ciertas zonas del SNT, especialmente en la zona suroccidental y noroccidental. Esto ha provocado grandes flujos de potencia reactiva por diferentes líneas de transmisión conduciendo a una operación ineficiente con bajos factores de potencia. Por consiguiente se requiere instalar compensación en paralelo en diferentes barras como alternativa de solución.
- En condiciones normales, la capacidad de trasmisión por las líneas a 230kV no se ve afecta por el actual flujo de potencia, ya que en ninguna línea supera el porcentaje límite de operación normal. No existe congestión en el flujo de potencia. Sin embargo, cuando se produce una contingencia determinada, en este caso la salida de un circuito de la línea Santa Rosa –

Totoras, ocurre una sobrecarga en el segundo circuito. Esto ocurre para demanda máxima y para demanda media. Bajo este panorama, se plantea la posibilidad de utilizar compensación serie en las líneas como alternativa de solución eventual a este problema.

- El análisis de contingencias, especialmente las salidas de generación, ratifica el problema de control de voltaje y malos perfiles de voltaje en barras de 230 kV, 138 kV y 69 kV. Al no tener disponible la cantidad necesaria de potencia reactiva para la zona en que se encuentran los centros de generación, y al no ser suficiente la compensación instalada en esa zona, dicha cantidad de potencia reactiva fluye por las líneas de transmisión para abastecer a la demanda de esa zona.
- La solución al problema de reactivos se puede llevar a cabo mediante la instalación de compensación shunt convencional (banco de capacitores) o mediante dispositivos FACTS como los SVC que son ampliamente investigados y utilizados en sistemas de potencia.
- Para el desarrollo de este trabajo se considerará el problema de control de voltaje y por ende la inclusión del dispositivo FACTS adecuado.

5.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Para el análisis de la estabilidad de voltaje se sigue el procedimiento propuesto en la sección 4.3. Se evaluará los márgenes de potencia activa y reactiva mediante la obtención de las curvas P-V y V-Q en distintas barras del SNI y especialmente en las zonas que presentaron déficit de potencia reactiva.

5.4.1 Condiciones Normales

En la Figura 5-12 se muestra las curvas P-V obtenidas en el programa Power Factory para las barras de 138 kV de la zona suroccidental, para la condición de demanda máxima. Se puede advertir un margen de potencia activa de **276,3 MW**.

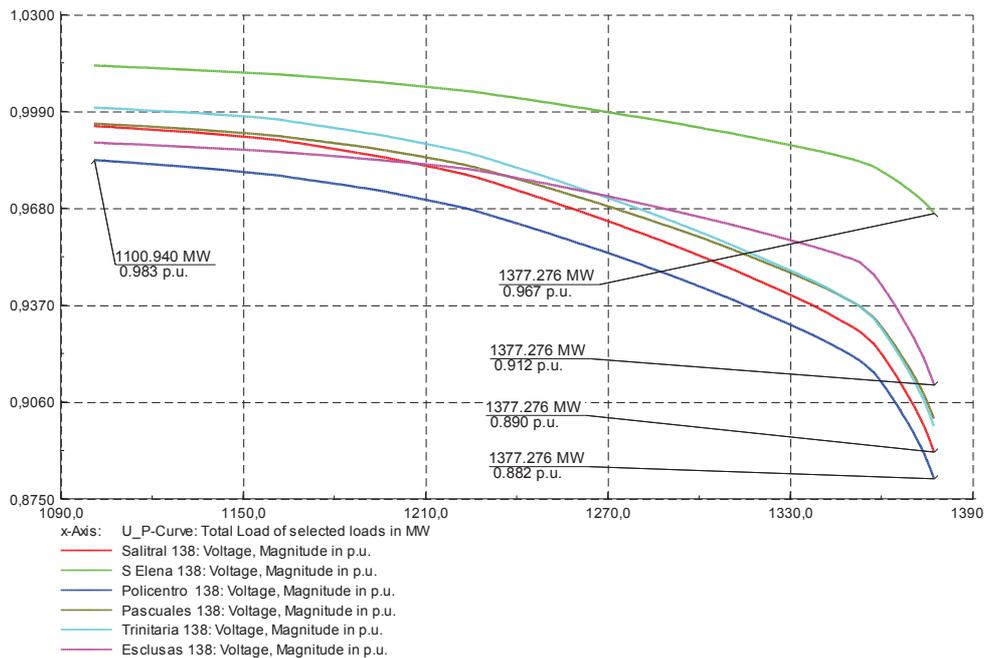


Figura 5-12: Curvas P-V Barras 138 kV – Demanda Máxima – Zona Suroccidental

La correspondiente curva V-Q para las barras de la zona suroccidental se presenta en la Figura 5-13. Como se puede apreciar el margen de potencia reactiva impone la barra de Sta. Elena 138 kV con un valor de **91,15 MVar**.

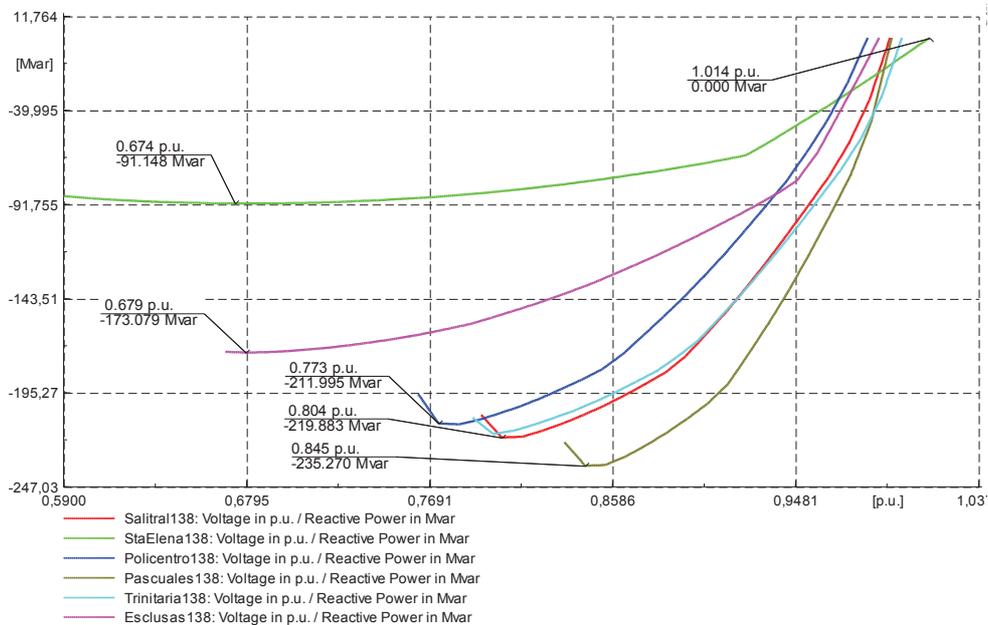


Figura 5-13: Curvas V-Q Barras 138 kV – Demanda Máxima – Zona Suroccidental

Para la zona noroccidental se realizaron las curvas P-V de las principales barras tal como se puede observar en la Figura 5-14. El margen de potencia activa es de **134,2 MW**.

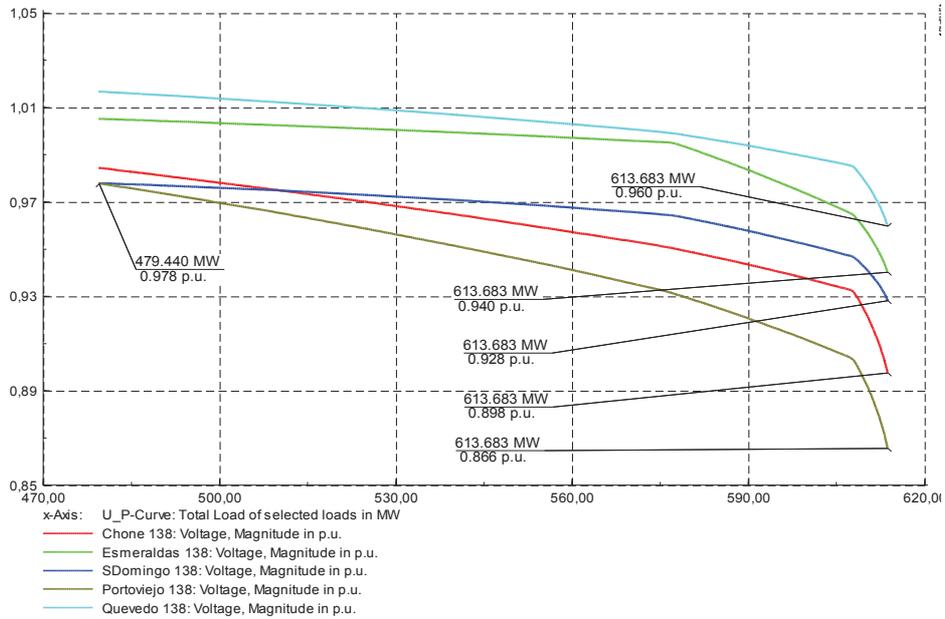


Figura 5-14: Curvas P-V Barras 138 kV – Demanda Máxima – Zona Noroccidental

La curva V-Q correspondiente, que se presenta en la Figura 5-15 revela que la barra de Esmeraldas 138 kV es la más débil e impone el margen de potencia reactiva con un valor de **58,48 MVar**.

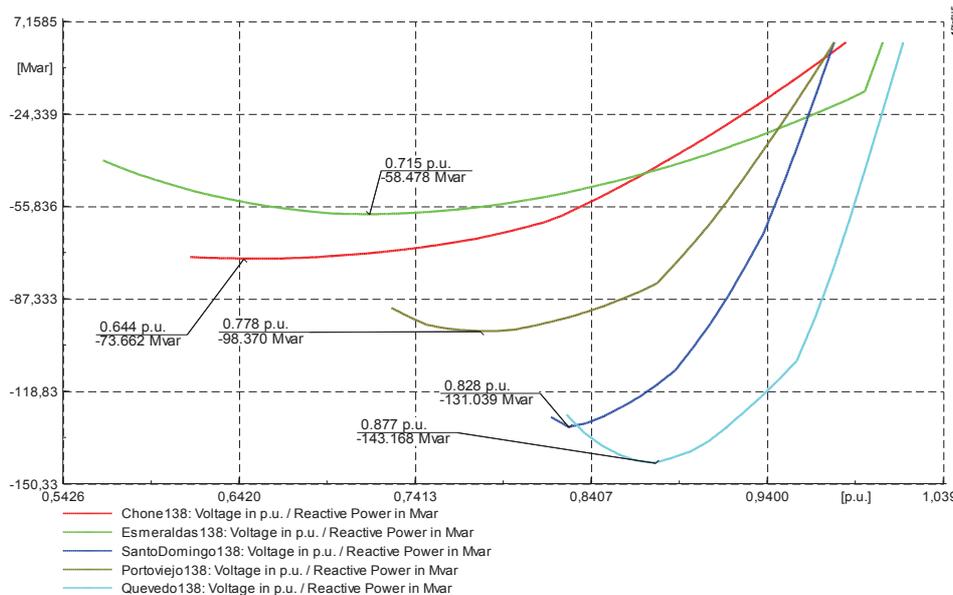


Figura 5-15: Curvas V-Q Barras 138 kV – Demanda Máxima – Zona Noroccidental

La Tabla 5-19 resume los distintos márgenes de potencia activa y reactiva para las zonas del SNI analizadas. Con la inclusión de un equipo FACTS en una barra determinada se espera que estos márgenes mejoren notablemente debido al soporte de potencia reactiva que proveería a la zona correspondiente.

Tabla 5-19: Margen de Potencia Activa y Reactiva – Demanda Máxima

Zona	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVar]
Suroccidental	276,3	91,1
Noorccidental	134,2	58,5

5.4.2 Análisis Ante Contingencias

Se analiza las curvas P-V y V-Q ante las contingencias más críticas para la zona, es decir la salida de la central trinitaria para la zona suroccidental y salida de la Central Esmeraldas para la zona noroccidental. En la Figura 5-16 y Figura 5-17 se muestran las curvas obtenidas para las barras de zona suroccidental ante la indisponibilidad de la central trinitaria.

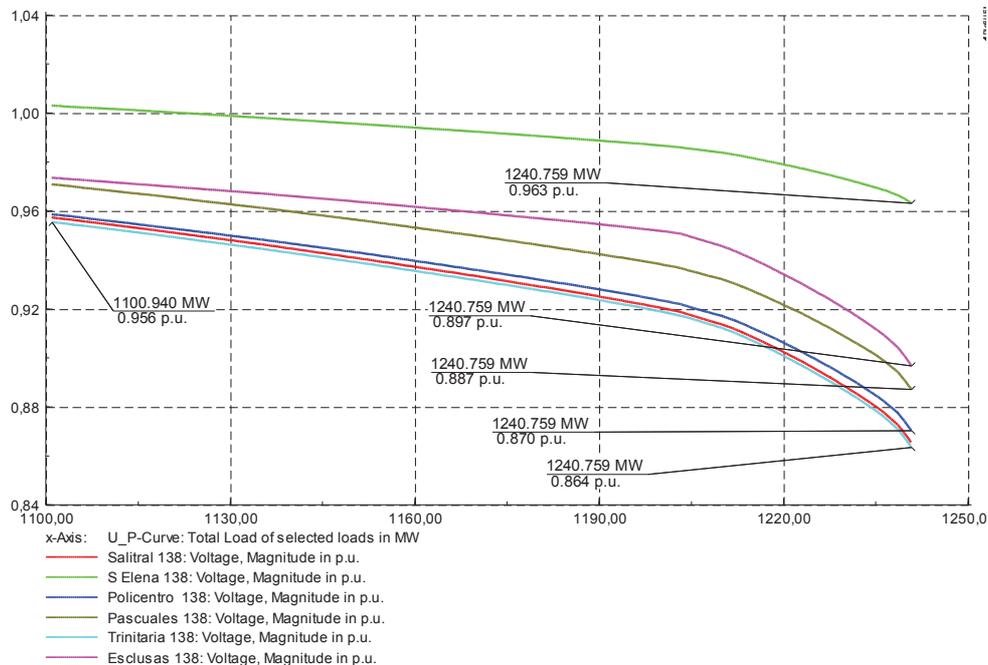


Figura 5-16: Curvas P-V – Trinitaria Indisponible – Zona Suroccidental

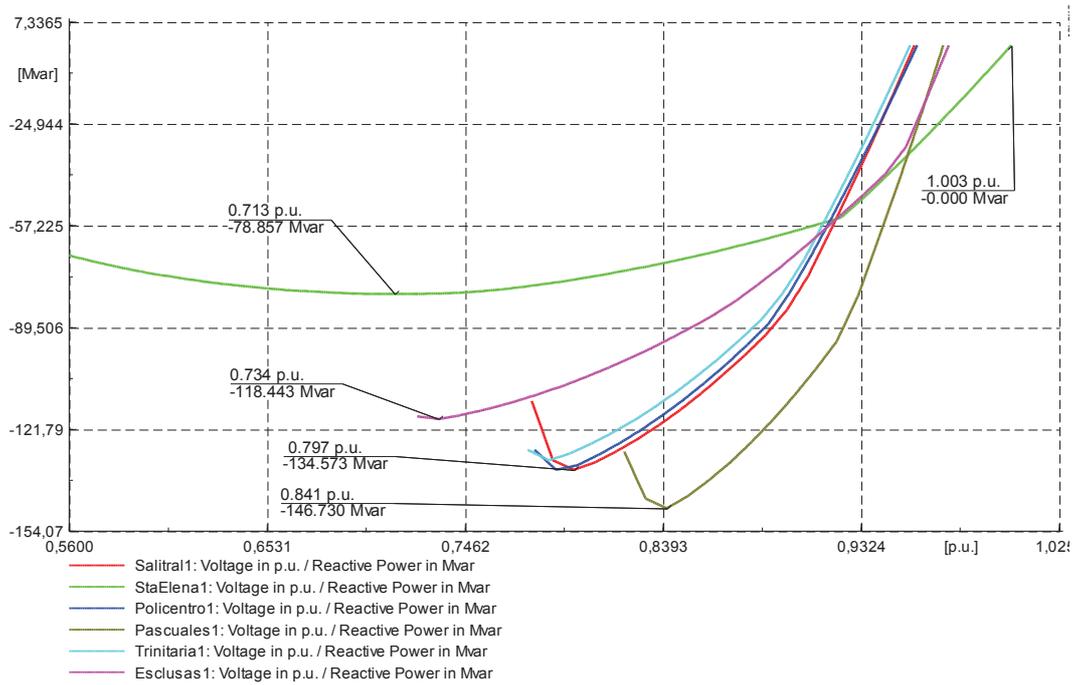


Figura 5-17: Curvas V-Q Barras 138 kV – Trinitaria Indisponible – Zona Suroccidental

En la zona noroccidental se simuló la indisponibilidad de la central Esmeraldas en una condición de demanda máxima y se obtuvo el margen de potencia activa y reactiva mediante la obtención de las curvas P-V y V-Q respectivamente.

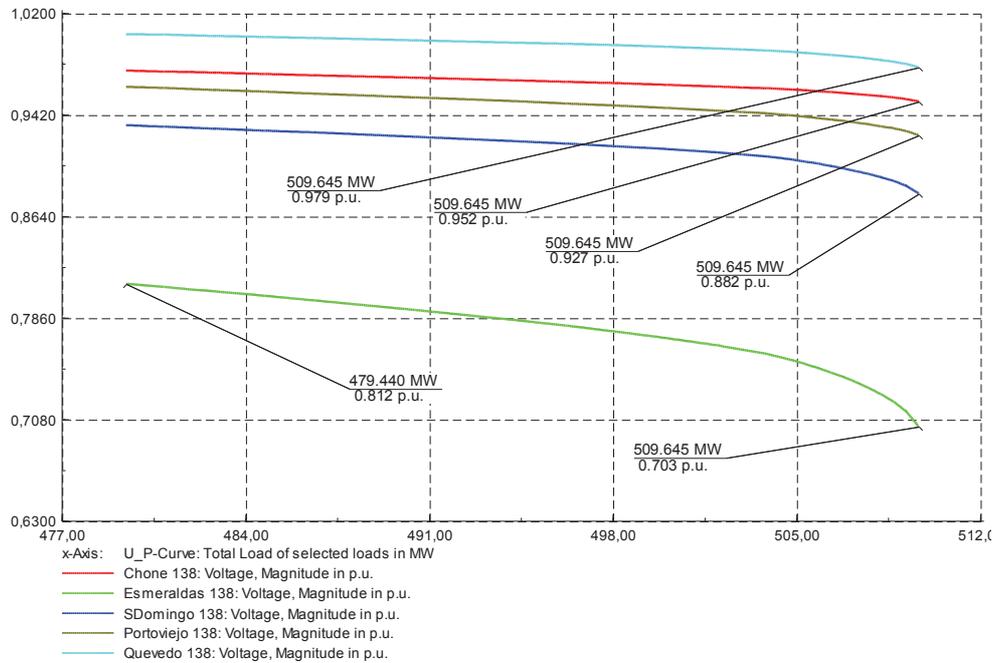


Figura 5-18: Curvas P-V Barras 138 kV – Esmeraldas Indisponible – Zona Noroccidental

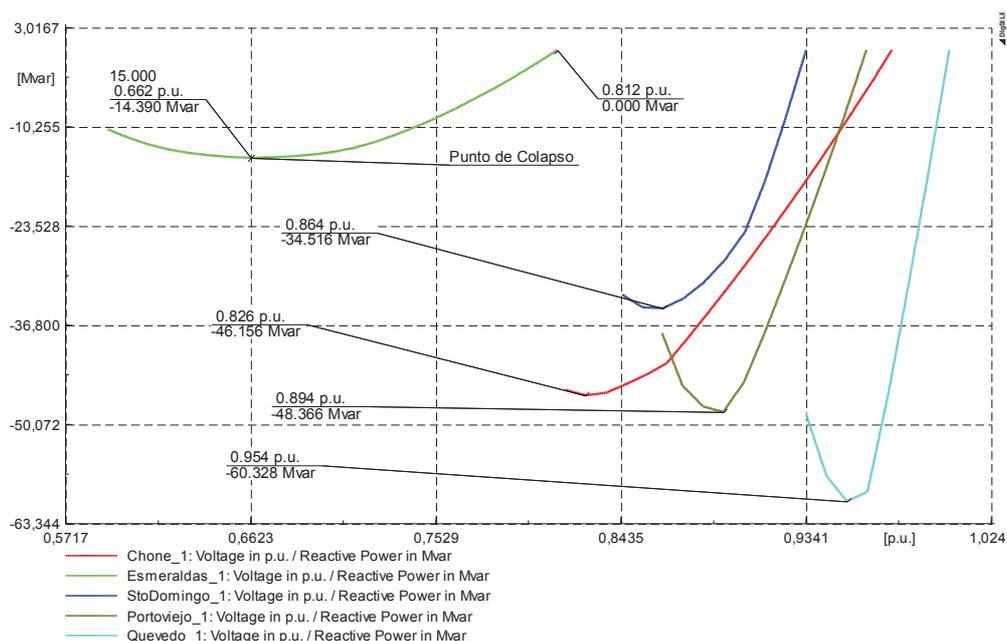


Figura 5-19: Curvas V-Q Barras 138 kV – Esmeraldas Indisponible – Zona Noroccidental

En la Tabla 5-20 se puede observar el resumen de los resultados obtenidas luego del análisis de estabilidad de voltaje ante contingencias.

Tabla 5-20: Margen de Potencia Activa y Reactiva – Ante Contingencias

Zona	Contingencia	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVar]
Suroccidental	Trinitaria Indisponible	139,8	78,9
Noroccidental	Esmeraldas Indisponible	30,2	14,4

5.4.3 Resumen Preliminar

Del análisis preliminar de estabilidad de voltaje se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Existen decrementos notables en los márgenes de cargabilidad y potencia reactiva en las zonas analizadas si se compara los resultados de las curvas en condiciones normales y ante contingencias. La Tabla 5-21 muestra los porcentajes calculados.

Tabla 5-21: Porcentajes de Decrementos del Margen de Cargabilidad y Potencia Reactiva

Zona	Margen de Cargabilidad	Margen de Potencia Reactiva
Suroccidental	50%	13%
Noroccidental	77%	75%

- Las curvas con mayores pendientes (Curvas P-V), y por tanto con mayor vulnerabilidad a colapso de voltaje, son Trinitaria 138 kV, Salitral 138 kV y Pascuales 138 kV en la zona suroccidental y Portoviejo 138 kV, Chone 138 kV y Santo Domingo 138 kV en la zona noroccidental. Esto induce a considerar como alternativa la instalación de controladores shunt SVC en estas barras del sistema.
- De las curvas V-Q se puede mencionar que las barras con menor margen de potencia reactiva son Santa Elena 138 kV, Esclusas 138 kV y Trinitaria 138 kV en la zona suroccidental y Esmeraldas 138 kV, Santo Domingo 138 kV y Chone 138 kV en la zona noroccidental.

5.5 INCLUSIÓN DEL DISPOSITIVO FACTS

5.5.1 Ubicación del SVC

En base al estudio previamente realizado en el SNI, se propone la instalación de un SVC en distintas barras, de la zona suroccidental y noroccidental, que presentaron problemas en el control de voltaje y déficit de potencia reactiva. Los casos de estudio que se crearon, ubican al equipo FACTS en las siguientes barras:

1. SVC en la barra de Pascuales 138kV.
2. SVC en la barra Santa Elena 138kV.
3. SVC en la barra Trinitaria 138kV.
4. SVC en la barra Santo Domingo 138kV.

5.5.2 Tipo y Características del SVC

De la gama de configuraciones del SVC que se dispone en la literatura y que fueron descritos en la sección 2.3.1.3, se utilizará el SVC tipo TSC-TCR. La

capacidad del TCR es igual a la capacidad de una de las ramas TSC. En las siguientes tablas se muestran las características de cada uno de los SVC's que serán modelados dentro del sistema de potencia.

Tabla 5-22: Parámetros del SVC para la Barra de Pascuales 138 kV

Parámetro	Capacidad TCR [MVar]	Capacidad TSC		Modo de Control	Voltaje de Referencia [pu]	Pendiente [%]
		Número de Capacitores [u]	Q por cada Capacitor [MVar]			
SVC	30	5	-30	Voltaje	1,01	3 (180 MVar)

Tabla 5-23: Parámetros del SVC para la Barra de Sta. Elena 138 kV

Parámetro	Capacidad TCR [MVar]	Capacidad TSC		Modo de Control	Voltaje de Referencia [pu]	Pendiente [%]
		Número de Capacitores [u]	Q por cada Capacitor [MVar]			
SVC	30	2	-30	Voltaje	1,015	3 (90 MVar)

Tabla 5-24: Parámetros del SVC para la Barra de Trinitaria 138 kV

Parámetro	Capacidad TCR [MVar]	Capacidad TSC		Modo de Control	Voltaje de Referencia [pu]	Pendiente [%]
		Número de Capacitores [u]	Q por cada Capacitor [MVar]			
SVC	30	4	-30	Voltaje	1,01	3 (150 MVar)

Tabla 5-25: Parámetros del SVC para la Barra de Santo Domingo 138 kV

Parámetro	Capacidad TCR [MVar]	Capacidad TSC		Modo de Control	Voltaje de Referencia [pu]	Pendiente [%]
		Número de Capacitores [u]	Q por cada Capacitor [MVar]			
SVC	30	3	-30	Voltaje	1,01	3 (120 MVar)

5.5.3 Modelo del SVC en Power Factory

Para el presente estudio se ha empleado el modelo de control del SVC disponible en la librería del DigSilent; en la Figura 5-20 se muestra el *Composite Frame* del sistema de control completo implementado en *Power Factory*.

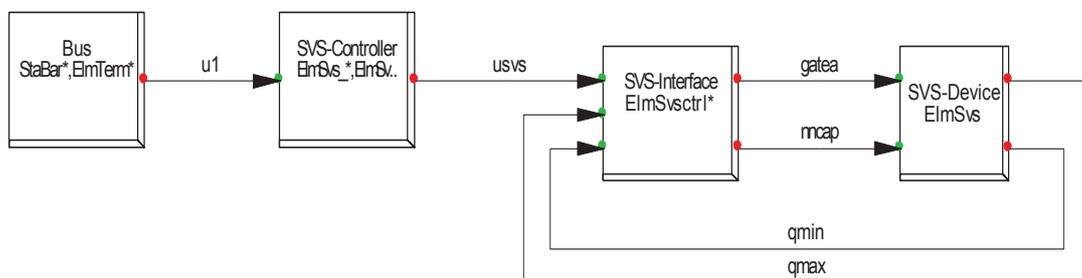


Figura 5-20: Composite Frame del SVC

Donde:



Es el bloque donde se define la barra donde se conectará el SVC y se tomará la medida de voltaje de referencia.



Es el bloque donde se ubica el modelo de control del SVC. Para este estudio se ha seleccionado un modelo con la estructura del modelo Básico 1 detallado en el Anexo B .



Es el bloque de adaptación entre el modelo de control y el dispositivo. Ajusta las variables de salida *gatea* y *mncap* en el dispositivo SVC.



Es el bloque donde se ubica al equipo SVC.

5.6 CASO DE ESTUDIO 1: SVC EN PASCUALES 138 KV

Una vez configurado las características y el modelo del SVC en el programa computacional *Power Factory* e incorporado a la red eléctrica, se procede a analizar los flujos de potencia y la estabilidad de voltaje dentro del SNI, en condiciones normales y ante contingencias. La Figura 5-21 muestra la ubicación del SVC en la barra Pascuales 138 kV en la zona suroccidental.

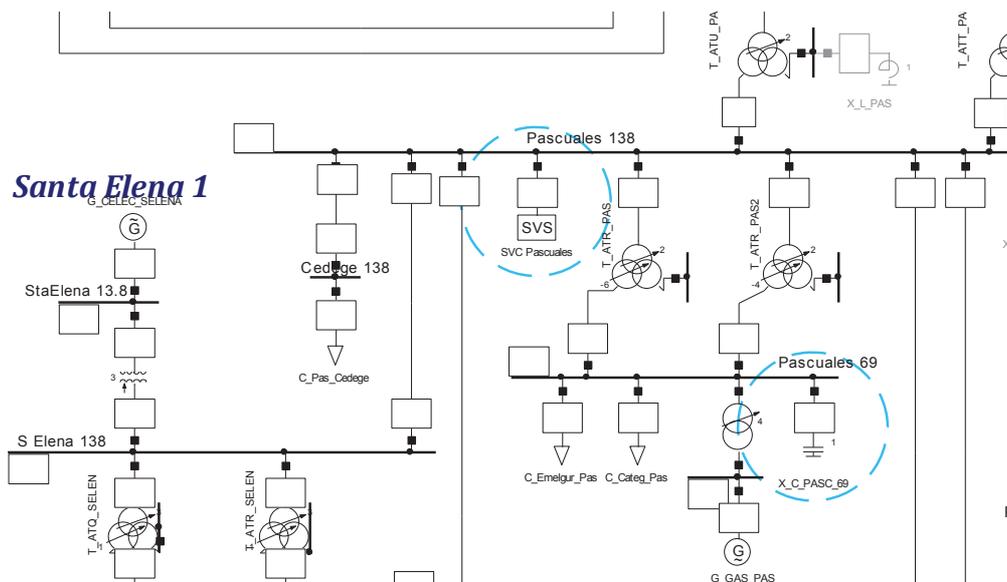


Figura 5-21: Ubicación del SVC en la Barra de Pascuales 138 kV

5.6.1 Análisis de Flujos de Potencia

Con la inclusión del SVC se realizó un nuevo cálculo de flujo de potencia en donde el SVC ajusta la compensación de potencia reactiva de acuerdo a la curva de operación definida por los parámetros de la Tabla 5-22. En la Tabla 5-26, se muestra la compensación que provee el SVC en cada una de las demandas.

Tabla 5-26: Ajuste de Compensación Reactiva del SVC en Pascuales 138 kV

Demanda	Voltaje en Pascuales 138 kV [pu]	Compensación del SVC [MVar]
Mínima	1,007	-18,28
Media	0,995	-89,04
Máxima	0,998	-73,72

En la Figura 5-22, se puede apreciar la curva de operación del SVC donde se señala los distintos puntos de operación de acuerdo a la condición de demanda.

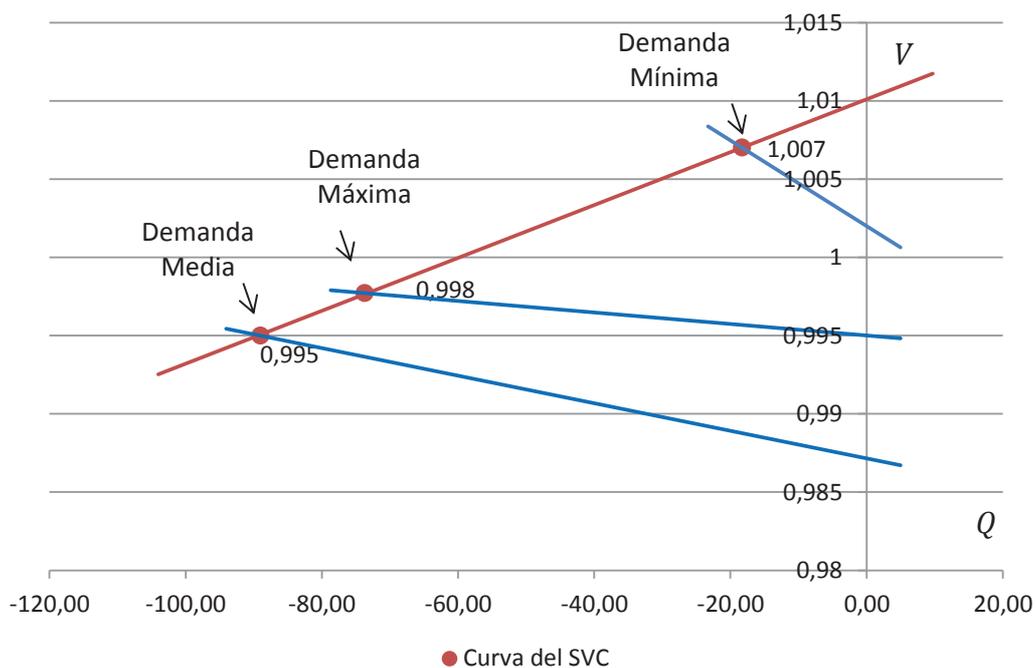


Figura 5-22: Punto de Operación del SVC en Pascuales 138 kV en cada Demanda de Potencia

Con la inclusión del SVC, se establecen nuevos perfiles de voltajes en las barras aledañas a la zona suroccidental, tal como se puede apreciar en la Figura 5-23.

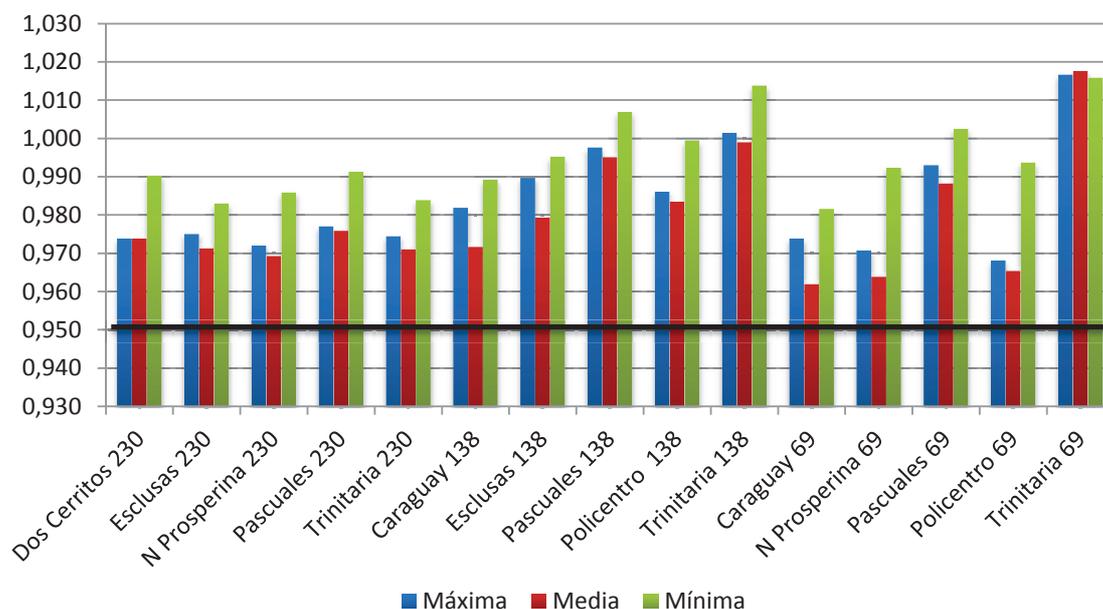


Figura 5-23: Perfiles de Voltaje en Barras Zona Suroccidental – Con SVC en Barra Pascuales 138 kV

Para observar de mejor manera el efecto del SVC en los voltajes de la zona suroccidental, la Tabla 5-27 y la Figura 5-24 muestra y compara los valores de los voltajes en las barras de la zona sin y con la inclusión del SVC para una condición de demanda media.

Tabla 5-27: Voltajes Sin y Con SVC en la Barra Pascuales 138 kV - Demanda Media

Barra	Sin SVC		Con SVC	
	kV	pu	kV	pu
Dos Cerritos 230	222,67	0,968	223,99	0,974
Esclusas 230	222,32	0,967	223,41	0,971
N Prosperina 230	221,65	0,964	222,95	0,969
Pascuales 230	223,08	0,970	224,46	0,976
Trinitaria 230	222,22	0,966	223,36	0,971
Caraguay 138	133,40	0,967	134,10	0,972
Esclusas 138	134,46	0,974	135,15	0,979
Pascuales 138	136,22	0,987	137,33	0,995
Policentro 138	134,59	0,975	135,72	0,984
Trinitaria 138	137,16	0,994	137,87	0,999
Caraguay 69	66,03	0,957	66,38	0,962
N Prosperina 69	66,09	0,958	66,51	0,964
Pascuales 69	67,64	0,980	68,19	0,988
Policentro 69	66,03	0,957	66,62	0,965
Trinitaria 69	69,85	1,012	70,22	1,018

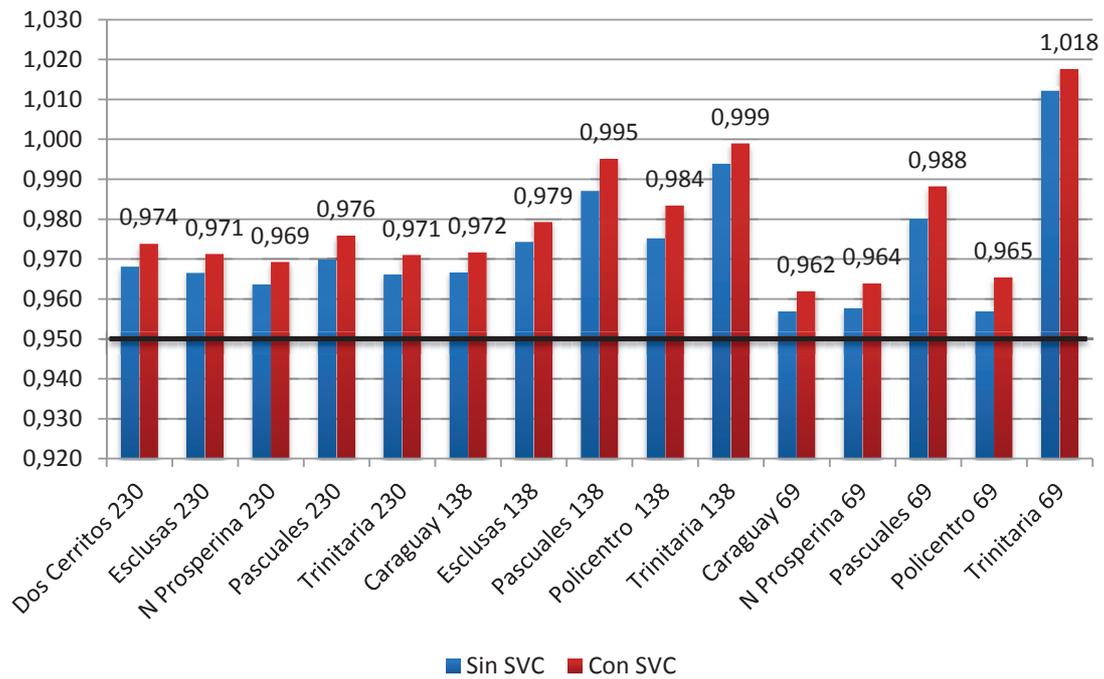


Figura 5-24: Perfiles de Voltajes Sin y Con SVC en Barra Pascuales 138 kV – Demanda Media

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema, inyectando un nuevo valor de potencia reactiva y de esta manera controlando el voltaje hasta el máximo de su capacidad. La Tabla 5-28, muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación proporcionada por el equipo.

Tabla 5-28: Voltaje en Pascuales 138 kV y Compensación del SVC ante Contingencias

Contingencias	Demanda Máxima		Demanda Media	
	Voltaje en Pascuales 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]	Voltaje en Pascuales 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
L/T Molino - Pascuales	0,993	-101,52	0,990	-121,17
L/T Pascuales - Dos Cerritos	0,998	-69,83	0,995	-88,79
L/T Santa Rosa - Totoras	0,995	-89,67	0,993	-101,80
Salida Trinitaria	0,991	-111,28	0,979	-143,62
Salida Esmeraldas	0,996	-85,12	0,994	-98,97

Como se puede apreciar, para la salida de Trinitaria, el SVC se ‘exige’ hasta casi el máximo de su compensación, con el fin de otorgar, a la barra de pascuales 138

kV y por consiguiente a las aledañas, un voltaje adecuado dentro del rango de regulación. Como consecuencia de este aporte de potencia reactiva, la Tabla 5-29 y Figura 5-25 se muestra que los voltajes en las barras de la zona mejoran notablemente por encima del límite mínimo de operación establecido.

Tabla 5-29: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Trinitaria. Demanda Media

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Dos Cerritos 230	212,011	0,922	219,970	0,956	3,73%
Esclusas 230	208,400	0,906	217,494	0,946	4,36%
N Prosperina 230	209,362	0,910	218,069	0,948	4,16%
Trinitaria 230	208,305	0,906	217,384	0,945	4,36%
Caraguay 138	124,516	0,902	130,329	0,944	4,67%
Esclusas 138	125,661	0,911	131,416	0,952	4,58%
Pascuales 138	128,879	0,934	135,036	0,979	4,78%
Policentro 138	127,073	0,921	133,377	0,966	4,96%
Trinitaria 138	126,148	0,914	132,254	0,958	4,84%
Caraguay 69	61,530	0,892	64,473	0,934	4,78%
N Prosperina 69	62,062	0,899	64,917	0,941	4,60%
Pascuales 69	63,946	0,927	67,040	0,972	4,84%
Policentro 69	62,129	0,900	65,402	0,948	5,27%
Trinitaria 69	64,077	0,929	67,278	0,975	4,99%

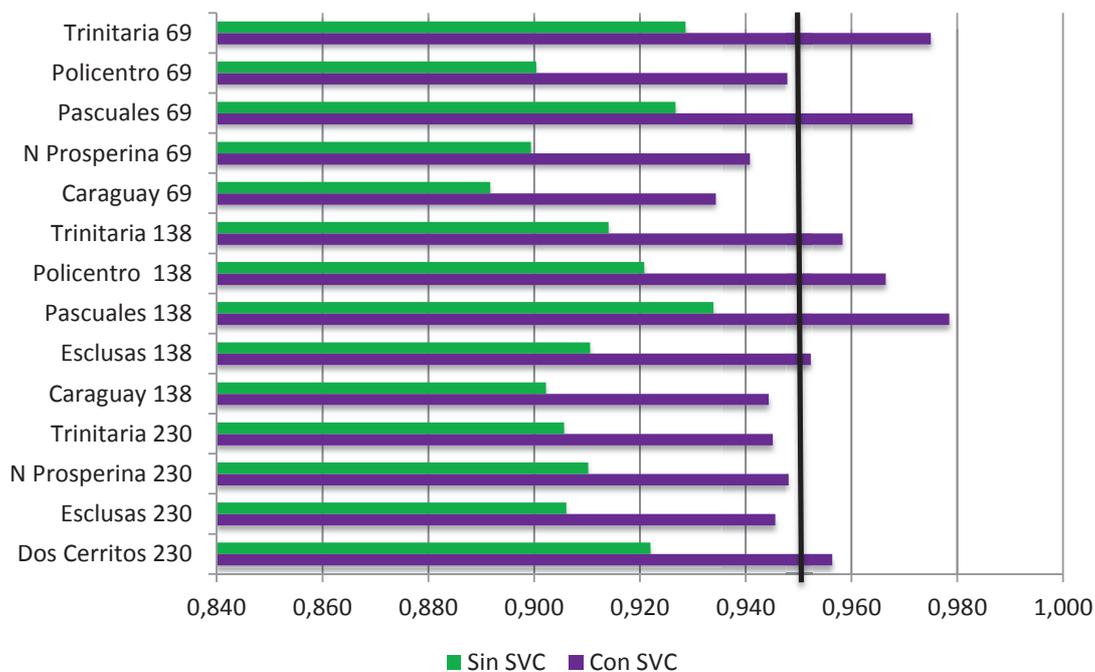


Figura 5-25: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la Central Trinitaria

Para el caso de la Salida de la Línea Molino – Pascuales también se puede apreciar mejoría en los perfiles de voltaje tal como se muestra en la Figura 5-26.

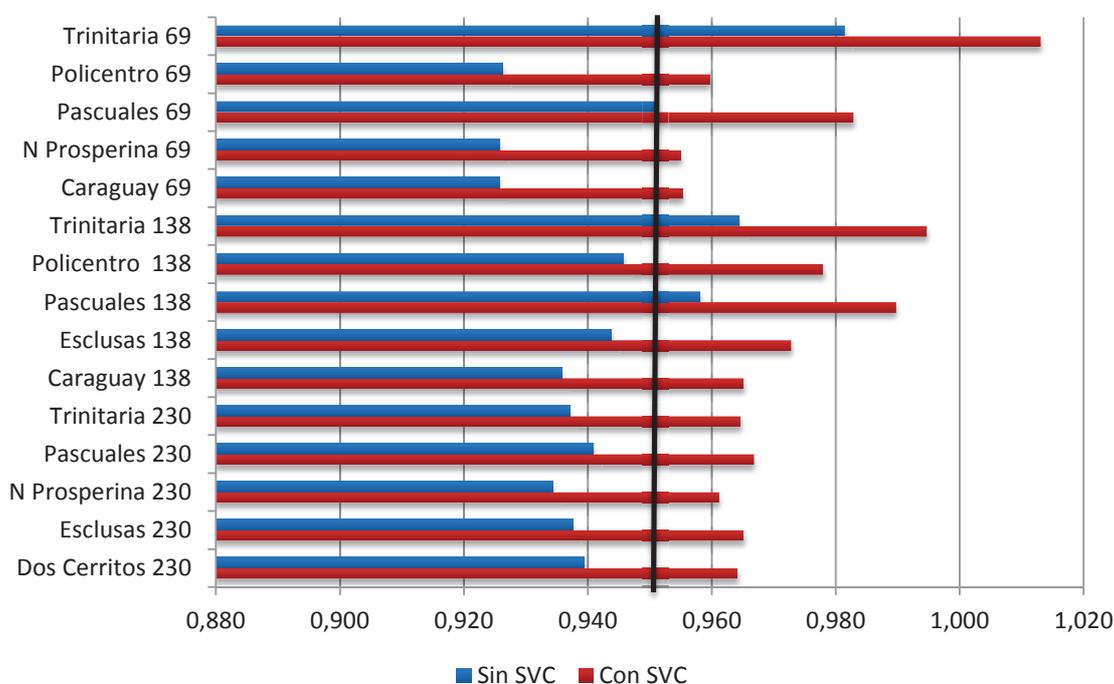


Figura 5-26: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la L/T Mollino – Pascuales

En cuanto a la salida de la central Esmeraldas, los cambios en las barras aledañas a la zona noroccidental, no tiene el suficiente impacto de parte del SVC ubicado en Pascuales 138 kV. La Tabla 5-30 corrobora esta situación.

Tabla 5-30: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Esmeraldas. Demanda Máxima

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	223,968	0,974	224,328	0,975	0,16%
SDomingo 230	218,229	0,949	218,554	0,950	0,15%
San Gregorio 230	220,034	0,957	220,381	0,958	0,16%
Esmeraldas 138	112,096	0,812	112,398	0,814	0,27%
Portoviejo 138	132,980	0,964	133,171	0,965	0,14%
Quevedo 138	138,570	1,004	138,739	1,005	0,12%
SDomingo 138	128,900	0,934	129,108	0,936	0,16%
San Gregorio 138	133,119	0,965	133,319	0,966	0,15%
Esmeraldas 69	54,127	0,784	54,282	0,787	0,29%
Portoviejo 69	65,667	0,952	65,767	0,953	0,15%
Quevedo 69	65,918	0,955	66,001	0,957	0,12%
SDomingo 69	64,391	0,933	64,501	0,935	0,17%

5.6.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Sobre el escenario de estudio de condición de demanda máxima se obtuvo las curvas P-V y V-Q con la incorporación del SVC en la barra de Pascuales 138 kV. La Figura 5-27 muestra las curvas P-V de las barras de la zona suroccidental en condiciones normales. Comparando con los resultados preliminares (Sección 5.4) se obtiene un nuevo margen de potencia activa de **324,77 MW**.

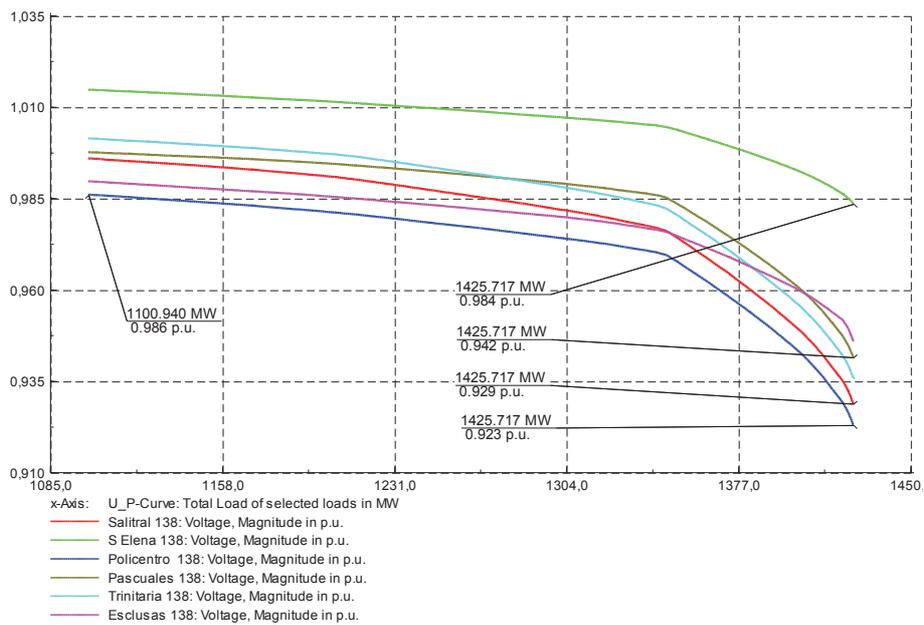


Figura 5-27: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Pascuales 138kV

La correspondiente curva V-Q se presenta en la Figura 5-28. Con la inclusión del SVC el margen de potencia reactiva de esta zona, establecida por la barra de Sta. Elena 138 kV, aumenta a un valor de **99,2 MVar**. Se puede observar también que cada una de las barras presenta un leve aumento en su margen de potencia reactiva respecto a la Figura 5-13.

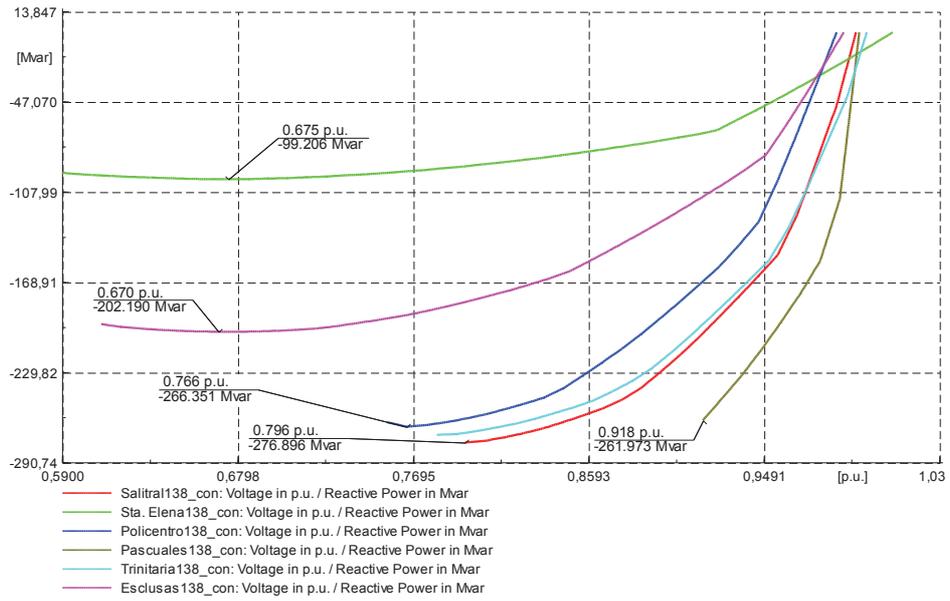


Figura 5-28: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Pascuales 138kV

En condiciones de contingencias, específicamente ante la Salida de la Central Trinitaria, es conveniente comparar el nuevo margen con el que se obtuvo sin FACTS. La Figura 5-29 muestra las curvas PV obtenidas con el SVC en Pascuales 138kV. Se advierte un margen de cargabilidad de **186,1 MW**.

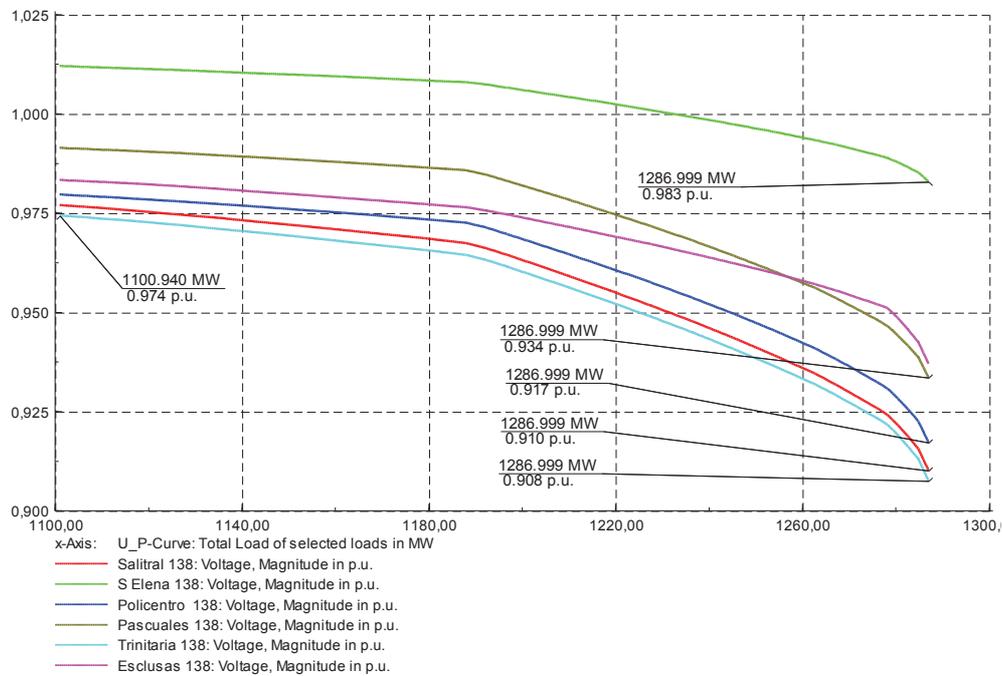


Figura 5-29: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Pascuales 138kV

En cuanto al margen de potencia reactiva, la familia de curvas V-Q de la Figura 5-30 muestra un margen de **90,4 MVar** para la indisponibilidad de Trinitaria pero con el SVC instalado. En la última sección de este capítulo se realizara un análisis comparativo de cada uno de los casos de estudios planteados.

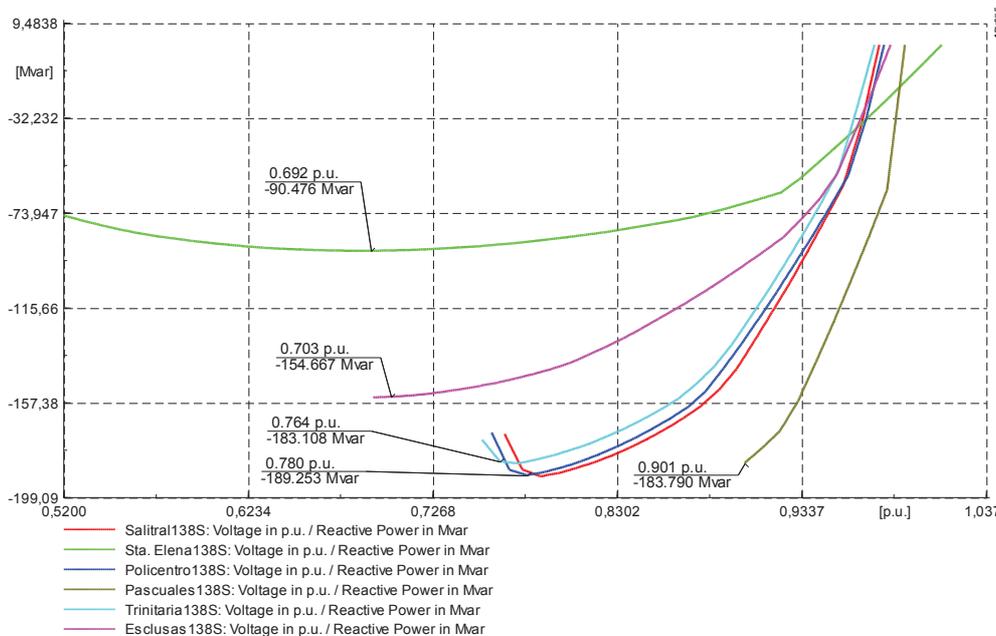


Figura 5-30: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Pascuales 138kV

En la Tabla 5-31 se presenta un resumen de los nuevos márgenes de potencia activa y reactiva en condiciones normales y contingencia obtenidas de las curvas P-V y V-Q.

Tabla 5-31: Margen de Potencia Activa y Reactiva – SVC en Pascuales 138 kV

Escenario	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVar]
Condiciones Normales	324,8	99,2
Trinitaria Indisponible	186,1	90,5

5.7 CASO DE ESTUDIO 2: SVC EN SANTA ELENA 138 kV

Para el segundo ejemplo de estudio, se consideró un SVC con las características definidas en la Tabla 5-23 instalado en la barra de Santa Elena 138 kV. La ubicación del mismo se presenta en la Figura 5-31.

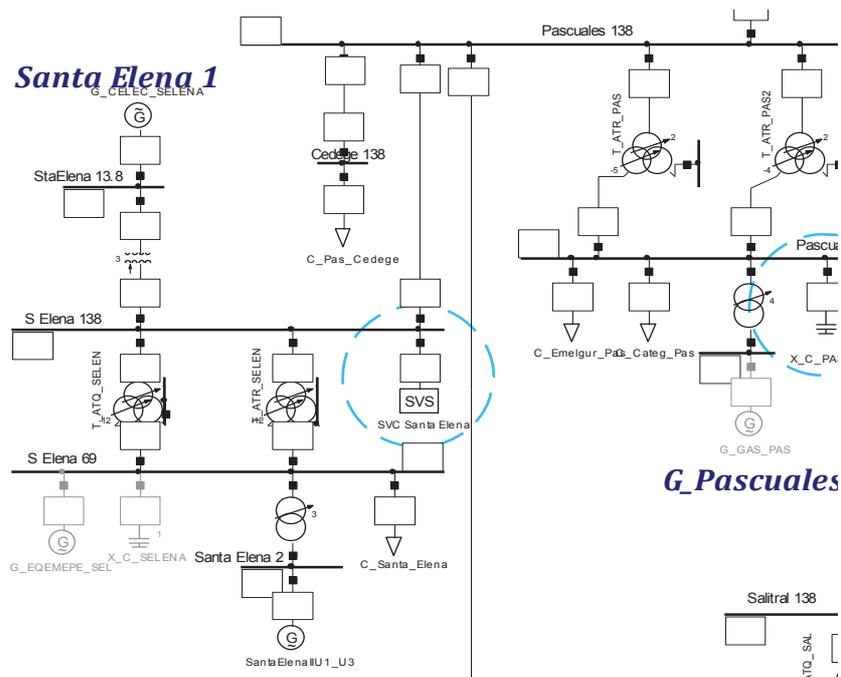


Figura 5-31: Ubicación del SVC en la Barra de Santa Elena 138 kV. Zona Suroccidental.

5.7.1 Análisis de Flujos de Potencia

Con la inclusión del SVC se realizó un nuevo cálculo de flujo de potencia y se extrajo los resultados más relevantes. En base a la curva de operación del SVC, éste ajusta la compensación de potencia reactiva conforme la demanda de potencia y el requerimiento de soporte de voltaje en la barra. En la Tabla 5-32, se muestra la compensación que provee el SVC y el voltaje en la barra instalada.

Tabla 5-32: Ajuste de Compensación Reactiva del SVC en Santa Elena 138 kV

Demanda	Voltaje en Sta. Elena 138 kV [pu]	Compensación del SVC [MVar]
Mínima	1,015	1,33
Media	1,013	-5,69
Máxima	1,015	-0,83

En la Figura 5-32, se puede apreciar de mejor manera la curva de operación del SVC y los distintos puntos de operación de acuerdo a la condición de demanda.

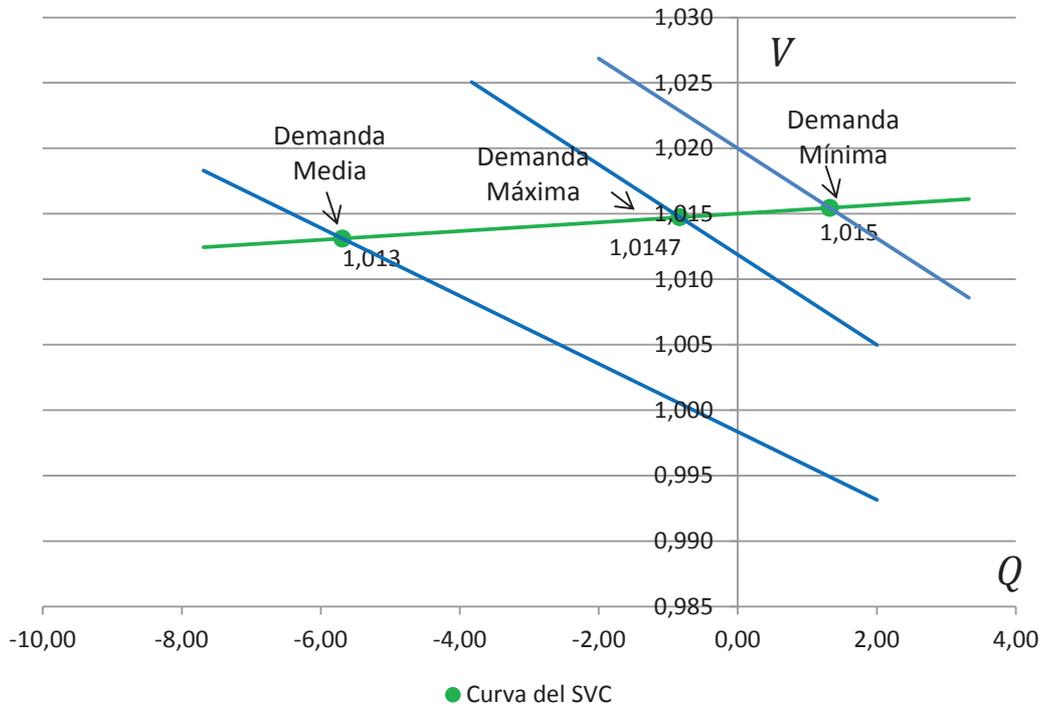


Figura 5-32: Punto de Operación del SVC en cada Demanda de Potencia

Como se puede observar, en condiciones normales, el SVC en Santa Elena 138 kV no entrega un aporte importante de potencia reactiva (respecto al caso de estudio anterior), y por lo tanto no se evidencia mejora notable en los perfiles de voltaje en la barra instalada y en las aledañas. El máximo aporte se evidencia en demanda media con apenas **5,6 MVar** capacitivos.

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema, inyectando un nuevo valor de potencia reactiva y de esta manera controlando el voltaje hasta el máximo de su capacidad. La Tabla 5-33, muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación proporcionada por el equipo.

Tabla 5-33: Voltaje y Compensación del SVC ante Contingencias – SVC en Sta. Elena 138 kV

Contingencias	Demanda Máxima		Demanda Media	
	Voltaje en Pascuales 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]	Voltaje en Pascuales 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
L/T Molino - Pascuales	1,0135	-4,45	1,010	-15,29
L/T Pascuales - Dos Cerritos	1,015	-0,45	1,013	-5,58
L/T Santa Rosa - Totoras	1,0141	-2,46	1,012	-8,47
Salida Trinitaria	1,013	-7,28	1,007	-24,47
Salida Esmeraldas	1,014	-1,98	1,012	-7,71

De la tabla anterior se puede extraer que el mayor aporte de potencia reactiva por parte del SVC se presenta ante la salida de la central Trinitaria con una compensación de **24,47 MVar** a barra de Santa Elena 138 kV. Sin embargo el porcentaje de aumento sobre los perfiles de voltaje no es importante como se puede apreciar en la Tabla 5-34 y visualizar en la Figura 5-33.

Tabla 5-34: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Trinitaria. Demanda Media

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Dos Cerritos 230	210,61	0,916	211,53	0,920	0,43%
Esclusas 230	206,81	0,899	207,86	0,904	0,50%
N Prosperina 230	207,84	0,904	208,84	0,908	0,48%
Pascuales 230	210,57	0,916	211,52	0,920	0,45%
Trinitaria 230	206,72	0,899	207,76	0,903	0,50%
Caraguay 138	123,50	0,895	124,17	0,900	0,54%
Esclusas 138	124,66	0,903	125,32	0,908	0,53%
Pascuales 138	127,82	0,926	128,52	0,931	0,54%
Policentro 138	125,99	0,913	126,70	0,918	0,56%
S Elena 138	136,30	0,988	138,95	1,007	1,90%
Trinitaria 138	125,09	0,906	125,79	0,911	0,55%
N Prosperina 69	61,56	0,892	61,89	0,897	0,53%
Pascuales 69	63,42	0,919	63,76	0,924	0,55%
Policentro 69	61,56	0,892	61,94	0,898	0,60%
Trinitaria 69	63,52	0,921	63,89	0,926	0,57%

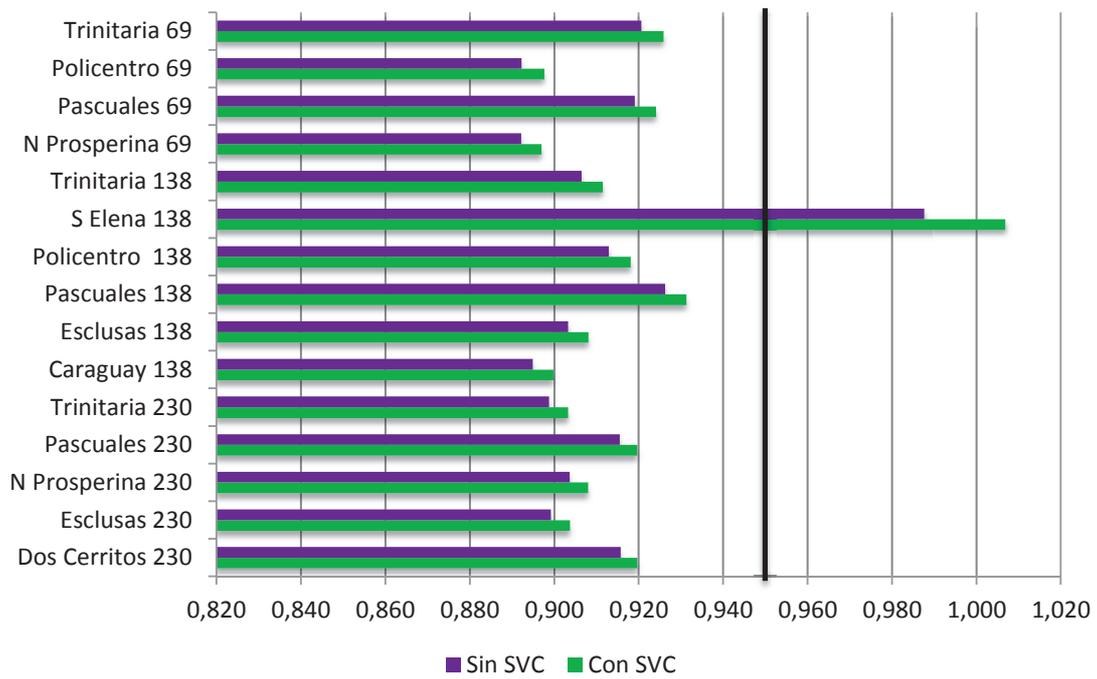


Figura 5-33: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la Central Trinitaria

Para el caso de la Salida de la Línea Molino – Pascuales también se puede apreciar mejoría en los perfiles de voltaje tal como se muestra en la Figura 5-34.

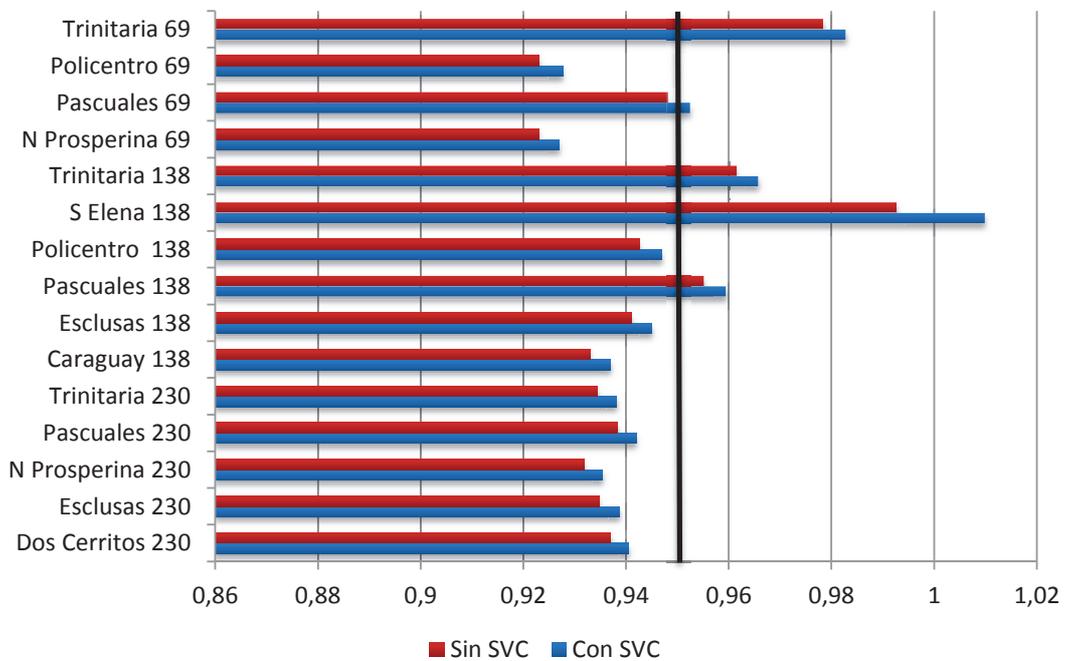


Figura 5-34: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la L/T Molino – Pascuales

En cuanto a la salida de la central Esmeraldas, los cambios en las barras aledañas a la zona noroccidental, no tiene el suficiente impacto de parte del SVC ubicado en Trinitaria. La Tabla 5-35 corrobora esta situación en demanda máxima.

Tabla 5-35: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Esmeraldas. Demanda Máxima

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Dos Cerritos 230	222,46	0,967	222,49	0,967	0,01%
Esclusas 230	223,44	0,971	223,46	0,972	0,01%
N Prosperina 230	222,24	0,966	222,26	0,966	0,01%
Pascuales 230	223,16	0,970	223,19	0,970	0,01%
Trinitaria 230	223,22	0,971	223,24	0,971	0,01%
Caraguay 138	135,16	0,979	135,17	0,979	0,01%
Esclusas 138	136,24	0,987	136,25	0,987	0,01%
Pascuales 138	136,75	0,991	136,78	0,991	0,02%
Policentro 138	135,13	0,979	135,16	0,979	0,02%
S Elena 138	139,64	1,012	139,98	1,014	0,24%
Trinitaria 138	137,71	0,998	137,72	0,998	0,01%
N Prosperina 69	66,55	0,965	66,56	0,965	0,01%
Pascuales 69	68,11	0,987	68,12	0,987	0,02%
Policentro 69	66,31	0,961	66,33	0,961	0,02%
Trinitaria 69	69,89	1,013	69,90	1,013	0,01%

5.7.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Sobre el escenario de estudio de condición de demanda máxima se obtuvo las curvas P-V y V-Q con la incorporación del SVC en la barra de Santa Elena 138 kV. La Figura 5-35 muestra las curvas P-V de las barras de la zona suroccidental en condiciones normales. Comparando con los resultados preliminares (Sección 5.4) se obtiene un nuevo margen de potencia activa de **288,4 MW**.

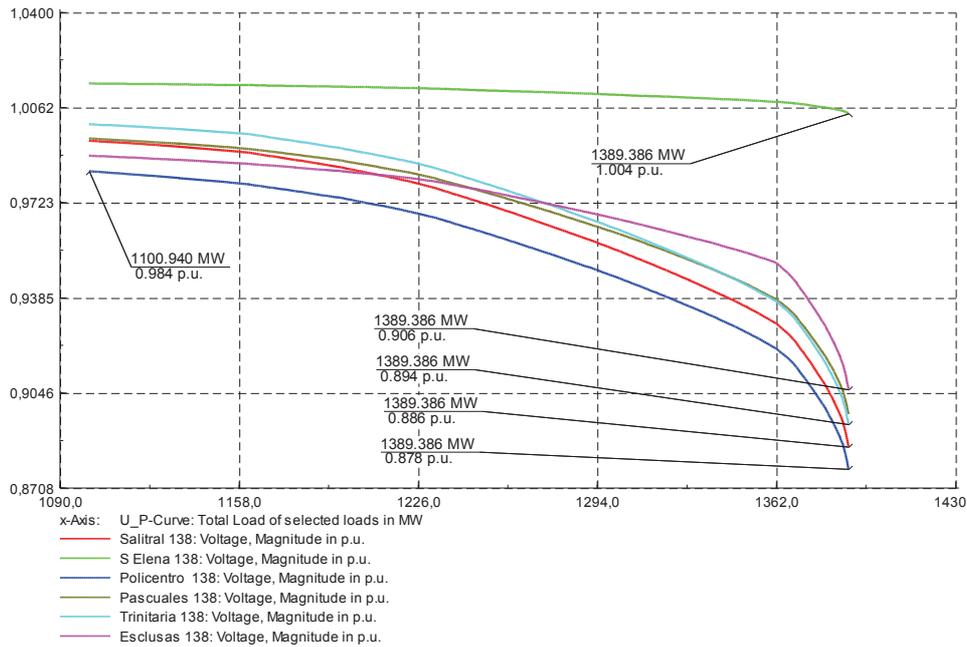


Figura 5-35: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Sta.Elena 138kV

La correspondiente curva V-Q se presenta en la Figura 5-36. Con la inclusión del SVC el margen de potencia reactiva de esta zona, establecida por la barra de Sta. Elena 138 kV, aumenta a un valor de **123,3 MVar**. Se puede observar también que cada una de las barras presenta un leve aumento en su margen de potencia reactiva respecto a la Figura 5-13.

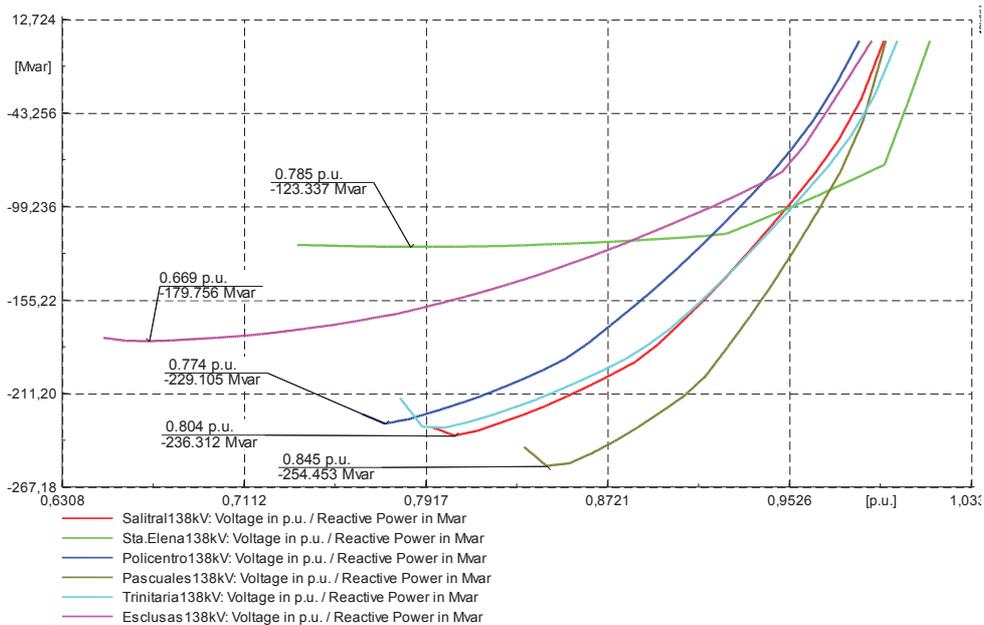


Figura 5-36: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Sta.Elena 138kV

En condiciones de contingencias, específicamente ante la Salida de la Central Trinitaria, es conveniente comparar el nuevo margen con el que se obtuvo sin FACTS. La Figura 5-37 muestra las curvas P-V obtenidas con el SVC en Santa Elena 138 kV. Se advierte un margen de cargabilidad de **149,7 MW**.

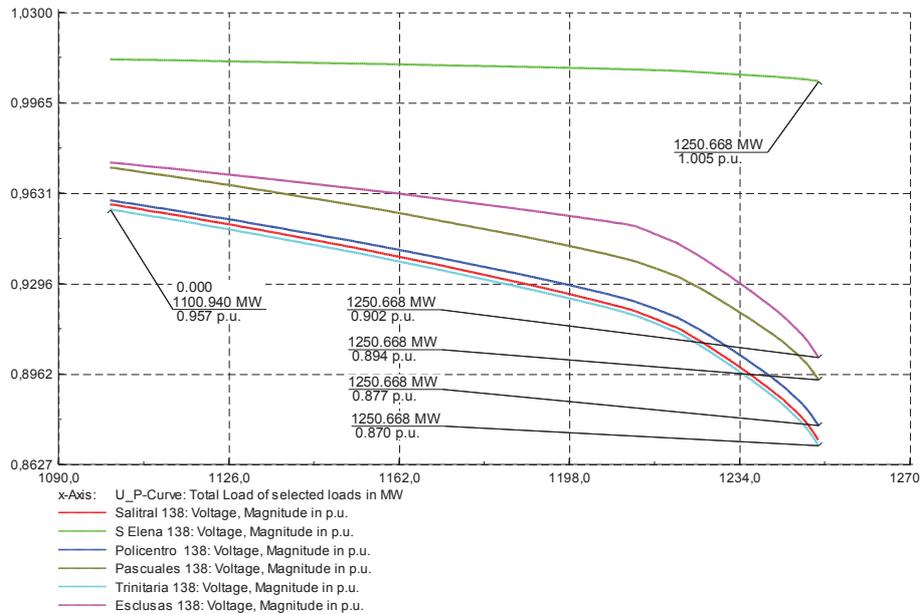


Figura 5-37: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Sta.Elena 138kV

En cuanto al margen de potencia reactiva, la familia de curvas V-Q de la Figura 5-38 muestra un margen de **112,4 MVar** para la indisponibilidad de Trinitaria pero con el SVC instalado. En la Tabla 5-36 se presenta un resumen de los nuevos márgenes de potencia activa y reactiva en condiciones normales y contingencia obtenidas de las curvas P-V y V-Q.

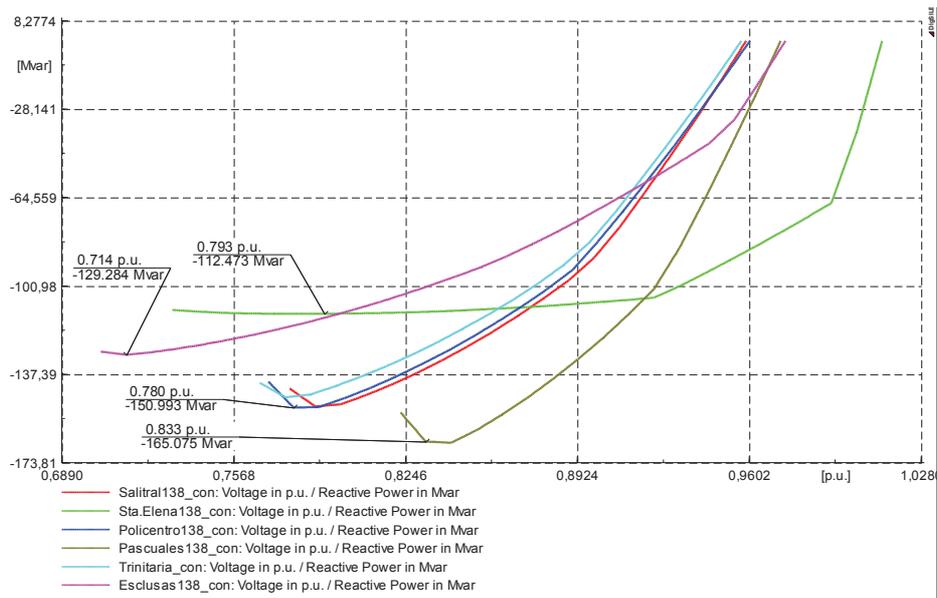


Figura 5-38: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Sta.Elena 138kV

Tabla 5-36: Margen de Potencia Activa y Reactiva – SVC en Sta. Elena 138 kV

Escenario	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVar]
Condiciones Normales	288,4	123,3
Trinitaria Indisponible	149,7	112,5

5.8 CASO DE ESTUDIO 3: SVC EN TRINITARIA 138 KV

La ubicación del mismo se presenta en la Figura 5-39.

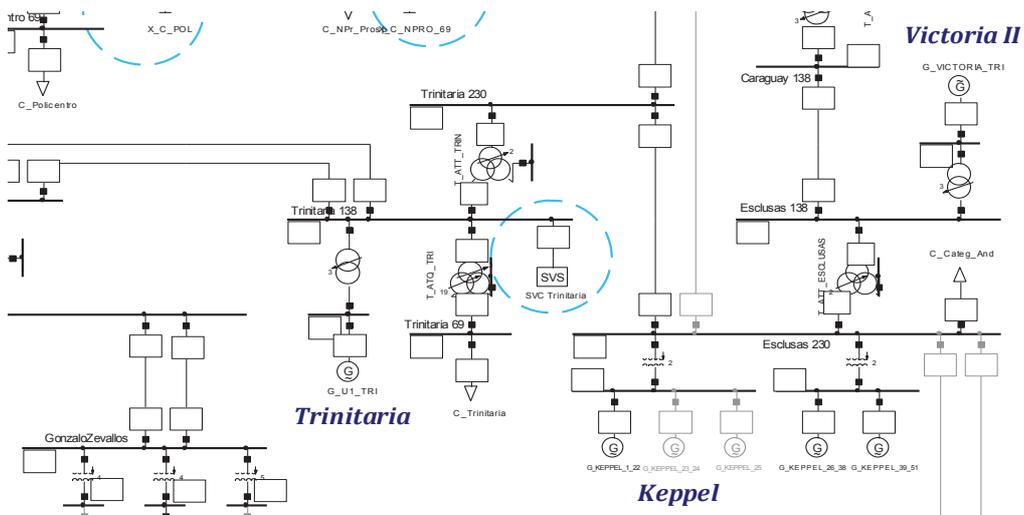


Figura 5-39: Ubicación del SVC en la Barra de Trinitaria 138 kV

5.8.1 Análisis de Flujos de Potencia

Con la inclusión del SVC se realizó un nuevo cálculo de flujo de potencia y se extrajo los resultados más relevantes. En base a la curva de operación del SVC, éste ajusta la compensación de potencia reactiva conforme la demanda de potencia. En la Tabla 5-37, se muestra la compensación que provee el SVC y el voltaje en la barra instalada.

Tabla 5-37: Ajuste de Compensación Reactiva del SVC en Trinitaria 138 kV

Demanda	Voltaje en Trinitaria 138 kV [pu]	Compensación del SVC [MVar]
Mínima	1,011	2,92
Media	1,003	-34,98
Máxima	1,005	-24,33

En la Figura 5-40, se puede apreciar de mejor manera la curva de operación del SVC y los distintos puntos de operación de acuerdo a la condición de demanda.

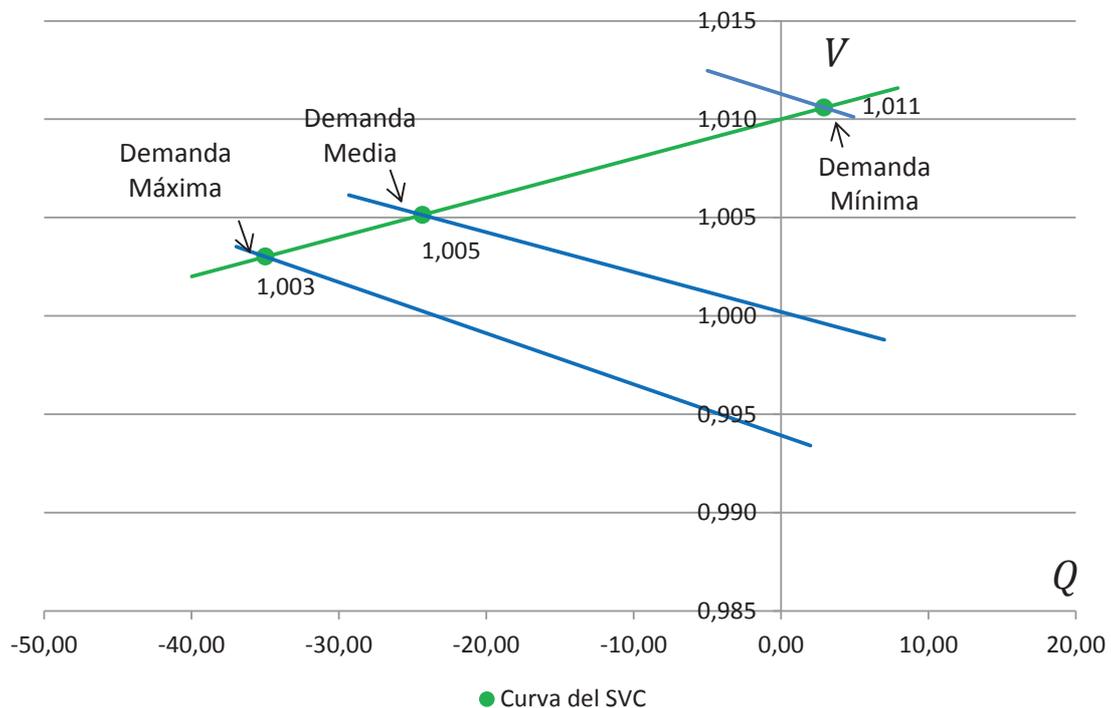


Figura 5-40: Punto de Operación del SVC en cada Demanda de Potencia

Con la inclusión del SVC, se establecen nuevos perfiles de voltajes en las barras aledañas a la zona suroccidental, tal como se puede apreciar en la Figura 5-41.

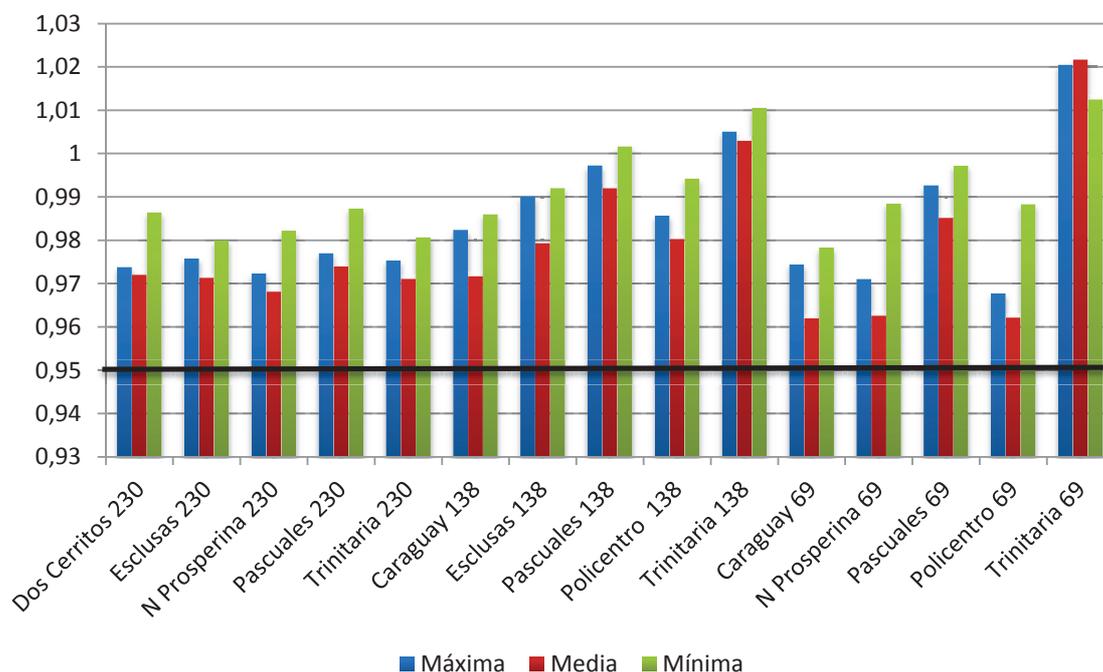


Figura 5-41: Voltajes en Barras Zona Suroccidental – Con SVC en Barra Trinitaria 138 kV

Para observar de mejor manera el efecto del SVC en los voltajes de la zona suroccidental, la Tabla 5-38 y la Figura 5-42 muestra y compara los valores de los voltajes en las barras de la zona sin y con la inclusión del SVC para una condición de demanda media.

Tabla 5-38: Comparación de Voltajes con la Inclusión del SVC en la Barra Trinitaria 138 kV

Barra	Sin SVC		Con SVC	
	kV	pu	kV	pu
Dos Cerritos 230	222,67	0,968	223,58	0,972
Esclusas 230	222,32	0,967	223,42	0,971
N Prosperina 230	221,65	0,964	222,68	0,968
Pascuales 230	223,08	0,970	224,03	0,974
Trinitaria 230	222,22	0,966	223,36	0,971
Caraguay 138	133,40	0,967	134,10	0,972
Esclusas 138	134,46	0,974	135,16	0,979
Pascuales 138	136,22	0,987	136,90	0,992
Policentro 138	134,59	0,975	135,29	0,980
Trinitaria 138	137,16	0,994	138,41	1,003
Caraguay 69	66,03	0,957	66,38	0,962
N Prosperina 69	66,09	0,958	66,42	0,963
Pascuales 69	67,64	0,980	67,98	0,985
Policentro 69	66,03	0,957	66,39	0,962
Trinitaria 69	69,85	1,012	70,50	1,022

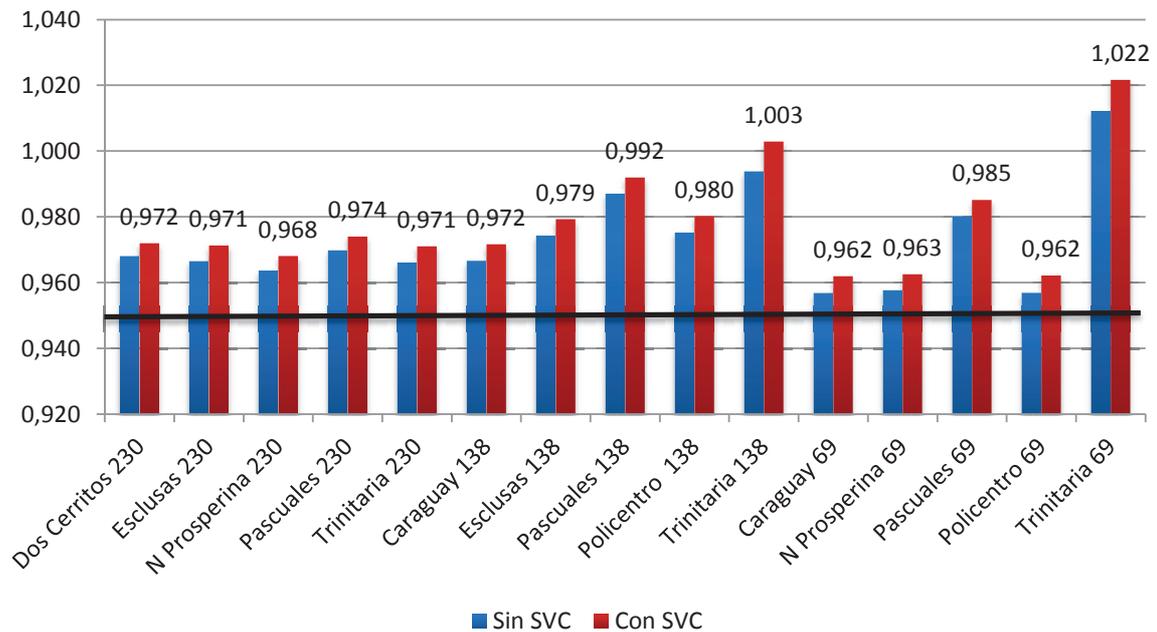


Figura 5-42: Perfiles de Voltaje Zona Suroccidental – Sin y Con SVC

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema, inyectando un nuevo valor de potencia reactiva y de esta manera controlando el voltaje hasta el máximo de su capacidad. La Tabla 5-39, muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación proporcionada por el equipo.

Tabla 5-39: Voltaje y Compensación del SVC ante Contingencias

Contingencias	Demanda Máxima		Demanda Media	
	Voltaje en Trinitaria 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]	Voltaje en Trinitaria 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
L/T Molino - Pascuales	1,002	-38,42	0,999	-53,01
L/T Pascuales - Dos Cerritos	1,006	-22,47	1,003	-34,50
L/T Santa Rosa - Totoras	1,004	-32,31	1,002	-41,69
Salida Trinitaria	0,995	-74,06	0,990	-99,65
Salida Esmeraldas	1,004	-30,04	1,002	-40,20

Similar al primer caso de estudio, la salida de Trinitaria determina que el SVC ocupe todos sus bloques TSC para la compensación de potencia reactiva en la

barra instalada. La Tabla 5-40 y la Figura 5-43 muestra el resultados de los perfiles de voltaje de las barras de la zona suroccidental ante la inclusión del SVC.

Tabla 5-40: Nuevos Perfiles de Voltaje ante Contingencias con SVC en Trinitaria 138 kV

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Dos Cerritos 230	210,61	0,916	221,30	0,962	4,83%
Esclusas 230	206,81	0,899	220,87	0,960	6,36%
N Prosperina 230	207,84	0,904	220,23	0,958	5,62%
Pascuales 230	210,57	0,916	221,73	0,964	5,04%
Trinitaria 230	206,72	0,899	220,76	0,960	6,36%
Caraguay 138	123,50	0,895	132,48	0,960	6,78%
Esclusas 138	124,66	0,903	133,55	0,968	6,66%
Pascuales 138	127,82	0,926	135,66	0,983	5,78%
Policentro 138	125,99	0,913	134,02	0,971	5,99%
Trinitaria 138	125,09	0,906	136,63	0,990	8,45%
Caraguay 69	61,01	0,884	65,56	0,950	6,93%
N Prosperina 69	61,56	0,892	65,62	0,951	6,19%
Pascuales 69	63,42	0,919	67,36	0,976	5,85%
Policentro 69	61,56	0,892	65,73	0,953	6,34%
Trinitaria 69	63,52	0,921	69,57	1,008	8,69%

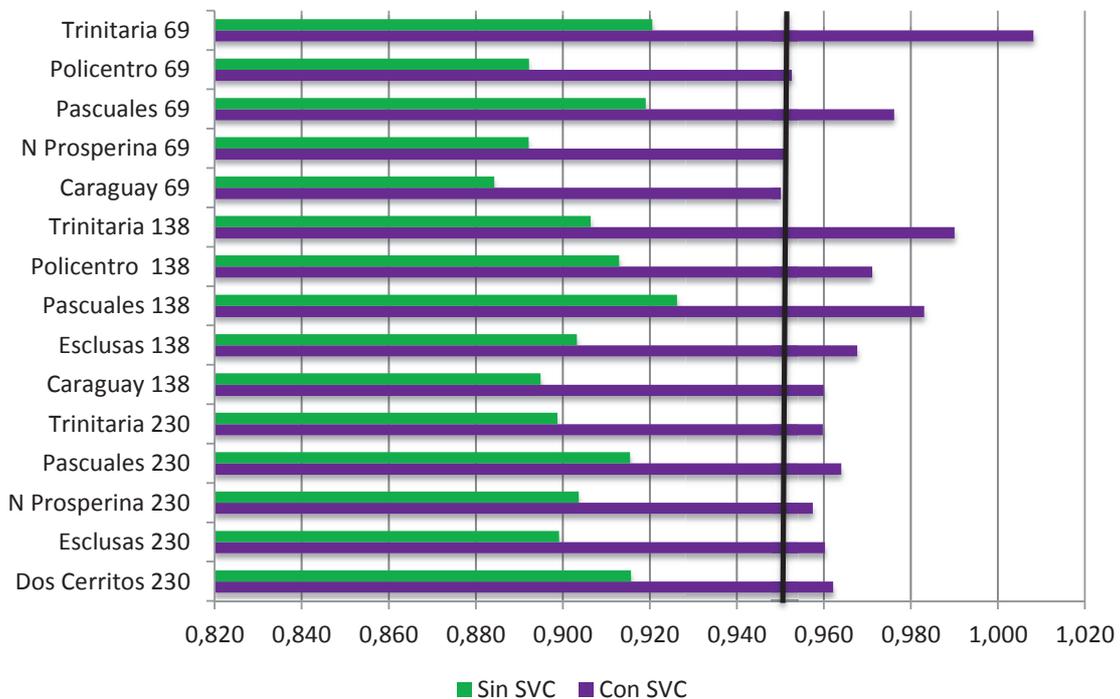


Figura 5-43: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la Central Trinitaria

Para el caso de la Salida de la Línea Molino – Pascuales también se puede apreciar mejoría en los perfiles de voltaje tal como se muestra en la Figura 5-44.

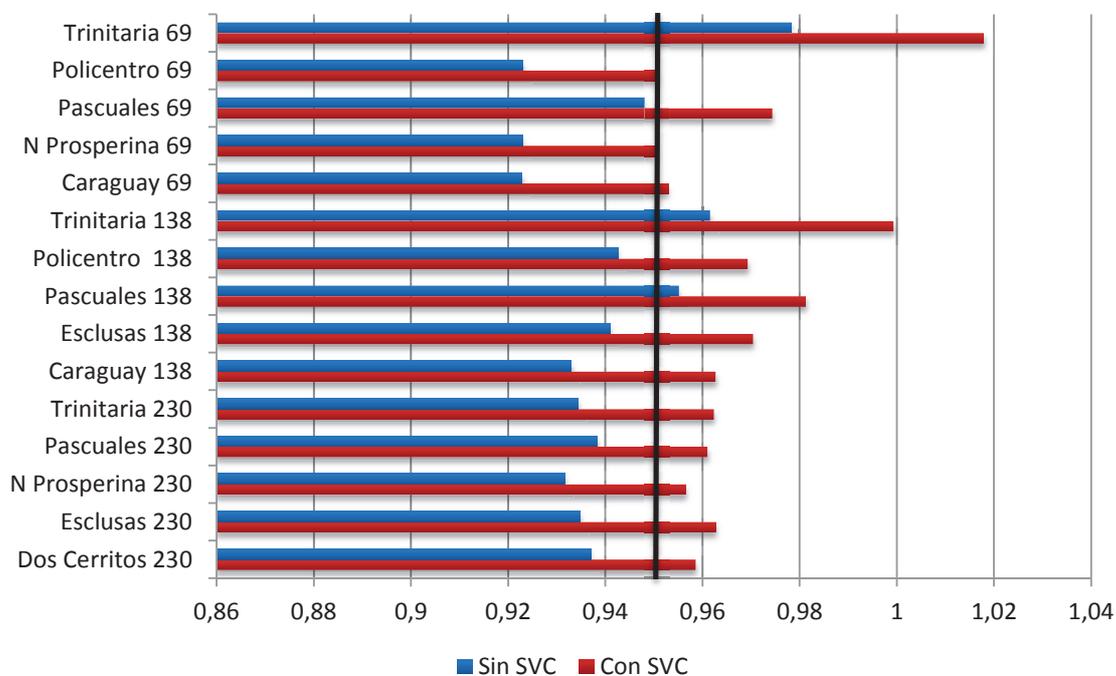


Figura 5-44: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la L/T Molino - Pascuales

En cuanto a la salida de la central Esmeraldas, los cambios en las barras aledañas a la zona noroccidental, no tiene el suficiente impacto de parte del SVC ubicado en Trinitaria. La Tabla 5-41 corrobora esta situación en demanda máxima.

Tabla 5-41: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Esmeraldas - Demanda Máxima

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	223,97	0,974	224,20	0,975	0,11%
SDomingo 230	218,23	0,949	218,44	0,950	0,10%
San Gregorio 230	220,03	0,957	220,26	0,958	0,10%
Esmeraldas 138	112,10	0,812	112,29	0,814	0,18%
Portoviejo 138	132,98	0,964	133,10	0,965	0,09%
Quevedo 138	138,57	1,004	138,68	1,005	0,08%
SDomingo 138	128,90	0,934	129,04	0,935	0,11%
San Gregorio 138	133,12	0,965	133,25	0,966	0,10%
Esmeraldas 69	54,13	0,784	54,23	0,786	0,19%
Portoviejo 69	65,67	0,952	65,73	0,953	0,10%
Quevedo 69	65,92	0,955	65,97	0,956	0,08%
SDomingo 69	64,39	0,933	64,46	0,934	0,11%

5.8.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Sobre el escenario de estudio de condición de demanda máxima se obtuvo las curvas P-V y V-Q con la incorporación del SVC en la barra de Trinitaria 138 kV. La Figura 5-45 muestra las curvas P-V de las barras de la zona suroccidental en condiciones normales. Comparando con los resultados preliminares (Sección 5.4) se obtiene un nuevo margen de potencia activa de **338 MW**.

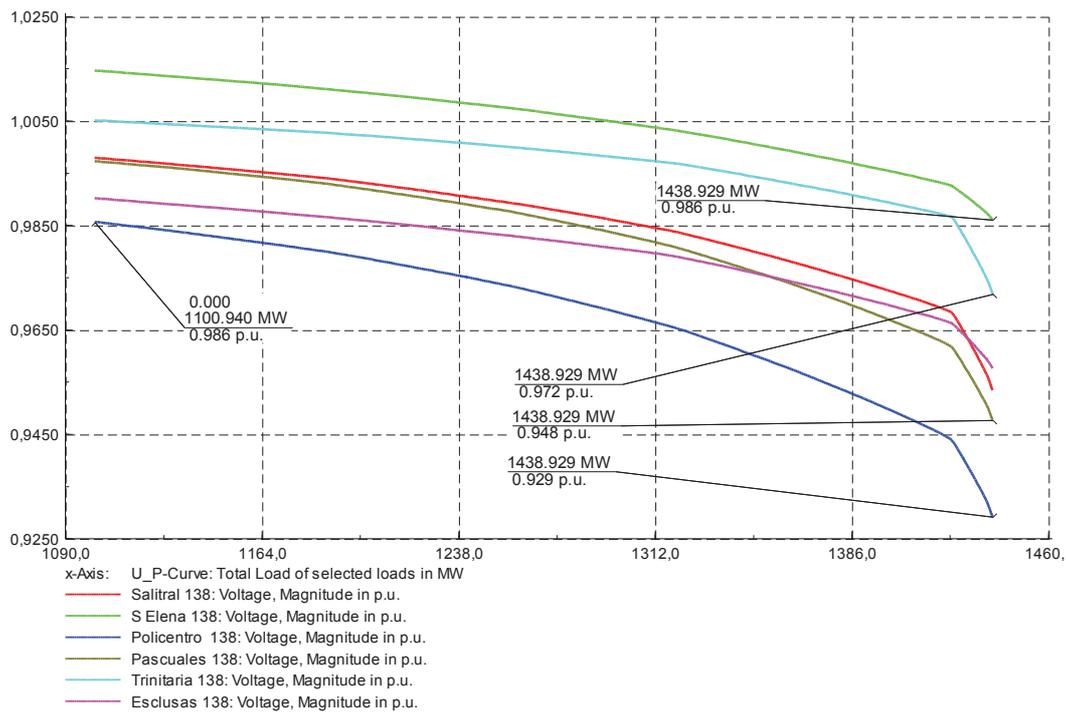


Figura 5-45: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Trinitaria 138kV

La correspondiente curva V-Q se presenta en la Figura 5-46. Con la inclusión del SVC el margen de potencia reactiva de esta zona, establecida por la barra de Sta. Elena 138 kV, aumenta a un valor de **96 MVar**. Se puede observar también que cada una de las barras presenta un leve aumento en su margen de potencia reactiva respecto a la Figura 5-13.

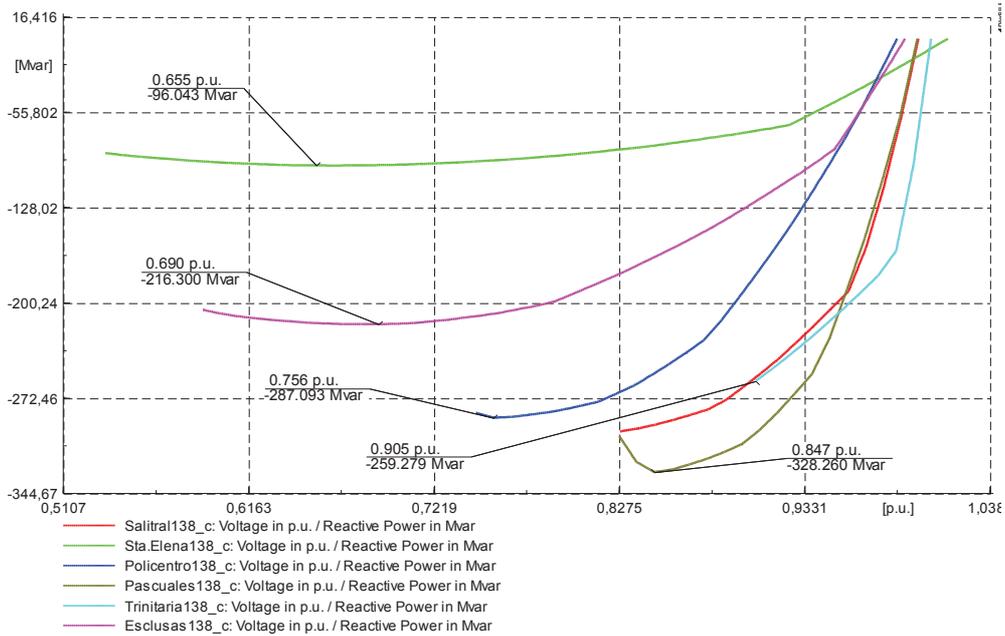


Figura 5-46: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Condiciones Normales – SVC en Trinitaria 138kV

En condiciones de contingencias, específicamente ante la Salida de la Central Trinitaria, es conveniente comparar el nuevo margen con el que se obtuvo sin FACTS. La Figura 5-47 muestra las curvas P-V obtenidas con el SVC en Trinitaria 138 kV. Se advierte un margen de cargabilidad de **202,6 MW**.

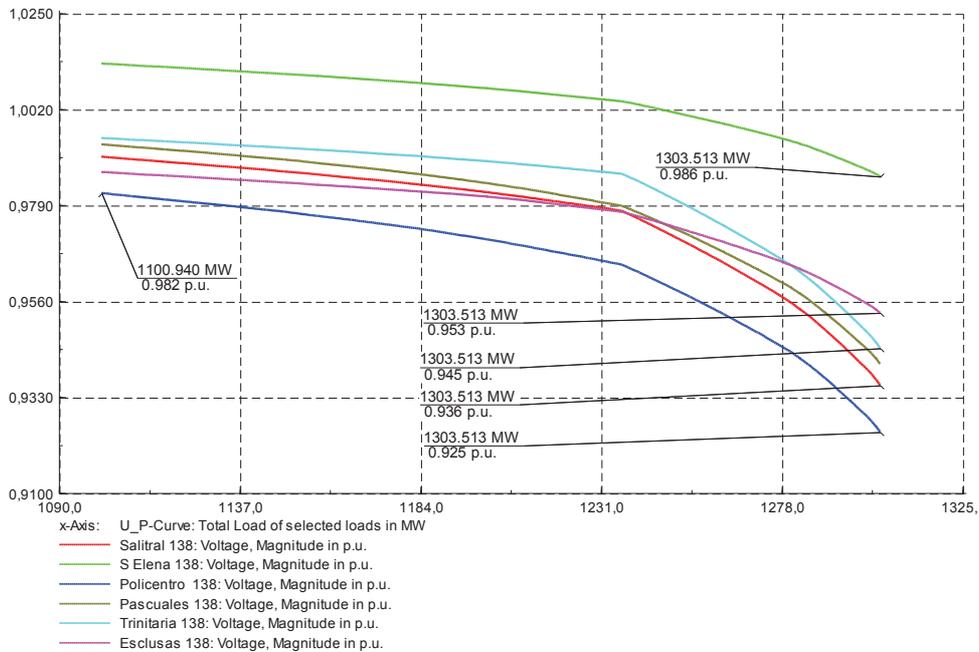


Figura 5-47: Curvas P-V Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Trinitaria 138kV

En cuanto al margen de potencia reactiva, la familia de curvas V-Q de la Figura 5-48 muestra un margen de **92,3 MVAR** para la indisponibilidad de Trinitaria pero con el SVC instalado.

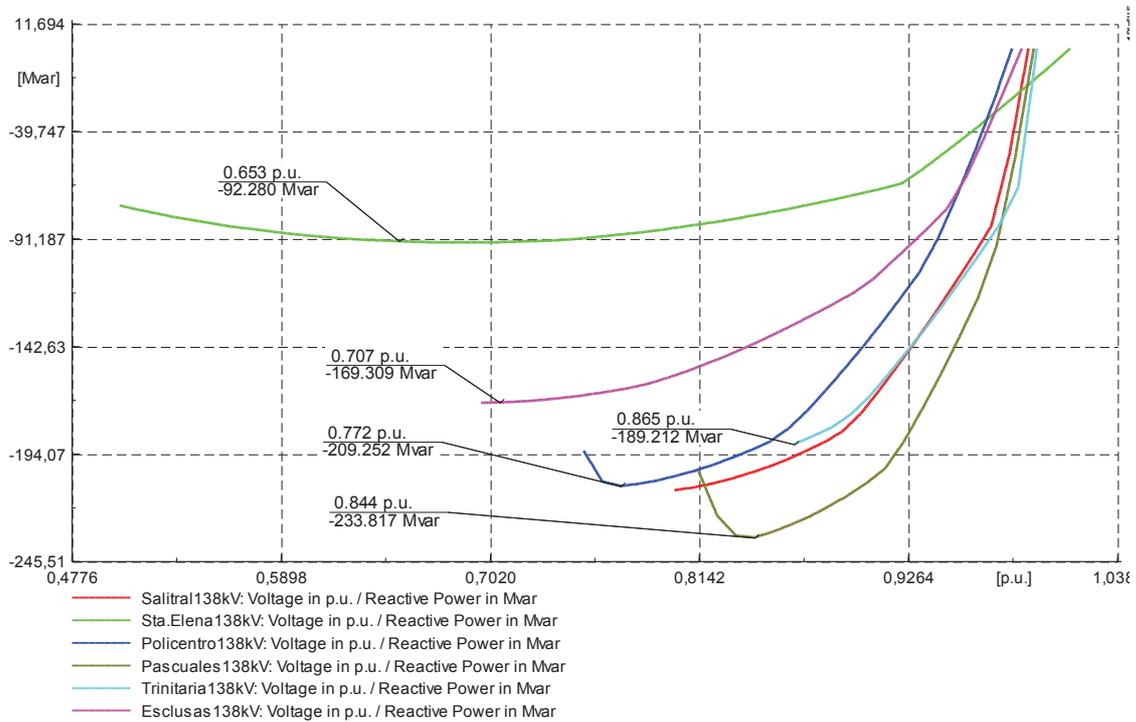


Figura 5-48: Curvas V-Q Barras Zona Suroccidental – Trinitaria Indisponible – SVC en Trinitaria 138kV

En la Tabla 5-42 se presenta un resumen de los nuevos márgenes de potencia activa y reactiva en condiciones normales y contingencia obtenidas de las curvas P-V y V-Q.

Tabla 5-42: Margen de Potencia Activa y Reactiva – SVC en Trinitaria 138 kV

Escenario	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVAR]
Condiciones Normales	338,0	96,0
Trinitaria Indisponible	202,6	92,3

5.9 CASO DE ESTUDIO 4: SVC EN SANTO DOMINGO 138 KV

La Figura 5-49 muestra la ubicación del SVC en la barra Santo Domingo 138kV en la zona noroccidental.

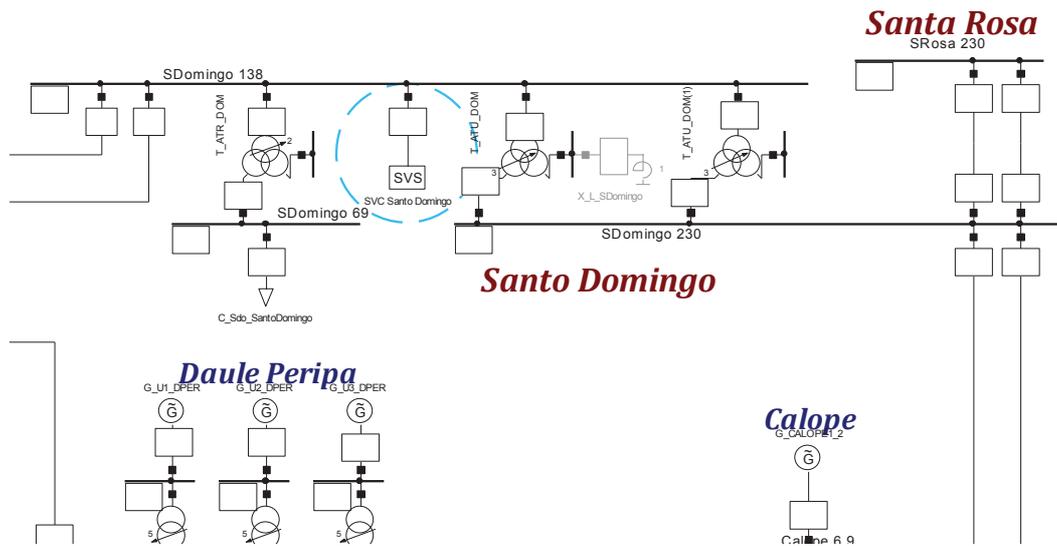


Figura 5-49: Ubicación del SVC en la Barra de Santo Domingo 138 kV

5.9.1 Análisis de Flujos de Potencia

Con la inclusión del SVC se realizó un nuevo cálculo de flujo de potencia en donde el SVC ajusta la compensación de potencia reactiva de acuerdo a la curva de operación definida por los parámetros de la Tabla 5-25. En la Tabla 5-43, se muestra la compensación que provee el SVC en cada una de las demandas.

Tabla 5-43: Ajuste de Compensación Reactiva del SVC en Santo Domingo 138 kV

Demanda	Voltaje en Sto. Domingo 138 kV [pu]	Compensación del SVC [MVar]
Mínima	1,008	-7,68
Media	1,005	-20,88
Máxima	1,000	-38,80

En la Figura 5-50, se puede apreciar la curva de operación del SVC donde se señala los distintos puntos de operación de acuerdo a la condición de demanda.

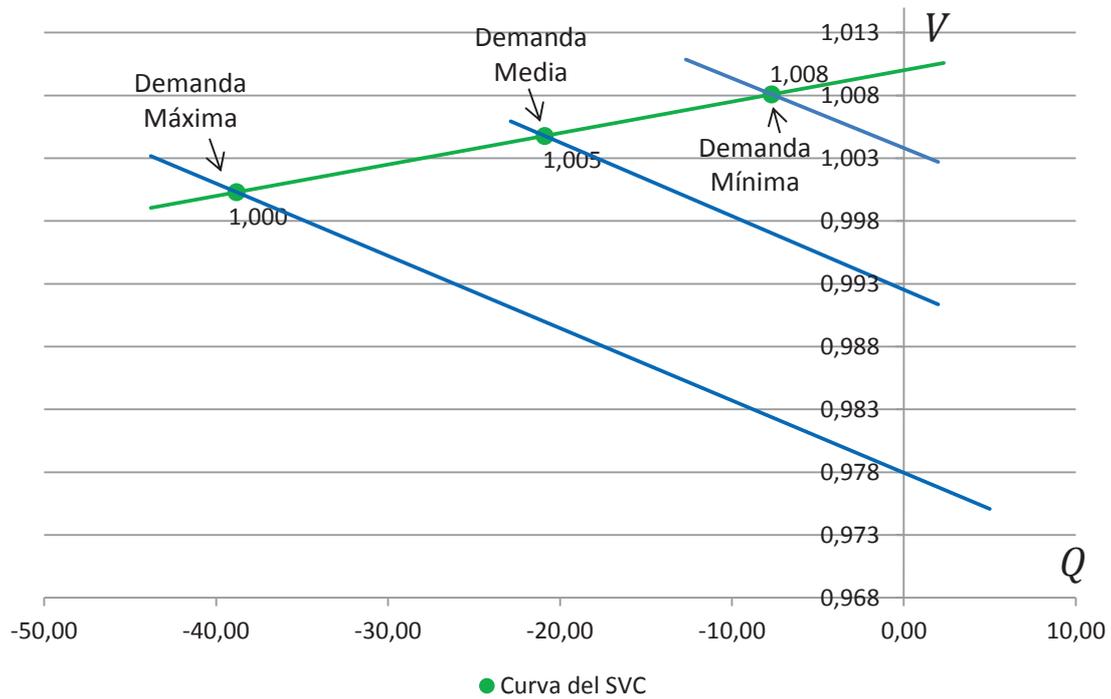


Figura 5-50: Punto de Operación del SVC en cada Demanda de Potencia

Con la inclusión del SVC, se establecen nuevos perfiles de voltajes en las barras aledañas a la zona noroccidental, tal como se puede apreciar en la Figura 5-51.

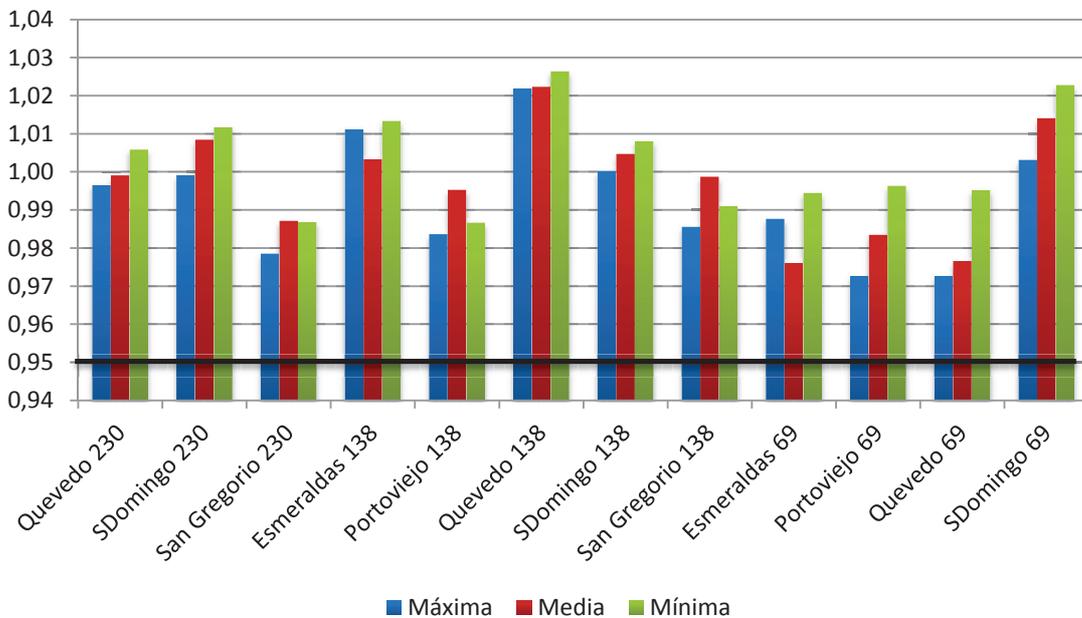


Figura 5-51: Voltajes en Barras Zona Noroccidental – Con SVC en Barra Santo Domingo 138 kV

Para observar de mejor manera el efecto del SVC en los voltajes de la zona noroccidental, la Tabla 5-44 y Figura 5-52 muestra y compara los valores de los voltajes en las barras de la zona sin y con la inclusión del SVC para una condición de demanda máxima.

Tabla 5-44: Comparación de Voltajes con la Inclusión del SVC en la Barra Santo Domingo 138 kV

Barra	Sin SVC		Con SVC	
	kV	pu	kV	pu
Quevedo 230	227,70	0,990	229,21	0,997
SDomingo 230	226,29	0,984	229,81	0,999
San Gregorio 230	223,62	0,972	225,08	0,979
Esmeraldas 138	138,72	1,005	139,54	1,011
Portoviejo 138	134,95	0,978	135,75	0,984
Quevedo 138	140,32	1,017	141,03	1,022
SDomingo 138	134,96	0,978	138,04	1,000
San Gregorio 138	135,18	0,980	136,02	0,986
Esmeraldas 69	67,73	0,982	68,15	0,988
Portoviejo 69	66,70	0,967	67,12	0,973
Quevedo 69	66,77	0,968	67,12	0,973
SDomingo 69	67,59	0,980	69,22	1,003

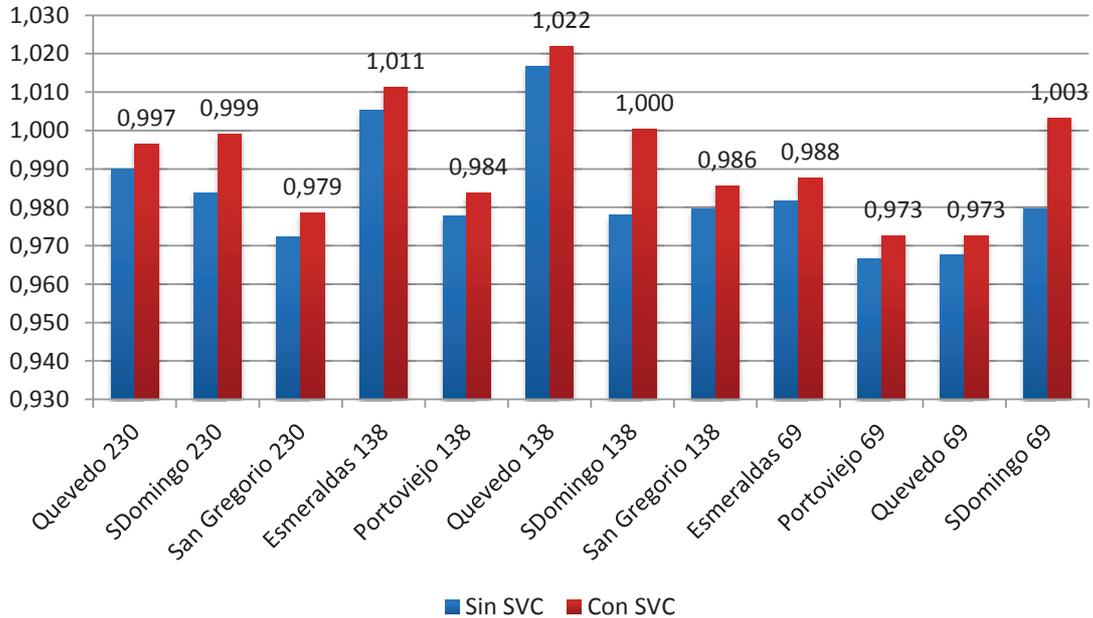


Figura 5-52: Perfiles de Voltaje Zona Noroccidental – Sin y Con SVC

En condiciones de contingencia, el punto de operación del SVC se desplaza conforme a la nueva característica del sistema, inyectando un nuevo valor de

potencia reactiva y de esta manera controlando el voltaje hasta el máximo de su capacidad. La Tabla 5-45, muestra los voltajes finales ante cada una de las contingencias y la compensación proporcionada por el equipo.

Tabla 5-45: Voltaje y Compensación del SVC ante Contingencias

Contingencias	Demanda Máxima		Demanda Media	
	Voltaje en Sto. Domingo 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]	Voltaje en Sto. Domingo 138 [pu]	Compensación de SVC [MVar]
L/T Molino - Pascuales	0,999	-44,78	1,002	-33,03
L/T Pascuales - Dos Cerritos	1,000	-38,58	1,005	-21,19
L/T Santa Rosa - Totoras	0,994	-63,87	1,000	-38,77
Salida Trinitaria	1,000	-40,72	0,999	-44,00
Salida Esmeraldas	0,993	-69,19	0,999	-42,02

En este caso de estudio, se puede observar que la salida de Esmeraldas determina la mayor compensación de parte del SVC. Como consecuencia de este aporte, la Tabla 5-46 y Figura 5-53 muestra los nuevos perfiles de voltaje de las barras de la zona noroccidental.

Tabla 5-46: Nuevos Perfiles de Voltaje ante la Salida de Esmeraldas con SVC en Santo Domingo 138 kV

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	223,97	0,974	229,21	0,997	2,29%
SDomingo 230	218,23	0,949	229,81	0,999	5,04%
San Gregorio 230	220,03	0,957	225,08	0,979	2,24%
Esmeraldas 138	112,10	0,812	139,54	1,011	19,67%
Portoviejo 138	132,98	0,964	135,75	0,984	2,04%
Quevedo 138	138,57	1,004	141,03	1,022	1,74%
SDomingo 138	128,90	0,934	138,04	1,000	6,62%
San Gregorio 138	133,12	0,965	136,02	0,986	2,13%
Esmeraldas 69	54,13	0,784	68,15	0,988	20,58%
Portoviejo 69	65,67	0,952	67,12	0,973	2,16%
Quevedo 69	65,92	0,955	67,12	0,973	1,79%
SDomingo 69	64,39	0,933	69,22	1,003	6,98%

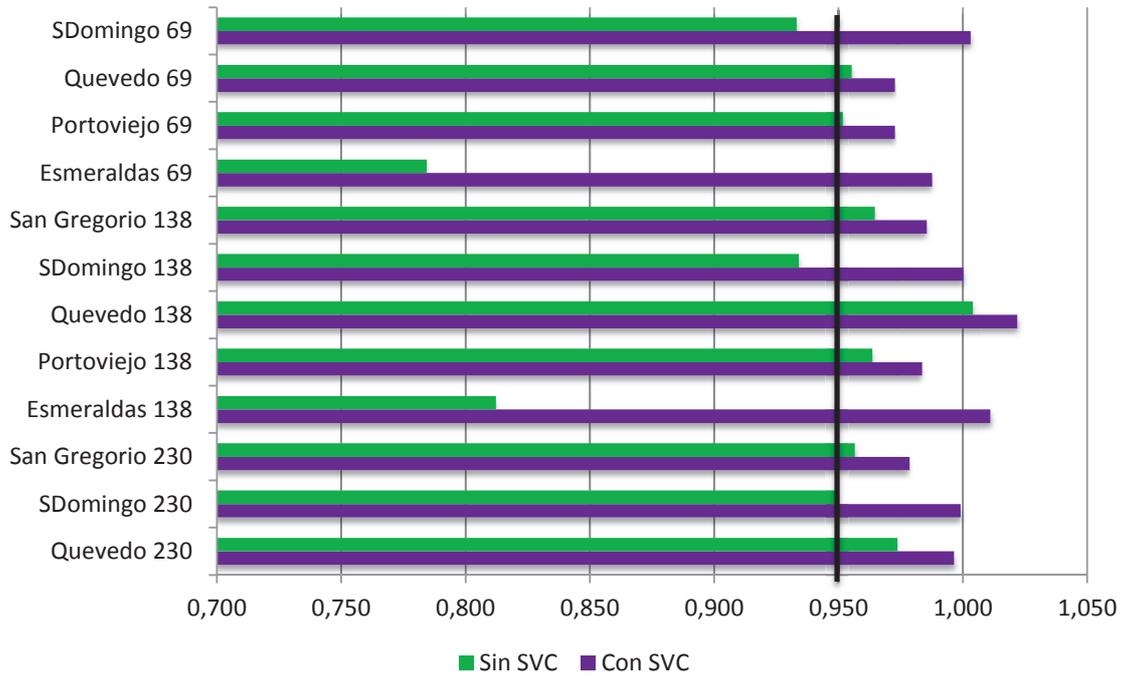


Figura 5-53: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la Central Esmeraldas

Para el caso de la Salida de la Línea Santa Rosa – Totoras también se puede apreciar mejoría en los perfiles de voltaje tal como se muestra en la Figura 5-54.

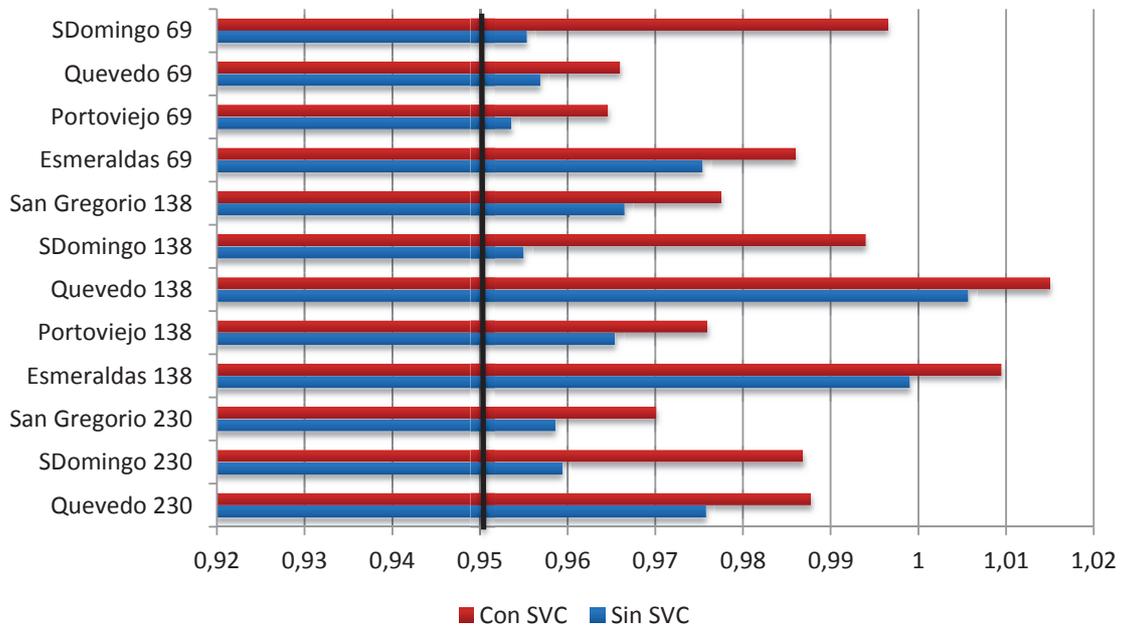


Figura 5-54: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la L/T Santa Rosa – Totoras – Demanda Máxima

En cuanto a las contingencias de la indisponibilidad de las centrales térmicas se analizan por separado los resultados. En caso de la salida de Trinitaria, el SVC instalado en Santo Domingo no logra dar un soporte al déficit de reactivos de la zona afectada por esta contingencia, debido principalmente a la gran distancia que separa la ubicación de la central y el FACTS. Se produce un leve aporte de potencia reactiva que se ve reflejado en aumento no tan significativos en los voltajes de la zona noroccidental, tal como se puede apreciar en la Tabla 5-47.

Tabla 5-47: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Trinitaria. Demanda Media

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	223,24	0,971	225,36	0,980	0,94%
SDomingo 230	225,18	0,979	229,36	0,997	1,82%
San Gregorio 230	220,76	0,960	222,80	0,969	0,92%
Esmeraldas 138	137,30	0,995	138,25	1,002	0,69%
Portoviejo 138	133,87	0,970	135,00	0,978	0,84%
Quevedo 138	137,84	0,999	138,89	1,006	0,76%
SDomingo 138	134,26	0,973	137,86	0,999	2,61%
San Gregorio 138	134,21	0,973	135,38	0,981	0,87%
Esmeraldas 69	66,77	0,968	67,25	0,975	0,71%
Portoviejo 69	66,07	0,957	66,65	0,966	0,88%
Quevedo 69	65,81	0,954	66,32	0,961	0,77%
SDomingo 69	67,68	0,981	69,56	1,008	2,71%

En cuanto a la salida de la central Esmeraldas, los resultados de la Tabla 5-48 indican un importante soporte del SVC hacia las barras aledañas a la zona noroccidental para una condición de demanda máxima. La Figura 5-55 muestra un diagrama de barras donde se visualizan los nuevos perfiles de voltaje en las barras de la zona noroccidental.

Tabla 5-48: Perfiles de Voltaje Sin y Con SVC ante la Salida de Esmeraldas. Demanda Máxima

Barra	Sin SVC		Con SVC		% Aumento
	kV	pu	kV	pu	
Quevedo 230	223,97	0,974	227,98	0,991	1,76%
SDomingo 230	218,23	0,949	227,46	0,989	4,06%
San Gregorio 230	220,03	0,957	223,90	0,973	1,72%
Esmeraldas 138	112,10	0,812	123,31	0,894	9,09%
Portoviejo 138	132,98	0,964	135,10	0,979	1,57%
Quevedo 138	138,57	1,004	140,45	1,018	1,34%
SDomingo 138	128,90	0,934	136,99	0,993	5,91%
San Gregorio 138	133,12	0,965	135,34	0,981	1,64%
Esmeraldas 69	54,13	0,784	59,88	0,868	9,61%
Portoviejo 69	65,67	0,952	66,78	0,968	1,66%
Quevedo 69	65,92	0,955	66,84	0,969	1,37%
SDomingo 69	64,39	0,933	68,67	0,995	6,23%

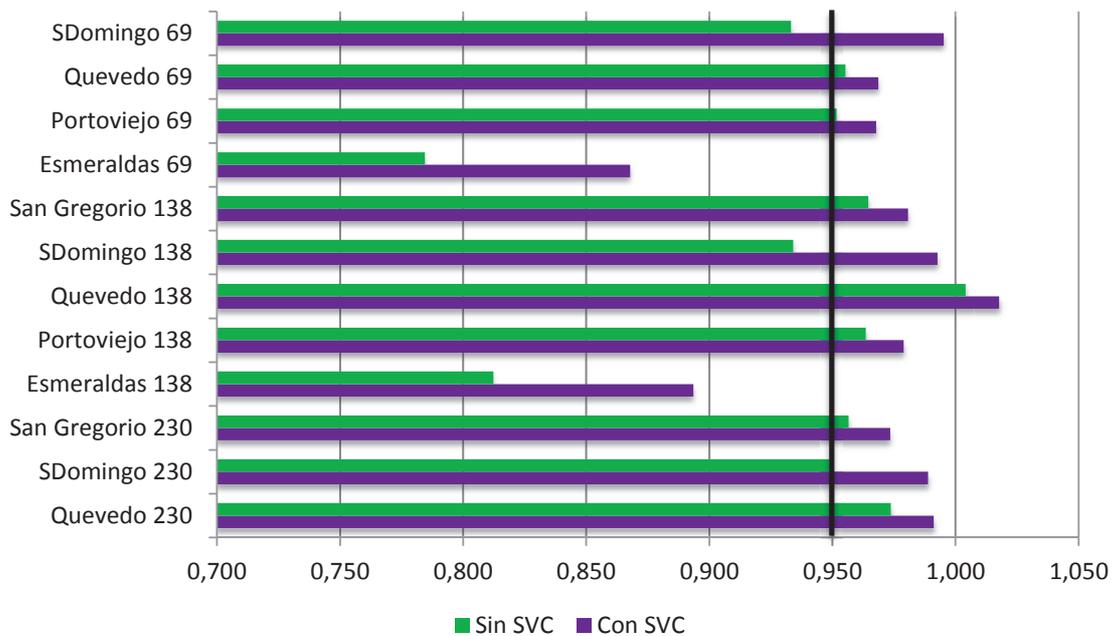


Figura 5-55: Perfiles de Voltaje ante la Salida de la Central Esmeraldas – SVC en Santo Domingo

5.9.2 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Sobre el escenario de estudio de condición de demanda máxima se obtuvo las curvas P-V y V-Q con la incorporación del SVC en la barra de Santa Elena 138 kV. La Figura 5-56 muestra las curvas P-V de las barras de la zona suroccidental en condiciones normales. Comparando con los resultados preliminares (Sección 5.4) se obtiene un nuevo margen de potencia activa de **172,1 MW**.

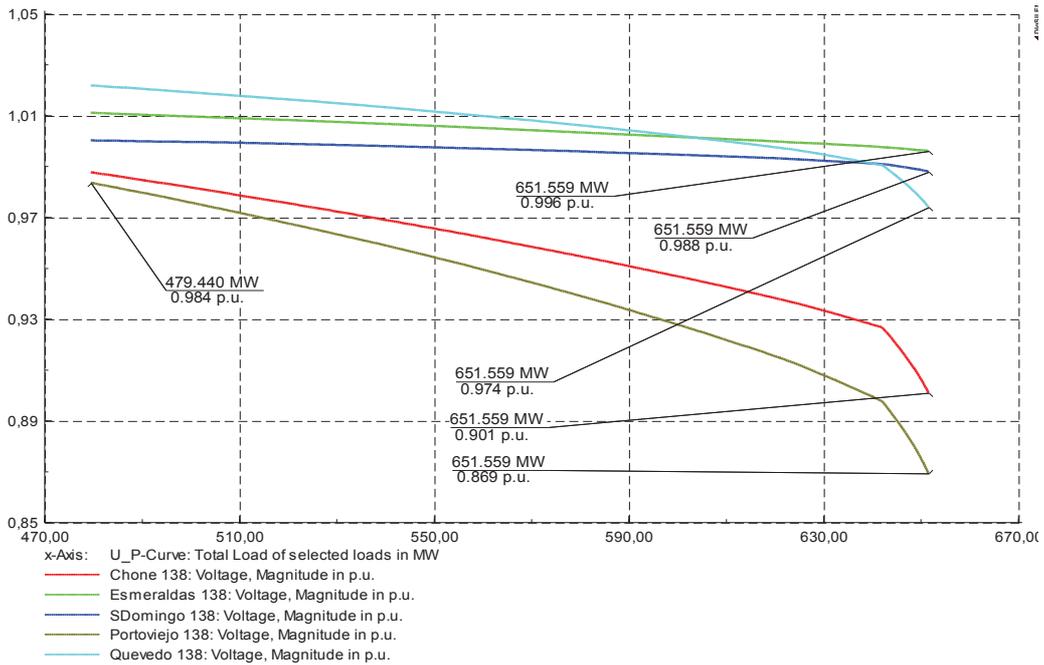


Figura 5-56: Curvas P-V Barras Zona Noroccidental – C. Normales – SVC en Santo Domingo 138kV

La correspondiente curva V-Q se presenta en la Figura 5-57. Con la inclusión del SVC el margen de potencia reactiva de esta zona, establecida por la barra de Sta. Elena 138 kV, aumenta a un valor de **75 MVar**. Se puede observar también que cada una de las barras presenta un leve aumento en su margen de potencia reactiva respecto a la Figura 5-13.

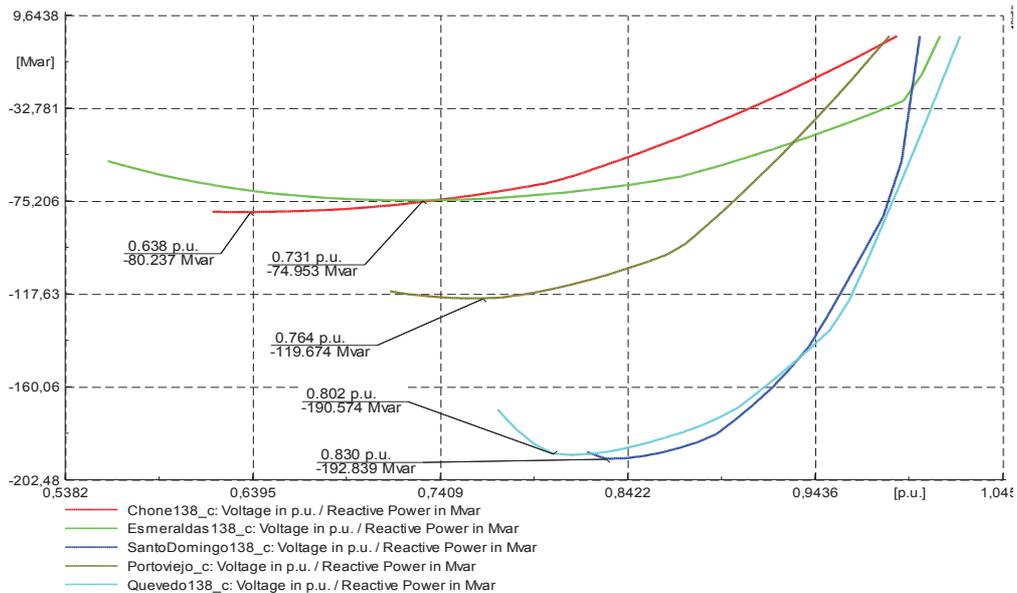


Figura 5-57: Curvas V-Q Barras Zona Noroccidental – C. Normales – SVC en Santo Domingo 138kV

En condiciones de contingencias, específicamente ante la Salida de la Central Esmeraldas, es conveniente comparar el nuevo margen con el que se obtuvo sin FACTS. La Figura 5-58 muestra las curvas P-V obtenidas con el SVC en Sto. Domingo 138 kV. Se advierte un margen de cargabilidad de **84,4 MW**.

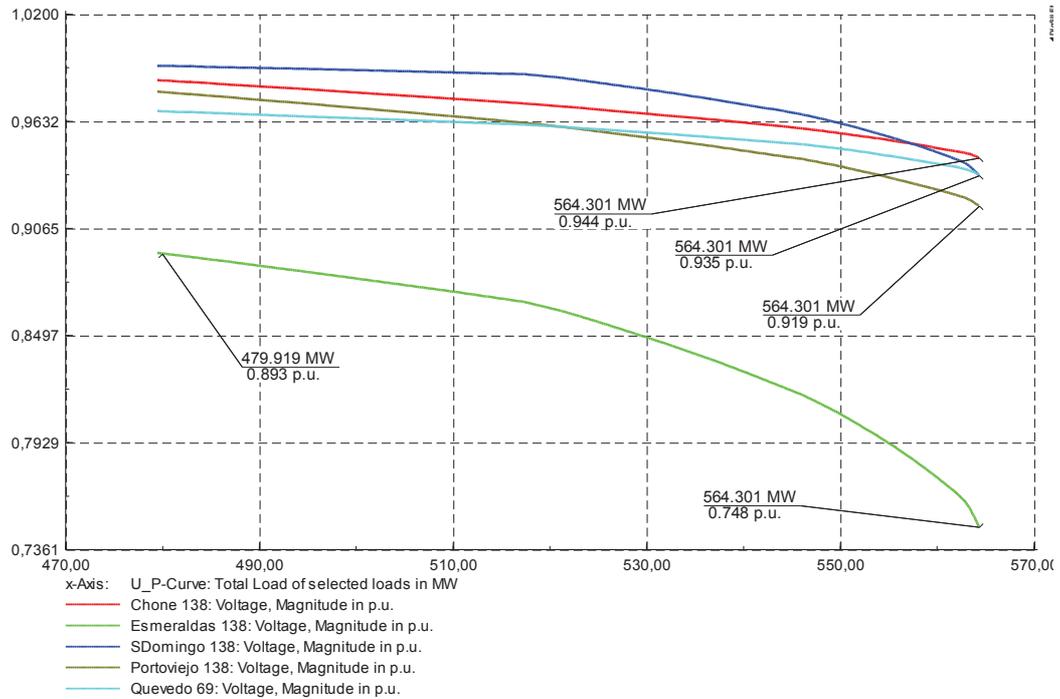


Figura 5-58: Curvas P-V Barras Zona Noroccidental – Esmeraldas Indisponible – SVC en Santo Domingo 138kV

En cuanto al margen de potencia reactiva, la familia de curvas V-Q de la Figura 5-59 muestra un margen de **35,3 MVar** para la indisponibilidad de Esmeraldas pero con el SVC instalado.

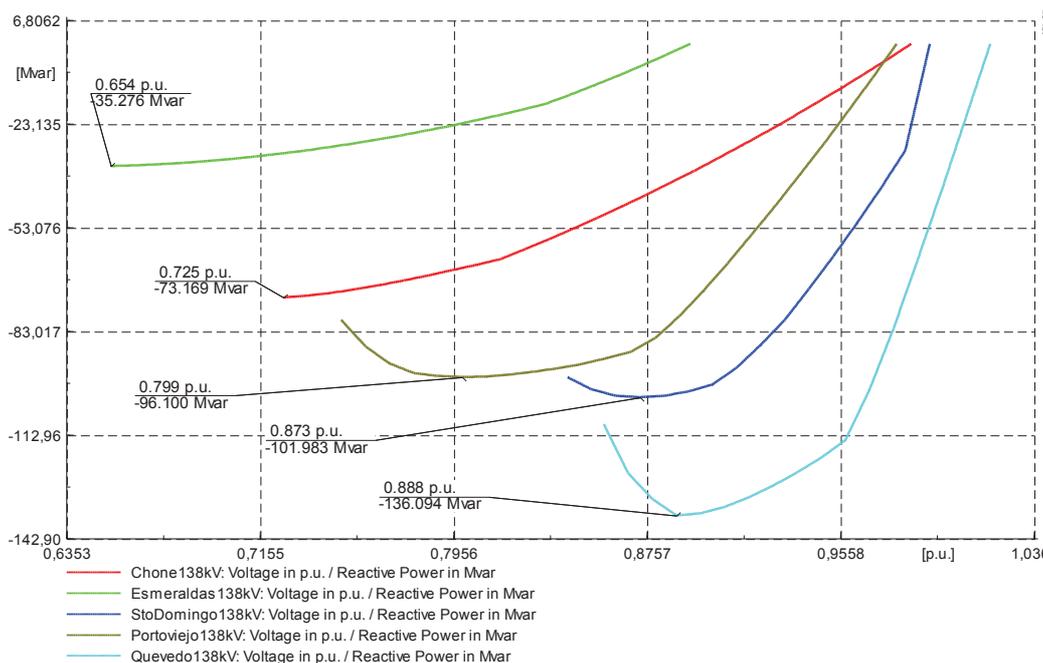


Figura 5-59: Curvas V-Q Barras Zona Noroccidental – Esmeraldas Indisponible – SVC en Santo Domingo 138kV

En la Tabla 5-49 se presenta un resumen de los nuevos márgenes de potencia activa y reactiva en condiciones normales y contingencia obtenidas de las curvas P-V y V-Q.

Tabla 5-49: Margen de Potencia Activa y Reactiva – SVC en Esmeraldas 138 kV

Escenario	Margen de Cargabilidad [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVar]
Condiciones Normales	172,1	75,0
Esmeraldas Indisponible	84,4	35,3

5.10 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La Tabla 5-50 expone un resumen de los resultados del análisis para las cuatro alternativas estudiadas en el SNI.

Tabla 5-50: Análisis de Resultados del SNI con FACTS

Parámetro	SVC en Pascuales 138 kV	SVC en Santa Elena 138 kV	SVC en Trinitaria 138 kV	SVC en Santo Domingo 138 kV
Características de Equipo	30 MVar (ind) / -30 x 5 MVar (cap)	31 MVar (ind) / -30 x 2 MVar (cap)	32 MVar (ind) / -30 x 4 MVar (cap)	33 MVar (ind) / -30 x 3 MVar (cap)
Voltajes	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 4,9% (0,975 pu), ante la salida de Trinitaria. Se evidencia que varias barras violan el mínimp valor de voltaje (<0,95 pu)	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 1,9% (1,007 pu), ante la salida de Trinitaria. Se evidencia que casi todas barras violan el mínimp valor de voltaje (<0,95 pu)	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 8,69% (1,008 pu), ante la salida de Trinitaria. No existen barras con voltajes por debajo de límite permitido.	Incremento de los perfiles de voltaje hasta un máximo de 20, 58% (0,988 pu), en la zona noroccidental, ante la salida de Esmeraldas. No existen barras con voltajes por debajo de límite permitido.
Compensación del SVC	En condiciones normales el SVC alcanza un soporte de potencia reactiva de 89,04 MVar en demanda media.	En condiciones normales el SVC alcanza un soporte de potencia reactiva de 5,69 MVar en demanda media.	En condiciones normales el SVC alcanza un soporte de potencia reactiva de 34,98 MVar en demanda media.	En condiciones normales el SVC alcanza un soporte de potencia reactiva de 38,8 MVar en demanda máxima.
	Ante la salida de Trinitaria, en demanda media, el SVC provee al sistema con 143,62 MVar.	Ante la salida de Trinitaria, en demanda media, el SVC provee al sistema con 24,47 MVar.	Ante la salida de Trinitaria, en demanda media, el SVC provee al sistema con 99,65 MVar.	Ante la salida de Trinitaria, en demanda media, el SVC provee al sistema con 44 MVar. Ante la salida de Santo Domingo se obtiene una compensación de 41 MVar.
Margen de Cargabilidad	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 17,5%.	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 4,3% .	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 22,3%	En condiciones normales existe un crecimiento estable del margen de cargabilidad de hasta un 28,2%
	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 33,1% del margen de cargabilidad.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 7,0% del margen de cargabilidad.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 44,9% del margen de cargabilidad.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 44,3% del margen de cargabilidad.
Margen de Potencia Reactiva	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 8,8%.	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 35,3%.	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 5,3%.	En condiciones normales el margen de potencia reactiva aumenta hasta un 148%.
	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 14,7% del margen de potencia reactiva.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 42,5% del margen de potencia reactiva.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 16,9% del margen de potencia reactiva.	Ante la salida de Trinitaria se obtiene un aumento de 145,1% del margen de potencia reactiva.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Inclusión de una Metodología de Análisis para Incorporar FACTS en el SEP

Los resultados alcanzados a través de la metodología de análisis propuesta, con respecto de los objetivos planteados, resultaron satisfactorios. Se logró incorporar dispositivos FACTS en un sistema de prueba de 9 barras y en el SNI de una manera sistemática y ordenada; al final se planteó varias alternativas de solución, se evaluó y se comparó los beneficios técnicos que brindaba cada uno de ellos. El conjunto de soluciones FACTS formará parte de un estudio más elaborado cuando se realice la segunda fase de estudios requeridos.

Inclusión de FACTS en el Sistema de Potencia de Prueba de 9 Barras

Los casos de estudios mostraron el beneficio técnico que le brindan al sistema de potencia. El tercer caso de estudio (instalación de SVC's tanto en la barra 6 como en la 8), provee el mayor soporte de potencia y control de voltaje al sistema respecto a los otros casos de estudio. Sin embargo, si se considera la instalación de un único equipo la mejor opción es el SVC de $30 \text{ MVar (ind)} / -30 \text{ MVar} \times 4 \text{ (cap)}$ instalado en la barra 8.

Resultados del Análisis para el SNI Ecuatoriano

Bajo las escenarios estudiados y los casos de estudios simulados, los resultados de los análisis muestran un conjunto de opciones válidas de incorporar SVC's dentro de la zona suroccidental y noroccidental. De las opciones presentadas la instalación de un SVC de $30 \text{ MVar (ind)} / -30 \text{ MVar} \times 4 \text{ (cap)}$ en la barra de Trinitaria 138 kV representa la mejor opción para el sistema; ya que para condiciones de contingencias el equipo da un importante soporte en los perfiles de voltajes de las barras de la zona y además cumple con el criterio de que el margen

de potencia reactiva del sistema debe ser mayor o igual a 15% respecto el caso base y todas las contingencias simuladas.

Por otro lado, si bien es cierto que el SVC en Santa Elena provee un mayor margen de potencia reactiva para la zona, no es lo suficientemente capaz de dar un soporte en los perfiles de voltaje ante la salida de Trinitaria y establecer un margen de cargabilidad superior al 15%.

El SVC probado en Pascuales 138 kV ayuda también en el control de voltaje y compensación de potencia reactiva en condiciones normales y ante contingencias. Debido a la existencia actualmente de un sistema de compensación reactiva (capacitor de 2 x 30 MVar) operando en dicha barra, es posible que junto con el SVC forme un solo sistema FACTS que controle el voltaje y la compensación reactiva de la zona suroccidental.

Sobre la Elección de una Tecnología y otra

La elección entre un dispositivo FACTS y la compensación convencional, dependerá del problema que se desea solucionar en el sistema. En términos generales, la diferencia entre elegir una u otra solución, radica en los requerimientos dinámicos del sistema. Por ejemplo, la compensación capacitiva mediante un SVC es una solución muy efectiva para regular voltaje en condiciones de estado estable y condiciones dinámicas. Situación que no sucede con un capacitor. En cuanto a la compensación serie, la compensación capacitiva serie fija es reconocida por ser una solución efectiva para mejorar la capacidad de transmisión. No obstante, su aporte al sistema en condiciones dinámicas resulta nulo o incluso adverso. Un FACTS de conexión serie, por ejemplo el TCSC provee beneficios adicionales a la compensación serie convencional, por ejemplo, ayuda a amortiguar oscilaciones de potencia, mejora la estabilidad transitoria, mitiga resonancia subsincrónica y da mayor flexibilidad al control de flujo de potencia por la línea y por las ramas paralelas.

Recomendación para el Análisis de Estabilidad de Voltaje

La metodología utilizada para el análisis de la estabilidad de voltaje, se basó principalmente en la obtención de las curvas P-V y V-Q. Sin embargo este alcance puede ser complementado con otros métodos como el análisis modal. Se recomienda plantear criterios para la planificación y operación del sistema de potencia de tal manera que se tenga mínimos márgenes aceptados y establecidos tanto en condiciones normales como contingencias.

Recomendaciones de Trabajos Futuros

Sobre la base de este proyecto se puede desarrollar más estudios de tipo teórico y práctico sobre la aplicación de la tecnología FACTS en sistemas de potencia y particularmente a SNI. Se recomienda como línea de trabajos futuros, temas específicos como por ejemplo:

- Estudio de Factibilidad de incorporar un SVC en una barra determinada dentro del SNI. Aquí se podría definir un modelo de control adecuado y probado provisto por un potencial fabricante. Se puede considerar estudios definitivos de flujos de potencia y estabilidad.
- Aplicación teórica práctica y comparativa de un SVC y un STATCOM dentro de un sistema de potencia y dentro de un sistema de potencia real como el SNI ecuatoriano.
- Aplicación de un TCSC dentro del SNI. Se puede considerar un FACTS serie para aliviar la sobrecarga presentada en la línea Santa Rosa – Totoras ante contingencias y/o para dar una mayor seguridad en las líneas de interconexión de Pomasqui – Jamondino. Se sugiere considerar estudios con y sin del FACTS de estabilidad transitoria.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Juan, S. Daniel, and V. J. Manuel, "**Sistemas Flexibles de Transmisión en (CA FACTS)**," *Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica*.
- [2] J. P. Rivera Barrera, "**Modelamiento y Simulación de Dispositivos FACTS para Estudios Eléctricos de Estado Estable**," Universidad de Antioquia Facultad de Ingeniería Medellín, Ago 2008.
- [3] J. López, "**Propuestas Alternativas para Manejo de Congestión en el Mercado de Energía Eléctrica Colombiano**," Magister en Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Manizales, 2006.
- [4] P. Kundur, "**Power System Stability and Control**," *EPRI McGraw-Hill*, 1994.
- [5] E. Montoya, "**Estudio Estocástico de Cargabilidad de Líneas de Transmisión**," Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, IPN, Mexico DF, 2008.
- [6] N. Hingonari and L. Gyugyi, ***Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems***: IEEE, 2000.
- [7] L. M. Tolbert, T. J. King, B. Ozpineci, J. B. Campbell, G. Muralidharan, D. T. Razy, A. S. Sabau, H. Zhang, W. Zhang, Y. Xu, H. F. Huq, and H. Liu, "**Power Electronics For Distributed Energy Systems And Transmission And Distribution Applications**," Dic 2005.
- [8] M. Rashid, ***Electrónica de Potencia: Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones***, 2da ed.: Prentice Hall, 1993.
- [9] M. Rashid, ***Electrónica de Potencia: Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones***, 3ra ed.: Pearson Prentice Hall.
- [10] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, "**Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control**," Mrz 2006.
- [11] S. Rüberg, H. Ferreira, A. L'Abbate, U. Häger, G. Fulli, L. Yong, and J. Schwippe, "**Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems**," *REALISEGRID*, Mrz 2010.

-
- [12] G. Blanco, "**Evaluación del impacto y desempeño del SVC 250/150 MVAR de la Estación de Limpio en el Sistema Eléctrico Paraguayo,**" *Revista Ingeniería Hoy* N° 38, Feb 2005.
- [13] A. Alegría, "**Evaluación Técnico-Económica del Uso de Compensadores Estáticos de Reactivos en Transmisión,**" Departamento de Energía Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Mrz 2007.
- [14] C. López, "**Aplicación de Compensadores Estáticos de Vars en Sistemas Eléctricos de Potencia,**" Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional Mexico DF, 2010.
- [15] G. Vinasco, "**Uso de Fuentes VSI/CSI en Sistemas de Potencia,**" Interconexión Eléctrica S.A, Colombia.
- [16] G. Glanzmann, "**FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems,**" *EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich*, Ene 2005.
- [17] I. Coronado, "**Ubicación de dispositivos FACTS desde una perspectiva dinámica,**" Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN, CINVESTAV, Mexico, Sept 2001.
- [18] J. C. Castro and F. Orrego, "**FACTS: Sistemas de Transporte de Energía,**" *Universidad Nacional de Colombia*.
- [19] M. Geidl, "**Implementation of FACTS and Economic Generation Dispatch in an Interactive Power Flow Simulation,**" Diploma Thesis PSL0201, EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich, Zurich, Mrz 2003.
- [20] E. Orduña, "**Calculo de Cortocircuitos**" *Curso de Posgrado Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, UNSJ*, vol. 2, Jul 2011.
- [21] F. Gonzalez-Longatt, "**Sistemas Eléctricos de Potencia,**" *Capitulo 1, Estudios en un Sistema de Potencia*, Sept 2006.
- [22] C. Gallardo, "**Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica,**" Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y Automática, Universidad Carlos III De Madrid, Leganés/Getafe, Jul 2009.
- [23] P. Arias, "**Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,**" Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, Feb 2013.

-
- [24] P. Ledesma, "**Estabilidad Transitoria**," Universidad Carlos III de Madrid, Sept 2008.
- [25] L. Chimborazo and H. Arcos, "**Análisis de Estabilidad de Voltaje del Sistema Nacional Interconectado – SNI para el Período 2010 – 2013, usando el Programa DigSilent PowerFactory**," *Centro Nacional de Control de Energía - CENACE*, 2010.
- [26] M. A. Martínez, "**Gestión Óptima de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos con Generación Eólica**," Tesis Doctoral Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2010.
- [27] G. Velázquez, "**Diseño de un Esquema de Tiro de Carga por Bajo Voltaje en Sistemas de Potencia con Cargas Dinámicas**," Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, Mexico D.F., 2012.
- [28] J. J. Paserba, "**How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems**," *Power Engineering Society General Meeting IEEE*, Jun 2004.
- [29] P. M. Anderson and A. A. Fouad, **Power System Control and Stability** vol. 2: IEEE Power Engineering Society, 2003.
- [30] E. A. Moreno and V. H. Hinojosa, "**Ranking de Contingencias para el Sistema Nacional Interconectado Del Ecuador Utilizando Programación en Digsilent – DPL**."
- [31] C. Castro, "**Modelado del Compensador Estático de Vars para Estudios de Flujos de Potencia y Estabilidad Angular Transitoria**," Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F., Dic 2007.
- [32] A. d. Rosso, C. Cañizares, and V. Doña, "**A Study of TCSC Controller Design for Power System Stability Improvement**," *IEEE*.
- [33] L. Cai, "**Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems**," Logos Verlag Berlin, 2004.
- [34] W. E. C. Council, "**Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology**," *Technical Studies Subcommittee Chair*, May 1998.

-
- [35] TRANSELECTRIC, "**Plan Maestro de Electrificación 2012-2021**," *Cap. 6: Expansión de la Transmisión*, p. 223, 2012.
- [36] TRANSELECTRIC, "**Plan de Expansión de Transmisión Período 2011 - 2020**," *Corporación Eléctrica del Ecuador*, Ene 2011.

ANEXO A PARÁMETROS DEL SISTEMA DE POTENCIA DE 9 BARRAS

A.1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEP

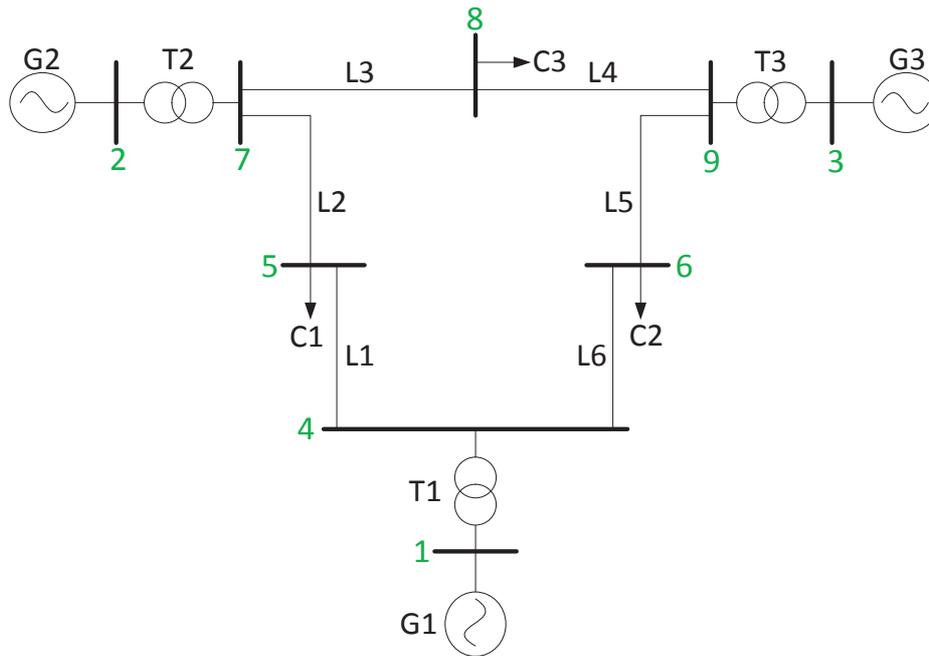


Figura A-1: Sistema de Potencia de 9 Barras

A.2 DATOS DE LOS GENERADORES

Tabla A-1: Parámetros Generales de los Generadores

Generador	Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Factor de Potencia	Constante de Inercia [s]	Tipo de Barra asociado
G1	547,5	16,5	1	9,55	SL
G2	192	18	0,85	4,165	PV
G3	128	13,8	0,85	2,765	PV

Tabla A-2: Reactancias y Constantes de Tiempo de los Generadores

Generador	Reactancias Sincrónicas [pu]		Reactancias Transitorias [pu]		Reactancias Subtransitorias [pu]		Constantes de Tiempo Transitorio [s]		Constantes de Tiempo Subtransitorio [s]	
	x_d	x_q	x_d'	x_q'	x_d''	x_q''	T_d'	T_q'	T_d''	T_q''
G1	0,36	0,24	0,15	-	0,1	0,1	3,73	-	0,05	0,05
G2	1,72	1,66	0,23	0,378	0,2	0,2	0,8	0,12	0,05	0,05
G3	1,68	1,61	0,23	0,32	0,2	0,2	0,806	0,12	0,05	0,05

A.3 DATOS DE LAS LÍNEAS

Tabla A-3: Parámetros Generales de las Líneas

Línea	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Tipo del Conductor	Calibre del Conductor [kCM]	Capacidad por Circuito [MVA]
L1	230	0,88611	78	ACSR Bluejay	1113	342
L2	230	0,88611	155	ACSR Bluejay	1113	342
L3	230	0,88611	133	ACSR Bluejay	1113	342
L4	230	0,88611	120	ACSR Bluejay	1113	342
L5	230	0,88611	90	ACSR Bluejay	1113	342
L6	230	0,88611	100	ACSR Bluejay	1113	342

Tabla A-4: Parámetros de los Conductores de las Líneas

Línea	Resistencia [Ω /km]		Reactancia [Ω /km]		Susceptancia [μ S/km]	
	R' (20°)	R0'	X'	X0'	B'	B0'
L1	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096
L2	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096
L3	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096
L4	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096
L5	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096
L6	0,059085	0,294791	0,472668	1,58103	3,52987	2,23096

A.4 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES

Tabla A-5: Parámetros de los Transformadores

Transformador	Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]		Impedancia [%]		Grupo de Conexión
		Lado AV	Lado BV	Secuencia Positiva	Secuencia Cero	
T1	500	230	16,5	14,4	3	YNd5
T2	200	230	18	12,5	3	YNd5
T3	150	230	13,8	8,79	3	YNd5

A.5 DATOS DE LAS CARGAS

Tabla A-6: Parámetros de las Cargas

Carga	Tecnología	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
C1	3PH PH-E	130	44	0,947
C2	3PH PH-E	140	65	0,907
C3	3PH PH-E	160	70	0,916

ANEXO B MODELOS DE CONTROL BÁSICOS DEL SVC RECOMENDADOS POR EL IEEE [31]

B.1 MODELO 1 DEL SVC

En la Figura B-2 se muestra el esquema del modelo 1 del SVC recomendado por la IEEE que son utilizados para estudios dinámicos. A continuación se describe las características de cada bloque junto con su respectiva ecuación de estado.

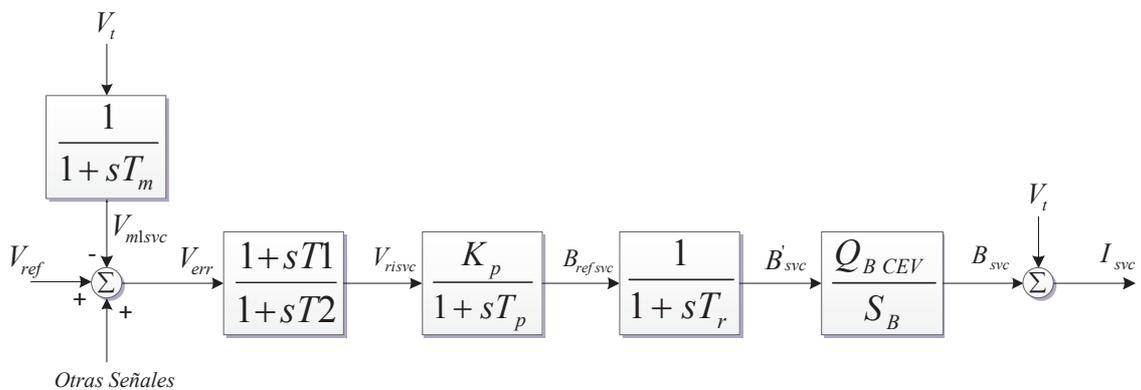


Figura B-2: Modelo Básico 1 del SVC

El bloque transductor o circuito de medición que se presenta en la Figura B-3 tiene la función de realizar la medición del voltaje del nodo donde se conecta el SVC. En este módulo se encuentra conectado el SVC con el nodo de transmisión donde este bloque simplemente toma la lectura de los voltajes y corrientes del sistema, las cuales la convierte de una señal de corriente alterna a directa por medio de un transformador y un rectificador; luego la señal es enviada a evaluación con el voltaje de referencia para obtener la señal de error.

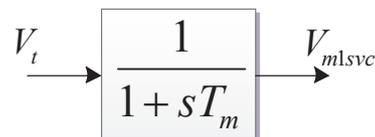


Figura B-3: Bloque Transductor o de Medición – Modelo 1

El bloque de medición se representa por la ecuación de estado que se muestra a continuación:

$$\frac{d}{dt}(V_{msvc}) = \frac{1}{T_m}(V_t - V_{msvc}) \tag{7-1}$$

La señal de error se calcula de la siguiente manera:

$$V_{err} = V_{refsvc} - V_{mlsvc} \tag{7-2}$$

El bloque compensador se utiliza para estabilizar el regulador automático de voltaje y su modelo es representado en la Figura B-4.

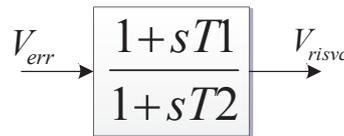


Figura B-4: Bloque Compensador – Modelo 1

El modelo de este bloque es representado por la siguiente ecuación de estado:

$$\frac{d}{dt}(X_{1svc}) = \frac{1}{T_2} \left[\left(\frac{T_2 - T_1}{T_2} \right) V_{err} - x_{1svc} \right] \tag{7-3}$$

Donde X_{1svc} es una variable intermedia que se define para obtener el modelo de estado de la siguiente manera:

$$X_{1svc} = V_{risvc} - \frac{T_1}{T_2} V_{err} \tag{7-4}$$

Para el bloque del regulador automático de voltaje, la ganancia K_p es el recíproco de la pendiente, la constante de tiempo T_p está entre 20 y 150 milisegundos.

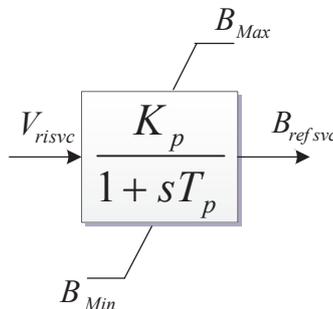


Figura B-5: Bloque del Regulador Automático de Voltaje – Modelo 1

El modelo de estado de este bloque es representado por la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt}(B_{refsvc}) = \frac{1}{T_p}(K_p V_{r1svc} - B_{refsvc}) \quad (7-5)$$

El bloque control de los tiristores modela el puente de tiristores que varía la susceptancia del SVC. En este modelo solo representa el retraso asociado con el disparo de los tiristores.

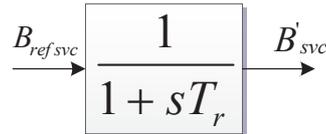


Figura B-6: Bloque de Control de la Susceptancia por Tiristores – Modelo 1 y 2

Donde T_r representa el impacto de disparo de los tiristores en secuencia evaluada entre 3 y 6 milisegundos. La ecuación de estado de este bloque es la siguiente:

$$\frac{d}{dt}(B'_{svc}) = \frac{1}{T_r}(B_{refsvc} - B'_{svc}) \quad (7-6)$$

El bloque de la interface o bloque de adaptación del SVC al sistema se muestra en la Figura B-7. Este bloque se adapta a la susceptancia de salida del SVC desde su base en p.u (normalmente la capacidad del SVC) a la base en p.u del sistema de potencia.

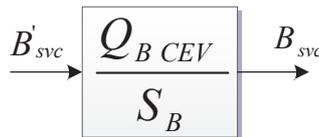


Figura B-7: Bloque de Interface o Adaptación del SVC al Sistema del SEP – Modelo 1 y 2

B.2 MODELO 2 DEL SVC

La Figura B-8 muestra el modelo básico 2 del SVC, con un regulador de voltaje proporcional-integral, donde la pendiente K_{sl} es ajustada por retroalimentación de la corriente, y el incremento y el rango son independientes. Este tipo de modelo representa una estructura física adicional lo cual lo hace un control más robusto en comparación con el modelo básico 1 del SVC. La constante de tiempo modela el retraso de tiempo de la medición de corriente del SVC.

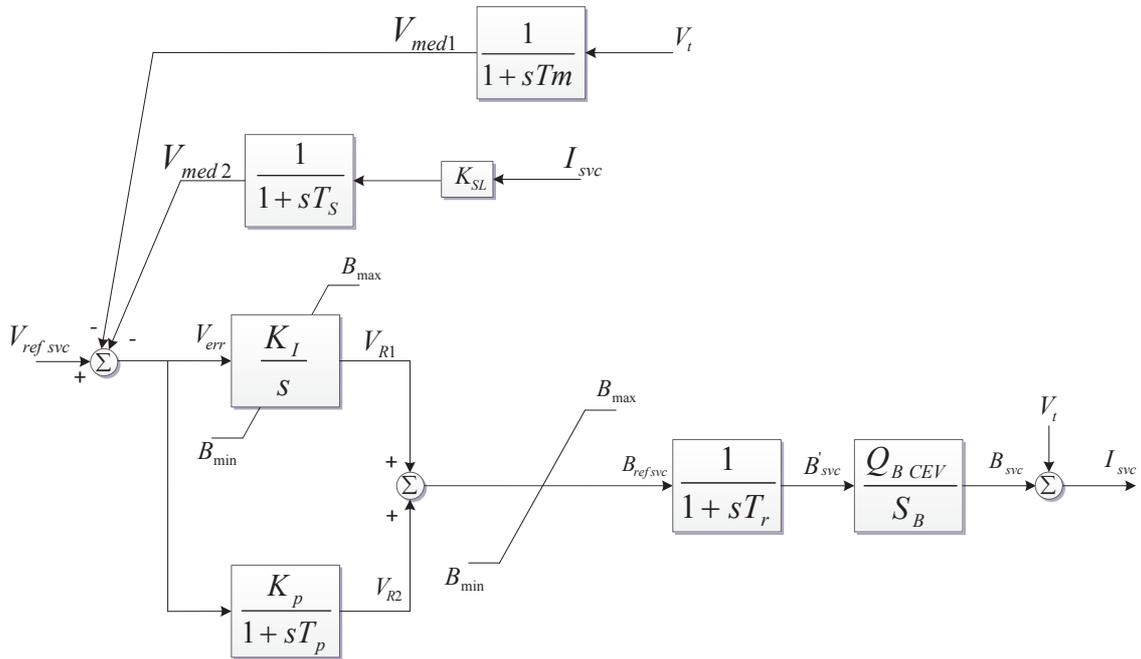


Figura B-8: Modelo Básico 2 del SVC

El bloque del transductor o de medición del circuito de control se muestra en la Figura B-9.

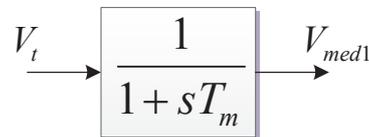


Figura B-9: Bloque Transductor o de Medición - Modelo 2

El bloque anterior se representa por la ecuación de estado que se muestra a continuación:

$$\frac{d}{dt}(V_{med1}) = \frac{1}{T_m}(V_t - V_{med1}) \tag{7-7}$$

El bloque de retroalimentación de corriente se muestra en Figura B-10. Tiene la función de rectificar la corriente inyectada al sistema.

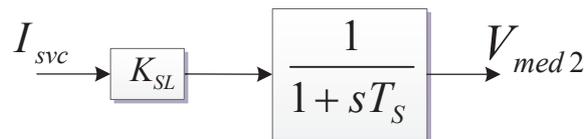


Figura B-10: Bloque de Retroalimentación – Modelo 2

El modelo de este bloque es representado por la ecuación:

$$\frac{d}{dt}(V_{med2}) = \frac{1}{T_S}(K_{SL}I_{svc} - V_{med2}) \quad (7-8)$$

La señal de error viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{err} = V_{ref\,svc} - (V_{med1} + V_{med2}) \quad (7-9)$$

El bloque del regulador automático de voltaje se muestra en la Figura B-11. Este regulador tiene un control proporcional-integral; la ecuación para el primer bloque (control integral):

$$\frac{d}{dt}(V_{R1}) = K_I V_{err} \quad (7-10)$$

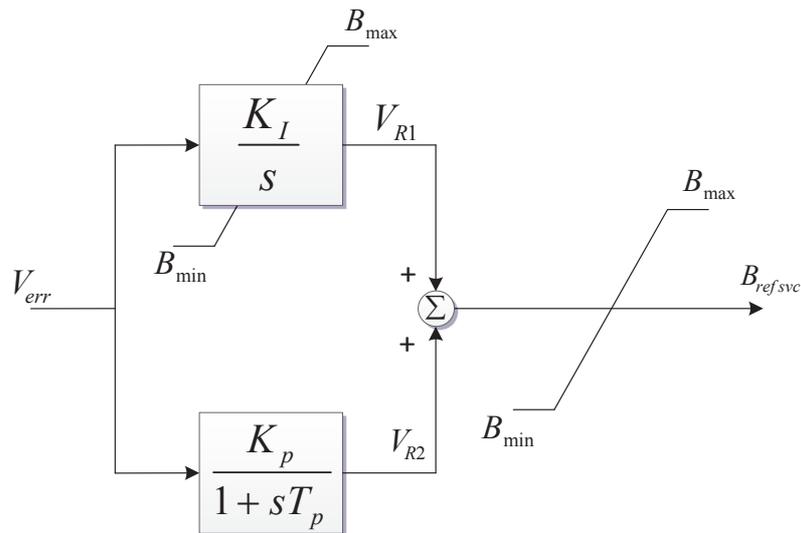


Figura B-11: Bloque del Regulador de Voltaje – Modelo 2

Para el segundo bloque del regulador de voltaje (control proporcional e integral) se presenta su ecuación de estado:

$$\frac{d}{dt}(V_{R2}) = \frac{1}{T_P}(K_P V_{err} - V_{R2}) \quad (7-11)$$

B.3 CONDICIONES INICIALES

Las condiciones iniciales se aplican para los 2 modelos presentados anteriormente. Para el bloque transductor o de medición la condición inicial viene dado por:

$$V_{m1svc_0} = V_{t_0} \quad (7-12)$$

Para el bloque compensador la condición inicial viene dado por:

$$X_{1svc_0} = \left(\frac{T_2 - T_1}{T_2} \right) \frac{B'_{svc_0}}{K_P} \quad (7-13)$$

Para el bloque del regulador de voltaje se obtiene la condición inicial así:

$$V_{R1svc_0} = \left(\frac{B'_{svc_0}}{K_P} \right) \quad (7-14)$$

Para el bloque de disparo de los tiristores la condición inicial es:

$$B_{refsvc_0} = B'_{svc_0} \quad (7-15)$$

Y finalmente para el bloque de adaptación del SVC con el sistema de potencia se obtiene la condición inicial siguiente:

$$B'_{svc_0} = \frac{SB}{QS_{svc}} B_{svc_0} \quad (7-16)$$

Para el modelo básico 2 del SVC, se escribe las condiciones iniciales para el bloque de control automático de voltaje. Para el primer bloque interno la condición inicial viene dado por:

$$V_{R1_0} = B'_{svc_0} \quad (7-17)$$

Y para el segundo bloque interno la ecuación inicial es la siguiente:

$$V_{R2_0} = 0.0 \quad (7-18)$$

ANEXO C SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS PARA EL SISTEMA DE 9 BARRAS

Para la selección de las contingencias más críticas del sistema de 9 barras se realizaron un análisis del margen de cargabilidad y margen de potencia reactiva a través de la obtención de curvas P-V y V-Q para cada una de las posibles contingencias que se pueden presentar en el sistema de potencia. El análisis se realizó en el programa computacional *Power Factory* de *DigSilent*.

Las contingencias seleccionadas y simuladas son las siguientes:

- Salida del Generador G2
- Salida del Generador G3
- Salida de la Línea L1
- Salida de la Línea L2
- Salida de la Línea L3
- Salida de la Línea L4
- Salida de la Línea L5
- Salida de la Línea L6

Luego de las simulaciones se extrajo los valores de los márgenes de potencia activa y reactiva. En la Tabla C-7, se muestra los resultados obtenidos de las curvas P-V. Se puede visualizar claramente que la salida de las líneas L6 y L4 son las que reducen en forma considerable el margen de cargabilidad del sistema, convirtiéndose estas en las contingencias más críticas. En cuanto a la salida de los generadores, la contingencia más grave es la salida del generador 3.

Tabla C-7: Márgenes de Cargabilidad ante Contingencias en el SEP de 9 Barras.

Contingencia	Margen de Cargabilidad [MW]
Salida G2	224,67
Salida G3	162,45
Salida L1	132,52
Salida L2	382,85
Salida L3	124,92
Salida L4	60,80
Salida L5	90,11
Salida L6	7,60
Salida C1	386,11
Salida C2	417,02
SalidaC3	519,75

Por otro lado en la Tabla C-8 se muestra los resultados de los márgenes de Potencia Reactiva obtenidos de las curvas V-Q en las barras de carga.

Tabla C-8: Márgenes de Potencia Reactiva ante Contingencias en el SEP de 9 Barras.

Contingencia	Margen de Potencia Reactiva [MVar]		
	Barra 5	Barra 6	Barra 8
Salida G2	186,70	236,20	133,50
Salida G3	261,10	131,90	91,80
Salida L1	49,00	244,20	180,00
Salida L2	176,80	258,00	187,10
Salida L3	289,90	194,70	58,80
Salida L4	213,70	269,70	24,20
Salida L5	301,30	100,80	203,90
Salida L6	77,10	9,60	14,10
Salida C1	401,70	278,00	203,60
Salida C2	340,30	387,30	221,90
SalidaC3	333,60	295,50	299,60

Se puede observar que el margen de potencia reactiva es **9,6 MVar** ante la salida de L6 y advierte un estado operativo muy cercano al colapso de voltaje, de la misma forma la segunda contingencia más grave es la salida de L4 ya que reduce el margen de potencia reactiva a **24,20 MVar**; en cuanto a la salida de generadores, la contingencia más grave es la salida del generador 3.

Finalmente se hizo una valoración del impacto sobre el SEP de cada una de las contingencias y se las ordenó de mayor a menor según su grado de afectación al sistema. En la Tabla C-9 se muestra el orden de contingencias obtenido.

Tabla C-9: Orden de Contingencias para el SEP de 9 Barras

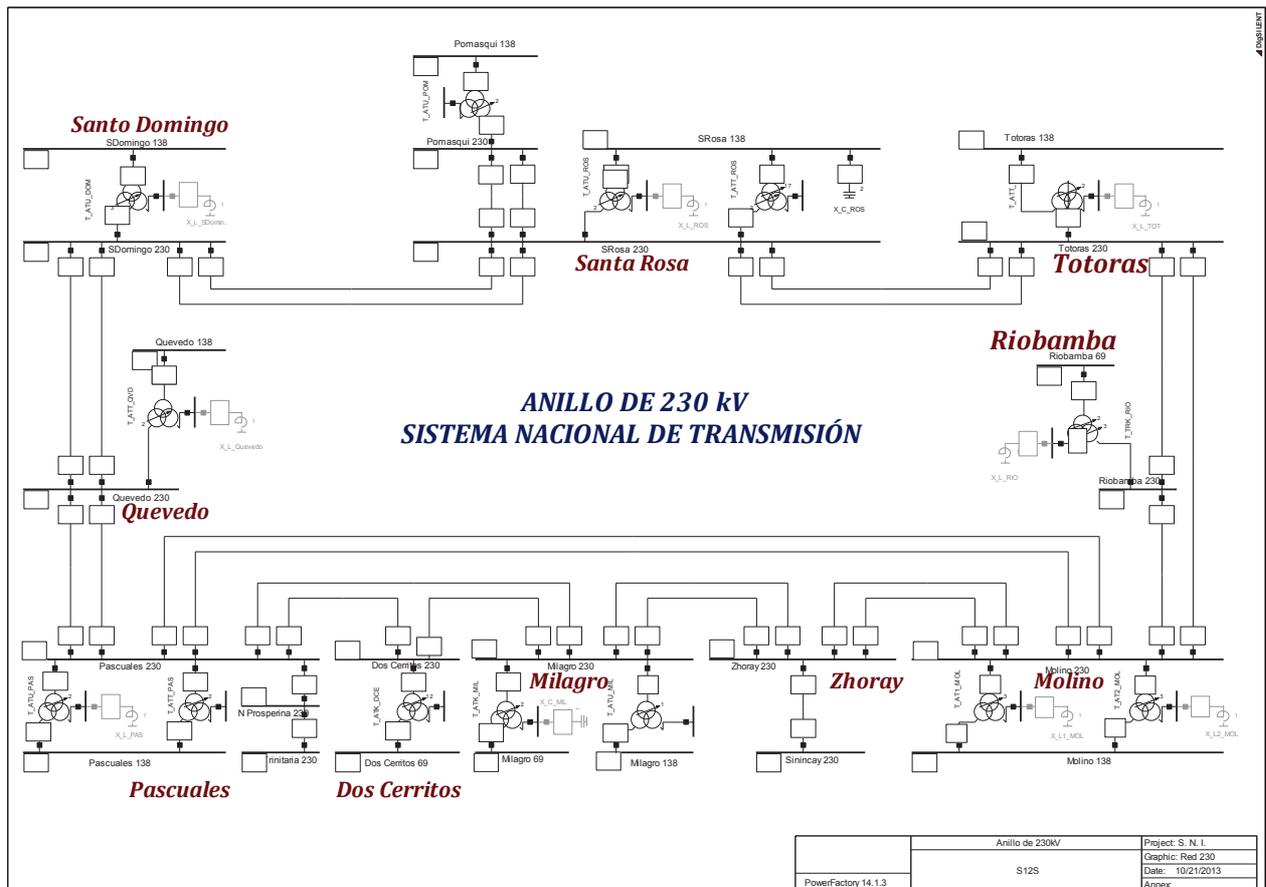
Orden	Contingencia
1	Salida L6
2	Salida L4
3	Salida L1
4	Salida L3
5	Salida G3
6	Salida G1
7	Salida L5
8	Salida G2
9	Salida L2

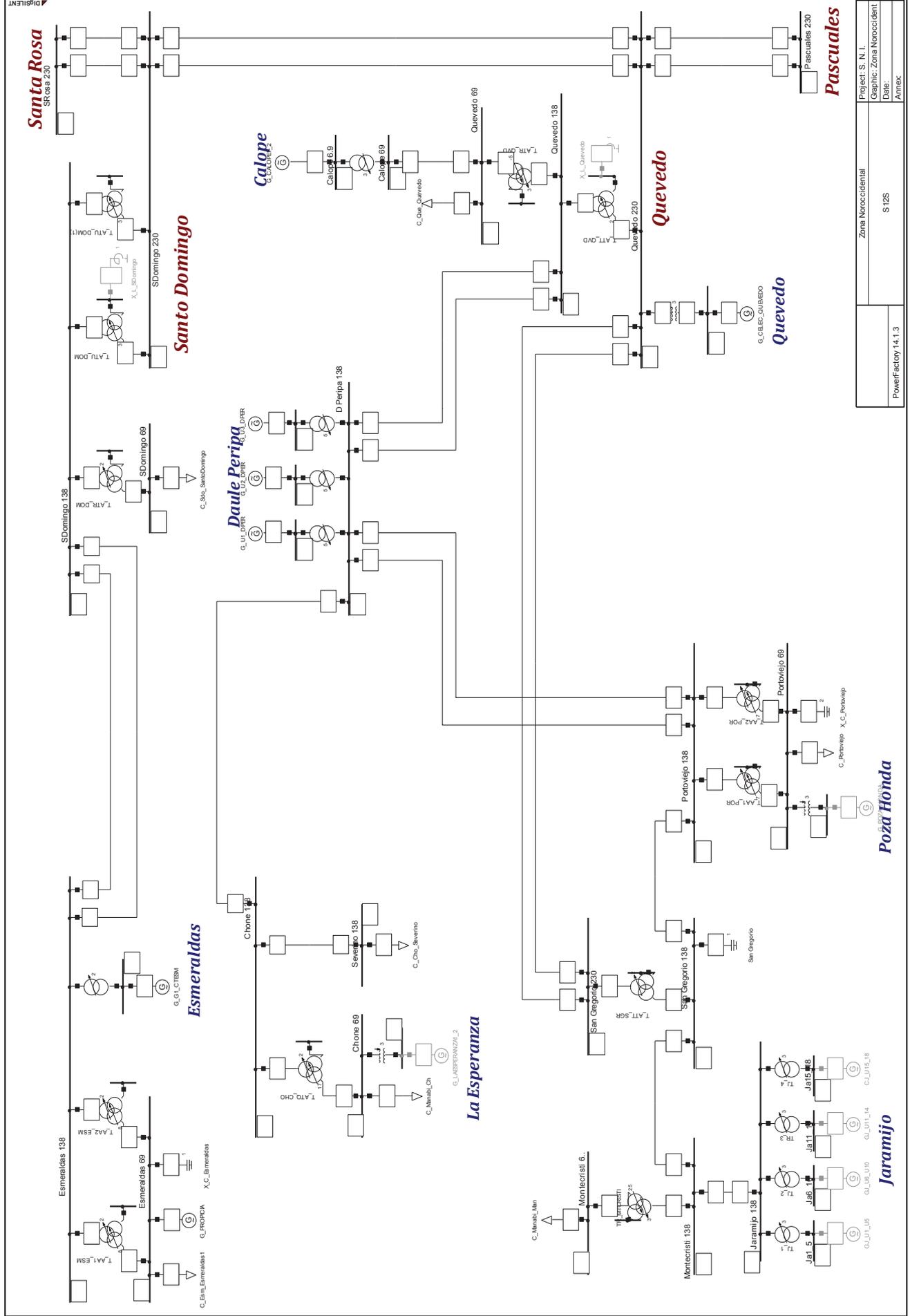
Por lo tanto se concluye que las contingencias más graves son la salida de las **líneas L4 y L6**, y en cuanto a los generadores **la salida de G3**; por esta razón se seleccionó estas contingencias para el estudio.

ANEXO D DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SNI EN POWER FACTORY

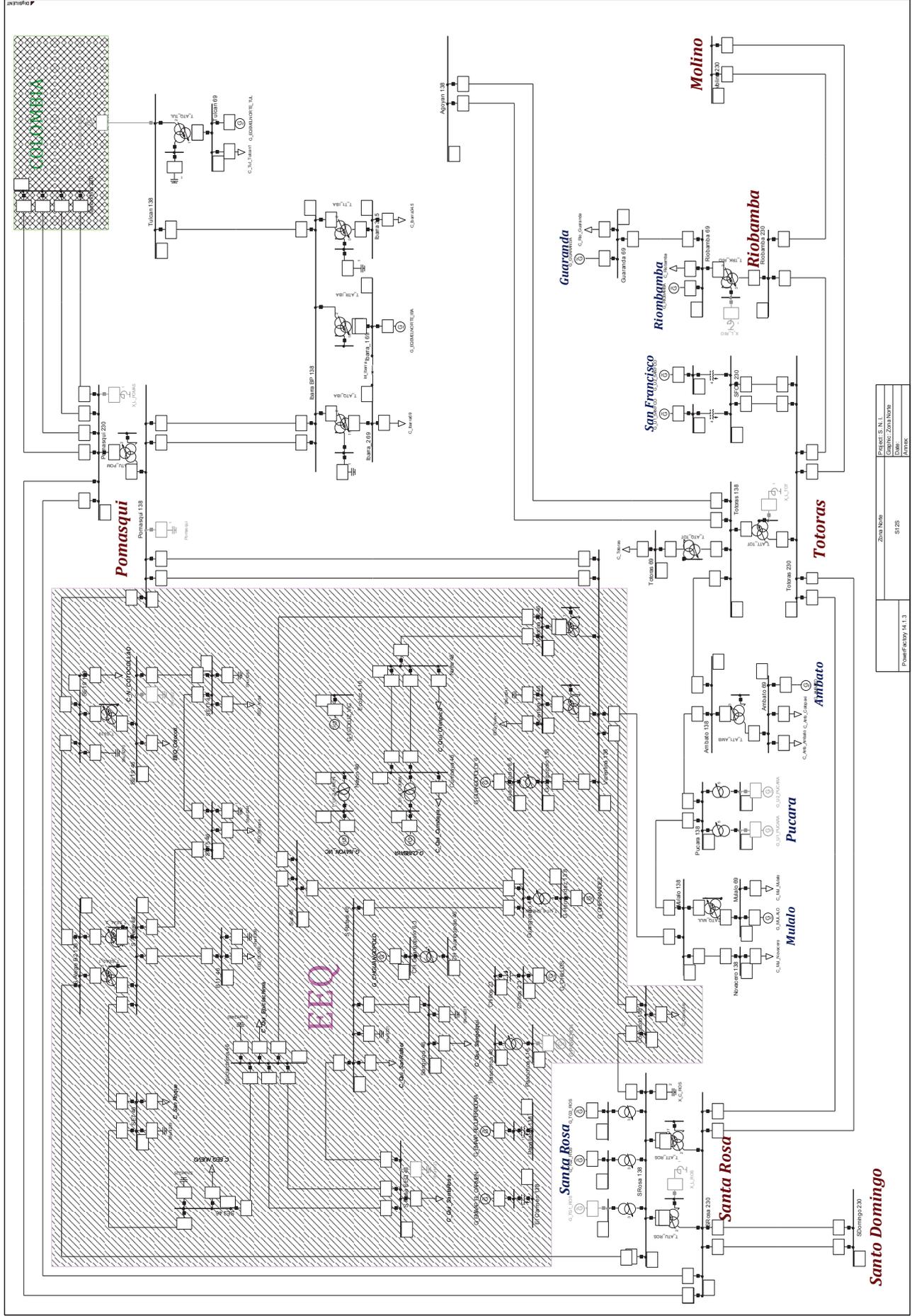
Los diagramas unifilares que se presentan a continuación corresponden al orden siguiente:

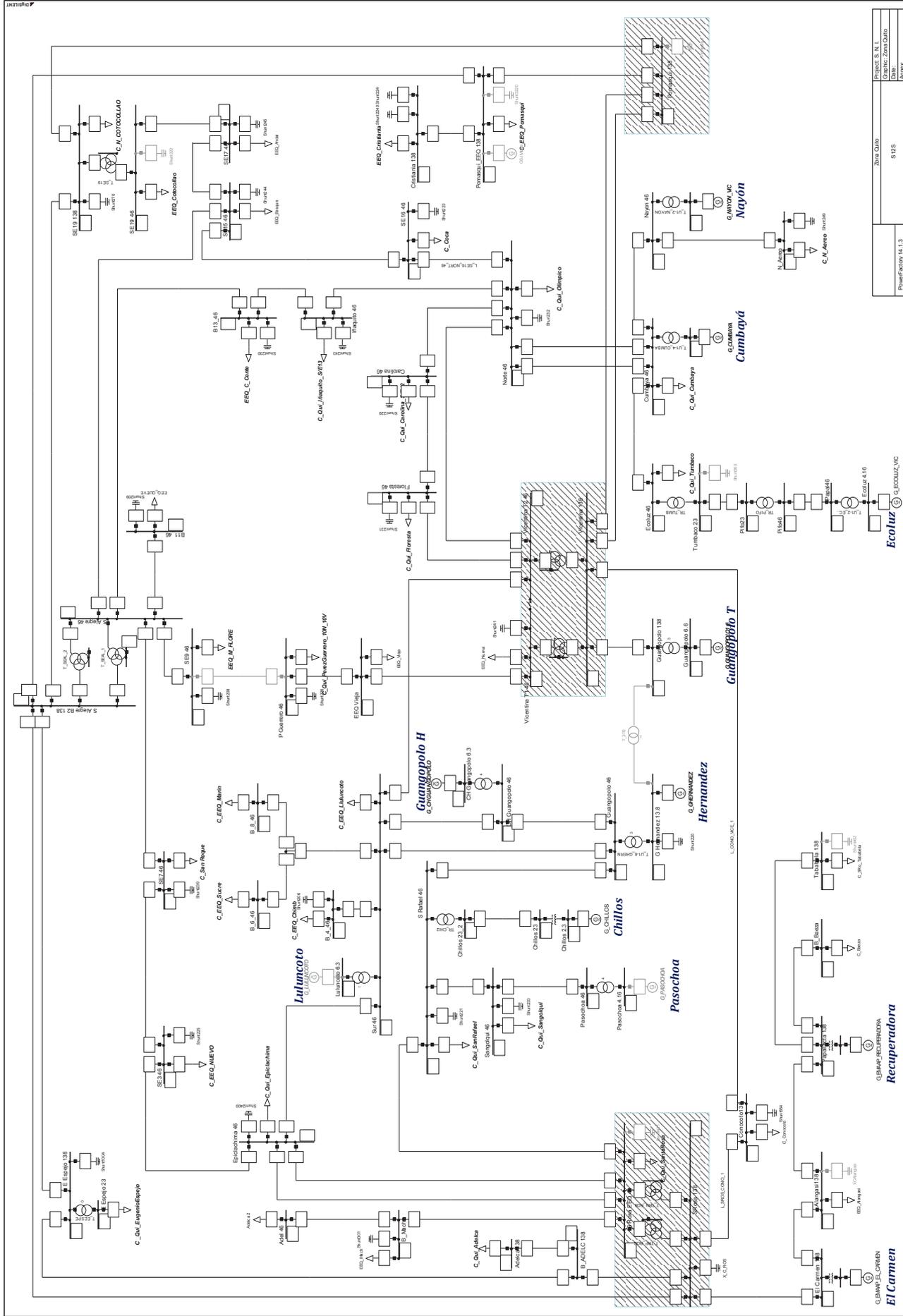
1. Anillo Principal de 230 kV del SNT
2. Zona Sur
3. Zona Suroccidental
4. Zona Noroccidental
5. Zona Norte
6. Zona Quito
7. Zona Nororiental





Project: S. N. I.	Zona Noroccidental
Graphic: Zona Noroccident	S12S
Date:	
Annex:	PowerFactory 14.1.3





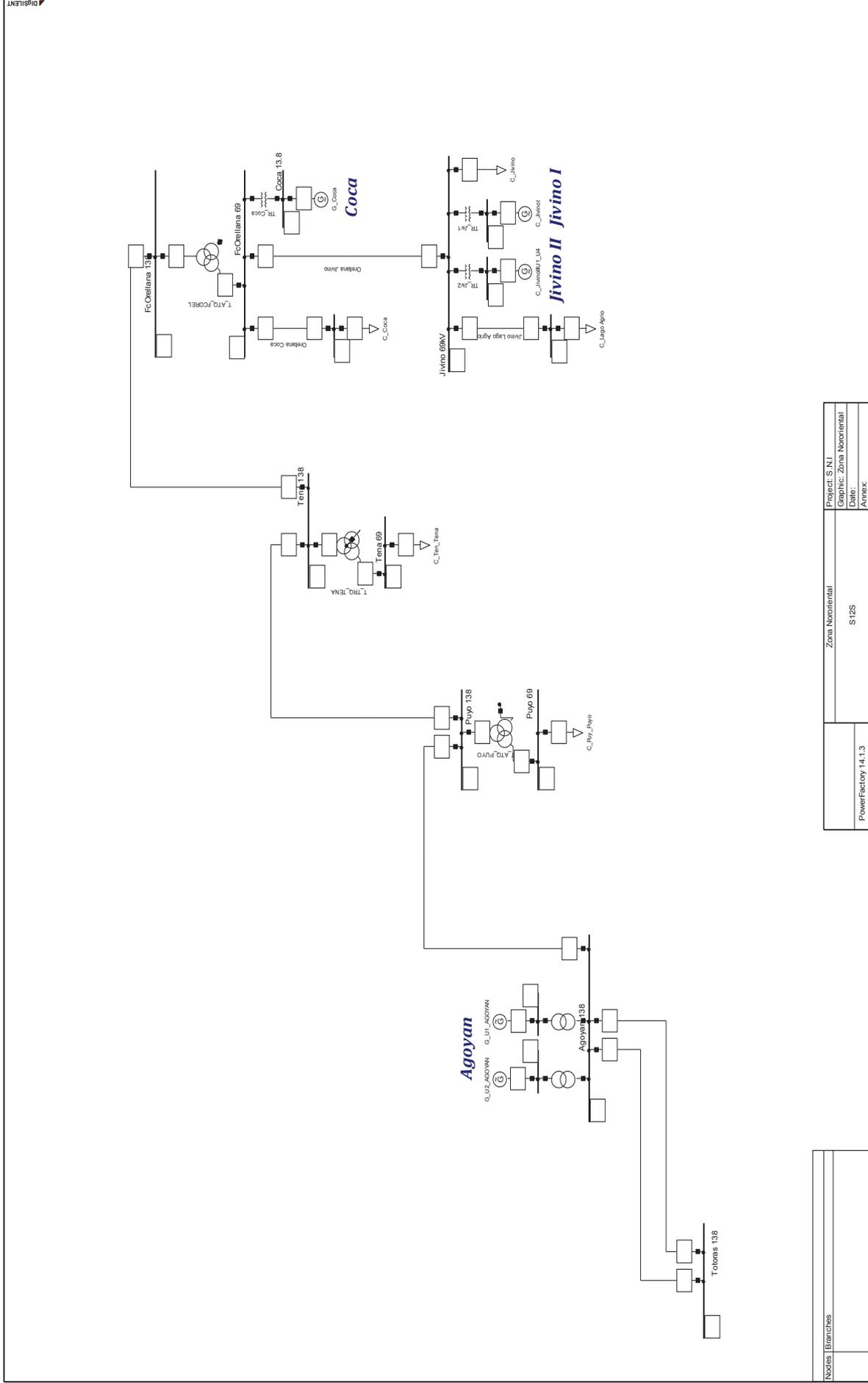
Author	Zhuo Qibo
Date	S 123
Project	PowerFactory 14.1.3

Project	S 123
Author	Zhuo Qibo
Date	S 123

Project	S 123
Author	Zhuo Qibo
Date	S 123

Project	S 123
Author	Zhuo Qibo
Date	S 123

Project	S 123
Author	Zhuo Qibo
Date	S 123



Notes / Branches	PowerFactory 14.1.3	Project: S.I.I
		Graphic: Zona Nonoriental
		Date:
		Autres
Zona Nonoriental		S12S

ANEXO E CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SNI 2012

E.1 DEMANDA MÁXIMA

Cargas	P [MW]	Q [MVar]	Cargas	P [MW]	Q [MVar]
C_Caraguay	100,8	29,4	C_QUI_PerezGuerrero_10 N_10V	11,8	-3,4
C_Categ_And	23,0	6,7	C_QUI_SanRafael	9,4	2,7
C_Categ_Pas	67,6	19,7	C_QUI_Sangolqui	21,6	6,3
C_Dos_Cerritos	103,3	30,1	C_QUI_SantaRosa	19,3	5,6
C_Emelgur_Pas	59,6	17,4	C_QUI_Tumbaco	25,2	7,4
C_Hol_Holcim	46,0	13,4	C_SRo_Tababela	24,2	-7,1
C_NPr_Prosp	142,9	41,7	C_San Roque	13,5	3,9
C_Pas_Cedege	11,0	3,2	EEQ_Alangasi	14,1	4,1
C_Policentro	110,3	32,2	EEQ_Andal	16,7	4,9
C_Pos_Posorja	27,1	7,9	EEQ_Bosque	17,6	5,1
C_Salitril	255,6	74,6	EEQ_C_Cente	13,2	3,9
C_Santa_Elena	50,3	14,7	EEQ_Cotocollao	25,8	7,5
C_Trinitaria	103,6	30,2	EEQ_Cristiania	60,5	17,7
C_Azoguez	16,9	4,9	EEQ_M_FLORE	5,5	1,6
C_Babahoyo	66,7	19,5	EEQ_Mach	17,8	5,2
C_Cuenca	135,0	39,4	EEQ_Nueva	13,2	3,8
C_Gualaceo	9,9	2,9	EEQ_QUEVE	11,7	3,4
C_Limon	1,0	0,3	EEQ_Vieja	4,8	1,4
C_Loja	55,4	16,1	C_Amb_Ambato	28,8	8,4
C_Mac_Emeloro1	42,7	12,4	C_Amb_Cotopaxi	13,3	3,9
C_Mac_Emeloro2	85,8	25,0	C_Ibarra34.5	4,0	1,2
C_Macas	9,4	2,8	C_Ibarra69	75,9	22,1
C_Mendez	2,0	0,6	C_Mul_Mulalo	46,6	13,6
C_Mil_Emelgur	16,2	4,7	C_Mul_Novacero	9,7	2,8
C_Mil_Milagro	109,4	31,9	C_Rio_Guaranda	15,1	4,4
Adelca 2	0,9	0,3	C_Riobamba	56,1	16,4
C_QUI_EugenioEspejo	35,8	10,4	C_Totoras	52,4	15,3
C_Baeza	9,3	2,7	C_Tul_Tulcan1	10,9	3,2
C_Coca	28,2	8,2	C_Coca	13,3	3,9
C_Conocoto	24,4	7,1	C_Jivino	9,2	2,7
C_EEQ_Chimb	16,1	4,7	C_Lago_Agrio	19,1	5,6
C_EEQ_Lluluncoto	7,2	2,1	C_Puy_Puyo	9,4	2,7
C_EEQ_Marin	7,2	2,1	C_Ten_Tena	7,4	2,2
C_EEQ_NUEVO	25,1	7,3	C_Esm_Esmeraldas1	86,2	25,2
C_EEQ_Pomasqui	52,7	15,4	C_Manabi_Ch	43,7	12,7
C_EEQ_Sucre	4,4	1,3	C_Manabi_Man	88,4	25,8
C_N_Aereo	12,0	3,5	C_Portoviejo	111,2	32,4
C_N_COTOCOLLAO	20,1	5,9	C_QUE_QUEVEDO	69,5	20,3
C_QUI_Adelca	34,3	-10,0	C_Sdo_SantoDomingo	80,5	23,5
C_QUI_Carolina_S/E12	14,8	4,3			
C_QUI_Cumbaya	12,2	3,6			
C_QUI_Epiclachima	47,0	13,7			
C_QUI_Floresta	10,7	3,1			
C_QUI_Iñaquito_S/E13	17,5	5,1			
C_QUI_Olimpico	16,1	4,7			

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_CELEC_SELENA	PQ	0	42	2,14	0
G_EQEMEPE_SEL	PQ	1	1	0	0
G_GAS_PAS	PV	0	1	50	2
G_GENEROCA_1_8	PV	0	8	3,5	0,4
G_KEPPEL_1_22	PV	0	18	4	1
G_KEPPEL_23_24	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_25	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_26_38	PV	0	12	3,6	1
G_KEPPEL_39_51	PQ	0	9	3,6	0
G_PAS_GE_U1	PV	0	1	20	0,9
G_PAS_GE_U2	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U3	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U4	PV	0	1	20	0
G_PAS_GE_U5	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U6	PQ	0	1	20	1
G_U1_EQUIL	PQ	1	1	46	-0,3
G_U1_TRI	PV	0	1	130	19
G_U2_EQUIL	PV	1	1	38	0
G_U3_EQUIL	PQ	1	1	47,57	10
G_U4_EQUIL	PQ	1	1	47	10,1
G_VICTORIA_TRI	PV	0	1	72,5	17
SantaElenaiIU1_U3	PV	0	3	13,33	0
G_ECOELECTRIC	PQ	1	1	30	5
G_EMELORO_MAC	PQ	1	1	0	0
G_EQEERSSA_LOJ	PQ	0	1	2	1
G_EQELECAUSTRO_CUE	PQ	0	1	46	10
G_HIDROABANICO_I	PV	0	2	7,5	0
G_HIDROABANICO_II	PV	0	3	7,5	0
G_SIBIMBE_U1_U2	PQ	0	2	7,5	3
G_U10_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U1_MAZAR	PV	0	1	80	7,3
G_U1_Ocaña	PQ	0	1	13	1
G_U1_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U2_MAZAR	PV	0	1	80	7,3
G_U2_Ocaña	PQ	0	1	13	1
G_U2_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U3_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U4_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U5_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U6_PAUTE	SL	0	1	100	21,99
G_U7_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U8_PAUTE	PV	0	1	100	21,99
G_U9_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_UA_MPP	PV	0	1	65	0,2
G_UB_MPP	PV	0	1	65	4,6
G_GYQ_AT1	PV	0	1	45	0
G_GYQ_AT2	PV	1	1	35	0
G_GYQ_TG1	PQ	1	1	20	2
G_GYQ_TG2_AS	PQ	1	1	20	0
G_GYQ_TG3_AS	PV	1	1	20	2

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_GYQ_TG5_AS	PQ	1	1	18	2
G_GYQ_TG6_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_VAS	PQ	0	1	32	10
G_TG4_GZEV	PQ	1	1	0	0
G_TV2_GZEV	PV	1	1	72	6,9
G_TV3_GZEV	PV	0	1	72	5,4
GSJ Minas	PQ	1	1	0	0
G_CHGUANGOPOLO	PQ	0	2	7,5	3
G_CHILLOS	PQ	0	1	1,5	0,15
G_CUMBAYA	PQ	0	4	9,26	3
G_ECOLUZ_VIC	PQ	0	1	3	0,7
G_EMAAP_EL_CARMEN	PQ	0	1	7,2	2,28
G_EMAAP_RECUPERADORA	PQ	0	1	10,8	3,58
G_GHERNANDEZ	PV	0	5	4,333	1,5
G_GUANGOPOLO1_6	PQ	0	5	5	0,7
G_LULUNCOTO	PQ	1	1	0	0
G_NAYON_VIC	PQ	0	2	13,975	5
G_PASOCHOA	PQ	1	1	1,45	0,5
G_AMBATO	PQ	0	1	1,5	0,5
G_EQEMELNORTE_IBA	PQ	0	1	6,5	2,8
G_EQEMELNORTE_TUL	PQ	0	1	3,1	1,5
G_GUARANDA	PQ	0	1	1	0,2
G_MULALO	PQ	0	1	7	2,8
G_RIOBAMBA	PQ	0	1	13	3,6
G_TG1_ROS	PV	1	1	0	0
G_TG2_ROS	PV	0	1	0	16,4
G_TG3_ROS	PV	0	1	0	0
G_U1_PUCARA	PQ	1	1	35	15
G_U1_SAN FCO	PV	0	1	106	22
G_U2_PUCARA	PQ	1	1	35	15
G_U2_SAN FCO	PV	0	1	106	1,01
C_JivinoI	PQ	0	1	3,75	1,5
C_JivinoIIU1_U4	PV	0	4	10	1
G_Coca	PQ	0	1	3,75	2
G_U1_AGOYAN	PV	0	1	78	16,15
G_U2_AGOYAN	PV	0	1	78	16,15
CJ_U15_18	PV	1	4	8	0
GJ_U11_14	PV	1	4	8	0
GJ_U1_U5	PV	1	5	8	0
GJ_U6_U10	PV	1	5	8	0
G_CALOPE1_2	PQ	0	2	7,5	0
G_CELEC_QUEVEDO	PV	0	51	1,91	0
G_G1_CTESM	PV	0	1	130	19,6
G_LAESPERANZA1_2	PQ	1	1	0	0
G_POZA_HONDA	PQ	1	1	0	0
G_PROPICIA	PQ	0	2	3,8	1
G_U1_DPER	PV	0	1	46,667	16
G_U2_DPER	PV	0	1	46,667	0
G_U3_DPER	PV	0	1	46,667	0

Capacitor	On (0) / Off (1)	Paso
X_C_2CERRITOS	1	1
X_C_CARAGUAY	0	1
X_C_NPRO_69	0	1
X_C_PASC_138	0	2
X_C_PASC_69	0	1
X_C_POL	0	2
X_C_SELENA	1	1
X_C_Loja	0	1
X_C_MAC_1	1	1
X_C_MAC_2	0	1
Pomasqui	1	1
Shunt232	0	1
Shunt1004	0	1
Shunt206	0	1
Shunt208	0	1
Shunt209	0	1
Shunt220	0	1
Shunt221	0	1
Shunt222	1	1
Shunt223	0	1
Shunt224	0	1
Shunt2240	0	1
Shunt225	0	1
Shunt226	0	1
Shunt229	0	1
Shunt230	0	1
Shunt231	0	1
Shunt233	0	1
Shunt239	0	1
Shunt2400	0	1
Shunt241	0	1
Shunt243	0	1
Shunt244	0	1
Shunt245	0	1
Shunt249	0	1
Shunt270	0	1
Shunt300	1	1
Shunt301	0	1
Shunt3220	1	2
Shunt402	1	1
Shunt421	1	1
Shunt554	0	1
XCAlangasi	1	1
X_C1_IBA	0	1
X_C2_IBA	0	1
X_C_ROS	0	2
X_C_TUL	0	1
X_L_POMAS	1	1
San Gregorio	0	1
X_C_Esmeraldas	0	1
X_C_Portoviejo	0	2

E.2 DEMANDA MEDIA

Cargas	P [MW]	Q [MVar]	Cargas	P [MW]	Q [MVar]
C_Caraguay	80,7	23,5	C_QUI_PerezGuerrero_10 N_10V	11,2	3,3
C_Categ_And	23,0	6,7	C_QUI_SanRafael	9,4	2,7
C_Categ_Pas	64,2	18,7	C_QUI_Sangolqui	17,2	5,0
C_Dos_Cerritos	84,0	24,5	C_QUI_SantaRosa	15,9	4,6
C_Emelgur_Pas	47,7	13,9	C_QUI_Tumbaco	21,4	6,2
C_Hol_Holcim	46,0	13,4	C_SRo_Tababela	19,9	5,8
C_NPr_Prosp	157,2	45,8	C_San Roque	11,5	3,4
C_Pas_Cedege	11,0	3,2	EEQ_Alangasi	10,1	2,9
C_Policentro	110,3	32,2	EEQ_Andal	14,0	4,1
C_Pos_Posorja	24,0	7,0	EEQ_Bosque	14,8	4,3
C_Salitril	281,2	82,0	EEQ_C_Cente	10,9	3,2
C_Santa_Elena	39,0	11,4	EEQ_Cotocollao	21,2	6,2
C_Trinitaria	82,9	24,2	EEQ_Cristiania	54,8	16,0
C_Azoguez	13,2	3,8	EEQ_M_FLORE	4,6	1,3
C_Babahoyo	49,5	14,4	EEQ_Mach	15,9	4,6
C_Cuenca	100,1	29,2	EEQ_Nueva	11,5	3,3
C_Gualaceo	5,2	1,5	EEQ_QUEVE	10,2	3,0
C_Limon	0,8	0,2	EEQ_Vieja	4,0	1,2
C_Loja	35,4	10,3	C_Amb_Ambato	19,9	5,8
C_Mac_Emeloro1	34,4	10,0	C_Amb_Cotopaxi	10,8	3,1
C_Mac_Emeloro2	69,2	20,2	C_Ibarra34.5	2,2	0,6
C_Macas	5,6	1,6	C_Ibarra69	53,2	15,5
C_Mendez	1,7	0,5	C_Mul_Mulalo	35,3	10,3
C_Mil_Emelgur	16,6	4,9	C_Mul_Novacero	28,4	8,3
C_Mil_Milagro	87,8	25,6	C_Rio_Guaranda	7,3	2,1
Adelca 2	38,1	11,1	C_Riobamba	35,1	10,2
C_QUI_EugenioEspejo	30,7	9,0	C_Totoras	35,7	10,4
C_Baeza	6,8	2,0	C_Tul_Tulcan1	5,6	1,6
C_Coca	25,2	7,3	C_Coca	11,4	3,3
C_Conocoto	17,1	5,0	C_Jivino	6,5	1,9
C_EEQ_Chimb	13,8	4,0	C_Lago_Agrio	13,4	3,9
C_EEQ_Lluluncoto	6,0	1,8	C_Puy_Puyo	6,1	1,8
C_EEQ_Marin	6,1	1,8	C_Ten_Tena	4,4	1,3
C_EEQ_NUEVO	21,5	6,3	C_Esm_Esmeraldas 1	62,5	18,2
C_EEQ_Pomasqui	49,9	14,6	C_Manabi_Ch	30,2	8,8
C_EEQ_Sucre	3,9	1,1	C_Manabi_Man	68,1	19,9
C_N_Aereo	11,4	3,3	C_Portoviejo	85,8	25,0
C_N_COTOCOLLAO	16,5	4,8	C_QUE_Quevedo	49,9	14,6
C_QUI_Adelca	9,8	2,9	C_Sdo_SantoDomingo	60,2	17,5
C_QUI_Carolina_S/E12	12,5	3,6			
C_QUI_Cumbaya	9,9	2,9			
C_QUI_Epiclachima	39,4	11,5			
C_QUI_Floresta	8,9	2,6			
C_QUI_lñaquito_S/E13	14,6	4,3			
C_QUI_Olimpico	13,4	3,9			

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_CELEC_SELENA	PV	0	42	2,1	0,3
G_EQEMEPE_SEL	PQ	1	1	0	0
G_GAS_PAS	PV	1	1	87	0
G_GENEROCA_1_8	PV	0	8	3,5	0,4
G_KEPPEL_1_22	PV	0	18	3,61	0,8
G_KEPPEL_23_24	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_25	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_26_38	PQ	0	12	3,61	1
G_KEPPEL_39_51	PQ	0	9	3,6	1
G_PAS_GE_U1	PV	0	1	20	0
G_PAS_GE_U2	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U3	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U4	PV	0	1	20	0
G_PAS_GE_U5	PQ	0	1	20	1
G_PAS_GE_U6	PQ	0	1	20	1
G_U1_EQUIL	PQ	1	1	46	-0,5
G_U1_TRI	PV	0	1	130	25
G_U2_EQUIL	PV	1	1	20	0
G_U3_EQUIL	PQ	1	1	47,57	10
G_U4_EQUIL	PQ	1	1	0	11,6
G_VICTORIA_TRI	PV	1	1	100	17
SantaElenaiIU1_U3	PQ	0	3	13,33	0
G_ECOELECTRIC	PQ	1	1	30	9
G_EMELORO_MAC	PQ	1	1	0	0
G_EQEERSSA_LOJ	PQ	0	1	2	1
G_EQELECAUSTRO_CUE	PQ	0	1	32	1
G_HIDROABANICO_I	PV	0	2	7,5	0
G_HIDROABANICO_II	PV	0	3	7,5	0
G_SIBIMBE_U1_U2	PQ	0	2	4,5	1
G_U10_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U1_MAZAR	PV	0	1	75	17,5
G_U1_Ocaña	PQ	0	1	10	3
G_U1_PAUTE	PV	0	1	100	13,8
G_U2_MAZAR	PQ	0	1	75	0
G_U2_Ocaña	PQ	0	1	10	3
G_U2_PAUTE	PV	0	1	100	13,8
G_U3_PAUTE	PV	1	1	100	13,8
G_U4_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U5_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U6_PAUTE	SL	0	1	30	0
G_U7_PAUTE	PV	0	1	100	13,8
G_U8_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U9_PAUTE	PV	1	1	0	0
G_UA_MPP	PV	0	1	65	0,2
G_UB_MPP	PV	0	1	65	1,1
G_GYQ_AT1	PV	0	1	43	25
G_GYQ_AT2	PV	1	1	35	0
G_GYQ_TG1	PQ	1	1	20	2
G_GYQ_TG2_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_TG3_AS	PV	1	1	20	2

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_GYQ_TG5_AS	PQ	1	1	0	2
G_GYQ_TG6_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_VAS	PV	0	1	32	10
G_TG4_GZEV	PV	1	1	0	0
G_TV2_GZEV	PV	1	1	72	45
G_TV3_GZEV	PV	0	1	72	10,4
GSJ Minas	PQ	1	1	0	0
G_CHGUANGOPOLO	PQ	0	2	7,5	0,5
G_CHILLOS	PQ	0	1	0,9	0,15
G_CUMBAYA	PQ	0	4	9,975	0,5
G_ECOLUZ_VIC	PQ	0	1	3	1
G_EMAAP_EL_CARMEN	PQ	0	1	5,6	1
G_EMAAP_RECUPERADORA	PQ	0	1	8,4	1
G_GHERNANDEZ	PQ	0	5	4,3	0,5
G_GUANGOPOLO1_6	PQ	0	5	5	2
G_LULUNCOTO	PQ	1	1	0	0
G_NAYON_VIC	PQ	0	2	14,85	1
G_PASOCHOA	PQ	1	1	1,45	0,2
G_AMBATO	PQ	0	1	1,5	0,5
G_EQEMELNORTE_IBA	PQ	0	1	6	2,8
G_EQEMELNORTE_TUL	PQ	0	1	3,1	1,5
G_GUARANDA	PQ	0	1	1	0,2
G_MULALO	PQ	0	1	5	2,7
G_RIOBAMBA	PQ	0	1	11	3,6
G_TG1_ROS	PV	0	1	0	0
G_TG2_ROS	PV	0	1	0	-3,4
G_TG3_ROS	PV	0	1	0	20
G_U1_PUCARA	PQ	1	1	35	15
G_U1_SAN FCO	PV	0	1	106	10
G_U2_PUCARA	PQ	1	1	35	15
G_U2_SAN FCO	PV	0	1	106	0
C_JivinoI	PQ	0	1	3,75	0,5
C_JivinoIIU1_U4	PV	0	4	10	4
G_Coca	PQ	0	1	3,75	2
G_U1_AGOYAN	PV	0	1	78	15,1
G_U2_AGOYAN	PV	0	1	78	0
CJ_U15_18	PV	1	4	7,77	0
GJ_U11_14	PV	1	4	7,77	0
GJ_U1_U5	PV	1	5	7,77	1,2
GJ_U6_U10	PV	1	5	7,77	1,2
G_CALOPE1_2	PQ	0	2	4,5	0
G_CELEC_QUEVEDO	PV	0	51	1,96	0
G_G1_CTESM	PV	0	1	130	0
G_LAESPERANZA1_2	PQ	1	1	0	0
G_POZA_HONDA	PQ	1	1	0	0
G_PROPICIA	PQ	1	2	3	0
G_U1_DPER	PV	0	1	35	3
G_U2_DPER	PV	0	1	35	0
G_U3_DPER	PV	1	1	53,3	0

Capacitor	On (0) / Off (1)	Paso
X_C_2CERRITOS	1	1
X_C_CARAGUAY	1	1
X_C_NPRO_69	0	1
X_C_PASC_138	0	2
X_C_PASC_69	0	1
X_C_POL	0	2
X_C_SELENA	1	1
X_C_Loja	1	1
X_C_MAC_1	1	1
X_C_MAC_2	1	1
Pomasqui	1	1
Shunt232	0	1
Shunt1004	0	1
Shunt206	0	1
Shunt208	1	1
Shunt209	1	1
Shunt220	1	1
Shunt221	0	1
Shunt222	0	1
Shunt223	0	1
Shunt224	0	1
Shunt2240	0	1
Shunt225	0	1
Shunt226	0	1
Shunt229	0	1
Shunt230	0	1
Shunt231	0	1
Shunt233	0	1
Shunt239	0	1
Shunt2400	0	1
Shunt241	1	1
Shunt243	0	1
Shunt244	0	1
Shunt245	1	1
Shunt249	1	1
Shunt270	0	1
Shunt300	1	1
Shunt301	0	1
Shunt3220	0	2
Shunt402	0	1
Shunt421	0	1
Shunt554	0	1
XCAlangasi	0	1
X_C1_IBA	1	1
X_C2_IBA	1	1
X_C_ROS	0	2
X_C_TUL	1	1
X_L_POMAS	1	1
San Gregorio	0	1
X_C_Esmeraldas	1	2
X_C_Portoviejo	0	1

E.3 DEMANDA MÍNIMA

Cargas	P [MW]	Q [MVar]	Cargas	P [MW]	Q [MVar]
C_Caraguay	65,5	19,1	C_QUI_PerezGuerrero_10 N_10V	5,2	1,5
C_Categ_And	23,0	6,7	C_QUI_SanRafael	3,2	0,9
C_Categ_Pas	50,7	14,8	C_QUI_Sangolqui	8,0	2,3
C_Dos_Cerritos	77,7	22,7	C_QUI_SantaRosa	7,4	2,2
C_Emelgur_Pas	41,8	12,2	C_QUI_Tumbaco	10,1	2,9
C_Hol_Holcim	46,0	13,4	C_SRo_Tababela	9,4	-2,7
C_NPr_Prosp	85,7	25,0	C_San Roque	5,3	1,5
C_Pas_Cedege	11,0	3,2	EEQ_Alangasi	4,8	1,4
C_Policentro	62,9	18,3	EEQ_Andal	6,5	1,9
C_Pos_Posorja	19,7	5,7	EEQ_Bosque	6,9	2,0
C_Salitril	153,4	44,7	EEQ_C_Cente	5,0	1,5
C_Santa_Elena	31,3	9,1	EEQ_Cotocollao	10,0	2,9
C_Trinitaria	67,3	19,6	EEQ_Cristiania	25,8	7,5
C_Azoguez	11,3	3,3	EEQ_M_FLORE	2,1	0,6
C_Babahoyo	29,9	8,7	EEQ_Mach	7,4	2,2
C_Cuenca	70,5	20,6	EEQ_Nueva	5,2	1,5
C_Gualaceo	4,7	1,4	EEQ_QUEVE	4,7	1,4
C_Limon	0,6	0,2	EEQ_Vieja	1,8	0,5
C_Loja	23,4	6,8	C_Amb_Ambato	13,1	3,8
C_Mac_Emeloro1	25,6	7,5	C_Amb_Cotopaxi	9,0	2,6
C_Mac_Emeloro2	51,5	15,0	C_Ibarra34.5	2,0	0,6
C_Macas	4,4	1,3	C_Ibarra69	40,8	11,9
C_Mendez	1,3	0,4	C_Mul_Mulalo	27,5	8,0
C_Mil_Emelgur	16,9	4,9	C_Mul_Novacero	28,4	8,3
C_Mil_Milagro	66,8	19,5	C_Rio_Guaranda	6,7	2,0
Adelca 2	34,3	10,0	C_Riobamba	27,1	7,9
C_QUI_EugenioEspejo	18,5	5,4	C_Totoras	21,6	6,3
C_Baeza	7,0	2,0	C_Tul_Tulcan1	4,3	1,3
C_Coca	11,6	3,4	C_Coca	8,3	2,4
C_Conocoto	8,1	-2,4	C_Jivino	4,7	1,4
C_EEQ_Chimb	6,4	1,9	C_Lago_Agrio	9,8	2,8
C_EEQ_Lluluncoto	2,8	0,8	C_Puy_Puyo	3,8	1,1
C_EEQ_Marin	2,8	0,8	C_Ten_Tena	3,3	1,0
C_EEQ_NUEVO	9,9	2,9	C_Esm_Esmeraldas1	56,3	16,4
C_EEQ_Pomasqui	20,0	5,8	C_Manabi_Ch	26,0	7,6
C_EEQ_Sucre	1,8	0,5	C_Manabi_Man	64,4	18,8
C_N_Aereo	11,9	3,5	C_Portoviejo	81,0	23,6
C_N_COTOCOLLAO	9,9	2,9	C_QUE_QUEVEDO	36,0	10,5
C_QUI_Adelca	0,9	0,3	C_Sdo_SantoDomingo	42,0	12,2
C_QUI_Carolina_S/E12	5,8	1,7			
C_QUI_Cumbaya	4,7	1,4			
C_QUI_Epiclachima	18,3	5,3			
C_QUI_Floresta	4,1	1,2			
C_QUI_Iñaquito_S/E13	6,8	2,0			
C_QUI_Olimpico	6,2	1,8			

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_CELEC_SELENA	PQ	0	42	1,9	0
G_EQEMEPE_SEL	PQ	1	1	0	0
G_GAS_PAS	PQ	1	1	55	0
G_GENEROCA_1_8	PV	0	8	3,5	0,4
G_KEPPEL_1_22	PV	0	18	2,88	0,8
G_KEPPEL_23_24	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_25	PQ	1	1	0	0
G_KEPPEL_26_38	PQ	1	12	4	1
G_KEPPEL_39_51	PQ	1	9	4	0
G_PAS_GE_U1	PV	1	1	20	0
G_PAS_GE_U2	PQ	1	1	20	5
G_PAS_GE_U3	PQ	1	1	20	5
G_PAS_GE_U4	PV	1	1	20	0
G_PAS_GE_U5	PQ	1	1	20	5
G_PAS_GE_U6	PQ	1	1	20	5
G_U1_EQUIL	PQ	1	1	0	0
G_U1_TRI	PV	0	1	100	60
G_U2_EQUIL	PQ	1	1	0	0
G_U3_EQUIL	PQ	1	1	0	0
G_U4_EQUIL	PQ	1	1	0	0
G_VICTORIA_TRI	PQ	1	1	0	10,5
SantaElenalIU1_U3	PQ	0	3	10	0
G_ECOELECTRIC	PQ	1	1	25	0
G_EMELORO_MAC	PQ	1	1	0	0
G_EQEERSSA_LOJ	PQ	0	1	2	1
G_EQELECAUSTRO_CUE	PQ	0	1	18	0
G_HIDROABANICO_I	PV	0	2	7,5	0
G_HIDROABANICO_II	PV	0	3	7,5	0
G_SIBIMBE_U1_U2	PQ	0	2	4,5	2,5
G_U10_PAUTE	PV	1	1	0	0
G_U1_MAZAR	PV	0	1	50	0
G_U1_Ocaña	PQ	0	1	7,5	0
G_U1_PAUTE	SL	0	1	100	0
G_U2_MAZAR	PQ	0	1	50	0
G_U2_Ocaña	PQ	0	1	7,5	0
G_U2_PAUTE	PV	0	1	74	0
G_U3_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U4_PAUTE	PV	1	1	100	0
G_U5_PAUTE	PV	1	1	0	0
G_U6_PAUTE	PV	0	1	0	0
G_U7_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U8_PAUTE	PV	0	1	100	0
G_U9_PAUTE	PV	1	1	100	0
G_UA_MPP	PV	1	1	65	0
G_UB_MPP	PV	1	1	65	0
G_GYQ_AT1	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_AT2	PQ	0	1	0	0
G_GYQ_TG1	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_TG2_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_TG3_AS	PQ	1	1	0	0

Generador	Tipo	On (0) / Off (1)	Maq. Paralelo	P [MW]	Q [MVar]
G_GYQ_TG5_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_TG6_AS	PQ	1	1	0	0
G_GYQ_VAS	PQ	0	1	25	10
G_TG4_GZEV	PV	1	1	0	0
G_TV2_GZEV	PV	1	1	72	45
G_TV3_GZEV	PV	0	1	53	44
GSJ Minas	PQ	1	1	0	0
G_CHGUANGOPOLO	PQ	0	2	10	2
G_CHILLOS	PQ	1	1	0,9	0,15
G_CUMBAYA	PQ	0	4	7,125	1,8
G_ECOLUZ_VIC	PQ	0	1	3	1
G_EMAAP_EL_CARMEN	PQ	0	1	4,8	1
G_EMAAP_RECUPERADORA	PQ	0	1	7,2	1
G_GHERNANDEZ	PQ	0	5	3,33	1
G_GUANGOPOLO1_6	PQ	1	5	5,1	0
G_LULUNCOTO	PQ	1	1	0	0
G_NAYON_VIC	PQ	0	2	10,75	2
G_PASOCHOA	PQ	1	1	1,45	0,2
G_AMBATO	PQ	0	1	1	0,5
G_EQEMELNORTE_IBA	PQ	0	1	4	0
G_EQEMELNORTE_TUL	PQ	0	1	3,1	1,5
G_GUARANDA	PQ	0	1	1	0,2
G_MULALO	PQ	0	1	5	1
G_RIOBAMBA	PQ	0	1	10	3,6
G_TG1_ROS	PV	0	1	0	0
G_TG2_ROS	PV	0	1	0	1,6
G_TG3_ROS	PV	1	1	0	0
G_U1_PUCARA	PQ	1	1	35	15
G_U1_SAN FCO	PV	0	1	100	0
G_U2_PUCARA	PQ	1	1	0	0
G_U2_SAN FCO	PQ	0	1	100	0
C_JivinoI	PQ	1	1	0	0
C_JivinoIIU1_U4	PV	0	4	7,5	0
G_Coca	PQ	0	1	0	0
G_U1_AGOYAN	PV	0	1	72,5	-5,4
G_U2_AGOYAN	PV	0	1	72,5	0
CJ_U15_18	PV	1	4	7,77	3
GJ_U11_14	PV	1	4	7,77	3
GJ_U1_U5	PV	1	5	7,77	3
GJ_U6_U10	PV	1	5	7,77	3
G_CALOPE1_2	PV	0	2	4,5	0
G_CELEC_QUEVEDO	PV	0	51	1,76	0
G_G1_CTESM	PV	0	1	125	14
G_LAESPERANZA1_2	PQ	1	1	0	0
G_POZA_HONDA	PQ	1	1	0	0
G_PROPICIA	PQ	1	2	0	0
G_U1_DPER	PV	0	1	40	-1
G_U2_DPER	PV	1	1	50	0
G_U3_DPER	PV	1	1	50	0

Capacitor	On (0) / Off (1)	Paso
X_C_2CERRITOS	1	1
X_C_CARAGUAY	1	1
X_C_NPRO_69	1	1
X_C_PASC_138	1	2
X_C_PASC_69	1	2
X_C_POL	1	2
X_C_SELENA	1	1
X_C_Loja	1	1
X_C_MAC_1	1	1
X_C_MAC_2	1	1
Pomasqui	1	1
Shunt232	1	1
Shunt1004	1	1
Shunt206	1	1
Shunt208	1	1
Shunt209	1	1
Shunt220	1	1
Shunt221	1	1
Shunt222	1	1
Shunt223	1	1
Shunt224	1	1
Shunt2240	1	1
Shunt225	1	1
Shunt226	1	1
Shunt229	1	1
Shunt230	1	1
Shunt231	1	1
Shunt233	1	1
Shunt239	1	1
Shunt2400	1	1
Shunt241	1	1
Shunt243	1	1
Shunt244	1	1
Shunt245	1	1
Shunt249	1	1
Shunt270	1	1
Shunt300	1	1
Shunt301	1	1
Shunt3220	1	2
Shunt402	1	1
Shunt421	1	1
Shunt554	1	1
XCAlangasi	1	1
X_C1_IBA	1	1
X_C2_IBA	1	1
X_C_ROS	1	2
X_C_TUL	1	1
X_L_POMAS	1	1
San Gregorio	1	2
X_C_Esmeraldas	1	1
X_C_Portoviejo	1	2